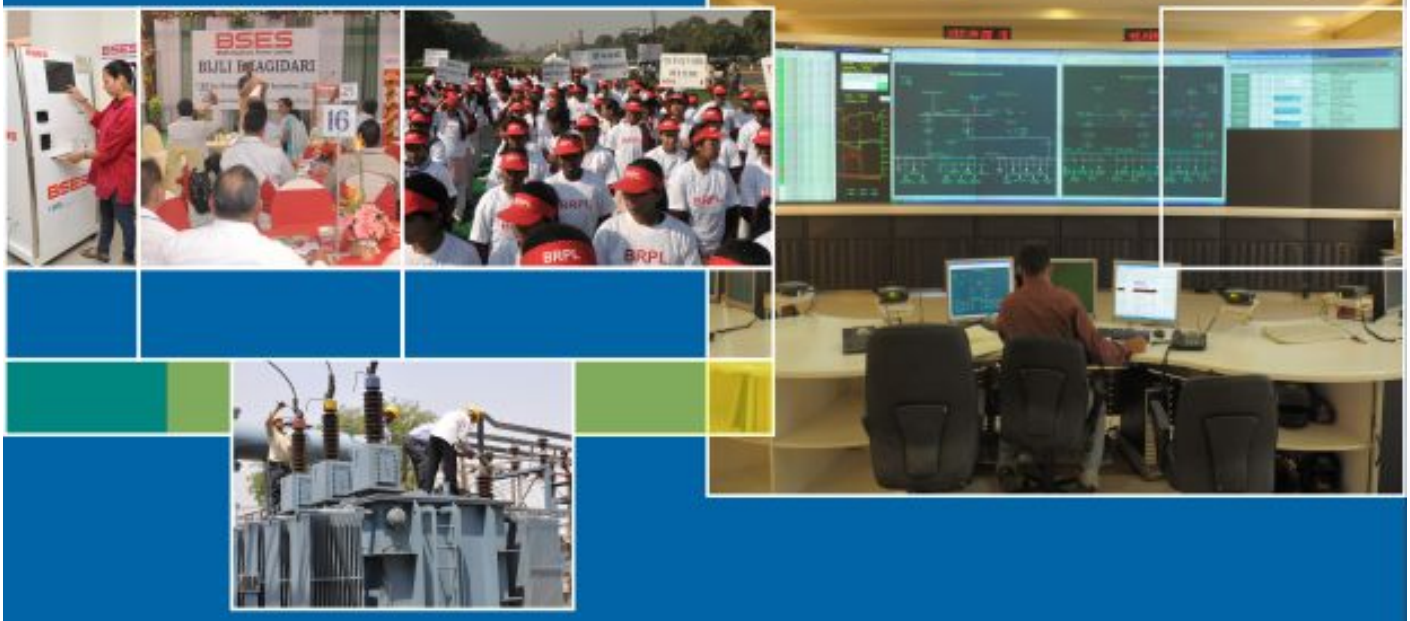
BSES

**BSES Rajdhani Power Limited**

Registered Office : BSES Bhawan, Nehru Place, New Delhi - 110 019




# याचिका हेतु

## वित्त वर्ष 2011–12 के लिए समायोजन
## वित्त वर्ष 2012–13 के लिए समीक्षा तथा अस्थायी समायोजन
## एंव
## वित्त वर्ष 2013–14
## के वितरण (व्हीलिंग और खुदरा आपूर्ति) व्यवसाय

**दिल्ली विद्युत नियामक आयोग के समक्ष प्रस्तुत**

# A friend for all seasons !

Making things easier.
All The information you need now just a click away.

Bill Status • Six Months Billing Data • Bills via E-mail/SMS
Online Request for New Connection • Online Request for Load Change
Online Complaint Registration • Download Forms • Online Payment
Energy Calculator • Energy Conservation & Safety Tips
Meter Specifications & Vendor Details • Suggestions & Feedback

**Multiple modes of Bill Pay including online**
**website: www.bsesdelhi.com**

BSES
BSES Rajdhani Power Limited

BSES
BSES Rajdhani Power Limited

# विषय सूची
# और
# तालिका सूची



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# विषय सूची

1. निर्देशों का अनुपालन ..... 24
2. वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान प्रदर्शन ..... 33
2.1 वित्त वर्ष 2011–12 में नेटवर्क की वृद्धि/रखरखाव ..... 34
2.2 पीक मांग की पूर्ति ..... 34
2.3 वास्तविक एवं प्रदर्शन मानक वित्त वर्ष 2011–12 ..... 35
2.3.1 सामान्य फ्यूज़ ऑफ कॉल्स ..... 35
2.3.2 लाइन ब्रेकडाउन संबंधी शिकायतें ..... 36
2.3.3 वितरण ट्रांसफार्मर से जुड़ी शिकायतें ..... 36
2.3.4 निर्धारित आउटेज से जुड़ी शिकायतें ..... 37
2.3.5 विश्वसनीयता सूचकांक ..... 37
2.3.6 आवृत्ति भिन्नता ..... 38
2.3.7 बिलों में गलतियों से संबंधित शिकायतें ..... 38
2.3.8 दोषपूर्ण मीटरों से संबंधित शिकायतें ..... 38

3. **वित्त वर्ष 2011–12 का समायोजन (ट्रूइंग अप)** .....40
3.1 बिक्री .....39
3.2 राजस्व बिलिंग .....43
3.3 संग्रहित राजस्व .....45
3.4 ए टी एवं सी घाटा .....46
3.5 वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान ऊर्जा संतुलन.....58
3.6 बिजली खरीद ..... 60
3.6.1 बिजली खरीद की मात्रा ..... 60

**3.6.2.** बिजली खरीद लागत ..... **62**
**3.6.2.1.** ऋण पत्र शुल्क ..... **71**
**3.6.3.** ट्रांसमिशन शुल्क ..... **72**
**3.6.4.** बिजली खरीद लागत (स्वीकृत खर्च के संदर्भ में वास्तविक खर्च) ..... **74**
**3.7.** नियंत्रण योग्य मानकों की समीक्षा ..... **75**
**3.8.** कर्मचारी व्यय ..... **75**
**3.9.** प्रशासनिक एवं सामान्य (ए एवं जी) व्यय ..... **83**
**3.10.** मरम्मत एवं रखरखाव (आर एवं एम) व्यय ..... **84**
**3.11.** कुल परिचालन एवं रखरखाव (ओ एवं एम) खर्च ..... **85**
**3.12.** पूंजीगत व्यय तथा पूंजीकरण ..... **86**
**3.13.** वित्त के साधन ..... **90**
**3.14.** अवमूल्यन ..... **94**
**3.15.** अवमूल्यन का उपचार ..... **97**
**3.16.** अवमूल्यन के संदर्भ में अग्रिम ..... **98**
**3.17.** डब्ल्यूएसीसी की गणना के लिए विचारणीय संशोधित इक्विटी आधार ..... **100**
**3.18.** डब्ल्यूएसीसी का निर्धारण ..... **101**
**3.19.** कार्यशील पूंजी आवश्यकता ..... **102**
**3.20.** विनियमित मुनाफा आधार (आरआरबी) ..... **103**
**3.21.** पूंजी पर मुनाफा (आरओसीई) ..... **104**



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**3.22.** सप्लाई मार्जिन का निर्धारण ..... **105**
**3.23.** वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2010–11 के दौरान संवहन लागत..... **106**
**3.24.** अन्य विविध खर्चे ..... **107**
**3.24.1.** क्रेडिट रेटिंग ..... **107**
**3.24.2.** प्रशिक्षण व्यय ..... **108**
**3.24.3.** उच्चतम न्यायालय आदेश एसएलपी सं 4270/2006 लागू किए जाने के बाद खर्च ..... **109**
**3.24.4.** ऑडिटर सर्टिफिकेट का खर्च ..... **109**
**3.24.5.** लाइसेंस शुल्क ..... **109**
**A)** डीईआरसी को बढ़े हुए लाइसेंस शुल्क का भुगतान..... **109**
**B)** अदा किया गया लाइसेंस शुल्क ..... **110**
**3.24.6.** निविदा खर्च ..... **111**
**3.24.7.** बढ़ा हुआ प्रिंटिंग खर्च ..... **111**
**3.24.8.** डीपीसीएल की अभिरक्षा जमा राशि पर मानदण्ड संबंधी ब्याज ..... **112**
**3.24.9.** परिसंपत्तियों को सेवा निर्गत करने के परिणामस्वरूप घाटा..... **113**
**3.24.10.** ऑम्बड्समैन व्यय ..... **114**
**3.24.11.** याचिका के हिंदी रूपांतरण पर व्यय ..... **115**
**3.24.12.** ऋण लागत ..... **115**
**3.25.** वित्त वर्ष 2007–08 के लिए वास्तविक समायोजन ..... **116**
**3.26.** उपभोक्ता अभिरक्षा जमा (सीएसडी) पर ब्याज ..... **124**
**3.27.** आयकर ..... **125**
**3.28.** गैर–टैरिफ आय..... **126**
**3.29.** वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2010–11 की ट्रूइंग–अप आवश्यकता ..... **131**
**3.30.** वित्त वर्ष 2002–03 से वित्त वर्ष 2006–07 के आयकर का वास्तविक समायोजन ..... **133**
**3.31.** वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2010–11 के दौरान ऋण पत्र (एलसी शुल्क)..... **136**
**3.32.** ए एंड जी तथा आर एंड एम व्यय की पात्रता ..... **137**
**3.33.** राजस्व अंतर को भरने के लिए वित्त वर्ष 2010–11 के दौरान ऋण लागत ..... **140**
**3.34.** वित्त वर्ष 2011–12 के लिए वार्षिक राजस्व आवश्यकता ..... **140**

**4.** वित्त वर्ष 2012–13 की वार्षिक प्रदर्शन समीक्षा और वित्त वर्ष 2013–14 की एआरआर ..... **14142**

**4.1.** बिक्री राजस्व ..... **144**
**4.2.** राजस्व बिलिंग ..... **149**
**4.3.** संग्रहण कुशलता ..... **151**
**4.4.** एटी एवं सी घाटा..... **155**
**4.5.** राज्यों के भीतर ट्रांसमिशन हानियां ..... **159**
**4.6.** अंतरराज्यीय ट्रांसमिशन हानियां..... **160**
**4.7.** ऊर्जा संतुलन ..... **161**
**4.8.** वित्त वर्ष 2012–13 और वित्त वर्ष 2013–14 के लिए बिजली खरीद का परिमाण.....162
**4.8.1.** एनटीपीसी उत्पादन केंद्र..... **162**
**4.8.2.** एनएचपीसी उत्पादन केंद्र..... **164**
**4.8.3.** परमाणु केंद्रों से उपलब्धता..... **165**
**4.8.4.** राज्य उत्पादन केंद्र..... **166**
**4.8.5.** अन्य स्टेशन..... **167**
**4.8.6.** नए उत्पादन केंद्र..... **168**
**4.8.7.** नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत ..... **170**



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

4.8.8. अन्य स्रोतों से क्रय/विक्रय की गई बिजली ..... 170
4.9. बिजली खरीदारी लागत ..... 171
4.10. ट्रांसमिशन लागत ..... 189
4.11. परिचालन तथा रखरखाव व्यय ..... 190
4.12. पूंजी व्यय एवं पूंजीकरण ..... 190
4.13. अवमूल्यन ..... 191
4.14. लगायी गई पूंजी पर रिटर्न (आरओसीई) ..... 191
4.15. आयकर ..... 192
4.16. गैर टैरिफ आय ..... 193
4.17. वार्षिक राजस्व आवश्यकता ..... 193

**5. आपूर्ति मॉडल की लागत ..... 195**

5.1. व्हीलिंग एआरआर का आबंटन ..... 196
5.2. खुदरा आपूर्ति एआरआर का आबंटन ..... 198
5.3. ओपन एक्सेस शुल्क का निर्धारण ..... 199

**6. राजस्व अंतर के लिए प्रस्तावित समाधान ..... 200**

6.1. वित्त वर्ष के दौरान राजस्व अंतर ..... 200
6.2. वित्त वर्ष के दौरान बिजली खरीद की कीमत बदलाव के कारण राजस्व में आया अंतर ..... 203
6.3. पिछली अवधि में नियामकीय परिसंपत्तियों/अंडररिकवरी के कारण राजस्व में अंतर ..... 207



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# तालिका सूची

तालिका 1 : वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान वितरण नेटवर्क में बढ़ोतरी ..... 33
तालिका 2 : सामान्य फ्यूज़ ऑफ कॉल ..... 34
तालिका 3 : प्रदर्शन मानक – लाइन ब्रेकडाउन ..... 35
तालका 4 : प्रदर्शन मानक – वितरण ट्रांसफर में खराबी ..... 35
तालिका 5 : प्रदर्शन मानक – निर्धारित कार्यक्रमानुसार बिजली कटौती ..... 36
तालिका 6 : प्रदर्शन मानक – विश्सनीयता सूचकांक ..... 36
तालिका 7 : प्रदर्शन मानक : बिलिंग संबंधी गलतियां ..... 37
तालिका 8 : प्रदर्शन मानक : खराब मीटर ..... 38
तालिका 9 : श्रेणीगत उपभोक्ताओं की संख्या, कनेक्टेड लोड और बिक्री.....39
तालिका 10 विव 2011–12 में प्रवतर्नन के परिणामस्वरूप दर्ज यूनिटें.....40
तालिका 11 : विव 2011–12 के दौरान उपभोक्ता श्रेणीगत आधार पर बिक्री .....41
तालिका 12: विव 2011–12 के दौरान श्रेणीगत राजस्व बिलिंग ..... 42
तालिका 13 : विव 2011–12 के दौरान प्रवर्तन के चलते दर्ज यूनिटें .....43
तालिका 14 : राजस्व संग्रहित .....44
तालिका 15 : एटी एवं सी घाटे .....45
तालिका 16 : नीति निर्देशन अवधि की शुरूआत में एटी एवं सी घाटे .....45
तालिका 17 : नीति निर्देशन अवधि की समाप्ति पर एटी एवं सी घाटे .....46
तालिका 18 : विव 2010–11 के लिए एटी एवं सी घाटे संबंधी लक्ष्य .....46
तालिका 19 : विव 2010–11 में एटी एवं सी घाटे .....47
तालिका 20 : एटी एवं सी घाटे और उपलब्धियां .....48
तालिका 21 : डीपीआर जमा कराना और एमवाईटी अवधि में उनकी मंजूरी की स्थिति .....51
तालिका 22 : बीआरपीएल द्वारा जमा कराए आंकड़ों के संदर्भ में स्वीकृत पूंजी व्यय .....52
तालिका 23 : एटी एवं सी घाटों में कमी लाने के लिए स्वीकृत पूंजी व्यय .....53
तालिका 24 : विनियामक परिसंपत्तियों की संवहन लागत और अधिभार के
जरिए वसूली के बीच अंतर .....54
तालिका 25 : विव 2011–12 के दौरान ऊर्जा संतुलन .....58
तालिका 26 : विव 2011–12 के दौरान विभिन्न स्रोतों से खरीदी गई वास्तविक मात्रा .....59
तालिका 27 : विव 2011–12 के दौरान अंकेक्षित खातों के अनुसार क्रय बिजली लागत ..... 61
तालिका 28 : विव 2011–12 के लिए अंकेक्षित खातों के अनुसार विद्युत क्रय लागत .....62
तालिका 29 : विव 2011–12 के लिए अन्य दावों का विवरण .....63
तालिका 30 : विव 2011–12 के दौरान बिजली की शुद्ध खरीद की लागत .....66
तालिका 31 : विव 2011–12 के लिए विचारणीय शुद्ध विद्युत खरीद लागत ..... 67
तालिका 32 : विव 2011–12 के लिए बिजली की सकल खरीद लागत .....67
तालिका 33 : विव 2011–12 के लिए दावा की गई कुल विद्युत क्रय लागत ..... 70
तालिका 34 : तिमाही आधार पर एफपीए ..... 70
तालिका 35 : विव 2011–12 के लिए अंकेक्षित खातों के अनुसार ट्रांसमिशन शुल्क .....71
तालिका 36 : विव 2011–12 के दौरान डीटीएल शुल्क तथा पीजीसीआईएल
शुल्क की विभिन्न मदों का ब्योरा .....71
तालिका 37 : विव 2011–12 के लिए शुद्ध ट्रांसमिशन शुल्क ..... 72
तालिका 38 : बिजली खरीद लागत ..... 73
तालिका 39 : अंकेक्षित खातों के अनुसार कर्मचारी व्यय ..... 75
तालिका 40 : एआरआर में विचारणीय कर्मचारी व्यय ..... 81
तालिका 41 : अंकेक्षित खातों के अनुसार ए एवं जी व्यय .....82
तालिका 42 : एआरआर में विचारणीय ए एवं जी व्यय .....83



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

तालिका 43 : एआरआर के अनुसार आर एंड एम व्यय .....84
तालिका 44 : कुल परिचालन एवं रखरखाव (ओ एवं एम व्यय) .....84
तालिका 45 : प्रथम नियंत्रण अवधि के दौरान मंजूर पूंजीगत व्यय .....86
तालिका 46 : प्रथम नियंत्रण अवधि के दौरान वास्तविक पूंजी व्यय .....86
तालिका 47 : प्रथम नियंत्रित अवधि के दौरान स्वीकृत पूंजीकरण .....87
तालिका 48 : विव 2007–08 से विव 2011–12 के दौरान वास्तविक पूंजीकरण .....87
तालिका 49 : नियंत्रण अवधि के दौरान जारी कार्य .....87
तालिका 50 : विव 2002–03 से विव 2011–12 तक उपभोक्ता अंशदान का विवरण (करोड़ रु) .....89
तालिका 51 : विव 2007–08 हेतु शुरूआती सीडब्ल्यूआईपी में से निवेश का पूंजीकररण...90
तालिका 52 : नए निवेश से पूंजी निवेश .....90
तालिका 53 : कार्यशील पूंजी का वित्त पोषण .....91
तालिका 54 : औसत ऋण बकाया की गणना .....92
तालिका 55 : औसत इक्विटी शेष की गणना .....92
तालिका 56 : विव 2006–07 तक आरंभिक डब्ल्यूआईपी में से शुद्ध पूंजीकरण .....94
तालिका 57 : नियंत्रण अवधि के दौरान नए निवेश में से शुद्ध पूंजीकरण .....94
तालिका 58 : अवमूल्यन की गणना के लिए विचारणीय अवमूल्यन दरें .....95
तालिका 59 : नियंत्रित अवधि के दौरान अवमूल्यन .....96
तालिका 60 : अवमूल्यन का प्रयोग .....97
तालिका 61 : अवमूल्यन के संदर्भ में अग्रिम .....98
तालिका 62 : अवमूल्यन के संदर्भ में अग्रिम का इस्तेमाल .....98
तालिका 63 : संशोधित इक्विटी आधार .....99
तालिका 64 : पूंजी व्यय के लिए ऋण पर ब्याज दर .....100
तालिका 65 : वेटेड औसत पूंजी लागत (वेटेड एवरेज कॉस्ट ऑफ कैपिटल – डब्ल्यूएसीसी) का निर्धारण .....100
तालिका 66 : नियंत्रण अवधि के दौरान कार्यशील पूंजी की आवश्यकता .....101
तालिका 67 : विव 2007–08 से विव 2011–12 तक विनियमित रिटर्न बेस .....102
तालिका 68 : पूंजी निवेश पर मुनाफे का निर्धाररण .....104
तालिका 69 : विव 2007–08 से विव 2011–12 तक सप्लाई मार्जिन की गणना ....105
तालिका 70 : विव07–08 से विव12–13 के दौरान लागू एसबीआई पीएलआर दरें..106
तालिका 71 : ऑडिटर्स सर्टिफिकेट का खर्च ..... 108
तालिका 72 : बढ़ा हुआ लाइसेंस शुल्क .....109
तालिका 73 : बढ़ा हुआ निविदा खर्च ..... 110
तालिका 74 : बढ़ा हुआ प्रिंटिंग व्यय ..... 110
तालिका 75 : डीपीसीएल की अभिरक्षा राशि पर नॉर्मेटिव ब्याज .....111
तालिका 76 : परिसंपत्तियों को सेवा निर्गत करने के परिणामस्वरूप घाटा .....112
तालिका 77 : चक्रवृद्धि ऑम्बड्समैन व्यय .....113
तालिका 78 : ऑम्बड्समैन व्यय .....113
तालिका 79 : विव 11–12 के लिए ट्रूइंग–अप दावे के अंतर्गत कुल विविध व्यय ....114
तालिका 80 : ओ एवं एम खर्च नियम 12.1 के अनुसार .....116
तालिका 81 : विनियमन 12.1 के अनुसार अवमूल्यन .....116
तालिका 82 : विनियमन 12.1 के अनुसार पूंजी पर मुनाफा .....117
तालिका 83 : विनियमन 12.1 के अनुसार फ्री रिज़र्व पर लाभ .....117
तालिका 84 : विनियमन 12.1 के अनुसार ऋण पर ब्याज .....118
तालिका 85 : विनियमन 12.1 के अनुसार समायोजन .....119
तालिका 86 : विव 2007–08 और विव 2008–09 में ओ एवं एम व्यय की तुलनात्मक स्थिति .....120



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

तालिका 87 : कर्मचारी व्यय में संशोधन के चलते देय अतिरिक्त राशि .....120
तालिका 88 : ए एवं जी व्यय में संशोधन के कारण अतिरिक्त राशि .....121
तालिका 89 : विव 2008–09 से विव 2011–12 के दौरान
परिचालन एवं रखरखाव खर्चों पर प्रभाव .....122
तालिका 90 : विव 2007–08 के समायोजन पर संवहन लागत .....122
तालिका 91 : विव 2007–08 से विव 2011–12 के दौरान
उपभोक्ता सुरक्षा अभिरक्षा पर ब्याज .....123
तालिका 92 : विव 2007–08 से विव 2011–12 के दौरान आयकर ..... 124
तालिका 93 : विव 2007–08 से विव 2011–12 की गैर–शुल्क आय .....125
तालिका 94 : विव 2011–12 के लिए गैर–शुल्क आय .....128
तालिका 95 : विव 2007–08 से विव 2010–11 तक शीर्षानुसार
वास्तविक दावा राशि .....130
तालिका 96 : आयोग द्वारा संबंधित ट्रूइंग–अप आदेशों में स्वीकृत राशि ..... 131
तालिका 97 : ट्रूइंग–अप के लिए स्वीकृत शुद्ध राशि ..... 131
तालिका 98 : ट्रूइंग–अप के लिए विचारणीय कुल राशि .....132
तालिका 99 : आरओई के आधार पर आयकर की गणना .....133
तालिका 100 : आरओई के आधार पर आयकर की गणना ..... 133
तालिका 101 : ट्रूइंग–अप के लिए विचाराधीन राशि .....134
तालिका 102 : विव 2007–08 से विव 2010–11 के दौरान एलसी शुल्क .....135
तालिका 103 : विव 2007–08 से विव 2010–11 के दौरान एलसी शुल्क .....135
तालिका 104 : विव04–05 से विव06–07 के दौरान ए एवं जी तथा आर एवं एम व्यय ...137
तालिका 105 : विव 2004–05 से विव 2006–07 के दौरान ए एवं जी व्यय
और आर एवं एम व्यय हेतु संवहन लागत .....138
तालिका 106 : विव 2011–12 की वार्षिक राजस्व आवश्यकता ..... 139
तालिका 107 : विव 2008–09 से विव 2011–12 के दौरान ऊर्जा बिक्री .....143
तालिका 108 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान अनुमानित ऊर्जा बिक्री.....144
तालिका 109 : विव12–13 और विव13–14 के दौरान उपभोक्ताओं की संभावित संख्या....146
तालिका 110 : विव 2012–13 और विव 2013–14 में अनुमानित कनेक्टेड लोड ..... 147
तालिका 111 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के अनुसार राजस्व बिलिंग .....149
तालिका 112 : विव 2007–08 से विव 2011–12 के दौरान संग्रहण कुशलता लक्ष्य .....151
तालिका 113 : विव 2012–13 से विव 2014–15 के दौरान संग्रहण कुशलता लक्ष्य .....151
तालिका 114 : अन्य वितरण कंपनियों के संग्रहण कुशलता लक्ष्य .....153
तालिका 115 : नीति निर्देशन अवधि के प्रारंभ में एटी एवं सी हानियों का स्तर .....154
तालिका 116 : नीति निर्देशन अवधि के अंत में प्राप्त एटी एवं सी हानियों का स्तर ....155
तालिका 117 : वित्त वर्ष 2010–11 के लिए लक्षित एटी एवं सी हानियां ..... 155
तालिका 118 : वित्त वर्ष 2010–11 में प्राप्त एटी एवं सी हानियां .....156
तालिका 119: विव 11–12 के लिए वितरण घाटा .....157
तालिका 120 : कलेक्शन कुशलता .....157
तालिका 121: विव 2011–12 के लिए एटी एंड सी हानि ..... 157
तालिका 122 : विव 2012–13 और विव 13–14 के लिए प्रस्तावित एटी एंड हानि ....158
तालिका 123 : विव 12–13 और विव13–14 के लिए अंतरराज्यीय ट्रांसमिशन हानि...159
तालिका 124 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के लिए वितरण घाटा .....160
तालिका 125 : ऊर्जा शेष .....160
तालिका 126 : वित्त वर्ष 2012–13 तथा वित्त वर्ष 2013–14 के दौरान
एनटीपीसी उत्पादन स्टेशनों से क्रय बिजली परिमाण .....162
तालिका 127 : वित्त वर्ष 2012–13 तथा वित्त वर्ष 2013–14 के दौरान
एनएचपीसी उत्पादन स्टेशनों से क्रय बिजली परिमाण .....163



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

तालिका 128 : वित्त वर्ष 2012–13 तथा वित्त वर्ष 2013–14 के दौरान परमाणु उत्पादन स्टेशनों से क्रय बिजली परिमाण .....164
तालिका 129 : वित्त वर्ष 2012–13 तथा वित्त वर्ष 2013–14 के राज्यों के उत्पादन स्टेशनों से क्रय बिजली परिमाण .....165
तालिका 130 : वित्त वर्ष 2012–13 तथा वित्त वर्ष 2013–14 के दौरान अन्य स्टेशनों से क्रय बिजली परिमाण .....166
तालिका 131 : डीईआरसी द्वारा विचारणीय मात्रा तथा चालू होने की तारीख .....167
तालिका 132 : नए स्टेशनो से होने वाली बिजली खरीदारी का परिमाण .....168
तालिका 133 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान आरपीओ प्रतिशत .....169
तालिका 134 : विव 12–13 और विव 13–14 के दौरान क्रय की गई नवीकरणीय ऊर्जा .....160
तालिका 135 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान द्विपक्षीय क्रय/विक्रय .....170
तालिका 136 : विभिन्न केंद्रीय उत्पादन स्टेशनों से स्थिर लागत और एनएपीएएफ का विवरण..170
तालिका 137 : एनटीपीसी उत्पादन स्टेशनों की विद्युत क्रय लागत .....172
तालिका 138 : एनएचपीसी उत्पादन स्टेशनों की विद्युत क्रय लागत.....173
तालिका 139 : परमाणु उत्पादन स्टेशनों से क्रय की गई बिजली की लागत .....174
तालिका 140 : राज्यों के उत्पादन स्टेशनों की स्थिर लागत और बीआरपीएल की हिस्सेदारी..175
तालिका 141 : राज्यों के उत्पादन स्टेशनों से क्रय की गई विद्युत लागत .....176
तालिका 142 : अन्य स्टेशनों से बिजली खरीद लागत .....177
तालिका 143 : नए उत्पादन स्टेशनों से क्रय की गई बिजली लागत.....177
तालिका 144 : अन्य स्रोतों से क्रय विद्युत लागत .....178
तालिका 145 : अन्य स्रोतों को की जाने वाली बिक्री से आय.....179
तालिका 146 : सीईआरसी के अनुरूप, आयोग द्वारा नवीकरण ऊर्जा स्रोतों के लिए निर्धारित शुल्क .....179
तालिका 147 : औसत बिजली खरीद लागत ..... 180
तालिका 148 : नवीकरण ऊर्जा स्रोतों से खरीदी गई बिजली की लागत .....180
तालिका 149 : अन्य खर्चे ..... 181
तालिका 150 : विनियामक परिसंपत्तियों की संवहन लागत और अधिभार के जरिए वसूली के बीच अंतर ..... 182
तालिका 151 : पीपीए की मंजूरी हेतु शुल्क ..... 185
तालिका 152 : विव 2012–13 से विव 2013–14 तक कुल विद्युत क्रय लागत..... 185
तालिका 153: डीईआरसी द्वारा स्वीकृत विव 2012–13 और विव 2013–14 के लिए विद्युत क्रय लागत .....186
तालिका 154 : विव 2012–13 के लिए विद्युत क्रय लागत .....187
तालिका 155 : वित्त वर्ष 12–13 और वित्त वर्ष 13–14 के दौरान ट्रांसमिशन शुल्क .....188
तालिका 156 : विव 12–13 तथा विव 13–14 के लिए परिचालन एवं रखरखाव व्यय.....189
तालिका 157 : विव 12–13 तथा विव 13–14 के लिए पूंजी व्यय तथा पूंजीकरण .....190
तालिका 158 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के लिए अवमूल्यन .....190
तालिका 159 : विव 12–13 और विव 13–14 के लिए आरओसीई .....191
तालिका 160 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के लिए आयकर .....191
तालिका 161 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान गैर–शुल्क आय ..... 192
तालिका 162: विव 2012–13 और विव 2013–14 के लिए वार्षिक राजस्व आवश्यकता..192
तालिका 163 : रिटेल एवं व्हीलिंग एआरआर (करोड़ रु).....194
तालिका 164 : विभिन्न वोल्टेज स्तरों (एमयू) पर बिक्री .....195
तालिका 165 : वोल्टेज के मुताबिक वितरण घाटे ..... 195
तालिका 166 : अलग अलग वोल्टेज स्तरों (एमयू) पर एनर्जी इनपुट .....196
तालिका 167 : अलग–अलग वोल्टेज के लिए तय व्हीलिंग लागत .....196
तालिका 168 : व्हीलिंग शुल्क .....197



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

तालिका 169 : अलग–अलग वोल्टेज स्तरों पर आबंटित खुदरा आपूर्ति एआरआर....197
तालिका 170 : खुदरा आपूर्ति शुल्क (रु प्रति यूनिट) .....197
तालिका 171 :शुल्क संबंधी प्रस्ताव .....199
तालिका 172 : विव 2011–12 से विव 2012–13 तक एआरआर के आधार पर राजस्व अंतर ..... 211
तालिका 173 : एटीई के अनुसार संचालन लागत पर नियामक संपदा की नए सिरे से गणना ..... 212
तालिका 174 : विव 2012–13 तक संग्रहित विनियामक परिसंपत्तियां .....213

## आकृतियों की सूची

**आकृति 1 : अधिग्रहण के बाद से एटी एवं सी घाटा ..... 34**
**आकृति 2 : दिल्ली के लिए पीक मांग में बढ़ोतरी ..... 35**
**आकृति 3 : एटी एवं सी में कमी (विव 09 से विव 11) ..... 54**
**आकृति 4 : राज्यवार टी एवं डी घाटे – विव 2009–10 ..... 55**
**आकृति 5 : दिल्ली में विव 2010–11 के लघु अवधि की विद्युत क्रय लागत ..... 65**



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# संलग्नक सूची

| संलग्नक सं | विवरण |
|---|---|
| संलग्नक – A | एमवाईटी फॉर्मेट |
| संलग्नक -1 | विव 2011–12 की वार्षिक रिपोर्ट |
| संलग्नक -2 (Colly.) | दिनांक 20.11.2009 की याचिका की प्रति, पत्रांक सं. RA/2011-12/01/A/83 दिनांक 27.07.2011 और पत्रांक सं. RA/2012-13/01/A/138 दिनांक 22.06.2012 पूर्ण रूप से भरी गई तथा डीईआरसी द्वारा प्राप्त |
| संलग्नक -3 (Colly.) | बीआरपीएल तथा डीईआरसी के बीच कैपेक्स मंजूरी संबंधी पत्राचार |
| संलग्नक -4 | विव 2011–12 की बिजली खरीद/बिक्री संबंधी अंकेक्षित प्रमाणपत्र की प्रति जो कि पत्रांक RA/2012-13/01/A/188 दिनांक 27.07.2012 के माध्यम से डीईआरसी को जमा करायी गई |
| संलग्नक -5 | माननीय एपीटीईएल द्वारा 2008 की अपील 36 के संदर्भ में दिनांक 6.10.2009 के निर्णय के मुताबिक बीआरपीएल की पात्रता |
| संलग्नक -6 | बीआरपीएल के पत्र सं RCM/09-10/782 दिनांक 26.02. 2010 की प्रति |
| संलग्नक -7 | डीईआरसी के पत्र सं F.3(266)/Tariff/DERC/2009-10/5030 दिनांक 26.02. 2010 की प्रति |
| संलग्नक -8 | बीआरपीएल के पत्र सं RA/2012-13/01/A/016 दिनांक 11.04.2012 |
| संलग्नक -9 | डीटीएल पत्रांक F/DTL/207/DGM(SO)/2012-13/170 दिनांक 28.06.2012 की प्रति |
| संलग्नक -10 | सीईआरसी (अंतरराज्यीय ट्रांसमिशन शुल्क एवं घाटों को साझा करना) विनियमन, 2010 की प्रति |
| संलग्नक -11 | एनआरपीसी अधिसूचना सं NRPC/OPR/103/01/2012-13 दिनांक 09.07.2012 |
| संलग्नक -12 | अप्रैल 2012 से मार्च 2013 तक एनआरपीसी की अधिसूचना के अनुसार रखरखाव कार्यक्रम |
| संलग्नक -13 (Colly.) | सीईआरसी आदेश (विव 2009–विव 2012) जिन्होंने एनएचपीसी स्टेशनों के लिए डिजाइन एनर्जी उपलब्ध करायी |
| संलग्नक -14 | माननीय आयोग के आदेश सं F.11 (406)/DERC/2007-08/4702 दिनांक 07.03.2008 की प्रति |
| संलग्नक -15 | राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार का आदेश सं F.11 (41)/2007- Power/PF-1/1430 दिनांक 20.05.2011 |
| संलग्नक -16 | माननीय आयोग के पत्रांक सं F.3 (288)/Tariff/DERC/2010-11/2485/777 दिनांक 15.05.2012 की प्रति |
| संलग्नक -17 | डीईआरसी (आरपीओ एवं आरईसी फ्रेमवर्क कियान्वयन) विनियमनों, 2012 की प्रति |
| संलग्नक -18 | सीईआरसी (शुल्क निर्धारण की शर्तें एवं नियम) विनियमन, 2009 की प्रति |
| संलग्नक -19 | केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण की 01.07.2012 को अधिसूचित अधिसूचना |
| संलग्नक -20 | विव 2011–12 की लागत संबंधी ऑडिट रिपोर्टों की प्रति |
| संलग्नक -21 | DTL SLDC की ओर से ईमेल, दिनांक 29.11.2012 |
| संलग्नक -22 | बीआरपीएल के पत्र सं RA/2011-12/01/A/339 dated 05.03.2012 की प्रति |
| संलग्नक -23 | बीआरपीएल के पत्र सं RA/2012-13/01/A/268 दिनांक 15.10.2012 की प्रति |
| संलग्नक -24 | विव 2007–08 से विव 2011–12 के लिए चोरी/प्रवर्तन बिलिंग हेतु ऑडिटर प्रमाणपत्र |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | |
|---|---|
| संलग्नक -25 | माननीय आयोग के पत्रांक . 3 (331)/ Tariff/ DERC/ 2011-12/ 323/ 6313 दिनांक 15.02.2012 की प्रति तथा एआरआर याचिका के हिंदी रूपांतरण एवं मुद्रण व्यय संबंधी इन्वॉयस की प्रति |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## दिल्ली विद्युत नियामक आयोग के समक्ष

## सी ब्लॉक, शिवालिक, मालवीय नगर, नई दिल्ली

**2012 की याचिका**

**प्रकरण के संबंध में:-**

**बीएसईएस राजधानी पावर लिमिटेड ("बीआरपीएल")**

**बीएसईएस भवन, नेहरू प्लेस**

**नई दिल्ली –110019**

..... **याचिकाकर्ता**

**और**

**के मामले में**

दिल्ली विद्युत नियामक आयोग (व्हीलिंग टैरिफ एवं रिटेल सप्लाई टैरिफ की शर्तें) विनियमन, 2007 (जिसे बाद में **"एमवाईटी नियमन 2007"** कहा जाएगा) के संदर्भ में वित्त वर्ष 2011–12 तक के खर्चों का समायोजन, जिसे दिल्ली आयोग के आदेश सं F.3 (130-A)/ Law/DERC/2011-12/Part file दिनांक 10.05.2011 के जरिए एक वर्ष की अवधि के लिए अर्थात 31.03.2012 तक के लिए बढ़ाया गया था, जो कि विद्युत अधिनियम 2003 (जिसे बाद में **"अधिनियम"** कहा जाएगा) की धारा 62 के अंतर्गत दायर किया जा रहा है, और जिसे **एमवाईटी नियमन 2007** के विनियमनों 8.4, 8.5, 8.7, 8.8, 8.9, 11.1, 11.2, 11.3, 11.4 तथा 13.4, दिल्ली विद्युत सुधार अधिनियम 2000, जहां तक लागू हो, की धारा 11 एवं 28, दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (व्यावसायिक आचरण) नियमन 2001 और माननीय दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (जिसे आगे **"माननीय आयोग"** कहा जाएगा) द्वारा जारी वितरण एवं खुदरा आपूर्ति विद्युत आपूर्ति के लाइसेंस की शर्त 24 के साथ पढ़ा जाए।

के मामले में :

यह मामला विव 2011–12 के खर्चों के वास्तविक समायोजन के लिए दिल्ली विद्युत नियमन आयोग (व्हीलिंग टैरिफ एवं रिटेल आपूर्ति की शर्तें) नियमन 2007 (इसके बाद जिसे एमवाईटी नियमन, 2007 लिखा जाएगा) जिसे दिल्ली आयोग ने अपने 10.05.2011 के आदेश संख्या F.3 (130-A)/ Law/DERC/2011-12/Part file के मार्फत एक साल यानी 31.03.2012 तक विस्तारित किया, के नियमन 8.4, 8.5,



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

8.7, 8.8, 8.9, 11.1, 11.2, 11.3, 11.4 और 13.4 के साथ पठित धारा 62 तथा दिल्ली विद्युत सुधार अधिनियम 2000 की यथा संभव क्रियान्वयन योग्य धारा 11 एवं 28, दिल्ली नियमन आयोग (व्यवसाय संचालन), माननीय दिल्ली विद्युत नियमन आयोग (इसके बाद जिसे माननीय आयोग लिखा जाएगा) और माननीय आयोग द्वारा विद्युत वितरण एवं खुदरा आपूर्ति के लिए जारी लाइसेंस की शर्त 24 के तहत दर्ज किया जा रहा है।

और

के मामले में : यह याचिका/आवेदन विव 2012–13 की समीक्षा और विव 2013–14 की सकल राजस्व आवश्यकता के लिए दिल्ली विद्युत नियमन आयोग (व्हीलिंग टैरिफ एवं रिटेल आपूर्ति की शर्तें) नियमन 2007 (इसके बाद जिसे एमवाईटी नियमन लिखा जाएगा) जिसे दिल्ली आयोग ने अपने 10.05.2011 के आदेश संख्या F.3 (130-A)/ Law/DERC/2011-12/Part file के मार्फत एक साल यानी 31.03.2012 तक विस्तारित किया, के नियमन A4, A5, A7, A10, A11 और A12 के साथ पठित धारा 62 तथा दिल्ली विद्युत सुधार अधिनियम 2000 की यथा संभव क्रियान्वयन योग्य धारा 11 एवं 28, दिल्ली नियमन आयोग (व्यवसाय संचालन), माननीय दिल्ली विद्युत नियमन आयोग (इसके बाद जिसे माननीय आयोग लिखा जाएगा) नियमन 2001 और माननीय आयोग द्वारा विद्युत वितरण एवं खुदरा आपूर्ति के लिए जारी लाइसेंस की शर्त 24 के तहत दर्ज किया जा रहा है।

उपर्युक्त याचिकाकर्ता अत्यंत आदर के साथ कहना चाहता है कि :

1. यह याचिका दर्ज की जा रही है निम्न के लिए:

(a) एमवाईटी नियमन 2007 के तहत वित्त वर्ष 2011–12 के खर्चों के अद्यतन के लिए

(b) एमवाईटी नियमन, 2011 के अनुरूप वित्त वर्ष 2012–13 की वार्षिक समीक्षा के लिए

(c) एमवाईटी नियमन 2011 के अनुरूप, वित्त वर्ष 2013–14 के दौरान सकल राजस्व आवश्यकता हेतु



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

माननीय आयोग के दिनांक 26.11.2012 के याचिकाकर्ता को अन्य अलावा एआरआर एवं विव 2013–14 की शुल्क दर एवं विव 2011–12 के वास्तविक समायोजन के लिए याचिका दर्ज करने के लिए खिले गए पत्रांक F.3/Tariff/DERC/2012-13/4/3700/4613-4616 के अनुपालन में

2. याचिकाकर्ता यह याचिका अपने जिन अधिकारों और अर्हताओं को अक्षुण्ण रखते हुए यह याचिका दायर कर रहा है वे हैं:

(a) माननीय अपीली विद्युत न्यायाधिकरण (इसके बाद जिसे 'माननीय एपीटीईएल' लिखा जाएगा) के निर्णयों/सिद्धांतों के संदर्भ जिसमें शामिल हैं:

I. बीएसईएस राजधानी पावर लिमिटेड बनाम दिल्ली विद्युत नियमन आयोग की दिनांक 06.10.2009 की अपील संख्या 36/2008 पर दिया गया निर्णय

II. नॉर्थ दिल्ली पावर लि बनाम डीईआरसी के दिनांक 30.07.2010 को अपील संख्या 153/2009 पर पारित निर्णय और

III. बीएसईएस राजधानी पावर लिमिटेड बनाम दिल्ली विद्युत नियमन आयोग की अपील संख्या 142/2009 पर दिनांक 12.07.2011 को पारित निर्णय

IV. ओपी संख्या 1/2011 को शुल्क संशोधन( विद्युत मंत्रालय के पत्र पर स्वतः संज्ञान लेते हुए) पर 11.11.2011 को पारित निर्णय

(b) आदेश/निर्देश जो माननीय एपीटीईएल अपने समक्ष लंबित अपीलों 61/2012 और 177/2012 पर दे सकता है।

(c) निर्णय जो माननीय उच्चतम न्यायालय केस संख्या 884/2010 और 9003/2011 पर सुनवाई के समय दे सकता है।

**याचिका से जुड़े प्रासंगिक तथ्य और संक्षिप्त संदर्भ**

3. बीएसईएस राजधानी पावर लिमिटेड (जिसे अब **'याचिकाकर्ता'** कहा जाएगा) कंपनी अधिनियम, 1956 के तहत गठित कंपनी है जिसका पंजीकृत कार्यालय बीएसईएस भवन, नेहरू प्लेस, नई दिल्ली 110019 में है और आपूर्ति एरिया के भीतर बिजली के वितरण एवं आपूर्ति की लाइसेंस धारक है जिसका दायरा माननीय आयोग ने *''लाइसेंस वितरण एवं रिटेल विद्युत आपूर्ति''* में निर्धारित किया है। याचिकाकर्ता को प्रदत्त लाइसेंस 12.03.2004 से लागू है और यह 11.03.2029 तक वैध रहेगा।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

4. अधिनियम के अनुसार, लाइसेंस की शर्तों और एमवाईटी नियमों के अनुरूप बीआरपीएल को वित्त वर्ष 2011–12 तक के खर्चों के समायोजन, वित्त वर्ष 2012–13 की समीक्षा और वित्त वर्ष 2013–14 के लिए कुल राजस्व आवश्यकता संबंधी याचिका जमा करानी है। याचिकाकर्ता का निवेदन है कि आयोग से प्रार्थना है अनुरोध के अनुसार वास्तविक समायोजन को स्वीकार कर लिया जाए। यह वास्तविक समायोजन अत्यावश्यक हो गया है ताकि माननीय आयोग द्वारा तय प्रदर्शन मानकों का अनुपालन किया जा सके और बिजली खरीदारी लागत में हुई वृद्धि और अनियंत्रित खर्चों की भरपाई की जा सके। बिजली खरीदारी की लागत में 4.12 प्रति यूनिट (माननीय आयोग के अनुमान के अनुसार विव 2011–12 में कुल बिजली खरीद लागत 10984.4 एमयू के लिए 4527.1 करोड़ रु है) 5.18 रु (इस तरह बिजली खरीद की वास्तविक लागत 10902. 2 एमयू के लिए 5644 करोड़ रु बैठती है) (इसकी पुष्टि करते हुए डीटीएल एसएलडीसी ने 29.11. 2012 को ईमेल भेजी है जो संलग्नक–21 के रुप में नत्थी की गई है।) की अभूतपूर्व बढ़ोत्तरी के अलावा अन्य अनियंत्रित लागत तथा उनकी वसूली की कोई व्यवस्था नहीं होने के कारण प्रार्थी की नकदी प्रवाह की स्थिति और संचालन क्षमता पर बहुत बुरा असर पड़ा है। मौजूदा याचिका के माध्यम से प्रार्थी विव 2011–12 का अंकेक्षित खाते पेश कर रहा है और माननीय आयोग को वास्तविक अंकेक्षित खर्चों के आधार पर अपनी जरूरतें बता रहा है। उल्लेखनीय है कि ये आंकड़े और दावे माननीय आयोग के पास पहले से उपलब्ध है। लेकिन उन्हीं को यहां सुविधा और गौर के लिए माननीय आयोग के समक्ष एक साथ उपलब्ध कराया जा रहा है।

5. एमवाईटी नियमन 2007 के तहत प्रार्थी को माननीय आयोग द्वारा निर्धारित लक्ष्यों के हिसाब से अपने वास्तविक प्रदर्शन की जानकारी के लिए वार्षिक आधार पर सूचना उपलब्ध करानी होती है और वह इस याचिका में उपलब्ध कराई जा रही है ताकि माननीय आयोग अंतिम तौर पर विव 2011–12 के लिए प्रार्थी के लिए वास्तविक समायोजन का हिसाब लगा सके।

6. प्रार्थी ने माननीय आयोग के समक्ष 30.01.2012 को याचिका दायर की थी जिसमें विव 2010–11 के वास्तविक समायोजन, विव 2011–12 के वार्षिक प्रदर्शन की समीक्षा एमवाई अवधि विव 2012–13 से विव 2014–15 (इसके बाद जिसे एमवाईटी याचिका कहा जाएगा) के लिए सकल राजस्व आवश्यकता (एआरआर) के आकलन का आग्रह किया गया था। प्रार्थी एमवाईटी याचिका में पूर्ण आदर के साथ निवेदन करना चाहता है कि:

... ... ...

a) "(h) प्रार्थी की व्यावहारिक दिक्कतों को देखते हुए विव 2011–12 के लिए अनियंत्रित खर्चों जैसे बिजली की विक्रय और क्रय लागत की समीक्षा की जाए।

b) (i) प्रार्थी को मौजूदा याचिका के लंबित रहने के दौरान ऐसी अंकेक्षित सूचना विव 2011–12 के लिए जमा कराने की अनुमति दी जाए जो बाद में एटीई के ओपी संख्या 1/2011 पर 11.11.2011 को दिए गए निर्णय के आलो में विव 2011–12 तक के वास्तविक समायोजन के लिए उपलब्ध रहे।

इसके जवाब में माननीय आयोग ने 13.07.2012 के शुल्क आदेश में जो कहा वह इस प्रकार है :

c) ''1.32 प्रार्थी ने विव 2011–12 के लिए एआरआर के वास्तविक समायोजन का अनुरोध किया है जो आयोग ने 26 अगस्त 2011 के शुल्क आदेश में पहले निर्धारित किया था। एमवाईटी नियमन में वास्तविक समायोजन की व्यवस्था दी गई है और इसके अनुसार अनियंत्रित मदों जैसे बिजली के क्रय विक्रम में अंतर आने पर उसका वास्तविक समायोजन किया जाएगा। वास्तविक समायोजन हर वर्ष वास्तविक/अंकेक्षित खातों और आयोग द्वारा की गई औचित्य की जांच के आधार पर किया जाएगा। तदनुसार, आयोग की राय है कि नियमों के अनुसार विव 2011–12 के लिए वास्तविक समायोजन पर विचार अंकेक्षित वित्तीय वक्तव्य के आधार पर उसी समय किया जा सकता है जब याचिकाकर्ता विव 2011–12 के लिए नियमित शुल्क याचिका दर्ज करेगा।

7. एमवाईटी नियमन 2007 की धारा 11.1 के तहत प्रार्थी इस याचिका में अनुरोध कर रहा है कि माननीय आयोग ताजा वार्षिक रिपोर्ट (जो यहां संलग्नक–1 में है) और/या ताजा उपलब्ध सूचना के आधार पर कानूनों और नियमों के अनुरूप विव 2011–12 की अवधि के अनियंत्रित खर्चों का समायोजन करते हुए 26.08.2011 के शुल्क आदेश की समीक्षा करे।

8. प्रार्थी मौजूदा याचिका शुल्क के त्वरित निर्धारण के लिए दर्ज कर रहा है और माननीय आयोग से वह प्रार्थना के अनुरूप खर्चों की रिकवरी की मंजूरी दे दे।

(a) माननीय आयोग के आदेशों का अनुपालन करना और



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(b) बिजली खरीद लागत और अन्य अनियंत्रित खर्चों में भारी बढ़ोत्तरी के कारण प्रदर्शन मानकों को सुनिश्चित करना

अतैव यह निम्न कारणवश आवश्यक हो गया है :

(a) प्रार्थी ने (विक्रय/बैंकिंग आदि के समायोजन के बाद) विव 2011–12 में 5.18 रु प्रति यूनिट के हिसाब से बिजली खरीद की है जबकि माननीय आयोग ने इस अवधि के लिए 4.12 रु प्रति यूनिट की लागत तय की थी। बिजली खरीद दर में 1.20 रू प्रति यूनिट का यह फर्क ऐसे कारणों का नतीजा था जो याचिकाकर्ता के काबू से बाहर थे। इस तरह समुचित बिजली खरीद कीमत समायोजन फार्मूला के अभाव में बिजली खरीद लागत का एक हिस्सा ही वसूला जा सका है।

(b) प्रार्थी को इन गैर वसूली वाले अनियंत्रित खर्चों की वजह से नकदी प्रवाह की भारी तंगी का सामना करना पड़ रहा है और ये खर्चे करीब 1268.1 करोड़ रु तक हैं। इस कारण प्रार्थी को संचालन के लिए बाहरी उधारी पर निर्भर होना पड़ा जो मध्यकालिक दृष्टि से भी टिकाऊ मॉडल नहीं है और यह कानून की आधार 61, राष्ट्रीय विद्युत नीति और माननीय आयोग द्वारा निर्दिष्ट शुल्क मॉडल के सिद्धांतों के अनुरूप भी नहीं है।

(c) माननीय आयोग हमेशा से इस बात से अवगत ही नहीं रहा बल्कि उसने कई बार स्वीकार भी किया है कि प्रार्थी को ऐसी शुल्क दरें दी गई हैं जिसमें लागत परिलक्षित नहीं होती। माननीय आयोग ने याचिकाकर्ता की इस विचित्र वित्तीय स्थिति को स्वीकार किया है और दिल्ली सरकार द्वारा नियुक्त स्वतंत्र विशेषज्ञों ने भी माननीय आयोग के निष्कर्षों से सहमति जताई है।

(d) प्रार्थी ऐसी स्थिति में फंसा है जब उसकी बिजली खरीदी की क्षमता और वित्तीय हालत बहुत नाजुक रही है। ऐसा मूल रूप से इस कारण हुआ कि शुल्क आदेश 13.07.2012 की दरें विव 2012–13 की सकल राजस्व आवश्यकता के लिए पर्याप्त नहीं है।

9. प्रार्थी यह विनम्र निवेदन करना चाहता है कि माननीय एपीटीईएल ने (ओपी संख्या 1/2011) बिजली मंत्रालय के पत्र का संज्ञान लेते हुए 11.11.2011 को सुनाए गए फैसले



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

में था कि बिजली लागत वितरक लाइसेंसी का एआरआर में प्रमुख खर्च है। ईंधन और विद्युत की लागत अनियंत्रित खर्च है और इसकी मंजूरी राष्ट्रीय शुल्क नीति के मुताबिक यथाशीघ्र होनी चाहिए। प्रार्थी ने अपने 29.11.2011 के पत्रांक RA/2011-12/01/A/223 में माननीय आयोग से माननीय एपीटीईएल के 11.11.2011 के निर्णय को समयबद्ध ढंग से लागू करने के आग्रह किया था।

10. यह गौर तलब है कि प्रार्थी ने माननीय न्यायाधिकरण के अपील संख्या 142/2009 और अपील संख्या 36/2008 पर 12.07.2011 और 06.10.2009 के फैसलों को लागू करने के लिए माननीय आयोग के समक्ष 20.11.2009 और 27.7.2011 को याचिकाएं दाखिल की थीं। उन याचिकाओं में किए गए अनुरोध पर इस याचिका में जोर दिया गया है लेकिन संक्षिप्त रखने के लिए उन्हें दोहराया नहीं गया है। प्रार्थी का आग्रह है कि माननीय आयोग मौजूदा याचिका पर सुनवाई के दौरान उनका संज्ञान ले। चूंकि न्यायाधिकरण के उक्त निर्णयों पर कोई रोक नहीं है लिहाजा यह प्रार्थना है कि उन्हें पूरी भावना के साथ लागू किया जाए और उन फैसलों के सारे हक याचिकाकर्ता को मिलें। इन फैसलों पर अमल अनिवार्य हो गया है क्योंकि माननीय न्यायाधिकरण ने माननीय अयोग को कुछ दावों पर पुनर्विचार करने का निर्देश दिया है जो आयोग ने नामंजूर कर दिए थे और इनक ा प्रार्थी की नकदी के प्रवाह पर सीधा असर पड़ता है।

11. यह गौर तलब है कि माननीय आयोग ने विव 2008–09 और विव 2009–10 के वास्तविक समायोजन के लिए विव 2011–12 की सकल वार्षिक राजस्व जरूरतों के बारे में 26.08.2011 को शुल्क आदेश(इसके बाद जिसे विव 2011–12 के लिए शुल्क आदेश लिखा जाएगा) जारी किया। प्रार्थी ने विव 2011–12 के शुल्क आदेश के कुछ निष्कर्षों से असहमति जताते हुए अपील संख्या 61/2012 के माध्यम से माननीय एपीटीईएल में एक अपील दायर की। याचिकाकर्ता का यह पूर्ण आदर के साथ निवेदन है कि इस याचिका के लंबित रहने तक इस याचिका में दर्ज किसी भी बात को बाध्यकारी, बंदिश वाला या सीमित करने वाला या याचिकाकर्ता के दावों को कानून के तहत वसूली के अधिकार से वंचित करने वाला न समझा जाए।

12. माननीय आयोग ने विव 2010–11 के वास्तविक समायोजन और विव 2012–13 से विव 2014–15 के लिए वार्षिक राजस्व आवश्यकता एवं विव 2012–13 के लिए वितरण शुल्क



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(व्हीलिंग एवं रिटेल सप्लाई) के लिए शुल्क आदेश जारी किया। याचिकाकर्ता ने विव 2012–15 के शुल्क आदेश के कुछ निष्कर्षों से असहमत होकर अपी संख्या 177/2012 के माध्यम से माननीय एपीटीईएल के समक्ष अपील दायर की। याचिकाकर्ता का यह पूर्ण आदर के साथ निवेदन है कि इस याचिका के लंबित रहने तक इस याचिका में दर्ज किसी भी बात को बाध्यकारी, बंदिश वाला या सीमित करने वाला या याचिकाकर्ता के दावों को कानून के तहत वसूली के अधिकार से वंचित करने वाला न समझा जाए।

13. यदि माननीय एपीटीईएल की ओर से बीएसईएस राजधानी पावर लिमिटेड बनाम दिल्ली विद्युत नियमन के मामले (अपील संख्या 61/2012 और अपील संख्या 177/2012) में इस याचिका के दायर होने और/या इसके लंबित रहने के दौरान कोई आदेश/निर्देश/निर्णय दिया जाता है तो माननीय आयोग से आग्रह है कि कानून की धारा 62(4) के अनुसार इसे लागू कराया जाए।

14. याचिका दर्ज किए जाने को बीआरपीएल के किसी अधिकार या दावे का हनन नहीं समझा जाए, जो उसे माननीय आयोग की ओर से जारी लाइसेंस आदेश, माननीय एपीटीईएल (डिसकॉम के साथ बराबरी/समानता के सिद्धांत समेत) के आदेश से प्राप्त हैं और या याचिकाकर्ता के किसी अन्य अधिकार पर बंदिश नहीं लगाई जाए।

15. प्रार्थी ने मौजूदा याचिका में कुछ संदर्भित धाराओं के बारे में अवधारणाएं बनाई हैं और माननीय आयोग के विभिन्न कानूनी एवं नियमन निर्देशों के अनुपालनक का प्रयास किया है।

16. प्रार्थी मौजूदा याचिका विव 2011–12 के खर्चों के वास्तविक समायोजन समेत शुल्के शीघ्र निर्धारण के लिए दायर कर रहा है। हालाकि प्रार्थी ने पूरी सावधानी बरतते हुए मौजूदा याचिका व्यापक रूप में तैयार की है, फिर भी यह संभव है कि कि कुछ पहलू छूट गए हों या उनका विस्तार से जिक्र न हो पाया हो और/या गलती से कुछ पहलू/अवयव रह गए हों। इस प्रकार के विवरण के अभाव/छूट जाने को समयाभाव की गलती माना जाना जाए और इसे प्रार्थी के अधिकार से समाप्त हुआ न माना जाना जाए। प्रार्थी माननीय आयोग से मौजूदा याचिका को पूरक करने के लिए अतिरिक्त तथ्य/निवेदन करने की अनुमति चाहता है। इस याचिका में दर्ज किसी भी बात को बाध्यकारी, बंदिश

वाला या सीमित करने वाला या याचिकाकर्ता के दावों को कानून के तहत वसूली के अधिकार से वंचित करने वाला न समझा जाए।

17. मै/दिल्ली ट्रांस्को लिमिटेड (डीटीएल) की विव 2012–13 के लिए शुल्क निर्धारण के समय विभिन्न शेयरधारकों ने बिजली खर्च नापने के लिए मीटरिंग प्रणाली जैसे सीटी एवं पीटी श्रेणी 0.2 की सटीकता को लेकर सवाल उठाए थे। इन चिंताओं को दूर करने के लिए माननीय आयोग ने अपने 13 जुलाई, 2012 के शुल्क आदेश में मैसर्स डीटीएल को जो निर्देश दिया वह इस प्रकार है:

> "2.14 आयोग ने याचिकाकर्ता को पहले ही निर्देश दिया है कि छह माह के भीतर समुचित सटीकता श्रेणी के सीटी/पीटी ऊर्जा मीटर लगाए जाएं।"
>
> चूंकि यह अवधि समाप्त हो चुकी है, लिहाजा यह अनुरोध किया जाता है कि उच्च सटीकता के मीटर लगाने के लिए मौजूदा वर्ष के लिए वितरक इकाई को राहत दी जाए।

**प्रार्थना**

उपरोक्त परिस्थितियों में याचिकाकर्ता की प्रार्थना है कि माननीय आयोगः

(a) विव 2013 – 2014 के लिए सकल राजस्व जरूरतों तथा विव 2011–12 को अद्यतन करने और विव 2012–13 की वार्षिक प्रदर्शन समीक्षा के लिए यह याचिका दाखिल कर उसे मान ले।

(b) विव 2011–12 तक के लिए खर्चों पर विचार करें और उन्हें अद्यतन करें जो कि अनियंत्रित कारणों जैसे बिजली खरीदारी लागत, ऊर्जा की बिक्री, नई पहल और अन्य ऐसी बातों से बढ़े हैं जो याचिकाकर्ता के हाथों में नहीं हैं।

(c) आदेश के जारी होने की तिथि कोई भी हो, विव 2013–14 के लिए रिटेल शुल्क दर 01.04.2013 से लागू की जाए ताकि शुल्क आदेश में निर्दिष्ट राजस्व की खाई को इसी वर्ष के दौरान पूरा किया जा सके और किसी प्रकार का नियामक बोझ न रह जाए तथा नियामक संपदा के जमा होने व उससे उपभोक्ताओं पर बोझ बढ़ने की नौतब न आए।

(d) विव 2011–12 तक की राजस्व खाई की वसूली सुनिश्चित की जाए जिससे याचिकाकर्ता की अपने संचालन जारी रखने की क्षमता प्रभावित हुई है और यह सुनिश्चित किया जाए कि नियामक संपदा इस तरह सृजित हो कि याचिकाकर्ता बिजली खरीदारी और अन्य लागत का भुगतान करने में सक्षम हो।

(e) समुचित शुल्क संशोधन की अनुमति दी जाए ताकि याचिकाकर्ता एमवाईटी व्यवस्था के तहत विव 2011–12 तक की राजस्व की कमी की वसूली कर सके।

(f) माननीय एपीटीईएल द्वारा बीएसईएस राजधानी पावर लिमिटेड बनाम दिल्ली विद्युत नियामक आयोग एवं अन्य के मामले में 2009 की अपील संख्या 142 और 2008 की अपील संख्या 36 के संदर्भ में जारी आदेश को क्रियान्वित किया जाए।

(g) माननीय अपीली न्यायाधिकरण द्वारा नार्थ दिल्ली पावर लिमिटेड बनाम दिल्ली विद्युत नियामक आयोग एवं अन्य के मामले में माननीय आयोग के लिए जारी निर्देश पर अमल हो और इसमें किसी भी डिसकॉम के बीच किसी प्रकार का भेदभाव नहीं करने का सिद्धांत अपनाया जाए। (2009 की अपील सं. 153 और 2008 की अपील सं. 52)



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(h) माननीय अपीली विद्युत न्यायाधिकरण के 2011 के ओपी सं. 1 के बारे में 11.11.2011 के निर्णय में तय सिद्धांतों पर अमल किया जाए।

(i) नियामक संपदा के रूप में किसी खर्च या आंशिक खर्च को स्थगित किए बिना सकल राजस्व आवश्यकताओं का निर्धारण करने के लिए हुए सभी खर्च की स्वीकृति दी जाए।

(j) याचिकाकर्ता की बिजली खरी और पारेषण लागत का निर्धारण करते समय समुचित आयोग द्वारा उत्पादन एवं पारेषण कंपनियों के लिए जारी ताजा शुल्क आदेशों को संज्ञान में लिया जाए जिनसे याचिकाकर्ता बिजली ले रहा है। मौजूदा याचिका के दायर होने और/या लंबित रहने के दौरान 2012 की अपील संख्या 61 और 177 के संदर्भ में माननीय एपीटीईएल द्वारा जारी किसी भी आदेश/निर्देश/निर्णय पर अमल किया जाए।

(k) विव 2011–12 के लिए ट्रुइंगअप करते हुए माननीय आयोग के पिछले शुल्क आदेश में जारी निर्देश के तहत डीटीएल द्वारा लगाए गए सीटी/पीटी मीटरों के कारण ऊर्जा के अंतर में कोई परिवर्तन होने को संज्ञान में लिया जाए।

(l) भविष्य में याचिकाकर्ता के सामने आने वाले घटनाक्रमों/तथ्यों/दस्तावेजों को पेश करने तथा अतिरिक्त/परिवर्तन/संशोधन की अनुमति हो।

(m) किसी भूलवश हुई त्रुटि/गलती/अंतर/खामियों को क्षमा किया जाए।

(n) मामले के तथ्यों को ध्यान में रखते हुए माननीय आयोग कोई आदेश/निर्देश जारी करे।

यथानुसार प्रार्थनीय

प्रार्थी

राजीव चौधरी

प्रमुख नियामक(बीआरपीएल)

अधिकृत हस्ताक्षरी

बीएसईएस राजधानी पावर लिमिटेडःयाचिकाकर्ता



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES
BSES Rajdhani Power Limited

# मुख्य याचिका



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## 1. निर्देशों का अनुपालन

माननीय आयोग ने याचिकाकर्ता के लिए 13 जुलाई, 2012 के शुल्क आदेश में अनेक निर्देश जारी किए हैं। याचिकाकर्ता ने विभिन्न प्रतिवेदनों के माध्यम से माननीय आयोग को इन निर्देशों के बारे में सूचना/प्रगति की रिपोर्ट दी है। याचिकाकर्ता यहां माननीय आयोग के निर्देशों के अनुपालन की स्थिति रिपोर्ट उपलब्ध करा रहा है।

**1.** सभी डाटा रखने का निर्देश (संदर्भः पैरा 6.3, शुल्क आदेश दिनांक 13 जुलाई 2012) आयोग द्वारा ट्रू–अप के लिए आदेश जारी होने से पहले के सभी डाटा को (केवीएएच के आधार पर बिलिंग किए गए उपभोक्ताओं के केडब्ल्यूएच और केवीएएच समेत) कायम रखा जाएगा और उसे मिटाया नहीं जाएगा।

**अनुपालनः**

ट्रूअप के लिए आवश्यक सभी डाटा को (केवीएएच के आधार पर बिलिंग किए गए उपभोक्ताओं के केडब्ल्यूएच और केवीएएच समेत) याचिकाकर्ता ने अपने एसएपी–आईएसयू सिस्टम में कायम रखा है। इसके अलावा याचिकाकर्ता ने आवश्यक सॉफ्टवेयर से युक्त एक लैपटॉप आयोग को उपलब्ध करयाा है ताकि माननीय आयोग को याचिकाकर्ता का लाइव डाटाबेस उपलब्ध रहे और उसे आयोग किसी भी समय देख सके।

**2.** माहवार वितरण ट्रांसफॉर्मर हानियों के बारे में निर्देश (संदर्भः 13 जुलाई, 2012 के शुल्क आदेश का पैरा 6.1 )

वितरक लाइसेंसी को निर्देश दिया जाता है कि वह हर महीने ट्रांसफॉर्मर हानियों और जोन/जिलावार एटी एंड सी हानि का डाटा पोस्ट करे और इसमें ऊर्जा इनपुट, बिल की हुई ऊर्जा और उससे प्राप्त राजस्व को महीना समाप्त होने के तीन सप्ताह के भीतर वेबसाइट पर बताएं।

**अनुपालन**

याचिकाकर्ता ने इस निर्देश का अनुपालन किया है और इसके अनुसार ट्रांसफॉर्मर हानियों और जोन/जिलावार एटी एंड सी हानि का डाटा और इसमें ऊर्जा इनपुट, बिल की हुई ऊर्जा और उससे प्राप्त राजस्व की जानकारी वेबसाइट पर उपलब्ध कराई है। सितंबर

2012 तक की उक्त सूचनाएं वेबसाइट पर उपलब्ध हैं:

http://www.bsesdelhi.com/regulatory/regulatory.asp.

अलबत्ता याचिकाकर्ता को माननीय आयोग द्वारा तय समय सीमा का पालन करने में कुछ व्यावहारिक कठिनाइयों का सामना करना पड़ रहा है। याचिकाकर्ता ने दिनांक 12.11.2012 के पत्रांक त।ध्2012. 13ध्01ध्।ध्286 तथा विभिन्न अवसरों पर इन कठिनाइयों की जानकारी दी है।

बाद में माननीय आयोग के समक्ष भी इन कठिनाइयों की जानकारी दी गई जब दिनांक 16.11.2012 को डीईआरसी ने बैठक बुलाई थी। इस बैठक के दौरान माननीय आयोग के प्रतिनिधियों ने इस बात को माना कि दो महीने में एक बार होने वाली बिलिंग को देखते हुए वाकई इसमें व्यावहारिक दिक्कतें हैं और इस निर्देश को आने वाले शुल्क आदेश में संशोधित किया जाएगा। उस समय तक माननीय आयोग ने स्वीकार किया है कि इस निर्देश को लेकर डिसकॉम पर कोई पेनल्टी नहीं लगाई जानी चाहिए। हालाकि डिसकॉम को यह सुनिश्चित करना चाहिए कि वित्त 2011–12 की डीटी हानियों का ब्यौरा डिसकॉम की वेबसाइट पर उपलब्ध होगा।

**3. एटी एंड सी हानियां घटाने का निर्देश (दिनांक 13 जुलाई, 2012 के टैरिफ आदेश का संदर्भ–पैरा 6.2)**

*वितरण लाइसेंसी एक साल के भीतर यानी अगस्त 2013 तक उन जोन/जिलों में एटी एंड टी हानियां कम से कम 10% कम करे जहां ये 30% से ज्यादा हैं। यह लक्ष्य वितरण लाइसेंसी को अवश्य पूरा करना है, जो कि इस आदेश में निहित एटी एवं सी घाटों के संबंध में निर्धारित लक्ष्यों से अलग हैं। यदि ऐसा नहीं हुआ तो लाइसेंसी पर जुर्माना लगेगा।*

**अनुपालन**

उपरोक्त निर्देश के संदर्भ में, याचिकाकर्ता वित्त वर्ष 2012–13 से वित्त वर्ष 2014–15 (2012 की याचिका सं. 03) के लिए, दिनांक 30.01.2012 को दायर की गई अपनी एमवाईटी याचिका के पृष्ठ सं. 19–20 में दिए प्रतिवेदन को दोहराना चाहता है। आदरपूर्वक यह सूचित किया जाता है कि यह मामला माननीय विद्युत अपीली न्यायाधिकरण के समक्ष 2012 की अपील सं. 61 तथा अपील सं. 177 के अंतर्गत विचाराधीन है। इस संबंध में कोई पूर्वाग्रह बरते बगैर, यह भी सूचित किया जाता है कि जबकि याचिकाकर्ता एटी वी सी घाटों में कमी लाने के लिए प्रयासरत है, वहीं याचिकाकर्ता के लिए निर्धारित एटी एसं सी घाटों से संबंधित लक्ष्यों को हासिल करने के लिए कैपेक्स की समय पर मंजूरी मिलना आवश्यक है।

**4. फॉर्म 2.1 (ए) को वैधानिक अंकेक्षकों जांच कराने के संबंध में निर्देश (दिनांक 13 जुलाई, 2012 के टैरिफ आदेश का संदर्भ–पैरा 6.4)**

वितरक लाइसेंसी को आयोग का निर्देश है कि फॉर्म 2.1 (ए) को किसी वैधानिक अंकेक्षकों से तिमाही आधार पर जांच कराई जाए। तिमाही प्रमाण पत्र आयोग के समक्ष तिमाही की समाप्ति से तीस दिन के भी आयोग के समक्ष दर्ज किया जाए।

**अनुपालन**

याचिकाकर्ता ने निर्देश का पालन कर दिया है। प्रार्थी ने तिमाही आधार पर अंकेक्षित फॉर्म 2.1(ए) जमा करा दिया है जिसका ब्यौरा इस प्रकार है:

पहली तिमाही (अप्रैल 2012 से जून 2012) डाटा पत्रांक RA/2012-13/01/A/266 दिनांक 11.10.2012 को जमा कराया

दूसरी तिमाही (जुलाई 2012 से सितंबर 2012) का अंकेक्षण फिलहाल जारी है और इसे जल्द ही जमा करा दिया जाएगा। इस बीच, याचिकाकर्ता ने निम्न विवरण के अनुसार अस्थायी फॉर्म 2.1(ए) जमा करा दिया है :
पत्रांक RA/2012-13/01/A/229 दिनांक 31.08.2012 के माध्यम से जुलाई 2012 माह का अस्थायी फॉर्म 2.1
पत्रांक RA/2012-13/01/A/253 दिनांक 28.09.2012 के माध्यम से अगस्त 2012 माह का अस्थायी फॉर्म 2.1 ए
पत्रांक RA/2012-13/01/A/272A दिनांक 19.10.2012 के माध्यम से सितंबर 2012 माह का अस्थायी फॉर्म 2.1 ए

5. **बिजली खरीदारी परिमाण एवं लागत के बारे में निर्देश (संदर्भः पैरा 6.5, शुल्क आदेश 13 जुलाई 2012)**

आयोग वितरण लाइसेंसी को निर्देश दे रहा है कि पावर स्टेशन के आधार पर बिजली खरीद और लागत तथा विभिन्न अंकेक्षित खातों के साथ विवरण उपलब्ध कराए।

**अनुपालन**

विव 2012–13 के खातों को अंतिम रूप देते समय प्रार्थी इसका अनुपालन सुनिश्चित करेगा। बिजली खरीद का परिमाण एवं लागत विव 2011–12 के लिए वैधानिक अंकेक्षकों से प्रमाणित कराने के बाद दिनांक 27.07.2012 को पत्रांक RA/2012-13/01/A/188 के माध्यम से माननीय आयोग के समक्ष दाखिल कराई जा चुकी है। गौर तलब है कि माननीय आयोग ने दिनांक 18.11.2011 के पत्रांकF.3 (102)/ Tariff / DERC/ 2009-10/C.F.No.2648/4060 में अंकेक्षक प्रमाण पत्र को स्वीकार किया था।

6. **केंद्रीय एवं राज्य के उत्पादन स्टेशनों एवं पारेषण कंपनियों के बिल/बकाया के भुगतान के बारे में निर्देश (संदर्भः पैरा 6.6, दिनांग 13 जुलाई, 2012 का शुल्क आदेश**

वितरक लाइसेंसी केंद्र एवं राज्य के उत्पादन स्टेशनों और पारेषण कंपनियों के समय से बिलों/बकाया के भुगतान के लिए जिम्मेदार होगा। यदि भुगतान में देरी के कारण वितरक लाइसेंसी कोई सरचार्ज देगा तो उसे आयोग एआरआर में स्वीकृत नहीं करेगा।

**अनुपालनः**

हालाकि केंद्र और राज्य के उत्पादन केंद्रों और पारेषण कंपनियों का समय से भुगतान करना प्रार्थी की जिम्मेदारी लेकिन लागत को परिलक्षित न करने वाली शुल्क दरों तथा अतीत में कुछ कानूनी दावों से वंचित किए जाने के कारण वित्तीय स्थिति डावांडोल होने की वजह से कुछ केंद्रीय एवं राज्य के उत्पादन केंद्रों/पारेषण कंपनियों के भुगतान में देरी हुई है। प्रार्थी ने मौजूदा वर्ष के दौरान वित्तीय संकट से उबरने का भरसक प्रयास किया है और अतीत के बकाया के भुगतान की पूरी कोशिश की है। लेकिन शुल्क दरें लागत के अनुरूप न होने, नियमन संबंधी गहरी खाई, बैंकों/वित्तीय संस्थाओं से फंड नहीं मिल पाने, उधारी लेने की सीमित क्षमता, और पीपीएसी व्यवस्था के तहत बिजली खरीद लागत संबंधी एरियर की अनुमति नहीं मिलने की वजह से याचिकाकर्ता को फिर से अपने भुगतान में नागा करना पड़ा।

प्रार्थी का यह भी निवेदन है कि इस याचिका में एआरआर की गणना करते समय बिजली खरीद लागत के भुगतान पर दिए गए सरचार्ज को शामिल नहीं किया गया है।

उपरोक्त के अलावा प्रार्थी यह भी निवेदन करना चाहता है कि अतीत के एरियर का समयबद्ध भुगतान नियमन संपदा की वसूली के बाद ही हो पाएगा। इसके अलावा प्रार्थी का कहना है कि यह मामला माननीय अपीली विद्युत न्यायाधिकरण के समक्ष लंबित है।

**7. सेफ्टी ऑडिट के बारे में निर्देश (संदर्भः पैरा 6.7, शुल्क आदेश 13 जुलाई 2012)**

आयोग यह निर्देश दे रहा है कि वितरक लाइसेंसी सेफ्टी ऑडिट करेगा और नियमानुसार रोकथाम के उपाय करेगा।

**अनुपालन**

प्रार्थी ने 27.01.2010 के अपने पत्रांक RCM/BRPL/09-10/743 के मार्फत सेफ्टी मैनुअल पहले ही जमा करा दिया है और उसमें दिए गए उपायों का समुचित पालन किया जा रहा है। माननीय आयोग के पास जमा कराए गए सेफ्टी मैनुअल के अनुसार उपकरणों का सेफ्टी ऑडिट किया जा रहा है। प्रार्थी ने इसके लिए एक सेफ्टी ऑफिसर की भी नियुक्ति की है।

## 8. एटी एंड सी हानियों के बारे में निर्देश (पैरा 6.8 (ए से एच तक) शुल्क आदेश 13 जुलाई 2012

एटी एंड सी हानियों के बारे में आयोग याचिकाकर्ता को निम्न निर्देश दे रहा है।

*(a)* आयोग के पास महीने के तीसरे सप्ताह के भीतर बिलिंग डाटाबेस के साथ माहवार फॉर्म 2.1 (ए) जमा कराया जाए।

*(b)* महीना पूरा होने पर तीन सप्ताह के भीतर श्रेणीवार माहवार राजस्व एकत्र किए जाने का ब्यौरा दिया जाए।

*(c)* फॉर्म 2.1 (ए) को तिमाही और वार्षिक बैलेंसशीट में शामिल किए जाने के संदर्भ में आयोग ने तिमाही सूचना के बारे में अंकेक्षकों के प्रमाण को स्वीकार करने का निर्णय लिया है। इसके अलावा यह सूचना नियमन खाते के साथ वार्षिक भी दी जा सकती है।

*(d)* श्रेणीवार/स्लैबवार उपभोक्ताओं की जानकारी मसलन उपभोक्ता संख्या, कनेक्टेड लोड, सेल्स, पावर फैक्टर, स्थिर शुल्क से राजस्व, तिमाही एवं वार्षिक बैलेंसशीट में मांगे गए शुल्क से राजस्व का ब्यौरा जमा कराया जाए।

*(e)* स्रोतवार बिजली खरीद और बिक्री विवरण मसलन एमयू में परिमाण और तिमाही एवं वार्षिक बैलेंसशीट में करोड़ रु में ब्यौरा दिया जाए।

*(f)* आयोग को श्रेणीवार महीने में जुड़ने वाले उपभोक्ताओं का ब्यौरा और महीना पूरा होने के बाद तीन सप्ताह के भीतर जानकारी दी जाए।

*(g)* महीने में काटे गए या जोड़े गए कनेक्शनों का ब्यौरा तीन सप्ताह के भीतर जमा कराया जाए।

*(h)* बिल को सही करने/ जेई प्रविष्टियों का ब्यौरा आयोग के पास तीन सप्ताह के भीतर जमा कराया जाए।

**अनुपालन**

**पैरा 6.8 (ए)**

प्रार्थी ने निर्देश का पालन किया है और सितंबर 2012 के बारे में विवरण पत्रांक RA/2012-13/01/A/272-A के मार्फत दिनांक 19.10.2012 को जमा कराया है। माननीय आयोग को लाइव डाटा उपलब्ध कराने के लिए प्रार्थी ने एक लैपटॉप आयोग को दिया है जिसमें एक सॉफ्टवेयर के जरिए लाइव डाटा तक पहुंच दी गई है।

**पैरा 6.8 (बी)**

प्रार्थी ने इस निर्देश का पालन किया है और सितंबर 2012 के बारे में सूचना RA/2012-13/01/A/272 A के मार्फत दिनांक 19.10.2012 को दे दी है।

**पैरा 6.8 (सी)**

प्रार्थी ने वार्षिक ऑडिटेड खातों के साथ फॉर्म 2.1 ए अपने दिनांक 19.10.2012 पत्रांक RA/2012-13/01/A/272A के मार्फत जमा करया है। इसके अलावा फार्म 2.1 ए विव 2011–12 के लिए 19.07.2012 को पत्रांक के माध्यम से जमा कराया गया है जिसमें प्रवर्तन बिल शामिल है। अंकेक्षकों से प्रमाणित प्रवर्तन डाटा दिनांक 07.12.2012 को पत्रांक RA/2012-13/01/A/315 के माध्यम से जमा कराया गया है।

**पैरा 6.8 (ई)**

प्रार्थी ने वार्षिक बैलेंसशीट में स्रोतवार बिजली खरीदारी और बिक्री का ब्यौरा जमा करा दिया है। बीआरपीएल ने पावर स्टेशन वार बिजली खरीदारी परिमाण और लागत का ब्यौरा अपने अंकेक्षित प्रमाण संख्या RA/2012-13/01/A/188 दिनांक 27.07.2012 के मार्फत दिया है। यहां गौर तलब है कि माननीय आयेाग ने अपने पत्रांक F.3 (102)/ Tariff / DERC/ 2009-10/C.F.No.2648/4060 दिनांक 18.11.2011में अंकेक्षित प्रमाण को स्वीकार कर लिया है।

**पैरा 6.8 (एफ), (जी) और (एच)**

प्रार्थी ने निर्देश का पालन किया है और नियमित सूचना जमा कराई है। सितंबर 2012 के बारे में ताजा जानकारी अपने पत्रांक RA/2012-13/01/A/272 दिनांक 18.10.2012 के जरिए जमा करा दी है।

**9. बिल सही करने के लिए सामान्य प्रविष्टियों संबंधी निर्देश (संदर्भः पैरा 6.9 शुल्क आदेश विव 2012–13)**

जब भी बिल ठीक करने के लिए जरनल एंट्री की जाएंगी, उनमें राशि और यूनिट रिवर्स करने का विवरण होगा। याचिकाकर्ता बिल ठीक करने/जेई प्रविष्टियों के बारे में माहवार ब्यौरा तीसरे सप्ताह दर्ज कराएगा।

**अनुपालन**

प्रार्थी यह निवेदन करना चाहता है कि बिल ठीक करने संबंधी प्रविष्टियों की राशि और यूनिट रिवर्स करने का ब्यौरा दिया गया है। प्रार्थी ने इस निर्देश का पालन सितंबर 12 के लिए अपने पत्रांक RA/2012-13/01/A/272 दिनांक 18.10.2012 को दिया है।

**10. स्ट्रीट लाइट मीटर के बारे में निर्देश (संदर्भ पैरा 6.10, शुल्क आदेश विव 12–13)**

100% मीटरिंग स्ट्रीट लाइटिंग की होगी। बैलास्ट के कारण होने वाली बिजली खपत को मीटर खपत में दिखाया जाएगा।

**अनुपालन**

स्ट्रीट लाइटिंग की मीटरिंग का जहां तक सवाल है, अधिकतर एजेसियों की सड़कों की मीटरिंग हो चुकी है जबकि एमसीडी की मीटरिंग वित्त 2012–13 के अंत तक हो जाएगी। याचिकाकर्ता को एमसीडी के तहत आने वाली सड़कों की स्ट्रीट लाइट मीटरिंग में कई चुनौतियों का सामना करना पड़ रहा है और माननीय आयोग द्वारा 04.09.2012 को बुलाई गई बैठक में इन दिक्कतों का उल्लेख किया गया था। इस बैठक के बाद प्रार्थी ने स्ट्रीट लाइट की मीटरिंग के बारे में स्थिति रिपोर्ट और चुनौतियों का ब्यौरा अपने पत्रांक RA/2012-13/01/A/234 दिनांक 10.09.2012 के माध्यम से जमा कराया था।

उपरोक्त चुनौतियों के अलावा प्रार्थी स्ट्रीट लाइटिंग की 100 प्रतिशत मीटरिंग के लिए विभिन्न स्तरों पर प्रयासरत है और माननीय आयोग से आग्रह है कि इस मामले में एमसीडी को समुचित निर्देश जारी किए जाएं।

**11. बिजली खपत को जीरो दर पर दर्ज नहीं किए जाने के बारे में निर्देश (पैरा 6.11 शुल्क आदेश वित्त 12–13)**

यह देखने में आया है कि कुछ डिसकॉम अपने बिलिंग डाटाबेस में जीरो दर पर बिजली खपत दर्ज कर रहे हैं। आयोग का निर्देश है कि डिसकॉम जीरो दर पर कोई बिजली खपत दर्ज नहीं करेंगे।

**अनुपालन**

प्रार्थी इस निर्देश के पालन की पुष्टि करता है। जीरो दर पर कोई प्रविष्टि नहीं की गई है।

**12. मकानों के लिए खुद ही खपत का ब्यौरा देखने का निर्देश (संदर्भ पैरा 6.12 शुल्क आदेश वित्त 12–13 ):**

मकानों पर मीटर की स्वयं खपत दर्ज की जाए। वास्तविक खपत के आधार पर बाद में बिल बनाए जाएंगे जिसके लिए माहवार मीटर की जांच की जाएगी। वित्त वर्ष की समाप्ति पर लाइसेंसी जीरो शुल्क क्रेडिट हासिल कर सकता है।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**अनुपालन**

प्रार्थी ने मीटरिंग सेल्फ खपत की प्रक्रिया पूरी कर ली है और माननीय आयोग को अनुपालन की सूचना अपने पत्रांक RA/2011-12/01/A/197 दिनांक 21.10.2011 को दे दी है। इसके अलावा प्रार्थी का निवेदन है कि बिल समुचित मीटर रीडिंग के आधार पर बनाए जा रहे हैं।

इस अनुपालन के अलावा प्रार्थी ने जीरो शुल्क क्रेडिट हासिल करने के माननीय आयोग के निर्देश के बारे में माननीय एटीई में अपील संख्या 177/2012 दायर की है जो विचाराधीन है।

**13. अल्पकालिक बिक्री एवं खरीद के औचित्य के बारे में निर्देश (संदर्भ पैरा 6.13 शुल्क आदेश विव 2012–13):**

अल्पकालिक बिक्री एवं खरीद के औचित्य के बारे में सभी प्रयास किए जाएंगे ताकि बिजली खरीद लागत को न्यूनतम रखा जा सके और इसके लिए आयोग अलग से विस्तृत निर्देश जारी करेगा।

**अनुपालन**

प्रार्थी निवेदन करना चाहता है कि अल्पकालिक बिजली खरीद बिक्री में औचित्य का पालन किया जा रहा है ताकि लागत को न्यूनतम रखा जा सके। यह भी निवेदन है कि माननीय आयोग के समक्ष्ज्ञ याचिका 43/2011 में प्रार्थी ने वितरक को दिल्ली पावर प्रोक्यूरमेंट ग्रुप द्वारा 19.10.2012 को लाइसेंसी के लिए जारी निर्देश में संशोधन के लिए सुझाव का मसौदा दिया है। इस संदर्भ में माननीय आयोग द्वारा विस्तृत निर्देश जारी किए जाने की प्रतीक्षा है।

**14. वर्ष के अंत में एक माह के भीतर बिजली की खरीद और बिक्री के संबंध में प्रावधानों में समायोजन संबंधी निर्देश (संदर्भ पैरा 6.14 शुल्क आदेश विव 12–13):**

बिजली की खरीद और बिक्री के बारे में साल के अंत में यानी मार्च में किए गए प्रावधानों को एक महीने के भीतर यानी अप्रैल में समायोजित कर दिया जाएगा। यदि कोई बाकी प्रावधान होगा तो उसे आयोग अगले वर्ष के समायोजन के लिए संज्ञान में लेगा।

**अनुपालन**

उपरोक्त निर्देश का प्रार्थी पहले ही पालन कर रहा है।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## 2. विव 2011–12 के दौरान प्रदर्शन

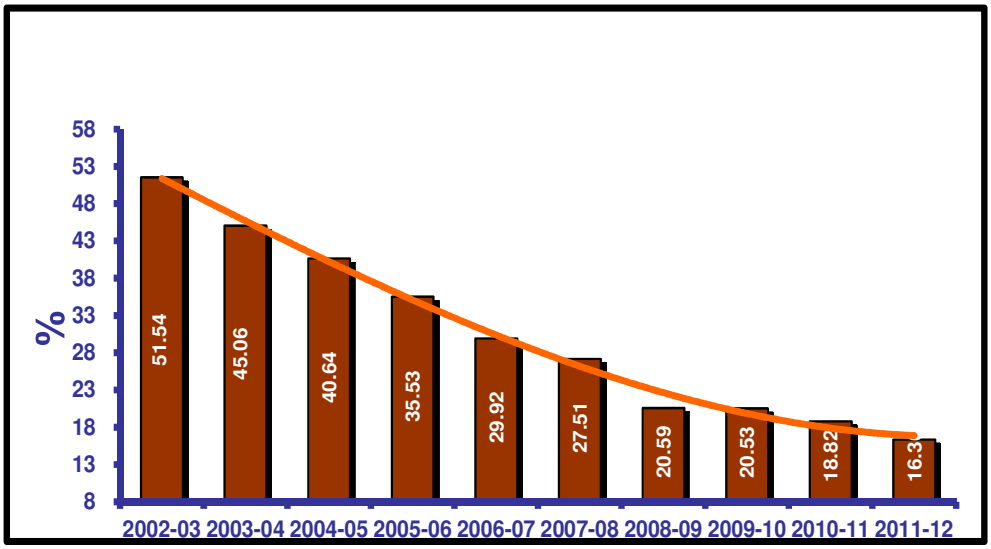
प्रार्थी एटी एंड सी हानियों को कम करने का लगातार भरसक प्रयास कर रहा है और अपने सभी संचालनों को अधिकतम कुशल बना रहा है। माननीय एपीटीईएल के अपील संख्या 36/2008 पर 06.10.2009 के निर्णय अनुसार एटी एंड सी लक्ष्यों के बारे में प्रार्थी के दावों को अलग रखते हुए प्रार्थी विव 2011–12 की मुख्य बातों को यहां रखना चाहता है:

- विव 2011–12 के दौरान बीआरपीएल ने अपने बिलिंग दायरे में 96394 उपभोक्ता जोड़े जो पिछले वर्ष की तुलना में 5.18 प्रतिशत की बढ़ोत्तरी है। इस समय बीआरपीएल सेवा के दायरे में 17.53 लाख उपभोक्ता हैं जो विव 2010–11 के दौरान 16.56 लाख थे।
- बीआरपीएल ने गैर शुल्क आय से विव के दौरान अतिरिक्त राजस्व जुटाना जारी रखा है ताकि संचालन लागत की भरपाई की जा सके।
- वर्ष के दौरान प्रार्थी ने अपने माननीय आयोग के प्रदर्शन मानको के अलावा वितरण नेटवर्क बढ़ाने पर ध्यान दिया है जिनका विवरण नीचे दिया जा रहा है।
- वित्त वर्ष के दौरान प्रार्थी ने एटी एंडी हानियों में कटौती का स्तर 16.36 प्रतिशत हासिल कर लिया जबकि माननीय आयोग ने विव 2010–11 के दौरान 18.82 प्रतिशत की मंजूरी की थी। एटी एंड सी हानियां घटाने का वर्षवार ब्यौरा 2002–03 से 2011–12 तक नीचे दिया जा रहा है।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

आकृति :1 अधिग्रहण के बाद से एटी एंड सी हानि घटाने का विवरण




प्रार्थी माननीय आयोग द्वारा माननीय एपीटीईएल के निर्णय के अनुसार वितरण हानि का अनुमान का तय किए जाने के बाद अपने निवेदन को संशोधित करने का अधिकार सुरक्षित करता है।

## 2.1 वित्त वर्ष 2011–12 में नेटवर्क की वृद्धि / रखरखाव

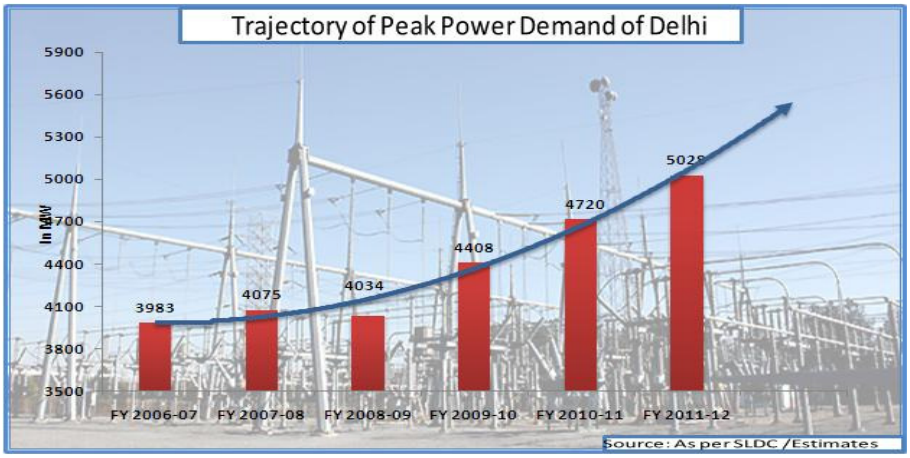
तालिका 1 : वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान वितरण नेटवर्क मेंबढ़ोतरी

| क.सं. | विवरण | वित्त 2011-12 |
|---|---|---|
| 1 | बिजली ट्रांसफॉर्मरों की संख्या | 5 |
| 2 | ईएचवी क्षमता (एमवीए) | 132 |
| 3 | शंट कैपेसिटर (एमवीएआर) | 3 |
| 4 | वितरण ट्रांसफॉर्मरों की संख्या | 116 |
| 5 | वितरण ट्रांसफॉर्मरों की क्षमता (एमवीए) | 58 |
| 6 | 11केवी फीडरों की संख्या | 17 |
| 7 | बिछायी गई 11केवी केबलें (किमी) | 62 |
| 8 | एलटी फीडरों की कुल संख्या | 81 |
| 9 | बिछायी गई एलटी लाइनें (किमी) | 111 |

## 2.2 पीक आपूर्ति

दिल्ली में, वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान 2 अगस्त, 2011 को पीक मांग 5028 दर्ज की गई जिसे याचिकाकर्ता द्वारा पूरा किया गया।

आकृति 2 : दिल्ली में पीक मांग में वृद्धि




## 2.3 वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान, निर्धारिक मानकों के संदर्भ में वास्तविक प्रदर्शन

### 2.3.1 सामान्य फ्यूज़–ऑफ कॉल्स

इस शीर्ष के तहत् उपभोक्ताओं की उन शिकायतों को दर्ज किया जाता है जो फ्यूज़–ऑफ की वजह से उत्पन्न होती हैं। इस प्रकार की शिकायतों के निपटारे के लिए माननीय आयोग द्वारा निर्धारित समय सीमा तथा याचिकाकर्ता द्वारा इस संबंध में दर्ज उपलब्धियों का ब्योरा निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 2 : सामान्य फ्यूज़–ऑफ कॉल्स**

| निर्धारित समयावधि / उपाय | प्रदर्शन का मानक | प्राप्त शिकायतों की संख्या | निर्धारित समयावधि के भीतर निपटायी गई शिकायतों की संख्या | अनुपालन % |
|---|---|---|---|---|
| शहरी क्षेत्र में तीन घंटे के भीतर | प्राप्त कॉल्स में से कम–से–कम 99% को शहरों एवं नगरों तथा ग्रामीण क्षेत्रों में निर्धारित समय सीमा के भीतर सुधारा जाना चाहिए | 438030 | 436528 | 99.66% |
| ग्रामीण क्षेत्रों में आठ घंटे के भीतर | | | | |

### 2.3.2 लाइन ब्रेकडाउन संबंधी शिकायतें

इस शीर्ष के तहत् उपभोक्ताओं की उन शिकायतों को दर्ज किया जाता है जो ब्रेकडाउन या खराबी की वजह से उत्पन्न होती हैं। इस प्रकार की शिकायतों के निपटारे के लिए माननीय आयोग द्वारा निर्धारित समय सीमा तथा याचिकाकर्ता द्वारा इस संबंध में दर्ज उपलब्धियों का ब्योरा निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 3 : प्रदर्शन मानक – लाइन ब्रेकडाउन**

| निर्धारित समयावधि/उपाय | प्रदर्शन का मानक | प्राप्त शिकायतों की संख्या | निर्धारित समयावधि के भीतर निपटायी गई शिकायतों की संख्या | अनुपालन % |
|---|---|---|---|---|
| शहरी क्षेत्र में तीन घंटे के भीतर<br>ग्रामीण क्षेत्रों में आठ घंटे के भीतर | प्राप्त कॉल्स में से कम–से–कम 95% को शहरों एवं नगरों तथा ग्रामीण क्षेत्रों में निर्धारित समय सीमा के भीतर सुधारा जाना चाहिए | 34711 | 34411 | 99.14% |

### 2.3.3 ट्रांसफॉर्मर में खराबी की वजह से उत्पन्न शिकायतें

इस शीर्ष के तहत् उपभोक्ताओं की उन शिकायतों को दर्ज किया जाता है जो ट्रांसफॉर्मर में खराबी की वजह से उत्पन्न होती हैं। इस प्रकार की शिकायतों के निपटारे के लिए माननीय आयोग द्वारा निर्धारित समय सीमा तथा याचिकाकर्ता द्वारा इस संबंध में दर्ज उपलब्धियों का ब्योरा निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 4 : प्रदर्शन संबंधी मानक – वितरण ट्रांसफॉर्मर में खराबी**

| निर्धारित समयावधि/उपाय | प्रदर्शन का मानक | प्राप्त शिकायतों की संख्या | निर्धारित समयावधि के भीतर निपटायी गई शिकायतों की संख्या | अनुपालन % |
|---|---|---|---|---|
| जहां कहीं संभव हो, वहां वैकल्पिक स्रोत से चार घंटे के भीतर अस्थायी आपूर्ति बहाल करना | शहरों और ग्रामीण क्षेत्रों दोनों में, | 335 | 335 | 100% |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| बारह घंटे के भीतर दोष दूर कर सामान्य आपूर्ति बहाल करना | कम–से–कम 95% डीटीआर को निर्धारित समयावधि के भीतर बदला जाए | | | |

### 2.3.4 पूर्व निर्धारित कार्यक्रमानुसार आपूर्ति नहीं होने संबंधी शिकायतें

इस शीर्ष के तहत् उपभोक्ताओं की उन शिकायतों को दर्ज किया जाता है जो निर्धारित कार्यक्रमानुसार बिजली आपूर्ति नहीं होने संबंधी होती हैं। इस प्रकार की शिकायतों के निपटारे के लिए माननीय आयोग द्वारा निर्धारित समय सीमा तथा याचिकाकर्ता द्वारा इस संबंध में दर्ज उपलब्धियों का ब्योरा निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 5 : प्रदर्शन मानक – निर्धारित कार्यक्रमानुसार बिजली आपूर्ति न होना**

| निर्धारित समयावधि/उपाय | प्रदर्शन का मानक | प्राप्त शिकायतों की संख्या | निर्धारित समयावधि के भीतर निपटायी गई शिकायतों की संख्या | अनुपालन % |
|---|---|---|---|---|
| लगातार एक बार में कटौती की अवधि 12 घंटे से अधिक नहीं होगी | कम से कम 90% मामलों पर अनुपालन निर्धारित समयावधि के भीतर किया जाए | 3,437 | 3,434 | 99.91% |
| शाम 6 बजे तक आपूर्ति की बहाली | | 3,350 | 3,343 | 99.79% |

### 2.3.5 विश्वसनीयता सूचकांक

वितरक कंपनी की विश्वसनीयता के आंकलन के लिए बाधाओं को प्राथमिकता मानदंड माना गया है। माननीय आयोग ने इंस्टीट्यूट ऑफ इलैक्ट्रिकल एंड इलैक्ट्रॉनिक्स इंजीनियर्स (IEEE) द्वारा तय 1998 के मानक 1366 को विश्वसनीयता सूचकांक के लिए अपनाया है। माननीय आयोग द्वारा निर्धारित तौर–तरीके के आधार पर विव 2011–12 के सूचकांक की गणनान की गई जो कि निम्नानुसार है :

**तालिका 6 : प्रदर्शन मानक – विश्वसनीयता सूचकांक**

| विश्वसनीयता | 2011-12 |
|---|---|

| सूचकांक | |
|---|---|
| एसएआईएफआई | 3.483 |
| एसएआईडीआई | 3.891 |
| एमएआईएफआई | 0.046 |

### 2.3.6 आवृत्ति भिन्नता

एकीकृत सिस्टम ऑपरेशन की सीमाओं के संदर्भ में, याचिकाकर्ता ने दूसरे नेटवर्क ऑपरेटरों जैसे डीटीएल, एसवीएलडीएस आदि के साथ आईईजीसी की रेंज में आपूर्ति की फ्रीक्वेंसी बरकरार रखी है।

### 2.3.7 बिलों में गलतियों से संबंधित शिकायतें

इसमें उपभोक्ता द्वारा की गई बिल संबंधी शिकायतें शामिल हैं। इस प्रकार की शिकायतों को दूर करने के लिए माननीय आयोग द्वारा निर्धारित समय सीमा तथा याचिकाकर्ता की इस संदर्भ में उपलब्धियों का ब्योरा नीचे तालिका में दिया गया है :

**तालिका 7 : प्रदर्शन संबंधी मानक – बिलिंग संबंधी गलतियां**

| निर्धारित समयावधि/उपाय | प्रदर्शन का मानक | संशोधित बिलों की संख्या | अवधि के दौरान जारी बिल | संशोधित बिलों का % |
|---|---|---|---|---|
| लाइसेंसी कुल जारी बिलों के संदर्भ में उन बिलों के प्रतिशत का लेखा–जोखा रखेगा जिनमें शिकायत के उपरांत संशोधन की आवश्यकता है | 0.20% से अधिक नहीं | 12336 | 12808606 | 0.10% |

### 2.3.8 दोषपूर्ण मीटरों से संबंधित शिकायतें

दिल्ली विद्युत आपूर्ति संहिता एवं प्रदर्शन मानक विनियमन, 2007 के अनुसार, कुल लगाए गए मीटरों की तुलना में दोषी मीटरों का प्रतिशत 3% से कम होना चाहिए। 31.03.2012 को इस मामले में प्रदर्शन इस प्रकार रहा :

## तालिका 8 : प्रदर्शन मानक – खराब मीटर

| निर्धारित समयावधि/उपाय | प्रदर्शन का मानक | दोषी मीटरों की संख्या | कार्यरत मीटरों की संख्या | दोषी मीटरों का % |
|---|---|---|---|---|
| लाइसेंसी कुल कार्यरत मीटरों के संदर्भ में खराब मीटरों के प्रतिशत का लेखा–जोखा रखेगा | 3% से अधिक नहीं | 22958 | 1703733 | 1.35% |

## 3. वित्त वर्ष 2011–12 का समायोजन

### 3.1 बिक्री

याचिकाकर्ता एमवाईटी विनियमन, 2007 का अनुपालन करते हुए, अनियंत्रित घटकों के चलते राजस्व में भिन्नता के वास्तविक समायोजन का आग्रह कर रहा है। मवाईटी विनियमन, 2007 में बिक्री को अनियंत्रित घटक माना गया है। इसके अलावा, एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 4.2 (f) में निम्न प्रावधान है :

*"4.2(f)* बिक्री तथा विद्युत क्रय जैसे अनियंत्रित घटकों के चलते राजस्व में भिन्नता का वास्तविक समायोजन किया जाएगा।"

चूंकि वित्त वर्ष 2011–12 बीत चुका है और वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों को वास्तविक बिक्री का ब्योरा उपलब्ध है, लिहाजा एमवाईटी विनियमन, 2007 के प्रावधानों के अनुरूप वास्तविक समायोजन करने की आवश्यकता है। बीआरपीएल के लाइसेंसशुदा क्षेत्र में वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान निवास करने वाले उपभोक्ताओं के लिए वित्त वर्ष 2011–12 के अंकेक्षित खातों के मुताबिक श्रेणीवार बिक्री तथा उपभोक्ताओं की संख्या और कनेक्टेड लोड का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 9 : श्रेणीगत आधार पर उपभोक्ताओं की संख्या, कनेक्टेड लोड और बिक्री**

| क.सं. | श्रेणी | वित्त वर्ष 2011-12 | | |
|---|---|---|---|---|
| | | उपभो. सं. | लोड | बिक्री |
| | | सं. | एमडब्लयू | एमयू |
| 1 | घरेलू | 14,65,561 | 4,516 | 4,725 |
| 2 | गैर–घरेलू | 2,44,071 | 1,860 | 2,642 |
| 3 | औद्योगिक | 12,694 | 338 | 540 |
| 4 | सार्वजनिक लाइटिंग | 1 | 0 | 137 |
| 5 | सिंचाई और कृषि | 4276 | 19 | 17 |
| 6 | रेलवे ट्रैक्शन | 1 | 14 | 22 |
| 7 | डीएमआरसी | 6 | 57 | 271 |
| 8 | अन्य | 6397 | 146 | 416 |
| *a* | डायल | *1* | *48* | *231* |
| *b* | *11 KV(पूजा स्थल/अस्पताल)* | *18* | *13* | *25* |
| *c* | दिजबो | *59* | *65* | *103* |
| *d* | दिविबो स्टाफ | *6318* | *20* | *24* |
| *e* | प्रवर्तन | - | - | - |
| *f* | निजी खपत | *1* | *0* | *33* |
| *g* | अस्थायी | *0* | *0* | *0* |
| 9 | कुल | 1733007 | 6949 | 8771 |

उपरोक्त बिक्री में वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान प्रवर्तन गतिविधि के चलते दर्ज यूनिटें शामिल नहीं हैं। माननीय आयोग ने वित्त वर्ष 2010–11 तक प्रवर्तन के अंतर्गत दर्ज यूनिटों को प्रवर्तन संग्रहण के आधार पर अनुमानित किया था, न कि चोरी हुई वास्तविक यूनिटों के आधार पर। विनम्रतापूर्वक यह तथ्य प्रस्तुत किया जाता है कि वर्ष के दौरान बिल की गई वास्तविक यूनिटों के मूल्यांकन के लिए प्रवर्तन के परिणामस्वरूप संग्रहित राशि से यूनिटों की गणना करना उचित तरीका नहीं है। लिहाजा, याचिकाकर्ता ने एमवाईटी अवधि में, वर्ष के दौरान वास्तविक रूप से चोरी हुईं यूनिटों का मूल्यांकन किया है। याचिकाकर्ता ने वैधानिक ऑडिटरों द्वारा इन आंकड़ों का सत्यापन भी कराया है। याचिकाकर्ता इस संबंध में अपने पत्रांक RA/ 2012-13/ 01/ A/188 दिनांक 27 जुलाई, 2012 के माध्यम से अंकेक्षित प्रमाणपत्र माननीय आयोग के समक्ष पहले ही प्रस्तुत कर चुका है। लिहाजा, वित्त वर्ष 2011–12 में एमवाईटी अवधि के दौरान याचिकाकर्ता ने शुद्ध आधार पर बढ़ी हुई यूनिटों और बिल की बढ़ी हुई राशि पर विचार किया जिसका ब्योरा नीचे तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 10 : वित्त वर्ष 2011-12 के दौरान प्रवर्तन के परिणामस्वरूप दर्ज यूनिटें**

| वित्त वर्ष | वास्तविक बिल की गई यूनिटें (MU) | डीईआरसी द्वारा स्वीकृत यूनिटें (MU) | वृद्धि |
|---|---|---|---|
| | A | B | C = A-B |
| 2007-08 | 185 | 135 | 50 |
| 2008-09 | 133 | 132 | 1 |
| 2009-10 | 58 | 43 | 15 |
| 2010-11 | 44 | 36 | 7 |
| 2011-12 | 62 | | 62 |
| **कुल** | **482** | **346** | **136** |

इस प्रकार, वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान प्रवर्तन गतिविधियों के चलते दर्ज यूनिटें 136 एमयू रहीं।

शून्य बिलिंग के संदर्भ में, माननीय आयोग ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 के अपने एमवाईटी टैरिफ आदेश के पैरा 3.46 में निम्न कहा है :

*"3.43 याचिकाकर्ता द्वारा फरवरी 2012 के बिलों में "शून्य दर" के व्युत्क्रमण संबंधी निवेदन के संदर्भ में, आयोग का मानना है कि एटी एवं सी घाटे वार्षिक आंकड़े हैं और इनका निर्धारण वर्ष के सही आंकड़ों के अनुरूप किया जाना चाहिए। याचिकाकर्ता के दावे के अनुरूप, फरवरी 2012 में की गई व्युत्क्रमण संबंधी प्रविष्टि को वित्त वर्ष 2011–12 के लिए एटी एवं सी घाटों के समायोजन की प्रक्रिया के दौरान, समुचित जांच के उपरांत, हटाया लिया जाएगा।*

*3.46 उपरोक्त के परिप्रेक्ष्य में, आयोग द्वारा 'शून्य बिलिंग' और बिलों की अन्य विसंगतियों जैसे कम दर, ऊर्जा राशि का समायोजन किए बगैर उपभोक्ताओं को लौटायी गई राशि आदि, की वजह से नामंजूर की गई कुल बिक्री 111.33 MU (सैप हेतु 58.33 MU और ईबीएस डेटाबेस के लिए53 MU)" है।*

पिछले आदेश के संदर्भ में, माननीय आयोग ने वित्त वर्ष 11–12 के एटी एवं सी घाटों के समायोजन के दौरान 111.33 एमयू की शून्य बिलिंग संबंधी प्रविष्टियों को हटाने पर विचार किया है। तदनुसार, याचिकाकर्ता ने उन्हें वित्त वर्ष 2011–12 की बिक्री यूनिट में विचारणीय रखा है।

अंकेक्षित खातों में उपभोक्ता श्रेणीवार आधार पर उपलब्ध बिक्री के अनुरूप, वास्तविक प्रवर्तन यूनिटों और एमवाईटी टैरिफ आदेश के उपरोक्त पैरा के संदर्भ में, उपभोक्ता श्रेणीवार बिक्री का ब्योरा निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 11 : वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान श्रेणीगत बिक्री**

| क्र.सं. | श्रेणी | वित्त वर्ष 2011-12 | | |
|---|---|---|---|---|
| | | उपभो. सं. | लोड | बिक्री |
| | | सं. | एमडब्लयू | एमयू |
| 1 | घरेलू | 14,65,561 | 4,516 | 4,725 |
| 2 | गैर–घरेलू | 2,44,071 | 1,860 | 2,642 |
| 3 | औद्योगिक | 12,694 | 338 | 540 |
| 4 | सार्वजनिक लाइटिंग | 1 | 0 | 137 |
| 5 | सिंचाई और कृषि | 4276 | 19 | 17 |
| 6 | रेलवे ट्रैक्शन | 1 | 14 | 22 |

| क्र.सं. | श्रेणी | वित्त वर्ष 2011-12 | | |
|---|---|---|---|---|
| | | उपभो. सं. | लोड | बिक्री |
| | | सं. | एमडब्लयू | एमयू |
| 7 | डीएमआरसी | 6 | 57 | 271 |
| 8 | अन्य | 6397 | 146 | 552 |
| *a* | डायल | *1* | *48* | *231* |
| *b* | *11 KV(पूजा स्थल / अस्पताल)* | *18* | *13* | *25* |
| *c* | दिजबो | *59* | *65* | *103* |
| *d* | दिविबो स्टाफ | *6318* | *20* | *24* |
| *e* | प्रवर्तन | *-* | *-* | *136* |
| *f* | निजी खपत | *1* | *0* | *33* |
| *g* | अस्थायी | *0* | *0* | *0* |
| 9 | **पैरा 3.46 के अनुसार, दिनांक 13.07.2012 के टैरिफ आदेश के पैरा 3.43 के साथ देखें** | | | 111 |
| 10 | कुल | 1733007 | 6949 | 9018 |

बीआरपीएल आयोग से वित वर्ष 2011–12 के दौरान 9018 एमयू की वास्तविक बिक्री का समायोजन करने का अनुरोध करता है।

## 3.2 राजस्व अर्जित

वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान, पहले 5 महीने के लिए, अर्थात अप्रैल से अगस्त तक, माननीय आयोग द्वारा दिनांक 22 मई, 2009 के टैरिफ आदेश में निहित शुल्क दरें प्रभावी थीं। तदनुसार, माननीय आयोग द्वारा 26 अगस्त, 2011 के प्रेस नोट में विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों के लिए निर्धारित टैरिफ दरें 1 सितंबर, 2011 से लागू हो गईं। वित्त वर्ष 2011–12 के लिए अंकेक्षित खातों के अनुरूप, श्रेणीवार राजस्व बिलिंग का विवरण निम्न तालिका में दिया जा रहा है –

**तालिका 12 : वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान राजस्व का श्रेणीगत विवरण**

| क्र सं | श्रेणी | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| 1 | घरेलू | 1,883 |
| 2 | गैर–घरेलू | 1,897 |
| 3 | औद्योगिक | 345 |
| 4 | सार्वजनिक लाइटिंग | 72 |
| 5 | सिंचाई और कृषि | 4 |
| 6 | रेलवे ट्रैक्शन | 12 |
| 7 | डीएमआरसी | 100 |

| क सं | श्रेणी | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| 8 | **अन्य** | 223 |
| *a* | डायल | 132 |
| *b* | *11 KV(पूजा स्थल / अस्पताल)* | 13 |
| *C* | दिजबो | 73 |
| *D* | दिविबो स्टाफ | 5 |
| *E* | प्रवर्तन | - |
| *F* | निजी खपत | 0 |
| *G* | अस्थायी | 0 |
| 9 | **कुल** | **4,536** |

वित्त वर्ष 2010–11 के दौरान, विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों को की गई बिक्री के चलते बिल राशि को अंकेक्षित खातों के अनुरूप दर्शाया गया है। इस राशि में वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान प्रवर्तन गतिविधियों के चलते दर्ज बिल राशि को शामिल नहीं किया गया है। अलबत्ता, वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान प्रवर्तन गतिविधियों के चलते, वैधानिक ऑडिटर सर्टिफिकेट के अनुसार, बढ़ी हुई बिल राशि 48 करोड़ रु थी, जिसका विवरण निम्न तालिका में दिया जा रहा है –

**तालिका 13 : वित्त वर्ष 2011-12 के दौरान प्रवर्तन के परिणामस्वरूप दर्ज यूनिटें**

| वित्त वर्ष | बिल की गई यूनिट | यूनिट जिनका दावा किया गया | स्वीकृत यूनिट | यूनिट जिनका दावा किया गया | बिल राशि | संग्रहित राशि | बढ़ा हुआ बिल |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | एमयू | एमयू | एमयू | एमयू | रु करोड़ | रु करोड़ | रु करोड़ |
| 2007-08 | 185 | 135 | 135 | 50 | *96* | **60** | **35** |
| 2008-09 | 133 | 132 | 132 | 1 | *60* | **60** | **0** |
| 2009-10 | 58 | 85 | 43 | 15 | *32* | **39** | **-7** |
| 2010-11 | 44 | 73 | 36 | 7 | **23** | **34** | **-11** |
| 2011-12 | 62 | 0 | 0 | 62 | **31** | **0** | **31** |
| **कुल** | **482** | **425** | **346** | **136** | **242** | **194** | **48** |

लिहाजा, याचिकाकर्ता माननीय आयोग से वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान, उपरोक्तानुसार कुल 4584 करोड़ रु (अर्थात 4536 करोड़ रु और 48 करोड़ रु के जोड़) की राशि के राजस्व बिल पर विचार करने का अनुरोध करता है –

### 3.3 राजस्व संग्रहित

अंकेक्षित खातों के अनुसार, वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान कुल 4635.08 करोड़ रु का राजस्व एकत्र किया गया। इस राशि में बकाया, देरी से भुगतान पर अधिभार तथा विद्युत शुलक शामिल है। अंकेक्षित खातों के अनुसार, वित्त वर्ष 2011–12 में, देरी से भुगतान पर अधिभार की वास्तविक राशि 35.40 करोड़ थी जबकि वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान एकत्र राजस्व से संबंधित विद्युत शुलक 174.91 करोड़ रु था। वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान एकत्र राजस्व का विवरण निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 14 : राजस्व संग्रहित**

| क.सं. | उपभोक्ता श्रेणियां | राजस्व संग्रहित (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| 1 | **घरेलू** | 1,885 |
| 2 | **गैर–घरेलू** | 1,998 |
| 3 | **औद्योगिक** | 350 |
| 4 | **सार्वजनिक लाइटिंग** | 104 |
| 5 | **सिंचाई और कृषि** | 4 |
| 6 | **रेलवे ट्रैक्शन** | 12 |
| 7 | **डीएमआरसी** | 105 |
| 8 | **अन्य** | 177 |
| *a* | डायल | 132 |
| *b* | *11 KV(पूजा स्थल / अस्पताल)* | 14 |
| *c* | दिजबो | 0 |
| *d* | दिविबो स्टाफ | 5 |
| *e* | प्रवर्तन | 27 |
| *f* | निजी खपत | - |
| *g* | अस्थायी | 0 |
| *h* | *विज्ञापन तथा होर्डिंग* | - |
| 9 | ***कुल राजस्व एकत्रित*** | **4635** |
| 10 | *घटा : देरी से भुगतान पर अधिभार* | **35** |
| 11 | *घटा : विद्युत शुल्क* | **175** |
| 12 | *शुद्ध राजस्व एपीआर गणना के लिए* | **4425** |

याचिकाकर्ता माननीय आयोग से वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान राजस्व अंतर की गणना के लिए 4425 करोड़ रु की राशि को संग्रहित राजस्व के तौर पर स्वीकार करने का अनुरोध करता है।

## 3.4 एटी एवं सी घाटा

वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान वास्तविक एटी एवं सी घाटा जिसे माननीय आयोग द्वारा दिनांक 13 जुलाई, 2012 के टैरिफ आदेश में वित वर्ष 2010–11 के लिए मंजूरी दी गई।

**तालिका 15 : एटी एवं सी घाटा**

| विवरण | यूओएम | आयोग द्वारा वित्त वर्ष 2010–11 के लिए दिनांक 13 जुलाई, 2012 के आदेश में स्वीकृत | वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान वास्तविक | कमी |
|---|---|---|---|---|
| एटी एवं सी घाटा | % | 18.82% | 16.36% | 2.46% |
| संग्रहण कुशलता | % | 101.03% | 101.11% | 0.08% |
| वितरण घाटा | % | 19.64% | 17.28% | 2.36% |

वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान एटी एवं सी घाटे के संदर्भ में, याचिकाकर्ता निम्न तथ्यों पर ध्यान दिलाना चाहता है और उन पर भरोसा करता है :

माननीय आयोग ने फरवरी 2002 के अपने टैरिफ आदेश में, नीति निर्देशन अवधि के प्रारंभ में, दिल्ली की तीनों वितरण कंपनियों के संबंध में एटी एवं सी घाटों के जिन स्तरों का निर्धारण किया था, वे इस प्रकार है :

**तालिका 16 : नीति निर्देश अवधि के प्रारंभ में एटी एवं सी घाटा**

| क्र.सं. | डिस्कॉम | एटी एवं सी घाटा ( % में) |
|---|---|---|
| 1 | **मध्य पूर्वी दिल्ली (बीवाईपीएल)** | 57.2% |
| 2 | **दक्षिण पूर्वी दिल्ली (बीआरपीएल)** | 48.1% |
| 3 | **उत्तर/उत्तर पश्चिमी दिल्ली (टीपीडीडीएल)** | 48.1% |

माननीय आयोग के आदेश के प्रासंगिक अंश को जस–का–तस यहां दिया जा रहा है –

*''निष्कर्ष रूप में, उपरोक्त तमाम कारकों तथा अलग–अलग डिस्कॉम की अंतर्निहित भिन्न परिचालन परिस्थितियों को ध्यान में रखते हुए, आयोग ने अलग–अलग डिस्कॉम के लिए प्रारंभिक एटी एवं सी घाटों के निम्न स्तरों का निर्धारण किया है :*

*तालिका 4.10 : एटी एवं सी घाटे के शुरूआती स्तर*

| *डिस्कॉम* | *टी एवं सी घाटे के शुरूआती स्तर* |
|---|---|
| *सीईडीईडीसीएल* | *57.2%* |
| *एनएनडब्ल्यूडीडीसीएल* | *48.1%* |
| *एसडब्ल्यूडीईडीसीएल* | *48.1%* |
| *सभी डिस्कॉम* | *50.7%* |

*....''*

उल्लेखनीय है कि माननीय आयोग ने इस तथ्य को स्वीकार किया है कि वितरण कंपनियों की परिचालन परिस्थितियां अलग–अलग होती हैं। परिणामस्वरूप, नीति निर्देशन अवधि के अंत में वितरण कंपनियों द्वारा दर्ज एटी एवं सी घाटों का विवरण निम्न तालिका में दर्शाया गया है :

**तालिका 17 : नीति निर्देश अवधि के अंत में एटी एवं सी घाटा**

| क्र.सं. | डिस्कॉम | एटी एवं सी घाटा (% में) |
|---|---|---|
| 1 | **टीपीडीडीएल** | 23.73% |
| 2 | **बीआरपीएल** | 29.92% |
| 3 | **बीवाईपीएल** | 39.03% |

एटी एवं सी घाटों के समापन स्तर वास्तव में, एमवाईटी नियंत्रित अवधि में एटी एवं सी घाटों के प्रारंभिक स्तर थे। तदनुसार, वित्त वर्ष 2010–11 के अंत में दिल्ली के वितरण लाइसेंसी द्वारा एमवाईटी विनियमनों, 2007 के अनुसार हासिल किए जाने वाले लक्ष्यों का निर्धारण माननीय आयोग द्वारा किया गया है और निम्न तालिका में यह विवरण दिया गया है :

**तालिका 18 : वित्त वर्ष 2010–11 के लिए लक्षित एटी एवं सी घाटा**

| क्र.सं. | डिस्कॉम | एटी एवं सी घाटा (% में) |
|---|---|---|
| 1 | **टीपीडीडीएल** | 17% |
| 2 | **बीआरपीएल** | 17% |
| 3 | **बीवाईपीएल** | 22% |

उपरोक्त के विपरीत, सभी डिस्कॉम द्वारा वित्त वर्ष 2010–11 के अंत में दर्ज एटी एवं सी घाटों का विवरण, जिससे माननीय आयोग द्वारा स्वीकृत किया गया है, निम्नानुसार है -

**तालिका 19 : वित्त वर्ष 2010–11 में प्राप्त एटी एवं सी घाटा**

| क्र.सं. | डिस्कॉम | एटी एवं सी घाटा (% में) |
|---|---|---|
| 1 | **टीपीडीडीएल** | 13.10%* |
| 2 | **बीआरपीएल** | 18.82% |
| 3 | **बीवाईपीएल** | 21.95% |

**नोट : आंकड़े टीपीडीडीएल द्वारा उपलब्ध कराए गए हैं। माननीय आयोग ने वित्त वर्ष 2010–11 के एटी एवं सी घाटों को मंजूरी नहीं दी है*

उल्लेखनीय है कि नीति निर्देशन अवधि के अंत में एटी एवं सी घाटों के प्रतिशत के समापन स्तर वितरण कंपनियों के लिए अलग–अलग थे, लिहाजा, पहली एमवाईटी नियंत्रित अवधि के लिए लक्ष्य निर्धारण करते समय माननीय आयोग ने इसे ध्यान में रखा है। माननीय आयोग ने पहली एमवाईओ नियंत्रित अवधि को एक वर्ष अर्थात 31.03.2012 तक के लिए बढ़ा दिया है।

सम्मानपूर्वक यह तथ्य प्रस्तुत किया जाता है कि माननीय आयोग द्वारा अपने पिछले टैरिफ आदेश में यह स्वीकार किए जाने के बाद कि विभिन्न वितरण कंपनियों की परिचालन परिस्थितियां अलग–अलग होती हैं, वित्त वर्ष 2011–12 के लिए एटी एवं सी घाटों के निर्धारण की प्रक्रिया में वित्त वर्ष 2010–11 के वास्तविक एटी एवं सी घाटों पर विचार करना चाहिए था। माननीय आयोग ने नियंत्रण अवधि के अंत में वास्तविक एटी एवं सी घाटों पर विचार करने की बजाय वित्त वर्ष 2011–12 के लिए याचिकाकर्ता के संबंध में 15% एटी एवं सी घाटों का निर्धारण कर दिया है।

दूसरे, एमवाईटी विनियमन 2007 के अनुसार, दिल्ली आयोग को घाटों से संबंधित लक्ष्यों को नियंत्रण अवधि के शुरू में स्पष्ट करना चाहिए था। और फिर, एमवाईटी विनियमन 2007 के उपबंध 8.11 में निम्न प्रावधान है :

"8.11 नियंत्रण अवधि की समाप्ति अगली नियंत्रण अवधि का आरंभ होगी और लाइसेंसी उसी प्रक्रिया को अपनाएगा, बशर्ते आयोग उससे अलग कुछ न कहे। **आयोग नियंत्रण अवधि के प्रारंभ में निर्धारित लक्ष्यों के संदर्भ में लाइसेंसी के प्रदर्शन का विश्लेषण करेगा और वास्तविक प्रदर्शन के आधार पर, कुशलता के मोर्चे पर अपेक्षित सुधारों और अन्य घटकों के परिप्रेक्ष्य में, अगली नियंत्रण अवधि के लिए आरंभिक मूल्यों का निर्धारण करेगा।**"

माननीय आयोग ने प्रथम नियंत्रण अवधि की शुयआत में निर्धारित लक्ष्यों के संदर्भ में याचिकाकर्ता के प्रदर्शन को उसके वास्तविक प्रदर्शन के आइने में विश्लेषण किया और अगली नियंत्रण अवधि के संबंध में आरंभिक मूल्यों का निर्धारण किया है जिसका विवरण निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 20 : एटी एवं सी घाटे संबंधी लक्ष्य बनाम उपलब्धियां**

| क्र सं | विवरण | नियंत्रित अवधि के प्रारंभ में | वित्त वर्ष 2007-08 के अंत में | वित्त वर्ष 2008-09 के अंत में | वित्त वर्ष 2009-10 के अंत में | वित्त वर्ष 2010-11 के अंत में |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | लक्ष्य | | 26.69% | 23.46% | 20.23% | 17.00% |
| 2 | उपलब्धि | 29.92% | 27.51% | 20.59% | 20.55% | 18.82% |
| 3 | कमी | | 2.41% | 6.92% | 0.04% | 1.73% |

इस मामले में, चूंकि माननीय आयोग ने एमवाईटी अवधि को बढ़ा दिया है, लिहाजा लक्ष्यों का निर्धारण वित्त वर्ष 2010–11 तक के वास्तविक प्रदर्शन के आधार पर किया जाना चाहिए। दूसरे, लक्ष्यों का निर्धारण वित्त वर्ष के आरंभ में किया जाना चाहिए ताकि याचिकाकर्ता घाटों में कमी का प्रावधान अग्रिम आधार पर कर सके, न कि वर्ष के 5 माह बीत जाने के बाद।

तीसरे, माननीय विद्युत अपीली न्यायाधिकरण (एपीटीईएल) ने अपील संख्या 36 वर्ष 2008 के संदर्भ में 6 अक्टूबर, 2009 के अपने निर्णय में निम्न कहा है –

"32) हालांकि आयोग पर तय लक्ष्याों पर पुनर्विचार करने तथा प्रासंगिक नियमन को संशोधित करने को लेकर कोई पाबंदी नहीं है। एमवाईटी अवधि के लक्ष्यों को एमवाईटी अवधि की शुरूआत के समय की हानियों के आधार पर तय किए जाने की आवश्यकता है, न कि निजीकरण की तारीख के हानि के स्तर के आधार पर जब नीतिगत लक्ष्य अवधि शुरू हुई थी। हानि घटाने के स्तर तक पहुंचने की विफलता या सफलता के परिणाम लाइसेंसी पहले ही भुगत चुका है। लिहाजा निजीकरण के समय की हानि का संदर्भ लेना अनिवार्य नहीं है। **यदि अपीलकर्ता कोई मामला इस संदर्भ में बनाता है तो आयोग खुद तय लक्ष्यों को संशोधित करने पर विचार कर सकता है। इसलिए हम यह निर्देश देते हैं**

**कि अपीलकर्ता इस संदर्भ में अब से एक माह के भीतर आयोग के समक्ष समुचित ज्ञापन दर्ज करे और यदि ऐसा कोई ज्ञापन दर्ज किया जाए तो उसे आयोग दो माह के भीतर निपटाए''(बलपूर्वक)**

याचिकाकर्ता ने माननीय आयोग के समक्ष एपीटीईएल के 20 नवंबर 2009 निर्णय को लागू कराने के लिए याचिका दायर की जिसमें अन्य प्रार्थनाओं के अलावा एटी एंड टी हानि कम करने की प्रगति के संशोधन की प्रार्थना शामिल थी। लेकिन, यह अत्यंत विनम्रतापूर्वक निवेदन निवेदन किया जा रहा है कि आयोग ने उस याचिका को सुनवाई के लिए सूचीबद्ध तक नहीं किया है। याचिकाकर्ता ने अपील संख्या 152/2009 तथा अपील संख्या 142/2009 पर एपीटीईएल के 12.07.2011 के निर्णय के आलोक में अतिरिक्त वित्तीय प्रभाव की गणना दिनांक 27.07.2011 के पत्रांक RA/2011-12/01/A/83 में दाखिल की है। याचिका में माननीय एपीटीईएल के कई अन्य निर्णयों के वित्तीय प्रभाव का विवरण दिनांक 22.06.2012 के पत्रांक RA/2012-13/01/A/138 के जरिए निवेदन किया गया है। 20.11.2009 की याचिका की एक प्रति 22.06.2012 के पत्रांक RA/2012-13/01/A/138 को भी जमा कराया गया है और जिसे माननीय आयोग द्वारा समुचित रूप से प्राप्त किया गया है, और इसे **संलग्नक–2** में नत्थी किया गया है। हम माननीय आयोग से माननीय एपीटीईएल के फैसले को लागू करने का आग्रह कर रहे हैं।

चौथे, माननीय आयोग ने पहले एटी एंड सी हानि को लक्ष्य को 16 प्रतिशत तक घटाने के बजाए 15 प्रतिशत तक घटाने के लिए किए गए पूंजीकरण की समीक्षा नहीं की है। उपरोक्त के बावजूद माननीय आयोग ने उन योजनाओं को स्वीकृति देने में काफी समय लगाया जिन पर पूंजी खर्च कंपनी द्वारा विव 2011–12 में किया जाना है। माननीय आयोग ने अपने दिनांक 23.02.2008 के एमवाईटी आदेश में जो बात कही थी, वह इस प्रकार है:

"3.18 आयोग ने 7 जुलाई 2005 के और 22 सितंबर 2006 के शुल्क आदेश में स्पष्ट किया है कि आयोग द्वारा पूंजी निवेश पर विचार एआरआर के निर्धारण के लिए ही किया जा सकता है और इसका मतलब विभिन्न योजनाओं के लिए पूंजी निवेश से नहीं है। याचिकाकर्ता को संबंधि वर्ष के दौरान पूंजी खर्च के लिए प्रत्येक स्कीम की स्वीकृति लेनी होगी।

3.19 उक्त शुल्क आदेश में आयोग ने आगे कहा था कि ''स्कीमों की स्वीकृति एआरआर और शुल्क निर्धारण प्रक्रिया से पृथक रूप से लेनी होगी क्योंकि इस पर आयोग का काफी समय और संसाधन खर्च होगा। **आयोग ने याचिकाकर्ता को निर्देश दिया था कि वह दो करोड़ रु से अधिक की स्कीमों के लिए लागत लाभ विश्लेषण के साथ विस्तृत प्रोजेक्ट रिपोर्ट (डीपीआर) उपलब्ध कराए ताकि आयोग से स्कीमवार स्वीकृति ली जा सके। (विशेष जोर के साथ)**

मननीय आयोग के उपरोक्त निष्कर्षों के अनुसार याचिकाकर्ता पूंजीगत खर्च नहीं कर सकता जब तक कि वह माननीय आयोग से स्वीकृत न हो। यह निवेदन किया जाता है कि प्रार्थी ने विभिन्न पूंजीगत योजनाओं के लिए लागत लाभ विश्लेषण के साथ डीपीआर जमा कराई थी। अतीत का अनुभव है कि कैपेक्स के लिए आयोग से स्वीकृतियां देर से



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

और वित्त वर्ष की तीसरी या चौथी तिमाही में मिल पाती हैं। ऐसे में हानि घटाने के लक्ष्यों को प्राप्त करने के लिए इन योजनाओं को लागू करने के लिए समय ही नहीं मिल पाता क्योंकि खरीदारी माननीय आयोग द्वारा तय प्रक्रियाओं के अनुसार करनी पड़ती है। याचिकाकर्ता और माननीय आयोग के बीच हुए पत्र व्यवहार को संलग्नक–3 में नत्थी किया गया है। इस पत्र व्यवहार को पढ़ने से यह जाहिर हो जाएगा कि माननीय आयोग ने प्रार्थी द्वारा जमा कराई गई किसी भी स्कीम की स्वीकृति नहीं दी है और कैपेक्स की योजनाओं को मंजूरी मिलनी बाकी है। स्कीमों की मंजूरी के अभाव में और कैपेक्स के कारण प्रार्थी के लिए हानि के स्तर के लक्ष्य हासिल करना कठिन है जो दिल्ली आयोग ने 08.03.2011 में 16 प्रतिशत तय किया था, संशोधित 15 प्रतिशत के लक्ष्य को हासिल करना तो छोड़ ही दीजिये।

बीआरपीएल द्वारा प्रस्तावित कुल व्यय में से माननीय आयोग ने प्रथम नियंत्रण अवधि के लिए निम्नानुसार वर्षवार पूंजीगत व्यय को मंजूरी दी है :



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## तालिका 21 :डीपीआर जमा कराना और एमवाईटी अवधि में उसकी मंजूरी की स्थिति

| FY | Category | Q1 | | | | Q2 | | | | Q3 | | | | Q4 | | | | Approved in next FY | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Submission | | Approval | | Submission | | Approval | | Submission | | Approval | | Submission | | Approval | | | |
| | | No of Schemes | Amount in Rs. Crs | No of Schemes | Amount in Rs. Crs | No of Schemes | Amount in Rs. Crs | No of Schemes | Amount in Rs. Crs | No of Schemes | Amount in Rs. Crs | No of Schemes | Amount in Rs. Crs | No of Schemes | Amount in Rs. Crs | No of Schemes | Amount in Rs. Crs | No of Schemes | Amount in Rs. Crs |
| 2007-08 | EHV | 3 | 52.1 | | | 1 | 3.5 | 1 | 1.8 | 7 | 22.21 | 6 | 65.28 | 1 | 16.56 | 1 | 9.69 | 1 | 14.9 |
| | Distribution | 227 | 64.96 | | | 275 | 46.17 | 502 | 92.23 | 168 | 52.36 | 169 | 39.13 | 110 | 39.61 | | | 112 | 42.3 |
| | Deposit | 6 | 13.94 | | | 5 | 11.42 | 5 | 3.31 | 8 | 30.33 | 7 | 24.8 | 6 | 35.82 | 2 | 0.85 | 10 | 46.05 |
| | Others | | | | | NA | 51.32 | | | | | | | | | | | NA | 1.67 |
| *Total FY 2007-08* | | ***236*** | ***131.0*** | ***0*** | ***0.0*** | ***281*** | ***112.4*** | ***508*** | ***97.3*** | ***183*** | ***104.9*** | ***182*** | ***129.2*** | ***117*** | ***92.0*** | ***3*** | ***10.5*** | ***123*** | ***104.9*** |
| 2008-09 | EHV | 50 | 84.8 | | | 6 | 31.5 | 51 | 92.3 | | | | | | | 4 | 4.1 | | |
| | Distribution | 771 | 131.87 | 396 | 61.2798 | 450 | 97.4 | 372 | 51.4966 | 11 | 4.1 | | | | | 461 | 73.9 | | |
| | Other Schemes | NA | 188.5 | | | NA | 4 | NA | 28.6 | | | | | | | NA | 4 | | |
| | Deposit | | | | | 3 | 1.4 | | | 3 | 5.3 | 4 | 5.2 | 1 | 1 | 1 | 0.6 | | |
| *Total FY 2008-09* | | ***821*** | ***405.2*** | ***396*** | ***61.3*** | ***459*** | ***134.6*** | ***423*** | ***172.4*** | ***14*** | ***9.4*** | ***4*** | ***5.2*** | ***1*** | ***1.0*** | ***466*** | ***82.8*** | ***0*** | ***0.0*** |
| 2009-10 | EHV | 17 | 131.8 | | | 1 | 0.61 | 14 | 13.9 | 2 | 15.28 | 2 | 44.4 | 10 | 19.78 | 7 | 20.4 | | |
| | Distribution | 1297 | 199.81 | | | | | 1297 | 172.0 | 1091 | 223.56 | | | 173 | 52.12 | 31 | 11.03 | | |
| | Other Schemes | NA | 104 | | 1.7 | | 25 | | | | 0.9 | | | | 7.3 | | | | |
| | Deposit | 8 | 27.3 | 3 | 6.5 | 6 | 56.3 | 8 | 46.6 | 1 | 0.6 | 3 | 22.1 | 1 | 2.9 | 1 | 4 | | |
| *Total FY 2009-10* | | ***1322*** | ***462.9*** | ***3*** | ***8.2*** | ***7*** | ***82.0*** | ***1319*** | ***232.6*** | ***1094*** | ***240.3*** | ***5*** | ***66.5*** | ***184*** | ***82.1*** | ***39*** | ***35.4*** | ***0*** | ***0.0*** |
| 2010-11 | EHV | 33 | 114 | 1 | 8.42 | | | | | | | | | 18 | 80.27 | 10 | 51 | | |
| | Distribution | 1798 | 428.7 | | | | | | | 10 | 19.92 | | | 99 | 17.48 | 563 | 171 | 16 | 6.8 |
| | Deposit | 5 | 3.6 | 4 | 1.2 | 1 | 10 | 1 | 2.4 | | | 1 | 10 | 3 | 9.9 | 3 | 9.9 | | |
| | Others | NA | 112.9 | | | NA | 29.4 | | | 1 | 13.2 | 1 | 13.2 | | | NA | 3.99 | | |
| *Total FY 2010-11* | | ***1836*** | ***659.2*** | ***5*** | ***9.6*** | ***1*** | ***39.4*** | ***1*** | ***2.4*** | ***11*** | ***33.1*** | ***2*** | ***23.2*** | ***120*** | ***107.7*** | ***576*** | ***235.9*** | ***16*** | ***6.8*** |
| 2011-12 | EHV | | | | | 54 | 226.58 | | | 2 | 51.07 | 3 | 16.08 | | | | | 8 | 72.18 |
| | Distribution | 79 | 16.44 | | | 974 | 193.48 | 22 | 8.16 | 64 | 41.06 | 77 | 7.4986 | 50 | 7.04 | 452 | 70.1 | | |
| | Deposit | 4 | 26.8 | | | 2 | 22.8 | 4 | 26.8 | 4 | 17.6 | 4 | 15.6 | 3 | 47.89 | 3 | 29.2 | 2 | 39.5 |
| | Others | | 17.24 | | | | | | | | | NA | 11.7 | NA | 104.29 | | | | 1.68 |
| *Total FY 2011-12* | | ***83*** | ***60.48*** | ***0*** | ***0.0*** | ***1030*** | ***442.9*** | ***26*** | ***35.0*** | ***70*** | ***109.7*** | ***84*** | ***50.9*** | ***53*** | ***159.2*** | ***455*** | ***99.3*** | ***10*** | ***113.36*** |
| *Grand Total* | | *4298* | *1718.759* | *404* | *79.0998* | *1778* | *811.278* | *2277* | *539.657* | *1372* | *497.44* | *277* | *274.989* | *475* | *441.96* | *1539* | *463.994* | *149* | *225.08* |

उल्लेखनीय है कि एटी एवं सी हानियों संबंधी लक्ष्यों को हासिल करने के लिए याचिकाकर्ता को वित्त वर्ष के प्रारंभ में योजनाओं को लागू करना होगा ताकि पूरे साल भर में उन योजनाओं के लाभ मिल सकें। योजनाओं और तत्संबंधी पूंजीगत व्यय को मंजूरी देने में देरी से वितरण कंपनी के लिए निर्धारित एटी एवं सी हानियों के लक्ष्यों को प्राप्त करने का दबाव बढ़ जाता है। इसके अलावा, आयोग द्वारा वित्त वर्ष 2011–12 से पूर्व जिस पूंजी व्यय को मंजूरी दी गई है वह याचिकाकर्ता द्वारा नियंत्रण अवधि से संबंधित कुल पूंजीगत खर्च का मात्र 48% ही है, याचिकाकर्ता के लिए पूंजी व्यय की इतनी सीमित राशि से एटी एवं सी घाटे में कमी करना संभव नहीं है।

**तालिका 22 : बीआरपीएल द्वारा प्रस्तुत आंकड़ों के संदर्भ में स्वीकृत पूंजीगत व्यय**

| श्रेणी | स्थिति | | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | कुल |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ईएचवी योजनाएं | प्रस्तुत | योजनाओं की संख्या | 12 | 56 | 30 | 51 | **149** |
| | | कीमत करोड़ रु में | 94 | 116 | 167 | 194 | **572** |
| | स्वीकृति | योजनाओं की संख्या | 12 | 55 | 23 | 11 | **101** |
| | | कीमत करोड़ रु में | 92 | 96 | 79 | 59 | **326** |
| वितरण योजनाएं | प्रस्तुत | योजनाओं की संख्या | 780 | 1232 | 2561 | 1907 | **6480** |
| | | कीमत करोड़ रु में | 203 | 233.3 | 475 | 466 | **1378** |
| | स्वीकृति | योजनाओं की संख्या | 780 | 1229 | 1328 | 579 | **3916** |
| | | कीमत करोड़ रु में | 174 | 186.7 | 183 | 178 | **721** |
| अन्य योजनाएं | प्रस्तुत | योजनाओं की संख्या | लागू नहीं | लागू नहीं | लागू नहीं | लागू नहीं | **लागू नहीं** |
| | | कीमत करोड़ रु में | 51 | 193 | 137 | 156 | **537** |
| | स्वीकृति | योजनाओं की संख्या | 0 | NA | 0 | NA | **NA** |
| | | कीमत करोड़ रु में | 2 | 33 | 2 | 17 | **53** |
| जमा योजनाएं | प्रस्तुत | योजनाओं की संख्या | 25 | 7 | 16 | 9 | **57** |
| | | कीमत करोड़ रु में | 92 | 8 | 87 | 24 | **210** |
| | स्वीकृति | योजनाओं की संख्या | 24 | 5 | 15 | 9 | **53** |
| | | कीमत करोड़ रु में | 75 | 6 | 79 | 24 | **183** |
| कुल | प्रस्तुत | योजनाओं की संख्या | 817 | 1295 | 2607 | 1967 | **6686** |
| | | कीमत करोड़ रु में | 440 | 550 | 867 | 839 | **2697** |
| | स्वीकृति | योजनाओं की संख्या | 816 | 1289 | 1366 | 599 | **4070** |
| | | कीमत करोड़ रु में | 342 | 322 | 343 | 278 | **1284** |
| **कुल योजनाएं** | | **% स्वीकृति(केवल कीमत)** | **78%** | **58%** | **40%** | **33%** | **48%** |

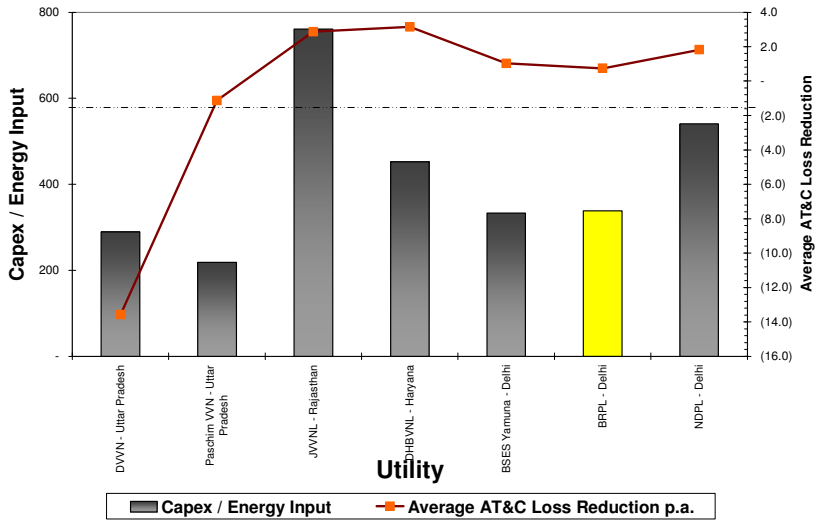
इसके अलावा, ''द परफॉरमेंस ऑफ स्टेट पावर यूटिलिटीज़ फॉर द ईयर्स 2008–09 टू 2010–11'' संबंधी रिपोर्ट के पीएफसी द्वारा जून 2012 में विश्लेषण में सुझाव दिया गया है कि याचिकाकर्ता द्वारा वित्त वर्ष 2008–09 से वित्त वर्ष 2010–11 की अवधि में, उक्त दबावों के चलते, किया गया पूंजी व्यय अन्य वितरण कंपनियों की तुलना में काफी कम है। वित्त वर्ष 2008–09 के दौरान 25% से कम एटी एवं सी घाटों को दर्ज कराने वाली वितरण कंपनियों, जिन्होंने वित्त वर्ष 2010–11 तक आते–आते एटी एवं सी घाटों में और कमी है, की तुलनात्मक स्थिति का विवरण निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 23 : एटी एवं सी घाटे के स्तर में कमी लाने के लिए संस्तुत पूंजीगत व्यय**

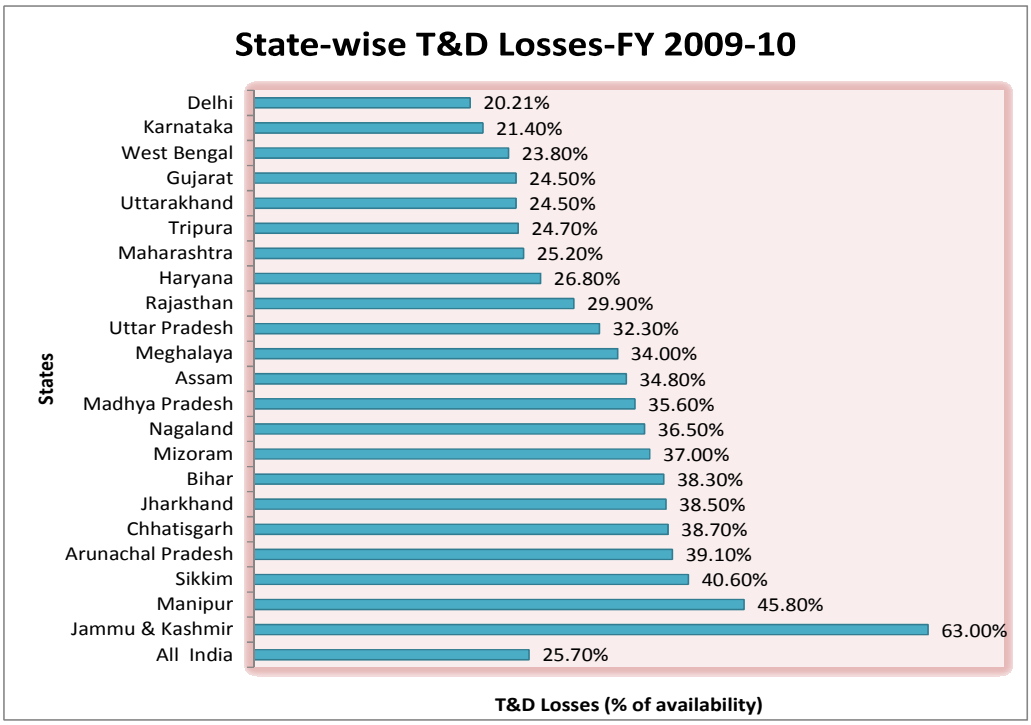
| एटी एवं सी घाटे में औसत कमी | स्वीकृत पूंजीगत व्यय (करोड़ रु) |
|---|---|
| सभी वितरण कंपनियां | |
| 1.5 % से कम | 383.78 |
| 1.5% - 3.0% | 401.69 |
| > 3.0% | 419.11 |
| दिल्ली में निजी वितरण कंपनियां | |
| बीआरपीएल | 337.93 |
| अन्य डिस्कॉम | 436.67 |

पड़ोसी वितरण कंपनियों के साथ तुलना करने से ये संकेत मिले हैं कि याचिकाकर्ता द्वारा वित्त वर्ष 2008–09 से वित्त वर्ष 2010–11 के दौरान किया गया पूंजी खर्च, याचिकाकर्ता द्वारा घटायी गई एटी एवं सी हानियों की तुलना में काफी कम है, जैसा कि निम्न आकृति में दर्शाया गया है :

**आकृति 3 : एटी एवं सी घाटे में कमी (वित्त वर्ष 09-वित्त वर्ष 11) बनाम पूंजीगत व्यय**




**आकृति 4 - वित्त वर्ष 2009-10 के लिए राज्यवार टी एवं डी घाटा**




विभिन्न राज्यों के लिए ट्रांसमिशन एवं वितरण घाटों के उपरोक्त तुलनात्मक अध्ययन से स्पष्ट है कि दिल्ली शहर भारत के बेहतर प्रदर्शन करने वाले राज्यों में से एक है। इस पृष्ठभूमि में विनम्रतापूर्वक यह निवेदन किया जाता है कि याचिकाकर्ता के एटी एवं सी घाटों को सिर्फ दिल्ली की वितरण कंपनियों के साथ तुलनात्मक ढंग से अलग–थलग रूप में नहीं देखा जाना चाहिए और यह भी कि दूसरे राज्यों की वितरण कंपनियों के संदर्भ में भी इसकी तुलना की जानी चाहिए।

साथ ही, कीमतों के हिसाब से निर्धारित टैरिफ के अभाव में याचिकाकर्ता के समक्ष नकदी प्रवाह को लेकर भारी संकट खड़ा हो गया है। माननीय आयोग ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 के अपने एमवाईटी टैरिफ आदेश में, बिना से किसी वसूली योजना के, 3225 करोड़ रु का भारी विनियामक परिसंपत्तियों को तैयार किया है। साथ ही, वित्त वर्ष 2011–12 से संबंधित 618 करोड़ रु के राजस्व अंतर की वसूली के लिए भी दिनांक 26 अगस्त, 2011 के टैरिफ आदेश में कोई प्रावधान नहीं किया गया है। याचिकाकर्ता यहां इस बात का उल्लेख करना चाहता है कि माननीय आयोग ने 23 फरवरी, 2008 के अपने एमवाईटी आदेश में प्रथम नियंत्रण अवधि की शुरूआत से पहले कुल 2482.29 करोड़ रु के पूंजीकरण पर विचार किया था जबकि नियंत्रण अवधि के अंत में माननीय आयोग ने 3843 करोड़ रु के भारी राजस्व अंतर को स्थापित किया (3225 करोड़ रु की राशि विनियामक परिसंपत्तियों के चलते और 618 करोड़ रु की राशि राजस्व अंतर के चलते)। लेकिन इसके बावजूद माननीय आयोग ने विनियामक परिसंपत्तियों की वसूली के लिए स्थायी शुल्क और ऊर्जा शुल्क पर मात्र 8 फीसद अधिभार की मंजूरी दी है लेकिन यह विनियामक परिसंपत्तियों पर संवहन लागत की वसूली तक के लिए पर्याप्त नहीं है, जैसा कि निम्न तालिका में दर्शाया गया है :

**तालिका 24 : विनियामक परिसंपत्तियों की संवहन लागत एवं अधिभार के जरिए वसूली के बीच अंतर की स्थिति**

| क्र सं | विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| 1 | आयोग द्वारा दिनांक 13 जुलाई, 2012 के आदेश में वित्त वर्ष 2010-11 के अंत तक स्थापित विनियामक परिसंपत्तियां | 3225.29 |

| | | |
|---|---|---|
| 2 | वित्त वर्ष 2011-11 और वित्त वर्ष 2012-13 के दौरान विचारणीय ब्याज दरें | 14.61% |
| 3 | केवल वित्त वर्ष 2011-12 के दौरान संवहन लागत | 471.12 |
| 4 | वित्त वर्ष 2012-13 के दौरान संवहन लागत | 471.12 |
| 5 | विनियामक परिसंपत्तियों के आरंभिक शेष पर कुल संवहन लागत | 942.24 |
| 6 | वित्त वर्ष 2012-13 के दौरान 8 फीसद अधिभार के माध्यम से संभावित रूप से अर्जित होने वाला अतिरिक्त राजस्व | 366.77 |
| **7** | **अंतर (5-6)** | **575.47** |

यह निवेदन किया जाता है कि नियमन संपदा जमा होने और राजस्व की खाई नहीं पाटे जाने से याचिकाकर्ता के सामने नकदी की दिक्कतें पैदा हुईं और पूंजीगत खर्च की योजनाओं एवं एटी एंड टी हानियों को कम करने के लिए कंपनी की उधारी क्षमता प्रभावित हुई। लागत को परिलक्षित करने के अभाव वाली शुल्क दर और नियमन संपदा का अंबार जमा होने से याचिकाकर्ता विव 2011–12 के दौरान पूंजीगत खर्च और पूंजीकरण नहीं कर सका।

सातवीं बात यह है कि माननीय आयोग ने निर्वहन लागत और कार्यशील पूंजी के वित्त पोषण के लिए कर्ज और इक्विटी के विभिन्न दावों को स्थगित कर दिया है और टर्मिनल बेनेफिट लायबिलिटी, गैर शुल्क आय की विद्युत खरीद के मामले में सिर्फ एक प्रतिशत की छूट के समावेश, एफआरएसआर कर्मचारियों के वास्तविक खर्च आदि की अनुमति दे दी है, जिसकी मूंजरी माननीय एपीटीईएल ने 2009 की अपील संख्या 153 और 2008 की अपील संख्या 36 पर अपने 30.07.2010 तथा 06.10.2009 के निर्णयों में दी थी। याचिकाकर्ता का निवेदन है कि माननीय एपीटीईएल के निर्देशों को लागू करने पर माननीय उच्चतम न्यायालय ने पूर्ण रोक नहीं लगाई है। माननीय आयोग ने ही इस स्थगादेश को अपना लिया है और माननीय एपीटीईएल के निर्णय को लागू नहीं किया है। इससे याचिकाकर्ता के वैधानिक दावों का हनन हुआ है जिससे माननीय एपीटीईएल के विभिन्न निर्णयों के तहत अनुमति मिल जानी चाहिए थी।

आठवीं बात यह कि माननीय आयोग ने अतीत में कई नामंजूरियां मनमाने ढंग से की हैं जिनमें इलैक्ट्रिकल इंस्पेक्टर प्रमाणपत्र के कारण पूंजीकरण, संचालन एवं रखरखाव खर्च, यूआई शुल्क तथा अन्य विभिन्न खर्चे जेसे प्रिंटिंग खर्च में वृद्धि, कानूनी खर्च, टेंडर लागत आदि शामिल हैं जिनका वहन लाइसेंसी को वास्तव में करना पड़ा। इससे बीआरपीएल के खर्च में और भी कमी आई जिसने राष्ट्रीय स्तरपर राजस्व घाटा और भी कम कर लिया है। दिनांक 26.08.2011 के शुल्क आदेश को जारी करने में हुई देरी से 2011–12 में राजस्व वसूली कम हो पाई और बीआरपीएल के लिए नकदी प्रवाह में दिक्कत बढ़ी। दावों की ऐसी सभी अस्वीकृतियों या स्थगित किए जाने से लाइसेंसी के वित्तीय हालत पर लगातार प्रभाव पड़ते गए और विव 2011–12 में बीआरपीएल एकदम संघर्ष करती नजर आई।

नौवीं बात यह कि विव 2011–12 के दौरान माननीय आयोग ने एक ईंधन अधिभार फार्मूला लागू किया था। माननीय आयोग ने अपने 26.08.11 के आदेश में बिजली खरीदारी के सिर्फ एक पहलू को संज्ञान में लिया था। आयोग ने ईंधन लागत में होने वाली भिन्नता को ही देखा जिससे बिजली खरीद लागत बदल सकती थी। लेकिन उसने इस बात पर गौर नहीं किया कि सिर्फ ईंधन लागत से ईंधन खरीद की कुल लागत में बदलाव नहीं आता। यह निवेदन किया जाता है कि बिजली खरीद लागत में विभिन्न स्रोतों से खरीदी गई बिजली के परिमाण से भी फर्क आ सकता है। ऐसा हो सकता है कि सस्ती बिजली के बजाए महंगी बिजली अधिक खरीदनी पड़ जाए। इसके अलावा माननीय आयोग ने ईंधन समायोजन शुल्क को पूर्णता में स्वीकृत नहीं किया। यह विनम्र निवेदन किया जाता है कि माननीय आयोग ने व्यवस्था से अलग जाना बेहतर समझा और मौजूदा एफपीए तंत्र के मुताबिक विभिन्न उत्पादन स्टेशनों के बकाया की मंजूरी नहीं दी। निवेदन किया जाता है कि माननीय आयोग ट्रूइंग–अप के दौरान कंपनी के अदा किए हुए बकाया को ट्रू–अप करे। मांगे गए एफपीए और स्वीकृत एफपीए का ब्यौरा सारणी 7 में दिया गया है। परिणामतः याचिकाकर्ता अपने पूंजीगत खर्च की योजनाओं



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

की फंडिंग नहीं कर पाया और उसे बकाया का भुगतान करने के लिए उधारी का सहारा लेना पड़ा जिसकी अनुमति आयोग ने एफपीए तंत्र क माध्यम से नहीं दी थी। इस स्थिति में याचिकाकर्ता के लिए एटी एंड सी हानि कम करना कठिन हो गया है।

अंत में, याचिकाकर्ता यह भी प्रस्तुत करना चाहता है कि माननीय आयोग ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 के अपने एमवाईटी टैरिफ आदेश में वित्त वर्ष 2010–11 के दौरान एटी एवं सी हानियों के संदर्भ में 17% के लक्ष्य के विपरीत 18.82% का समायोजन किया है। एटी एवं सी हानियों को 18.82% से घटाकर 15% के स्तर पर लाना उपरोक्त कारणों के चलते व्यावहारिक रूप से असंभव है। जहां तक टी एवं डी घाटों का सवाल है, श्री वी के शुंगलु की अध्यक्षता में घटित उच्च स्तरीय पैनल (जिसे शुंगलु समिति भी कहा जाता है) ने उपाध्यक्ष, योजना आयोग के समक्ष 15 दिसंबर, 2011 को प्रस्तुत अपनी रिपोर्ट में निम्न का उल्लेख किया है :

"4.3.1 विनियामक कार्यप्रणाली

…

(b) टी एवं डी घाटों में कमी लाते हुए उन्हें स्वीकार्य स्तर पर लाने के लिए वितरण कंपनियों पर दबाव बनाने के सभी प्रयास महत्वपूर्ण हैं और अधिकांश विनियामकों ने इस संबंध में बाकायदा लक्ष्यों को निर्धारित किया है। **अलबत्ता, वास्तविक घाटों की उपेक्षा कर मानदंड संबंधी टी एवं डी घाटों के आधार पर खुदरा शुल्क का निर्धारण करने से वितरण कंपनियों को राजस्व की हानि होती है और इस तरह उनकी कमजोर आर्थिक स्थिति और भी बिगड़ती है … लिहाजा, यह सिफारिश की जाती है कि विनियामकों को मानदंड संबंधी टी एवं डी घाटों के आधार पर खुदरा शुल्क का निर्धारण करना चाहिए और जिन क्षेत्रों में वास्तविक घाटे अधिक हैं, वहां वास्तविक घाटों के परिप्रेक्ष्य में हानि अधिभार लगाया जाना चाहिए … (बलपूर्वक)**

साथ ही अध्याय 4 : केंद्र तथा राज्यों की वित्तीय स्थितियों की समीक्षा संबंधी (पैरा – 4.38) 13वें वित्त आयोग की वित्त वर्ष 2009–10 से वित्त वर्ष 2014–15 की दिसंबर 2009 में जारी रिपोर्ट में निम्न कहा गया है :

"4.38…

*आयोग द्वारा प्रायोजित एक अध्ययन के मुताबिक, शासन की ओर से एसपीयू को दिए गए वित्तीय समर्थन का सकल प्रभाव 2007–08 में करीब 30,000 करोड़ रु था। इसमें से, राज्य सरकारों द्वारा उपलब्ध करायी गई प्रत्यक्ष सब्सिडी 18,000 करोड़ रु है। राज्य सरकारों द्वारा 2007–08 में दी गई सकल गारंटी में 36 फीसदी हिस्सा विद्युत क्षेत्र की ऋण उगाही पर दी गई गारंटी का था। **अधिकांश राज्यों में विद्युत क्षेत्र भारी तकनीकी एवं वाणिज्यिक घाटों, अतार्किक विद्युत दरों और वितरण एवं प्रेषण के अकुशल ढांचागत तंत्र जैसी समस्याओं से जूझ रहा है, जिसके परिणामस्वरूप क्षेत्र को भारी नुकसान उठाना पड़ रहा है। विद्युत क्षेत्र के घाटों से राज्य सरकारों की वित्तीय सेहत काफी हद तक प्रभावित होने का अनुमान है, और ऐसे में इस क्षेत्र के समक्ष पेश आ रही समस्याओं को निर्धारित समयावधि के भीतर निपटाने की आवश्यकता है …** " (बलपूर्वक)*



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

13वें वित्त आयोग की रिपोर्ट में आने वाले वर्षों में टी एवं डी घाटों में कमी लाने के लिए भारी निवेश पर भी ज़ोर दिया गया है। माननीय आयोग इस तथ्य को भी अवश्य समझने का प्रयास करेगा कि एटी एवं सी घाटों से संबंधित लक्ष्यों को प्राप्त करने के लिए विभिन्न प्रयासों की आवश्यकता है और उनके लिए पर्याप्त मात्रा में धनराशि चाहिए। माननीय आयोग ने दिनांक 26 अगस्त, 2011 के अपने शुल्क आदेश में, वित्त वर्ष 2011–12 के लिए एटी एवं सी घाटों के लक्ष्यों का निर्धारण करते समय एटी एवं सी घाटों में कमी लाने के लिए आवश्यक पूंजीकरण तथा उसके मुताबिक पूंजी व्यय की मंजूरी नहीं दी है। हर संभव प्रयास करने के बावजूद, याचिकाकर्ता उपरोक्त वर्णित वित्तीय कठिनाइयों के चलते एटी एवं सी घाटों से संबंधित लक्ष्यों को हासिल करने में असमर्थ रहा है।

टैरिफ नीति का एक प्रमुख उद्देश्य वितरण कंपनी की वित्तीय व्यावहार्यता और बिजली आपूर्ति की गुणवत्ता सुनिश्चित करना है। एटी एवं सी घाटों के संबंध में लक्ष्यों को हासिल न कर पाने की स्थिति में किसी भी प्रकार की मंजूरी नहीं मिलने से याचिकाकर्ता की वित्तीय स्थिति पर प्रतिकूल असर पड़ेगा और यह टैरिफ नीति के उद्देश्यों की भावना के विपरीत होगा। याचिकाकर्ता आयोग से एटी एवं सी घाटा लक्ष्यों को एक बार नए सिरे से निर्धारित करने का अनुरोध करता है जिससे कंपनी को इस अजीबोगरीब वित्तीय परिस्थिति से बाहर निकलने की सुविधा मिलेगी। याचिकाकर्ता यह भी समझता है कि एमवाईटी विनियमन, 2007 और एमवाईटी विनियमन, 2011 के क्रमशः उपबंध 13.8 तथा उपबंध 12.8 के प्रावधानों के अनुरूप, आयोग को कठिनाइयों को दूर करने, ढील देने और संशोधन करने का अधिकार है। संबंधित अंश यथावत नीचे दिया जा रहा है :

***"संशोधन का अधिकार***

*13.8 आयोग, किसी भी समय इन नियमों के प्रावधानों में परिवर्तन या सुधार के लिए संशोधन कर सकता है जिसके कारणों को लिखित रूप में दर्ज करना होगा।"*

उपरोक्त के संदर्भ में, याचिकाकर्ता माननीय आयोग से इस परिस्थिति पर समुचित रूप से विचार करने और तदनुसार वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान वास्तविक एटी एवं सी घाटों को स्वीकृत करने तथा यदि आवश्यक हो तो, मानकों में ढील देने पर विचार करें।

## 3.5 वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान ऊर्जा संतुलन

वास्तविक बिक्री और टी एवं डी घाटों के आधार पर, वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान ऊर्जा संतुलन की स्थिति हासिल कर ली गई है जो कि वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान विभिन्न स्रोतों से क्रय की गई वास्तविक ऊर्जा के अनुरूप है। अंकेक्षित खातों के आधार पर, वित्त वर्ष 2011–12 का ऊर्जा संतुलन निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

### तालिका 25 : वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान ऊर्जा संतुलन

| क्र सं | विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|
| 1 | **बिक्री** | एमयू | 9018 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| क्र सं | विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|
| 2 | वितरण घाटा | % | 17.28% |
| 3 | वितरण घाटा | एमयू | 1884 |
| 4 | वितरण के मोर्चे पर ऊर्जा आवश्यकता | एमयू | 10902 |
| 5 | राज्य के भीतर ट्रांसमिशन घाटा | % | 1.24% |
| 6 | राज्य के भीतर ट्रांसमिशन घाटा | एमयू | 137 |
| 7 | टी एवं डी के मोर्चे पर ऊर्जा आवश्यकता | एमयू | 11039 |
| 8 | अंतर्राज्यीय ट्रांसमिशन घाटा | एमयू | 418 |
| 9 | अंतर्राज्यीय ट्रांसमिशन घाटा | % | 3.02% |
| 10 | कुल ऊर्जा आवश्यकता | एमयू | 11457 |
| | | | |
| **11** | **ऊर्जा उपलब्धता** | एमयू | **13851** |
| **A** | **ताप उत्पादन** | **MU** | **9792** |
| *A* | **एटीपीसी के उत्पादन स्टेशन** | एमयू | *8204* |
| *B* | **राज्यों के उत्पादन स्टेशन** | एमयू | *1587* |
| **B** | **परमाणु उत्पादन** | एमयू | **276** |
| **C** | **पन बिजली उत्पादन** | एमयू | **677** |
| **D** | **अन्य** | एमयू | **1095** |
| **E** | **नई क्षमताएं** | एमयू | **297** |
| **F** | **अन्य स्रोतों से बिजली खरीद** | एमयू | **1714** |
| | | | |
| **12** | **बाहरी ऊर्जा बिक्री** | एमयू | **2393** |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## 3.6 बिजली खरीद

### 3.6.1 बिजली खरीद मात्रा

याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान खरीदी गई बिजली की मात्रा की गणना के लिए राज्य उत्पादन स्टेशनों, केंद्रीय उत्पादन स्टेशनों, परमाणु बिजली स्टेशनों, अन्य स्रोतों जैसे टिहरी, ताला एचईपी, कोटेश्वर, एसजेवीएनएल, दामोदर वैली कार्पोरेशन समेत सभी स्रोतों से उपलब्ध वास्तविक ऊर्जा पर विचार किया है। इस संबंध में माननीय आयोग को पत्रांक RA/2012-13/01/A/188 दिनांक 27 जुलाई, 2012 के अनुसार, अप्रैल 2011 से मार्च 2012 की अवधि के लिए विद्युत क्रय वक्तव्य (लघु अवधि के स्रोतों, बैंकिंग व्यवस्था आदि समेत) को पहले ही उपलब्ध कराया जा चुका है, और यहां **संलग्नक 4** पर संलग्न है।

याचिकाकर्ता द्वारा वित्त वर्ष 2011–12 की ऊर्जा आवश्यकता को पूरा करने के लिए लघु अवधि की खरीद समेत क्रय की गई बिजली की वास्तविक मात्रा और बिक्री का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 26 : वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान विभिन्न स्रोतों से खरीदी गई वास्तविक मात्रा**

| क्र.सं. | स्टेशन | संयंत्र क्षमता | लाइसेंसी अंशधारिता | लाइसेंसी अंशधारिता | मात्रा |
|---|---|---|---|---|---|
| | | मैगावाट | % | मैगावाट | एमयू |
| A | एनटीपीसी | | | | |
| 1 | अंटा गैस | 419 | 4.58% | 19 | 95 |
| 2 | औरेया गैस | 663 | 4.73% | 31 | 137 |
| 3 | बीटीपीएस | 705 | 33.37% | 235 | 1434 |
| 4 | दादरी गैस | 830 | 4.78% | 40 | 200 |
| 5 | फरक्का | 1600 | 0.61% | 10 | 39 |
| 6 | कहलगांव –I | 840 | 2.65% | 22 | 116 |
| 7 | एनसीपीपी | 840 | 33.18% | 279 | 1901 |
| 8 | रिहंड -I | 1000 | 4.36% | 44 | 339 |
| 9 | रिहंड -II | 1000 | 5.49% | 55 | 414 |
| 10 | सिंगरौली | 2000 | 3.27% | 65 | 492 |
| 11 | ऊंचाहार -I | 420 | 2.49% | 10 | 72 |
| 12 | ऊंचाहार -II | 420 | 4.88% | 20 | 142 |
| 13 | ऊंचाहार -III | 210 | 6.02% | 13 | 96 |
| 14 | कहलगांव -II | 1000 | 4.57% | 46 | 312 |
| 15 | तालचेर | 0 | 0.00% | 0 | 0 |
| 16 | दादरी टीपीएस -II | 980 | 32.69% | 320 | 2416 |
| | **एनटीपीसी कुल** | **12,927** | | **1,210** | **8,204** |
| | | | | | |
| B | **एनएचपीसी** | | | | |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| क.सं. | स्टेशन | संयंत्र क्षमता | लाइसेंसी अंशधारिता | लाइसेंसी अंशधारिता | मात्रा |
|---|---|---|---|---|---|
| | | मैगावाट | % | मैगावाट | एमयू |
| 1 | बैरा सियुल | 180 | 4.79% | 9 | 30 |
| 2 | चमेरा -I | 540 | 3.44% | 19 | 85 |
| 3 | चमेरा -II | 300 | 5.81% | 17 | 88 |
| 4 | धौलीगंगा | 280 | 5.76% | 16 | 67 |
| 5 | दुलहस्ती | 390 | 5.59% | 22 | 122 |
| 6 | सलल | 690 | 5.06% | 35 | 152 |
| 7 | टनकपुर | 94 | 5.58% | 5 | 22 |
| 8 | उड़ी | 480 | 4.81% | 23 | 111 |
| | **एनएचपीसी कुल** | **2954** | | **146** | **677** |
| | | | | | |
| **C** | **टिहरी एचईपी** | **1,000** | **4.49%** | **45** | **184** |
| **D** | **एनएचपीसी (सतलुज)** | **1,500** | **4.13%** | **62** | **288** |
| **E** | **ताला एचईपी** | **1,020** | **1.28%** | **13** | **44** |
| **F** | **डीवीसी** | **250** | **5.13%** | **13** | **578** |
| | | | | | |
| **G** | **परमाणु** | | | | |
| 1 | एनपीसीआईएल–आरएपीएस – 3 | 440 | 0.00% | 0 | 0 |
| 2 | एनपीसीआईएल–आरएपीएस – 5 | 440 | 5.53% | 24 | 196 |
| 3 | एनपीसीआईएल–एनएपीएस | 440 | 4.65% | 20 | 80 |
| | **परमाणु कुल** | **1320** | | **45** | **276** |
| | | | | | |
| **H** | **एसजीएस** | | | | |
| 1 | आईपी स्टेशन | 0 | 0.00% | 0 | 0 |
| 2 | राजघाट | 135 | 42.38% | 57 | 304 |
| 3 | गैस टरबाइन | 270 | 42.99% | 116 | 500 |
| 4 | प्रगति -I | 330 | 31.77% | 105 | 784 |
| | **एसजीएस कुल** | **735** | | **278** | **1587** |
| | | | | | |
| **I** | **नई क्षमता वृद्धि** | | | | |
| 1 | सेवा -II | 120 | 5.81% | 7 | 28 |
| 2 | कोटेश्वर | 200 | 4.30% | 9 | 24 |
| 3 | बवाना | 1,500 | 27.89% | 418 | 54 |
| 4 | अरावली पीसीएल (यूनिट–1) | 1,500 | 21.79% | 327 | 192 |
| | **भविष्य के स्टेशन कुल** | **3,320** | | **761** | **297** |
| | | | | | |
| J | **अन्य स्रोतों से खरीदी गई बिजली** | | | | |
| 1 | राज्य के भीतर खरीदी गई बिजली | | | | 93 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| क्र.सं. | स्टेशन | संयंत्र क्षमता | लाइसेंसी अंशधारिता | लाइसेंसी अंशधारिता | मात्रा |
|---|---|---|---|---|---|
| | | मैगावाट | % | मैगावाट | एमयू |
| 2 | द्विपक्षीय/आईईएक्स | | | | 502 |
| 3 | बैंकिंग | | | | 954 |
| 4 | यूआई खरीद | | | | 166 |
| | **अन्य स्रोतों से खरीदी गई बिजली** | | | | **1714** |
| | | | | | |
| k | **अन्य स्रोतों को बेची गई बिजली** | | | | |
| 1 | राज्य के भीतर बेची गई बिजली | | | | 12 |
| 2 | द्विपक्षीय/आईईएक्स | | | | 1080 |
| 3 | बैंकिंग | | | | 999 |
| 4 | यूआई बिक्री | | | | 303 |
| | **अन्य स्रोतों को बेची गई बिजली** | | | | **2393** |
| | | | | | |
| J | **कुल जोड़** | **25,027** | | **2,572** | **11,457** |

### 3.6.2 बिजली खरीद लागत

विद्युत क्रय लागत के संबंध में, एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 4.16 में निम्न प्रावधान है :

''ट्रू–अप

4.16 विभिन्न नियंत्रण योग्य तथा अनियंत्रणयोग्य मानकों के संदर्भ में समायोजन (ट्रू–अप) को निम्न सिद्धांत के अनुसार किया जाएगा :

(a) अनियंत्रित बिक्री एवं विद्युत क्रय संबंधी राजस्व/व्यय में अंतर को हर वर्ष समायोजित किया जाएगा;

…"
उपरोक्तानुसार, अनियंत्रित विद्युत खरीद की मद में किसी भी अंतर को हर वर्ष समायोजित किया जाएगा। चूंकि वित्त वर्ष 2011–12 बीत चुका है, बीआरपीएल अब वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान विद्युत क्रय संबंधी वास्तविक खर्च को जमा करा रहा है।

अंकेक्षित खातों के अनुसार, वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान क्रय बिजली की लागत का ब्योरा निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 27 : वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान अंकेक्षित खातों के अनुसार क्रय बिजली लागत**

| क्र सं. | विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| 1 | सकल विद्युत क्रय लागत | 5698.38 |

| | | |
|---|---|---|
| 2 | घटा : विद्युत क्रय से हुई आय | 773.18 |
| 3 | शुद्ध विद्युत क्रय लागत (1-2) | 4925.21 |

वित्त वर्ष 2011–12 के लिए अंकेक्षित खातों में दर्शायी गई विद्युत क्रय लागत का विस्तृत विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 28 : वित्त वर्ष 2011–12 के लिए अंकेक्षित खातों के अनुसार विद्युत क्रय लागत**

| क्र सं. | विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| **1** | सकल विद्युत खरीद लागत | **5698.38** |
| ***a*** | दीर्घकालिक विद्युत खरीद लागत | ***4898.94*** |
| ***b*** | लघु अवधि विद्युत खरीद लागत | ***603.39*** |
| ***c*** | यूआई खरीद | ***67.14*** |
| ***d*** | **अन्य भुगतान** | ***128.91*** |
| *I* | अन्य भुगतान | *98.81* |
| *I (A)* | अन्य दावे | *4.71* |
| *I (B))* | 26 अगस्त, 2011 के टैरिफ आदेश के अनुसरण में डीटीएल दावे | *94.09* |
| *II* | उत्पादन कंपनियों को देरी से भुगतान पर अधिभार | *30.11* |
| | | |
| **2** | **बिजली की बिक्री से होने वाली आय** | **773.18** |
| *a* | लघु अवधि की बिक्री | *687.60* |
| *b* | यूआई बिक्री | *85.58* |
| **3** | **शुद्ध विद्युत खरीद लागत** | **4925.21** |

उल्लेखनीय है कि माननीय आयोग को पत्रांक RA/2012-13/01/A/188 दिनांक 27 जुलाई, 2012 के माध्यम से सौंपे गए विद्युत विक्रय वक्तव्य में 149.74 करोड़ रु (अंकेक्षित खातों में विद्युत क्रय लागत के तौर पर 128.91 करोड़ रु की राशि का उल्लेख है) के अन्य भुगतान का भी उल्लेख है



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

जिसमें ट्रांसमिशन कंपनियों को देरी से भुगतान पर देय अधिभार के तौर पर चुकायी गई 20.83 करोड़ रु की राशि भी शामिल है। 20.83 करोड़ रु की इस राशि पर वित्त वर्ष 2011–12 के लिए ट्रांसमिशन शुल्क खंड में अलग से विचार किया गया है।

उपरोक्त तालिका में क्रम संख्या I (A) पर दर्शायी गई 4.71 करोड़ रु की अन्य दावा राशि का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 29 : वित्त वर्ष 2011–12 के लिए अन्य दावों का विवरण**

| विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|
| रिएक्टिव शुल्क चालू वर्ष | 3.01 |
| रिएक्टिव शुल्क पिछला वर्ष | 0.33 |
| आरईटीएल वार्षिक फीस | 0.01 |
| डीटीएल प्रोत्साहन07-08, 08-09,09-10 | 1.45 |
| कन्जेशन शुल्क | **0.31** |
| डीईआरसी, याचिका फीस | 0.21 |
| **कुल** | **4.71** |

माननीय आयोग ने वित्त वर्ष 2009–10 की वास्तविक जरूरतों का समायोजन करते हुए दिनांक 26 अगस्त, 2011 के अपने शुल्क आदेश में डीटीएल के 95.72 करोड़ रु के दावे को मंजूरी दी थी। इस राशि में से, 94.09 करोड़ रु की राशि को अंकेक्षित खातों में विद्युत खरीद खर्च के तौर पर दिखाया गया है। चूंकि आयोग ने वित्त वर्ष 2009–10 की समायोजन प्रक्रिया के दौरान इस राशि को पहले ही ध्यान में रखा है, लिहाजा वित्त वर्ष 94.09 करोड़ रु की डीटीएल की दावा राशि को अंकेक्षित खातों में दर्शाया गया है। चूंकि आयोग ने विव 2009–10 की समायोजन प्रक्रिया में इस राशि को पहले ही शामिल किया है, अतः 94.09 करोड़ रु की की राशि को याचिकाकर्ता ने विव 2011–12 की समायोजन आवश्यकता की गणना के तहत् शामिल नहीं किया है। साथ ही, याचिकाकर्ता ने विव 2011–12 के दौरान विद्युत क्रय लागत के तहत् उत्पादन एवं ट्रांसमिशन कंपनियों को देरी से भुगतान पर देय अधिभार को भी शामिल नहीं किया है।

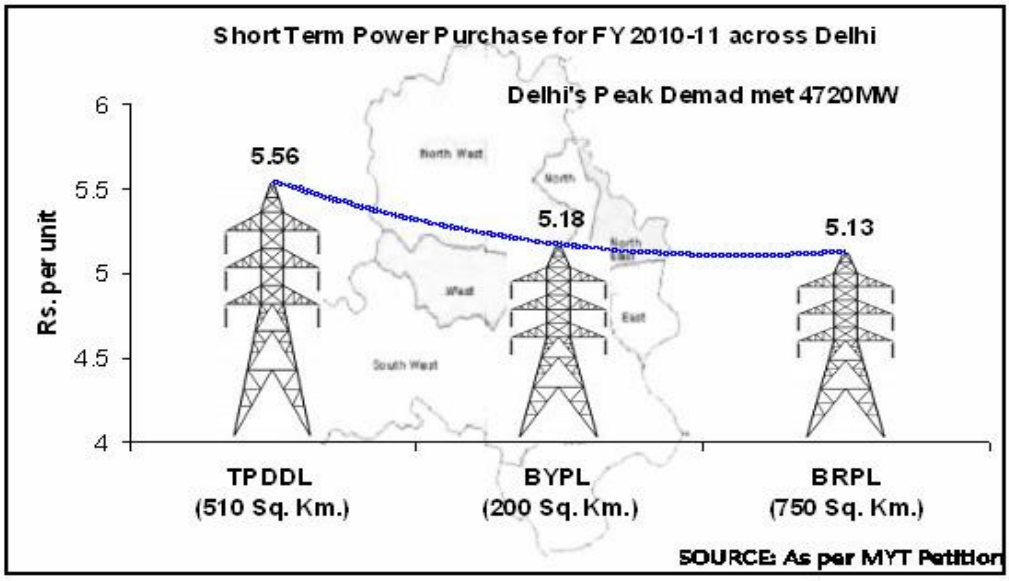
केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (सीईआरसी) एक से अधिक राज्यों को बिजली सप्लाई करने वाले संयंत्रों के मामले में तथा दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (डीईआरसी) दिल्ली एनसीटी में स्थित तथा केवल राजधानी दिल्ली की वितरण कंपनियों को बिजली आपूर्ति करने वाले संयंत्रों के संदर्भ में दीर्घकालिक विद्युत लागत का निर्धारण करता है। आरएलडीसी शुलक समेत गैर–निर्धारित इंटरचेंज और अंतर–राज्यीय ट्रांसमिशन शुलकों का निर्धारण सीईआरसी द्वारा किया जाता है। लघु क्रय/विक्रय कारोबारियों, द्विपक्षीय ठेकों, बैंकिंग तथा पावर एक्सचेंजों के जरिए बाजार द्वारा निर्धारित कीमतों पर किया जाता है। जहां तक लघु अवधि की विद्युत क्रय लागत का सवाल है,



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

याचिकाकर्ता ने बाजार में सबसे सस्ती दरों पर उपलब्ध बिजली खरीदने का प्रयास किया ताकि इस मद के चलते न्यूनतम प्रभाव हो। उल्लेखनीय है कि विव 2010–11 के दौरान, दिल्ली की तीनों बिजली कंपनियों की तुलना में याचिकाकर्ता ने सबसे कम दर पर लघु अवधि के दौरान बिजली क्रय की है, जैसा कि निम्न आकृति में दर्शाया गया है :

**आकृति 5: दिल्ली में वित्त वर्ष 2010–11 के लिए लघु अवधि की बिजली खरीद लागत**




इसके अलावा, माननीय आयोग ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 को जारी अपने आदेश में कहा है –

"4.126 वित्त वर्ष 2010–11 के द्वारा याचिकाकर्ता ने 3.21/यूनिट की औसत दर से बिजली की बिक्री की थी। उसी वर्ष टीपीडीडीएल, बीवाईपीएल तथा एनडीएमसी ने क्रमशः 2.96/यूनिट, 3.54/यूनिट और 2.94/यूनिट की औसत दर से बिजली बेची।"

उपरोक्त आंकड़े लघु अवधि में बिजली बिक्री प्रबंधन के मामले में याचिकाकर्ता की कुशलता को दर्शाते हैं।

जहां तक यूआई शुल्क का सवाल है, याचिकाकर्ता ने ग्रिड फ्रीक्वेंसी 49.2 Hz से कम पर बिजली लेने की एवज में 4.98 करोड़ रु का अतिरिक्त शुल्क अदा किया। इस संबंध में याचिकाकर्ता माननीय आयोग के दिनांक 13 जुलाई, 2012 के टैरिफ आदेश में दर्ज निष्कर्षों की ओर भी ध्यान दिलाना चाहता है :

> *"2.91 आयोग ने यह भी पाया है कि दिल्ली में लोड कर्व काफी विशिष्ट प्रकृति का है जिसमें सवेरे और शाम के समय सर्वाधिक व्यस्तता और रात्रिकालीन घंटों में कम लोड की मांग दिखती है।* ***यह इस वजह से है कि दिल्ली में अधिकांश लोड वाणिज्यिक संस्थानों, कार्यालयी भवनों से जुड़ा है, लिहाजा ज्यादातर मांग दिन में होती है। देश के दूसरे***

*राज्यों में जहां चौबीसों घंटे कार्यरत औद्योगिक इकाइयां हैं वहीं दिल्ली में ऐसा नहीं होने की वजह से लोड कर्व अधिकांश फ्लैट दिखता है।"*

जैसा कि आयोग ने अपने उपरोक्त आदेश में उल्लेख किया है, सवेरे और शाम के समय बिजली की मांग सर्वाधिक होती है और इसे कम नहीं किया जा सकता क्योंकि दिल्ली में ऐसी औद्योगिक इकाइयां बहुत कम हैं जो चौबीसों घंटे काम करती हैं, लिहाजा, याचिकाकर्ता को इस मांग के अनुसार ही बिजली खरीदनी पड़ती है।

यह भी कि बिजली की स्तरीय और विश्सनीय आपूर्ति बनाए रखने के लिए याचिकाकर्ता अपने स्तर पर पूरे प्रयास कर रहा है। उल्लेखनीय है कि याचिकाकर्ता ने देश में दूसरी बिजली वितरण कंपनियों की तरह कोई लोड शैडिंग कार्यक्रम लागू नहीं किया है। याचिकाकर्ता अपने उपभोक्ताओं के लिए 24x7 बिजली आपूर्ति सुनिश्चित करता है। इस वजह से याचिकाकर्ता को दिनभर में अलग–अलग जेनरेटरों से उत्पादन में कमी/आउटेज के चलते डिस्कॉम के स्तर पर गिरावट आने पर ग्रिड से अधिक बिजली भी लेनी पड़ती है। ऐसी स्थिति में, जेनरेटर का कार्यक्रम 6 टाइम ब्लॉक (1.5 घंटे) के भीतर संशोधित करना पड़ता है जिसका वितरण कंपनी के कार्यक्रम पर असर पड़ता है। उत्पादन कार्यक्रम को बेशक इस प्रकार संशोधित किया जाता है जिससे जेनरेटर पर कोई असर न पड़े, लेकिन याचिकाकर्ता को उपभोक्ताओं की मांग पूरी करनी पड़ती है। ऐसी परिस्थिति में याचिकाकर्ता के पास लोड शैडिंग करने के अलावा कोई और विकल्प नहीं बचता (लोड शैडिंग की पूर्व निर्धारित सीमा 1% होने के कारण दिल्ली डिस्कॉम के लिए ऐसा करना संभव नहीं है) या फिर वह ऊंची यूआई दर पर, ग्रिड परिचालन की सुरक्षित सीमा के अंतर्गत, बिजली लेता रहता है।

याचिकाकर्ता ने सीईआरसी यूआई विनिययमन जारी होने के तत्काल बाद अपने पत्रांक RA/10-11/01/E/16 दिनांक 1 मई, 2010 के माध्यम से माननीय आयोग के ध्यानार्थ यह विषय प्रस्तुत किया है। अपने जवाब में, माननीय आयोग ने पत्रांक F.17(47)/Engg./DERC/2009-10/C.F.No.2147/448 दिनांक 7 मई, 2010 के माध्यम से निम्नानुसार सूचित किया है –

*"पर्याप्त विद्युत व्यवस्था के अभाव के चलते लोड शैडिंग की अनुमति नहीं है। आपको यह भी जानकारी होगी कि यदि किसी माह विशेष में किसी डिस्कॉम द्वारा किसी भी कारण से सप्लाई नहीं की गई बिजली की मात्रा कुल आपूर्ति की 1 % सीमा से अधिक होगी (रखरखाव कार्यक्रम, ब्रेकडाउन, लोड शैडिंग समेत) तो उस स्थिति में आयोग दण्ड लगाने के लिए मजबूत होगा।"*

याचिकाकर्ता माननीय आयोग के उपरोक्ता आदेशों का पालन कर रहा है। लिहाजा, याचिकाकर्ता को ग्रिड फ्रीक्वेंसी कम होने पर भी अधिक बिजली लेने के लिए मजबूर होना पड़ता है और अतिरिक्त यूआई शुल्क भी वहन करना पड़ता है।

इसके अलावा, याचिकार्ता यह समझता है कि अधिनियम या एमवाईटी विनियमनों अथवा सीईआरसी (बिना कार्यक्रमानुसार इंटरचेंज शुल्क तथा संबंधित मामले) विनियमन, 2009 के अंतर्गत दण्डात्मक यूआई शुल्क का कोई प्रावधान नहीं है। साथ ही, यूआई शुल्क समेत बिजली खरीद की



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

लागत को एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध–5.30 के अनुसरण में, जो कि निम्नानुसार है, अनियंत्रित खर्चों के तहत् शामिल किया गया है :

> *"5.30 वितरण लाइसेंसी को आयोग द्वारा स्वीकृत स्रोतों जैसे राज्य के भीतर, अंतरराज्यीय ट्रेडिंग लाइसेंसी, द्विपक्षीय खरीद, बल्क सप्लायरों, राज्यों के उत्पादकों, स्वतंत्र रूप से कार्यरत बिजली उत्पादकों, केंद्रीय उत्पादन स्टेशनों, गैर पारंपरिक ऊर्जा उत्पादकों, वितरण लाइसेंसी के उत्पादन व्यवसाय तथा अन्य से खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के उपभोक्ताओं को की जाने वाली आपूर्ति हेतु क्रय की गई बिजली लागत की वसूली की अनुमति दी जाएगी;*
>
> *बशर्ते वितरण लाइसेंसी इस प्रकार क्रय की गई बिजली की लागत को उत्पादन स्टेशनों के लिए निर्धारित ईंधन समायोजन फार्मूला और **द्विपक्षीय विनिमय तथा अनशैडयूल्ड इंटरचार्ज (यूआई) लेन–देन** के अंतर्गत शुद्ध राजस्व के अनुसार प्रस्ताविक करे।"*

कुल 4.98 करोड़ रु के यूआई शुल्क की प्रकृति अनियंत्रित थी और याचिकाकर्ता ने विश्वसनीय तथा गुणवत्ता युक्त बिजली आपूर्ति बरकरार रखने के साथ–साथ माननीय आयोग के आदेशों के अनुपालन हेतु वहन किया। लिहाजा, याचिकाकर्ता माननीय आयोग से इसकी मंजूरी देने का अनुरोध करता है।

वित वर्ष 2011–12 में एआरआर में विचाराधीन विद्युत क्रय लागत का विवरण निम्नानुसार है :

**तालिका 30 : वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान बिजली की शुद्ध खरीद की लागत**

| क्र सं | विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| 1 | **अंकेक्षित खातों के अनुसार सकल बिजली खरीद खर्च** | **5698.38** |
| 2 | **घटा - विद्युत विक्रय से प्राप्त आय** | **773.18** |
| 3 | **शुद्ध बिजली खरीद खर्च** | **4925.21** |
| *4* | *घटा - दिनांक 26 अगस्त, 2011 के टैरिफ आदेश के अनुसार डीटीएल दावा* | *94.09* |
| *5* | *घटा - उत्पादन कंपनियों को देरी से किए गए भुगतान अधिभार की अदायगी* | *30.11* |
| 6 | **एआरआर में विचारणीय विद्युत क्रय लागत** | **4801.01** |

जैसा कि पहले उल्लेख किया जा चुका है कि वैधानिक ऑडिटर द्वारा सत्यापित, अप्रैल 2011 से मार्च 2012 की अवधि के दौरान बिजली क्रय वक्तव्य (लघु अवधि के स्रोतों से खरीद, बैंकिंग व्यवस्था आदि) को पत्रांक RA/2012-13/01/A/188 दिनांक 27 जुलाई, 2012 के माध्यम से माननीय आयोग को जमा कराया जा चुका है। याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान अप्रैल 2011

से मार्च 2012 की अवधि में अलग–अलग बिजली स्टेशनों से क्रय की गई बिजली के बिलों से संबंधित मासिक इन्वॉयस भी, पारदर्शिता बनाए रखने के मकसद से निम्न तालिका में दर्शाए गए पत्रांकों के माध्यम से जमा कराए हैं।

**तालिका 31 – वित्त वर्ष 2011–12 के लिए विचारणीय शुद्ध विद्युत खरीद लागत**

| क्र सं | माह | पत्र संख्या | दिनांक |
|---|---|---|---|
| 1 | अप्रैल'11 | RA/2011-12/01/C/ | 01.08.2011 |
| 2 | मई'11 | RA/2011-12/01/C/ | 01.08.2011 |
| 3 | जून'11 | RA/2011-12/01/C/124 | 19.08.2011 |
| 4 | जुलाई'11 | RA/2011-12/01/C/174 | 05.10.2011 |
| 5 | अगस्त'11 | RA/2011-12/01/C/216 | 11.11.2011 |
| 6 | सितं**11** | RA/2011-12/01/C/253 | 07.12.2011 |
| 7 | अक्टू'**11** | RA/2011-12/01/C/297 | 17.01.2012 |
| 8 | नवं'**11** | RA/2011-12/01/C/299 | 19.01.2012 |
| 9 | दिसं'**11** | RA/2011-12/01/C/309 | 25.01.2012 |
| 10 | जन'**12** | RA/2011-12/01/C/330 | 17.02.2012 |
| 11 | **फर**'12 | RA/2011-12/01/C/354 | 20.03.2012 |
| 12 | **मार्च**'12 | RA/2011-12/01/C/75 | 22.05.2012 |

बीआरपीएल द्वारा वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान स्टेशन के आधार पर वास्तविक बिजली क्रय लागत का विवरण नीचे तालिका में दर्शाया गया है :

**तालिका 32 : वित्त वर्ष 2011–12 के लिए बिजली की सकल खरीद लागत**

| क्र.सं. | स्टेशन | मात्रा | विद्युत क्रय लागत | औसत दर |
|---|---|---|---|---|
| | | एमयू | करोड़ रु | रु / kWh |
| A | **एनटीपीसी** | | | |
| *1* | अंटा गैस | *95* | *48* | *5.08* |
| *2* | औरेया गैस | *137* | *54* | *3.98* |
| *3* | बीटीपीएस | *1434* | *621* | *4.33* |
| *4* | दादरी गैस | *200* | *76* | *3.78* |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| क्र.सं. | स्टेशन | मात्रा | विद्युत क्रय लागत | औसत दर |
|---|---|---|---|---|
| | | एमयू | करोड़ रु | रु / kWh |
| 5 | फरक्का | 39 | 19 | 4.83 |
| 6 | कहलगांव | 116 | 49 | 4.28 |
| 7 | एनसीपीपी | 1901 | 782 | 4.12 |
| 8 | रिहंड -I | 339 | 79 | 2.34 |
| 9 | रिहंड D -II | 414 | 95 | 2.29 |
| 10 | सिंगरौली | 492 | 96 | 1.94 |
| 11 | ऊंचाहार -I | 72 | 26 | 3.68 |
| 12 | ऊंचाहार -II | 142 | 51 | 3.60 |
| 13 | ऊंचाहार -III | 96 | 44 | 4.56 |
| 14 | कहलगांव चरण-II | 312 | 125 | 4.01 |
| 15 | तालचेर | 0 | 0 | 0.00 |
| 16 | दादरी टीपीएस-II | 2416 | 1071 | 4.43 |
| | **एनटीपीसी – कुल** | **8,204** | **3,236** | **3.94** |
| | | | | |
| **B** | **एनएचपीसी** | | | |
| 1 | बैरा सियुल | 30 | 11 | 3.64 |
| 2 | चमेरा -I | 85 | 19 | 2.29 |
| 3 | चमेरा -II | 88 | 40 | 4.53 |
| 4 | धौलीगंगा | 67 | 39 | 5.75 |
| 5 | दुलहस्ती | 122 | 116 | 9.50 |
| 6 | सलल | 152 | 22 | 1.43 |
| 7 | टनकपुर | 22 | 9 | 4.26 |
| 8 | उड़ी | 111 | 44 | 3.99 |
| | **एनएचपीसी कुल** | **677** | **300** | ***4.44*** |
| | | | | |
| **C** | **टिहरी एचईपी** | **184** | **82** | ***4.43*** |
| **D** | **एनजेपीसी (सतलुज)** | **288** | **82** | ***2.85*** |
| **E** | **ताला एचईपी** | **44** | **8** | ***1.85*** |
| **F** | **डीवीसी** | **578** | **246** | ***4.26*** |
| | | | | |
| **G** | **परमाणु** | | | |
| 1 | एनपीसीआईएल - आरएपीएस – 3 | 0 | 0 | 0.00 |
| 2 | एनपीसीआई - आरएपीएस – 5 | 196 | 72 | 3.70 |
| 3 | एनपीसीआई – एनएपीएस | 80 | 22 | 2.78 |
| | **परमाणु कुल** | **276** | **95** | ***3.44*** |
| | | | | |
| **H** | **SGS** | | | |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| क्र.सं. | स्टेशन | मात्रा | विद्युत क्रय लागत | औसत दर |
|---|---|---|---|---|
| | | एमयू | करोड़ रु | रु / kWh |
| 1 | आईपी स्टेशन | 0 | 0 | 0.00 |
| 2 | राजघाट | 304 | 162 | 5.35 |
| 3 | गैस टरबाइन | 500 | 237 | 4.75 |
| 4 | प्रगति -I | 784 | 261 | 3.33 |
| | **एसजीएस कुल** | **1587** | **661** | ***4.16*** |
| | | | | |
| I | **नई क्षमता जोड़नना** | | | |
| 1 | *सेवा -II* | 28 | 14 | 5.19 |
| 2 | *कोटेश्वर* | 24 | 12 | 4.98 |
| 3 | *बवाना* | 54 | 36 | 6.67 |
| 4 | *अरावली पीसीएल (यूनिट 1)* | 192 | 126 | 6.56 |
| | **भविष्य के स्टेशन कुल** | **297** | **188** | ***6.32*** |
| | | | | |
| J | **अन्य स्रोतों से बिजली खरीद** | | | |
| 1 | *राज्य के भीतर बिजली खरीद* | 93 | 35 | 3.82 |
| 2 | *दोतरफा/आईईएक्स (खरीद)* | 502 | 182 | 3.63 |
| 3 | *बैंकिंग (खरीद)* | 954 | 386 | 4.04 |
| 4 | *यूआई खरीद* | 166 | 67 | 4.06 |
| | **अन्य स्रोतों से बिजली खरीद** | **1714** | **671** | ***4.79*** |
| | | | | |
| k | **अन्य स्रोतों को बिक्री की गई बिजली** | | | |
| 1 | *राज्य के भीतर बिजली खरीद* | 12 | 4 | 3.75 |
| 2 | *दोतरफा/आईईएक्स (खरीद)* | 1080 | 313 | 2.90 |
| 3 | *बैंकिंग (खरीद)* | 999 | 371 | 3.71 |
| 4 | *यूआई खरीद* | 303 | 86 | 2.82 |
| | **अन्य स्रोतों को बेची गई बिजली** | **2393** | **773** | ***3.23*** |
| | | | | |
| | **अन्य भुगतान** | | 4.71 | |
| | | | | |
| J | **सकल कुल** | **11,457** | **4,801** | ***4.19*** |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

### 3.6.2.1 ऋण पत्र शुल्क

याचिकाकर्ता द्वारा विव 2011–12 के दौरान वहन किए गए 1.87 करोड़ रु के वास्तविक एलसी शुल्क खर्च को याचिकाकर्ता द्वारा मंजूरी दी जा सकती है क्योंकि यह याचिकाकर्ता की विद्युत क्रय लागत से सीधे जुड़ी है। उल्लेखनीय है कि विद्युत क्रय अनियंत्रित खर्च है और नतीजतन, एलसी शुल्क याचिकाकर्ता के नियंत्रण में नहीं हैं। सम्मानपूर्वक यह भी निवेदन किया जाता है कि एलसी वास्तव में, बैंक द्वारा खरीदार की ओर से जारी वह दस्तावेज है जो विक्रेता को इस आशय की गारंटी देता है कि उक्त एलसी को प्रस्तुत करने पर विक्रेता भुगतान की पूरी राशि प्राप्त कर सकता है। एलसी शुल्क बैंक द्वारा तय शुल्कों की दरों पर निर्भर करते हैं और लिहाजा याचिकाकर्ता के नियंत्रण से बाहर होते हैं। इसी तरह, याचिकाकर्ता द्वारा वहन विद्युत क्रय लागत भी एमवाईटी विनियमनों के प्रावधानों के तहत् अनियंत्रित मद है। याचिकाकर्ता द्वारा वहन एलसी शुल्क विद्युत क्रय लागत से सीधे जुड़ा है और यह विद्युत क्रय खर्च में बढ़ोतरी/कमी के हिसाब से घटती–बढ़ती है और जिस पर प्रार्थी का कोई नियंत्रण नहीं होता।

विव 2011–12 में कुल विद्युत क्रय लागत का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 33 : विव 2011–12 के लिए दावा की गई कुल विद्युत क्रय लागत**

| क्र सं | विवरण | Quantum | Cost |
|---|---|---|---|
| | | MU | Rs. Crore |
| 1 | विद्युत क्रय लागत | 11457 | 4801 |
| 2 | एलसी शुलक | - | 2 |
| **3** | **कुल विद्युत क्रय लागत** | **11457** | **4803** |

याचिकाकर्ता उपरोक्ता पैराग्राफों में दिए गए कारणों के चलते विव 2011–12 के दौरान, तालिका 106 के अनुसार कुल 4803 करोड़ रु की राशि को वास्तविक विद्युत क्रय लागत के रूप में मंजूरी देने का अनुरोध करता है।

साथ ही, याचिकाकर्ता ने ईंधन लागत समायोजन अधिभार संबंधी आयोग के दिनांक 26 अगस्त, 2011 के आदेश के अनुरूप, तीसरी तिमाही (अक्टूबर 11 से दिसंबर 11) तथा चौथी तिमाही (जनवरी 12 से मार्च 12) के लिए वास्तविक तथा स्वीकृत परिवर्तनीय ईंधन लागत (एफपीए) के बीच अंतर के तिमाही आधार पर समायोजन के परिप्रेक्ष्य में शुल्क के परिवर्तनीय अंश में वृद्धि करने का भी अनुरोध किया है।

याचिकाकर्ता द्वारा निवेदित त्रैमासिक एफपीए और माननीय आयोग द्वारा इस संबंध में दी गई मंजूरी का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 34 : तिमाही आधार पर एफपीए**

| क्र सं | तिमाही | पत्रांक | बीआरपीएल द्वारा निवेदन | डीईआरसी द्वारा स्वीकृत |
|---|---|---|---|---|
| 1 | अक्टू'11-दिसं'11 | RA/2011-12/01/A/302 दिनांक 19.01.2012 | 10.75% | 5% |
| 2 | जन'12-मार्च'12 | RA/2012-13/01/A/22A दिनांक 21.04.2012 | 13.02% | 6% |

एफपीए से प्राप्त राजस्व को एआरआर के लिए कुल उपलब्ध राजस्व में उपरोक्तानुसार शामिल किया गया है।

### 3.6.3 ट्रांसमिशन शुल्क

अंकेक्षित खातों के मुताबिक, विव 2011–12 से संबंधित ट्रांसमिशन शुल्क का विवरण निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 35 : विव 2011–12 के अंकेक्षित खातों के अनुसार ट्रांसमिशन शुल्क**

| क्र सं | विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| **1** | **अंकेक्षित खातों के अनुसार कुल ट्रांसमिशन शुल्क** | **870.01** |
| *(a)* | *दिल्ली ट्रांस्को लिमिटेड (डीटीएल) शुल्क* | *491.17* |
| *(b)* | *पीजीसीआईएल शुल्क* | *378.84* |

वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान डीटीएल शुल्क तथा पीजीसीआईएल शुल्क की विभिन्न मदों का ब्योरा निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 36 : वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान डीटीएल शुल्क तथा पीजीसीआईएल शुल्क की विभिन्न मदों का ब्योरा**

| क्र सं | विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| **(a)** | दिल्ली ट्रांस्को लिमिटेड (डीटीएल) शुल्क | **491.17** |
| *I* | *डीटीएल व्हीलिंग* | *470.87* |
| *Ii* | *डीटीएल एसएलडीसी* | *3.67* |
| *Iii* | *डीटीएल एनआरएलडीसी चालू वर्ष* | *1.58* |
| *Iv* | *डीटीएल एनआरएलडीसी पिछला वर्ष* | *1.21* |
| *V* | *वित्त वर्ष 2011-12 के लिए दिनांक 26 अगस्त, 2011 के टैरिफ आदेश के अनुरूप डीटीएल दावे* | *1.62* |
| *Vi* | *देरी से भुगतान पर अधिभार* | *12.22* |
| | | |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| (b) | पीजीसीआईएल शुल्क | 378.84 |
|---|---|---|
| *I* | *पावर ग्रिड कार्पोरेशन ऑफ इंडिया लिमिटेड* | *325.01* |
| *ii* | *पीटीसी इंडिया लिमिटेड* | *1.09* |
| *iii* | *भाखड़ा ब्यास मैनेजमेंट बोर्ड* | *0.47* |
| *Iv* | *अरावली प्राइवेट कंपनी प्राइवेट लिमिटेड* | *2.89* |
| *v* | *दामोदर वैली कार्पोरेशन* | *6.82* |
| *vi* | *पावर सिस्टम ऑपरेशन कार्पोरेशन लिमिटेड* | *-8.14* |
| *vii* | *ओपन एक्सेस शुल्क* | *42.10* |
| *viii* | *देरी से भुगतान पर अधिभार* | *8.61* |

जैसा कि ऊपर वर्णित विद्युत क्रय खर्च खंड में उल्लिखित है, ऑडिटर द्वारा प्रमाणित विद्युत क्रय वक्तव्य में अन्य भुगतान मद के अंतर्गत दर्शायी गई 149.74 करोड़ रु की राशि में 20.83 करोड़ रु की राशि ट्रांसमिशन कंपनियों को देरी से भुगतान पर अधिभार संबंधी है और इसे ऊपर ट्रांसमिशन शुल्क के साथ दिखाया गया है।

यह भी कि याचिकाकर्ता ने 1.62 करोड़ रु की डीटीएल दावा राशि पर विचार नहीं किया है क्योंकि माननीय आयोग ने दिनांक 26 अगस्त, 2011 के अपने शुल्क आदेश में इसे पहले ही मंजूरी दे दी है। इसके अलावा, विव 2011–12 के दौरान डीटीएल और पीजीसीआईएल को देरी से भुगतान पर देय अधिभार के रूप में अदा की गई क्रमशः 12.22 करोड़ रु और 8.61 करोड़ रु की राशि को विव 2011–12 में ट्रांसमिशन शुलक के तहत् नहीं रखा गया है। विव 2011–12 की एआरआर में विद्युत क्रय लागत का विवरण निम्न तालिका में दर्शाया गया है :

**तालिका 37 : विव 2011–12 के लिए शुद्ध ट्रांसमिशन शुल्क**

| क्र सं | विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| 1 | **एआरआर में विचारणीय ट्रांसमिशन शुल्क** | **847.55** |
| | | |
| I | **कुल डीटीएल शुल्क** | **491.17** |
| | *घटा - विव 2011-12 के संबंध में दिनांक 26 अगस्त, 2011 के शुल्क आदेश के अनुसार डीटीएल दावा* | *1.62* |
| | *घटा - देरी से भुगतान पर अधिभार* | *12.22* |
| *a* | **एआरआर के लिए विचारणीय डीटीएल शुल्क** | **477.32** |
| | | |
| II | **कुल पीजीसीआईएल शुल्क** | **378.84** |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | |
|---|---|---|
| | *घटा - देरी से भुगतान पर अधिभार* | *8.61* |
| **b** | **पीजीसीआईएल शुल्क** | **370.23** |

याचिकाकर्ता अत्यंत सम्मानपूर्वक माननीय आयोग से विव 2011–12 के समायोजन की प्रक्रिया में 847.55 करोड़ रु के ट्रांसमिशन शुल्क को मंजूरी देने का अनुरोध करता है, विवरण निम्न तालिका 57 में दर्शाया गया है।

### 3.6.4 विद्युत क्रय लागत (बनाम वास्तविक)

पिछले खंडों में विद्युत क्रय लागत और ट्रांसमिशन लागत विषयों पर चर्चा के आधार पर, विव 2011–12 के दौरान क्रय की गई बिजली की मात्रा और माननीय आयोग द्वारा स्वीकृत लागत तथा याचिकाकर्ता द्वारा वहन किए गए वास्तविक खर्च का विवरण निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 38 : बिजली खरीद लागत (वास्तविक के संदर्भ में स्वीकृत)**

| क्र. सं. | स्टेशन | डीईआरसी द्वारा वित्त वर्ष 2011–12 के आदेश में स्वीकृत | | | वास्तविक | | | अंतर | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | मात्रा | राशि | औसत खर्च | मात्रा | राशि | औसत खर्च | मात्रा | राशि | औसत खर्च |
| | | (A) | (B) | (C=B*10/A) | (D) | (E) | (F=E*10/D) | (D-A) | (E-B) | (F-C) |
| | | MU | Rs. Cr. | Rs./ kWh | MU | Rs. Cr. | Rs./ kWh | MU | Rs. Cr. | Rs./ kWh |
| **1** | **दीर्घावधि के स्रोतों से बिजली खरीद** | | | | | | | | | |
| a | एनटीपीसी | 5,726 | 1,818 | 3.17 | 4,869 | 1,833 | 3.76 | -857 | 16 | -0.18 |
| b | एनएचपीसी | 678 | 172 | 2.53 | 677 | 300 | 4.44 | -2 | 129 | -751.43 |
| c | डीवीसी | 296 | 101 | 3.40 | 578 | 246 | 4.26 | 282 | 146 | 5.17 |
| d | अन्य पनबिजली * | 468 | 105 | 2.24 | 517 | 172 | 3.33 | 48 | 67 | 13.95 |
| e | एनपीसीआईएल | 232 | 62 | 2.65 | 276 | 95 | 3.44 | 44 | 33 | 7.60 |
| f | एसजीएस# | 4,862 | 1,758 | 3.62 | 4,922 | 2,064 | 4.19 | 60 | 306 | 50.88 |
| g | नए स्टेशन | 3,307 | 1,180 | 3.57 | 297 | 188 | 6.32 | -3,010 | -992 | 3.30 |
| | **1 का कुल जोड़** | **15,571** | **5,195** | **3.34** | **12,137** | **4,899** | **4.04** | **-3,434** | **-296** | **0.86** |
| **2** | **अन्य लघु अवधि के स्रोत** | | | | | | | | | |
| a | लघु अवधि की खरीद | 0 | 0 | 0.00 | 1,714 | 671 | 3.88 | 1,714 | 666 | 3.88 |
| b | लघु अवधि की बिक्री | 3,844 | 1,384 | 3.60 | 2,393 | 773 | 3.23 | -1,451 | -611 | 4.21 |
| | **2 का कुल जोड़** | **-3,844** | **-1,384** | **3.60** | **-679** | **-103** | **1.58** | **3,165** | **1,276** | **4.03** |
| **3** | **अन्य भुगतान** | | | | | **4.71** | **0.00** | | **4.71** | |
| **4** | **एलसी शुल्क** | | | | | **1.87** | | | | |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| क्र. सं. | स्टेशन | डीईआरसी द्वारा वित्त वर्ष 2011–12 के आदेश में स्वीकृत | | | वास्तविक | | | अंतर | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | मात्रा | राशि | औसत खर्च | मात्रा | राशि | औसत खर्च | मात्रा | राशि | औसत खर्च |
| | | (A) | (B) | (C=B*10/A) | (D) | (E) | (F=E*10/D) | (D-A) | (E-B) | (F-C) |
| | | MU | Rs. Cr. | Rs./ kWh | MU | Rs. Cr. | Rs./ kWh | MU | Rs. Cr. | Rs./ kWh |
| 5 | **ट्रांसमिशन (घाटा/शुल्क)** | | | | | | | | | |
| a | अंतर्राज्यीय | 549 | 241 | | 418 | 370 | | -131 | 129 | |
| b | राज्य के भीतर | 192 | 475 | | 137 | 477 | | -55 | 2 | |
| | **3 का कुल जोड़** | **741** | **716** | | **555** | **848** | | **-186** | **131** | |
| 5 | **कुल (1+2+3+4)** | **10985** | **4527** | **4.12** | **10,902** | **5,650** | **5.18** | **-83** | **1,116** | |

** टिहरी, एनजेपीसी और ताला एचईपी शामिल*

*# बीटीपीएस, एनसीपीपी, आईपीजीसीएल और पीपीसीएल शामिल*

उपरोक्त तालिका से यह स्पष्ट है कि याचिकाकर्ता ने विव 2011–12 के दौरान **5.18 रु प्रति यूनिट** की शुद्ध विद्युत क्रय दर दर्ज करायी जबकि माननीय आयोग ने दिनांक 26 अगस्त, 2011 के अपने शुल्क आदेश में **4.12 रु प्रति यूनिट** की शुद्ध विद्युत क्रय दर का अनुमान व्यक्त किया है। यह उल्लेखनीय अंतर विभिन्न केंद्रीय उत्पादन स्टेशनों के चालू होने में हुई देरी और परिणामस्वरूप, मांग में अभूतपूर्व वृद्धि को पूरा करने के लिए द्विपक्षीय सौदों या एक्सचेंज के जरिए मंहगी दरों पर बिजली की खरीद की अधिक मात्रा की वजह से हुआ।

याचिकाकर्ता माननीय आयोग से निम्न तालिका 73 में दर्शायी क्रय की जाने वाली बिजली की मात्रा और लागत को मंजूरी देने का अनुरोध करता है।

### 3.7 नियंत्रण योग्य मानकों की समीक्षा

एमवाईटी विनियमन, 2011 के विनियमन 11.1 के अनुसार, नियंत्रणाधीन मानकों के संदर्भ में, एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 8.8 में निम्न प्रावधान किया गया है :

''8.8 वितरण लाइसेंसी वास्तविक प्रदर्शन की वार्षिक समीक्षा के अंतर्गत सूचना उपलब्ध कराएगा जिससे आयोग द्वारा नियंत्रण अवधि के प्रारंभ में निर्धारित प्रदर्शन संबंधी लक्ष्यों के संदर्भ में वास्तविक प्रदर्शन का मूल्यांकन किया जा सके।''

एमवाईटी विनियमन, 2007 के प्रावधानों के अंतर्गत, याचिकाकर्ता अगले खंडों में, वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान नियंत्रणाधीन मानकों के चलते हुए वास्तविक व्यय का विवरण उपलब्ध करा रहा है।

### 3.8 कर्मचारी व्यय

अंकेक्षित खातों के अनुसार, वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान वास्तविक कर्मचारी व्यय का ब्योरा निम्न तालिका में दिया गया है।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

तालिका 39 : अंकेक्षित खातों के अनुसार कर्मचारी व्यय

| क्र.सं. | विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| 1 | **वेतन एवं भत्ता** | 285 |
| 2 | **अवकाश नकदीकरण** | 17 |
| 3 | **ग्रैच्युइटि** | 1 |
| 4 | **भविष्य निधि में अंशदान** | 1 |
| 5 | **कर्मचारी सेवानिव़त्ति कोष हेतु अंशदान** | 0 |
| 6 | **डीवीबी ईटीबीएफ- 2002ट्रस्ट को पेंशन अवकाश वेतन अंशदान** | 16 |
| **7** | **कुल** | **321** |

याचिकाकर्ता द्वारा किए गए कर्मचारी व्यय के मुकाबले माननीय आयोग ने 26 अगस्त 2011 के शुल्क आदेश में 4.6 प्रतिशत की वृद्धि को ध्यान में रखते हुए कर्मचारी व्यय के लिए विव 2011–112 में 221.37 करोड़ रु स्वीकृत किए जिसमें 9.99 करोड़ रु एसवीआरएस पेंशन के शामिल थे। इसके अलावा माननीय आयोग ने सकल कर्मचारी व्यय की गणना के लिए 4 प्रतिशत का कुशलता अवयव लागू किया जिसमें एसवीआरएस पेंशन भी शामिल थी। आयोग ने अपने शुल्क आदेश में विव 2011–12 के लिए कर्मचारी व्यय के मद में 212.52 करोड़ रु स्वीकृत किए।

यह भी विनम्र निवेदन है कि माननीय आयोग ने विभिन्न कर्मचारी लागत खर्चों की मंजूरी नहीं दी है जिसके लिए प्रार्थी एमवाईटी नियमन 2007 और अपीली न्यायाधिकरण के निर्णय के तहत हकदार है। याचिकाकर्ता निम्न खर्चों का बोझ वहन कर रहा है:

a) एफआर/एसआर कर्मचारियों के तहत वास्तविक वेतन की नामंजूरी
b) गैर एफआर/एसआर कर्मचारियों के लिए तुलनात्मक वेतन
c) कर्मचारियों को टर्मिनल लाभ का भुगतान (माननीय दिल्ली उच्च न्यायालय के निर्देशानुसार)
d) छठे वेतन आयोग के प्रभाव
e) कुशलता के अवयव पर गौर नहीं किया जाना

एफआर/एसआर कर्मचारियों के वेतन ढांचे के मामले में आयोग को इस बात की जानकारी है कि उनके वेतनमान के नियम दिल्ली सरकार के द्वारा तय हैं। हस्तांतरण योजना और त्रिपक्षीय समझौते के तहत 9 नवंबर 2000 और 16 जनवरी 2001 को दिल्ली सरकार, डीवीबी और उसके कर्मचारी संघों के बीच तय हुआ था कि निजीकरण के ठीक पहले लागू सेवा शर्तों को कमजोर नहीं किया जाएगा। समझौते के प्रासंगित अंश इस प्रकार हैं:

''3 बी/ कार्पोरेट कंपनी में तबादले के बाद सेवा शर्तें जैसे प्रोन्नति, स्थानांतरण, छुट्टी, और अन्य भत्ते जो इस समय एफआर/एसआर कर्मचारियों को मिल रहे हैं वे इसी प्रकार

बने रहेंगे और इनमें कोई भी बदलाव मान्यता प्राप्त यूनियनों/संघों के साथ परस्पर बातचीत के साथ मौजूदा लाभों से समझौता किए बिना हो सकेगा।''

माननीय आयोग ने 23 फरवरी 2008 के एमवाईटी आदेश में पैरा 4.108 में यह स्वीकार किया कि एफआर/एसआर कर्मचारियों के वेतन/प्रमोशन आदि दिल्ली सरकार द्वारा तय नियमों और वेतनभत्तों के अनुरूप हैं और निजीकरण के बाद भी उनकी सेवा शर्तों में किसी भी प्रकार की कटौती नहीं होगी। इस तरह प्रार्थी का एफआर/एसआर कर्मचारियों के वेतन पर कोई नियंत्रण नहीं है और उनके वेतन में वृद्धि का वास्तविक समायोजन करना होगा। इस संदर्भ में प्रासंगित एमवाईटी आदेश इस प्रकार हैः

''पैरा 4.108: निजीकरण की प्रक्रिया के दौरान तत्कालीन डीवीबी के कुछ कर्मचारी बीआरपीएल को हस्तांतरित किए जाएंगे। हस्तांतरण योजना के तहत तत्कालीन बोर्ड के कर्मचारियों की सेवा शर्तें किसी भी रूप में हस्तांतरण से पहले की सेवा शर्तों से कम नहीं होंगी। इसके अलावा उनकी सेवाएं निजीकरण से पहले के नियमों और कानूनों से संचालित होंगी। इस तरह तत्कालीन डीवीबी से बीआरपीएल में आए कर्मचारियों के वेतन/भत्ते और प्रमोशन अब भी दिल्ली सरकार द्वारा तय वेतनमान एवं नियमों से संचालित हैं।''

इसके अतिरिक्त, माननीय आयोग ने छठे वेतन आयोग के संदर्भ में स्वीकार किया है कि सरकार द्वारा छठे वेतन आयोग की सिफारिशें लागू करने से वेतन में आई भिन्नता एक अनियंत्रित अवयव है। प्रार्थी यह निवेदन करना चाहता है कि एफआर/एसआर कर्मचारियों के डीए, पेबैंड आदि भी प्रार्थी के नियंत्रण से बाहर हैं। याचिकाकर्ता उन्हें उसी समय लागू करता है जब सरकार एफआर/एसआर कर्मचारियों के बारे में कोई परिवर्तन करती है।

निवेदन है कि माननीय आयोग ने अपने 26 अगस्त 2011 के आदेश में कहा था कि :

4.68 ओ एंड एम व्यय जिसमें कर्मचारी खर्च शामिल हैं, नियंत्रण योग्य मानक हैं। आयोग को इस बात की जानकारी है कि तत्कालीन डीवीबी कर्मचारियों (एफआरएसआर कर्मचारी) की सेवा शर्तें एमवाईटी नियमन बनाते समय दिल्ली सरकार से संचालित थीं और इसमें कर्मचारियों के खर्च को नियंत्रण योग्य मद में रखा गया था एवं उन्हें इन्डैक्शन फैक्टर से जोड़ा गया था। एमवाईटी नियमन लागू होने के बाद से एफआरएसआर कर्मचारियों के वेतन निर्धारण के तौर तरीके में कोई परिवर्तन नहीं आया है।'' (विशेष बल के साथ)



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

यह पाया गया है कि एमवाईटी आदेश 23.02.2008 एमवाईटी नियमन 2007 के बाद जारी किया गया था और इसमें माननीय आयोग ने स्वीकार किया था कि एफआर/एसआर कर्मचारियों के वेतन का वास्तविक समायोजन आवश्यक है। लेकिन माननीय आयोग ने अपने स्वयं के शुल्क आदेश 26 अगस्त, 2011 से अलग हटते हुए अपनी ही बात को नकारा है।

एफआरएसआर कर्मचारियों के वास्तविक वेतन की अनुमति नहीं मिलना और एमवाईटी 2007 के नॉर्मेटिव फार्मूला के अनुसार वृद्धि को मान्यता नहीं मिलना न्यायसंगत नहीं है। निवेदन है कि एफआर/एसआर कर्मचारियों का वेतन याचिकाकर्ता के वश में नहीं है। लिहाजा इनके मामले में नियंत्रण योग्य खर्च का प्रावधान लागू नहीं होगा और यह बात माननीय आयोग अपने 23 फरवरी, 2008 के आदेश में स्वीकार कर चुका है। माननीय आयोग ने इस आदेश में माना है कि एफआरएसआर ढांचे के कर्मचारी निजीकरण से पहले के नियमों और कानूनों से संचालित होंगे लेकिन इन कर्मचारियों की वेतन को वास्तविक आधार पर मानने से इंकार कर दिया। इस वजह से याचिकाकर्ता को 75.84 करोड़ रु का घाटा उठाना पड़ा।

इसी प्रकार माननीय आयोग ने याचिकाकर्ता के छठे वेतन आयोग के दायरे में आने वाले कर्मचारियों के मामले में उसकी सिफारिशों के प्रभाव को संज्ञान में नहीं लिया जबकि एपीटीईएल ने निर्णय दे दिया था। माननीय एपीटीईएल ने 2008 की अपील संख्या 36 पर अपने 6 अक्टूबर 2009 के फैसले में माननीय आयोग को निर्देश दिया कि न्यायाधिकरण का निर्णय आने तक एसबीआरएस अपनाने वाले कर्मचारियों के खर्च की अनुमति दी जाए। इस निर्णय का प्रासंगिक अशं इस प्रकार है:

> ''118
>
> कर्मचारी खर्चे:
>
> जहां तक छठे वेतन आयोग की सिफारिशों की तुलनात्मक वेतन वृद्धि का प्रश्न है, तत्कालीन डीवीबी कर्मचारियों से अन्य कर्मचारियों के मामले में यदि खर्च हो चुका है तो उसके वास्तविक समायोजन की अनुमति होगी.....
>
> 119) वास्तविक समायोजन अगर अभी नहीं हुआ है तो इस निर्णय के 30 दिन के भीतर वह हो जाना चाहिए।

याचिकाकर्ता ने 20 नवंबर 2009 को अपने पत्रांक RCM/2009-10/620 के माध्यम से माननीय आयोग से माननीय एपीटीईएल के इस निर्णय को लागू करने का आग्रह किया। प्रार्थी ने अपने हक के बारे में गणना भी माननीय आयोग के समक्ष पेश की जो संलग्न–5 में है।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

प्रार्थी ने विव 2011–12 की एआरआर याचिका में फिर माननीय आयोग से आग्रह किया कि माननीय एपीटीईएल के उपरोक्त निर्णय के निर्देश पर अमल किया जाए। उसके प्रासंगिक अंश इस प्रकार हैं:

''जो कर्मचारी एफआरएसआर से संचालित नहीं हैं–गैर डीवीबी कर्मचारी हैं, प्रार्थी ने एमवाईटी नियमन जो एटीई आदेश के तहत पठित है, समायोजन की मांग की है।

.....

यह भी निवेदन किया जाता है कि छठे वेतन आयोग की सिफारिशों को लागू करने से हुई व्यय वृद्धि के लिए गैर डीवीबी कर्मचारियों के लिए एटीई आदेश में माननीय आयोग को इस प्रकार के खर्च के समायोजन की अनुमति देने का निर्देश दिया गया है, जो खर्च पहले ही किया जा चुका है।

तत्कालीन डीवीबी कर्मचारियों के लिए छठे वेतन आयोग की सिफारिशें लागू करने से वर्ष वार वेतन वृद्धि का विवरण नीचे तालिका में दिया गया है।

**तालिका 18 : छठे वेतन आयोग की सिफारिशों को लागू करने के परिणामस्वरूप वृद्धि**

| एफआर/एसआर कर्मचारियों का वेतन | *यूओएम* | *विव 06** | *विव07* | *विव08* | *विव09* | *विव10* | *विव11* | *विव12* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | *अंकेक्षित* | *अंकेक्षित* | *अंकेक्षित* | *अंकेक्षित* | *अंकेक्षित* | *अनुमानित* | *अनुमानित* |
| छठे वेतन आयोग की सिफारिशों के लागू होने से पूर्व वेतन | *करोड़* | *75.64* | *85.92* | *97.90* | *116.03* | *119.02* | *173.53* | *181.42* |
| छठे वेतन आयोग की सिफारिशों का प्रभाव | *करोड़* | *3.56* | *14.56* | *15.17* | *21.56* | *30.93* | - | - |
| % वृद्धि | *%* | *18.8%* | *17.0%* | *15.5%* | *18.6%* | *26.0%* | | |

....



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

याचिकाकर्ता ने एटीई आदेश के संदर्भ में अन्य कर्मचारियों के मामले में भी इसी प्रकार की वृद्धि का अनुमान किया है ...

याचिकाकर्ता का यह भी निवेदन है कि याचिकाकर्ता के समक्ष पेश आ रहे वित्तीय संकट के चलते वह गैर–एफआर/एसआर कर्मचारियों के मामले में छठे वेतन आयोग की सिफारिशों को लागू करने में असमर्थ रहा है। लेकिन, लागत के अनुरूप शुल्क मिलने पर याचिकाकर्ता ने गैर–एफआर/एसआर कर्मचारियों के मामले में छठे वेतन आयोग की सिफारिशों को लागू करने का प्रस्ताव किया है। लिहाजा, याचिकाकर्ता अत्यंत सम्मानपूर्वक यह निवेदन करता है कि यह माननीय आयोग तत्कालीन दिविबो से अलग अन्य कर्मचारियों के लिए छठे वेतन आयोग की सिफारिशों को लागू करने की मद पर होने वाले व्यय को मंजूरी देते हुए प्रसन्नता महसूस करेगा .. ''

लेकिन माननीय आयोग ने 26 अगस्त, 2011 के अपने शुल्क आदेश में यह मंजूरी नहीं दी है। उक्त आदेश का प्रासंगिक अंश यहां दिया जा रहा है :

*"3.223 आयोग ने एमवाईटी आदेश में स्वीकृत कर्मचारी व्यय से अलग गैर–दिविबो कर्मचारियों के मामले में व्यावसायिक विकास, एसवीआरएस भुगतान तथा छठे वेतन आयोग के चलते वेतन वृद्धि की मद पर अतिरिक्त कर्मचारी व्यय संबंधी याचिकाकर्ता के दावे पर विचार नहीं किया है। आयोग इस बारे में इस आदेश के पैरा 3.98 – पैरा 3.113 में पहले ही अपने विचार रख चुका है।''*

यह भी निवेदन है कि बेशक माननीय एपीटीईएल के फैसले पर कोई स्थगन नहीं है, तो भी माननीय आयोग ने उस फैसले को लागू नहीं किया है।

जहां तक परिचालन एवं रखरखाव व्यय पर कुशलता घटक का सवाल है, माननीय एपीटीईएल ने अपील सं 28, वर्ष 2008 के संबंध में दिनांक 29 सितंबर, 2010 के अपने फैसले में निम्न कहा है :

"25. अगला मुद्दा कुशलता घटक से संबंधित है। अपीलकर्ता के मुताबिक, राज्य आयोग ने विव 2008-09, 2009-10 और 2010-11 के लिए क्रमशः 2%, 3% और 4% की अस्थायी अतिरिक्त कमी की है और यह अस्थायी कमी मनमाने तरीके से की गई है क्योंकि परिचालन तथा रखरखाव खर्चों को राज्य आयोग पहले ही पूरी



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

जांच–पड़ताल तथा विनियमनों के मद्देनज़र निर्धारित कर चुका है। उपरोक्त के जवाब में, राज्य आयोग के सम्मानित वकील ने निवेदन किया कि राज्य आयोग ने एमवाईटी विनियमनों के उपबंध 5.7 के अनुसार परिचालन एवं रखरखाव खर्चों को लागू किया है और कुशलता को परिचालन एवं रखरखाव पर सिर्फ एक बार लागू किया गया है जो कि तीन प्रकार के खर्चों – आर एवं एम व्यय, कर्मचारी लागत तथा ए एवं जी खर्चों के योग के आधार पर निर्धारित किया गया है। राज्य आयोग ने पूरे सिस्टम की कार्यकुशलता सुनिश्चित करने के लिए समुचित जांच के बाद एमवाईटी अवधि के लिए परिचालन एवं रखरखाव खर्चों को मंजूरी दी है, तथा विव 2008-09, 2009-10 और 2010-11 के लिए क्रमशः 2%, 3% और 4% की अस्थायी अतिरिक्त कमी की है। राज्य आयोग द्वारा एकमात्र कारण यही दिया गया है कि अपीलकर्ता द्वारा अपने प्रदर्शन में सुधार किए जाने की उम्मीद है। परिचालन तथा रखरखाव खर्चों की प्रकृति के अनुसार हर वर्ष मुद्रास्फीति के चलते ये खर्च बढ़ते हैं। मुद्रास्फीति की वजह से परिचालन तथा रखरखाव व्यय में वृद्धि के प्रावधान के बाद इनमें अस्थायी कुशलता घटक लागू कर इन्हें घटाया जाता है। एमवाईटी विनियमन भी कुशलता घटक लागू कर ओ एवं एम व्यय में कमी लाने का इंतजा करते हैं। लेकिन कुशलता घटक का निर्धारण आयोग द्वारा लाइसेंसी के प्रतिवेदन, मानकीकरण, पूर्व में आयोग द्वारा स्वीकृत लागत तथा अन्य किसी ऐसे घटक पर विचार करने के बाद जो कि आयोग उचित समझता है, किया जाता है। आयोग ने इस आदेश में विव 2008-09, 2009-10 और 2010-11 के लिए क्रमशः 2%, 3% और 4% के कुशलता सुधार घटक का निर्धारण किया है, जो कि मनमाने ढंग से किया गया है और इसके लिए किसी प्रकार के मानकीकरण अथवा विश्लेषण और ऐसे किसी क्षेत्र की पहचान नहीं की गई जिसमें सुधार करने की गुंजाइश हो। इस प्रकार के कुशलता घटकों का निर्धारण राज्य आयोग के समक्ष रखी जाने वाली सामग्री तथा विभिन्न घटकों के विश्लेषण के आधार पर किया जाता है न कि अस्थायी आधार पर। लिहाजा, इस बिंदु पर अपीलकर्ता के पक्ष में उत्तर दिया गया है।''



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

माननीय एपीटीईएल के उपरोक्त निर्णय के बावजूद माननीय आयोग ने विव 2007–08 से 2010–11 तक के लिए कुशलता घटक पर पुनर्विचार नहीं किया। इसके बजाए ओ एंड व्यय पर मनमाने ढंग से 4 प्रतिशत कुशलता घटक लागू कर दिया गया। प्रार्थी का मानना है कि कुशलता घटक का मुद्दा सिद्धांतों का है और एपीटीईएल का उपरोक्त निर्णय महज दिल्ली ट्रांस्को लिमि पर ही नहीं बल्कि तमाम अन्य यूटिलिटी पर लागू होता है। माननीय आयोग इस रुख को समझने में नाकाम रहा और उसने माननीय एपीटीईएल के 26 अगस्त, 2011 के शुल्क आदेश के निर्देशों का पालन नहीं किया।

एसआरवीआरएस पेंशन के मामले में माननीय एपीटीईएल ने 2008 की अपील संख्या 36 पर 4 दिसंबर, 2009 के निर्णय में कहा था कि :

"75)... हमारा यह निष्कर्ष है कि कर्मचारियों के खर्च के मामले में आयोग एसवीआरएस लेने वालों पर हुए खर्च की अनुमति देगा और इस वृद्धि का समायोजन न्यायाधिकरण का फैसला लंबित रहने तक करेगा। ''

इस आलोक में याचिकाकर्ता ने विव 2011–12 के लिए एसवीआरएस पेंशन की राशि के मामले में कुशलता अवयव पर विचार नहीं किया।

प्रार्थी उपरोक्त एआरआर में आयोग की मनमानी नामंजूरियों के कारण न्यायसंगत रिकवरी नहीं कर पाया। इस मामले में याचिकाकर्ता के पास लागत को वहन करने और उसे रिटर्न ऑन इक्विटी में लेने के अलावा कोई विकल्प नहीं था।
अलबत्ता माननीय एपीटीईएल और माननीय उच्चतम न्यायालय के निर्णय लंबित रहने तक प्रार्थी ने 26 अगस्त 2011 के शुल्क आदेश के अनुरूप कर्मचारियों के खर्च को विचार किया। विव 2011–12 के वास्तविक समायोजन के लिए कर्मचारियों पर हुए व्यय इस तालिका में दिए गए हैं:

**तालिका 40 : एआरआर में विचारणीय कर्मचारी व्यय**

| क्र सं | विवरण | यूओएम | संदर्भ | विव 2011-12 के लिए दिनांक 26 अगस्त, 2011 का टैरिफ आदेश | अंकेक्षित खाते | एआरआर के लिए विचारणीय |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | सकल कर्मचारी व्यय | करोड़ रु | A | 222.51 | | 222.51 |
| 2 | कर्मचारी व्यय संबंधी पूंजी | करोड़ रु | B | 11.13 | | 11.13 |
| 3 | शुद्ध कर्मचारी व्यय | करोड़ रु | C=A-B | 211.38 | | 211.38 |
| 4 | एसवीआरएस पेंशन | करोड़ रु | D | 9.99 | | 9.99 |
| 5 | कार्यकुशलता घटक | % | E | 4.00% | | 4.00% |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 6 | कार्यकुशलता कारक के उपरांत स्वीकृत कर्मचारी व्यय | करोड़ रु | F=CX(1-E)+D | 212.52 | | 212.91 |
| **7** | **कुल कर्मचारी व्यय** | **करोड़ रु** | **G=F** | **212.52** | **321.36** | **212.91** |

याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2011–12 के लिए एमवाईटी विनियमन, 2007 और एमवाईटी विनियमन, 2011 के विनियमन 11.1 के अनुसरण में, वार्षिक प्रदर्शन समीक्षा हेतु ट्रुइंग–अप आवश्यकता की गणना के लिए 212.91 करोड़ रु की राशि कर्मचारी व्यय के लिए दर्शायी है, जैसा कि निम्न तालिका 106 में प्रदर्शित किया गया है।

## 3.9 प्रशासनिक एवं सामान्य (ए एवं जी) व्यय

अंकेक्षित खातों के मुताबिक, वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान वास्तविक ए एवं जी व्यय निम्न तालिका में प्रदर्शित हैं :

### तालिका 41 : अंकेक्षित खातों के अनुसार ए एवंजी व्यय

| क्र सं | विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| 1 | किराए पर लिए वाहनों और वाहनों के संचालन पर व्यय | 10 |
| 2 | यात्रा, यात्रा खर्च, बोर्डिंग एवं लॉजिंग | 2 |
| 3 | बीमा | 6 |
| 4 | बोर्डिंग एवं लॉजिंग | 0 |
| 5 | दरें और कर | 8 |
| 6 | संचार व्यय | 12 |
| 7 | प्रिंटिंग तथा स्टेशनरी | 4 |
| 8 | मीटर रीडिंग एवं बिल वितरण व्यय | 9 |
| 9 | उपग्रह/कॉल सेंटर व्यय | 2 |
| 10 | हाउस कीपिंग शुल्क | 5 |
| 11 | सुरक्षा संबंधी व्यय | 9 |
| 12 | विज्ञापनों पर व्यय | 1 |
| 13 | कानूनी दावे | 1 |
| 14 | पेशेवर परामर्श शुल्क | 12 |
| 15 | ऑडिटर्स भुगतान राशि | 1 |
| 16 | निदेशक शुल्क | 0 |
| 17 | स्थायी परिसंपत्तियों को सेवा निर्गत किए जाने के प्रावधानों पर व्यय | 13 |
| 18 | संदिग्ध ऋणों का प्रावधान | 66 |
| 19 | बिक्री/परिसंपत्तियों को त्यागने के चलते | 2 |

| क्र सं | विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| | हुआ नुकसान | |
| 20 | बेकार घोषित स्टोर एवं स्पेयर्स इन्वेन्टरी | 12 |
| 21 | विविध व्यय | 3 |
| **22** | **कुल** | **179** |

माननीय आयोग ने आयोग ने 26 अगस्त, 2011 को जारी विव 2011–12 के लिए शुल्क आदेश में विव 2011–12 के लिए 4.6 प्रतिशत की वृद्धि के अवयव को ध्यान में रखते हुए 78.37 करोड़ रु के ए एंड जी खर्चों की मंजूरी दी। इसके अतिरिक्त माननीय आयोग ने कुल ए एंड जी व्यय की गणना करते समय इन खर्चों पर 4 प्रतिशत कुशलता के अवयव को भी संज्ञान में लिया।
याचिकाकर्ता ने विव 2011–12 के शुल्क आदेश के अनुसार ए एंड जी खर्चों पर विचार किया है। विव 2011–12 के लिए एआरआर की ट्रूइंग अप के हिसाब से ए एंड जी खर्च नीचे तालिका में दिए गए हैं :

**तालिका 42 : एआरआर में विचारणीय ए एवं जी व्यय**

| क्र सं | विवरण | संदर्भ | यूओएम | विव 2011-12 के लिए दिनांक 26 अगस्त, 2011 का टैरिफ आदेश | अंकेक्षित खाते | एआरआर के लिए विचारणीय |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | सकल ए एवं जी व्यय | A | करोड़ रु | 78.37 | 178.60 | 78.37 |
| 2 | कुशलता घटक | B | % | 4.00% | | 4.00% |
| **3** | शुद्ध ए एवं जी व्यय | **C=AX (1-B)** | **करोड़ रु** | **75.24** | **178.60** | **75.24** |

याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2011–12 की एआरआर के लिए ट्रुइंग–अप आवश्यकता की गणना के दौरान ए एवं जी व्यय की मद में 75.24 करोड़ रु की राशि का प्रावधान किया है जो कि निम्न तालिका 106 में, एमवाईटी विनियमन, 2007 के अनुसरण में दर्शाया गया है।

## 3.10 मरम्मत एवं रखरखाव व्यय

मरम्मत एवं रखरखाव (आर एंड एम) व्यय के संबंध में माननीय आयोग ने 26 अगस्त 2011 को जारी विव 2011–12 के शुल्क आदेश में 4.6 प्रतिशत की वृद्धि को ध्यान में रखते हुए 145.55 करोड़ रु के आर एंड एम खर्च की स्वीकृति दी। इसके अतिरिक्त आयोग ने आर एंड एम खर्च की गणना करते समय 4 प्रतिशत कुशलता को भी संज्ञान में लिया।

विव 2011–12 की ट्रूइंग अप को ध्यान में रखते हुए आर एंड एम खर्च की तालिका नीचे दी गई है :

### तालिका 43 : एआरआर के अनुसार आर एंड एम व्यय

| क्र सं | विवरण | संदर्भ | यूओएम | विव 2011-12 के लिए दिनांक 26 अगस्त, 2011 का टैरिफ आदेश | अंकेक्षित खाते |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | सकल आर एवं एम खर्च | A | करोड़ रु | 145.55 | 145.55 |
| 2 | कार्यकुशलता कारक | B | % | 4% | 4% |
| **3** | **शुद्ध आर एवं एम खर्च** | **C=AX (1-B)** | **करोड़ रु** | **139.73** | **139.73** |

याचिकाकर्ता यह भी ध्यानार्थ लाना चाहता है कि वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान अनेक वित्तीय दबावों, जिनका ब्योरा खंड 3.4 में दिया गया है, के चलते उसे मरम्मत एवं रखरखाव व्यय वहन करने पड़े।

बीआरपीएएल ने एमवाईटी विनियमन, 2007 के अनुसरण में, विव 2011–12 की एपीआर के तहत् ट्रूइंग अप आवश्यकता की गणना के लिए आर एवं एम व्यय की मद में 139.73 करोड़ रु की राशि रखी है।

## 3.11 कुल परिचालन एवं रखरखाव (ओ एवं एम) व्यय

उपरोक्त चर्चा के आधार पर, नियंत्रित अवधि के लिए माननीय आयोग द्वारा स्वीकृत कुशलता कारक को लागू करने के उपरांत कुल ओ एवं एम व्यय का संक्षिप्त ब्योरा निम्न तालिका में दिया गया है :

### तालिका 44 : एआरआर में परिचालन तथा रखरखाव व्यय

| क्र सं | विवरण | वित्त वर्ष 2011-12 दिनांक 26 अगस्त, 2011 | अंकेक्षित खाते | एआरआर हेतु समेकित |
|---|---|---|---|---|
| 1 | कर्मचारी व्यय | 212.52 | 321.36 | 212.91 |
| 2 | ए एवं जी व्यय | 75.24 | 178.60 | 75.24 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 3 | आर एवं एम व्यय | 139.73 | 114.75 | 139.73 |
| **4** | **कुल ओ एवं एम व्यय** | **427.48** | **614.71** | **427.88** |

माननीय विद्युत अपीली न्यायाधिकरण के प्रतीक्षित आदेश के मद्देनज़र, याचिकाकर्ता ने एमवाईटी विनियमन, 2007 के अनुसरण में वित्त वर्ष 2011–12 के लिए कुल 427.88 करोड़ रु के परिचालन एवं रखरखाव (ओ एवं एम) व्यय पर विचार किया। लेकिन, अंकेक्षित खातों के अनुरूप वास्तविक ओ एवं एम व्यय तथा माननीय आयोग द्वारा दिनांक 26 अगस्त, 2011 के टैरिफ आदेश में मंजूर खर्चों में लगभग 180 करोड़ रु का काफी अंतर है। याचिकाकर्ता ऐसे माहौल में परिचालन कर रहा है जिसमें अस्वीकृतियां काफी अधिक होती हैं और विनियामक परिरसंपत्ति तथा वसूले नहीं जा सके राजस्व का अंतर लगभग 4000 करोड़ रु है। यदि वास्तविक ओ एवं एम व्यय को मंजूरी नहीं दी गई तो ऐसे वातावरण में याचिकाकर्ता पर अपने लाइसेंस क्षेत्र में परिचालनों का प्रबंधन करना अतिरिक्त बोझ होगा।

अतः याचिकाकर्ता माननीय आयोग से अंकेक्षित खातों के अनुसार वास्तविक ओ एवं एम व्यय को मंजूरी देने का अनुरोध करता है।

## 3.12 पूंजीगत व्यय और पूंजीकरण

पूंजीगत व्यय के संदर्भ में, एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 4.14 में निम्न प्रावधान है :

"पूंजी निवेश
…
4.14 आयोग नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के अंत में वास्तविक पूंजी निवेश की समीक्षा करेगा। नियंत्रण अवधि के अंत में, अवमूल्यन तथा पूंजी निवेश पर मुनाफे के समायोजन की स्वीकृत पूंजी निवेश के संदर्भ में समीक्षा की जाएगी।"

उपरोक्त विनियमन के अनुरूप, याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2010–11 के दौरान वास्तविक पूंजी निवेश का विवरण तथा संबंधित ट्रूइंग–अप याचिकाओं को नियमित आधार पर जमा कराया गया है।

प्रथम एमवाईटी नियंत्रण अवधि के दौरान, संबंधित वर्षों में किए गए वास्तविक पूंजी निवेश के संबंध में, माननीय आयोग ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 के अपने टैरिफ आदेश में निम्न कहा है :

"3.124 आयोग का मानना है कि पूंजीगत व्यय की बजाय, वास्तविक पूंजीकरण के आंकड़े अधिक महत्वपूर्ण हैं क्योंकि वे वास्तव में, प्रयोग में आने वाली परिसंपत्तियों के मामले में अधिक प्रासंगिक होते हैं।

3.125 आयोग इस बात पर ज़ोर देता है कि पूंजी व्यय और पूंजकररण पर अलग–अलग विचार किया जाना चाहिए। पूंजी व्यय को वितररण लाइसेंसी द्वारा प्रस्तावित, आयोग द्वारा स्वीकृत योजनाओं के संदर्भ में तथा वास्तविक व्यय को स्वीकृत योजनाओं के संदर्भ में (सीडब्ल्यूआईपी के

आरंभिक और समपन स्तरों के साथ) देखा जाना चाहिए। इससे स्वीकृत योजनाओं के क्रियान्वयन में होने वाली प्रगति के संकेत मिलेंगे। वर्षवार पूंजीकरण की तुलना, शुल्क में स्थिर लागत में प्रभाव के लिए एमवाईटी आदेश में स्वीकृत पूंजीकरण से की जानी है।

....

3.127 आयोग इस बात पर ज़ोर देता है कि एमवाईटी विनियमन के अनुसार, एमवाईटी आदेश में विचारणीय आंकड़ों के संबंध में पूंजीगत व्यय में किसी भी प्रकार की कमी पर एमवाईओ नियंत्रण अवधि की समाप्ति पर विचार किया जाएगा। नियंत्रण अवधि की समाप्ति पर पूंजीगत व्यय संबंधी विभिन्न मानकों के मामले में संवहन लागत के साथ आवश्यक समायोजन किया जाएगा।''

चूंकि प्रथम एमवाईटी नियंत्रण अवधि पूरी हो चुकी है, याचिकाकर्ता प्रथम नियंत्रण अवधि अर्थात वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान हुए वास्तविक पूंजी खर्च का ब्योरा अब जमा करा रहा है।

माननीय आयोग ने दिनांक 23 फरवरी, 2008 के अपने एमवाईटी आदेश और दिनांक 26 अगस्त, 2011 के टैरिफ आदेश में निम्न कहा है :

**तालिका 45 : प्रथम नियंत्रण अवधि के दौरान मंजूर पूंजीगत व्यय**

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **पूंजी व्यय** | करोड़ रु | 128 | 391 | 475 | 350 | 315 |

माननीय आयोग द्वारा डीपीआर की योजनाबद्ध ढंग से मंजूरी दिए जाने के बाद, उपरोक्त के संदर्भ में, वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान वास्तविक पूंजीगत व्यय का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 46 : प्रथम नियंत्रण अवधि के दौरान वास्तविक पूंजी व्यय :**

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| पूंजी व्यय | करोड़ रु | 247 | 377 | 305 | 302 | 207 |

वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 की अवधि में जमा करायी गई वास्तविक डीपीआर की स्थिति और माननीय आयोग द्वारा स्वीकृत पूंजी व्यय का ब्योरा ऊपर दिया गया है। इसी प्रकार, डीपीआर के क्रियान्वयन के बाद याचिकाकर्ता द्वारा विभिन्न योजनाओं पर व्यय का विवरण विभिन्न पत्रों के माध्यम से माननीय आयोग को उपलब्ध कराया गया है।

माननीय आयोग द्वारा वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान विचारणीय पूंजीकरण का ब्योरा निम्न तालिका में उपलब्ध है :



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

### तालिका 47 : प्रथम नियंत्रित अवधि के दौरान स्वीकृत पूंजीकरण

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| पूंजीकरण | करोड़ रु | 528 | 541 | 550 | 450 | 414 |

वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान वास्तविक पूंजीकरण को निम्न तालिका में दर्शाया गया है :

### तालिका 48 : वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान वास्तविक पूंजीकरण

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| वित्त वर्ष 2006-07 तक सीडब्ल्यूआईपी में से पूंजीकरण | करोड़ रु | 167.73 | 321.67 | 21.67 | 0.00 | 0.00 |
| नए निवेश से पूंजीकरण | करोड़ रु | 37.26 | 360.87 | 284.65 | 290.98 | 213.37 |

वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान वास्तविक पूंजीकरण का योजनाबद्ध विवरण फॉर्म F 2 b (i) में उपलब्ध कराया गया है जो याचिका के साथ संलग्न है। कार्य प्रगति पर का ब्योरा नीचे तालिका में दिया गया है :

### तालिका 49 : नियंत्रण अवधि के दौरान जारी कार्य

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| शुरूआती कार्य प्रगति पर | करोड़ रु | 1157.30 | 1077.51 | 662.35 | 660.84 | 671.70 |
| पूंजी निवेश | करोड़ रु | 246.96 | 376.52 | 304.81 | 301.84 | 206.51 |
| संबंधित पक्ष लेन-देन होने के कारण नामंजूर | करोड़ रु | 121.76 | 109.15 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| वित्त वर्ष के दौरान निवेश | करोड़ रु | 125.20 | 267.37 | 304.81 | 301.84 | 206.51 |
| कुल पूंजीकरण | करोड़ रु | 326.75 | 791.69 | 306.32 | 290.98 | 213.37 |
| वित्त वर्ष 2006-07 तक सीडब्ल्यूआईपी से | करोड़ रु | 167.73 | 321.67 | 21.67 | 0.00 | 0.00 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| पूंजीकरण | | | | | | |
| नए निवेश से पूंजीकरण | करोड़ रु | 159.02 | 470.02 | 284.65 | 290.98 | 213.37 |
| संबंधित पक्ष लेन-देन होने के कारण नामंजूर | करोड़ रु | 121.76 | 109.15 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| वित्त वर्ष के दौरान शुद्ध पूंजीकरण | करोड़ रु | 204.99 | 682.54 | 306.32 | 290.98 | 213.37 |
| समापन कार्य जारी | करोड़ रु | 1077.51 | 662.35 | 660.84 | 671.70 | 664.85 |

जैसा कि तालिका 21 :डीपीआर जमा कराना और एमवाईटी अवधि में उसकी मंजूरी की स्थिति से जाहिर है माननीय आयोग ने विभिन्न स्कीमों के पूंजीगत खर्च की मंजूरी वित्त वर्ष की तीसरी और चौथी तिमाही में और कुछ मामलों में वित्त वर्ष समाप्त होने के बाद दी। यह तालिका 43 में दिया गया है। लिहाजा प्रार्थी एमवाईटी अवधि में पूंजीगत खर्च नहीं कर सका। यह देरी याचिकाकर्ता के वश से बाहर थी। इस देरी के कारण पहली एमवाईटी नियंत्रण अवधि में पूंजीकरण नहीं हो पाया और आरओसीई पर कम राशि का क्षरण हुआ। लिहाजा पूंजीगत खर्च की मंजूरी में देरी के कारण याचिकाकर्ता की एआरआर पहले ही कम हो गई। कम पूंजीगत खर्च के बावजूद प्रार्थी ने दिल्ली विद्युत आपूर्ति संहिता और नियमन 2007 के प्रदर्शन मानकों का का पालन किया। प्रार्थी ने इस याचिका में सर्विस में खामी के कारण उपभोक्ताओं को दी गई राशि के बारे में कोई मांग नहीं की है जबकि यह खामी याचिकाकर्ता पर पूंजीगत खर्च की मंजूरी नहीं होने के कारण थोपी गई थी।

अतैव, याचिकाकर्ता एमवाईटी अवधि के लिए माननीय आयोग से दिनांक 23 फरवरी, 2008 के टैरिफ आदेश में स्वीकृत पूंजी व्यय को ध्यान में लाने का अनुरोध करता है, सिसे याचिकाकर्ता पर इस मद को लेकर अनावश्यक दबाव न बढ़े। याचिकाकर्ता को इस तथ्य का पूरी तरह से समझता है कि एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 13.8 के अनुसरण में, माननीय आयोग को संशोधन करने का पूरा अधिकार है, जिसका विवरण इस प्रकार है :

''संशोधन का अधिकार

13.8 आयोग इन नियमनों को लिखित कारण दर्ज कराने के बाद संशोधित कर सकता है।''

प्रार्थी संशोधन और लचीलेपन के अधिकार को जागृत करना चाहता है। इस आलोक में प्रार्थी का माननीय आयोग से आग्रह है कि वह स्थिति पर समुचित विचार करे और एमवाईटी शुल्क आदेश के स्तर तक पूंजीगत खर्च को संज्ञान में ले। हालाकि प्रार्थी ने एआरआर की गणनना के लिए वास्तविक पूंजीगत खर्च को ध्यान में लिया है। यह विनम्र निवेदन किया जाता है कि याचिकाकर्ता के दावों और हकों को प्रभावित किए बिना विचार में लिया जाए।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## 3.13 वित्त के साधन

याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान उपभोक्ता अंशदान, अनुदानों, सब्सिडी, ऋण तथा इक्विटी से पूंजी निवेश करने पर विचार किया है।

वित्त वर्ष 2006–07 तक प्राप्त कुल उपभोक्ता अंशदान में से उपयोग में नहीं लाए जा सके उपभोक्ता अंशदान के संबंध में माननीय आयोग ने दिनांक 26 अगस्त, 2011 के अपने टैरिफ आदेश में निम्न व्यवस्था दी है :

"3.45 वित्त वर्ष 2006–07 तक प्राप्त कुल उपभोक्ता अंशदान में से उपयोग में नहीं लायी जा सकी 86.52 करोड़ रु की उपभोक्ता अंशदान राशि को वित्त वर्ष 2007–08, वित्त वर्ष 2008–09, वित्त वर्ष 2009–10 और वित्त वर्ष 2010–11 (वित्त वर्ष 2007–08 में 34.70 करोड़ रु, वित्त वर्ष 2008–09 में 25.82 करोड़ रु, वित्त वर्ष 2009–10 में 23.36 करोड़ रु तथा वित्त वर्ष 2009–10 में 2.654 करोड़ रु) में परिसंपत्ति पूंजीकरण के समानुपात में पूंजीकृत माना गया है।"

चूंकि प्रथम एमवाईटी नियंत्रण अवधि पूरी हो चुकी है, लिहाजा संबंधित वित्त वर्षों के दौरान उपभोक्ताओं से प्राप्त वास्तविक अंशदान और उसके पूंजीकरण का विवरण उपलब्ध है। अतः याचिकाकर्ता ने पूंजीकरण के वित्त पोषण के लिए वास्तविक रूप से प्राप्त उपभोक्ता अंशदान राशि का पूंजीकरण हेतु निवेश किया है। संबंधित वित्त वर्ष के दौरान प्राप्त वास्तविक उपभोक्ता अंशदान और उसके पूंजीकरण की स्थिति निम्न तालिका में दर्शायी गई है :

**तालिका 50 : विव 2002–03 से विव 2011–12 तक उपभोक्ता अंशदान का विवरण (करोड़ रु)**

| क्र सं | वर्ष | प्राप्त उपभोक्ता अंशदान | उपभोक्ता अंशदान का पूंजी निवेश | विव 07 तक प्राप्त उपभोक्ता अंशदान का पूंजीकरण | विव 07 तक विधायक निधि से प्राप्त राशि का पूंजीकरण | विव 07 तक प्राप्त उपभोक्ता अंशदान का | विव 07 के बाद प्राप्त उपभोक्ता अंशदान का पूंजीकरण |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | विव 2002-03 | 24.49 | 0.00 | | | | |
| 2 | विव 2003-04 | 57.14 | 0.00 | | | | |
| 3 | विव 2004-05 | 59.91 | 52.64 | | | | |
| 4 | विव 2005-06 | 39.42 | 16.83 | | | | |
| 5 | विव 2006-07 | 48.43 | 24.38 | | | | |
| 6 | विव 2007-08 | 92.62 | 23.31 | 18.82 | 1.85 | 20.67 | 2.64 |
| 7 | विव 2008-09 | 90.84 | 49.29 | 10.63 | 0.04 | 10.67 | 38.62 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 8 | विव 2009-10 | 117.80 | 42.40 | 2.79 | 0.01 | 2.79 | 39.61 |
| 9 | विव 2010-11 | 74.17 | 56.71 | 2.55 | | 2.55 | 54.16 |
| 10 | विव 2011-12 | 88.27 | 13.33 | 0.18 | | 0.18 | 13.15 |
| **11** | **कुल** | **693.09** | **278.89** | **34.97** | **1.90** | **36.87** | **148.17** |

इसके अलावा, वित्त वर्ष 2006–08 तक 18.63 करोड़ रु का अनुदान प्राप्त हुआ।

जहां तक वित्त पोषण के अन्य साधनों का सवाल है, उपभोक्ता अंशदान को संबद्ध वित्त वर्ष के दौरान पूंजीकरण से घटाया गया है और ऋण एवं इक्विटी की राशि की गणना के लिए शेष राशि पर 70:30 का अनुपात लागू किया गया है।

नियंत्रण अवधि के दौरान प्राप्त निवेश का ब्योरा नीचे दिया गया है :

**तालिका 51 : वित्त वर्ष 2007–08 के लिए शुरूआती सीडब्ल्यूआईपी में से निवेश का पूंजीकरण**

| विवरण | यूओएम | विव 2007-08 | विव 2008-09 | विव 2009-10 |
|---|---|---|---|---|
| अतिरिक्त निवेश का पूंजीकरण | करोड़ रु | 167.73 | 321.67 | 21.67 |
| वित्त साधन | करोड़ रु | | | |
| उपभोक्ता अंशदान | करोड़ रु | 20.67 | 10.67 | 2.79 |
| ऋण | करोड़ रु | 102.94 | 217.70 | 13.21 |
| **इक्विटी** | **करोड़ रु** | **44.12** | **93.30** | **5.66** |

चूंकि विव 2007–08 की आरंभिक सीडब्ल्यूआईपी का सिर्फ विव 2009–10 तक ही पूंजीकरण किया गया है और विव 2007–08 की आरंभिक सीडब्ल्यूआईपी का विव 2010–11 तथा विव 2011–12 के दौरान पूंजीकरण नहीं किया गया, लिहाजा विव 2006–07 तक प्राप्त राशि के विव 2010–11 और विव 2011–12 के दौरान किए गए पूंजीकरण पर ही विव 2007–08 से आगे के लिए नए निवेश के लिए पूंजीकरण के वित्त पोषण हेतु विचार किया गया है। नए निवेश से पूंजी निवेश के वित्त पोषण का ब्योरा निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 52 : नए निवेश से पूंजी निवेश**

| विवरण | यूओएम | विव 2007-08 | विव 2008-09 | विव 2009-10 | विव 2010-11 | विव 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **ताजा निवेश का पूंजीकरण** | करोड़ रु | 37.26 | 360.87 | 284.65 | 290.98 | 213.37 |
| **वित्त के साधन** | करोड़ रु | | | | | |
| **उपभोक्ता अंशदान** | करोड़ रु | 2.64 | 38.62 | 39.61 | 56.71 | 13.33 |
| **आंतरिक अभिवृद्धियां** | करोड़ रु | 10.38 | 96.67 | 73.51 | 70.28 | 60.01 |
| **वाणिज्यिक कर्ज** | करोड़ रु | 24.23 | 225.57 | 171.53 | 163.99 | 140.02 |

कामकाजी पूंजी हासिल करने के बारे में माननीय एपीटीईएल ने 2008 की अपील संख्या 52 पर अपने दिनांक 31 मई, 2011 के निर्णय में कामकाजी पूंजी के वित्तपोषण के लिए 70:30 का ऋण–इक्विटी अनुपात ध्यान में रखते हुए नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के औसत लागत की वेटेज की नए सिरे से गणना करने का आदेश दिया था।
माननीय आयोग ने अपने 26 अगस्त 2011 के शुल्क आदेश में जो व्यवस्था दी थी वह इस प्रकार है:

"3.79 आयोग ने माननीय एटीई के पूंजी पर रिटर्न के लिए संबद्ध वर्षों में रेगुटलेटेड रेट बेस के आधार पर कामकाजी पूंजी के 70:30 के ऋण–इक्विटी अनुपात के आदेश के खिलाफ अपील पर जाने का निर्णय लिया है। लिहाजा आयोग ने इस बारे में एटीई के निर्णय को लागू नहीं किया।"

चूंकि माननीय एपीटीईएल के फैसले के क्रियान्वयन पर किसी प्रकार की रोक नहीं लगायी गई है, लिहाजा याचिकाकर्ता ने ऋण/इक्विटी के 70:30 अनुपात के मुताबिक कार्यशील पूंजी के वित्त पोषण पर विचार किया है।

कार्यशील पूंजी के वित्त पोषण का विवरण निम्नानुसार है :

**तालिका 53 : कार्यशील पूंजी का वित्त पोषण**

| विवरण | विव 2007-08 | विव 2008-09 | विव 2009-10 | विव 2010-11 | विव 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|
| डब्ल्यू सी में परिवर्तन | 234.97 | 59.86 | -1.97 | -7.09 | **41.81** |
| वित्त के साधन | | | | | |
| इक्विटी | 70.49 | 17.96 | -0.59 | -2.13 | **12.54** |
| ऋण | 164.48 | 41.90 | -1.38 | -4.96 | **29.27** |

इसके अलावा, याचिकाकर्ता ने शुरूआती ऋण शेष के 1/10वें भाग की अदायगी हर साल करने पर विचार किया है। संबंधित वर्षों के दौरान शुरूआत और अंत में बकाया ऋण राशि का ब्योरा निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

## तालिका 54 : औसत ऋण बकाया की गणना

| विवरण | यूओएम | प्रारंभ | जोड़ | अदायगी | समापन | औसत |
|---|---|---|---|---|---|---|
| वित्त 2002-03 | करोड़ रु | 690 | 1 | 69 | 622 | **656** |
| वित्त 2003-04 | करोड़ रु | 622 | 19 | 62 | 579 | **600** |
| वित्त 2004-05 | करोड़ रु | 579 | 221 | 58 | 742 | **660** |
| वित्त 2005-06 | करोड़ रु | 742 | 359 | 74 | 1026 | **884** |
| वित्त 2006-07 | करोड़ रु | 1026 | 96 | 103 | 1020 | **1023** |
| वित्त 2007-08 | करोड़ रु | 1020 | 292 | 102 | 1209 | **1115** |
| वित्त 2008-09 | करोड़ रु | 1209 | 485 | 121 | 1574 | **1392** |
| वित्त 2009-10 | करोड़ रु | 1574 | 183 | 157 | 1600 | **1587** |
| वित्त 2010-11 | करोड़ रु | 1600 | 159 | 160 | 1599 | **1599** |
| वित्त 2011-12 | करोड़ रु | 1599 | 169 | 160 | 1608 | **1603** |

इसी प्रकार संबंधित वर्षों के दौरान विचारणीय औसत शेष के साथ शुरूआती और समापन इक्विटी शेष का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

## तालिका 55 : औसत इक्विटी शेष की गणना

| विवरण | यूओएम | प्रारंभ | जोड़ | समापन | औसत |
|---|---|---|---|---|---|
| वित्त 2002-03 | करोड़ रु | 460 | 1 | 461 | **460** |
| वित्त 2003-04 | करोड़ रु | 461 | 0 | 461 | **461** |
| वित्त 2004-05 | करोड़ रु | 461 | 95 | 555 | **508** |
| वित्त 2005-06 | करोड़ रु. | 555 | 154 | 709 | **632** |
| वित्त 2006-07 | करोड़ रु | 709 | 41 | 750 | **729** |
| वित्त 2007-08 | करोड़ रु | 750 | 125 | 875 | **813** |
| वित्त 2008-09 | करोड़ रु | 875 | 208 | 1083 | **979** |
| वित्त 2009-10 | करोड़ रु | 1083 | 79 | 1162 | **1122** |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| विवरण | यूओएम | प्रारंभ | जोड़ | समापन | औसत |
|---|---|---|---|---|---|
| विव 2010-11 | करोड़ रु | 1162 | 68 | 1230 | **1196** |
| विव 2011-12 | करोड़ रु | 1230 | 73 | 1302 | **1266** |

लिहाजा, उपरोक्त तालिका में दर्शाए कए इक्विटी जोड़ को याचिका में आगे गणना के लिए आधार बनाया गया है.

### 3.14 अवमूल्यन

अवमूल्यन के समायोजन के लिए, एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 4.16 (b) (ii) में निम्न प्रावधान किया गया है :
"ट्रू–अप

4.16 विभिन्न नियंत्रण योग्य तथा अनियंत्रणयोग्य मानकों का समायोजन निम्न सिद्धांतानुसार किया जाएगा :
...
(b) चूंकि प्रथम एमवाईटी नियंत्रण अवधि बीत चुकी है, लिहाजा अवमूल्यन और आरओसीई को नियंत्रण अवधि के अंत में समायोजित किया जाएगा (बलपूर्वक), याचिकाकर्ता अब एमवाईटी नियंत्रण अवधि के दौरान मौजूदा जीएफए तथा वास्तविक पूंजीकरण (परिसंपत्तियां जोड़े जाने पर) के चलते वास्तविक अवमूल्यन को उपलब्ध करा रहा है।

अवमूल्यन की गणना के लिए, एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 5.13 में निम्न प्रावधान किया गया है :

5.13 "नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए अवमूल्यन की गणना उस वर्ष के विनियमित दर आधार की गणना के लिए विचारणीय स्थिर परिसंपत्तियों की मूल लागत के मुताबिक की जाएगी;

बशर्ते अवमूल्यन की मंजूरी ऐसी किसी परिसंपत्ति पर नहीं दी जाएगी जिसके लिए किसी भी प्रकार की सब्सिडी/अनुदान मिला हो।
..."

उक्त उपबंध के अनुसार, याचिकाकर्ता ने विव 2006–07 तक सीडब्ल्यूआईपी तथा नियंत्रण अवधि के दौरान संबंधित वर्षों में किए गए ताजा निवेश में से पूंजीकरण की मद पर अवमूल्यन की गणना की है।

चूंकि विव 2002–03 से विव 2011–12 तक प्राप्त वास्तविक उपभोक्ता योगदान और उसके पूंजीकरण का ब्योरा उपलब्ध है, लिहाजा याचिकाकर्ता ने विव 2006–07 तक शुरूआती डब्ल्यूआईपी में से किए गए पूंजीकररण पर, नियंत्रण अवधि के दौरान अवमूल्यन की गणना हेतु शुद्ध राशि की गणना की है। इसका विवरण निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 56 : विव 2006–07 तक आरंभिक डब्ल्यूआईपी में से शुद्ध पूंजीकरण**

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| वित्त वर्ष के दौरान कुल पूंजीकरण | करोड़ रु | 167.73 | 321.67 | 21.67 | 0.00 | 0.00 |
| उपभोक्ता अंशदान पूंजीकरण | करोड़ रु | 20.67 | 10.67 | 2.79 | 2.55 | 0.18 |
| अनुदान एवं सब्सिडी | करोड़ रु | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| नामंजूरी | करोड़ रु | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **शुद्ध पूंजीकरण** | करोड़ रु | **147.06** | **311.00** | **18.88** | **-2.55** | **-0.18** |

इसके अलावा, नियंत्रण अवधि में अवमूल्यन की गणना के लिए विचारणीय शुद्ध राशि जिसे नियंत्रण अवधि में नए निवेश में से लिया गया है, की गणना निम्नानुसार है :

**तालिका 57 : नियंत्रण अवधि के दौरान नए निवेश में से शुद्ध पूंजीकरण**

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| वित्त वर्ष के दौरान कुल पूंजीकरण | करोड़ रु | 159.02 | 470.02 | 284.65 | 290.98 | 213.37 |
| उपभोक्ता अंशदान पूंजीकरण | करोड़ रु | 2.64 | 38.62 | 39.61 | 54.16 | 13.15 |
| अनुदान एवं सब्सिडी | करोड़ रु | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| नामंजूरी | करोड़ रु | 121.76 | 109.15 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **शुद्ध पूंजीकरण** | करोड़ रु | 34.62 | 322.25 | 245.04 | 236.82 | 200.22 |

शुद्ध पूंजीकरण को अंकेक्षित खातों में परिसंपत्तियों को जोड़े जाने के हिसाब से श्रेणीगत परिसंपत्तियों में बांटा गया है। नियंत्रण अवधि के दौरान अवमूल्यन की गणना के लिए एमवाईटी विनियमन, 2007 में उपलब्ध संलग्नक के मुताबिक अवमूल्यन दरों पर विचार किया गया है। अवमूल्यन दरों की गुणना निम्न तालिका में दी जा रही है :

**तालिका 58 : अवमूल्यन की गणना के लिए विचारणीय अवमूल्यन दरें**

| क्र सं | विवरण | प्रतिशत |
|---|---|---|

| क्र सं | विवरण | प्रतिशत |
|---|---|---|
| 1 | ट्रांसफॉर्मर >100KVA | 3.60% |
| 2 | ट्रांसफॉर्मर <100KVA | 3.60% |
| 3 | स्विचगीयर | 3.60% |
| 4 | लाइटनिंग अरेस्टर | 3.60% |
| 5 | बैटरियां | 18.00% |
| 6 | भूमिगत केबल | 2.57% |
| 7 | ओवरहैड तारें | 3.60% |
| 8 | ऊर्जा मीटर | 6.00% |
| 9 | वाहन | 18.00% |
| 10 | फर्नीचर एवं फिक्सचर | 6.00% |
| 11 | कार्यालय उपकरण | 6.00% |
| 12 | कंप्यूटर | 6.00% |
| 13 | मोटर/पंप आदि | 6.00% |
| 14 | संचार उपकरण | 6.00% |
| 15 | ऑफिस तथा शोरूम | 1.80% |
| 16 | अस्थायी निर्माण | 18.00% |
| 17 | पक्की सड़कें | 1.80% |
| 18 | दोष निर्धारण एवं निपटारे के काम आने वाले उपकरण | 18.00% |
| 19 | विविध उपकरण | 3.60% |

अवमूल्यन की गणना परिसंपत्तियों के औसत के आधार पर, श्रेणीगत आरंभिक जीएफए तथा समापन जीएफए को ध्यान में रखते हुए इस मान्यता के मुताबिक की गई है कि परिसंपत्तियों को वर्ष के मध्य में जोड़ा गया है। एमवाईटी नियंत्रण अवधि के दौरान ट्रूइंग–अप के निर्धारण के लिए अवमूल्यन का विवरण निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 59 : नियंत्रित अवधि के दौरान अवमूल्यन**



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| विवरण | यूओएम | वित्त 2007-08 | वित्त 2008-09 | वित्त 2009-10 | वित्त 2010-11 | वित्त 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| आरंभिक जीएफए | करोड़ रु | 1917.66 | 2099.34 | 2732.58 | 2996.50 | **3230.77** |
| वित्त वर्ष 07 तक आरंभिक डब्ल्यूआईपी से शुद्ध पूंजीकरण | करोड़ रु | 147.06 | 311.00 | 18.88 | -2.55 | **-0.18** |
| नए निवेश से शुद्ध पूंजीकरण | करोड़ रु | 34.62 | 322.25 | 245.04 | 236.82 | **200.22** |
| समापन जीएफए | करोड़ रु | 2099.34 | 2732.58 | 2996.50 | 3230.77 | **3430.81** |
| वित्त वर्ष के दौरान अवमूल्यन | करोड़ रु | 72.61 | 88.82 | 106.11 | 115.25 | **123.77** |
| वित्त वर्ष तक संचित अवमूल्यन | करोड़ रु | 917.79 | 990.41 | 1079.23 | 1185.34 | **1300.59** |

### 3.15 अवमूल्यन का उपचार

अवमूल्यन की गणना के लिए, एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध – 5.13 में निम्न प्रावधान किया गया है :

" 5.13 प्रत्येक वर्ष के लिए क्षरण की गणना नियंत्रण अवधि में स्थिर संपदा की मूल राशि के आधार पर होगी जिसे रेगुलेटेड रेट बेस की गणना के लिए विचार किया गया है, शर्त यह है कि किसी प्रकार की पूंजी सब्सिडी/अनुदान की संपदा पर क्षरण की अनुमति नहीं होगी।

इसके अलावा आयोग ने वित्त 2010–11 के लिए, 26 अगस्त 2011 के अपने शुल्क आदेश में कहा: "3.39 आयोग का कहना है कि एमवाईटी नियंत्रण अवधि में अनुदान और उपभोक्ता अंशदान पर क्षरण की अनुमति गलत दी गई है। (वित्त 2007–08 से 2010–11)"

माननीय एपीटीईएल के समक्ष हमारी अपील को प्रभावित किए बिना, माननीय आयोग ने उपभोक्ता अंशदान, सब्सिडी और पूंजीगत अनुदान पर क्षरण की अनुमति नहीं दी है। माननीय आयोग ने सिर्फ इक्विटी और कर्ज की संपदा पर ही क्षरण की अनुमति दी है।

माननीय आयोग ने उपभोक्ता अंशदान, सब्सिडी और पूंजीगत अनुदान पर क्षरण की अनुमति नहीं दी है। आयोग ने सिर्फ इक्विटी और कर्ज की संपदा पर ही क्षरण की अनुमति दी।

इसके अलावा रेगुलेटेड रेट बेस के लिए आयोग ने जीएफए ओपनिंग पर क्षरण की राशि काट ली है और वर्ष के दौरान पूंजीकरण पर भी ऐसा ही किया है। इस तरह रेगुलेटेड इक्विटी बेस भी संपदा क्षरण के साथ घट रहा है। इस वजह से पूरी राशि को कर्ज की अदायगी पर भी नहीं लगाया जा पा रहा है। इक्विटी सिद्धांत के अनुसार इक्विटी से मिले फंड सीधे कंपनी के मुक्त भंडार में जाने चाहिएं। अतिरिक्त क्षरण आरआरबी या वेटेड एवरेज कॉस्ट ऑफ कैपिटल (डब्ल्यूसीसी) में परिलक्षित होनी चाहिए।

माना कि 100 रु की संपदा 30 रु की इक्विटी और 70 रु की उधारी से आई है और इसमें उपभोक्ता का अंशदान नहीं है। यदि क्षरण दर 5 प्रतिशत हो तो पहले वर्ष में ऑपरेशन 5 रु है और नेट संपदा कीमत 95 रु हुई। अब कर्ज पर ब्याज दस प्रतिशत है और इक्विटी पर रिटर्न दर 16 प्रतिशत है। इस तरह वेटेड एवरेज कॉस्ट ऑफ कैपिटल 11.80 प्रतिशत हुई., {(70 X 10 + 30 X 16)/ (70+30)}%. यह डब्ल्यूसीसी दर क्षरित संपदा यानी 95 रु पर लागू होगी और इस पूरी राशि को कर्ज की अदायगी पर लगाया जाएगा जबकि सच यह है कि क्षरित मूल्य में 1.50 रु की इक्विटी (Rs. 30% X 5= 1.5) शामिल है। संपदा में लगाई गई यह इक्विटी मुक्त भंडार में जानी चाहिए और इससे कर्ज की अदायगी नहीं होनी चाहिए। यही राशि या कंपनी के इक्विटी आधार में दिखनी चाहिए या इस क्षरण को आरआरबी में से नहीं काटा जाना चाहिए। पूरी क्षरित राशि को कर्ज की अदायगी में लगाने से कंपनी को कम रिटर्न मिल रहा है और यह शुल्क नीति के सिद्धांत के विपरीत है जिसमें इस क्षेत्र में निवेश को बढ़ावा देने की बात कही गई है।

उपरोक्त तरीके के अनुसार याचिकाकर्ता ने क्षरण राशि से इक्विटी में 30 प्रतिशत तक की बढ़ोत्तरी पर विचार किया है। इस तरह कुल राशि का 70 प्रतिशत ही कर्ज अदायगी के लिए सोचा गया है। क्षरण का यह विघटन नीचे की तालिका में है।

**तालिका 60 : अवमूल्यन का प्रयोग**

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2006-07 तक | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| अवमूल्यन राशि | करोड़ रु | 917.79 | 72.61 | 88.82 | 106.11 | 115.25 | 123.77 |
| ऋण अदायगी के लिए प्रयुक्त | करोड़ रु | 642.46 | 50.83 | 62.17 | 74.28 | 80.67 | 86.64 |
| मुक्त आरक्षित राशि के लिए प्रयुक्त | करोड़ रु | 275.34 | 21.78 | 26.65 | 31.83 | 34.57 | 37.13 |

## 3.16 अवमूल्यन के संदर्भ में अग्रिम

एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध – 5.18 में के अनुसार :

"5.18 स्वीकारयोग्य अवमूल्यन के अलावा, वितरण लाइसेंसी अवमूल्यन के संदर्भ अग्रिम पाने का भी पात्र होगा, जिसकी गणना निम्नानुसार की जाएगी :

AAD= ऋण (जो कि पूंजीगत व्यय के लिए लिया गया) अदायगी राशि जो कि ऋण अदायगी अवधि पर आधारित है, जो कि इन विनियमनों के आधार पर की गई गणना के मुताबिक ऋण राशि के 1/10वें भाग घटा अवमूल्यन की ऊपरी सीमा तक ही हो सकता है;

बशर्ते, अवमूल्यन के विरुद्ध अग्रिम उसी स्थिति में मंजूर होगा जबकि एक वर्ष विशेष में चक्रवृद्धि अदायगी उस वर्ष तक के चक्रवृद्धि अवमूल्यन से अधिक होगी,''

..."

अवमूल्यन के विरुद्ध अग्रिम (AAD) की गणना उपरोक्त उपबंध के मुताबिक, ऋणों की अदायगी के लिए विव 2007–08 से विव 2011–12 तक की गई है :

**तालिका 61 : अवमूल्यन के संदर्भ में अग्रिम**

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ऋण का 1/10वां **(A)** | करोड़ रु | 114.69 | 159.02 | 177.49 | 193.89 | **207.89** |
| ऋण अदायगी **(B)** | करोड़ रु | 101.97 | 114.69 | 159.02 | 177.49 | **193.89** |
| **A** एवं **B** का न्यूनतम | करोड़ रु | 101.97 | 114.69 | 159.02 | 177.49 | **193.89** |
| एपीआर के अनुसार अवमूल्यन जिसे ऋण अदायगी के लिए निर्धारित किया गया | करोड़ रु | 50.83 | 62.17 | 74.28 | 80.67 | **86.64** |
| अवमूल्यन के मुकाबले (A,B) का न्यूनतम जो कि अतिरिक्त रहा | करोड़ रु | 51.14 | 52.51 | 84.74 | 96.82 | **107.25** |
| संचित अदायगी **(C)** | करोड़ रु | 467.83 | 582.52 | 741.53 | 919.02 | **1,112.91** |
| संचित अवमूल्यन **(D)** | करोड़ रु | 693.28 | 755.46 | 829.74 | 910.41 | **1005.66** |
| **(D)** के मुकाबले **(C)** की अधिकता | करोड़ रु | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.61 | **107.25** |
| **AAD** | **करोड़ रु** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **8.61** | **107.25** |

उपरोक्त एएडी को दो भागों में बांटा गया है – ऋण अदायगी तथा मुक्त आरक्षित निधि के तौर पर जिसका विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 62 : अवमूल्यन के संदर्भ में अग्रिम का इस्तेमाल**

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| AAD **की राशि** | करोड़ रु | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.61 | 107.25 |
| मुक्त आरक्षित निधि के लिए उपलब्ध | करोड़ रु | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.58 | 32.18 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ऋणों की अदायगी के लिए उपलब्ध | **करोड़ रु** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **6.03** | **75.08** |

## 3.17 डब्ल्यूएसीसी की गणना के लिए संशोधित इक्विटी आधार

उपरोक्त के संदर्भ में, वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 तक इक्विटी आधार को निम्न तालिका में दर्शाया गया है :

### तालिका 63 : संशोधित इक्विटी आधार

| विवरण | यूओएम | आरंभ | जोड़ | अवमूल्यन के संदर्भ में जोड़ और एएडी, यदि हो तो | समापन | औसत |
|---|---|---|---|---|---|---|
| विव 2002-03 | करोड़ रु | 460 | 1 | | 461 | **460** |
| विव 2003-04 | करोड़ रु | 461 | 0 | | 461 | **461** |
| विव 2004-05 | करोड़ रु | 461 | 95 | 275* | 555 | **508** |
| विव 2005-06 | करोड़ रु | 555 | 154 | | 709 | **632** |
| विव 2006-07 | करोड़ रु | 709 | 41 | | 1025 | **867** |
| विव 2007-08 | करोड़ रु | 1025 | 125 | 22 | 1172 | **1099** |
| विव 2008-09 | करोड़ रु | 1172 | 208 | 27 | 1407 | **1290** |
| विव 2009-10 | करोड़ रु | 1407 | 79 | 32 | 1517 | **1462** |
| विव 2010-11 | करोड़ रु | 1517 | 68 | 37 | 1623 | **1570** |
| विव 2011-12 | करोड़ रु | 1623 | 73 | 69 | 1764 | **1693** |

*नोट - विव 08 में आरंभिक इक्विटी आधार की गणना के लिए विव 08 तक जमा अवमूल्यन से संबंधित इक्विटी पर विचार किया गया

इस प्रकार उपरोक्त तालिका में दर्शायी गई इक्विटी को डब्ल्यूएसीसी के निर्धारण का आधार बनाया गया है।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## 3.18 डब्ल्यूएसीसी का निर्धारण

आयोग ने पूंजी की वेटेड औसत लागत की गणना हेतु अपने एमवाईटी आदेश में ऋणों पर 9.50% की बयाज दर पर विचार किया है।

चूंकि एमवाईटी नियंत्रण अवधि बीत चुकी है, लिहाजा विव 2007–08 से विव 2011–12 के दौरान पूंजी व्यय के लिए धनराशि जुटाने के वास्ते जुटायी गए कैपेक्स लोन पर वास्तविक ब्याज दर अब उपलब्ध है। याचिकाकर्ता को परिचालनों को सुगम बनाए रखने के लिए ऋण उठाना पड़ा ताकि विभिन्न मदों पर नामंजूरियों और आयोग द्वारा गठित भारी नियामक परिसंपत्तियों के चलते नकदी प्रवाह संबंधी चुनौतियों से निपटा जा सके। याचिकाकर्ता यह समझता है कि डब्ल्यूएसीसी इक्विटी पर मुनाफे की दर और पूंजी व्यय संबंधी आवश्यकता को पूरा करने के लिए उगाही गई ऋण राशि पर देय ब्याज दर पर निर्भर है। लिहाजा, डब्ल्यूएसीसी की गणना के लिए याचिकाकर्ता ने विव 2007–08 से विव 2011–12 तक उठाए कैपेक्स लोन की पहचान की है और उसके मुताबिक ही ब्याज दरों की गणना भी की गई है। याचिकाकर्ता ने संबंधित वित्त वर्षों में ऋण पर निम्न ब्याज दरों पर विचार किया है :

### तालिका 64 : पूंजी व्यय के लिए ऋण पर ब्याज दर

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ऋण पर ब्याज दर | % | 10.30% | 11.12% | 11.44% | 12.21% | 14.14% |

इक्विटी पर रिटर्न के बारे में याचिकाकर्ता ने इक्विटी पर रिटर्न की दर वही तय की है जो माननीय आयोग ने अपने शुल्क आदेश में तय की थी, यानी मुनाफे की गणना के लिए 14 प्रतिशत और सप्लाई लाभ समेत सकल मुनाफे पर 16 प्रतिशत। डब्ल्यूएसीसी की गणना के लिए इक्विटी पर ब्याज दर और रिटर्न की दर औसत शेष ऋण पर लागू की गई है और इक्विटी की गणना सारणी 45 और सारणी 46 में दी गई है। विव 2007–08 से 2011–12 तक की पूंजी पर वेटेज औसत लागत का विवरण नीचे दिया जा रहा है:

### तालिका 65 : वेटेड औसत पूंजी लागत (वेटेड एवरेज कॉस्ट ऑफ कैपिटल – डब्ल्यूएसीसी) का निर्धारण

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| इक्विटी | करोड़ रु | 1098.84 | 1289.51 | 1462.01 | 1569.88 | 1693.46 |
| ऋण | करोड़ रु | 1114.55 | 1391.51 | 1586.63 | 1599.16 | 1603.40 |
| इक्विटी पर मुनाफे की दर | % | 14.00% | 14.00% | 14.00% | 14.00% | 14.00% |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ऋण पर मुनाफे की दर | % | 10.30% | 11.12% | 11.44% | 12.21% | 14.14% |
| **डब्ल्यूएसीसी** | **%** | **12.14%** | **12.50%** | **12.67%** | **13.10%** | **14.07%** |

उपरोक्त तालिका में दर्शाए गई पूंजी की वेटेड औसत कीमत को आगे गणना का आधार बनाया गया है।

## 3.19 कार्यशील पूंजी की आवश्यकता

एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 5.37 में प्रथम नियंत्रण अवधि के दौरान आवश्यक कार्यशील पूंजी की गणना की विधि दी गई है जिसके अनुसार –

"4.16 बिजली की खुदरा आपूर्ति के लिए कार्यशील पूंजी में शामिल होगा –

बिजली की बिक्री से प्राप्त होने वाला दो महीने का राजस्व; तथा

एक माह का परिचालन एवं रखरखाव व्यय

घटा : एक माह की बिजली खरीद लागत

चूंकि कार्यशील पूंजी में बदलाव भी आरओसीई की गणना के लिए इस्तेमाल में आता है। याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 तक की कार्यशील पूंजी की गणना उपरोक्त उपबंध में बतायी गई विधिनुसार की है। वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 तक की कार्यशील पूंजी का विवरण निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 66 : नियंत्रण अवधि के दौरान कार्यशील पूंजी की आवश्यकता**

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ओ एवं एम व्यय | करोड़ रु | 281.40 | 318.26 | 476.21 | 417.04 | 427.88 |
| आर एवं एम व्यय | करोड़ रु | 72.08 | 90.84 | 110.04 | 129.57 | 139.73 |
| ए एवं जी व्यय | करोड़ रु | 65.31 | 68.35 | 71.54 | 74.88 | 75.24 |
| कर्मचारी व्यय | करोड़ रु | 144.01 | 159.07 | 294.63 | 212.59 | 212.91 |
| ओ एवं एम व्यय का 1/12वां | करोड़ रु | 23.45 | 26.52 | 39.68 | 34.75 | 35.66 |
| | | | | | | |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **प्राप्तियां** | | | | | | |
| टैरिफ एवं शुल्क से प्राप्त वार्षिक राजस्व | करोड़ रु | 2889.99 | 3222.70 | 3594.46 | 3980.20 | 4584.05 |
| दो माह के औसत के बराबर प्राप्तियां | करोड़ रु | 481.67 | 537.12 | 599.08 | 663.37 | 764.01 |
| | | | | | | |
| विद्युत खरीद व्यय | करोड़ रु | 2379.53 | 2363.54 | 3288.69 | 4086.10 | 4802.88 |
| घटा - विद्युत क्रय व्यय का 1/12वां | करोड़ रु | 198.29 | 196.96 | 274.06 | 340.51 | 400.24 |
| | | | | | | |
| **कुल कार्यशील पूंजी** | **करोड़ रु** | **306.82** | **366.68** | **364.70** | **357.61** | **399.43** |

याचिकाकर्ता ने नियंत्रण अवधि के लिए आरओसीई की गणना के वास्ते उपरोक्त तालिका में दर्शायी कार्यशील पूंजी को आधार बनाया है।

## 3.20 विनियमित मुनाफा आधार (रैग्यूलेटेड रिटर्न बेस – आरआरबी)

एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 5.8 में दी गई आरआरबी की गणना की विधि के अनुसार, याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान आरआरबी की गणना की है जिसे नीचे तालिका में दिया गया है :

### तालिका 67 : वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 तक विनियमित रिटर्न बेस

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2006-07 | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ओजीएफए | करोड़ रु | 2030.14 | | | | | |
| कार्यशील पूंजी का प्रारंभिक शेष | करोड़ रु | 71.85 | | | | | |
| संचित अवमूल्यन | करोड़ रु | 917.79 | | | | | |
| संचित उपभोक्ता अंशदान | करोड़ रु | 112.48 | | | | | |
| **आरबारबी (आरंभिक)** | करोड़ रु | | 1071.72 | 1415.75 | 2020.03 | 2175.87 | 2279.19 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2006-07 | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ΔAB (विनियमित दर आधार में बदलाव) | करोड़ रु | | 109.06 | 544.43 | 157.81 | 110.41 | 30.98 |
| पूंजी निवेश | करोड़ रु | | 204.99 | 682.54 | 306.32 | 290.98 | 213.37 |
| अवमूल्यन | करोड़ रु | | 72.61 | 88.82 | 106.11 | 115.25 | 123.77 |
| एएडी | करोड़ रु | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.61 | 107.25 |
| उपभोक्ता अंशदान | करोड़ रु | | 23.31 | 49.29 | 42.40 | 56.71 | 13.33 |
| डब्ल्यूसी में बदलाव | करोड़ रु | | 234.97 | 59.86 | 1.97 | 7.09 | 41.81 |
| आरआरबी (समापन) | करोड़ रु | 1071.72 | 1415.75 | 2020.03 | 2175.87 | 2279.19 | 2290.02 |
| आरआरबी (i) | करोड़ रु | | 1361.22 | 1747.82 | 2096.96 | 2223.98 | 2305.51 |

आरआरबी की गणना के लिए, याचिकाकर्ता ने दिनांक 26 अगस्त, 2011 के टैरिफ आदेश के अनुसारण में आरंभिक जीएफए, कार्यशील पूंजी के आरंभिक शेष और संचित अवमूल्यन का संदर्भ लिया है। उपभोक्ता अंशदान के लिए, याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2006–07 तक प्राप्त वास्तविक उपभोक्ता अंशदान का संदर्भ लिया है। इसके अलावा, वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 की अवधि में प्राप्त उपभोक्ता अंशदान, पूंजी निवेश और अवमूल्यन के बारे में इस याचिका के खंड 3.17 में चर्चा की गई है।

याचिकाकर्ता ने आरओसीई की गणना के लिए उपरोक्त तालिका में वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 की अवधि की आरआरबी को दर्शाया गया है।

## 3.21 पूंजी पर हुआ मुनाफा

जहां तक वास्तविक मुनाफे का प्रश्न है, एमवाईटी नियमन, 2007 के खंड 4.16(बी) में कहा गया है कि:

"नियंत्रित और अनियंत्रित मानकों के हिसाब से ट्रू–अप का निर्धारण निंम्न सिद्धांत के अनुसार किया जाएगा–

(बी) क्षरण और मुनाफे को ट्र–अप नियंत्रण अवधि की समाप्ति (विशेष जोर) पर किया जाएगा क्योंकि पहली एमवाईटी अवधि पहले ही पूरी हो चुकी है, और याचिकाकर्ता एमवाईटी नियंत्रण अवधि के दौरान वास्तविक पूंजीकरण के आधार पर मुनाफे की गणना कर रहा है।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

तालिका 68 : पूंजी निवेश पर मुनाफे का निर्धारण

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| इक्विटी | करोड़ रु | 1098.84 | 1289.51 | 1462.01 | 1569.88 | 1693.46 |
| ऋण | करोड़ रु | 1114.55 | 1391.51 | 1586.63 | 1599.16 | 1603.40 |
| इक्विटी पर मुनाफे की दर | % | 14.00% | 14.00% | 14.00% | 14.00% | 14.00% |
| ऋण पर मुनाफे की दर | % | 10.30% | 11.12% | 11.44% | 12.21% | 14.14% |
| डब्ल्यूएसीसी | % | 12.14% | 12.50% | 12.67% | 13.10% | 14.07% |
| आरआरबी (i) | करोड़ रु | 1361.22 | 1747.82 | 2096.96 | 2223.98 | 2305.51 |
| आरओसीई | **करोड़ रु** | **165.21** | **218.55** | **265.64** | **291.29** | **324.34** |

याचिकाकर्ता नियंत्रण अवधि के दौरान, उपरोक्त औचित्य के परिप्रेक्ष्य में निम्न तालिका 106 में शामिल आरओसीई को माननीय आयोग से समायोजित करने का अनुरोध करता है।

## 3.22 सप्लाई मार्जिन का निर्धारण

एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 5.39 में एमवाईटी अवधि में खुदरा आपूर्ति कारोबार के वास्ते खुदरा आपूर्ति मार्जिल का प्रावधान किया गया है। एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 5.39 में निम्न व्यवस्था है :

"5.39 आयोग खुदरा आपूर्ति मार्जिन को इस प्रकार से तय करेगा कि व्हीलिंग कारोबार और खुदरा आपूर्ति कारोबार से मिलने वाला मुनाफा इक्विटी के 16% से अधिक नहीं होगा।"

याचिकाकर्ता इस तथ्य से परिचित है कि एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 4.16 (b) के अनुसार नियंत्रण अवधि की समाप्ति पर सप्लाई मार्जिन को आओसीई के साथ ट्रू–अप करने की आवश्यकता है।

एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 4.16 (b) और उपबंध 5.39 अनुसार, याचिकाकर्ता अब वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 की अवधि के दौरान सप्लाई मार्जिन संबंधी गणना कर रहा है जो कि जो कि वास्तविक आरआरबी पर आधारित है और जिसे खंड 3.17 में दिया गया है। वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 की अवधि की सप्लाई मार्जिन की गणना निम्न तालिका में दी गई है :

तालिका 69 : वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 तक सप्लाई मार्जिन की गणना



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| इक्विटी | करोड़ रु | 1098.84 | 1289.51 | 1462.01 | 1569.88 | **1693.46** |
| ऋण | करोड़ रु | 1114.55 | 1391.51 | 1586.63 | 1599.16 | **1603.40** |
| इक्विटी पर मुनाफे की दर | % | 14.00% | 14.00% | 14.00% | 14.00% | **14.00%** |
| ऋण पर मुनाफे की दर | % | 10.30% | 11.12% | 11.44% | 12.21% | **14.14%** |
| डब्ल्यूएसीसी | % | 12.14% | 12.50% | 12.67% | 13.10% | **14.07%** |
| आरआरबी **(i)** | करोड़ रु | 1361.22 | 1747.82 | 2096.96 | 2223.98 | **2305.51** |
| आरओसीई | करोड़ रु | 165.21 | 218.55 | 265.64 | 291.29 | **324.34** |
| डब्ल्यूएसीसी | % | 13.13% | 13.47% | 13.63% | 14.09% | **15.10%** |
| आरओसीई | करोड़ रु | 178.72 | 235.36 | 285.75 | 313.32 | **348.03** |
| **सप्लाई मार्जिन** | **करोड़ रु** | **13.52** | **16.81** | **20.11** | **22.03** | **23.68** |

याचिकाकर्ता नियंत्रण अवधि के दौरान, उपरोक्त औचित्य के परिप्रेक्ष्य में निम्न तालिका 57 में शामिल सप्लाई मार्जिन को माननीय आयोग से समायोजित करने का अनुरोध करता है।

### 3.23 वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2010–11 के दौरान संवहन लागत

संवहन लागत के बारे में माननीय एपीटीईएल ने अपने 30 जुलाई 2010 के निर्णय में कहा है:

''51.....लिहाजा राज्य आयोग को संवहन लागत उस समय के मार्केट कर्ज दर पर देनी चाहिए थी ताकि वितरण कंपनी की कुशलता प्रभावित न हो। राज्य आयोग को साल के अंत में अनुमानित खर्च का वास्तविक समायोजन करना चाहिए। इसलिए हमारी राय में संवहन लागत 9 प्रतिशत तय करना समुचित नहीं है। ऐसे में राज्य आयोग को निर्देश दिया जाता है कि वह संवहन लागत दर पर मौजूदा मार्केट कर्ज दर के आधार पर पुनर्विचार करे और संवहन लागत की अनुमति कर्ज/इक्विटी के 70:30 के अनुपात में दी जाए।

आयोग ने 26 अगस्त 2011 के शुल्क आदेश में कहा:
''3.153 आयोग ने 70:30 के अनुपात में कर्ज/इक्विटी की अनुमति देने के एटीई के फैसले पर अपील करने का निर्णय लिया है। लिहाजा आयोग ने इस बारे में एटीई के निर्णय को लागू नहीं किया है।
इसके अलावा माननीय आयोग द्वारा न्यायाधिकरण के फैसले के खिलाफ 610 दिन की देरी से दायर की गई अपील माननीय सुप्रीम कोर्ट ने खारिज कर दी है। इस स्थिति में यह निवेदन किया

जाता है कि उच्चतम न्यायालय में मामले का निस्तारण होने के बावजूद माननीय न्यायाधिकरण के निर्णय पर, जिस पर किसी तरह की रोक नहीं है, लागू नहीं करना गैर कानूनी और मनमाना है।

चूंकि माननीय सुप्रीम कोर्ट ने मैसर्स एनडीपीएल के मामले में दीवानी अपील खारिज कर दी है, ऐसे में वही अनुपात प्रार्थी पर भी लागू होता है। इतना ही नहीं, चूंकि एटीई के निर्णय पर कोई रोक नहीं है, बीआरपीएल ने ऐसे में संवहन लागत की फंडिंग पर निर्णय के अनुरूप विचार किया है।

विव 2002–03 से विव 2006–07 तक संवहन लागत 9 प्रतिशत मानी गई है। विव 2007–08 के बाद से यह संवहन लागत उन वर्षों में स्टेट बैंक एडवांस रेट के वेटेड एवेरेज के आधार पर आंकी गई और इक्विटी पर रिटर्न का हिसाब एमवाईटी नियमन 2007 के आधार पर लगाया गया।

वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान दरों की गणना निम्न तालिका में दर्शायी गई है :

**तालिका 70 : वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2012–13 के दौरान लागू एसबीआई पीएलआर दरें**

| क्र सं | विवरण | यूओएम | विव 08 | विव 09 | विव 10 | विव 11 | विव 12 | विव 13 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | एसबीआई पीएलआर दरें | % | 12.69% | 12.79% | 11.87% | 12.26% | 14.01% | 14.01% |
| 2 | आरओई दर | % | 16.00% | 16.00% | 16.00% | 16.00% | 16.00% | 16.00% |
| **3** | वेटेड औसत दर | **%** | **13.68%** | **13.75%** | **13.11%** | **13.38%** | **14.61%** | **14.61%** |

## 3.24 अन्य विविध खर्चे

वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान विभिन्न मदों के अंतर्गत विविध खर्चों पर नीचे विचार किया जा रहा है :

### 3.24.1 क्रेडिट रेटिंग

नए बेस 2 मानक के तहत क्रेडिट रेटिंग बैंकिंग लाजिमी हो गई है जिसमें अनरेटेड सुविधाओं पर पूंजी पर्याप्तता आवश्यकता पर 4.5 प्रतिशत की दर से ऊंची लागत मिलेगी।

उपरोक्त के आधार पर प्रार्थी ने क्रेडिट रेटिंग हासिल करने के लिए 28 लाख रु की राशि खर्च की।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

ध्यान रहे कि क्रेडिट रेटिंग वैधानिक जरूरत है और इसमें कोई लागत लाभ का विश्लेषण नहीं है। इसमें आयोग द्वारा तय वार्षिक वृद्धि का भी प्रावधान नहीं है। माननीय आयोग से अनुरोध है कि इस खर्च को अनियंत्रित माना जाए और विव 2011–12 में इसकी अलग से अनुमति हो।

### 3.24.2 प्रशिक्षण व्यय

सीईए द्वारा भारत में बिजली क्षेत्र के लिए बनाई गई राष्ट्रीय प्रशिक्षण नीति (7 जून 2002) में प्रशिक्षण के लिए योजना को एकीकृत मानव संसाधन विकास गतिविधि के तौर पर विकसित करने और सभी को प्रवेश के स्तर पर तथा सेवा के दौरान प्रशिक्षण देने की जरूरत बताई गई है।

इसके अनुरूप याचिकाकर्ता ने अपने कर्मचारियों को प्रशिक्षण देने के लिए सफलतापूर्वक कई प्रशिक्षण सत्र आयोजित किए। कर्मचारियों की जानकारी और दक्षता के स्तर को बढ़ाने में मदद के लिए लर्निंग ऑर्गेनाइजेशन विभाग का गठन किया गया।

मालवीय नगर, विकास पुरी और नेहरू प्लेस में प्रशिक्षण केन्द्र बनाए गए और प्रशिक्षण को 3 भागों में बांटा गया :

- **तकनीकी स्तर :**

एलटी और एचटी मेंटनेंस, श्नाइडर और एबीबी स्विच गीयर्स पर उपकरण प्रशिक्षण, मीटर तकनीक और एनर्जी ऑडिट, ईएचवी मेंटनेंस, ईएचवी प्रोटेक्शन, फॉल्ट रिले की ट्रेनिंग और एसएपी आईएस–यू के बारे में कर्मचारियों की जानकारी को दुरूस्त किया गया।

- **कार्य स्तरः**

डीईआरसी दिशानिर्देशों, नियमों और नियामकों के बारे में प्रशिक्षण, डीटी प्रशिक्षण, प्रोटेक्शन के बारे में जानकारी साझा की गयी। प्रजेंटिंग टू इनफ्लूएंस .सर्टिफिकेशन प्रोग्राम ऑन कम्युनिकेशन एंड प्रजेंटेशन स्किल्स. संपूर्ण बिजली अभियान .डिवीजनों में उपभोक्ताओं को केन्द्र में रखते हुए कार्यसंस्कृति का विकास.

- **व्यावहारिक स्तरः**

टीम वर्क और प्रोत्साहन के लिए कार्यक्रम आयोजित किया गया।

- **नए कर्मचारियों के लिए महीने भर का प्रशिक्षण कार्यक्रम** :

इस कार्यक्रम में नए कर्मचारियों के लिए तकनीकी और व्यावहारिक पहलुओं के बारे में जानकारी देने के लिए क्लासरूम सत्र आयोजित किए गए और साथ ही उन्हें विभिन्न विभागों में जाया गया ताकि वे संस्था के कामकाज से अच्छी तरह वाकिफ हो सकें।

इसे देखते हुए याचिकाकर्ता ने वित्तीय वर्ष 2011–12 में प्रशिक्षण एवं विकास (व्यावहारिक/कार्मिक और तकनीकी) और संबंधित गतिविधियों पर 38 लाख रुपए खर्च किए। राष्ट्रीय प्रशिक्षण नीति के अनुरूप प्रशिक्षण को अनिवार्य कर दिया गया है ओर इस खर्च को याचिकाकर्ता के वार्षिक राजस्व में शामिल किया गया है।

### 3.24.3 उच्चतम न्यायालय के आदेश एसएलपी संख्या 4270/2006 लागू किए जाने के बाद खर्च



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

इस मामले के माननीय उच्चतम न्यायालय के आदेश के बाद याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान 0.19 करोड़ रुपए खर्च किए हैं। यह खर्च दिल्ली इलेक्ट्रिक सप्लाई अंडरटेकिंग (बाद में दिल्ली विद्युत बोर्ड) से जुड़े कर्मचारियों की देनदारी से संबंधित है और 1.7.2002 से पहले की हैं। ये उनकी सेवानिवृत्ति, बर्खास्तगी और अनिवार्य सेवानिवृत्ति से संबंधित है और इनका भुगतान दिल्ली विद्युत सुधार अधिनियम, 2000 के प्रावधानों के तहत किया गया है।

याचिकाकर्ता को माननीय उच्चतम न्यायालय के आदेश के बाद वित्त वर्ष 2011–12 में इस भारी खर्च को वहन करना पड़ और इसलिए वित्त वर्ष 2011–12 के खर्चों का समायोजन करते समय इस पर अलग से विचार करने की जरूरत है।

### 3.24.4 ऑडिटर्स सर्टिफिकेट का खर्च

माननीय आयोग ने विभिन्न खर्चों और राजस्व संबंधी ऑडिट सर्टिफिकेट की मांग की है जिसके परिणामस्वरूप ऑडिटर्स को देय ऑडिट शुल्क में वृद्धि हुई है।

**तालिका 71 : ऑडिटर सर्टिफिकेट का खर्च**

| विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|
| वित्त वर्ष 07 के अंकेक्षित खातों के अनुसार राशि | 0.18 |
| डीईआरसी द्वारा वित्त वर्ष 12 के लिए स्वीकृत राशि | 0.22 |
| वित्त वर्ष 12 के अनुसार अंकेक्षित खातों की राशि | 0.56 |

याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2006–07 के अंकेक्षित खातों के अनुसार 5 वर्ष के लिए राशि के ऊपर 4.6% के मुद्रास्फीति घटक पर विचार किया है। याचिकाकर्ता ने ऑडिटर सर्टिफिकेट की मद पर 0.35 करोड़ रु की अधिक लागत का दावा किया है।

### 3.24.5 लाइसेंस शुल्क

#### a) डीईआरसी को बढ़े हुए लाइसेंस शुल्क का भुगतान

लाइसेंस शर्त के तहत् खंड 12 के अनुसार, याचिकाकर्ता को पिछले वित्त वर्ष की बिल राशि के 0.05% राशि का भुगतान लाइसेंस शुल्क के रूप में करना होता है। चूंकि पिछले वित्त वर्ष में बिक्री और बिल राशि अनियंत्रित प्रकृति की रही है, लिहाजा वित्त वर्ष 2006–07 में माननीय आयोग को लाइसेंस शुल्क के तौर पर किए गए भुगतान की प्रकृति अनियंत्रित ही बनी रही। याचिकाकर्ता द्वारा वित्त वर्ष 2011–12 में बिक्री में वृद्धि, जो कि एमवाईटी विनियमन, 2007 के



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

संदर्भ में अनियंत्रत प्रकृति की है, के चलते बढ़े हुए लाइसेंस शुल्क की राशि निम्न तालिका में दर्शायी गई है :

**तालिका 72 : बढ़ा हुआ लाइसेंस शुल्क (करोड़ रु में )**

| लाइसेंस शुल्क | यूओएम | विव 10-11 | विव 11-12 |
|---|---|---|---|
| बिक्री | एमयू | 3,980 | |
| स्वीकृत लाइसेंस शुल्क | करोड़ रु | | 1.2 |
| वास्तविक खर्च | करोड़ रु | | 1.99 |
| **बढ़ी हुई लागत** | **करोड़ रु** | | **0.79** |

इस प्रकार डीईआरसी को 0.79 करोड़ रु की बढ़ी हुई लाइसेंस फीस अदा की गई।

**b) अदा किया गया लाइसेंस शुल्क**

इसके अलावा, याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2012–13 के दौरान अन्य शीर्षों के अंतर्गत, लाइसेंस फीस के तहत् 3.76 करोड़ रु का व्यय किया है। विवरण इस प्रकार है :

| क्र सं | विवरण | राशि (रु) |
|---|---|---|
| 1 | वित्त वर्ष 12 के लिए टीआरए में भूमि अधिकारों के लिए लाइसेंस किराया | 0.00 |
| 2 | 66/33/11 KV ESS PLO के लिए वित्त वर्ष 12 का लाइसेंस शुल्क | 3.43 |
| 3 | 11 kV ESS सैक्टर 26 पॉकेट बी द्वारका हेतु प्रथम वार्षिक लाइसेंस फीस | 0.04 |
| 4 | डीडीए फ्लैट्स सैक्टर 18बी द्वारका हेतु प्रथम वार्षिक लाइसेंस फीस | 0.23 |
| 5 | एसएफएस फ्लैट्स सैक्टर 9 जसोला हेतु प्रथम वार्षिक लाइसेंस फीस | 0.06 |
| **6** | **कुल** | **3.77** |

लिहाजा, याचिकाकर्ता माननीय आयोग से वित्त वर्ष 11–12 के खर्चों के समायोजन की प्रक्रिया में 4.56 करोड़ रु की लाइसेंस फीस की कुल रकम को भी ध्यानार्थ रखने का अनुरोध करता है।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

### 3.24.6 निविदा खर्च

याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान निविदा की मद में 0.12 करोड़ रु का अतिरिक्त व्यय किया।

**तालिका 73 : बढ़ा हुआ निविदा खर्च (करोड़ रु में)**

| विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|
| वित्त वर्ष 07 के लिए अंकेक्षित खातों के मुताबिक राशि | 0.64 |
| वित्त वर्ष 12 के लिए डीईआरसी द्वारा स्वीकृत राशि | 0.77 |
| **वित्त वर्ष 12 के लिए अंकेक्षित खातों के अनुसार राशि** | **0.89** |

याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2006–07 के अंकेक्षित खातों के अनुसार 5 वर्ष की अवधि के लिए 4.6% के मुद्रास्फीति घटक पर विचार किया है। याचिकाकर्ता ने निविदा खर्च की मद पर अब 0.12 करोड़ रु के व्यय का दावा किया है।

### 3.24.7 बढ़ा हुआ प्रिंटिंग खर्च

याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान निविदा खर्च की मद पर 0.06 करोड़ रु का अतिरिक्त व्यय किया।

**तालिका 74 : बढ़ा हुआ प्रिंटिंग व्यय (करोड़ रु)**

| विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|
| वित्त वर्ष 07 के अंकेक्षित खातों के अनुसार राशि | 3.65 |
| डीईआरसी द्वारा वित्त वर्ष 12 के लिए स्वीकृत राशि | 4.40 |
| वित्त वर्ष 12 के अंकेक्षित खातों के अनुसार राशि | 4.46 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2006–07 के अंकेक्षित खातों के अनुसार 5 वर्ष की अवधि के लिए 4.6% के मुद्रास्फीति घटक पर विचार किया है। याचिकाकर्ता ने बढ़े हुए हुए प्रिंटिंग खर्च की मद पर अब 0.06 करोड़ रु लागत का दावा किया है।

### 3.24.8 डीपीसीएल की अभिरक्षा राशि पर नॉर्मेटिव ब्याज

हस्तांतरण योजना के खंड–2 अनुसूची ई के तहत याचिकाकर्ता कंपनी को उपभोक्ता अभिरक्षा राशि (सीएसडी) के रूप में 11 करोड़ रु की राशि हस्तांरित की गई। दिल्ली विद्युत बोर्ड ने सीएसडी के तौर पर हस्तांरित राशि के बारे में उपभोक्तावार ब्यौरा नहीं दिया और न ही इसकी जानकारी हस्तांतरण योजना में दी गई है। याचिकाकर्ता ने उपभोक्ताओं के रिकॉर्ड के आधार पर अभिरक्षा राशि का विवरण एकत्र किया जो 30 जून, 2002 तक 90.43 करोड़ रु बैठता है। याचिकाकर्ता की राय है कि हस्तांतरण योजना के अनुसार सीएसडी के रूप में उसकी देनदारी सिर्फ 11 करोड़ रु ही है। लिहाजा उपभोक्ता अभिरक्षा राशि के रिफंड के तौर पर याचिकाकर्ता से 11 करोड़ रु से अधिक राशि और ब्याज नहीं लिया जाना चाहिए। याचिकाकर्ता ने वितरण कारोबार के हस्तांतरण की तारीख तक वास्तविक सीएसडी राशि के मामले से निपटने के लिए 2004–05 में एक याचिका माननीय आयोग के समक्ष दायर की थी जिस पर आयोग ने दिल्ली सरकार को वैधानिक सलाह भी दी थी। दिल्ली सरकार ने माननीय आयोग की सलाह का पालन नहीं किया।

लिहाजा याचिकाकर्ता डीपीसीएल के पास पड़ी उपभोक्ता अभिरक्षा राशि पर जो नॉर्मेटिव ब्याज का दावा कर रहा है उसका ब्यौरा नीचे दिया जा रहा है:

**तालिका 75 : डीपीसीएल की अभिरक्षा राशि पर नॉर्मेटिव ब्याज (करोड़ रु)**

| क्र सं | विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| 1 | डीपीसीएल संबंधी सीएसडी | 90.43 |
| 2 | आरंभिक बैलेंस शीट | 11.00 |
| 3 | शुद्ध वसूली योग्य राशि | 79.43 |
| **4** | वसूली योग्य ब्याज | **11.60** |

याचिकाकर्ता ने डीपीसीएल की उपभोक्ता अभिरक्षा राशि पर 11.6 करोड़ रु के नॉर्मेटिव ब्याज को मंजूरी देने का अनुरोध किया है।

### 3.24.9 परिसंपत्तियों को सेवा निर्गत करने के परिणामस्वरूप घाटा

याचिकाकर्ता ने परिसंपत्तियों को सेवा निर्गत करने के चलते हुए घाटे की राशि के दो के लिए माननीय आयोग के समख अलग से याचिका दायर की है। याचिकाकर्ता ने उस याचिका में परिसंपत्तियों को सेवा निर्गत करने के चलते हुए घाटे की गणना भी की है। याचिकाकर्ता विव 2011–12 की वार्षिक राजस्व आवश्यकता के तहत्, परिसंपत्तियों को सेवा निर्गत करने के चलते हुए घाटे की राशि का दावा कर रहा है।

याचिकाकर्ता याचिका में किए गए निवेदन के अनुसार, माननीय आयोग से पिछले खंडों में दिए गए विवरण के अनुसार संवहन लागत और ब्याज दर के साथ–साथ परिसंपत्तियों को सेवा निर्गत करने के चलते 47.55 करोड़ रु के घाटे को भी मंजूरी देने का अनुरोध करता है।

परिसंपत्तियों को सेवा निर्गत करने की कुल रकम और संवहन लागत का ब्योरा निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 76: परिसंपत्तियों को सेवा निर्गत करने के परिणामस्वरूप घाटा (करोड़ रु)**

| विवरण | विव 05 | विव 06 | विव 07 | विव 08 | विव 09 | विव 10 | विव 11 | विव 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| आरंभिक | - | (0.48) | 6.96 | 9.54 | 14.48 | 22.38 | 26.21 | 33.41 |
| जोड़ | (0.46) | 7.16 | 1.87 | 3.40 | 5.53 | 0.84 | 3.47 | 25.74 |
| ब्याज दरें | 9.00% | 9.00% | 9.00% | 13.68% | 13.75% | 13.11% | 13.38% | 0.00% |
| विव के दौरान ब्याज | (0.02) | 0.28 | 0.71 | 1.54 | 2.37 | 2.99 | 3.74 | - |
| **समापन** | **(0.48)** | **6.96** | **9.54** | **14.48** | **22.38** | **26.21** | **33.41** | **59.15** |

परिसंपत्तियों को सेवा निर्गत करने और संवहन खर्च की कुल राशि 59.15 करोड़ रु है।

### 3.24.10 ऑम्बड्समैन व्यय

याचिकाकर्ता ने विव 2007–08 से विव 2011–12 के दौरान ऑम्बड्समैन की मद में कुछ राशि का व्यय किया है जिसका ब्योरा निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 77** : चक्रवृद्धि ऑम्बड्समैन व्यय (रु में )

| विवरण | विव 2006-07 | विव 2007-08 | विव 2008-09 | विव 2009-10 | विव 2010-11 | विव 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| वास्तविक ऑम्बड्समैन व्यय | 900883 | 941558 | 907052 | 1103746 | 1089847 | 1298804 |
| मुद्रास्फीति घटक | | 4.66% | 4.66% | 4.66% | 4.66% | 4.66% |
| राशि यदि मुद्रास्फीति लागू की जाए | | 942864 | 985435 | 949321 | 1155181 | 1140634 |
| कुशलता घटक | | 0% | 2% | 3% | 4% | 4% |
| कुशलता घटक लागू करने के बाद राशि | | 942864 | 965726 | 920841 | 1108973 | 1095009 |
| वास्तविक और स्वीकृत के बीच अंतर | | -1306 | -58674 | 182905 | -19126 | 203795 |
| चक्रवृद्धि प्रभाव | | -1306 | -59980 | 122925 | 103799 | 307594 |

याचिकाकर्ता वास्तविक ऑम्बड्समैन खर्च तथा आयोग द्वारा स्वीकृत व्यय के बीच अंतर की राशि का दावा कर रहा है। ऑम्बड्समैन खर्च तथा संवहन खर्च की कुल राशि का ब्योरा निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 78 : ऑम्बड्समैन व्यय (करोड़ रु में)**

| विवरण | विव 2007-08 | विव 2008-09 | विव 2009-10 | विव 2010-11 | विव 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|
| आरंभ | 0.00 | 0.00 | -0.01 | 0.01 | 0.01 |
| जोड़ | 0.00 | -0.01 | 0.02 | 0.00 | 0.02 |
| ब्याज दरें | 13.68% | 13.75% | 13.11% | 13.38% | |
| विव के दौरान ब्याज | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| समापन | 0.00 | -0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01 |

### 3.24.11 याचिका के हिंदी रूपांतरण पर व्यय

आयोग ने पत्रांक 3 (331)/ Tariff/ DERC/ 2011-12/ 323/ 6313 दिनांक 15.02.2012 (संलग्नक 25) के माध्यम से याचिकाकर्ता को याचिका का हिंदी रूपांतरण उपलब्ध कराने का निर्देश दिया है जबकि वर्ष 2006–07 तक ऐसा नहीं किया जाता था। लिहाजा, इस मद पर खर्च को माननीय आयोग द्वारा स्वीकृत खर्च में शामिल नहीं किया गया था। हिंदी में याचिका के रूपांतरण पर कुल 0ण्01 करोड़ रु का चार्च आया जिसे विविध व्यय के अंतर्गत रखा गया है।

### 3.24.12 ऋण लागत

माननीय आयोग ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 के अपने शुल्क आदेश में 3225 करोड़ रु की भारी विनियामक परिसंपत्तियां सृजित की हैं। आयोग ने विनियामक परिसंपत्तियों की वसूली के लिए स्थिर तथा ऊर्जा शुल्कों पर 8% के अधिभार को भी मंजूरी दी है। लेकिन संवहन लागत की वसूली के लिए 8% अधिभार पर्याप्त नहीं था। याचिकाकर्ता को घाटे की भरपाई के लिए अलग से ऋण लेना पड़ा है। याचिकाकर्ता ने अतिरिक्त ऋणों के बदले 21.27 करोड़ रु का बैंक शुल्क भी वहन किया है। लिहाजा, याचिकाकर्ता अब इस राशि का विविध शुल्कों के तहत् दावा कर रहा है।

उपरोक्त खंडों में चर्चा के आधार पर, विव 2011–12 की एआरआर के समायोजन के अंतर्गत जिन विविध खर्चों का दावा किया गया है, वे निम्नानुसार हैं :

**तालिका 79 : वित्त वर्ष 2011–12 के लिए ट्रूइंग–अप दावे के अंतर्गत कुल विविध व्यय**

| क्र सं | विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| 1 | सीआईएसएफ / सुरक्षा व्यय | 0.00 |
| 2 | क्रेडिट रेटिंग | 0.28 |
| 3 | प्रशिक्षण व्यय | 0.38 |
| 4 | सुप्रीम कोर्ट की एसएलपी सं 4270/2006 के कारण व्यय | 0.19 |
| 5 | ऑडिटर सर्टिफिकेट का खर्च | 0.35 |
| 6 | डीईआरसी को बढ़ी हुई लाइसेंस फीस का भुगतान | 4.56 |
| 7 | निविदा लागत | 0.12 |
| 8 | बिल प्रिंटिंग का बढ़ा हुआ खर्च | 0.06 |
| 9 | डीपीएसएल की सुरक्षा अभिरक्षा पर नॉर्मेटिव ब्याज | 11.60 |

| | | |
|---|---|---|
| 10 | परिसंपत्तियों को सेवा निर्गत करने के कारण हुई हानि | 59.15 |
| 11 | ऑम्बड्समैन खर्च | 0.01 |
| 12 | याचिका के हिंदी रूपांतररण का खर्च | 0.01 |
| 13 | ऋण लागत | 21.27 |
| **14** | **कुल** | **97.98** |

## 3.25 विव 2007–08 के लिए वास्तविक समायोजन

विव 2007–08 के वास्तविक समायोजन के लिए एमवाईटी नियमन 2007 के खंड 12.1 में कहा गय है कि:
''12.1 वितरक लाइसेंसी के प्रदर्शन की समीक्षा और विव 2006–07 के लिए समायोजन तथा एमवाईटी शुल्क आदेश वास्तविक/अंकेक्षित सूचना और आयेग द्वारा नियंत्रण अवधि में की समीक्षा पर आधारित होगा।''

आयोग ने अपने 28 मई 2009 के आदेश में 1.04.2007 से 28.02.2008 के खर्चों का वास्तविक समायोजन नहीं किया।
प्रार्थी ने इस मामले को माननीय एपीटीईएल के समक्ष चुनौती दी।

न्यायाधिकरण ने डीईआरसी के निष्कर्षों से सहमति नहीं जताई क्योंकि वे नियमों के विरूद्ध थे। तदनुसार माननीय एटीई ने अपने 12.07.2011 के आदेश में डीईआरस को उपरोक्त अवधि के यथा शीघ्र वास्तविक समायोजन का निर्देश दिया।

माननीय आयोग ने एटीई के निष्कर्ष को सुप्रीम कोर्ट में चुनौती नहीं दी है और न ही इसे अगले शुल्क आदेश में लागू किया गया है। प्रार्थी ने शुल्क आदेश 26.8.2011 को चुनौती देते समय एटीई के समक्ष इस मुद्दे को उठाया। माननीय आयोग ने अपने जवाब में कहा कि उसे उपरोक्त अवधि के अंकेक्षित खाते प्राप्त नहीं हुए हैं। उस जवाब का प्रासंगिक अंश इस प्रकार है:

''आयोग का कहना है कि विव 2007–08 का वास्तविक समायोजन किया जा चुका है। न्यायाधिकरण के निर्णय के संदर्भ में आयोग ने 1.4.2007 से 28.2.2008 तक के अंकेक्षित खाते हासिल मांगे हैं। अलबत्ता आज की तारीख तक बीआरपीएल ने इस अवधि के लिए अंकेक्षित खाते दाखिल नहीं किए हैं। जैसे ही खाते मिल जाएंगे आयोग उनके समायोजन के लिए आवश्यक कार्रवाई करेगा। अपीलकर्ता बिना खातों के वास्तविक समायोजन हासिल नहीं कर सकता।''

माननीय आयोग के इस वक्तव्य के आलोक में प्रार्थी अब संवहन लागत के साथ विव 2007–08 के वास्तविक समायोजन का दावा कर रहा है। लेकिन उपरोक्त अवधि के लिए याचिकाकर्ता अंकेक्षित खाते तैयार करने की प्रक्रिया में है। एआरआर की गणना के मकसद से प्रार्थी इस याचिका में उसे

दाखिल कर रहा है। याचिकाकर्ता ने नियमन 12.1 के अनुसार विव 2007–8 के समायोजन के लिए निम्न लागतों को ध्यान में लिया है।

**संचालन एवं रखरखाव खर्च**

संचालन एवं रखरखाव खर्च पर प्रो राटा आधार पर विचार किया गया है और इसमें विव 2007–8 के अंकेक्षित खातो को आधार बनाया गया है। बाकी एक माह के लिए ओ एंड एम खर्च पर शुल्क आदेश 26अगस्त, 2011 के अनुसार प्रोराटा विचार किया गया है।

**तालिका 80 : ओ एंड एम खर्च नियमन 12.1 के अनुसार (करोड़ रु में )**

| क्र सं | विवरण | अंकेक्षित खाते/पूर्व विनियमनों के अनुसार गणना | आदेश | वास्तविक/शुल्क आदेश | अंकेक्षित खातों के आधार पर 11 माह | आदेश के आधार पर 1 माह | कुल | अंतर |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | A | B | C | D=A x 11/ 12 | E=C/12 | F=D+E | G=F-B |
| 1 | कर्मचारी व्यय | 164 | 137 | 137 | 151 | 11 | 162 | 25 |
| 2 | ए एंड जी व्यय | 69 | 65 | 65 | 63 | 5 | 69 | 4 |
| 3 | आर एंड एम व्यय | 71 | 72 | 72 | 65 | 6 | 71 | -1 |
| **4** | **कुल** | **305** | **275** | **275** | **279** | **23** | **302** | **28** |

**अवमूल्यन**

अवमूल्यन की गणना के लिए वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान जोड़ी गई वास्तविक परिसंपत्तियों पर विचार किया गया है और 6.69% की अवमूल्यन दर को लागू किया गया है। इसके अलावा, 11 माह के अवमूल्यन का निर्धारण करने के लिए यथानुपातिक आधार के लिए इसकी गणना की गई है।

**तालिका 81 : विनियमन – 12.1 के अनुसार अवमूल्यन (करोड़ रु में)**

| विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|
| शुरूआती जीएफए | 2030.14 |
| वित्त वर्ष के दौरान परिसंपत्तियों में वृद्धि | 204.99 |
| परिसंपत्तियों को सेवा निर्गत करना | 0.00 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | |
|---|---|
| अंतिम जीएफए | 2235.12 |
| औसत शेष | 2132.63 |
| अवमूल्यन की दर | 6.69% |
| **अवमूल्यन राशि** | **142.67** |

शेष एक माह के लिए, अवमूल्यन की गणना आयोग द्वारा वित वर्ष 2011–12 के लिए दिनांक 26 अगस्त, 2011 को जारी टैरिफ आदेश के अनुसार यथानुपातिक आधार पर की गई है –

## पूंजी पर मुनाफा

इक्विटी पर मुनाफे की गणना भी उन सिद्धांतों के आधार पर ही की गई है जिनका पालन विव 2006–07 से पूर्व के शुल्क आदेशों में किया जाता रहा है। इनमें शामिल अतिरिक्त जोड़ की गणना पूंजी व्यय के मुताबिक की गई है और वित्तीय प्रबंध उपभोक्ता योगदान, अवमूल्यन तथा शेष राशि का वित्त पोषण इक्विटी और ऋण से किया गया। इक्विटी पर लाभ की गणना विव 2007–08 में इक्विटी के आरंभिक तथा समापन शेष के औसत पर की गई है। इसे समानुपातिक आधार पर विभाजित किया गया है तथा इस तरह पहले 11 महीनों के लिए इक्विटी पर मुनाफे का पता लगाया गया है। इक्विटी पर मुनाफे की गणना निम्नानुसार की गई है :

**तालिका 82 : विनियमन – 12.1 के अनुसार पूंजी पर मुनाफा (करोड़ रु में)**

| विवरण | यूनिट | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| शुरूआती शेष | करोड़ रु | 460 |
| जोड़ | करोड़ रु | 0 |
| कमी | करोड़ रु | 0 |
| समापन शेष | करोड़ रु | 460 |
| औसत शेष | करोड़ रु | 460 |
| आरओई | % | 16% |
| **मुनाफा** | **करोड़ रु** | **73.60** |

**तालिका 83 : विनियमन 12.1 के अनुसार फ्री रिज़र्व पर लाभ (करोड़ रु में)**

| विवरण | यूनिट | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | |
|---|---|---|
| शुरूआती शेष | करोड़ रु | 290 |
| जोड़ | करोड़ रु | 0 |
| कमी | करोड़ रु | 0 |
| समापन शेष | करोड़ रु | 290 |
| औसत शेष | करोड़ रु | 290 |
| आरओई दर | % | 16% |
| **फ्री रिज़र्व पर मुनाफा** | **करोड़ रु** | **46.42** |

**ऋण पर ब्याज**

ऋण पर ब्याज की गणना के लिए, याचिकाकर्ता ने विव 2007–08 के दौरान ऋण के शुरूआती तथा समापन शेष के औसत पर ब्याज दरों को लागू किया है। विव 2006–07 में ऋण के समापन शेष को आगे ऋण के प्रारंभिक शेष के तौर पर लिया गया है। ऋणों में वृद्धि की गणना वर्ष के दौरान पूंजी व्यय के मुताबिक की गई है। साथ ही, इसे यथानुपातिक आधार पर 11 महीनों में बांटा गया है। ऋण पर ब्याज की गणना निम्न तालिका के मुताबिक की गई है :

**तालिका 84 : विनियमन 12.1 के अनुसार ऋण पर ब्याज (करोड़ रु में)**

| विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|
| शुरूआती शेष | 1350 |
| जोड़ | 0 |
| अदायगी | 102 |
| समापन शेष | 1248 |
| ब्याज दर | 10.30% |
| **ब्याज राशि** | **0** |

**कार्यशील पूंजी पर ब्याज**

याचिकाकर्ता ने विव 2006–07 से पूर्व के शुल्क आदेशों में पालन की गई पद्धति के अनुसार कार्यशील पूंजी पर किसी प्रकार के ब्याज पर विचार नहीं किया है।

**निवेशित पूंजी पर लाभ**

विव 2011–12 के अंतिम एक माह के लिए याचिकाकर्ता ने विव 2007–08 के लिए आयोग द्वारा विव 2011–12 के संबंध में दिनांक 26 अगस्त, 2011 के अपने शुल्क आदेश में निर्धारित आरओसीई का यथानुपातिक आधार पर विचार किया है।

उक्त चर्चा के आधार पर, एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 12.1 के अनुसार, विव 2007–08 के समायोजन की गणना का ब्योरा निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 85 : विनियमन 12.1 के अनुसार समायोजन (करोड़ रु में)**

| क्र सं | विवरण | पिछले विनियमन के अनुरूप की गई गणना /अंकेक्षित खाते | आदेश | वास्तविक/ टैरिफ आदेश | अंकेक्षित खातों के आधार पर 11 माह | आदेश के आधार पर 1 माह | कुल | अंतर |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | A | B | C | D=A x 11/ 12 | E=C/12 | F=D+E | G=F-B |
| 1 | कर्मचारी व्यय | 164.39 | 137.22 | 137.22 | 150.69 | 11.44 | 162.13 | 24.91 |
| 2 | ए एवं जी व्यय | 69.26 | 65.31 | 65.31 | 63.49 | 5.44 | 68.93 | 3.63 |
| 3 | आर एवं एम व्यय | 71.23 | 72.08 | 72.08 | 65.29 | 6.01 | 71.30 | -0.78 |
| 4 | अवमूल्यन | 142.67 | 76.59 | 72.61 | 130.78 | 6.05 | 136.83 | 60.24 |
| 5 | मुनाफे पर लाभ | 120.02 | 169.22 | 178.72 | 110.02 | 14.89 | 247.57 | 78.35 |
| 6 | ऋण पर ब्याज | 133.81 | 0.00 | 0.00 | 122.66 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **7** | **कुल** | **701.38** | **520.42** | **525.95** | **642.93** | **43.83** | **686.76** | **166.34** |

एमवाईटी नियमन, 2007 के उपबंध 5.3 के अनुसार विव 2008–09 से विव 2011–12 तक के कर्मचारी खर्च के आधार में परिवर्तन के प्रभाव

"5.3 लाइसेंसी शुल्क फाइल प्रक्रिया के दौरान नियंत्रण अवधि के लिए ओ एंड एम व्यय की जानकारी देगा। ओ एंड एम व्यय बेस वर्ष के लिए ताजा अंकेक्षित खातों और व्यवसाय योजना के आधार पर आयोग द्वारा स्वीकृत किए जाएंगे और बेस वर्ष के लिए अनुमान औचित्य के तथा अन्य अवयवों के आधार पर तय होंगे।"



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

प्रार्थी का मानना है कि उपरोक्त प्रावधान के अनुसार विव 2006–7 बेस वर्ष है जिसे नियंत्रण अवधि के ओ एंड एम व्यय के लिए आधार बनाया गया है। ओ एंड एम व्यय 2007–8 के लिए 11 महीने के अंकेक्षित खातों के आधार पर तय हुए है नियंत्रण अवधि के लिए ओ एंड एम व्यय के अनुमान भी बदल सकते हैं।

विव 2007–8 के लिए ओ एंड एम व्यय विव 2008–9 से अधिक नहीं हो सकते और इसके लिए विव 2007–8 में समुचित बढ़ोत्तरी पर विचार करने की जरूरत है। शुल्क आदेश में विव 2008–9 के वास्तविक समायोजन के लिए आयोग ने विव 2007–8 के जिन ओ एंड एम व्यय पर विचार किया है वे इस प्रकार हैं:

**तालिका 86 : विव 2007–08 और विव 2008–09 में ओ एवं एम व्यय की तुलनात्मक स्थिति**

| विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 |
|---|---|---|---|
| कर्मचारी व्यय | रू करोड़ | 162.13 | 141.07 |
| ए एवं जी व्यय | रू करोड़ | 68.93 | 68.35 |
| आर एवं एम व्यय | रू करोड़ | 71.30 | 90.84 |
| **कुल ओ एवं एम व्यय** | रू करोड़ | **302.36** | **300.26** |

उपरोक्त तालिका से यह स्पष्ट है कि विव 2007–08 से संबंधित ओ एवं एम व्यय विव 2008–09 की तुलना में अधिक हैं। लिहाजा, विव 2007–08 में ओ एवं एम व्यय के लिए समुचित वृद्धि पर विचार करने की आवश्यकता है।

याचिकाकर्ता इस याचिका के माध्यम से विव 2008–09 से विव 2011–12 के दौरान ओ एवं एम व्यय में अंतर का प्रस्ताव कर रहा है जो कि विव 2011–12 की एपीआर के समायोजन में शामिल किया जाना है। विव 2008–09 और विव 2009–10 में कर्मचारी व्यय के आकलन के लिए 4.66% के वृद्धि घटक पर विचार किया गया है। विव 2008–09 और विव 2011–12 तक कर्मचारी व्यय में संशोधन के चलते अतिरिक्त राशि का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 87 : कर्मचारी व्यय में संशोधन के चलते देय अतिरिक्त राशि**

| विवरण | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|
| डीईआरसी द्वारा स्वीकृत कर्मचारी व्यय | 137.21 | 141.07 | 148.33 | 155.57 | 222.50 |
| विनियमन 12.1 के अनुरूप वित्त वर्ष | 162.13 | | | | |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 2007-08 के लिए संशोधित कर्मचारी व्यय | | | | | |
| वृद्धि कारक | | 1.0466 | 1.0466 | 1.0466 | 1.0466 |
| एमवाईटी अवधि के लिए संशोधित कर्मचारी व्यय | | 169.68 | 177.59 | 185.86 | 244.24 |
| **वर्ष दर वर्ष आधार पर अतिरिक्त दावा राशि** | | **28.61** | **29.26** | **30.29** | **21.74** |

इसी प्रकार, ए एवं जी खर्चों के मामले में, विव 2007–08 के लिए ए एवं जी व्यय में 4.66% के बढ़ोतरी घटक पर विचार किया गया है। विव 2008–09 से विव 2011–12 के दौरान ए एवं जी व्यय में संशोधन के चलते अतिरिक्त राशि का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 88 : ए एवं जी व्यय में संशोधन के चलते अतिरिक्त राशि**

| विवरण | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|
| डीईआरसी द्वारा स्वीकृत ए एवं जी व्यय | 65.31 | 68.35 | 71.54 | 74.87 | 78.36 |
| विनियमन 12.1 के अनुरूप वित्त वर्ष 2007-08 के लिए संशोधित ए एवं जी व्यय | 68.93 | | | | |
| वृद्धि कारक | | 1.0466 | 1.0466 | 1.0466 | 1.0466 |
| एमवाईटी के लिए संशोधित ए एवं जी व्यय | | 72.15 | 75.51 | 79.03 | 82.71 |
| **वर्ष दर वर्ष आधार पर अतिरिक्त दावा राशि** | | **3.80** | **3.97** | **4.16** | **4.35** |

चूंकि आर एवं एम व्यय k–घटक से संबद्ध और यूटिलिटी के जीएफए पर आधारित होते हैं, लिहाजा आर एवं एम व्यय में कोई बदलाव का प्रस्ताव नहीं है।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

उक्त चर्चा के अनुसार, विव 2008–09 से विव 2011–12 के दौरान परिचालन एवं रखरखाव खर्चों पर कुल प्रभाव का ब्योरा निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 89 : विव 2008–09 से विव 2011–12 के दौरान परिचालन एवं रखरखाव खर्चों पर प्रभाव**

| विवरण | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|
| कर्मचारी व्यय | 28.61 | 29.26 | 30.29 | 21.74 |
| ए एवं जी व्यय | 3.80 | 3.97 | 4.16 | 4.35 |
| **कुल** | **32.40** | **33.23** | **34.45** | **26.09** |
| कार्यकुशलता कारक | 2% | 3% | 4% | 4% |
| शुद्ध कार्यकुशलता कारक | **31.76** | **32.24** | **33.07** | **25.05** |

विव 2007–08 के समायोजन पर संवहन लागत तथा परिचालन एवं रखरखाव व्यय पर उसका प्रभाव

जहां तक संवहन लागत का सवाल है, याचिकाकर्ता ने खंड 3.20 में विचारणीय दरों को आधार बनाया है।

संवहन लागत की गणना निम्न तालिका के अनुसार की गई है :

**तालिका 90 : विव 2007–08 के समायोजन पर संवहन लागत**

| क्र सं | विवरण | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | प्रारंभिक | 0.00 | 177.72 | 236.10 | 301.41 | 377.02 |
| 2 | जोड़ | 166.34 | 31.76 | 32.24 | 33.07 | 25.05 |
| 3 | ब्याज दरें | 13.68% | 13.75% | 13.11% | 13.38% | 0.00% |
| 4 | वित्त वर्ष के दौरान ब्याज | 11.38 | 26.63 | 33.06 | 42.55 | 0.00* |
| **5** | **समापन** | **177.72** | **236.10** | **301.41** | **377.02** | **402.07** |

**नोट : विव 2011–12 के लिए संवहन लागत पर कुल राजस्व अंतर की गणना के साथ विचार किया गया*

लिहाजा, याचिकाकर्ता विवव 2007–08 के लिए, एमवाईटी विनियमन, 2001 के उपबंध 12.1 के अनुसार 402 करोड़ रु की राशि के समायोजन का दावा कर रहा है।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## 3.26 उपभोक्ता सुरक्षा अभिरक्षा (सीएसडी) पर ब्याज

उपभोक्ता सुरक्षा अभिरक्षा (सीएसडी) पर ब्याज के मामले में माननीय आयोग ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 के अपने एमवाईटी शुल्क आदेश में निम्न कहा है :

"3.143 चूंकि याचिकाकर्ता ने उपभोक्ताओं की सुरक्षा अभिरक्षा राशि को अपने व्यवसाय में निवेश कर लिया है, आयोग ने इसे याचिकाकर्ता के मामले में राजस्व अंतर को पाटने के उपाय के तौर पर लिया है। आयोग ने विव 2010–11 के लिए @ 11.66% की संवहन लागत को मंजूरी दी है, लिहाजा आयोग ने विव 2010–11 में उपभोक्ता सुरक्षा अभिरक्षा पर @ 11.67% की दर से अर्जन को आधार माना है ... "।

उपभोक्ता सुरक्षा अभिरक्षा पर विव 2007–08 से विव 2011–12 के दौरान ब्याज संबंधी संशोधित गणना निम्नानुसार है :

**तालिका 91 : विव 2007–08 से विव 2011–12 के दौरान उपभोक्ता सुरक्षा अभिरक्षा पर ब्याज**

| क्र स | विवरण | यूओएम | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 | वित्त वर्ष 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | प्रारंभिक शेष | रू करोड़ | 169.97 | 218.44 | 266.28 | 311.12 | 346.75 |
| 2 | जोड़ | रू करोड़ | 48.47 | 47.84 | 44.84 | 35.63 | 130.99 |
| 3 | समापन शेष | रू करोड़ | 218.44 | 266.28 | 311.12 | 346.75 | 477.74 |
| 4 | औसत | रू करोड़ | 194.21 | 242.36 | 288.70 | 328.94 | 412.24 |
| 5 | ब्याज दरें | % | 13.68% | 13.75% | 13.11% | 13.38% | 14.61% |
| 6 | सीएसडी पर ब्याज | रू करोड़ | 26.57 | 33.33 | 37.85 | 44.02 | 60.22 |
| 7 | वित्त वर्ष के दौरान सीएसडी पर अदा किया गया ब्याज | रू करोड़ | 11.65 | 14.54 | 17.32 | 19.74 | 24.73 |
| **8** | **विचारणीय अंतर** | **रू करोड़** | **14.92** | **18.79** | **20.52** | **24.28** | **35.48** |

माननीय एपीटीईएल के निर्णय के परिप्रेक्ष्य में अंतर में उपरोक्त गणना को विव 2007–08 से विव 2011–12 के दौरान गैर–शुल्क आय की गणना करते समय ध्यान में रखा गया है। लिहाजा,



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

याचिकाकर्ता माननीय आयोग से नियंत्रित अवधि की गैर–शुल्क आय के साथ उसके समायोजन का भी अनुरोध करता है।

### 3.27 आयकर

एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध–5.22 में कहा गया है :
''5.22 आय पर कर, यदि कोई हो तो, वह पूंजी निवेश के इक्विटी अंश पर होने वाले मुनाफे पर देय कर तक सीमित होगा। अलबत्ता, प्रदर्शन में सुधार के चलते प्रोत्साहन पर किसी भी प्रकार की कर देनदारी नहीं होगी।''

जहां तक आयकर का संबंध है, माननीय आयोग ने विव 2010–11 के ट्रू–अप संबंधी अपने आदेश तथा दिनांक 13.07.2012 के अपने एमवाईटी शुल्क आदेश में निम्न प्रावधान किया है :

"3.149 ... आयोग आरओसीई के समायोजन के बाद, नियंत्रित अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए आयकर व्यय का अंतिम रूप से समायोजन करेगा और अंतिम कर देनदारी का निर्धारण पूंजी निवेश के इक्विटी अंश पर होने वाले लाभ के निर्धारित होने के बाद ही किया जाएगा।''

माननीय आयोग के उपरोक्त आदेश के अनुरूप, याचिकाकर्ता विव 2007–08 से विव 2011–12 के दौरान आयकर संबंधी गणना का विवरण निम्न तालिका में उपलब्ध करा रहा है :

**तालिका 92 : विव 2007–08 से विव 2011–12 के दौरान आयकर**

| क्र.स. विवरण | विवरण | विव 2007-08 | विव 2008-09 | विव 2009-10 | विव 2010-11 | विव 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| A | आरआरबी (औसत) | 1361.22 | 1747.82 | 2096.96 | 2223.98 | 2305.51 |
| | | | | | | |
| B | इक्विटी | 1098.84 | 1289.51 | 1462.01 | 1569.88 | 1693.46 |
| C | ऋण | 1114.55 | 1391.51 | 1586.63 | 1599.16 | 1603.40 |
| D=B/(B+C) | % इक्विटी | 50% | 48% | 48% | 50% | 51% |
| E=D x A | आयकर के संदर्भ में इक्विटी | 675.78 | 840.66 | 1005.62 | 1101.72 | 1184.24 |
| F | मुनाफे की दर | 16% | 16% | 16% | 16% | 16% |
| G=F X E | इक्विटी पर मुनाफा | 108.12 | 134.51 | 160.90 | 176.27 | 189.48 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| क्र.स. विवरण | विवरण | विव 2007-08 | विव 2008-09 | विव 2009-10 | विव 2010-11 | विव 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| H | कर की दर | 33.99% | 33.99% | 33.22% | 19.93% | 20.01% |
| I=H X G | **आयकर** | **36.75** | **45.72** | **53.45** | **35.13** | **37.91** |

याचिकाकर्ता माननीय आयोग से विव 2007–08 से विव 2011–12 तक के आयकर को मंजूरी देने का अनुरोध करता है।

### 3.28 गैर–टैरिफ आय

माननीय आयोग ने दिनांक 23.02.2008 के अपने शुल्क आदेश में कहा है कि वह नियंत्रित अवधि के अंत में वास्तविक मूल्यों के आधार पर एनटीआई का समायोजन करेगा। उक्त आदेश का प्रासंगिक अंश नीचे दिया जा रहा है :

"नियंत्रित अवधि के दौरान एनटीआई का समायोजन
4.249 आयोग नियंत्रित अवधि के अंत में वास्तविक मूल्यों के आधार पर एनटीआई का समायोजन करेगा।"
तदनुसार, याचिकाकर्ता ने नियंत्रित अवधि के लिए एनटीआई के समायोजन का अनुरोध किया है। याचिकाकर्ता यह भी उल्लेख करना चाहता है कि एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 5.23 में निम्न प्रावधान किया गया है :

"5.23 सभी प्रकार की आय विद्युत कारोबार से संबंधित है और लाइसेंसी द्वारा परिसंपत्तियों के निपटारे, किराए, देरी से भुगतान पर अधिभार, मीटर किराया (यदि हो तो), **आपातकालीन आरक्षित राशि के अलावा अन्य निवेश से हुई आय,** उपभोक्ताओं से प्राप्त होने वाली विविध प्रकार की प्राप्तियों तथा वितरक लाइसेंसी के अन्य कारोबार से उसके लाइसेंसशुदा कारोबार को होने वाली आय समेत अन्य स्रोतों से होने वाली आय को लाइसेंसी की गैर–शुल्क आय माना जाएगा ..." **(बलपूर्वक)**

एमवाईटी विनियमनों में यह साफतौर से कहा गया है कि आपातकालीन आरक्षित राशि पर ब्याज को गैर–शुल्क आय नहीं माना जाए। अलबत्ता, माननीय आयेग ने विव 2009–10 से विव 2010–11 की समायोजन आवश्यकता की गणना के दौरान, आपातकालीन आरक्षित राशि पर ब्याज को गैर–शुल्क आय से नहीं निकाला है। इसी प्रकार, माननीय आयोग ने पूंजी कार्य से उपभोक्ता अंशदान हस्तांतरण की मद में 9.09 करोड़ रु और 3.68 करोड़ रु की राशि को भी क्रमशः विव 2008–09 तथा विव 2009–10 के दौरान गैर–शुल्क आय संबंधी गणना में से नहीं निकाला है। इसी तरह, अतिरिक्त प्रावधानों संबंधी राशि की विव 2010–11 के समायोजन के दौरान गैर–शुल्क आय से कटौती की गई, लेकिन अन्य वित्तीय वर्षों के मामले में ऐसा नहीं किया गया।

सभी मुद्दों के समाधान तथा गैर–शुल्क आय की गणना पर स्पष्टीकरण के लिए, याचिकाकर्ता ने मौजूदा याचिका में विव 2007–08 से विव 2010–11 की गैर–शुल्क आय का विवरण भी सौंपा है।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

विव 2007–08 से विव 2010–11 की गैर–शुल्क आय का विवरण निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

## तालिका 93 : विव 2007–08 से विव 2011–12 की गैर–शुल्क आय

| क्र सं | विवरण | विव2007-08 | | विव 2008-09 | | विव 2009-10 | | विव 2010-11 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | मई 2009 तक | बीआरपीएल | 26 अगस्त, 2011 तक | बीआरपीएल | 26 अगस्त, 2011 तक | बीआरपीएल | जुलाई 2012 तक | बीआरपीएल |
| 1 | स्टाफ को दिए ऋण तथा अग्रिम पर ब्याज | 0.03 | 0.03 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | | |
| 2 | अन्य लाइसेंसी को ऋण एवं अग्रिम पर ब्याज | - | - | 6.28 | 6.28 | 0.09 | 0.09 | | |
| 3 | विविध प्राप्तियां (स्ट्रीट लाइट रखरखाव तथा शुल्क) | 14.77 | 14.77 | 16.81 | 16.81 | 22.37 | 22.37 | | |
| 4 | उपभोक्ताओं से प्राप्त विविध शुल्क | 24.62 | 24.62 | 34.6 | 34.6 | 40.86 | 40.86 | | |
| 5 | देरी से भुगतान पर उपभोक्ताओं से प्राप्त अधिभार | - | - | 27.82 | 27.82 | 28.16 | 28.16 | | |
| 6 | दिननि के लिए विद्युत शुल्क पर कमीशन | 3.66 | 3.66 | 3.93 | 3.93 | 4.57 | 4.57 | | |
| 7 | विविध प्रावधानों की पुन:प्रविष्टि | 1.89 | 1.89 | 1.56 | 1.56 | | 22.58 | | |
| 8 | ठेकेदारों से जुर्माना राशि | 0.36 | 0.36 | 0.98 | 0.98 | 0.27 | 0.27 | | |
| 9 | कबाड़ की बिक्री | 10.91 | 10.91 | 10.92 | 10.92 | 1.14 | 1.14 | | |
| 10 | सामग्री की बिक्री | 0.02 | 0.02 | 7.67 | 7.67 | 0.17 | 0.17 | | |
| 11 | बल्बों की बिक्री तथा मरम्मत से आय | - | - | | - | | - | | |
| 12 | विविध आय | 8.03 | 8.03 | 17.42 | 17.42 | 8.97 | 8.97 | | |
| 13 | विद्युत खरीद बिलों के शीघ्र भुगतान पर | | - | 37.59 | 37.59 | 31.62 | 31.62 | | |



BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

| क्र सं | विवरण | विव2007-08 | | विव 2008-09 | | विव 2009-10 | | विव 2010-11 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | मई 2009 तक | बीआरपीएल | 26 अगस्त, 2011 तक | बीआरपीएल | 26 अगस्त, 2011 तक | बीआरपीएल | जुलाई 2012 तक | बीआरपीएल |
| | छूट | | | | | | | | |
| 14 | देनदारियां जिनकी पुन:प्रविष्टि की आवश्यकता नहीं रह गई | | - | - | 26.11 | | - | | |
| 15 | पूंजी कार्यों के लिए उपभोक्ता योगदान से हस्तांतरण | - | - | - | 9.09 | | 3.68 | | |
| 16 | निवेश, स्थिर एवं कॉल जमा पर आय | 2.08 | 2.08 | 1.4 | 1.4 | 1.44 | 1.44 | | |
| 17 | कुल | 66.36 | 66.36 | 166.99 | 202.19 | 139.66 | 165.92 | 154.59 | 154.59 |
| 18 | जोड़ : देरी से भुगतान पर अधिभार | 31.77 | 31.77 | | | | | | |
| 19 | निवेश पर ब्याज (बिना वसूली गई इक्विटी पर लाभ) | 15.68 | 15.68 | | | | | | |
| 20 | पूर्व अवधि का ब्याज | | | 0.06 | 0.06 | | | | |
| 21 | पूर्व की अवधि में ऊर्जा की बिक्री से आय | | | 10.24 | 10.24 | | | | |
| 22 | उपभोक्ता सुरक्षा अभिरक्षा पर नॉर्मेटिव ब्याज पर आय | | 14.92 | 18.7 | 18.79 | 19.95 | 20.52 | 29.44 | 24.28 |
| 23 | कुल एनटीआई | 113.82 | 128.74 | 195.99 | 231.28 | 159.61 | 186.44 | 184.03 | 178.87 |
| 24 | घटा : आपातकालीन जमा राशि पर ब्याज | 1.96 | 1.96 | | 1.4 | | 1.43 | | 2.91 |
| 25 | घटा : एलपीएससी की वित्त पोषण लागत | 1.43 | 24.15 | 14.68 | 21.26 | 14.86 | 20.51 | 15.41 | 21.71 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| क्र सं | विवरण | विव2007-08 | | विव 2008-09 | | विव 2009-10 | | विव 2010-11 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | मई 2009 तक | बीआरपीएल | 26 अगस्त, 2011 तक | बीआरपीएल | 26 अगस्त, 2011 तक | बीआरपीएल | जुलाई 2012 तक | बीआरपीएल |
| 26 | घटा : ब्याज/लघु अवधि में पूंजी लाभ | | 2.1 | 6.28 | 6.28 | 1.53 | 1.53 | 1.21 | 1.21 |
| 27 | घटा : अलाभकारी ऋणों की उगाही | | | | | | | 1.21 | 1.21 |
| 28 | घटा : अतिरिक्त प्रावधान जिसकी पुनप्राविष्टी की गई | | 1.89 | | 1.56 | | 22.58 | 3.49 | 3.49 |
| 29 | घटा : पूंजी कार्यों के लिए उपभोक्ता योगदान से हस्तांतरित | | - | | 9.09 | | 3.68 | 10.63 | 10.63 |
| 30 | घटा : दिननि के लिए विद्युत शुल्क पर कमीशन | | 3.66 | | 3.93 | | 4.57 | - | 5.03 |
| 31 | घटा : कर्मचारियों से वसूली | | 0.01 | | 0.05 | | 0.05 | | 0.01 |
| 32 | घटा : कर्मचारी ऋणों पर प्राप्त ब्याज | | 0.01 | | 0.01 | | 0.01 | | 0 |
| 33 | घटा : देनदारियां जिनकी पुन:प्राविष्टी की आवश्यकता नहीं है | | | | 26.11 | | | | |
| | | | | | | | | | |
| **34** | **एनटीआई** | **110.43** | **94.96** | **175.03** | **161.6** | **143.22** | **132.09** | **152.08** | **132.67** |

तालिका 94 : विव 2011–12 के लिए गैर–शुल्क आय

| क्र सं | विवरण | विव 2011-12 | |
|---|---|---|---|
| | | दिनांक 26 अगस्त, 2011 का शुल्क आदेश | बीआरपीएल |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| क्र सं | विवरण | वित्त 2011-12 | |
|---|---|---|---|
| | | दिनांक 26 अगस्त, 2011 का शुल्क आदेश | बीआरपीएल |
| 1 | **स्टाफ को दिए ऋण तथा अग्रिम पर ब्याज** | 0.03 | 0.01 |
| 2 | **स्थिर परिसंपत्ति की बिक्री से लाभ** | | 0 |
| 3 | **विविध प्राप्तियां (स्ट्रीट लाइट रखरखाव शुल्क)** | | 28.13 |
| 4 | **उपभोक्ताओं से प्राप्त विविध शुल्क** | 13.9 | 42.93 |
| 5 | **उपभोक्ताओं द्वारा देरी से भुगतान पर अधिभार** | | 35.4 |
| 6 | **घटा : दिननि के लिए विद्युत शुल्क पर कमीशन** | 5.2 | 5.84 |
| 7 | **विविध प्रावधानों की पुन:प्रविष्टि** | | 8.03 |
| 8 | **कबाड़ की बिक्री** | 13.38 | 9.47 |
| 9 | **सामग्री की बिक्री** | 0.04 | 0.26 |
| 10 | **विविध आय** | 3.67 | 66.12 |
| 11 | विद्युत खरीद बिलों के शीघ्र भुगतान पर छूट | | 24.26 |
| 12 | पूंजी कार्यों के लिए उपभोक्ता योगदान से हस्तांतरण | | 7.2 |
| 13 | सरकारी प्रतिभूतियां तथा अन्य ब्याज | 3.14 | 3.23 |
| 14 | निवेश, स्थिर एवं कॉल अभिरक्षा से आय | 15.18 | 4.1 |
| 15 | कुल | 54.63 | 234.99 |
| 16 | जोड़ - सीएसडी पर ब्याज | | 35.48 |
| 17 | गैर शुल्क आय | 54.63 | 270.48 |
| 18 | **घटा : एलपीएससी शुल्कों का वित्त पोषण** | | 28.72 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| क्र सं | विवरण | विव 2011-12 | |
|---|---|---|---|
| | | दिनांक 26 अगस्त, 2011 का शुल्क आदेश | बीआरपीएल |
| 19 | घटा : पूंजी कार्यों के लिए उपभोक्ता योगदान से हस्तांतरित | | 7.2 |
| 20 | घटा : अतिरिक्त प्रावधान जिसकी पुनप्राविष्टी की गई | | 8.03 |
| 21 | घटा : आपातकालीन जमा राशि पर ब्याज | | 3.23 |
| 22 | घटा : ब्याज/लघु अवधि में पूंजी लाभ | | 4.11 |
| 23 | घटा : दिननि के लिए विद्युत शुल्क पर कमीशन | | 5.84 |
| 24 | घटा : कर्मचारियों से वसूली | | 0.02 |
| 25 | घटा : अलाभकारी ऋणों की उगाही | | 6.68 |
| 26 | घटा : कर्मचारी ऋणों पर प्राप्त ब्याज | | 0 |
| **27** | **एनटीआई** | **54.63** | **206.63** |

याचिकाकर्ता ने गैर शुल्क आय से मद को घटा लिया है जिसे माननीय आयोग द्वारा किसी भी वर्ष की गैर–शुल्क आय का समायोजन करने की प्रक्रिया में घटाया गया है। उपभोक्ता सुरक्षा अभिरक्षा पर प्राप्त ब्याज के संबंध में इस याचिका के खंड 3.22 में चर्चा की गई है। इसके अलावा, याचिकाकर्ता ने दिननि के लिए संग्रहित विद्युत शुल्क पर प्राप्त कमीशन को भी घटाया है। विद्युत शुल्क के संग्रहण के लिए परिचालन एवं रखरखाव संबंधी कुछ व्यय जैसे कर्मचारी व्यय, परिहवन भत्ता आदि पर भी विचार किया जाता है। चूंकि आयोग ने परिचालन एवं रखरखाव व्यय की एक निश्चित सीमा तय कर दी है, लिहाजा उसके चलते प्राप्त कमीशन को गैर–शुल्क आय का हिस्सा नहीं माना जाना चाहिए। याचिकाकर्ता माननीय आयोग से विव 2007–08 से विव 2011–12 के दौरान गैर–शुल्क आय के उपचार के संबंध में स्पष्टीकरण देने तथा इस याचिका की तालिका 93 में गैर–शुल्क आय को मंजूरी देने के लिए एकसमान दृष्टिकोण अपनाने का अनुरोध करता है।

### 3.29 विव 2007–08 से विव 2010–11 की समायोजन आवश्यकता

उक्त चर्चा के आधार पर, याचिकाकर्ता ने विव 2007–08 से विव 2010–11 तक की समायोजन आवश्यकता के लिए विचारणीय शीर्षानुसार दावा राशि का संक्षिप्त ब्योरा निम्न तालिका में उपलब्ध कराया है :

## तालिका 95 : विव 2007–08 से विव 2010–11 तक शीर्षानुसार वास्तविक दावा राशि

| क्र सं | विवरण | यूओएम | विव 2007-08 | FY 2008-09 | विव 2009-10 | विव 2010-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | पूंजी निवेश पर मुनाफा (आरओसीई) | करोड़ रु | 178.72 | 235.36 | 285.75 | 313.32 |
| 2 | आयकर | करोड़ रु | 36.75 | 45.72 | 53.45 | 35.13 |
| 3 | अवमूल्यन | करोड़ रु | 72.61 | 88.82 | 106.11 | 115.25 |
| 4 | गैर-टैरिफ आय | करोड़ रु | 94.96 | 161.60 | 132.09 | 132.67 |
| **5** | **संवहन लागत के संदर्भ में ट्रूइंग-अप आवश्यकता** | **करोड़ रु** | **193.13** | **208.30** | **313.22** | **331.03** |

माननीय आयोग द्वारा विव 2007–08 से विव 2010–11 तक संबंधित ट्रूइंग–अप आदेशों में ऊपर वर्णित शीर्षों के तहत् स्वीकृत राशि का विवरण निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

## तालिका 96 : आयोग द्वारा संबंधित ट्रूइंग अप आदेशों में शीर्षों के अंतर्गत स्वीकृत राशि

| क्र सं | विवरण | यूओएम | विव 2007-08 | FY 2008-09 | विव 2009-10 | विव 2010-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | पूंजी निवेश पर मुनाफा (आरओसीई) | करोड़ रु | 169.22 | 213.76 | 261.84 | 301.96 |
| 2 | आयकर | करोड़ रु | 1.61 | 0.00 | 0.00 | 43.63 |
| 3 | अवमूल्यन | करोड़ रु | 76.59 | 95.08 | 113.66 | 129.93 |
| 4 | गैर-टैरिफ आय | करोड़ रु | 110.43 | 175.03 | 143.22 | 152.08 |
| **5** | **आयोग द्वारा मंजूर कुल राशि** | **करोड़ रु** | **136.99** | **133.81** | **232.28** | **323.44** |

उपरोक्ता तालिकाओं के आधार पर, विव 2007–08 से विव 2010–11 तक विभिन्न शीर्षों के ट्रूइंग–अप के लिए मंजूर की जाने वाली शुद्ध राशि का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

## तालिका 97 : ट्रूइंग अप के लिए स्वीकृत की जाने वाली शुद्ध राशि

| क्र | विवरण | यूओएम | विव 2007-08 | विव 2008-09 | विव 2009-10 | विव 2010-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| सं | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | **शुद्ध राशि जिसका वास्तविक समायोजन (ट्रू-अप) किया जाना है** | करोड़ रु | 56.14 | 74.49 | 80.94 | 7.59 |

याचिकाकर्ता यह भी निवेदन करता चाहता है कि माननीय एपीटीईएल के फैसले के अनुरूप, खंड 3.21 में वर्णित ब्याज दरों पर संवहन लागत की गणना के लिए विचार किया गया है। विव 2010–11 तक के लिए विचारणीय संवहन लागत का विवराण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 98 : ट्रूइंग अप के लिए विचारणीय कुल राशि**

| क्र सं | विवरण | यूओएम | विव 2007-08 | विव 2008-09 | विव 2009-10 | विव 2010-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | प्रारंभिक | करोड़ रु | 0.00 | 59.98 | 147.85 | 253.48 |
| 2 | जोड़ | करोड़ रु | 56.14 | 74.49 | 80.94 | 7.59 |
| 3 | ब्याज दरें | % | 13.68% | 13.75% | 13.11% | 13.38% |
| 4 | विव के दौरान ब्याज | करोड़ रु | 3.84 | 13.37 | 24.69 | 34.43 |
| 5 | समापन | करोड़ रु | 59.98 | 147.85 | 253.48 | 295.49 |

लिहाजा विव 2011–12 की एआरआर में वास्तविक समायोजन की कुल रकम 314.16 करोड़ रु पर विचार किया जाना है। प्रार्थी की माननीय आयोग से प्रार्थना है कि वह इस वास्तविक समायोजन की अनुमति दे।

### 3.30 विव 2002–03 से विव 2006–07 के आयकर का वास्तविक समायोजन

आयकर के बारे में एमवाईटी नियमन 2007 के खंड 5.22 में कहा गया है:

"5.22 आय पर कर यदि कोई है तो वह वितरक लाइसेंसी को लगाई गई पूंजी के रिटर्न पर कर तक ही सीमित होगा। कोई और टैक्स मान्य नहीं होगा और उसकी अदायगी वितकर लाइसेंसी को करनी होगी।"

उपरोक्त खंड का अर्थ यह है कि अगर कोई आयकर पिछले वर्ष यानी विव 2002–03 से विव 2006–07 तक के लिए मौजूदा वर्ष में दिया जाता है तो उसकी अनुमति नहीं होगी, यदि इसका सरोकार इक्विटी पूंजी से नहीं है।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

इस बारे में माननीय एपीटीईएल ने अपील संख्या 174/2009 पर 14 फरवरी, 2011 के निर्णय में कहा:

"11. आयकर का मुद्दा इस तथ्य से जुड़ा है कि राज्य आयोग प्रत्येक लाइसेंसी कारोबार के नियमन खातों को देखते हैं। राज्य आयोग को नियमन खातों की आय को कराधान खातों की आय में समायोजन करना होता है। यह दो तरीकों से किया जा सकता है। एक है टैक्स से पहले का मुनाफा और दूसरा है इक्विटी पर रिटर्न का तरीका। सभी विवरण उपलब्ध होने की स्थिति में पहला तरीका अपनाया जाता है। दूसरा तरीका उस समय अपनाया जाता है जब शुल्क निर्धारण के लिए एआरआर विवरण जमा कराया जाए क्योंकि इसके जमा कराए जाने के समय सभी समायोजन विवरण उपलब्ध नहीं हो पाते।"

उपरोक्त निर्णय के आलोक में दो में एक एक तरीका अपनाने की आवश्यकता है। चूंकि एमवाईटी नियमन 2011 में आयकर संबंधी दृष्टिकोण में बदलाव आ गया है और आयकर सिर्फ पूंजी पर इक्विटी के लिए सीमित कर दिया गया है लिहाजा प्रार्थी का निवेदन है कि नीतिगत निर्देशन अवधि विव 2002 से 2007 तक का आयकर आरओई के आधार पर इस प्रकार किया जाए:

**तालिका 99 : आरओई के आधार पर आयकर की गणना (करोड़ रु)**

| वित्त वर्ष | इक्विटी पर मुनाफा | कर की दर | सकल इक्विटी | कर राशि |
|---|---|---|---|---|
| विव 2002-03 | 55.23 | 36.75% | 87.32 | 32.09 |
| विव 2003-04 | 73.69 | 35.88% | 114.92 | 41.23 |
| विव 2004-05 | 81.26 | 36.59% | 128.16 | 46.90 |
| विव 2005-06 | 101.12 | 33.66% | 152.43 | 51.31 |
| विव 2006-07 | 116.72 | 33.99% | 176.82 | 60.10 |
| **कुल** | **428.02** | | **659.64** | **231.62** |

चूंकि बीआरपीएल के लाइसेंसशुदा कारोबार पर विव 2002–03 से विव 2006–07 के दौरान कार्पोरेट कर दरें लागू थीं, लिहाजा आयकर की गणना के लिए उन दरों को ही लागू किया गया है। माननीय आयोग द्वारा विव 2002–03 से विव 2006–07 तक संबंधित शुल्क आदेशों में स्वीकृत तथा आरओई के आधार पर जिसका अब दावा किया गया है, आयकर को निम्न तालिका में दर्शाया गया है :

**तालिका 100 : आरओई के आधार पर आयकर की गणना (करोड़ रु)**

| वित्त वर्ष | टैरिफ आदेश | आरओई के आधार पर गणना | अंतर |
|---|---|---|---|



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| वित्त 2002-03 | 1.49 | 32.09 | 30.60 |
| वित्त 2003-04 | 0.00 | 41.23 | 41.23 |
| वित्त 2004-05 | 9.19 | 46.90 | 37.71 |
| वित्त 2005-06 | 12.77 | 51.31 | 38.54 |
| वित्त 2006-07 | 1.35 | 60.10 | 58.75 |
| **कुल** | **24.80** | **231.62** | **206.82** |

उल्लेखनीय है कि संवहन लागत की गणना के लिए, याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2006–07 तक के लिए 9% ब्याज दर पर विचार किया। वित्त वर्ष 2007–08 से, संवहन लागत की गणना के लिए खंड 3.20 में वर्णित ब्याज दरों पर विचार किया गया। वित्त वर्ष 2010–11 तक संवहन लागत समेत जिस राशि पर विचार किया गया उसका ब्योरा निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 101 : ट्रूइंग–अप के लिए विचाराधीन कुल राशि (करोड़ रु)**

| विवरण | आरंभिक शेष | जोड़ | लागू दर | ब्याज | समापन शेष |
|---|---|---|---|---|---|
| वित्त 2002-03 | 0.00 | 30.60 | 9.00% | 1.38 | 31.98 |
| वित्त 2003-04 | 31.98 | 41.23 | 9.00% | 4.73 | 77.94 |
| वित्त 2004-05 | 77.94 | 37.71 | 9.00% | 8.71 | 124.35 |
| वित्त 2005-06 | 124.35 | 38.54 | 9.00% | 12.93 | 175.82 |
| वित्त 2006-07 | 175.82 | 58.75 | 9.00% | 18.47 | 253.03 |
| वित्त 2007-08 | 253.03 | 0.00 | 13.68% | 34.62 | 287.66 |
| वित्त 2008-09 | 287.66 | 0.00 | 13.75% | 39.56 | 327.22 |
| वित्त 2009-10 | 327.22 | 0.00 | 13.11% | 42.90 | 370.11 |
| वित्त 2010-11 | 370.11 | 0.00 | 13.38% | 49.53 | 419.64 |

### 3.31 विव 2007–08 से विव 2010–11 के दौरान ऋण पत्र (एलसी) शुल्क

एमवाईटी नियमों के प्रावधान 4.2 के तहत ऐसी चीजें, जो नियंत्रण से बाहर हो मसलन सेल्स और बिजली खरीद तो उनकी कीमत में आने वाले बदलाव को ट्रू अप कर देना चाहिए। एमवाईटी नियमों का प्रासंगिक हिस्सा नीचे दिया गया है –

"4.2…

(f) 'बिक्री और बिजली खरीद जैसे अनियंत्रित कारकों की राजस्व/लागत में आने वाले अंतर को ट्रू अप कर देना चाहिए।'

यह बेहद सम्मानजनक तरीके से बताया जा रहा है कि एलसी शुल्क बिजली खरीद लागत का ही हिस्सा है। आदरणीय आयोग द्वारा मान्यता प्राप्त बिजली खरीद करार के तहत जेनको के फेवर में एलसी शुरू की जानी चाहिए। यह एक दस्तावेज है, जिसे बैंक द्वारा खरीदार की ओर से जारी किया जाता है, जो इस बात की गारंटी होती है कि प्रस्तावित एलसी देने पर विक्रेता को पूरी रकम मिलेगी। एलसी शुल्क बैंक द्वारा तय किए गए शुल्क और बिजली खरीद लागत में बदलाव पर निर्भर करता है, जो याची के नियंत्रण में नहीं होती है। यह बात ध्यान देने लायक है कि पहले नियंत्रण अवधि से पहले याची खुद बिजली नहीं खरीदते थे और इसलिए एलसी की ऐसी लागत उस आधार मूल्य का हिस्सा नहीं थी, जिसे माननीय आयोग ने याची के लिए पहली नियंत्रण अवधि के दौरान लागत का अनुमान लगाने के लिए तय की थी।

याची द्वारा बिजली खरीद की आने वाली लागत भी अनियंत्रित होती है, जैसा कि एमवाईटी नियमों के प्रावधानों के तहत बताया गया है। याची द्वारा उठाया गया एलसी शुल्क प्रत्यक्ष तरीके से बिजली खरीद लागत से जुड़ा होता है और यह बिजली खरीद लागत में आने वाले उतार/चढ़ाव के अनुसार होता है, जिस पर अपीलकर्ता का कोई नियंत्रण नहीं होता है।

याचिकाकर्ता ने वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2010–11 के दौरान एलसी की मद पर निम्न शुल्क का भुगतान किया है :

**तालिका 102 : वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2010–11 के दौरान एलसी शुल्क**

| क्र सं | वित्त वर्ष | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|
| 1 | वित्त वर्ष 2007-08 | 1.06 |
| 2 | वित्त वर्ष 2008-09 | 0.80 |
| 3 | वित्त वर्ष 2009-10 | 1.19 |
| 4 | वित्त वर्ष 2010-11 | 1.52 |
| **5** | **कुल** | **4.58** |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

याचिकाकर्ता ने वित वर्ष 2011–12 की ट्रू–अप आवश्यकता के अंतर्गत संवहन खर्च के साथ ही उपरोक्त शुल्क का भी दावा पेश किया है।

**तालिका 103 : वित्त वर्ष 2007–08 से वित्त वर्ष 2010–11 के दौरान एलसी शुल्क**

| विवरण | वित्त वर्ष 2007-08 | वित्त वर्ष 2008-09 | वित्त वर्ष 2009-10 | वित्त वर्ष 2010-11 |
|---|---|---|---|---|
| प्रारंभ | **0.00** | **1.14** | **2.15** | **3.71** |
| जोड़ | 1.06 | 0.80 | 1.19 | 1.52 |
| ब्याज दरें | 13.68% | 13.75% | 13.11% | 13.38% |
| वित्त वर्ष के दौरान ब्याज | 0.07 | 0.21 | 0.36 | 0.60 |
| **समापन** | **1.14** | **2.15** | **3.71** | **5.83** |

3.32 ए एंड जी तथा आर एंड एम व्यय की पात्रता

ए एंड जी व्यय (विव 2004–05) के बारे में माननीय एपीटीईएल ने अपील संख्या 36/2008 पर अपने 6 अक्टूबर 2009 के निर्णय में कहा:

> *"97)* अपीलकर्ता ने विव 2004–5 के लिए कुलमिलाकर 37.37 करोड़ रु के ए एंड जी व्यय का दावा किया है। कुल ए एंड जी में से आयोग ने कथित रूप से 29.04 करोड़ रु की ही अनुमति दी है और 1.17 करोड़ रु के बैंक अधिभार को अस्वीकृत कर दिया। जवाब में आयोग ने कहा है कि यह अपील निरर्थक है क्योंकि विव 2004–5 के ए एंड जी व्यय की स्वीकृति दी जा चुकी है। यह भी बताया जा रहा है कि अपीलकर्ता ने खुद एमवाईटी याचिका में गलत आंकड़े पेश किए हैं और पत्रांक 12.02.08 में यह कहकर आंकडे बदल दिए हैं कि ये अंकेक्षित खाते हैं। इस आदेश के एक सप्ताह पहले ही यह जारी किया गया। ऐसा लगता है कि आयोग को विव 2004–5 के लिए अंकेक्षित खातों के आधार पर वास्तविक समायोजन करना अभी बाकी है और ऐसा होते ही अपीलकर्ता की शिकायत दूर हो जाएगी।''

उपरोक्त मामले में माननीय आयोग ने दिनांक 26 अगस्त, 2011 के अपने टैरिफ आदेश में निम्न व्यवस्था दी है :



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

''याचिकाकर्ता के अधिकारी 3 मार्च, 2010 को आयोग के कार्यालय में उपस्थित हुए लेकिन उन्होंने आयोग द्वारा दिनांक 26 फरवरी, 2010 को जारी पत्र में निर्देशित अप्रैल 2004 तथा मार्च 2005 के वाउचर प्रस्तुत करने की बजाय चालू वर्ष अर्थात वित्त वर्ष 2009–10 के कुछ नमूना वाउचर पेश किए। नतीजतन प्रार्थी जो दस्तावेज नहीं पेश कर सका वे हैं:

*(a)* माहवार आधार पर आइटमवार विवरण

*(b)* इस प्रकार के व्यय के वाउचर और बिल

*(c)* इस प्रकार के खर्च के लिए हुई अदायगी का विवरण

*3.27* प्रार्थी आयोग द्वारा मांगे गए रूप में नमूना वाउचर उपलब्ध कराने की स्थिति में नहीं था। चूंकि माननीय एपीटीईएल ने पहले ही निर्देश दिया था कि आयोग को यह कवायद औचित्य की जांच के बाद ऐसे खर्चों की अनुमति देनी चाहिए। यदि खर्च समुचित हुए हैं तो आयोग को बिना इस कवायद के इनकी मंजूरी देना उचित नहीं होगा। इन परिस्थितियों में आयोग द्वारा स्वीकृत खर्चों से अलग हुए खर्च के दावे अपुष्ट रह जाएंगे। यदि बाद में कोई प्रमाण दिया जाता है तो उन पर गुणदोष के आधार पर विचार किया जा सकता है।''

उपरोक्त के आलोक में प्रार्थी का निवेदन है कि आयोग द्वारा तय अल्प अवधि में दस्तावेजी प्रमाण जुटाए गए। चूंकि ये प्रमाण ढेरों थे तो माननीय आयोग को एक पत्र 26 फरवरी 2010 को भेजा गया जो यहां संलग्नक 6 में है। माननीय आयोग ने अपने 26 फरवरी के पत्र में कहा:

*"3.* जहां तक आर एंड एम तथा ए एंड जी के वाउचरों एवं बिलों के बारे में कठिनाई का सवाल है, यह काम नमूना जांच के आधार पर हो सकता है। यह सलाह दी जाती है कि दो महीनों के लिए दस हजार रु से ऊपर के वाउचर 3 प्रमुख आइटमों के लिए पेश किए जाएं। ऐसे वाउचरों से व्यय की प्रकृति सामने आ जाएगी किस किस पार्टी को अदायगी किस अवधि में क्यों हुई। अन्य वाउचर बाद में जरूरत पड़ने पर जांचे जा सकते हैं।''

माननीय आयोग से प्राप्त हुए इस पत्र की प्रति संलग्नक 7 में है। विनम्र निवेदन है कि प्रार्थी ने अप्रेल 2004 और मार्च 2005 के मूल वाउचर आयोग में जमा करा दिए। लेकिन आयोग ने प्रार्थी को सलाह दी कि ये दस्तावेज बाद में निर्दिष्ट तिथि को जमा कराए जाएं। प्रार्थी आयोग से निरंतर संपर्क में रहा है लेकिन उसे इस बारे में कोई निर्देश नहीं मिला। प्रार्थी ने फिर एक पत्र RA/2012-13/01/A/016 dated April 11, 2012 आयोग को लिखा और ए एंड जी तथा आर एंड एम व्यय की अनुमति का आग्रह किया। इस पत्र को संलग्नक 8 में दिया गया है।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

उपरोक्त के आलो में विनम्र निवेदन किया जाता है कि प्रार्थी अपने जायज और संगत लागत हासिल नहीं कर सका है। प्रार्थी का आयोग से अनुरोध है कि नीचे दिए गए ए एंड जी तथा आर एंड एम खर्च की अनुमति दी जाए।

**तालिका 104 : विव 2004–05 से विव 2006–07 के दौरान ए एवं जी तथा आर एवं एम व्यय**

| विवरण | विव 2004-05 | | विव 2005-06 | | विव 2006-07 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | अंकेक्षित खाते | टैरिफ आदेश | अंकेक्षित खाते | टैरिफ आदेश | अंकेक्षित खाते | टैरिफ आदेश |
| ए एवं जी व्यय | 39 | 29 | | | | |
| आर एवं एम व्यय | 92 | 69 | 75 | 72 | 89 | 71 |
| **कुल** | **131** | **98** | **75** | **72** | **89** | **71** |
| **अंतर** | | **33** | | **4** | | **19** |

इस अंतर के संबंध में संवहन लागत के साथ, निम्न तालिका के विवरणानुसार दावा पेश किया गया है :

**तालिका 105 : विव 2004–05 से विव 2006–07 के दौरान ए एवं जी व्यय और आर एवं एम व्यय हेतु संवहन लागत**

| विवरण | विव 2004-05 | विव 2005-06 | विव 2006-07 | विव 2007-08 | विव 2008-09 | विव 2009-10 | विव 2010-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| आरंभिक | 0 | 34 | 41 | 64 | 73 | 82 | 93 |
| जोड़ | 33 | 4 | 19 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ब्याज दरें | 9.00% | 9.00% | 9.00% | 13.68% | 13.75% | 13.11% | 13.38% |
| वित्त वर्ष के दौरान ब्याज | 1 | 3 | 5 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| **समापन** | **34** | **41** | **64** | **73** | **82** | **93** | **106** |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

### 3.33 राजस्व अंतर की भरपाई के लिए विव 2010–11 के दौरान ऋण खर्च

आयोग ने विव 2010–11 तक के राजस्व अंतर के लिए दिनांक 13 जुलाई, 2012 के शुल्क आदेश में 3225 करोड़ रु की विनियामक परिसंपत्ति सृजित की, यानी उपरोक्त अवधि के लगभग 15 माह बाद यह कदम उठाया गया है। याचिकाकर्ता को इस अवधि में नकदी की कमी के चलते काफी परेशानियों का सामना करना पड़ा। विव 2010–11 के दौरान, याचिकाकर्ता को अलग से ऋण भी लेने पड़े। याचिकाकर्ता ने विव 2010–11 के दौरान 16.47 करोड़ रु का बैंक शुल्क भी वहन किया है। याचिकाकर्ता इस संदर्भ में माननीय आयोग से विव 2011–12 की ट्रूइंग–अप आवश्यकता का निर्धारण करते समय इस मद को भी मंजूरी देने का अनुरोध करता है।

### 3.34 विव 2011–12 की वार्षिक राजस्व आवश्यकता

विभिन्न शीर्षों पर उपरोक्त चर्चा के आधार पर, माननीय आयोग द्वारा दिनांक 26 अगस्त, 2011 के शुल्क आदेश में निर्धारित और अंकेक्षित खातों के अनुसार अथवा एमवाईटी विनियमन, 2011 के अनुरूप, जो भी लागू हो, वार्षिक राजस्व आवश्यकता का विवरण निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 106 : विव 2011–12 की वार्षिक राजस्व आवश्यकता (करोड़ रु में )**

| क्र सं | विवरण | विव 2011-12 | | |
|---|---|---|---|---|
| | | दिनांक 26 अगस्त, 2011 का टैरिफ आदेश | याचिका | अंतर |
| 1 | बिजली खरीद लागत | 3811 | 4803 | 992 |
| 2 | अंतर-राज्यीय ट्रांसमिशन शुल्क | 241 | 370 | 129 |
| 3 | राज्यों के भीतर ट्रांसमिशन शुल्क | 475 | 477 | 2 |
| 4 | एसएलडीसी शुल्क | 0 | 0 | 0 |
| 5 | ओ एवं एम व्यय | 427 | 428 | 0.40 |
| *a* | *कर्मचारी व्यय* | *213* | *213* | *0.40* |
| *b* | *ए एवं जी व्यय* | *75* | *75* | *0* |
| *c* | *आर एवं एम व्यय* | *140* | *140* | *0* |
| 6 | अवमूल्यन | 146 | 231 | 85 |

| क्र सं | विवरण | विव 2011-12 | | |
|---|---|---|---|---|
| | | दिनांक 26 अगस्त, 2011 का टैरिफ आदेश | याचिका | अंतर |
| 7 | अन्य विविध खर्च | 0 | 98 | 98 |
| 8 | पूंजी निवेश पर मुनाफा | 328 | 324 | -4 |
| 9 | आयकर | 5 | 38 | 33 |
| 10 | सप्लाई मार्जिन | 18 | 24 | 6 |
| 11 | घटा - गैर शुल्क आय | 55 | 207 | 152 |
| 12 | जोड़ - विनियमन 12.1 के अनुसार विव 2007-08 का समायोजन | | 402 | 402 |
| 13 | जोड़ - ट्रू अप आवश्यकता | 0 | 295 | 295 |
| 14 | जोड़ – विव 03 से विव 07 तक आयकर का समायोजन | 0 | 420 | 420 |
| 15 | जोड़ - विव 11 तक ऋण-पत्र शुल्क | 0 | 5.83 | 6 |
| 16 | जोड़ - आर एवं एम तथा ए एवं जी व्यय ' अपील सं 177, वर्ष 2012 | 0 | 106 | 106 |
| 17 | जोड़ - घाटा भरपाई के लिए विव 2010-11 के दौरान ऋण लागत | | 16 | 16 |
| **18** | सकल राजस्व आवश्यकता | **5397** | **7832** | **2435** |
| **19** | राजस्व प्राप्ति (शुद्ध ई. टैक्स) | **4780** | **4425** | **-355** |
| **20** | राजस्व अंतर/(अतिरिक्त) | **618** | **3407** | **2789** |

राजस्व (अंतर)/सरप्लस की गणना के लिए, याचिकाकर्ता ने, इस याचिका के खंड 3.3 में की गई चर्चा के अनुसार, विव 2011–12 के दौरान प्राप्त वास्तविक राजस्व (एफपीए शुल्क से प्राप्त रकम समेत) पर विचार किया है।



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## 4 विव 2012–13 की वार्षिक प्रदर्शन समीक्षा और 2013–14 का एआरआर

एमवाईटी विनियमन, 2011 के उपबंध 10.1 के संदर्भ में माननीय आयोग एमवाईटी सिद्धांतों के कियान्वयन की प्रभावशीलता तथा अंतर्निहित लक्ष्यों को प्राप्त करने में सफलता की समीक्षा के लिए नियंत्रण अवधि में वितरण लाइसेंसी के प्रदर्शन की सावधिक समीक्षा कर सकता है। एमवाईटी विनियमन, 2011 का संबंधित अंश नीचे दिया जा रहा है :

*"10.1 बहु–वर्षीय शुल्क (एमवाईटी) व्यवस्था के सुगम कियान्वयन हेतु, आयोग नियंत्रण अवधि के दौरान लाइसेंसी के प्रदर्शन का सावधिक समीक्षा कर सकता है, या किसी भी प्रकार की व्यावहारिक समस्या, सरोकार अथवा अन्य किसी अनपेक्षित मसले का समाधान कर सकता है।*

*10.2 वितरण लाइसेंसी नियंत्रण अवधि के आरंभ में आयोग द्वारा स्वीकृत लक्ष्यों के संदर्भ में अपने प्रदर्शन के मूल्यांकन हेतु वास्तविक प्रदर्शन संबंधी वार्षिक समीक्षा के अंतर्गत सूचनाएं मुहैया कराएगा। इसमें इन विनियमनों के अनुसरण में नवीनतम उपलब्ध अंकेक्षित/वास्तविक लेखा–जोखा तथा शुल्क समेत प्रदर्शन और लेखा संबंधी वार्षिक वक्तव्य शामिल है।"*

विनम्रतापूर्वक निवेदन है कि माननीय आयोग ने 13.07.2012 को विव 2010–11 के अंकेक्षित खातों के आधार पर शुल्क आदेश जारी किया था। तभी से, विव 2011–12 के वास्तविक तथा विव 2012–13 की पहली छमाही के आंकड़े उपलब्ध हैं। हम माननीय आयोग से अनियंत्रणयोग्य खर्चों जैसे खरीद लागत, ऊर्जा खर्च, नए प्रयासों और यहां उल्लिखित अन्य अनियंत्रित खर्चों के परिप्रेक्ष्य में वि 2012–13 के प्रदर्शन की समीक्षा करने का अनुरोध करते हैं।

माननीय आयोग के पिछले शुल्क आदेशों से यह स्पष्ट है कि प्रथम एमवाईटी नियंत्रण अवधि के दौरान आगामी वर्षों के लिए एआरआर तथा शुल्क निर्धारण करते समय, माननीय आयोग ने कुल राजस्व (अंतर)/सरप्लस की गणना के लिए वार्षिक प्रदर्शन समीक्षा (एपीआर) के प्रभाव अर्थात राजस्व (अंतर)/सरप्लस पर विचार नहीं किया था तथा एक साल बाद संवहन लागत के साथ इसकी मंजूरी दी गई थी जिसके चलते भारी विनियामक परिसंपत्तियां जमा हो गईं। एमवाईटी विनियमन, 2011 के उपबंध 7.8 और 7.9 में नियंत्रण अवधि के दौरान एपीआर का प्रावधान है। वर्तमान वर्ष से संबंधित राजस्व (अंतर)/सरप्लस को एमवाईटी विनियमन,

2011 के संबंधित उपबंधों के अनुरूप मंजूरी दी जा सकती है ताकि उपभोक्ताओं को शुल्क संबंधी अचानक वृद्धि का सामना न करना पड़े।

इस संबंध में, माननीय एपीटीईएल ने ओपी संख्या 1, वर्ष 2011 के संबंध में 11 नवंबर, 2011 जिसे 2011ELR (APTEL) 1742 कहा गया है, के फैसले में भी इसी प्रकार की राय जाहिर की है जिसे नीचे दर्शाया गया है :

*"57. न्यायाधिकरण ने बार–बार इस बात को दोहराया है कि खर्चों का वास्तविक समायोजन नियमित आधार पर और समय से किया जाना जरूरी है क्योंकि :*

*(a) कोई भी पूर्वानुमान इतना सटीक नहीं हो सकता कि वह वास्तविक स्थिति के यथानुरूप हो।*

*(b) **पिछले वर्षों के बोझ/फायदों को भविष्य के उपभोक्ताओं पर नहीं डाला जाना चाहिए।***

*(c) **शुल्क निर्धारण और वास्तविक समायोजन में देरी के चलते निम्न स्थितियां उत्पन्न होती हैं :***

*(i) **उपभोक्ताओं पर ऐसी संवहन लागत का बोझ भी पड़ सकता है जिसका अभी प्रावधान नहीं है, जैसा कि राष्ट्रीय शुल्क नीति के पैरा 5.3 (h) (4) में ही स्वीकार किया गया है।***

*(ii) **लाइसेंसी की नकदी प्रवाह संबंधी परेशानियां।" (बलपूर्वक)***

माननीय आयोग को इस बात की जानकारी है कि कीमतों के अनुरूप शुल्क के अभाव में याचिकाकर्ता को नकदी प्रवाह के संकट का सामना करना पड़ रहा है। लिहाजा, याचिकाकर्ता माननीय आयोग से विव 2012–13 के अनियंत्रणयोग्य खर्चों जैसे बिक्री और विद्युत क्रय लागत आदि की समय–समय पर समीक्षा करने का अनुरोध करता है ताकि याचिकाकर्ता के सम्मुख पेश आने वाली व्यावहारिक कठिनाइयों, सरोकारों अथवा एमवाईटी फ्रेमवर्क के सुगम कियान्वयन सुनिश्चित करने के मोर्चे पर पेश आने वाली अनपेक्षित स्थितियों का समाधान किया जा सके।

## 4.1 बिक्री

एमवाईटी विनियमन 2011 के उपबंध 4.9 और 4.10 में निम्न प्रावधान है :
"4.9 लाइसेंसी अपनी याचिका में, आयोग द्वारा समीक्षा और मंजूरी के लिए, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष में हरेक उपभोक्ता श्रेणी तथा उप–श्रेणियों के मामले में बिक्री का पूर्वानुमान जाहिर करेगा।

4.10 आयोग उन पूर्वानुमानों के औचित्य तथा उनकी एकरूपता की जांच पिछले वर्षों में उपभोक्ताओं की संख्या, घाटों एवं बिजली की मांग तथा अगले वर्ष में अपेक्षित विकास और ऐसे अन्य घटकों, जिन्हें आयोग प्रासंगिक मानता है, के संदर्भ में करेगा और नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए बिक्री संबंधी पूर्वानुमानों को, समुचित संशोधनों के साथ मंजूरी देगा। ...'

उपरोक्त उपबंध के मुताबिक, याचिकाकर्ता ने विव 2011–12 और विव 2012–13 (पहली छमाही) के दौरान वास्तविक बिक्री के आधार पर विव 2012–13 के लिए संशोधित बिक्री और विव 2013–14 के लिए अनुमानित बिक्री का आकलन किया है। संशोधित बिक्री के आकलन के लिए, बीआरपीएल ने पिछले चार वर्षों में विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों के लिए ऊर्जा बिक्री के रुझानों का विश्लेषण किया है।

**तालिका 107 : विव 2008–09 से विव 2011–12 के दौरान ऊर्जा बिक्री**

| क्र सं | विवरण | विव 2008-09 | विव 2009-10 | विव 2010-11 | विव 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | घरेलू | 3,515 | 4,183 | 4,509 | 4,725 |
| 2 | गैर–घरेलू | 2,417 | 2,416 | 2,538 | 2,642 |
| 3 | औद्योगिक | 636 | 622 | 586 | 540 |
| 4 | सार्वजनिक लाइटिंग | 130 | 138 | 152 | 137 |
| 5 | सिंचाई एवं कृषि | 24 | 20 | 18 | 17 |
| 6 | रेलवे ट्रैक्शन | 23 | 26 | 25 | 22 |
| 7 | डीएमआरसी | 73 | 70 | 140 | 271 |
| 8 | **अन्य** | 195 | 278 | 439 | 552 |
| *a* | डायल | 0 | 82 | 242 | 231 |
| *b* | *11 KV(पूजा / अस्पताल)* | 17 | 18 | 24 | 25 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| *c* | दिजबो | 0 | 79 | 91 | 103 |
| *d* | दिविबो स्टाफ | 19 | 22 | 24 | 24 |
| *e* | प्रवर्तन | 132 | 43 | 36 | 136 |
| *f* | निजी खपत | 29 | 34 | 21 | 33 |
| *g* | अस्थायी | 0 | 0 | 0 | 0 |
| *h* | विज्ञापन एवं होर्डिंग | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **9** | **कुल** | **7014** | **7753** | **8406** | **8907** |

विव 2008–09 से विव 2011–12 के दौरान विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों में बिक्री के विश्लेषण के बाद, याचिकाकर्ता ने विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान निजी खपत, अस्थायी कनेक्शन, दिल्ली मैट्रो रेल कार्पोरेशन (डीएमआरसी) और दिल्ली इंटरनेशनल एयरपोर्ट लिमिटेड (डायल) को छोड़कर शेष सभी श्रेणियों के लिए बिक्री का आकलन करते हुए वर्ष–दर–वर्ष आधार पर विकास दर पर विचार किया है।

निजी खपत का जहां तक सवाल है, याचिकाकर्ता ने बिक्री के लिए विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान शेष श्रेणियों के लिए कुल अनुमानित बिक्री की 0.25% राशि को आधार बनाया है।

अस्थायी कनेक्शन के लिए, डीईआरसी द्वारा 13 जुलाई, 2012 के एमवाईटी आदेश में विव 2012–13 और विव 2013–14 के लिए स्वीकृत बिक्री को ही विचारणीय माना गया है।

जहां तक डीएमआरसी और डायल का सवाल है, याचिकाकर्ता ने विव 2011–12 को इस लिहाज से असामान्य वर्ष पाया जिसमें इन श्रेणियों में काफी अधिक विकास दर दर्ज की गई। व्यावहारिक दृष्टि से आकलन के लिए, विव 2010–11 की तुलना में विव 2011–12 के दौरान गैर–घरेलू श्रेणी में दर्ज 4.13% की विकास दर को विचारणीय माना गया और इसके आधार पर ही विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान इन दोनों श्रेणियों के लिए ऊर्जा बिक्री की गणना की गई है।

उपरोक्त विधि के अनुसार, विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों में अनुमानित ऊर्जा बिक्री का ब्योरा निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 108 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान अनुमानित ऊर्जा बिक्री (MU)**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|

| | | | |
|---|---|---|---|
| 1 | घरेलू | 4951 | **5188** |
| 2 | गैर–घरेलू | 2752 | **2865** |
| 3 | औद्योगिक | 497 | **483** |
| 4 | सार्वजनिक लाइटिंग | 139 | **141** |
| 5 | सिंचाई एवं कृषि | 18 | **18** |
| 6 | रेलवे ट्रैक्शन | 20 | **18** |
| 7 | डीएमआरसी | 282 | **294** |
| 8 | **अन्य** | 466 | **493** |
| *a* | डायल | 240 | **250** |
| *b* | *11 KV(पूजा / अस्पताल)* | 25 | **26** |
| *c* | दिजबो | 116 | **132** |
| *d* | दिविबो स्टाफ | 25 | **25** |
| *e* | प्रवर्तन | 36 | **36** |
| *f* | निजी खपत | 23 | **24** |
| *g* | अस्थायी | 0.24 | **0.25** |
| *h* | विज्ञापन एवं होर्डिंग | 0.00 | **0.00** |
| 9 | **कुल** | 9125 | **9501** |

जहां तक विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों में उपभोक्ताओं की संख्या का सवाल है, याचिकाकर्ता ने निम्न फार्मूला के अनुसार यथानुपातिक आधार पर उसका आकलन किया है :

$NOC_{FY\ 2012\text{-}13} = NOC_{FY\ 2011\text{-}12} / Sales_{FY\ 2011\text{-}12} \times Sales_{FY\ 2012\text{-}13}$

जहां,

$NOC_{FY\ 2012\text{-}13}$ = विव 13 के दौरान श्रेणी विशेष से संबंधित उपभोक्ताओं की संख्या

$NOC_{FY\ 2011\text{-}12}$= विव 12 के दौरान श्रेणी विशेष से संबंधित उपभोक्ताओं की संख्या

$Sales_{FY\ 2011\text{-}12}$ = विव 12 के दौरान श्रेणी विशेष में बिक्री (एमयू)

$SalesFY_{\ 2012\text{-}13}$= विव 13 के दौरान श्रेणी विशेष में बिक्री (एमयू)

इसी प्रकार, विव 2013–14 के दौरान उपभोक्ताओं की संख्या के आकलन के लिए, विव 2012–13 में किसी श्रेणी विशेष में उपभोक्ताओं की संख्या और उस श्रेणी विशेष में बिक्री के अनुपात को विव 2013–14 में उसी श्रेणी में अनुमानित बिक्री (एमयू) से गुणा किया गया है।

उपरोक्ता विधि के अनुसार, विव 2012–13 तथा विव 2013–14 के दौरान उपभोक्ताओं की अनुमानित संख्या का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 109 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान उपभोक्ताओं की संभावित संख्या**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|
| 1 | घरेलू | 1535709 | 1609214 |
| 2 | गैर–घरेलू | 254149 | 264643 |
| 3 | औद्योगिक | 11690 | 11372 |
| 4 | सार्वजनिक लाइटिंग | 2 | 3 |
| 5 | सिंचाई एवं कृषि | 4276 | 4276 |
| 6 | रेलवे ट्रैक्शन | 1 | 1 |
| 7 | डीएमआरसी | 7 | 8 |
| 8 | **अन्य** | 6406 | 6416 |
| *a* | डायल | 1 | 1 |
| *b* | *11 KV(पूजा / अस्पताल)* | 19 | 20 |
| *c* | दिजबो | 67 | 76 |
| *d* | दिविबो स्टाफ | 6318 | 6318 |
| *e* | प्रवर्तन | 0 | 0 |
| *f* | निजी खपत | 1 | 1 |
| *g* | अस्थायी | 0 | 0 |
| *h* | विज्ञापन एवं होर्डिंग | 0 | 0 |
| 9 | **कुल** | 1812240 | 1895933 |

विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान कनेक्टेड लोड के आकलन के संबंध में, याचिकाकर्ता ने किसी श्रेणी विशेष में वास्तविक कनेक्टेड लोड को विव 2011–12 में उसी उपभोक्ता श्रेणी में उपभोक्ताओं की वास्तविक संख्या के अनुपात को विव 2012–13 के दौरान उसी उपभोक्ता श्रेणी के लिए अनुमानित उपभोक्ताओं की संख्या से गुणा किया है। इसका फार्मूला निम्नासुार है :

CLFY 2012-13 = CLFY 2011-12/ NOCFY 2011-12 X NOCFY 2012-13

जहां,

CLFY 2012-13 = विव 13 के दौरान विशेष श्रेणी से संबंधित कनेक्टेड लोड

CLFY 2011-12= विव 12 के दौरान विशेष श्रेणी से संबंधित कनेक्टेड लोड

NOCFY 2011-12 = विव 12 के दौरान विशेष श्रेणी से संबंधित उपभोक्ताओं की संख्या

NOCFY 2012-13= विव 13 के दौरान विशेष श्रेणी से संबंधित उपभोक्ताओं की संख्या

विव 2013–14 के दौरान कनेक्टेड लोड के आकलन के लिए भी यही विधि अपनायी गई है।

विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों से संबंधित कनेक्टेड लोड का ब्योरा निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 110 : विव 2012–13 और विव 2013–14 में अनुमानित कनेक्टेड लोड (MW)**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|
| 1 | घरेलू | 4732 | 4958 |
| 2 | गैर–घरेलू | 1936 | 2016 |
| 3 | औद्योगिक | 312 | 303 |
| 4 | सार्वजनिक लाइटिंग | 0 | 0 |
| 5 | सिंचाई एवं कृषि | 19 | 19 |
| 6 | रेलवे ट्रैक्शन | 14 | 14 |
| 7 | डीएमआरसी | 66 | 76 |
| 8 | **अन्य** | 155 | 166 |
| *a* | डायल | 48 | 48 |

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|
| b | 11 KV(पूजा / अस्पताल) | 14 | 15 |
| c | दिजबो | 73 | 83 |
| d | दिविबो स्टाफ | 20 | 20 |
| e | प्रवर्तन | 0 | 0 |
| f | निजी खपत | 0 | 0 |
| g | अस्थायी | 0 | 0 |
| h | विज्ञापन एवं होर्डिंग | 0 | 0 |
| 9 | **कुल** | 7234 | 7552 |

याचिकाकर्ता माननीय आयोग से उपरोक्त निवेदनों पर समुचित रूप से विचार करने के उपरांत, विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान ऊर्जा बिक्री, उपभोक्ताओं की संख्या और कनेक्टेड लोड को मंजूरी देने का अनुरोध करता है।

## 4.2 राजस्व बिलिंग

जहां तक विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों को क्रय की गई बिजली से राजस्व के आकलन का सवाल है, याचिकाकर्ता ने माननीय आयोग द्वारा दिनांक 13.07.2012 के एमवाईटी टैरिफ आदेश तथा माननीय आयोग द्वारा 2012 की याचिका सं 42 में स्वतः स्फूर्त आधार पर दिनांक 22.10.2012 के आदेश का अनुसरण करते हुए, प्रत्येक शुल्क श्रेणी के लिए स्वीकृत राजस्व बिलिंग (फिक्स्ड एवं एनर्जी चार्ज) का आकलन किया है।

माननीय आयोग ने राजस्व अंतर की पूर्ति के लिए दिनांक 13.07.2012 के एमवाईटी टैरिफ आदेश विव 2012–13 के दौरान लागू किए जाने वाले शुल्क का निर्धारण किया है। अलबत्ता, माननीय आयोग ने 22 अक्टूबर, 2012 को स्वतः स्फूर्त तरीके से आदेश जारी किया और घरेलू श्रेणी के लिए शुल्कों का संशोधन किया। यह आदेश पिछली तिथि यानी 1 जुलाई, 2012 से लागू किया गया। माननीय आयोग ने वितरण कंपनियों को दिनांक 13 जुलाई, 2012 के शुल्क आदेश के अनुसरण में लागू शुल्क व्यवस्था के चलते प्राप्त अतिरिक्त राजस्व का समायोजन करने का निर्देश दिया। माननीय आयोग ने अपने आदेश

में यह अनुमान भी जाहिर किया है कि शुल्क में संशोधन के चलते याचिकाकर्ता के राजस्व पर 90 करोड़ रु का नकारात्मक प्रभाव हो सकता है। माननीय आयोग के इस अनुमान के परिप्रेक्ष्य में, विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान मौजूदा टैरिफ के अनुसार राजस्व बिलिंग संबंधी आकलन में संशोधित टैरिफ के मुताबिक संशोधन किया गया है। विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान राजस्व की गणना के लिए, याचिकाकर्ता ने मौजूदा याचिका में विव 2012–13 और विव 2013–14 के लिए अनुमानित ऊर्जा बिक्री, उपभोक्ताओं की संख्या और कनेक्टेड लोड को आधार बनाया है। जिस टैरिफ श्रेणी के लिए शुल्क को kVA/ kVAh में दर्शाया गया है उसके मामले में विद्युत घटक को उसी स्तर पर माना गया है जिसकी मंजूरी माननीय आयोग ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 के अपने एमवाईटी टैरिफ आदेश में दी है।

माननीय आयोग द्वारा स्वीकृत शुल्क के आधार पर याचिकाकर्ता द्वारा आकलन के लिए राजस्व बिलिंग को दिननि अधिसूचना के आधार पर विद्युत कर से अलग रखा जाना है ताकि इसमें किसी भी प्रकार के परिवर्तन का निर्धारण कर उसकी अलग से वसूली की जा सके।

उपरोक्त विधि के अनुसार, नियंत्रण अवधि के लिए याचिकाकर्ता द्वारा मौजूदा शुल्क दर पर राजस्व बिलिंग (शुद्ध विद्युत कर) निम्नानुसार है :

**तालिका 111 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के अनुसार राजस्व बिलिंग**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|
| 1 | घरेलू | 2905 | 3287 |
| 2 | गैर–घरेलू | 2478 | 2704 |
| 3 | औद्योगिक | 399 | 408 |
| 4 | सार्वजनिक लाइटिंग | 101 | 111 |
| 5 | सिंचाई एवं कृषि | 5 | 5 |
| 6 | रेलवे ट्रैक्शन | 15 | 15 |
| 7 | डीएमआरसी | 152 | 171 |
| 8 | **अन्य** | 303 | 338 |

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|
| a | डायल | 176 | **192** |
| b | 11 KV(पूजा / अस्पताल) | 17 | **18** |
| c | दिजबो | 100 | **118** |
| d | दिविबो स्टाफ | 9 | **11** |
| e | प्रवर्तन | 0 | **0** |
| f | निजी खपत | 0 | **0** |
| g | अस्थायी | 0 | **0** |
| h | विज्ञापन एवं होर्डिंग | 0 | **0** |
| 9 | **कुल** | **6358** | **7039** |

उपरोक्त राशि में विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान, विनियमन परिरसंपत्तियों की वसूली के लिए, स्थिर तथा ऊर्जा शुल्कों पर 8% अधिभार भी शामिल है।

### 4.3 संग्रहण कुशलता

एमवाईटी विनियमन, 2011 के प्रावधानों के अंतर्गत संग्रहण कुशलता को वर्ष के दौरान कुल राजस्व संग्रहित और कुल राजस्व बिलिंग के अनुपात (विद्युत शुल्क तथा देरी से भुगतान पर अधिभार को हटाकर) के रूप में परिभाषित किया गया है। एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 4.7(iv) में निम्न प्रावधान है :

''नियंत्रण योग्य मानकों के संबंध में लक्ष्य

4.7 .....

(iv) संग्रहण कुशलता, जो कि किसी वर्ष में कुल प्राप्त राजस्व और उसी वर्ष की कुल राजस्व बिलिंग के अनुपात के रूप में मापा जाएगा :

बशर्ते संग्रहण कुशलता के लिए विद्युत शुल्क तथा देरी से भुगतान पर अधिभार से प्राप्त राजस्व को शामिल नहीं किया जाए;

साथ ही, जहां तक संग्रहण कुशलता का वाल है, एमवाईटी विनियमन, 2007 के उपबंध 4.7 (c) में निम्न प्रावधान किया गया है :

''नियंत्रण योग्य मानकों के संबंध में लक्ष्य

4.7 .....

**(a)** संग्रहण कुशलता, जो कि किसी वर्ष में कुल प्राप्त राजस्व और उसी वर्ष की कुल राजस्व बिलिंग के अनुपात के रूप में मापा जाएगा। **दिविबो की अवधि से संबंधित बकाया राशि**

**की मद में प्राप्त राजस्व, विद्युत कर और देरी से भुगतान पर अधिभार को संग्रहण कुशलता की गणना के लिए शामिल किया जाएगा;**
…" (बलपूर्वक)

माननीय आयोग ने दिनांक 23 फरवरी, 2008 के अपने एमवाईटी शुल्क आदेश तथा दिनांक 26 अगस्त, 2011 के शुल्क आदेश में निम्न लक्ष्यों का निर्धारण किया है :

**तालिका 112 : विव 2007–08 से विव 2011–12 के दौरान संग्रहण कुशलता लक्ष्य**

| विवरण | विव 2007-08 | विव 2008-09 | विव 2009-10 | विव 2010-11 | विव 2011-12 |
|---|---|---|---|---|---|
| संग्रहण कुशलता | 99% | 99.25% | 99.50% | 99.50% | 99.50% |

दिविबो अवधि से संबंधित बकाया राशि की मद में राजस्व प्राप्ति, विद्युत कर तथा देरी से भुगतान पर अधिभार को शामिल करते हुए उपरोक्त लक्ष्यों को हासिल किया जाना था।

माननीय आयोग ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 के अपने एमवाईटी आदेश में निम्न लक्ष्यों का निर्धारण किया है :

**तालिका 113 : विव 2012–13 से विव 2014–15 के दौरान संग्रहण कुशलता लक्ष्य**

| विवरण | विव 2012-13 | विव 2013-14 | विव 2014-15 |
|---|---|---|---|
| संग्रहण कुशलता | 99.50% | 99.50% | **99.50%** |

सादर निवेदन है कि विव 2012–13 से विव 2014–15 तक की अवधि के लिए उपरोक्त वर्णित संग्रहण कुशलता संबंधित लक्ष्यों को विद्युत शुल्क और देरी से भुगतान पर अधिभार को शामिल किए बगैर प्राप्त करना है।

याचिकाकर्ता निवेदन करता है कि कंपनी के एटी एवं सी घाटों की गणना के संदर्भ में संग्रहण कुशलता महत्वपूर्ण घटक है, लिहाजा यह स्वाभाविक है कि संग्रहण कुशलता संबंधी स्तरों को समुचित/व्यवहार्य स्तरों पर निर्धारित किया जाए और ये स्तर इस प्रकार हों जिनका इस क्षेत्र मं सामान्य तौर पर पालन किया जाता है। साथ ही, यह भी कि तत्कालीन दिल्ली विद्युत बोर्ड (जिसे इसके बाद 'दिविबो' कहा जाएगा) की अवधि से संबंधित बकाया राशि अब याचिकाकर्ता के पास उपलब्ध नहीं है क्योंकि इस राशि का संग्रहण हो चुका है और जिस राशि की वसूली में याचिकाकर्ता असमर्थ रहा था, उसे माफ कर दिया गया है, तथा याचिकाकर्ता अब बिलिंग एवं वसूली के मौजूदा चक्र पर केंद्रित है। याचिकाकर्ता का निवेदन है कि पिछले वर्षों में याचिकाकर्ता सामान्य से अधिक संग्रहण कुशलता को हासिल करने में इस वजह से समर्थ रहा था क्योंकि वह दिविबो की अवधि की बकाया राशि का संग्रहण कर सका था या फिर उस राशि को माफ कर दिया गया।

याचिकाकर्ता यह समझता है कि एमवाईटी के क्रियान्वयन का प्रमुख उद्देश्य शुल्क निर्धारण में एकरूपता लाना तथा वितरण कंपनी के प्रदर्शन के आधार पर उन्हें प्रोत्साहन देना/दंडित करना है। याचिकाकर्ता ने प्रथम एमवाईटी अवधि के संग्रहण कुशलता लक्ष्यों को हासिल किया क्योंकि इनमें एलपीएससी, दिविबो की बकाया रकम तथा विद्युत शुल्क शामिल था। परंतु एमवाईटी विनियमन, 2011 में संग्रहण कुशलता की गणना के समीकरण को बदला गया है। लेकिन गणना के तौर–तरीके को बदलने जाने के बावजूद संग्रहण कुशलता को उसके हिसाब से संशोधित नहीं किया गया है। अव्यवहार्य लक्ष्यों का निर्धारण या वितरण कंपनियों को दंडित करना निश्चित रूप से एमवाईटी व्यवस्था को क्रियान्वित करने का लक्ष्य नहीं है। इस संबंध में याचिकाकर्ता माननीय आयोग के पत्रांक RA/2011-12/01/A/339 दिनांक 05.03.2012 का संदर्भ ग्रहण करता है। दिनांक 05.03.2012 के पत्र की प्रति यहां संलग्न है और **संलग्नक 22** पर उपलब्ध है।

याचिकाकर्ता इस संबंध में शुंगलु समिति की रिपोर्ट का हवाला देना चाहता है, जिसमें निम्न कहा गया है :

''4.3.1 विनिमयामक कार्यप्रणाली
…
(b) ट्रांसमिशन एवं वितरण घाटा
वितरण कंपनियों पर उनके ट्रांसमिशन एवं वितरण घाटों को कम करने के लिए दबाव बनाने के सभी उपाय महत्वपूर्ण हैं और अधिकांश विनियामकों ने इस उद्देश्य से लक्ष्य निर्धारित किए हैं। **परंतु, वास्तविक घाटों की अनदेखी कर नॉर्मेटिव टी एवं डी घाटों के आधार पर खुदरा शुल्कों का निर्धारण करने से वितरण कंपनियों को राजस्व में हानि होती है जिसके परिणामस्वरूप उनकी पहले से खराब हालत और भी बिगड़ती है …. लिहाजा यह सिफारिश की जाती है कि विनियामक नॉर्मेटिव टी एवं डी घाटों को ध्यान में रखते हुए खुदरा शुल्क का निर्धारण करते रहेंगे और जिन क्षेत्रों में वास्तविक घाटे अधिक होंगे, वहां उस क्षेत्र विशेष के वास्तविक घाटों के आधार पर अलग से घाटा अधिभार भी लगाया जाएगा …. (बलपूर्वक)**

इसके अलावा, माननीय आयोग ने 24 अक्टूबर, 2012 को जारी अपने आदेश में, विव 2012–13 के लिए शुल्क वृद्धि के मामले में खुद ही संज्ञान लेते हुए घरेलू श्रेणियों की शुल्क दरों में संशोधन किया है। यह भी उल्लेखनीय है कि संग्रहण कुशलता उपभोक्ताओं की भुगतान करने की नीयत पर भी निर्भर करती है। आयोग के समक्ष उपभोक्ताओं के प्रतिवेदननों से यह साफ जाहिर होता है कि उपभोक्ताओं को यूटिलिटी की भारी मात्रा में विनियामक परिसंपत्तियों, गैर–वसूली के चलते राजस्व अंतर और वित्तीय व्यावहार्यता की कतई जानकारी नहीं है। ऐसे में 99.50% के कड़े लक्ष्यों को हासिल करना काफी मुश्किल है क्योंकि त्रुटि में सुधार की गुंजाई और उपभोक्ताओं के स्तर पर भुगतान न होने जैसे मामलों को लेकर किसी प्रकार के सुधार की संभावना काफी कम होती है।'

उपरोक्त के संदर्भ, सादर निवेदन है कि कंपनी के विशिष्ट वितरण क्षेत्र के मद्देनज़र 95% से अधिक की संग्रहण कुशलता को हासिल करना न सिर्फ अव्यावहारिक है बल्कि

यह क्षेत्रवार प्रथा के अनुरूप भी नहीं है। विभिन्न वितरण कंपनियों की संग्रहण कुशलता निम्न तालिका में दर्शायी गई है :

**तालिका 114 : अन्य वितरण कंपनियों के संग्रहण कुशलता लक्ष्य**

| राज्य विद्युत विनियामक आयोग | डिस्कॉम | आदेश की तारीख | वास्तविक स्वीकृत संग्रहण कुशलता | वर्ष |
|---|---|---|---|---|
| उत्तराखंड विद्युत विनियामक आयोग | यूपीसीएल | 24.05.2011 | 96% | **2010-11** |
| उत्तर प्रदेश विद्युत विनियामक आयोग | डीवीवीएनएल | 15.04.2008 | 94% | **2010-11** |
| हरियाणा विद्युत विनियामक आयोग | यूएचबीवीएनएल | 13.09.2010 | 85% | **2010-11** |
| असम विद्युत विनियामक आयोग | एपीडीसीएल | 16.05.2011 | 95% | **2010-11** |
| मेघालय राज्य विद्युत विनियामक आयोग | एमईएसईबी | 10.09.2009 | 88% | **2009-10** |
| मध्य प्रदेश विद्युत विनियामक आयोग | डिस्कॉम सी | 22.01.2010 | 95% | **2009-10** |

विनम्र निवेदन है कि राज्य के अयोग जेसे ओईआरसी ने खराब और दोहरे कर्ज के मामले में प्रावधान किए हैं और यह मानकर चला गया है कि एआरआर की राशि उपलब्ध रहेगी।

फोरम ऑफ रेगुलेटर्स की आठवीं बैठक के विवरण के अनुसार कलेक्शन कुशलता की गणना को खराब कर्ज माना जाए। उक्त बैठक की प्रासंगिक जानकारी इस प्रकार है:

''घाटा भरपाई रणनीति''
8. कार्यसमूह की रिपोर्ट पर विचार किया गया और उसे मौजूदा संशोधनों के साथ मंजूरी दी गई।
(f) कलेक्शन कुशलता की गणना खराब कर्ज के रूप में की जाए।''

उल्लेखनीय है कि प्रार्थी अपील संख्या 177/2012 में कलेक्शन कुलशता को स्थिर करने को माननीय एपीटीईएल में चुनौती दी है और इसे मनमनाना, अतीत की अनदेखी करने वाला और लक्ष्यों की प्राप्ति के रोडमैप को आधार बनाया है। मामला विचाराधीन है।

याचिकाकर्ता माननीय आयोग से वित्त वर्ष 2012–13 और वित्त वर्ष 2013–14 के दौरान, उपरोक्त निवेदन के अनुरूप, 98.50% की संग्रहण कुशलता पर विचार करने का अनुरोध करता है।

## 4.4 एटी एवं सी घाटा

जहां तक एटी एवं सी हानियों का सवाल है, एमवाईटी विनियमन, 2011 के उपबंध 7.11 में निम्न प्रावधान है :

"7.11 नियंत्रण अवधि की समाप्ति अगली नियंत्रण अवधि की शुरूआत होगी और लाइसेंसी उसी प्रक्रिया का पालन करेगा जब तक कि आयोग उससे भिन्न व्यवहार की अपेक्षा न करता हो। **आयोग नियंत्रण अवधि के आरंभ में निर्धारित लक्ष्यों और वास्तविक प्रदर्शन, कुशलता संबंधी अपेक्षित सुधारों और अन्य घटकों के संदर्भ में लाइसेंसी के प्रदर्शन का विश्लेषण करेगा, तथा अगली नियंत्रण अवधि के संबंध में मूल्यों का निर्धारण करेगा।" (बलपूर्वक)**

उपरोक्त उपबंध के अनुसारण में, लाइसेंसी के वास्तविक प्रदर्शन पर अगली नियंत्रण अवधि के लिए लक्ष्यों के निर्धारण के समय विचार किया जाएगा। याचिकाकर्ता यह समझता है कि वित्त वर्ष 2011–12 के वास्तविक प्रदर्शन पर आयोग ने एटी एवं सी लक्ष्यों के निर्धारण के समय विचार नहीं किया था। चूंकि उपरोक्त उपबंध एटी एवं सी घाटों से संबंधित लक्ष्यों के मामले में ही लागू है, लिहाजा माननीय आयोग से अनुरोध है कि वह दूसरी एमवाईटी नियंत्रण अवधि के दौरान एटी एवं सी घाटों में कमी लाने संबंधी लक्ष्यों के निर्धारण की प्रक्रिया में प्रथम नियंत्रण अवधि में, प्राप्त किए जाने वाले एटी एवं सी घाटे संबंधी लक्ष्यों की बजाय वास्तविक एटी एवं सी घाटे को संदर्भ बनाएं।

माननीय आयोग द्वारा फरवरी 2002 के अपने शुल्क आदेश में, नीति निर्देशन अवधि के प्रारंभ में, दिल्ली की तीनों वितरण कंपनियों के लिए निर्धारित एटी एवं सी हानियों के स्तर को निम्न तालिका में दर्शाया गया है :

**तालिका 115 : नीति निर्देशन अवधि के प्रारंभ में एटी एवं सी हानियों का स्तर**

| क्र सं | डिस्कॉम | एटी एवं सी हानि (% में) |
|---|---|---|
| 1 | **मध्य पूर्वी दिल्ली (बीवाईपीएल)** | 57.2% |
| 2 | **दक्षिण पूर्वी दिल्ली (बीआरपीएल)** | 48.1% |
| 3 | **उत्तर/उत्तर पश्चिमी दिल्ली (टीपीडीडीएल)** | 48.1% |

माननीय आयोग के आदेश के प्रासंगिक अंश को यहां प्रस्तुत किया जा रहा है :

*" निष्कर्षत:, उपरोक्त सभी घटकों तथा प्रत्येक वितरण कंपनी की भिन्न परिचालन परिस्थितियों को ध्यान में रखते हुए, आयोग व्यक्तिगत वितरण कंपनी के मामले*

*में स्वीकार्य आरंभिक एटी एवं सी हानियों के स्तरों का निर्धारण निम्नानुसार करता है :*

| *तालिका 4.10 : एटी एवं सी हानियों के प्रारंभिक स्तर* | |
|---|---|
| वितरण कंपनी | एटी एवं सी हानियों का प्रारंभिक स्तर |
| ईडीईडीसीएल | *57.2%* |
| एनएनडब्ल्यूडीडीसीएल | *48.1%* |
| एसडब्ल्यूडीईडीसीएल | *48.1%* |
| सभी वितरण कंपनी | *50.7%* |

*....”*

उल्लेखनीय है कि माननीय आयोग ने यह स्वीकार किया है कि सभी वितरण कंपनियों की परिचालन की परिस्थितियां भिन्न हैं। परिणामस्वरूप, इन वितरण कंपनियों ने नीति निर्देशन अवधि के अंत में एटी एवं सी हानियों के अलग–अलग स्तर दर्ज कराए हैं जिनका ब्योरा नीचे दिया गया है :

**तालिका 116 : नीति निर्देशन अवधि के अंत में प्राप्त एटी एवं सी हानियों का स्तर**

| क्र सं | डिस्कॉम | एटी एवं सी हानि (% में) |
|---|---|---|
| 1 | **टीपीडीडीएल** | 23.73% |
| 2 | **बीआरपीएल** | 29.92% |
| 3 | **बीवाईपीएल** | 39.03% |

एटी एवं सी हानियों के समापन स्तर को प्रथम एमवाईटी नियंत्रण अवधि के संदर्भ में एटी एवं सी हानियों का शुरूआती स्तर बनाया गया। लिहाजा, माननीय आयोग ने वित्त वर्ष 2010–11 के अंत में दिल्ली की वितरण कंपनियों द्वारा एमवाईटी विनियमन, 2007 के अनुसार प्राप्त किए जाने वाले एटी एवं सी हानियों से संबंधित लक्ष्यों का निर्धारण किया है जिन्हें निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 117 : वित्त वर्ष 2010–11 के लिए लक्षित एटी एवं सी हानियां**

| क्र सं | डिस्कॉम | एटी एवं सी हानि (% में) |
|---|---|---|
| 1 | **टीपीडीडीएल** | 17% |

| | | |
|---|---|---|
| 2 | **बीआरपीएल** | 17% |
| 3 | **बीवाईपीएल** | 22% |

उपरोक्त लक्ष्यों के परिप्रेक्ष्य में, सभी वितरण कंपनियों द्वारा माननीय आयोग द्वारा वित्त वर्ष 2010–11 की समाप्ति पर हासिल एटी एवं सी हानियों का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 118 : वित्त वर्ष 2010–11 में प्राप्त एटी एवं सी हानियां**

| क्र सं | डिस्कॉम | एटी एवं सी हानि (% में) |
|---|---|---|
| 1 | **टीपीडीडीएल** | 13.10%* |
| 2 | **बीआरपीएल** | 18.82% |
| 3 | **बीवाईपीएल** | 21,95% |

**नोट : ये आंकड़ें टीपीडीडीएल द्वारा उपलब्ध कराए गए हैं। माननीय आयोग ने विव 2010–11 के एटी एवं सी घाटे को स्वीकृति नहीं दी है*

अतीत में माननीय आयोग एक नियंत्रण अवधि के लिए प्रार्थी के वास्तविक प्रदर्शन और एटी एंड सी के समापन स्तर पर हानि के प्रतिशत के आधार पर नए लक्ष्य तय करता है। लिहाजा दूसरी नियंत्रण अवधि के लक्ष्य वास्तविक समापन एटी एंडी हान स्तर के साथ संशोधित मानकों के समुचित समायोजन के आधार पर तय होन चाहिएं क्योंकि वितरण कंपनियों के संचालन आपस में भिन्न हैं।

विनम्र निवेदन है कि वितरक कंपनियों के संचालन को भिन्न मानते हुए पिछले शुल्क आदेश में माननीय आयोग ने विव 2011–12 के एटी एंड हानि का स्तर तय करते हुए विव 2010–11 के वास्तविक हानि स्तर पर गौर किया था। नियत्रंण अवधि के समाप्ति पर वास्तविक हानि स्तर के बजाए माननीय आयोग ने मनमाने ढंग से प्रार्थी के लिए विव 2011–12 का लक्ष्य 15 प्रतिशत तय कर दिया।

एमवाईटी नियमन 2011 के अनुसार एटी एंड सी हान के स्तर के बारे में प्रत्येक डिसकॉम नियंत्रण अवधि के लिए माननीय आयोग द्वारा तय मानकों, अतीत के ट्रेंड, व्यावसायिक योजना और अन्य प्रासंगिक अवयवों के आधार पर लक्ष्य हासिल करेंगे। निवेदन है कि वितरक कंपनियों की वित्तीय हालत के बारे में गठित उच्च स्तरीय शुंगलू कमेटी ने इस बात को रेखांकित किया है कि नॉर्मेटिव टी एंड डी हानियों के आधार पर रिटेल शुल्क तय करना और वास्तविक हानियों की अनदेखी करना वितरक कंपरियों के राजस्व की दृष्टि से हानिकारक है। तदुनसार प्रार्थी का निवेदन है कि शुल्क तय करते समय वास्तविक एटी एंड सी हानियों पर गौर किया जाए ताकि उनके बेहतर नतीजों का साझा उपभोक्ताओं से किया जा सके। साथ ही प्रार्थी को अताार्किक लक्ष्य हासिल नहीं कर पाने के लिए दंडित नहीं किया जाए।

प्रार्थी का मानना है कि विव 2011–12 के एटी एंड सी हानि में 111 एमयू की जीरो बिलिंग और विव 2007–8 से 2010–11 तक की बढ़ी हुई एमयू शामिल है। प्रार्थी ने विव 2011–12 के लिए वितरण घाटे का हिसाब लगाया है जो नीचे की तालिका में दिया जा रहा है।

**तालिका 119: विव 11–12 के लिए वितरण घाटा**

| विवरण | यूओएम | मात्रा |
|---|---|---|
| कुल बिलिंग की यूनिटें | MU | 9018.07 |
| घटा शून्य बिलिंग यूनिटें | MU | 111.33 |
| घटा प्रवर्तन यूनिटें | MU | 74.14 |
| **कुल बिलिंग यूनिटें** | **MU** | **8832.61** |

उपरोक्त के अनुसार अब वितरण घाटा 18.98 प्रतिशत है। एमवाईटी नियमन 2011 के खंड 7.11 के कलेक्शन कुशलता की परिभाषा के अनुसार याचिकाकर्ता ने विव 11–12 के लिए कलेक्शन कुशलता की नए सिरे से गणना की जो इस प्रकार है:

**तालिका 120 : कलेक्शन कुशलता**

| विवरण | यूओएम | मात्रा |
|---|---|---|
| कुल बिल राशि | करोड़ रु | 4584.05 |
| विव 08 से विव 11 के दौरान प्रवर्तन के चलते कुल बिल राशि | करोड़ रु | 17.59 |
| विद्युत कर के चलते बिल राशि | करोड़ रु | 190.19 |
| विद्युत कर तथा प्रवर्तन के चलते बिल राशि | करोड़ रु | 4376.28 |
| विव 12 के दौरान एलएससी और विद्युत कर के बगैर एकत्र राशि | करोड़ रु | 4424.77 |
| संग्रहण कुशलता | % | 101.11% |

विव 2011–12 के लिए नए मानकों के अनुसार एटी एंड सी हानि (एमवाईटी नियमन 11) इस प्रकार है।

**तालिका 121: विव 2011–12 के लिए एटी एंड सी हानि**

| विवरण | यूओएम | मात्रा |
|---|---|---|
| वितरण घाटा | % | 18.98% |
| संग्रहण कुशलता | % | 101.11% |
| एटी एवं सी घाटा | % | 18.09% |

चूंकि अब वास्तविक एटी एंड सी हानि का नए सिरे से हिसाब लगाया गया है, प्रार्थी ने वास्तविक हानि पर प्रत्येक वर्ष के लिए 0.83 प्रतिशत की कमी को संज्ञान में लिया है। विव 2012–13 से विव 2014–15 के 13 जुलाई, 2012 के एमवाईटी आदेश के लिए एटी एंड सी हानि का इस प्रकार संज्ञान में लिया गया है जो इस प्रकार है:
तालिका 122 : विव 2012–13 और विव 13–14 के लिए प्रस्तावित एटी एंड हानि

| विवरण | यूओएम | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|
| **प्रस्तावित एटी एवं सी घाटे** | **%** | 17.26% | 16.43% |

प्रार्थी ने एमवाईटी नियमन 12.3 का फिर सहारा लिया है जिसमें माननीय आयोग ने कठिनाइयां दूर करने के अधिकार का जिक्र किया है। यह खंड इस प्रकार है।
**''कठिनाइयां दूर करने का अधिकार''**

12.3 यदि इन नियमनों के तहत प्रावधानों के तहत किसी बात को लागू करने में कठिनाई आ रही हो हो तो आयोग किसी सामान्य या विशिष्ट आदेश के माध्यम से इन नियमों या एक्ट में लाइसेंसी को सीधे ऐसे कदम उठाने के लिए कह सकता है ताकि कठिनाइयां दूर हो जाएं।''

उपरोक्त के आलोक में प्रार्थी का माननीय आयोग से आग्रह है कि सेक्शन 2.4 में किए गए निवेदन पर विचार करते हुए उपरोक्त तालिका में प्रस्तावित एटी एंड सी हानि लक्ष्य को स्वीकार कर लिया जाए।

## 4.5 राज्यों के भीतर ट्रांसमिशन हानियां

विव 12–13 (एच1) के बारे में प्रार्थी ने वास्तविक अंतर प्रादेशिक ट्रांसमिशन हानियों पर विचार किया है जबकि विव 12–13(एच2) के लिए आयोग द्वारा निर्धारित प्रतिशत को संज्ञान में लिया गया है। इन हानियों की गणना के लिए प्रार्थी ने विव 12–13 और विव 13–14 के दौरान डिस्ट्रीब्यूशन पेरीफेरी पर गणना के बारे में डीटीएल से मिले पत्र के अनुसार 1.21 को सकल प्रतिशत माना है। इस पत्र F/DTL/207/DGM(SO)/2012-13/170 दिनांक 28.06.2012 की प्रति संलग्नक 9 में है।

## 4.6 अंतरराज्जीय ट्रांसमिशन हानियां

विव 12–13 (एच1) के बारे में प्रार्थी ने वास्तविक अंतरराज्जीय ट्रांसमिशन हानियों पर विचार किया है जबकि विव 12–13(एच2) के लिए बीआरपीएल ने सीईआरसी नियमन 2010 के अनुसार गणना की है। संलग्नक 10 में नियमन की प्रति लगी है। ये हानियां बिजली घर की लोकेशन और यूटिलिटी के अनुसार तय होते हैं। लोकेशन अनुसार हानियों का ब्यौरा निम्न तालिका में है–

**तालिका 123 : वित्त वर्ष 2012–13 और विव 2013–14 के लिए अंतरराज्यीय ट्रांसमिशन हानि**

| जोन | घाटा % |
|---|---|
| रिहंड | 4.00% |
| सिंगरौली | 3.63% |
| उत्तर प्रदेश | 2.81% |
| नाथपा झाकड़ी | 2.15% |
| चमेरा 1 | 2.08% |
| राजस्थान | 2.00% |
| हिमाचल प्रदेश | 2.00% |
| दादरी | 2.00% |
| दिल्ली | 1.98% |
| जम्मू कश्मीर | 1.98% |
| टिहरी | 1.98% |
| हरियाणा | 1.92% |
| पंजाब | 1.79% |
| चंडीगढ़ | 1.79% |
| उत्तराखंड | 1.79% |
| कहलगांव | 2.37% |
| फरक्का | 2.16% |

| जोन | घाटा % |
|---|---|
| पश्चिम बंगाल | 1.54% |
| उड़ीसा | 1.89% |
| बिहार | 1.33% |
| झारखंड | 1.33% |
| सिक्किम | 1.33% |
| मध्य प्रदेश | 3.29% |

प्रार्थी ने बिजली घरों से लोकेशन के आधार पर बिजली उत्पादन के बारे में उपरोक्त हानि और दिल्ली पेरीफेरी से हुई हानि को लागू किया है। निकासी हानियों कुल ऊर्जा हानि पर लागू की गई हैं। तदनुसार विव 12–13 और विव 13–14 के लिए अंतरराज्जीय हानियों की गणना 5.09 प्रतिशत और 4.99 प्रतिशत के अनुसार की गई है।

## 4.7 ऊर्जा संतुलन

वितरण क्षेत्र के आसपास के लिए ऊर्जा जरूरत का आकलन विव 12–13 और विव 13–14 के दौरान वितरण हानि के अनुमान की ऊर्जा को जोड़ कर लगाया गया है। प्रार्थी ने वितरण हानि की गणना एटी एंड सी हानि एवं कलेकशन कुलशता के आधार पर की है जो इस प्रकार है:

**तालिका 124 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के लिए वितरण घाटा**

| विवरण | यूओएम | संदर्भ | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|
| एटी एवं सी घाटे | % | A | 17.26% | 16.43% |
| संग्रहण कुशलता | % | B | 98.50% | 98.50% |
| **वितरण घाटा** | **%** | **C=1-((1-A)/B)** | 16.00% | 15.15% |

उपरोक्त वितरण हानि के आधार पर वितरण पेरीफेरी में ऊर्जा जरूरतों की गणना की गई है। इसमें अंतरराज्जीय हानियों को जोड़ दिया गया है ताकि वास्तविक जरूरत तक पहुंचा जा सके। इसी प्रकार राज्यों के भीतर की हानियों को राज्यों के वितरण पेरीफेरी की जरूरतों के लिए जोड़ा गया है। विव 2012–13 और विव 13–14 के लिए ऊर्जा शेष इस प्रकार है:

तालिका 125 : ऊर्जा शेष

| विवरण | यूओएम | वित्त 2012-13 | वित्त 2013-14 |
|---|---|---|---|
| ऊर्जा बिक्री | MU | 9125 | 9501 |
| वितरण घाटा | % | 16.00% | 15.15% |
| **वितरण के मोर्चे पर ऊर्जा आवश्यकता** | **MU** | **10862** | **11197** |
| राज्य के भीतर ट्रांसमिशन घाटा | % | 1.22% | 1.21% |
| **राज्य के भीतर ट्रांसमिशन के स्तर पर ऊर्जा आवश्यकता** | **MU** | **10996** | **11334** |
| अंतर-राज्यीय ट्रांसमिशन घाटा | % | 3.11% | 4.99% |
| **अंतरराज्यीय स्तर पर ट्रांसमिशन के मोर्चे पर ऊर्जा आवश्यकता** | **MU** | **11349** | **11929** |

## 4.8 वित्त 12–13 और वित्त 13–14 के लिए बिजली खरीद का परिमाण

ऊर्जा शेष के आधार पर प्रार्थी ने इन दोनों वित्त वर्षों के लिए सभी स्रोतों से बिजली खरीदारी का अनुमान लगाया जिसमें राज्य उत्पादन केंद्र, केंद्रीय उत्पादन केंद्र, परमाणु बिजली केंद्र तथा अन्य स्रोत जैसे टिहरी, तला एईपी, कोटेश्वर, एसजेवीएनएल, दामोदर वैली कार्पोरेशन, वित्त वर्ष के दौरान चालू होने वाले नए बिजली घर मौजूदा अक्षय स्रोत, जैसे टीओडब्ल्यूएमसीएल और बाकी आरपीओर को शामिल किया गया है। वित्त 12–13 के पहले छह महीने बीत चुके हैं लिहाजा प्रार्थी ने इसके लिए वास्तविक उपलब्धता पर विचार किया है। वित्त 12–13 से वित्त 13–14 के लिए विभिन्न स्रोतों से बिजली खरीदारी का अनुमान लगाने के लिए जो तरीके अपनाए गए वे इस प्रकार हैं:

### 4.8.1 एनटीपीसी उत्पादन केंद्र

फर्म के लिए आवंटन और विभिन्न एनटीपीसी उत्पादन केंद्रों से अनावंटित बिजली पर विचार के लिए एनआरपीसी की अधिसूचना NRPC/OPR/103/01/2012-13/July 9, 2012को आधार बनाया गया है। **(संलग्नक 11)**

एनटीपीसी से बिजली खरीदारी के अनुमान के लिए अप्रैल 12 से मार्च 13 तक एनआरपीसी की अधिसूचना को माहवार प्लांट क्षमता से गणना का आधार बनाया गया है।**(संलग्नक 12)**

प्लांट क्षमता के हिसाब से उपलब्ध के आकलन के लिए पिछले चार साल के माहवार वास्तविक पीएलएफ को आधार बनाया गया।

उदाहरण के लिए अक्टूबर 2012 के पीएलएफ की गणना अक्टूबर 11, अक्टूबर 10, अक्टूबर 09 और अक्टूबर 08 आदि के औसत से की गई।

अतिरिक्त खपत के लिए ताजा बिजली खरीद बिलों को संज्ञान में लिया गया और कुल ऊर्जा की गणना की गई। प्रत्येक स्टेशन के लिए एनआरपीसी की अधिसूचना में बीआरपीएल के हिस्से को देखा गया।

विव 2012–13 (एच1) में वास्तविक खरीदारी और विव 12–13 एवं विव 13–14 में प्रस्तावित खरीदारी की जानकारी इस तालिका में है:

**तालिका 126 : वित्त वर्ष 2012–13 तथा वित्त वर्ष 2013–14 के दौरान एनटीपीसी उत्पादन स्टेशनों से क्रय बिजली परिमाण**

| क्र सं | स्टेशन | विवरण | | | विव 2012-13 | | | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | संयंत्र क्षमता | लाइसेंसी हिस्सेदारी | लाइसेंसी हिस्सेदारी | पहली छमाही (H1) | दूसरी छमाही (H2) | कुल (H1+H2) | |
| | | MW | % | MW | MU | MU | MU | MU |
| A | एनटीपीसी | | | | | | | |
| 1 | अंटा गैस | 419 | 4.58% | 19 | 37 | 55 | 92 | 117 |
| 2 | औरेया गैस | 663 | 4.73% | 31 | 42 | 99 | 140 | 199 |
| 3 | बीटीपीएस | 705 | 33.37% | 235 | 704 | 769 | 1473 | 1600 |
| 4 | दादरी गैस | 830 | 4.78% | 40 | 81 | 124 | 205 | 253 |
| 5 | फरक्का | 1600 | 0.61% | 10 | 24 | 30 | 54 | 57 |
| 6 | कहलगांव –I | 840 | 2.65% | 22 | 62 | 69 | 131 | 133 |
| 7 | एनसीपीपी | 840 | 33.18% | 279 | 913 | 985 | 1898 | 2071 |
| 8 | रिहंड -I | 1000 | 4.36% | 44 | 130 | 161 | 291 | 325 |
| 9 | रिहंड -II | 1000 | 5.49% | 55 | 208 | 221 | 429 | 421 |
| 10 | सिंगरौली | 2000 | 3.27% | 65 | 222 | 254 | 475 | 488 |
| 11 | ऊंचाहार -I | 420 | 2.49% | 10 | 36 | 40 | 76 | 79 |
| 12 | ऊंचाहार -II | 420 | 4.88% | 20 | 70 | 80 | 150 | 151 |

| क सं | स्टेशन | विवरण | | | विव 2012-13 | | | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | संयंत्र क्षमता | लाइसेंसी हिस्सेदारी | लाइसेंसी हिस्सेदारी | पहली छमाही (H1) | दूसरी छमाही (H2) | कुल (H1+H2) | |
| | | MW | % | MW | MU | MU | MU | MU |
| 13 | ऊंचाहार -III | 210 | 6.02% | 13 | 46 | 48 | 94 | 95 |
| 14 | कहलगांव -II | 1500 | 4.57% | 69 | 190 | 195 | 386 | 376 |
| 15 | दादरी टीपीएस II | 980 | 32.69% | 320 | 1063 | 1112 | 2175 | 2242 |
| 16 | अरावली पीसीएल | 1500 | 10.07% | 151 | 101 | 501 | 602 | 746 |
| | | | | | | | | |
| | **एनटीपीसी – कुल** | **14,927** | | **1,384** | **3,929** | **4,741** | **8,671** | **9,352** |

### 4.8.2 एनएचपीसी उत्पादन केंद्र

फर्म के लिए आवंटन और विभिन्न एनटीपीसी उत्पादन केंद्रों से अनावंटित बिजली पर विचार के लिए एनआरपीसी की अधिसूचना NRPC/OPR/103/01/2012-13/July 9, 2012को आधार बनाया गया है।

माहवार डिजाइन एनर्जी पर विचार सीईआरसी (विव 2009 से विव 2012) के विभिन्न आदेशों के अनुसार किया गया और एनएचपीसी से ऊर्जा उपलब्धता की गणना की गई। (संलग्नक 13)

इसके अलावा माहवार वास्तविक क्षमता और स्थापित क्षमता के अनुपात को लागू किया गया और विव 12–13 एवं विव 13–14 में उपलब्धता का आकलन किया गया। एनआरपीसी की अधिसूचना के आधार पर विव 12 एवं 13 के लिए माहवार क्षमता का आकलन किया गया।

इन दोनों वर्षों के लिए बिजली उपलब्ध का अनुमान लगाने के लिए 12 प्रतिशत को संज्ञान में लिया गया।

अतिरिक्त खपत के लिए ताजा बिजली खरीद बिलों को संज्ञान में लिया गया और कुल ऊर्जा की गणना की गई। प्रत्येक स्टेशन के लिए एनआरपीसी की अधिसूचना में बीआरपीएल के हिस्से को देखा गया।

विव 2012–13 (एच1) में वास्तविक खरीदारी और विव 12–13 एवं विव 13–14 में प्रस्तावित खरीदारी की जानकारी इस तालिका में है:

**तालिका 127 : वित्त वर्ष 2012–13 तथा वित्त वर्ष 2013–14 के दौरान एनएचपीसी उत्पादन स्टेशनों से क्रय बिजली परिमाण**

| क सं | स्टेशन | विवरण | | | विव 2012-13 | | | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | संयंत्र क्षमता | लाइसेंसी हिस्सेदारी | लाइसेंसी हिस्सेदारी | पहली छमाही (H1) | दूसरी छमाही (H2) | कुल (H1+H2) | |
| | | MW | % | MW | MU | MU | MU | MU |
| B | **एनएचपीसी** | | | | | | | |
| 1 | बैरा सियुल | *180* | *4.79%* | *9* | *9* | 8 | 16 | 33 |
| 2 | चमेरा -I | *540* | *3.44%* | *19* | *18* | 11 | 29 | 50 |
| 3 | चमेरा -II | *300* | *5.81%* | *17* | *19* | 18 | 37 | 76 |
| 4 | धौलीगंगा | *280* | *5.76%* | *16* | *12* | 12 | 24 | 57 |
| 5 | दुलहस्ती | *390* | *5.59%* | *22* | *28* | 20 | 48 | 93 |
| 6 | सलल | *690* | *5.06%* | *35* | *37* | 22 | 59 | 136 |
| 7 | टनकपुर | *94* | *5.58%* | *5* | *2* | 7 | 9 | 22 |
| 8 | उड़ी | *480* | *4.81%* | *23* | *31* | 27 | 59 | 108 |
| 9 | सेवा -II | *120* | *5.81%* | *7* | *6* | 8 | 13 | 27 |
| | **एनएचपीसी–कुल** | **3074** | | **153** | **162** | **132** | **294** | **601** |

### 4.8.3 परमाणु केंद्रो से उपलब्धता

विव 12–13 (एच2) में बिजली खरीद के अनुमान के लिए प्रार्थी ने माननीय आयोग द्वारा पूरे वर्ष के लिए तय परिमाण पर विचार किया और पिछले चार साल का माहवार पीएलएफ औसत निकाल लिया। इसके बाद प्रार्थी ने अक्टूबर 2012 से मार्च 2013 तक का माहवार बिजली उपलब्धता का आकलन किया।

विव 13–14 के दौरान प्रार्थी ने 13 जुलाई, 2012 के एमवाईटी शुल्क आदेश 12 के अनुसार परमाणु उत्पादन केंद्रों से खरीदी गई बिजली परिमाण पर विचार किया।

विव 2012–13(एच1) में खरीदी गई वास्तविक बिजली और विव 12–13 (एच2) एवं विव 13–14 के लिए अनुमानित बिजली की जानकारी निम्न तालिका में है:

**तालिका 128 : वित्त वर्ष 2012–13 तथा वित्त वर्ष 2013–14 के दौरान परमाणु उत्पादन स्टेशनों से क्रय बिजली परिमाण**

| क्र सं | स्टेशन | विवरण | | | विव 2012-13 | | | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | संयंत्र क्षमता | लाइसेंसी हिस्सेदारी | लाइसेंसी हिस्सेदारी | पहली छमाही (H1) | दूसरी छमाही (H2) | कुल (H1+H2) | |
| | | MW | % | MW | MU | MU | MU | MU |
| G | **परमाणु** | | | | | | | |
| 1 | आरएपीएस – 3 एवं 4 | 440 | 0.00% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | आरएपीएस – 5 एवं 6 | 440 | 5.53% | 24 | 83 | 74 | 157 | 174 |
| 3 | एनपीसीआईएल–एनएपीएस | 440 | 4.65% | 20 | 50 | 29 | 79 | 84 |
| | **परमाणु कुल** | **1320** | | **45** | **133** | **104** | **236** | **257** |

### 4.8.4 राज्य उत्पादन केंद्र

प्रार्थी ने राज्य उत्पादन केंद्रों के लिए माननीय आयोग के आदेश F.11 (406)/DERC/2007-08/4702 दिनांक 7 मार्च, 2008 पर विचार किया। **(संलग्नक 14)**

प्रार्थी ने दिल्ली सरकार के आदेश F.11 (41)/2007- Power/PF-1/1430 दिनांक 20.5.11 के के अनुसरण में अनावंटित बिजली के आवंटन पर विचार किया है जो कि 01.04.2011 से प्रभावी है और यह माना है कि यह आबंटन मार्च 2015 तक जारी रहेगा **(संलग्नक 15)**

विव 2012–13 (दूसरी छमाही) के दौरान खरीदी जाने वाली ऊर्जा परिमाण संबंधी आकलन के मामले में प्रार्थी ने विव 2012–13 के लिए आयोग द्वारा निर्धारित कुल मात्रा को आधार बनाया है और इस पर पिछले चार वर्षों का माहवार पीएलएफ लागू किया है। माहवार आकलन तैयार करने के उपरांत, प्रार्थी ने अक्टूबर 2012 से मार्च 2013 के दौरान, अर्थात केवल दूसरी छमाही की ऊर्जा पर ही विचार किया। विव 2012'–13(एच1) में खरीदी गई वास्तविक बिजली और विव 12–13 (एच2) एवं विव 13–14 के लिए अनुमानित बिजली की जानकारी निम्न तालिका में है:

**तालिका 129 : वित्त वर्ष 2012–13 तथा वित्त वर्ष 2013–14 के राज्यों के उत्पादन स्टेशनों से क्रय बिजली परिमाण**

| क्र सं | स्टेशन | विवरण | | | विव 2012-13 | | | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | संयंत्र क्षमता | लाइसेंसी हिस्सेदारी | लाइसेंसी हिस्सेदारी | पहली छमाही (H1) | दूसरी छमाही (H2) | कुल (H1+H2) | |
| | | MW | % | MW | MU | MU | MU | MU |
| H | **राज्यों के उत्पादन स्टेशन** | | | | | | | |
| 1 | आईपी स्टेशन | 0 | 0.00% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | राजघाट | 135 | 36.07% | 49 | 131 | 158 | 289 | 316 |

| क्र सं | स्टेशन | विवरण | | | विव 2012-13 | | | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | संयंत्र क्षमता | लाइसेंसी हिस्सेदारी | लाइसेंसी हिस्सेदारी | पहली छमाही (H1) | दूसरी छमाही (H2) | कुल (H1+H2) | |
| | | MW | % | MW | MU | MU | MU | MU |
| 3 | गैस टरबाइन | 270 | 36.54% | 99 | 313 | 370 | 683 | 744 |
| 4 | प्रगति -I | 330 | 31.77% | 105 | 368 | 364 | 733 | 698 |
| 5 | प्रगति -I , बवाना | 1500.00 | 31% | 457 | 186 | 684 | 870 | 3059 |
| | **राज्यों में उत्पादन स्टेशन – कुल** | **2235** | | **710** | **998** | **1577** | **2576** | **4817** |

### 4.8.5 अन्य स्टेशन

माहवार डिजाइन एनर्जी पर विचार सीईआरसी के विभिन्न आदेशों के अनुसार किया गया और ऊर्जा उपलब्धता की गणना की गई।

इसके अलावा माहवार वास्तविक क्षमता और स्थापित क्षमता के अनुपात को लागू किया गया और विव 12–13 एवं विव 13–14 में उपलब्धता का आकलन किया गया। एनआरपीसी की अधिसूचना के आधार पर विव 12 एवं 13 के लिए माहवार क्षमता का आकलन किया गया।

इन दोनों वर्षों के लिए बिजली उपलब्ध का अनुमान लगाने के लिए 12 प्रतिशत को संज्ञान में लिया गया।

अतिरिक्त खपत के लिए ताजा बिजली खरीद बिलों को संज्ञान में लिया गया और कुल ऊर्जा की गणना की गई। प्रत्येक स्टेशन के लिए एनआरपीसी की अधिसूचना में बीआरपीएल के हिस्से को देखा गया।

विव 2012–13 (एच1) में वास्तविक खरीदारी और विव 12–13 एवं विव 13–14 में प्रस्तावित खरीदारी की जानकारी इस तालिका में है:

**तालिका 130 : वित्त वर्ष 2012–13 तथा वित्त वर्ष 2013–14 के दौरान अन्य स्टेशनों से क्रय बिजली परिमाण**

| क्र सं | स्टेशन | विवरण | विव 2012-13 | FY 2013- |
|---|---|---|---|---|

| | | संयंत्र क्षमता | लाइसेंसी हिस्सेदारी | लाइसेंसी हिस्सेदारी | पहली छमाही (H1) | दूसरी छमाही (H2) | कुल (H1+H2) | 14 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | MW | % | MW | MU | MU | MU | MU |
| C | टिहरी एचईपी | 1,000 | 4.49% | 45 | 78 | 55 | 133 | 109 |
| D | एनजेपीसी (सतलुज) | 1,500 | 4.13% | 62 | 201 | 57 | 257 | 251 |
| E | कोटेश्वर | 400 | 4.30% | 17 | 29 | 40 | 69 | 85 |
| F | ताला एचईपी | | | | 33 | 0 | 33 | 0 |
| G | मेजिया (यूनिट 6) | 250 | 40.00% | 100 | 144 | 0 | 144 | 144 |

### 4.8.6 नए उत्पादन केंद्र

नए केंद्रों के बारे में बीआरपीएल ने दुर्गापुर और मेजिया पर विचार नहीं किया है। माननीय आयोग के एक पत्र की प्रति संलग्न है F.3 (288)/Tariff/DERC/2010-11/2485/777 dated 15.05.2012 **(संलग्नक 16)**

नए केंद्रों के लिए प्रार्थी ने विव 12–13 के दौरान चालू होने वलो केंद्रों पर गौर किया है। एमवाईटी आदेश में दी गई कमिशनिंग तारीखों का ब्यौरा इस प्रकार है।

**तालिका 131 : डीईआरसी द्वारा विचारणीय मात्रा तथा चालू होने की तारीख**

| क्र सं | संयंत्र | यूनिट# | चालू होने की तारीख | डीईआरसी द्वारा अनुमानित मात्रा (एमयू) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | चंद्रपुर | यूनिट-7 | 15 जुलाई, 2011 | 886 |
| | | यूनिट -8 | 2 नवंबर, 2011 | |
| 2 | पार्वती -III | यूनिट -I | सितंबर 2012 से आगे | 7 |
| | | यूनिट -II | दिसंबर 2012 से आगे | |
| 3 | रिहंड -III | यूनिट -5 | सितंबर 2012 से आगे | 112 |
| | | यूनिट -6 | फरवरी 2013 से आगे | |

नए स्टेशनों से विव 2012–13 (एच1) और 2013–14 में होने वाली खरीददारी की जानकारी इस प्रकार है:

**तालिका 132 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान नए स्टेशनों से होने वाली बिजली खरीदारी का परिमाण**

| क्र सं | स्टेशन | विवरण | | | विव 2012-13 | | | FY 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | संयंत्र क्षमता | लाइसेंसी हिस्सेदारी | लाइसेंसी हिस्सेदारी | पहली छमाही (H1) | दूसरी छमाही (H2) | कुल (H1+H2) | |
| | | MW | % | MW | MU | MU | MU | MU |
| I | **नई क्षमता जोड़ना** | | | | | | | |
| 1 | *बाढ़-II* | 1320 | | | | | | *307* |
| 2 | *चमेरा III* | 231 | | | *8* | *0* | *8* | *54* |
| 3 | *चंद्रपुर एक्सटेंशन (U7 & U8)* | 500 | | | *446* | *461* | *906* | *886* |
| 4 | *दुर्गापुर टीपीएस* | 250 | | | | | | *0* |
| 5 | *कोडरमा टीपीएस* | 500 | | | | | | *1466* |
| 6 | *कोलदम एचईपी* | 800 | | | | | | *38* |
| 7 | **मेजिया** *7 & 8* | 0 | | | | | | *0* |
| 8 | *पार्बती - II* | 800 | | | | | | *0* |
| 9 | *पार्बती- III* | 520 | | | | *7* | *7* | *42* |
| 10 | *रिहंड - III* | 1000 | | | | *112* | *112* | *384* |
| 11 | *सासन यूएमपीपी* | 3960 | | | | | | *92* |
| 12 | *सुबंसरी लोअर* | 2000 | | | | | | *131* |
| 13 | *उड़ी -II* | 240 | | | | | | *61* |
| | **नई क्षमता जुड़ना** | **12,121** | | | **454** | **579** | **1033** | **3,459** |

### 4.8.7 नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत

डीईआरसी (आरपीओ तथा आरईसी फ्रेमवर्क क्रियान्वयन) विनियमन, 2012 (जो कि यहां संलग्न है और **अनुलग्नक 17** के रूप में उपलम्ब्ध है) के अनुसरण में, वितरण लाइसेंसी को वर्ष के दौरान नवीकररणीय ऊर्जा स्रोतों से निम्नानुसार निश्चित प्रतिशत में ऊर्जा का क्रय करना होता है :

**तालिका 133 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान आरपीओ प्रतिशत**

| क्र सं | विव | सोलर आरपीओ | गैर सोलर आरपीओ |
|---|---|---|---|
| 1 | **विव** 2012-13 | 0.15% | 3.40% |
| 2 | **विव** 2013-14 | 0.20% | 4.80% |

उक्त के अनुसरण में, प्रार्थी नेविव 12–13 (पहली छमाही) के दौरान टीओडब्ल्यूएमसीएल से खरीदी गई बिजली को गैर–सौर नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत के रूप में श्रेणीबद्ध किया है। चूंकि डीईआरसी (आरपीओ तथा आरईसी फ्रेमवर्क कियान्वयन) विनियमन, 2012 को 1 अक्टूबर, 2013 को सूचीबद्ध किया गया था, लिहाजा प्रार्थी विव 12–13 (पहली छमाही) में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से बिजली खरीदने में असमर्थ रहा। अतः विव 12–13 के दौरान खरीदी जाने वाली ऊर्जा पर विव 12–13 (दूसरी छमाही) के दौरान विचार किया गया है। विव 12–13 से विव 13–14 के दौरान सौर एवं गैर–सौर स्रोतों से खरीदी जाने वाली ऊर्जा पर ट्रांसमिशन पेरिफेरी पर कुल ऊर्जा आवश्यकता के निश्चित प्रतिशत के रूप में विचार किया गया है। प्रार्थी ने पत्रांक RA/2012-13/01/A/268 दिनांक 15.10.2012 के माध्यम से माननीय आयोग को आरपीओ संबंधी औपचारिकताओं को पूरा करने के लिए संसाधन जुटाने के मोर्चे पर पेश आ रही कठिनाइयों से अवगत कराया है। दिनांक 15.10.12 के उक्त पत्र की प्रति **संलग्न 23 पर है।** नवीकरण ऊर्जा स्रोतों से विव 12–13 और विव 13–14 में प्रस्तावित ऊर्जा खरीदारी की जानकारी इस तालिका में दी गई है।

**तालिका 134 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान क्रय की गई नवीकरणीय ऊर्जा (एमयू)**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|
| 1 | **टीओडब्ल्यूएमसीएल** | 29 | 50 |
| 2 | **आईईएक्स/नॉन सोलर आरपीओ** | 345 | 522 |
| 3 | **सोलर आरपीओ** | 17 | 24 |
| **4** | **कुल** | **391** | **596** |

### 4.8.8 अन्य स्रोतों से क्रय/विक्रय की गई बिजली

जहां तक विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान द्विपक्षीय क्रय/विक्रय का सवाल है, पहली छमाही में अन्य स्रोतों से खरीदी गई बिजली और अन्य स्रोतों का बेची गई बिजली पर वास्तविक आधार पर विचार किया गया है। विव 2012–13 (दूसरी छमाही) तथा विव 2013–14 के दौरान अन्य स्रोतों से खरीदी गई और बेची गई बिजली पर मासिक आधार पर ऊर्जा संतुलन के अनुरूप विचार किया गया है। विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान अन्य स्रोतों से द्विपक्षीय क्रय/विक्रय का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

तालिका 135 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान द्विपक्षीय क्रय /विक्रय

| क्र सं | स्टेशन | FY 2012-13 | | | FY 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | प्रथम छमाही (H1) | दूसरी छमाही (H2) | कुल (H1+H2) | |
| | | एमयू | एमयू | एमयू | एमयू |
| 1 | अन्य स्रोतों से बिजली खरीद | 1282 | 0 | 1282 | 0 |
| | | | | | |
| 2 | अन्य स्रोतों को बेची गई बिजली | 450 | 3321 | 3771 | 7742 |

## 4.9 बिजली खरीदारी लागत

निवेदन है कि प्रार्थी की बिजली खरीद लागत चार अवयवों पर निर्भर है–स्थिर लागत, भिन्न लागत, ईधंन कीमत समायोजन और ट्रांसमिशन शुल्क जो केंद्रीय बिद्युत नियामक आयोग से या समुचित राजय विद्युत नियामक आयोग से तय होते हैं। ये सभी खरीद लागत के अवयव अनियंत्रित हैं और इनका अनुमान भी नहीं लगाया जा सकता।

याचिकाकर्ता ने विव 12–13 की पहली छमाही के लिए वास्तविक लागत को लिया जबकि बाकी छमाही और विव 13–14 के लिए विभिन्न उत्पादन केंद्रों के आधार पर गणना की जो इस प्रकार है:

a. एनटीपीसी और एनएचपीसी के केंद्र

प्रार्थी ने सीईआरसी नियमन 2009 का फार्मूला अपनाया जिसकी प्रति संलग्न है। (संलग्नक 18)

एनटीपीसी और एनएचपीसी से बिजली खरीद लागत का ब्यौरा इस प्रकार है।

तालिका 136 : विभिन्न केंद्रीय उत्पादन स्टेशनों से स्थिर लागत और एनएपीएएफ का विवरण

| क सं | विवरण | आदेश की तिथि | क्षमता (मैगावाट) | विव 2012-13 (करोड़ रु) | विव 2013-14 (करोड़ रु) | एनएपीएए (प्रतिशत) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| I | एनटीपीसी उत्पादन संयंत्र | | | | | |
| 1 | अंटा गैस | 20.04.2012 | 419.33 | 20918.99 | 21324.41 | 85% |

| क्र सं | विवरण | आदेश की तिथि | क्षमता (मैगावाट) | वि‍व 2012-13 (करोड़ रु) | वि‍व 2013-14 (करोड़ रु) | एनएपीएए (प्रतिशत) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | औरेया गैस | 23.05.2012 | 663.36 | 25574.22 | 29275.88 | 85% |
| 3 | बीटीपीएस | 23.05.2012 | 720.00 | 38644.10 | 41248.77 | 82% |
| 4 | दादरी गैस | 14.06.2012 | 829.78 | 36244.48 | 40679.22 | 85% |
| 5 | फरक्का | 14.06.2012 | 1600.00 | 88898.58 | 95037.88 | 85% |
| 6 | कहलगांव | 23.05.2012 | 840.00 | 55172.57 | 56406.61 | 85% |
| 7 | एनसीपीपी | 06.07.2012 | 840.00 | 50788.51 | 51944.16 | 85% |
| 8 | रिहंड -I | 07.06.2012 | 1000.00 | 55372.67 | 57304.88 | 85% |
| 9 | रिहंड D -II | 02.08.2012 | 1000.00 | 65801.13 | 65561.78 | 85% |
| 10 | सिंगरौली | 07.08.2012 | 2000.00 | 69700.00 | 75321.22 | 85% |
| 11 | ऊंचाहार -I | 29.05.2012 | 420.00 | 24731.15 | 25266.70 | 85% |
| 12 | ऊंचाहार -II | 13.07.2012 | 420.00 | 29300.85 | 26073.91 | 85% |
| 13 | ऊंचाहार -III | 25.05.2012 | 210.00 | 20036.31 | 19953.46 | 85% |
| 14 | कहलगांव चरण-II | 13.04.2012 | 1000.00 | 124290.63 | 127127.07 | 85% |
| 15 | तालचेर | Refer the Bill | 1000.00 | 0.00 | 0.00 | 0% |
| 16 | दादरी एक्स यूनिट 6 | 30.09.2011 | 980.00 | 109747.93 | 109733.61 | 85% |
| | | | | | | |
| II | **एनएचपीसी उत्पादन संयंत्र** | | | | | |
| 1 | बैरा सियुल | 31.08.2012 | 180.00 | 9811.71 | 10303.60 | 85% |
| 2 | चमेरा -I | 12.07.2011 | 540.00 | 26191.85 | 26811.36 | 90% |
| 3 | चमेरा -II | 27.01.2012 | 300.00 | 33804.89 | 33145.39 | 90% |
| 4 | धौलीगंगा | 14.03.2011 | 280.00 | 27047.18 | 27139.53 | 85% |
| 5 | दुलहस्ती | 30.05.2011 | 390.00 | 96695.54 | 95641.79 | 90% |
| 6 | सलल | 20.06.2012 | 690.00 | 24417.35 | 25258.21 | 60% |
| 7 | टनकपुर | 09.08.2012 | 120.00 | 8522.70 | 8855.72 | 55% |

| क्र सं | विवरण | आदेश की तिथि | क्षमता (मैगावाट) | वि‍व 2012-13 (करोड़ रु) | वि‍व 2013-14 (करोड़ रु) | एनएपीएए (प्रतिशत) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 8 | उडी | 16.06.20111 | 480.00 | 33365.07 | 33887.68 | 60% |

प्रार्थी ने मासिक पीएएफ का औसत पिछले 12 महीनों के हिसाब से निकाला है, उदाहरण के लिए– वित्तीय वर्ष 2012–13 एवं 2013–14 के दौरान अक्टूबर 2011 से सितंबर 2012 तक प्लांट उपलब्धता फैक्टर निकालने के लिए तय दरों के हिसाब से। प्रार्थी ने वित्त वर्ष 2012–13 एवं 2013–14 के सभी माहों के लिए भी यही प्लांट अवेलेबिलिटी फैक्टर लिया है। दस साल से पहले स्थापित बिजलीघरों के लिए नीचे दिये आधार पर फॉर्मूला तय किया गया है:

पॉवर प्लांट के लिए स्थायी दरें = वार्षिक स्थायी दरें X मासिक प्लांट उपलब्धता फैक्टर / नॉर्मेटिव प्लांट अवेलेबिलिटी फैक्टर X माह के दिन/ वर्ष के दिन।

इसी तरह से 10 वर्ष के भीतर स्थापित हुए बिजलीघरों के लिए स्थायी दरों की गणना निम्न फॉर्मूले से की गयी है:
बिजलीघर के लिए स्थायी दरें = वार्षिक स्थायी दरें X 0.5 + 0.5 गुणा मासिक प्लांट अवेलेबिलिटी फैक्टर / नॉर्मेटिव प्लांट अवेलेबिलिटी फैक्टर X माह के दिन /वर्ष के दिन

उपरोक्त फॉर्मूले के आधार पर तय स्थायी दरों पर बीआरपीएल शेयर के प्रतिशत की गणना की गयी है।

वित्तीय वर्ष 2012–13 और 2013–14 के परिवर्तनीय शुल्कों की गणना के लिए प्रार्थी ने वित्तीय वर्ष 2011–12 के दौरान कोयला आधारित एवं गैस आधारित बिजलीघरों के लिए एस्केलेशन फैक्टर को क्रमशः 6.68 प्रतिशत और 12.30 प्रतिशत लिया है। निविदा मूल्यांकन के लिए सीईआरसी द्वारा निर्धारित वार्षिक एस्केलेशन दरों के आधार पर एस्केलेशन फैक्टर की गणना की गयी है। ताप विद्युत गृहों का एस्केलेशन फैक्टर निकालने के लिए घरेलू और आयातित कोयले का अनुपात 80:20 लिया गया है। जबकि गैस आधारित बिजलीघरों का एस्केलेशन फैक्टर निकालने के लिए सिर्फ घरेलू गैस को ही आधार माना गया है।

वित्तीय वर्ष 2012–13 के दौरान एनएचपीसी के स्टेशनों की परिवर्तनीय लागत निकालने के लिए वित्तीय वर्ष 2011–12 के दौरान की वास्तविक परिवर्तनीय लागत के हिसाब से 5 प्रतिशत एस्केलेशन लिया गया है। वित्तीय वर्ष 2013–14 की परिवर्तनीय लागत को वित्तीय वर्ष 2012–13 की अनुमानित लागत के बराबर ही माना गया है।

वित्तीय वर्ष 2012–13 एवं वित्तीय वर्ष 2013–14 के दौरान एनटीपीसी बिजलीघरों से ली गयी बिजली की लागत इस सारिणी में दर्शायी गयी है:

**तालिका 137 : एनटीपीसी उत्पादन स्टेशनों की विद्युत क्रय लागत**

| क्र | विवरण | वि‍व 2012-13 | वि‍व 2013-14 |
|---|---|---|---|

| सं | | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | एमयू | रु करोड़ | रु करोड़ | रु करोड़ | एमयू | रु करोड़ | रु करोड़ | रु करोड़ |
| 1 | अंटा गैस | 92 | 10 | 26 | 37 | 117 | 11 | 34 | **45** |
| 2 | औरैया गैस | 140 | 12 | 43 | 55 | 199 | 15 | 61 | **76** |
| 3 | बीटीपीएस | 1473 | 133 | 497 | 630 | 1600 | 140 | 554 | **693** |
| 4 | दादरी गैस | 205 | 19 | 59 | 78 | 253 | 22 | 74 | **96** |
| 5 | फरक्का | 54 | 5 | 16 | 21 | 57 | 5 | 19 | **24** |
| 6 | कहलगांव | 131 | 13 | 34 | 47 | 133 | 14 | 40 | **53** |
| 7 | एनसीपीपी | 1898 | 182 | 550 | 732 | 2071 | 189 | 676 | **865** |
| 8 | रिहंड -I | 291 | 23 | 38 | 61 | 325 | 25 | 48 | **73** |
| 9 | रिहंड D -II | 429 | 39 | 58 | 96 | 421 | 39 | 67 | **106** |
| 10 | सिंगरौली | 475 | 25 | 59 | 84 | 488 | 26 | 71 | **97** |
| 11 | ऊंचाहार -I | 76 | 7 | 17 | 24 | 79 | 7 | 19 | **27** |
| 12 | ऊंचाहार -II | 150 | 16 | 34 | 50 | 151 | 14 | 36 | **50** |
| 13 | ऊंचाहार -III | 94 | 13 | 21 | 34 | 95 | 13 | 23 | **36** |
| 14 | कहलगांव चरण-II | 386 | 52 | 90 | 142 | 376 | 53 | 100 | **153** |
| 15 | दादरी एक्स | 2175 | 373 | 624 | 997 | 2242 | 380 | 754 | **1134** |
| 16 | अरावली पावर कार्पोरेशन लिमि | 602 | 47 | 211 | 259 | 746 | 0 | 296 | **296** |
| 17 | **एनटीपीसी – कुल** | 8671 | 968 | 2378 | 3346 | 9352 | 953 | 2872 | **3825** |

विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान एनएचपीसी उत्पादन स्टेशनों से खरीदी गई बिजली लागत का ब्योरा निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 138 : एनएचपीसी उत्पादन स्टेशनों की विद्युत क्रय लागत**

| क्र | विवरण | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|

| सं | | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | एमयू | रु करोड़ | रु करोड़ | रु करोड़ | रु करोड़ | रु करोड़ | रु करोड़ | रु करोड़ |
| | **एनएचपीसी** | | | | | | | | |
| 1 | बैरा सियुल | 16 | 3 | 1 | 4 | 33 | 3 | 2 | **6** |
| 2 | चमेरा -I | 29 | 5 | 3 | 8 | 50 | 5 | 5 | **10** |
| 3 | चमेरा -II | 37 | 12 | 5 | 17 | 76 | 12 | 10 | **21** |
| 4 | धौलीगंगा | 24 | 10 | 3 | 13 | 57 | 10 | 8 | **18** |
| 5 | दुलहस्ती | 48 | 34 | 14 | 47 | 93 | 32 | 27 | **59** |
| 6 | सलल | 59 | 9 | 3 | 12 | 136 | 8 | 6 | **14** |
| 7 | टनकपुर | 9 | 3 | 1 | 4 | 22 | 3 | 2 | **6** |
| 8 | उड़ी | 59 | 14 | 4 | 18 | 108 | 12 | 8 | **20** |
| 9 | सेवा -II | 13 | 6 | 3 | 9 | 27 | 6 | 5 | **11** |
| 10 | **एनएचपीसी–कुल** | **294** | **97** | **36** | **133** | **601** | **91** | **74** | **164** |

b. परमाणु उत्पादन स्टेशन

जहां तक परमाणु उत्पादन स्टेशनों का सवाल है, याचिकाकर्ता ने विव 2012–13 (दूसरी छमाही) और विव 2013–14 के दौरान किसी स्थिर शुल्क पर विचार नहीं किया है। विव 2012–13 (दूसरी छमाही) और विव 2013–14 के दौरान परिवर्तनीय शुल्कों के लिए, याचिकाकर्ता ने केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा 01.07.2012 को अधिसूचित (यहां **संलग्नक 19** पर उपलब्ध) प्रति यूनिट kWh के परिवर्तनीय शुल्कों पर विचार किया है। विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान परमाणु उत्पादन स्टेशनों से क्रय की गई बिजली लागत का विवरण निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 139 : परमाणु उत्पादन स्टेशनों से क्रय की गई बिजली की लागत**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | | | | विव 2013-14 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत |
| | | एमयू | रु करोड़ | रु करोड़ | रु करोड़ | एमयू | रु करोड़ | रु करोड़ | रु करोड़ |

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | | | | विव 2013-14 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत |
| | | एमयू | रु करोड़ | रु करोड़ | रु करोड़ | एमयू | रु करोड़ | रु करोड़ | रु करोड़ |
| 1 | आरएपीएस - 3 & 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | आरएपीएस - 5 & 6 | 157 | 0 | 54 | 54 | 174 | 0 | 59 | 59 |
| 3 | एनपीसीआईएल - एनएपीएस | 79 | 0 | 19 | 19 | 84 | 0 | 20 | 20 |
| **4** | **परमाणु कुल** | **236** | **0** | **72** | **72** | **257** | **0** | **79** | **79** |

c. राज्यों के उत्पादन स्टेशन :

जहां तक राज्यों के उत्पादन स्टेशनों का सवाल है, याचिकाकर्ता ने विव 2012–13 तथा विव 2013–14 के लिए स्थिर शुल्कों में अपने हिस्से की गणना माननीय आयोग द्वारा विभिन्न उत्पादन स्टेशनों के लिए की गई गणना के मुताबिक की है। माननीय आयोग द्वारा राज्यों के विभिन्न उत्पादन स्टेशनों से संबंधित स्थिर शुल्कों और याचिकाकर्ता की हिस्सेदारी का ब्योरा निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 140 : राज्यों के उत्पादन स्टेशनों की स्थिर लागत और बीआरपीएल की हिस्सेदारी (करोड़ रु)**

| विवरण | | डीईआरसी | | बीआरपीएल | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | विव 2012-13 | विव 2013-14 | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
| 1 | आईपीजीसीएल-जीटी | 185.93 | 189.24 | 67.94 | 69.15 |
| 2 | पीपीसीएल | 212.39 | 211.15 | 67.47 | 67.07 |
| 3 | राजघाट | 149.74 | 154.26 | 54.01 | 55.64 |

चूंकि माननीय आयोग द्वारा प्रगति– III बवाना की स्थिर लागत का निर्धारण नहीं किया गया है, लिहाजा विव 2012–13 (दूसरी छमाही) और विव 2013–14 के दौरान स्थिर

लागत पर विचार नहीं किया गया। अलबत्ता, विव 2012–13 के दौरान प्रगति– III बवाना को किए गए वास्तविक भुगतान से संबंधित स्थिर लागत पर विचार किया गया है।

जहां तक विव 2012–13 (दूसरी छमाही) और विव 2013–14 के दौरान परिवर्तनीय लागत का सवाल है, याचिकाकर्ता ने विभिन्न स्टेशनों के लिए स्थिर शुल्कों (बीआरपीएल की हिस्सेदारी) को माननीय आयोग द्वारा दिनांक 13 जुलाई, 2012 के एमवाईटी शुल्क आदेश में याचिकाकर्ता के लिए स्वीकृत कुल विद्युत क्रय लागत में से घटाया है।

विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान राज्यों के उत्पादन स्टेशनों से खरीदी गई बिजली की लागत का ब्योरा निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 141 : राज्यों के उत्पादन स्टेशनों से क्रय की गई विद्युत लागत**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | | | | विव 2013-14 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत |
| | | एमयू | करोड़ रु | करोड़ रु | करोड़ रु | एमयू | करोड़ रु | करोड़ रु | करोड़ रु |
| 1 | इंद्रप्रस्थ स्टेशन | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | राजघाट | 289 | 54 | 86 | 140 | 316 | 56 | 108 | 164 |
| 3 | गैस टरबाइन | 683 | 68 | 226 | 294 | 744 | 69 | 250 | 319 |
| 4 | प्रगति -I | 733 | 67 | 166 | 233 | 698 | 67 | 169 | 236 |
| 5 | प्रगति -III, बवाना | 870 | 57 | 360 | 417 | 3059 | 0 | 1391 | 1391 |
| **6** | **एसजीएस कुल** | **2576** | **246** | **838** | **1084** | **4817** | **192** | **1917** | **2109** |

d. अन्य स्टेशन:

जहां तक अन्य स्टेशनों जैसे टिहरी एसजेवीएनएल, कोटेश्वर आदि का प्रश्न है, बीआरपीएल ने विव 2011–12 की वास्तविक भिन्न लागत के आधार पर विव 12–13 (एच2) और विव 13–14 के भिन्न होने वाले शुल्कों पर विचार किया है।

चूंकि माननीय आयोग ने अन्य हाइड्रो स्टेशनों के लिए कोई स्थिर चार्ज तय नहीं किया है, प्रार्थी ने भी इनके लिए किसी स्थिर शुल्क पर विचार नहीं किया।

मेजिया (यूनिट 6) के बारे में याचिकाकर्ता ने 13 जुलाई 2012 के एमवाईटी आदेश के अनुसार सिर्फ भिन्न शुल्कों पर विचार किया। विव 12–13 और विव 13–14 के दौरान अन्य स्टेशनों से बिजली खरीद लागत का ब्यौरा नीचे की तालिका में है।

**तालिका 142 : अन्य स्टेशनों से बिजली खरीद लागत**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | | | | विव 2013-14 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत |
| | | एमयू | करोड़ रु | करोड़ रु | करोड़ रु | एमयू | करोड़ रु | करोड़ रु | करोड़ रु |
| 1 | टिहरी एचईपी | 133 | 37 | 33 | 70 | 109 | 37 | 27 | 64 |
| 2 | एनजेपीएस (सतलुज) | 257 | 40 | 29 | 70 | 251 | 40 | 29 | 69 |
| 3 | कोटेश्वर | 69 | 9 | 15 | 24 | 85 | 9 | 19 | 28 |
| 4 | ताला एचईपी | 33 | 0 | 7 | 7 | | | | |
| 5 | मेजिया यूनिट -6 | 144 | 21 | 22 | 43 | 144 | 0 | 58 | 58 |
| 6 | **अन्य कुल** | 636 | 108 | 107 | 215 | 588 | 87 | 132 | 219 |

e. नए उत्पादन स्टेशन

जहां तक नए उत्पादन स्टेशनों का सवाल है, याचिकाकर्ता ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 के एमवाईटी टैरिफ आदेश के अनुरूप, विव 2012–12 (दूसरी छमाही) और विव 2013–14 के दौरान केवल परिवर्तनीय शुल्कों पर ही विचार किया है। विव 2012–12 (दूसरी छमाही) और विव 2013–14 के दौरान नए उत्पादन स्टेशनों से क्रय की गई बिजली लागत का ब्योरा निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 143 : नए उत्पादन स्टेशनों से क्रय की गई बिजली लागत**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | | | | विव 2013-14 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत |

| | | एमयू | करोड़ रु | करोड़ रु | करोड़ रु | एमयू | करोड़ रु | करोड़ रु | करोड़ रु |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | बाढ़-II | 0 | 0 | 0 | 0 | 307 | 0 | 138 | 138 |
| 2 | चमेरा-III | 8 | 2 | 1 | 3 | 54 | 0 | 24 | 24 |
| 3 | चंद्रपुर एक्सटेंशन (U7 & U8) | 906 | 101 | 253 | 354 | 886 | 0 | 354 | 354 |
| 4 | दुर्गापुर टीपीएस | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | कोडरमा टीपीएस | 0 | 0 | 0 | 0 | 1466 | 0 | 586 | 586 |
| 6 | कोलदम एचईपी | 0 | 0 | 0 | 0 | 38 | 0 | 17 | 17 |
| 7 | मेजिया यूनिट 7 & 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | पार्बती – II | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | पार्बती – III | 7 | 0 | 3 | 3 | 42 | 0 | 19 | 19 |
| 10 | रिहंड – III | 112 | 0 | 50 | 50 | 384 | 0 | 173 | 173 |
| 11 | सासन यूएमपीपी | 0 | 0 | 0 | 0 | 92 | 0 | 11 | 11 |
| 12 | सुबंसरी लोअर | 0 | 0 | 0 | 0 | 131 | 0 | 59 | 59 |
| 13 | उड़ी –II | 0 | 0 | 0 | 0 | 61 | 0 | 27 | 27 |
| **14** | **कुल** | **1033** | **103** | **308** | **411** | **3459** | **0** | **1409** | **1409** |

f. अन्य स्रोतों से क्रय की गई बिजली

याचिकाकर्ता ने विव 2012–13 के दौरान अन्य स्रोतों से भी बिजली क्रय की है। लिहाजा, याचिकाकर्ता ने अन्य स्रोतों से वास्तविक बिजली क्रय पर विचार किया है। विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान अन्य स्रोतों से क्रय बिजली की खरीद लागत का ब्योरा निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 144 : अन्य स्रोतों से क्रय विद्युत लागत**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | | | | विव 2013-14 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | मात्रा | स्थित लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत | मात्रा | स्थित लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत |

| | | एमयू | करोड़ रु | करोड़ रु | करोड़ रु | एमयू | करोड़ रु | करोड़ रु | करोड़ रु |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | अन्य स्रोतों से बिजली खरीद | 1282 | 0 | 535 | 535 | 0 | 0 | 0 | 0 |

g. अन्य स्रोतों को बिक्री

अन्य स्रोतों को अतिरिक्त ऊर्जा की बिक्री के लिए, याचिकाकर्ता ने अन्य स्रोतों को अतिरिक्त ऊर्जा की बिक्री की दर विव 2011–12 के दौरान वास्तविक बिक्री की दर के बराबर माना है। विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान अन्य स्रोतों को की जानी वाली बिक्री से हुई आय का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 145 : अन्य स्रोतों को की जाने वाली बिक्री से आय**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | | | | विव 2013-14 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | मात्रा | निश्चित लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत | मात्रा | निश्चित लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत |
| | | MU | रु करोड़ | रु करोड़ | रु करोड़ | MU | रु करोड़ | रु करोड़ | रु करोड़ |
| 1 | अन्य स्रोतों को बिक्री | 3771 | 0 | 1202 | 1202 | 7742 | 0 | 2501 | 2501 |

h नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत :

प्रार्थी ने टीओडब्ल्यूएमसीएल से खरीदी ऊर्जा का वही रेट लगाया है जो वित्तीय वर्ष 2012–13 एवं 2014–15 के लिए 13 जुलाई 2012 को जारी आदेश में माननीय आयोग ने तय किये थे।

अन्य नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की बात करें तो प्रार्थी ने दर को लगातार बढ़ती लागत के मद्देनजर रखा है, यह सोचकर कि प्रार्थी को आरपीओ की शर्तें पूरी करने के लिए नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र खरीदने होंगे और ऐसी स्थिति में अन्य स्रोतों से भी ऊर्जा खरीदनी होगी।

बढ़ती कीमतों की गणना करने के लिए प्रार्थी ने सीईआरसी द्वारा निर्धारित फोरबियरेंस प्राइस तथा वित्तीय वर्ष 2012–13 एवं वित्तीय वर्ष 2013–14 के दौरान अन्य स्रोतों से खरीदी जाने वाली ऊर्जा की औसत दरों को ध्यान में रखा है।

**तालिका 146 : सीईआरसी के अनुरूप, आयोग द्वारा नवीकरण ऊर्जा स्रोतों के लिए निर्धारित शुल्क (रु/kWh)**

| क्र सं | विवरण | गैर-सौर | सौर |
|---|---|---|---|
| 1 | आयोग द्वारा निर्धारित शुल्क | 3.48 | 13.69 |

**तालिका 147 : औसत बिजली खरीद लागत**

| क्र सं | विवरण | मात्रा | लागत | Weighted Average Cost |
|---|---|---|---|---|
| | | एमयू | रु करोड़ | Rs./ kWh |
| 1 | वित्त वर्ष 13 के लिए औसत पीपीसी | 6218 | 14758 | 4.21 |
| 2 | वित्त वर्ष 14 के लिए औसत पीपीसी | 8207 | 19125 | 4.29 |

तदनुसार नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से खरीदी गई बिजली की चक्रवृद्धि लागत का निर्धारण किया गया है।

वित्त वर्ष 2012–13 और वित्त वर्ष 2013–14 के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से खरीदी गई बिजली लागत का ब्योरा निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 148 : नवीकरण ऊर्जा स्रोतों से खरीदी गई बिजली की लागत**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | | | | विव2013-14 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | मात्रा | निश्चित लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत | मात्रा | निश्चित लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत |
| | | एमयू | रु करोड़ | रु करोड़ | रु करोड़ | एमयू | रु करोड़ | रु करोड़ | रु करोड़ |
| 1 | टीओडब्ल्यूएमसीएल | 29 | 0 | 8 | 8 | 50 | 0 | 13 | 13 |
| 2 | गैर-सौर आरपीओ | 345 | 0 | 259 | 259 | 522 | 0 | 396 | 396 |
| 3 | सौर आरपीओ | 17 | 0 | 30 | 30 | 24 | 0 | 42 | 42 |
| **4** | **नवीकरणीय ऊर्जा लागत जोड़** | 391 | 0 | 297 | 297 | 596 | 0 | 452 | 452 |

i ईंधन लागत समायोजन (फ्यूल प्राइस एडजस्टमेंट –एफपीए) शुल्क :

प्रार्थी वित्त वर्ष 2012–13 एच1 के दौरान ऊर्जा खरीद के खाते पर राज्य उत्पादन स्टेशनों एवं मेजिया यूनिट–6 से एफपीए मूल्यों का नुकसान उठा चुका है। वित्त वर्ष 2012–13 एच1 के दौरान कुल 48.10 करोड़ रुपये एफपीए मूल्य का नुकसान उठाया गया। वित्त वर्ष 2012–13 एच2 के लिए, एसजीएस स्टेशनों के लिए वित्त वर्ष 2012–13 एच1 के दौरान उठाये गये वास्तविक एफपीए मूल्यों के नुकसान जितना स्वीकार किया गया है, जैसे कि 34.02 करोड़।

वित्त वर्ष 2013–14 के संबंध में, प्रार्थी वित्त वर्ष 2012–13 के दौरान एसजीएस स्टेशनों के लिए अनुमानित एफपीए मूल्यों के बराबर एफपीए मूल्यों को प्रस्तावित कर चुका है।

j अन्य लागत :

अन्य लागत में इंसेंटिव व डिस्इंसेंटिव, आयकर, विद्युतीय कर, उपकर शामिल हैं। बीआरपीएल ने वित्त वर्ष 2012–13 पहली छमाही के दौरान वास्तविक मूल्य के नुकसान को स्वीकार किया है।

आयकर के संबंध में, यह अवलोकन किया गया है कि किसी वित्तीय वर्ष के दौरान दूसरी मध्यावधि के दौरान आयकर के खाते पर मूल्य का नुकसान सामान्यतः उठाया जाता है। हांलाकि प्रार्थी ने वित्त वर्ष 2011–12 के दौरान उठाये गये नुकसान के बराबर ही वित्त वर्ष 2012–13 के दौरान आयकर स्वीकार किया है, जैसे 8.70 करोड़ रुपये। इसके अतिरिक्त वित्त वर्ष 2012–13 के दौरान आयकर पर अनुमानित 5 प्रतिशत वृद्धि के वित्त वर्ष 2013–14 के दौरान पहुंचने पर विचार किया जा रहा है।

आयकर के अलावा अन्य दरों के लिए, प्रार्थी वित्त वर्ष 2012–13 एच1 के दौरान उठाये गये वास्तविक दरों के नुकसान के बराबर ही अन्य दरों को स्वीकार कर चुका है। वित्त वर्ष 2013–15 के दौरान, बीआरपीएल ने वित्त वर्ष 2012–13 के दौरान अन्य दरों पर उठाये गये नुकसान में 5 प्रतिशत वृद्धि को स्वीकार किया है। वित्त वर्ष 2012–13 एवं 2013–14 के दौरान अन्य दरों को नीचे सारणीबद्ध किया गया है :

**तालिका 149 : अन्य खर्चे (करोड़ रु)**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | | | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | पहली छमाही (H1) | दूसरी छमाही (H2) | कुल (H1+H2) | H1+H2 |
| 1 | अन्य लागत | 14 | 22 | 35 | 38 |

k. बकाया :

चूंकि पॉवर परचेज एडजस्टमेंट शुल्क को स्वीकृति देते समय इस तथ्य की परवाह किए बिना कि ऐसा ही आयोग द्वारा एआरआर निर्धारित करते समय स्वीकार नहीं किया जाएगा, माननीय आयोग ने पिछली अवधि से संबंध रखने वाले एरियर पर विचार नहीं

किया था, अब यह प्रार्थी के लिए अनिवार्य हो गया है कि वह भविष्य के लिए भी एरियर पर विचार करे। इसलिए वित्त वर्ष 2012–13 दूसरी छमाही के लिए प्रार्थी वित्त वर्ष 2012–13 पहली छमाही के दौरान टीओडब्ल्यूएमसीएल को छोड़कर एरियर पर विचार कर चुका है। वित्त वर्ष 2012–13 के दौरान एरियर टीओडब्ल्यूएमसीएल और चमेरा–3 के अकाउंट के रु. 12.99 करोड़ को मिलाकर 160.76 करोड़ रुपये है। वित्त वर्ष 2012–13 पहली छमाही के दौरान टीओडब्ल्यूएमसीएल के लिए वास्तविक एरियर को निकालकर वित्त वर्ष 2012–13 दूसरी छमाही के लिए एरियर 144.88 करोड़ रुपये है।वित्त वर्ष 2013–14 के लिए प्रार्थी टीओडब्ल्यूएमसीएल और चमेरा–3 के अलावा वित्त वर्ष 2012–13 पहली व दूसरी छमाही के लिए अनुमानित एरियर के बराबर एरियर पर विचार कर चुका है।

1. विद्युत क्रय छूट (पॉवर परचेज रिबेट)

माननीय आयोग ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 को जारी अपने एमवाईटी आदेश में पॉवर परचेज कॉस्ट निर्धारित करते समय प्रार्थी द्वारा समय पर किए गए भुगतान के आधार पर एक प्रतिशत पॉवर परचेज रिबेट निर्धारित की। इस तरह से पॉवर परचेज कॉस्ट की सीमा को पॉवर परचेज रिबेट के बराबर कर दिया गया।

अब क्योंकि माननीय आयोग ने पीपीएसी प्रक्रिया में एरियर को स्वीकार नहीं किया है, जोकि प्रार्थी के खर्च में कहीं भी स्वीकृत नहीं है, जैसे पिछले साल का एआरआर और पीपीएसी आदि, अतएव प्रार्थी को भुगतानों में चूक करने या समय पर भुगतान करने हेतु वित्तीय संस्थानों से उधार लेने के लिए मजबूर किया जा रहा है। क्योंकि इस एरियर के भुगतान के लिए फंड का पता लगाना मुश्किल है, प्रार्थी ने माननीय आयोग से पॉवर परचेज कॉस्ट में पॉवर परचेज रिबेट पर विचार न करने का अनुरोध किया।

यह भी उल्लेखनीय है कि कॉस्ट रिफलेक्टिव टैरिफ की अनुपस्थिति में प्रार्थी बड़े नकद प्रवाह संकट का सामना कर रहा है। माननीय आयोग अपने दिनांक 13 जुलाई, 2012 को जारी अपने एमवाईटी आदेश में सही पुनर्लाभ योजना के बिना ही 3225 करोड़ रुपये की बड़ी नियामक सम्पत्ति का सृजन कर चुका है। वित्त वर्ष 2011–12 से संबंधित 618 करोड़ रुपये के राजस्व अंतर को भी 26 अगस्त, 2011 को जारी टैरिफ आदेश में बिन वसूला ही छोड़ दिया गया था। प्रार्थी प्रकाश डालना चाहेगा कि माननीय आयोग द्वारा 23 फरवरी, 2008 को जारी एमवाईटी आदेश में पहली नियंत्रण अवधि के शुरू होने से पहले 2482.29 करोड़ रुपये के कुल व्यापार मूल्य पर विचार किया गया था, जबकि नियंत्रण अवधि के समाप्त होने पर माननीय आयोग ने 3843 करोड़ रुपये (3225 करोड़ रुपये नियामक सम्पत्ति के अकाउंट में और 618 करोड़ रुपये राजस्व ) के बड़े राजस्व अंतर के सृजन के साथ बंद किया था। हालांकि माननीय आयोग नियामक सम्पत्ति को वसूल करने के लिए स्थायी एवं ऊर्जा मूल्य पर 8 प्रतिशत सरचार्ज स्वीकार कर चुका है, लेकिन सृजित की गई उस नियामक सम्पत्ति की स्थानांतरण लागत को वसूलने के लिए यह सरचार्ज पर्याप्त नहीं है, जो कि नीचे दिखाई जा रही है :

**तालिका 150 : विनियामक परिसंपत्तियों की संवहन लागत और अधिभार के जरिए वसूली के बीच अंतर**

| क्र सं | विवरण | राशि (करोड़ रु) |
|---|---|---|

| | | |
|---|---|---|
| 1 | आयोग द्वारा 13 जुलाई, **2012** के आदेश में वित्त वर्ष 2010-11 के अंत तक सृजित विनियामक परिसंपत्तियां | 3225.29 |
| 2 | विव 2011-12 और विव 2012-13 के दौरान विचारणीय ब्याज दर | 14.61% |
| 3 | केवल विव 2011-12 के दौरान संवहन लागत | 471.12 |
| 4 | विव 2012-13 के दौरान संवहन लागत | 471.12 |
| 5 | विनियामक परिसंपत्तियों के आरंभिक शेष पर कुल संवहन लागत | 942.24 |
| 6 | विव 2012-13 के दौरान 8% अधिभार के जरिए एकत्र होने वाला अतिरिक्त राजस्व | 366.77 |
| **7** | **अंतर (5-6)** | **575.47** |

निवेदन है कि रेगुलेटरी असेट्स का निर्माण और गैर–वसूली वाले रिवेन्यू गैप से प्रार्थी को नगदी की समस्या हुई है जिससे समय पर विद्युत खरीद मूल्य चुकाने में परेशानी हुई और इससे 2 प्रतिशत की छूट भी गयी। टैरिफ ऑर्डर दिनांक 13.7.2012 में माननीय आयोग ने प्रार्थी को कार्यकारी पूंजी जुटाने के लिए एक माह तक की विद्युत खरीद लागत को घटाकर दो माह तक की आय के बराबर मानने की अनुमति दी है। प्रार्थी को कार्यकारी पूंजी की जरूरत की गणना के बारे में माननीय आयोग ने कहा है कि विद्युत खरीद बिलों का भुगतान बिल की तिथि के 30वें दिन किया जा सकता है, यानी एक माह बाद। यदि वितरण लाइसेंसी अथवा उत्पादक कंपनियों को बिल की तिथि से 30वें दिन भुगतान किया जाता है तो प्रार्थी को 1 प्रतिशत छूट मिलेगी।

सविनय निवेदन है कि प्रार्थी उत्पादक कंपनियों और वितरण कंपनियों को बिलों का भुगतान सीधे उनके बैंक खातों में आरटीजीएस सुविधा के जरिये करता है। इस तरह के मामलों में माननीय केंद्रीय विद्युत नियामक प्राधिकरण द्वारा अधिकतम छूट 1 प्रतिशत तक दी जा सकती है। ऐसे मामलों में सीईआरसी के संबंधित नियम इस प्रकार हैं:

34.छूट
1. प्रार्थी को उत्पादक कंपनी एवं वितरण कंपनी के बिलों का भुगतान करते समय लैटर ऑफ क्रेडिट जमा करने पर 2 प्रतिशत छूट दी जायेगी।
2. यदि बिल की तिथि से एक माह के भीतर लैटर ऑफ क्रेडिट जमा किये बगैर उत्पादक कंपनी और वितरण कंपनी को भुगतान किया जाता है तो तो 1 प्रतिशत छूट लागू होगी।

सविनय निवेदन है कि दरों के निर्धारण में विलंब के चलते पैदा हुई वित्तीय समस्या के कारण प्रार्थी वित्तीय संस्थानों या कमर्शियल बैंकों से उत्पादक कंपनियों और वितरण कंपनियों के पक्ष में अपेक्षित लैटर ऑफ क्रेडिट नहीं बनवा पाया। इसके मद्देनजर, निवेदन है कि द्वित्तीय नियंत्रण अवधि में अधिकतम 1 प्रतिशत रिबेट उपलब्ध होगी।

एमवाईटी नियमन 2011 के अनुसार, एआरआर से अधिकतम आदेशित रिबेट काटी जा सकती है, परंतु वितरण लाइसेंसी को एक लघुतर ऋण अवधि के भीतर विद्युत खरीद बकाया चुकाने के लिए आवश्यक निधि की अनुमति नहीं है। इसका अर्थ है कि वितरण लाइसेंसी को त्वरित भुगतान करने के लिए निधि जुटाने की लागत देनी होगी और

इसका लाभ उपभोक्ताओं को होगा। एमवायटी नियमन 2011 के तहत यह संभव नहीं है कि अधिकतम छूट प्राप्त करने के लिए भुगतान नियमों में छूट मिल सके। प्रार्थी को लघुतम ऋण अवधि के भीतर बिलों का भुगतान करने के लिए धनराशि या तो स्वयं जुटानी होगी या फिर 1 प्रतिशत रिबेट से ऊपर का भाग विद्युत खरीद लागत में से घटा दिया जायेगा, जिसे उपभोक्ताओं से वसूला जा सकता है। निवेदन है कि एमवायटी नियमन 2011 की शर्तें मनमानी और अतार्किक हैं।

निवेदन है कि प्रार्थी ने विद्युत खरीद के बिल अपने साधनों से सात दिनों के अंदर चुका दिये थे, ताकि अधिकतम छूट मिल सके। सामान्यतया, घरेलू उपभोक्ताओं की बिलिंग साइकल दो माह की होती है, जबकि 11 हजार केवी या अधिक खपत करने वाले औद्योगिक एवं व्यावसायिक उपभोक्ताओं के लिए यह अवधि एक माह होती है। इसके अलावा, उपभोक्ताओं को बिल मिलने के 15 दिनों के भीतर भुगतान करने की सुविधा होती है। ऐसे में उपभोक्ताओं से विद्युत बिलों की वसूली और अधिकतम छूट प्राप्त करने की अवधि – दोनों में मिसमैच है। इसलिए, प्रार्थी को अधिकत रिबेट प्राप्त करने के लिए एमवायटी नियमन 2011 के तहत कार्यकारी पूंजी जुटाने हेतु सिर्फ एक माह का समय मिलता है। माननीय ट्रिब्यूनल ने कहा है कि प्रार्थी को विद्युत खरीद बिल चुकाने और अधिकतम छूट प्राप्त करने के लिए सिर्फ एक माह से कम समय मिलता है, जो कि न्यायसंगत एवं तार्किक नहीं है। एमवायटी नियमन 2011 के तहत प्रार्थी को कार्यकारी पूंजी के जरिये विद्युत बिलों का पूर्व भुगतान करना संभव नहीं है। इससे बिजनेस के अन्य संचालनों पर फर्क पड़ सकता है।

ईए 03 के खंड 61(सी) एवं (ई) के अंतर्गत, दरें तय करते समय, आयोग को परफॉर्मेंस में कुशलता के सिद्यातों का पालन करना चाहिए। एमवायटी नियमन 2011 के अनुसार, यदि यह मान लिया जाये कि विद्युत खरीद लागत का भुगतान बिल की तिथि से 30वें दिन करना है, तो वितरण लाइसेंसी कार्यकारी पूंजी की लागत लेने का हकदार है। यानी कार्यकारी पूंजी जुटाने में एमवायटी रेगुलेशन 2011 के अनुसार विद्युत खरीद का निश्चित तिथियों में भुगतान के लिए वितरण लाइसेंसी को एक टारगेट लेवल दिया जाता है। यद्यपि, एमवायटी नियमन 2011 के तहत प्रार्थी को अधिकतम रिबेट घटाकर दंडित करने का प्रावधान है भले ही प्रार्थी टेरिफ ऑर्डर के अंतर्गत मिली धनराशि से अपना वित्तीय प्रबंधन करे। ऐसे में एमवायटी रेगुलेशन 2011 के प्रावधान मनमाने एवं अनुचित हैं। प्रार्थी को पता है कि माननीय आयोग एमवायटी रेगुलेशन 2011 के क्लॉज 12.8 के नियमानुसार नियमों में परिवर्तन कर सकते हैं, जैसा कि नीचे वर्णित है:

**नियमों में बदलाव की शक्ति**

12.8 आयोग, लिखित वजह बताते हुए, किसी भी समय नियमों में बदलाव या सुधार कर सकता है।

इसके तहत, प्रार्थी माननीय आयोग से वित्तीय वर्ष 2012–13 एवं वित्तीय वर्ष 2013–14 के दौरान किसी भी नॉर्मेटिव रिबेट को न चाहते हुए नियमों में परिवर्तन की प्रार्थना करता है।

**पीपीए की अप्रूवल का शुल्क:**

दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग व्यापक विनियमन (डेल्ही इलेक्ट्रिसिटी रेगुलेटरी कमीशन कंप्रीहेंसिव रेगुलेशन), 2011 के नियम संख्या 49 के अनुसार, लाइसेंसी को

डीईआरसी से पीपीए की मंजूरी लेने के लिए रु. 10 लाख प्रति 100 मेगावाट शुल्क चुकाना होगा। इस शुल्क का ब्यौरा निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 151 : पीपीए की मंजूरी हेतु शुल्क**

| विवरण | यूओएम | विव13 | विव 14 |
|---|---|---|---|
| कुल आरई बिजली खरीद की मात्रा | एमयू | 361.89 | 438.57 |
| कुल आरई बिजली खरीद की मात्रा | एमडब्ल्यू | 41.31 | 50.07 |
| पीएलएफ | % | 20% | 20% |
| कुल मात्रा जिसकी खरीद की जानी है | एमडब्ल्यू | 206.56 | 250.33 |
| पीपीए की मंजूरी हेतु याचिका शुल्क | रु लाख/100 एमडब्ल्यू | 10.00 | 10.00 |
| कुल शुल्क जिसका भुगतान किया जाना है | रु लाख | 20.66 | 25.03 |

चूंकि यह लाइसेंसी द्वारा वहन की गई विद्युत क्रय लागत से संबद्ध है जो कि डीईआरसी एमवाईटी विनियमन, 2007 के मुताबिक नियंत्रण से बाहर है, लिहाजा हम माननीय आयोग से इसे विद्युत क्रय लागत का हिस्सा मानने का अनुरोध करते हैं।

ऋण पत्र (एलसी) शुल्क
याचिकाकर्ता ने विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान ऋण पत्र (एलसी) शुल्क के तौर पर अदा किए जाने वाले शुल्क को विव 2011–12 के दौरान वहन किए गए वास्तविक शुल्क के बराबर अर्थात 1.87 करोड़ रु माना है।

सम्मानपूर्वक निवेदन किया जाता है कि एलसी दस्तावेज है, जिसे बैंक द्वारा खरीदार की ओर से जारी किया जाता है, जो इस बात की गारंटी होती है कि प्रस्तावित एलसी देने पर विक्रेता को पूरी रकम मिलेगी। एलसी शुल्क बैंक द्वारा तय किए गए शुल्क और बिजली खरीद लागत में बदलाव पर निर्भर करता है, जो याचिकाकर्ता के नियंत्रण में नहीं होती है। इसी प्रकार, याचिकाकर्ता द्वारा वहन की गई विद्युत क्रय लागत भी नियंत्रण से बाहर है जैसा कि एमवाईटी विनियमनों के प्रावधानों में भी स्वीकार किया गया है। याचिकाकर्ता द्वारा वहन किए जाने वाले एलसी शुल्क सीधे विद्युत क्रय लागत से संबद्ध होते हैं और ये विद्युत क्रय लागत में बढ़ोतरी/कमी पर निर्भर करते हैं, जिस पर अपीलकर्ता का कोई नियंत्रण नहीं होता।

विव 2012–13 तथा विव 2013–14 के लिए कुल विद्युत क्रय लागत, जिसका दावा किया गया है, निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 152 : विव 2012–13 से विव 2013–14 तक कुल विद्युत क्रय लागत**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | | विव 2013-14 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | मात्रा | लागत | मात्रा | लागत |
| | | एमयू | रु करोड़ | एमयू | रु करोड़ |
| 1 | बिजली क्रय लागत | 11349 | 5315 | 11929 | 6152 |
| 2 | पीपीए शुल्क | 0.00 | 0.21 | 0.00 | 0.25 |
| 3 | एलसी शुल्क | 0.00 | 1.87 | 0.00 | 1.87 |
| **4** | **कुल बिजली क्रय लागत** | **11349** | **5317** | **11929** | **6154** |

उपरोक्त चर्चा के मुताबिक, विभिन्न संयंत्रों के लिए विद्युत क्रय लागत का ब्योरा निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 153 : डीईआरसी द्वारा स्वीकृत विव 2012–13 और विव 2013–14 के लिए विद्युत क्रय लागत**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | | | विव 2013-14 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | मात्रा | लागत | औसत दर | मात्रा | लागत | औसत दर |
| | | एमयू | रु करोड़ | रु/ kWh | एमयू | रु करोड़ | रु/ kWh |
| 1 | एनटीपीसी | 8140 | 3092 | 3.80 | 8140 | 3217 | 3.95 |
| 2 | एनएचपीसी | 682 | 171 | 2.51 | 682 | 171 | 2.51 |
| 3 | परमाणु | 257 | 80 | 3.09 | 257 | 80 | 3.09 |
| 4 | एसजीएस | 1758 | 691 | 3.93 | 1758 | 718 | 4.09 |
| 5 | नए स्टेशन | 5732 | 2364 | 4.12 | 10293 | 4292 | 4.17 |
| 6 | अन्य | 575 | 144 | 2.50 | 575 | 144 | 2.50 |
| 7 | द्विपक्षीय क्रय/विक्रय | -5181 | -2072 | 4.00 | -8654 | -3462 | 4.00 |
| 8 | नवीकरणीय ऊर्जा | NA | NA | | NA | NA | |
| 9 | अन्य भुगतान | | 0 | | | 0 | |
| **10** | **कुल** | **11962** | **4470*** | **3.74** | **13050** | **5160*** | **3.95** |

## तालिका 154 : वि‍व 2012–13 के लिए विद्युत क्रय लागत

| क्र सं | विवरण | वि‍व 2012-13 | | | | वि‍व 2013-14 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत |
| | | एमयू | करोड़ रु | करोड़ रु | करोड़ रु | MU | करोड़ रु | करोड़ रु | करोड़ रु |
| 1 | एनटीपीसी | 8671 | 968 | 2378 | 3346 | 9352 | 953 | 2872 | 3825 |
| 2 | एनएचपीसी | **294** | **97** | **36** | **133** | **601** | **91** | **74** | **164** |
| 3 | नए स्टेशन | 636 | 108 | 107 | 215 | 588 | 87 | 132 | 219 |
| **4** | परमाणु उत्पादन स्टेशन | **236** | **0** | **72** | **72** | **257** | **0** | **79** | **79** |
| **5** | एसजीएस | **2576** | **246** | **838** | **1084** | **4817** | **192** | **1917** | **2109** |
| **6** | नए स्टेशन | **1033** | **103** | **308** | **411** | **3459** | **0** | **1409** | **1409** |
| 7 | लघु अवधि/ द्विपक्षीय क्रय | 1282 | 0 | 535 | 535 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | अन्य को बिक्री | 3771 | 0 | 1202 | 1202 | 7742 | 0 | 2501 | 2501 |
| 9 | टीओडब्ल्यूएमसीएल | 29 | 0 | 8 | 8 | 50 | 0 | 13 | 13 |
| 10 | गैर सोलर आरपीओ | 345 | 0 | 259 | 259 | 522 | 0 | 396 | 396 |
| 11 | सोलर आरपीओ | 17 | 0 | 30 | 30 | 24 | 0 | 42 | 42 |
| 12 | **कुल** | 11349 | 1522 | 3369 | 4891 | 11929 | 1322 | 4434 | 5756 |
| 13 | एफपीए शुल्क | | | | 82 | | | | 68 |
| 14 | अन्य लागत | | | | 36 | | | | 38 |
| 15 | बकाया | | | | 306 | | | | 290 |
| 16 | पीपीए की मंजूरी के लिए भुगतान की जाने वाली लाइसेंस फीस | | | | 0.21 | | | | 0.25 |
| 17 | एलसी शुल्क | | | | 2 | | | | 2 |

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | | | | विव 2013-14 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत | मात्रा | स्थिर लागत | परिवर्तनीय लागत | कुल लागत |
| | | एमयू | करोड़ रु | करोड़ रु | करोड़ रु | MU | करोड़ रु | करोड़ रु | करोड़ रु |
| 18 | कुल | 11349 | | | 5317 | 11929 | | | 6154 |

**विद्युत क्रय छूट पर विचार नहीं किया गया*

## 4.10 ट्रांसमिशन शुल्क

याचिकाकर्ता ने विव 2012–13 तथा विव 2013–14 के दौरान राज्य के भीतर संवहन लागत को विव 2012–13 से विव 2014–15 के लिए एमवाईटी आदेश के अनुरूप माना है।

जहां तक अंतर–राज्यीय ट्रांसमिशन शुल्कों का संबंध है, याचिकाकर्ता ने अंतर–राज्यीय ट्रांसमिशन शुल्कों की गणना विव 2012–13 (प्रथम छमाही) के दौरान अदा किए गए वास्तविक ट्रांसमिशन शुल्कों के अनुसार की है। उपरोक्त के मुताबिक, विव 2012–13 (दूसरी छमाही) के लिए अंतर–राज्यीय ट्रांसमिशन शुल्कों को विव 2012–13 (प्रथम छमाही) के दौरान अदा किए गए वास्तविक ट्रांसमिशन शुल्कों के अनुसार माना गया है। विव 2013–14 के लिए, याचिकाकर्ता ने विव 2012–13 के लिए अनुमानित ट्रांसमिशन शुल्कों में 10% की वृद्धि को आधार माना है।

एएसएलडीसी शुल्कों के लिए, याचिकाकर्ता ने माननीय आयोग द्वारा दिनांक 13 जुलाई, 2012 के एमवाईटी शुल्क आदेश को आधार बनाया है।

**तालिका 155 : वित्त वर्ष 2012–13 और वित्त वर्ष 2013–14 के दौरान ट्रांसमिशन शुल्क**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|
| 1 | राज्यों के भीतर ट्रांसमिशन शुल्क | 353 | 388 |
| 2 | अंतर्राज्यीय ट्रांसमिशन शुल्क | 296 | 251 |
| 3 | एसएलडीसी शुल्क | 3 | 3 |
| **4** | **कुल** | **652** | **642** |

## 4.11 परिचालन तथा रखरखाव व्यय

एमवाईटी विनियमन, 2011 के उपबंध 4.21 (b) (i) के अनुसार, परिचालन एवं रखरखाव खर्च को नियंत्रण योग्य मानक माना गया है और इस मद में किसी भी प्रकार के अतिरिक्त व्यय या कमी को लाइसेंसी के खाते में डाला जाएगा तथा वह राशि एआरआर में समायोजित नहीं की जाएगी। अलबत्ता, माननीय एपीटीईएल ने 29 सितंबर, 2010 के अपने निर्णय (अपील सं 28, वर्ष 2008) में परिचालन एवं रखरखाव खर्च में कुशलता घटकों के निर्धारण की कुछ विसंगतियों की ओर इशारा किया है। माननीय एपीटीईएल के फैसले के बावजूद, माननीय आयोग ने विव 2012–13, विव 2013–14 और विव 2014–15 के लिए क्रमशः 2%, 3% और 4% कुशलता घटक का निर्धारण किया है।

विव 2012–13 तथा विव 2013–14 के लिए याचिकाकर्ता ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 के एमवाईटी टैरिफ आदेश के अनुसार परिचालन एवं रखरखाव व्यय का आकलन किया है। परंतु बजट से बाहर के व्यय के चलते किसी भी प्रकार का बदलाव होने पर याचिकाकर्ता विव 2012–13 तथा विव 2013–14 के समायोजन के दौरान उसे शामिल करने का अनुरोध करेगा।

इस याचिका में विव 2012–13 तथा विव 2013–14 के लिए विचाराधीन परिचालन एवं रखरखाव व्यय का ब्योरा निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 156 : विव 2012–13 तथा विव 2013–14 के लिए परिचालन एवं रखरखाव व्यय**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|
| 1 | कर्मचारी व्यय | 266.87 | 284.88 |
| 2 | ए एवं जी व्यय | 86.63 | 92.64 |
| 3 | आर एवं एम व्यय | 111.88 | 122.60 |
| **4** | **कुल ओ एवं एम व्यय** | **465.38** | **500.12** |

याचिकाकर्ता माननीय आयोग से विव 2012–13 तथा विव 2013–14 के उक्त तालिका के अनुसार, परिचालन एवं रखरखाव संबंधी खर्चों को मंजूरी देने का अनुरोध करता है।

## 4.12 पूंजी व्यय एवं पूंजीकरण

एमवाईटी विनियमन, 2011 के उपबंध 4.21 (b) (ii) में वर्ष के पूरा होने के बाद उपलब्ध वास्तविक आंकड़ों के आधार पर पूंजी व्यय तथा पूंजीकरण के समायोजन का प्रावधान है। चूंकि विव 2012–13 अभी बीता नहीं है और विव 2013–14 संभावित वर्ष है, लिहाजा वास्तविक आंकड़े उपलब्ध नहीं है जिसके चलते पूंजी व्यय और पूंजीकरण को समायोजित

नहीं किया जा सकता। लिहाजा, बीआरपीएल ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 के एमवाईटी टैरिफ आदेश के परिप्रेक्ष्य में विव 2012–13 तथा विव 2013–14 के लिए पूंजी व्यय पर विचार किया है। इस याचिका में विचाराधीन पूंजी व्यय और पूंजीकरण का विवरण निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 157 : विव 2012–13 तथा विव 2013–14 के लिए पूंजी व्यय तथा पूंजीकरण**

| क्र सं | विवरण | यूओएम | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | पूंजी व्यय | करोड़ रु | 300 | 300 |
| 2 | पूंजीकरण | करोड़ रु | 484 | 300 |

याचिकाकर्ता माननीय आयोग से उपरोक्त तालिका के अनुसार, विव 2012–13 तथा विव 2013–14 के लिए पूंजी व्यय और पूंजीकरण को मंजूरी देने का अनुरोध करता है।

## 4.13 अवमूल्यन

एमवाईटी विनियमन, 2011 के उपबंध 4.21 (b) (ii) में वर्ष के उपरांत वास्तविक पूंजी व्यय तथा पूंजीकरण के आधार पर अवमूल्यन के समायोजन का प्रावधान है। चूंकि विव 2012–13 अभी बीता नहीं है और विव 2013–14 संभावित वर्ष है, लिहाजा विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान पूंजीकरण संबंधी वास्तविक आंकड़े उपलब्ध नहीं है जिसके चलते पूंजी अवमूल्यन को समायोजित नहीं किया जा सकता। लिहाजा, याचिकाकर्ता ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 के एमवाईटी शुल्क आदेश के परिप्रेक्ष्य में विव 2012–13 तथा विव 2013–14 के लिए पूंजी व्यय पर विचार किया है। इस याचिका में विचारणीय अवमूल्यन राशि का विवरण निम्न तालिका में दिया जा रहा है :

**तालिका 158 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के लिए अवमूल्यन**

| क्र सं | विवरण | यूओएम | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | वित्त वर्ष के दौरान अवमूल्यन | करोड़ रु | 160 | 174 |

याचिकाकर्ता माननीय आयोग से विव 2012–13 तथा विव 2013–14 के लिए उक्त तालिका के अनुसार अवमूल्यन राशि को मंजूरी देने का अनुरोध करता है।

## 4.14 लगाई गई पूंजी पर रिटर्न (आरओसीई)

एमवाईटी नियमन 2011 के खंड 4.21 में साल के अंत में वास्तविक खर्च और पूंजीकरण के आधार पर आरओसीई के वास्तविक समायोजन की व्यवस्था है। चूंकि विव 2012–13

और 2013–14 अभी आने हैं लिहाजा इनका वास्तविक समायोजन नहीं किया जा सकता। ऐसे में प्रार्थी ने इन दोनों वित्त वर्षों के लिए आरओसीई का निर्धारण 13 जुलाई 2012 के एमवाईटी आदेश के अनुसार किया है। याचिका में जो आरओसीई राशि आई है वह इस तालिका में है:

**तालिका 159 : विव 12–13 और विव 13–14 के लिए आरओसीई**

| क्र सं | विवरण | यूओएम | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | लगाई गई पूंजी पर लाभ | करोड़ रु | 391 | 427 |

प्रार्थी का आयोग से आग्रह है कि उपरोक्त तालिका के अनुसार विव 2012–13 और विव 2013–14 के लिए आरओसीई की मंजूदी दी जाए।

## 4.15 आयकर

एमवाईटी विनियमन, 2011 के उपबंध 5.32 के अनुसार, आयकर पूंजी निवेश के इक्विटी अंश पर होने वाले मुनाफे पर देय कर तक सीमित होगा। माननीय आयोग ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 के अपने एमवाईटी शुल्क आदेश में दूसरी एमवाईटी नियंत्रण अवधि के लिए आयकर का निर्धारण किया है।

जहां तक आयकर का संबंध है, माननीय आयोग ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 के अपने एमवाईटी शुल्क आदेश में निम्न का उल्लेख किया है :

"3.149 ... आयोग आरओसीई के समायोजन के बाद, नियंत्रित अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए आयकर व्यय का अंतिम रूप से समायोजन करेगा और अंतिम कर देनदारी का निर्धारण पूंजी निवेश के इक्विटी अंश पर होने वाले लाभ के निर्धारित होने के बाद ही किया जाएगा।"

माननीय आयोग के उपरोक्त आदेश के अनुरूप, याचिकाकर्ता ने दिनांक 13 जुलाई, 2012 केएमवाईटी शुल्क आदेश के अनुसरण में विव 2012–13 और विव 2013–14 के लिए आयकर संबंधी गणना निम्नानुसार की है :

**तालिका 160 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के लिए आयकर**

| विवरण | यूओएम | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|
| आयकर | करोड़ रु | 31 | 33 |

याचिकाकर्ता माननीय आयोग से विव 2012–13 और विव 2013–14 तक के उपरोक्त तालिका में दिए गए आयकर ब्योरे को मंजूरी देने का अनुरोध करता है।

## 4.16 गैर–टैरिफ आय

विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान गैर–शुल्क आय के संबंध में, याचिकाकर्ता ने उन आंकड़ों को ही आधार बनाया है जिन्हें दिनांक 13 जुलाई, 2012 के एमवाईटी शुल्क आदेश में मंजूरी दी गई है। याचिकाकर्ता द्वारा विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान विचारणीय गैर–शुल्क आय का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 161 : विव 2012–13 और विव 2013–14 के दौरान गैर–शुल्क आय**

| विवरण | यूओएम | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|
| गैर शुल्क आय | करोड़ रु | 125 | 125 |

याचिकाकर्ता माननीय आयोग से विव 2012–13 और विव 2013–14 तक के उपरोक्त तालिका में दिए गए गैर–शुल्क आय ब्योरे को मंजूरी देने का अनुरोध करता है।

## 4.17 वार्षिक राजस्व आवश्यकता

उपरोक्त खंडों में विभिन्न शीर्षों के अंतर्गत चर्चा के आधार पर, माननीय आयोग द्वारा दिनांक 13 जुलाई, 2012 के एमवाईटी शुल्क आदेश में विव 2012–13 और विव 2013–14 के लिए निर्धारित वार्षिक राजस्व आवश्यकता और तदनुसार की गई गणना का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 162: विव 2012–13 और विव 2013–14 के लिए वार्षिक राजस्व आवश्यकता**

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | | विव 2013-14 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | दिनांक 13 जुलाई, 2012 का एमवाईटी आदेश | बीआरपीएल | दिनांक 13 जुलाई, 2012 का एमवाईटी आदेश | बीआरपीएल |
| 1 | विद्युत क्रय लागत | 4339 | 5317 | 4987 | 6154 |
| 2 | अंतरराज्यीय ट्रांसमिशन | 253 | 353 | 265 | 388 |
| 3 | राज्य के भीतर ट्रांसमिशन शुल्क | 296 | 296 | 251 | 251 |

| क्र सं | विवरण | विव 2012-13 | | विव 2013-14 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | दिनांक 13 जुलाई, 2012 का एमवाईटी आदेश | बीआरपीएल | दिनांक 13 जुलाई, 2012 का एमवाईटी आदेश | बीआरपीएल |
| 4 | एसएलडीसी शुल्क | 3 | 3 | 3 | 3 |
| 5 | ओ एवं एम व्यय | 465 | 465 | 500 | 500 |
| *a* | *कर्मचारी व्यय* | 267 | 267 | 285 | 285 |
| *b* | *ए एवं जी व्यय* | 87 | 87 | 93 | 93 |
| *c* | *आर एवं एम व्यय* | 112 | 112 | 123 | 123 |
| 6 | अवमूल्यन | 160 | 160 | 174 | 174 |
| 7 | अन्य विविध व्यय | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | निवेशित पूंजी पर लाभ | 391 | 391 | 427 | 427 |
| 9 | आयकर | 31 | 31 | 33 | 33 |
| 10 | आपूर्ति पर लाभ | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | घटा : गैर शुल्क आय | 125 | 125 | 125 | 125 |
| 12 | जोड़ :विनियमन 12.1 के अनुसार विव 2007-08 का समायोजन | | | | |
| 13 | जोड़ समायोजन आवश्यकता | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | जोड़ : विव 03 से विव 07 तक आयकर का समायोजन | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **15** | **कुल राजस्व आवश्यकता** | **5814** | **6892** | **6516** | **7805** |
| **16** | **राजस्व वसूला गया (शुद्ध ई टैक्स)** | **6105** | **5890** | **0** | **6412** |
| **17** | **राजस्व अंतर / (सरप्लस)** | **-291** | **1002** | **0** | **1393** |

## 5. आपूर्ति मॉडल की लागत

एमवाईटी रेगुलेशन, 2011 की धारा 7.7 (सी) के अनुसारः
7.7 रिटेल सप्लाई टैरिफ में निम्न शामिल होगाः

(सी) वितरण लाइसेंस धारक द्वारा पेश किये जाने वाले प्रत्येक मूल्य प्रस्ताव के साथ सेवा लागत मॉडल दिया जाना चाहिए, जिसमें वोल्टेज लागत एवं हानियों सहित प्रत्येक श्रेणी के उपभोक्ताओं से ली जाने वाली रकम का जिक्र हो।

उपरोक्त उपधारा के अनुसार, प्रार्थी ने अपने वितरण नेटवर्क से विविध वोल्टेज लेवल पर जुड़े विभिन्न उपभोक्ताओं को दी जाने वाली सेवा की लागत की गणना की है। वित्तीय वर्ष 2013–14 के लिए एआरआर की गणना विविध वोल्टेज लेवल पर की गयी है और व्हीलिंग चार्ज तथा रिटेल सप्लाई चार्ज पैसा प्रति यूनिट निकालने के लिए अलग अलग वोल्टेज लेवल को आधार बनाया गया है।

व्हीलिंग चार्ज एवं रिटेल सप्लाई एआरआर के बीच कुल एआरआर निकालने के लिए प्रार्थी ने कॉस्ट ऑडिट रिकॉर्ड का सहारा लिया है। वित्तीय वर्ष 2011–12 की कॉस्ट ऑडिट रिपोर्ट की एक प्रति साथ में लगायी जा रही है (संलग्नक 20)। प्रार्थी ने व्हीलिंग एवं रिटेल सप्लाई एआरआर का बंटवारा करने के लिए निम्न विधि प्रयोग की है:

1. रिटेल एआरआर में विद्युत खरीद लागत एवं वितरण लागत को संबंधित वोल्टेज लेवल पर ऊर्जा इनपुट के अनुपात में लिया गया है।
2. वित्तीय वर्ष 2011:12 की एआरआर की गणना कॉस्ट ऑडिट रिपोर्ट में वर्णित ओ एंड एम व्यय के अनुपात में, व्हीलिंग एवं रिटेल एआरआर में बांट कर की गयी है।
3. जहां तक घाटे की बात है, माननीय आयोग ने पूर्व में कुछ डिसअलाउंस जारी किये थे, जिनका जिक्र कॉस्ट ऑडिट रिपोर्ट में नहीं है। इसलिए, घाटे को रिटेल एवं व्हीलिंग एआरआर में ठीक उसी अनुपात में विभाजित किया गया है जिसका जिक्र वित्तीय वर्ष 2011–12 के लिए 26 अगस्त 2011 को माननीय आयोग द्वारा जारी टैरिफ ऑर्डर में किया गया है। विविध वोल्टेज पर रिटेल एवं व्हीलिंग एआरआर में घाटे की गणना का अनुपात कॉस्ट ऑडिट रिकॉर्ड के अनुरूप रखा गया है।
4. अन्य मदों में व्यय को उसी अनुपात में विभाजित किया गया है, जैसा कि ओ एंड एम एक्सपेंस में रखा गया है।
5. रिटर्न ऑन कैपिटल एम्पलॉयड, आयकर एवं सप्लाई मार्जिन की गणना आयोग द्वारा वित्तीय वर्ष 2011–12 के लिए 26 अगस्त 2011 को जारी टैरिफ ऑर्डर के अनुसार की गयी है।
6. नॉन–टैरिफ आय को भी वित्तीय वर्ष 2011–12 के कॉस्ट ऑडिट रिकॉर्ड में दर्शाये अनुपात में बांटा गया है।
7. प्रथम नियंत्रण अवधि के ट्रूइंग–अप और आयकर ट्रूइंग–अप को ओएंडएम व्यय के अनुसार रखा गया है।
8. वित्तीय वर्ष 2012–13 एवं वर्ष 2013–14 के व्हीलिंग एवं रिटेल एआरआर की गणना वित्त वर्ष 2011–12 के विविध व्ययों के अनुपात में की गयी है।
9. उपरोक्त विधि से वित्त वर्ष 2011–12 से 2013–14 के व्हीलिंग एवं रिटेल एआरआर का ब्योरा इस प्रकार हैः

तालिका 163 : रिटेल एवं व्हीलिंग एआरआर (करोड़ रु)

| क्र सं | विवरण | विव 2011-12 | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | व्हीलिंग एआरआर | 771 | 448 | 496 |
| 2 | खुदरा एआरआर | 7061 | 6444 | 7309 |

## 5.1 व्हीलिंग एआरआर का आबंटन

बीआरपीएल ने अलग–अलग उपभोक्ता श्रेणियों के लिए ऊर्जा बिक्री को उन अलग–अलग वोल्टेज स्तरों के हिसाब से श्रेणीबद्ध किया है जिन पर उपभोक्ताओं को कनेक्शन दिया गया हैं विव 2011–12 के लिए, बिक्री को लागत अंकेक्षण अभिलेखों के अनुरूप अलग–अलग वोल्टेज के आधार पर विभाजित किया गया है। विव 2012–13 तथा विव 2013–14 के लिए, बिक्री को विव 2011–12 के लिए विचारणीय अनुपात के हिसाब से ही विभाजित किया गया है। विभिन्न उपभोक्ताओं को वोल्टेज के हिसाब से की गई बिक्री का ब्योरा निम्न तालिका में दर्शाया गया है :

तालिका 164 : विभिन्न वोल्टेज स्तरों (एमयू) पर बिक्री

| क्र सं | विवरण | विव 2011-12 | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 66 kV स्तर से ऊपर बिक्री | 0.00 | 0 | 0 |
| 2 | 66/33 kV स्तर पर बिक्री | 585 | 722 | 763 |
| 3 | 11 kV स्तर पर बिक्री | 1441 | 1650 | 1717 |
| 4 | LT स्तर पर बिक्री | 6992 | 6752 | 7021 |
| 5 | Total | 9018 | 9125 | 9501 |

इसके अलावा, याचिकाकर्ता ने वोल्टेज विशेष के स्तर पर ऊर्जा इनपुट (एमयू) का पता लगाने के लिए उस वोल्टेज विशेष के स्तर पर ऊर्जा बिक्री तथा वितरण घाटे पर विचार किया है। विव 2011–12 के लिए वोल्टेज संबंधी घाटों पर लागत अंकेक्षण अभिलेखों के अनुसार विचार किया गया है। विव 2012–13 तथा विव 2013–14 के लिए, याचिकाकर्ता ने ईएचवी तथा एचवी उपभोक्ताओं के संबंध में घाटों में 0.02% तथा 0.05% की कमी पर विचार किया है। ऊर्जा इनपुट की गणना के लिए वोल्टेज के आधार पर वितरण घाटों की गणना निम्न तालिका में की गई है :

**तालिका 165 : वोल्टेज के मुताबिक वितरण घाटे (%)**

| क्र सं | विवरण | विव 2011-12 | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 66 kV स्तर से ऊपर घाटा | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| 2 | 66/33 kV स्तर पर घाटा | 1.69% | 1.67% | 1.65% |
| 3 | 11 kV स्तर पर घाटा | 2.50% | 2.45% | 2.40% |
| 4 | LT स्तर पर घाटा | 20.81% | 19.96% | 18.95% |

वोल्टेज के अनुसार वितरण घाटे को लागू करने के बाद प्राप्त ऊर्जा इनपुट का ब्योरा निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 166 : अलग अलग वोल्टेज स्तरों (एमयू) पर एनर्जी इनपुट**

| क्र सं | विवरण | विव 2011-12 | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 66 kV स्तर से अधिक | 0.00 | 0 | 0 |
| 2 | 66/33 kV स्तर पर | 595 | 734 | 776 |
| 3 | 11 kV level स्तर पर | 1478 | 1692 | 1759 |
| 4 | LT स्तर पर | 8829 | 8436 | 8663 |

तदोपरांत वर्ष के लिए कुल व्हीलिंग एआरआर को अलग–अलग वोल्टेज स्तर पर एनर्जी इनपुट के अनुपात में लागू किया गया है। अलग–अलग वोल्टेज के लिए तय व्हीलिंग लागत का ब्योरा निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 167 : अलग–अलग वोल्टेज के लिए तय व्हीलिंग लागत (करोड़ रु)**

| क्र सं | विवरण | विव 2011-12 | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 66 kV स्तर से अधिक | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 66/33 kV स्तर पर | 42 | 30 | 34 |
| 3 | 11 kV level स्तर पर | 105 | 70 | 78 |
| 4 | LT स्तर पर | 625 | 348 | 384 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 5 | कुल | 771 | 448 | 496 |

अलग–अलग वोल्टेज के लिए तय व्हीलिंग लागत को संबंधित वोल्टेज स्तरों पर ऊर्जा बिक्री से विभाजित किया गया है जिससे अलग–अलग वोल्टेज पर प्रति यूनिट व्हीलिंग शुल्क का निर्धारण किया जा सकता है। अलग–अलग वोल्टेज पर प्रति यूनिट व्हीलिंग शुल्क का ब्योरा निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 168 : व्हीलिंग शुल्क (रु प्रति यूनिट)**

| क्र सं | विवरण | विव 2011-12 | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 66 kV स्तर से अधिक | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 66/33 kV स्तर पर | 0.72 | 0.42 | 0.45 |
| 3 | 11 kV level स्तर पर | 0.73 | 0.42 | 0.45 |
| 4 | LT स्तर पर | 0.89 | 0.52 | 0.55 |

## 5.2 खुदरा आपूर्ति एआरआर का आबंटन

याचिकाकर्ता ने वर्ष की कुल खुदरा आपूर्ति एआरआर को ऊर्जा इनपुट के अनुपात में विभिन्न वोल्टेज स्तरों पर निर्धारित किया है। अलग–अलग वोल्टेज पर आबंटित खुदरा आपूर्ति एआरआर का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 169 : अलग–अलग वोल्टेज स्तरों पर आबंटित खुदरा आपूर्ति एआरआर (रु करोड़)**

| क्र सं | विवरण | विव 2011-12 | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 66 kV स्तर से अधिक | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 66/33 kV स्तर पर | 386 | 436 | 506 |
| 3 | 11 kV level स्तर पर | 957 | 1004 | 1148 |
| 4 | LT स्तर पर | 5718 | 5005 | 5655 |
| **5** | **कुल** | **7061** | **6444** | **7309** |

अलग वोल्टेज स्तरों पर आबंटित खुदरा आपूर्ति लागत को तदनुरूप वोल्टेज स्तरों पर ऊर्जा बिक्री से विभाजित किया गया है ताकि अलग–अलग वोल्टेज के लिए प्रति यूनिट

खुदरा आपूर्ति शुल्क का पता लगाया जा सके। विभिन्न वोल्टेज स्तरों पर प्रति यूनिट खुदरा आपूर्ति शुल्क का विवरण निम्न तालिका में दिया गया है :

**तालिका 170 : खुदरा आपूर्ति शुल्क (रु प्रति यूनिट)**

| क्र सं | विवरण | वित्त 2011-12 | वित्त 2012-13 | वित्त 2013-14 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 66 kV स्तर से अधिक | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 66/33 kV स्तर पर | 6.59 | 6.03 | 6.64 |
| 3 | 11 kV level स्तर पर | 6.64 | 6.08 | 6.69 |
| 4 | LT स्तर पर | 8.18 | 7.41 | 8.05 |

याचिकाकर्ता माननीय आयोग से उपरोक्त तालिका के अनुसार विभिन्न वोल्टेजों पर रिटेल एवं व्हीलिंग शुल्कों को मंजूरी देने का अनुरोध करता है।

**5.3 ओपन एक्सेस शुल्क का निर्धारण**

नियमावली 2005 (ओपन एक्सेस नियम व शर्तों) के अनुसार, माननीय आयोग ने 29.08. 2008 को जारी अपने आदेश में कुछ ओपन एक्सेस शुल्क निर्धारित किए।
आयोग ने राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुच्छेद 8.5 में वर्णित पद्धति को अपनाते हुए क्रॉस सब्सिडी सरचार्ज निर्धारित किया। इस आदेश में, क्रॉस सब्सिडी सरचार्ज वित्त वर्ष 08–09 के लिए निर्धारित किया गया था, और बाद में साल–दर–साल आयोग द्वारा निर्धारित किया जाना था, जो कि लम्बित है।

प्रार्थी जोर देना चाहेगा कि लाइसेंसधारी पर डाले गये सार्वभौमिक सेवा दायित्व की दृष्टि से छोटे उपभोक्ताओं और ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं के हित में संतुलन बनाये जाने की जरूरत है, जिसमें रियायती दरों पर कृषि और घरेलू उपभोक्ताओं को आपूर्ति शामिल है। यह उल्लेख करना जरूरी है कि वास्तविक थोक उपभोक्ता जेसे डीआईएएल, डीएमआरसी आदि, जो उच्च परिवहन स्तर पर जुड़े हुए हैं, डिस्कॉम की एटी एंड सी हानियों एवं उनके निर्गमन में सहयोग करते हैं, और एटी एंड सी हानियों के स्तर में वृद्धि करेंगे। यह समझदारी होगी अगर आयोग इस पहलू को ध्यान में रखे और लाइसेंसधारी वितरक के प्रक्षेप में एटी एंड सी हानियों को पुनर्निर्धारित करे।

इसके अलावा, क्योंकि भावी ओपन एक्सेस उपभोक्ता माननीय आयोग द्वारा निर्मित नियामक सम्पत्ति के लाभार्थी बन चुके हैं, यह जरूरी है कि उनकी तरफ से भी मूल्य बढ़ाये जायें, क्योंकि सभी छोटे उपभोक्ताओं पर सभी नियामक संपत्ति के साथ भार डालना और पूर्वकालिक कम टैरिफ पर कुछ थोक उपभोक्ताओं को लाभ की अनुमति देना और नियामक संपत्ति का भार सभी के द्वारा बांटा न जाना अविवेकपूर्ण होगा।

प्रार्थी इस बात पर जोर देगा कि माननीय आयोग द्वारा ऐसे ओपन एक्सेस कंज्यूमर्स के लिए ओपन एक्सेस शुल्क भुगतान के एक समान स्तर को सुनिश्चित करते हुए ही निर्धारित किए जाएं, ताकि ऐसे सहायक उपभोक्ताओं के चले जाने पर भी लाइसेंसधारी के मौजूदा उपभोक्ताओं पर अनावश्यक रूप अतिरिक्त भार न पड़े। आमतौर पर, ओपन

एक्सेस उपभोक्ता वितरक कंपनी के उपभोक्ताओं से 0.01 प्रतिशत से भी कम हैं, लेकिन उपयोगिता के क्षेत्र में ऊर्जा की खपत के 15–20 प्रतिशत से ज्यादा होता है। वितरक कंपनी डिस्कॉम के 0.01 प्रतिशत ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं का माइग्रेशन बाकी के 99 प्रतिशत उपभोक्ताओं पर अतिरिक्त शुल्क का भार डालेगा, जो कि जनहित में नहीं है।

प्रार्थी पत्रांक RA/2012-13/01/A/90 दिनांक 31.05.2012 के माध्यम से, आयोग की इच्छानुसार नियामकों के फोरम द्वारा तैयार ओपन एक्सेस पर अपनी विस्तृत टिप्पणियां पोजिशन पेपर पर जमा करा चुका है, जिस पर हमें उम्मीद है कि ओपन एक्सेस कंज्यूमर्स के लिए भुगतान शुल्क निर्धारित करते समय हम माननीय आयोग का प्रतीक्षित ध्यान प्राप्त करेंगे।

## 6. राजस्व अंतर के लिए प्रस्तावित समाधान

बिजली की व्हीलिंग एवं खुदरा विद्युत आपूर्ति हेतु उपभोक्ताओं से विद्युत शुल्क का निर्धारण करना माननीय आयोग का अधिकार है। इसलिए, प्रार्थी द्वारा प्रस्तावित रेवेन्यू गैप के समाधान में माननीय आयोग को विद्युत व्हीलिंग एवं खुदरा आपूर्ति के रेट तय करने का पूर्ण अधिकार है।

इस भाग में, प्रार्थी ने 2013–14 तक के राजस्व अंतर के सभी सूत्रों का विश्लेषण करने का प्रयास किया है। एआरआर के विविध हिस्सों का विश्लेषण करने पर यह देखा गया कि मौजूदा रेट पर नियंत्रण अवधि के दौरान अनुमानित रेवेन्यू गैप के लिए निम्न कारक प्रमुख रूप से जिम्मेदार हैं:

ए. वित्तीय वर्ष के दौरान राजस्व अंतर, विद्युत खरीद कीमत में भिन्नता को छोड़कर

बी. विद्युत खरीद कीमत में भिन्नता (जिसका अंदाजा लगाना और नियंत्रित करना मुश्किल है) के चलते वित्तीय वर्ष में राजस्व अंतर

सी. रैगुलेटरी परिसंपत्ति एवं कम वसूली के चलते पिछली अवधि में राजस्व अंतर

प्रार्थी का मानना है कि विद्युत खरीद कीमत में भिन्नता के कारण को छोड़कर, वित्तीय वर्ष के दौरान राजस्व अंतर का अंदाजा लगाया जा सकता है। विद्युत खरीद कीमत में विविधता एवं रेगुलेटरी एसेट निर्माण या पिछली अवधि में कम वसूली प्रार्थी के नियंत्रण से बाहर है। इसलिए, इसकी पहचान एवं वसूली अलग से होनी चाहिए। इससे उपभोक्ताओं और भागीदारों को अनुमानित मदों में दी जाने वाली रकम एवं गैर–अनुमानित या अनियंत्रित मदों, जैसे कि विद्युत खरीदी मूल्य में घटबढ़ और रेगुलेटरी परिसंपत्तियों की वसूली, में लगने वाली रकम का अंदाजा पारदर्शी तरीके से लगाने में मदद मिलेगी। इसके अलावा, उपरोक्त तरीका, नियंत्रण अवधि के दौरान मूल खुदरा आपूर्ति दरों में परिवर्तन को भी रोकेगा।

### 6.1 वित्तीय वर्ष के दौरान राजस्व अंतर

प्रार्थी वित्तीय वर्ष के दौरान राजस्व अंतर की वसूली प्रस्तावित करता है, जिसमें 1.61 प्रतिशत मूल्य वृद्धि के साथ होने वाली विद्युत खरीद मूल्य में उतार चढ़ाव शामिल नहीं है। नीचे दी सारिणी देखें :

## तालिका 171 :शुल्क संबंधी प्रस्ताव *

| क्र सं | विवरण | यूओएम | स्थिर शुल्क | | ऊर्जा शुल्क | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | वर्तमान | प्रस्तावित | वर्तमान | प्रस्तावित |
| 1 | घरेलू | | | | | |
| 1.1 | घरेलू लाइटिंग /पंखा और पावर (सिंगल डिलीवरी प्वाइंट) | | | | | |
| 1.1.1 | 2 KW तक लोड | | | | | |
| a | 0-200 | /माह | 40.00 | 40.65 | 3.70 | 3.76 |
| b | 200-400 | /माह | 40.00 | 40.65 | 5.50 | 5.59 |
| c | 400 से ऊपर | /माह | 40.00 | 40.65 | 6.50 | 6.60 |
| 1.1.2 | 2 से 5 KW लोड | | | | | |
| a | 0-200 | /माह | 100.00 | 101.61 | 3.70 | 3.76 |
| b | 200-400 | /माह | 100.00 | 101.61 | 5.50 | 5.59 |
| c | 400 से ऊपर | /माह | 100.00 | 101.61 | 6.50 | 6.60 |
| 1.1.3 | 5 KW से ऊपर लोड | | | | | |
| a | 0-200 | /KW/ माह | 20.00 | 20.32 | 3.70 | 3.76 |
| b | 200-400 | /KW/ माह | 20.00 | 20.32 | 5.50 | 5.59 |
| c | 400 से ऊपर | /KW/ माह | 20.00 | 20.32 | 6.50 | 6.60 |
| 1 | सीजीएचएस और इसी प्रकार की अन्य समूह आवासीय परिसरों के लिए घरेलू लाइटिंग /पंखा और पावर 11KV सिंगल डिलीवरी प्वाइंट पर | | | | | |
| a | प्रथम 60% | /KW/ माह | 20.00 | 20.32 | 5.50 | 5.59 |
| b | अगला 40% | /KW/ माह | 20.00 | 20.32 | 6.50 | 6.60 |
| 2 | गैर घरेलू | | | | | |

| क्र सं | विवरण | यूओएम | स्थिर शुल्क | | ऊर्जा शुल्क | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | वर्तमान | प्रस्तावित | वर्तमान | प्रस्तावित |
| 2.1.1 | गैर-घरेलू (लो टेंशन) - एनडीएलटी | | | | | |
| a | एनडीएलटी - (10 KW तक) | /KW/ माह | 100.00 | 101.61 | 7.60 | 7.72 |
| b | एनडीएलटी-(10 KW से 100 KW तक) | /KVA / माह | 115.00 | 116.86 | 7.25 | 7.37 |
| c | एनडीएलटी -(100 kW से ऊपर) | /KVA / माह | 150.00 | 152.42 | 8.50 | 8.64 |
| 2.1.2 | गैर-घरेलू हाइ टेंशन - एनडीएचटी | | | | | |
| a | एनडीएचटी ( 11 kV और अधिक पर सप्लाई) | /KVA / माह | 125.00 | 127.02 | 7.15 | 7.27 |
| 3 | औद्योगिक | | | | | |
| 3.1.1 | लघु औद्योगिक पावर (एसआईपी) | | | | | |
| 3.1.1.1 | एसआईपी -(10 KW तक) | /KW/ माह | 80.00 | 81.29 | 7.25 | 7.37 |
| a | एसआईपी -(10 KW से 100 KW) | /KVA / माह | 90.00 | 91.45 | 6.60 | 6.71 |
| b | एसआईपी -(100 kW से ऊपर) | /KVA / माह | 150.00 | 152.42 | 8.00 | 8.13 |
| 3.1.2 | वृहद औद्योगिक पावर | | | | | |
| a | LIP( Supply at 11 kV and above) | /KVA / माह | 125.00 | 127.02 | 6.30 | 6.40 |
| 4 | कृषि | /KW/ माह | 20.00 | 20.32 | 2.60 | 2.64 |
| 5 | मशरूम खेती | /KW/ माह | 40.00 | 40.65 | 5.20 | 5.28 |
| 6 | पब्लिक लाइटिंग | | | | | |
| 6 | स्ट्रीट लाइटिंग | | | | 7.25 | 7.37 |
| 6 | सिग्नल एवं ब्लिंकर | | | | 7.25 | 7.37 |

| क्र सं | विवरण | यूओएम | स्थिर शुल्क | | ऊर्जा शुल्क | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | वर्तमान | प्रस्तावित | वर्तमान | प्रस्तावित |
| 7 | दिल्ली जल बोर्ड | | | | | |
| a | दिजबो -(10 KW तक) | /KW/ माह | 80.00 | 81.29 | 7.25 | 7.37 |
| b | दिजबो-(10 KW से 100 KW) | /KVA / माह | 90.00 | 91.45 | 6.60 | 6.71 |
| c | दिजबो -( 100 kW से ऊपर) | /KVA / माह | 150.00 | 152.42 | 8.00 | 8.13 |
| d | दिजबो-( 11 kV और अधिक पर सप्लाई) | /KVA / माह | 125.00 | 127.02 | 6.30 | 6.40 |
| 8 | दिल्ली इंटरनेशनल एयरपोर्ट लिमिटेड | /KVA / माह | 150.00 | 152.42 | 6.75 | 6.86 |
| 9 | रेलवे ट्रैक्शन (डीएमआरसी के अतिरिक्त) | /KVA / माह | 150.00 | 152.42 | 5.80 | 5.89 |
| 10 | दिल्ली मैट्रो रेल कार्पोरेशन | | | | | |
| a | डीएमआरसी (220 kV) | /KVA / माह | 125.00 | 127.02 | 5.00 | 5.08 |
| b | डीएमआरसी (66 kV) | /KVA / माह | 125.00 | 127.02 | 5.00 | 5.08 |
| 11 | विज्ञापन एवं होर्डिंग्स | / माह | 500.00 | 508.07 | 10.00 | 10.16 |
| | | | | | | |

*यदि माननीय आयोग कोई अलग फार्मूले को मंजूरी देता है तो उस स्थिति में विद्युत कय लागत में अंतर (ट्रांसमिशन लागत समेत) के चलते, याचिकाकर्ता द्वारा प्रदर्शित अनुमानित राजस्व अंतर को शुल्क में सामान्य बढ़ोतरी के माध्यम से वसूला जाएगा।

## 6.2 वित्त वर्ष के दौरान बिजली खरीद कीमत में बदलाव के कारण राजस्व में आया अंतर

बेहद सम्मान के साथ यह बताया जाता है कि बिजली खरीद कीमत और माननीय आयोग द्वारा स्वीकृत कीमत में जो अंतर है वह नियंत्रण के बाहर है। अपने उपभोक्ताओं को बिजली आपूर्ति करने के लिए याचिकाकर्ता को नियमित तौर पर बिजली खरीद और पारेषण शुल्क का भुगतान करना पड़ता है। उत्पादक और पारेषण कंपनियों की ओर से लगाए जा रहे शुल्कों के बारे में ग्राहकों को समझाने व स्पष्टता लाने के लिए कंपनी ने वित्त वर्ष के दौरान पीपीएसी फॉर्मूला के जरिये बिजली खरीद लागत में बदलाव से राजस्व में आए अंतर की भरपाई करने का प्रस्ताव दिया

है। बिजली खरीद लागत एक पास थ्रू आइटम है। इसलिए याचिकाकर्ता बिजली खरीद और पारेषण शुल्क वसूलने वाली कंपनियों की ओर से शुल्क संग्रहण करता है। माननीय आयोग ने पिछले शुल्क आदेश में निम्नलिखित बातों पर ध्यान दिया :

*'2.65 वितरण लाइसेंस प्राप्त करने वाले की सालाना राजस्व जरूरतों में 80–90 फीसदी हिस्सेदारी बिजली खरीद लागत की होती है और इसमें बिजली खरीदने, पारेषण शुल्क, यूआई शुल्क, एसएलडीसी/आरएलडीसी शुल्क भी शामिल है।*

*2.66 एक से ज्यादा राज्यों को बिजली की आपूर्ति करने वाले संयंत्रों से लंबी अवधि में बिजली खरीद की खातिर केंद्रीय बिजली नियामक आयोग (सीईआरसी) दरें तय कर रहा है। जबकि दिल्ली बिजली नियामक आयोग (डीईआरसी) एनसीटी क्षेत्र में स्थित उन बिजली संयंत्रों के लिए दरें तय कर रहा है, जो दिल्ली स्थित पारेषण कंपनियों को बिजली आपूर्ति करते हैं। आरएलडीसी शुल्क समेत गैर–अधिसूचित अंतरशुल्क और अंतरराज्यीय पारेषण शुल्क के लिए दरें सीईआरसी द्वारा तय की जा रही हैं। अंतरराज्यीय बिजली की खरीद/ बिक्री या पारेषण शुल्क डीईआरसी द्वारा तय किए जाते हैं। छोटी अवधि की खरीद/बिक्री व्यापारियों, द्विपक्षीय करार, बैंकिंग और पावर एक्सचेंजों के जरिये बाजार द्वारा निर्धारित मूल्यों पर किए जाते हैं।*

*2.67 बिजली खरीद की लागत ईंधन की कीमत और उसकी कैलोरिफिक वैल्यू के आधार पर तय होती है, जो हर महीने बिजली उत्पादक कंपनियों के बिल में दिखती है। इसके अलावा बिजली संयंत्रों से होने वाला उत्पादन ही तय कीमतों का प्रति यूनिट पर असर तय करता है। इन सभी वजहों के कारण वितरण कंपनियों के लिए खरीद कीमत तय कर पाना मुश्किल होता है और इसलिए इस पर नियंत्रण करना मुश्किल है।*

*2.68 वितरण लाइसेंसी प्रति माह इन बदलावों के साथ ही बिजली खरीद का भुगतान करता है। वितरण लाइसेंसियों को इस तरह के अतिरिक्त भुगतान करने की खातिर कम अवधि के लिए रकम जुटानी पड़ती है, जिसका बोझ संवहन लागत के तौर पर उपभोक्ताओं को वहन करना पड़ता है। बिजली खरीद समायोग/ईंधन अधिभार समायोग के जरिये इस बढ़ी हुई रकम की सामयिक वसूली से उपभोक्ताओं पर पड़ने वाले संवहन लागत के बोझ को कम किया जा सकता है।'*

इस बारे में बताया गया है कि माननीय ऐपटल 11.11.2011 को जारी अपने आदेश को देखे, जिसमें उसने ऊर्जा मंत्रालय की ओर से आए और 2011 ईएलआर (ऐपटेल) 1742 के तौर पर रिपोर्ट किए गए पत्र (ओ पी 1 ऑफ 2011) पर स्वतः संज्ञान लेते हुए कहा था कि वितरण लाइसेंसधारक के एआरआर में बिजली खरीद लागत पर सबसे ज्यादा व्यय होता है। चूंकि ईंधन और बिजली खरीद की लागत पर नियंत्रण नहीं होता है इसलिए इनकी वसूली जल्द से जल्द की जानी चाहिए। इस बारे में आदेश का प्रासंगिक हिस्सा निम्नलिखित है :

*'वितरण कंपनी ईंधन और बिजली खरीद लागत पर ही सबसे ज्यादा खर्च करती है और इस पर उसका कोई नियंत्रण भी नहीं है। प्रत्येक राज्य आयोग के पास अधिनियम की धारा 62 (4) के तहत ईंधन और बिजली खरीद लागत के लिए एक प्रक्रिया विकसित करनी चाहिए। ईंधन और बिजली खरीद लागत का समायोग तरजीही तौर पर हर महीने बिजली उत्पादक कंपनियों के लिए केंद्रीय आयोग के विनियमनों के आधार पर किया जाना चाहिए और किसी भी हालत में इसमें एक तिमाही से ज्यादा की देरी नहीं होनी चाहिए। अगर किसी राज्य आयोग के पास पहले से ही ऐसा*

*कोई फॉर्मूला/प्रक्रिया नहीं है तो उसे इस आदेश के जारी होने के 6 महीने के भीतर ही ऐसी कोई प्रक्रिया /फॉर्मूला लागू करना चाहिए।'*

शुंगलू समिति की रिपोर्ट में भी शुल्क तय करने के नियामकों के रवैये की समीक्षा की गई है और समिति ने निम्नलिखित सिफारिशें सौंपी हैं :

*'आमतौर पर उत्पादन शुल्क तय करने में जो फॉर्मूला इस्तेमाल किया जाता है उसमें बिजली उत्पादक कंपनी की ईंधन लागत में आने वाले बदलाव को पहले ही शामिल किया जाता है। उत्पादक कंपनियों द्वारा बिजली की कीमत इन्हीं अपडेटेड शुल्क के आधार पर बढ़ाई जाती है। वितरण कंपनियों के लिए तय की गई खुदरा कीमतों में ऐसी कोई प्रक्रिया नहीं अपनाई जाती है। इसी वजह से अक्सर वितरण कंपनियां पूरी वसूली नहीं कर पाती हैं और यह रकम तब तक इकट्ठा होती रहती है, जब तक ट्रू अप प्रक्रिया पूरी नहीं कर लेता। अगर खुदरा कीमतों में भी उत्पादन शुल्क तय करने जैसा कोई फॉर्मूला अपनाया जाए तो इसे समाप्त या काफी हद तक कम किया जा सकता है या फिर नियामक नियमित आधार पर यह सुधार कर सकता है। कुछ राज्यों ने इसे सफलतापूर्वक लागू किया है और ऐसी कोई वजह नहीं है कि खुदरा कीमत तय करते समय अन्य नियामकों को इसे लागू करने में मुश्किल हो। '*

इस सिफारिश को ध्यान में रखते हुए माननीय ऐपटेल की ओर से 11/11/2011 को जारी आदेश पढ़ना चाहिए, जिसमें याचिकाकर्ता ने नम्रतापूर्वक ज्यादा साधारण और व्यावहारिक पीपीएसी फॉर्मूला, जिसकी निगरानी करना आसान हो, लागू करने की सिफारिश की थी।

भविष्य में किसी साल के दौरान कुल बिजली खरीद कीमत में बदलाव के कारण राजस्व में अतिरिक्त अंतर नहीं आए, यह सुनिश्चित करने की खातिर ऐसा फॉर्मूला विकसित करने की दरकार है, जो लाइसेंस धारक को साल के दौरान निम्नलिखित कारणों से अनियंत्रित और अप्रत्याशित बिजली खरीद लागत के असर से बचाए :

1– लंबी अवधि के उत्पादन करारों की तय और परिवर्तनीय लागत में बदलाव
2– संवहन लागत में बदलाव
3– छोटी अवधि के बिजली करारों (द्विपक्षीय/पावर एक्सचेंज/यूआई) की मात्रा और कीमत में बदलाव
4– वास्तविक विक्रय मूल्य और शुल्क आदेश में तय कीमत में भारी अंतर की वजह से दिन और साल के दौरान लोड कर्व में व्यापक बदलाव के कारण अधिशेष बिजली बिक्री पर होने वाला घाटा
5– उचित आयोग के आदेशानुसार पिछली तिथि से किए गए शुल्क समायोग के कारण जेनको/ट्रांस्को को बकाया का भुगतान

अगर उपर्युक्त में से किसी भी वजह में बदलाव आता है तो वितरण लाइसेंसधारक को बिजली खरीद का भुगतान हर महीने करना पड़ता है। इस तरह के अतिरिक्त रकम का भुगतान करने के लिए वितरण लाइसेंसधारक को छोटी अवधि के ऋण का इंतजाम करना पड़ता है, जिसका बोझ आखिर में संवहन लागत के तौर पर उपभोक्ता वहन करते हैं। बिजली खरीद समायोग/ईंधन अधिभार समायोग के जरिये इस रकम की समय पर वसूली करने से उपभोक्ताओं पर पड़ने वाले संवहन लागत के बोझ को कम किया जा सकता है। पीपीपीएसी फॉर्मूला ऐसा होना चाहिए कि वह

उपर्युक्त कारणों से बिजली खरीद लागत में आने वाले बदलाव को भी शामिल करने में सक्षम हो। जैसा कि माननीय आयोग ने अपने आखिरी शुल्क आदेश में कहा है कि इससे उपभोक्ताओं पर पड़ने वाले संवहन लागत के बोझ में कमी आएगी। इसके अलावा प्री–फैक्टो अनुमति प्रक्रिया के बजाय पोस्ट फैक्टो अनुमति प्रक्रिया पर ध्यान दिया जाना चाहिए, जिससे वितरण कंपनियों के पास नकदी प्रवाह बना रहे और उपभोक्ताओं पर भी संवहन लागत का बोझ नहीं पड़े व भविष्य में नए उपभोक्ताओं पर भी पिछली लागत का असर नहीं पड़े।

पीपीएसी फॉर्मूला में निम्नलिखित बातों को ध्यान में रखना चाहिए :
1– बिजली खरीद लागत इनका कुल होना चाहिए–

- उत्पादन लागत, पारेषण लागत, बकाया, यूआई, उत्पादन/वितरण कंपनियों की ओर से वसूला जाने वाला आयकर और कुल लागत पर लिया गया छोटी अवधि का ऋण शामिल है।
- सभी चैनलों से बिक्री से होने वाली कमाई वसूली की जानी चाहिए भले ही वह द्विपक्षीय, एक्सचेंज, यूआई या उत्पादन कंपनियों से मिला ऋण हो।

2– प्रति यूनिट लागत तय करने के लिए पिछली अवधि में ऊर्जा लागत को भी ध्यान में रखना चाहिए।
3– फीसदी बदलाव तय करने के लिए प्रति यूनिट वास्तविक लागत और डीईआरसी द्वारा मंजूर प्रति यूनिट शुल्क के अनुपात का इस्तेमाल करना चाहिए।
4– पिछली अवधि में बेची गई यूनिट और रिकवरी अवधि में बेची जाने वाली यूनिट के अनुमान के अनुपात के आधार पर फीसदी में पीपीपीए की गणना करनी चाहिए।

बिजली खरीद कीमत समायोग के लिए याचिकाकर्ता ने निम्नलिखित फॉर्मूला दिया है। इस फॉर्मूला का इस्तेमाल कर वित्त वर्ष 2012–13 के दौरान बिजली खरीद और पारेषण लागत में बदलाव से आए मासिक राजस्व अंतर की भरपाई की जा सकती है।

A= पिछले महीने शुद्ध लंबी अवधि की लागत
B= पिछले महीने शुद्ध छोटी अवधि की लागत
C= पिछले महीने आए पारेषण शुल्क
D= बिजली खरीद की कुल लागत = A+B+C
E= पिछले महीने बेची गई कुल यूनिट
F= बिजली खरीद की औसत लागत =(D/E)
G= शुल्क आदेश में दिए गए वित्त वर्ष की बेस बिजली खरीद लागत

PPCA = ((F-G)/G)*100%

उपर्युक्त फॉर्मूला बिजली खरीद लागत में आने वाले किसी भी बदलाव का मासिक आधार पर आकलन करता है। वितरण लाइसेंसधारक उपर्युक्त बदलाव के साथ ही प्रत्येक माह

बिजली खरीद का भुगतान करता है। वितरण लाइसेंसधारक को इस तरह के अतिरिक्त भुगतान की खातिर कम अवधि के लिए रकम जुटानी पड़ती है।

याचिकाकर्ता निवेदन करता है कि बिजली खरीद लागत में किसी तरह के बदलाव को आगे बढ़ाने की प्रक्रिया के अभाव में उसके जैसी वितरण कंपनियों को ही उपभोक्ताओं से होने वाली अंडर रिकवरी का बोझ उठाना पड़ता है, जिससे राजस्व में आए अंतर की भरपाई करने के लिए उसे भारी मात्रा में ऋण लेना पड़ता है, जिसका बोझ अंत में संवहन लागत के तौर पर ग्राहकों को ही उठाना पड़ता है। इसी वजह से याचिकाकर्ता के समक्ष नकदी प्रवाह की भारी किल्लत है क्योंकि बिजली खरीद लागत में होने वाली अनियंत्रित बढ़ोतरी की वजह से वह अपनी पूरी लागत वसूल नहीं कर पाई है।

याचिकाकर्ता माननीय आयोग से गुजारिश करता है कि वह बिजली खरीद लागत में होने वाली अनियंत्रित बढ़ोतरी का बोझ आगे डालने की अनुमति दे और साथ ही बिजली खरीद समायोग के उचित फॉर्मूला को मंजूरी व लागू करने को हरी झंडी दे। इस फॉर्मूला में मासिक आधार पर समायोग की सुविधा भी होनी चाहिए। बिजली खरीद समायोग/ईंधन अधिभार समायोग के जरिये ऐसे बढ़ने वाली रकम की समय पर वसूली से उपभोक्ताओं को संवहन लागत के बोझ से बचाया जा सकता है।

हालांकि माननीय आयोग की ओर से अलग फॉर्मूला को अनुमति मिलने की स्थिति में बिजली खरीद लागत (पारेषण लागत समेत) में आने वाले बदलाव के कारण याचिकाकर्ता द्वारा अनुमानित राजस्व अंतर की भरपाई सामान्य शुल्क बढ़ोतरी के जरिये की जानी चाहिए।

### 6.3 पिछली अवधि में नियामकीय परिसंपत्तियों/अंडर रिकवरी के कारण राजस्व में अंतर

याचिकाकर्ता ने बेहद सम्मान के साथ कहा कि नियामकीय परिसंपत्तियों से वसूली के लिए एक तय प्रक्रिया नहीं होने के कारण ऋणदाताओं में भरोसे की कमी है। इसलिए याचिकाकर्ता माननीय आयोग से गुजारिश करता है कि नियामकीय परिसंपत्तियों (संवहन लागत समेत) की वसूली को नियंत्रण अवधि के दौरान एक अलग अधिभार के अनुमति दे, जिससे पिछली अवधि में विकसित नियामकीय परिसंपत्तियों और 31.03.2012 तक की अंडर रिकवरी को नकदी में तब्दील किया जा सके। इसलिए माननीय आयोग से सिफारिश की जाती है कि वह नियामकीय परिसंपत्तियों की रिकवरी के लिए स्पष्ट खाका मुहैया कराए, जिससे ऋणदाता भी सहज हो सकें। इस बारे में याचिकाकर्ता ने ऋणदाताओं द्वारा पिछली शुल्क दरों पर जताई गई समस्याओं की एक प्रति 7 नवंबर 2012 को जारी अपने पत्र संख्या आरए/2012–13/01/ए/283 के साथ ही जमा कर दी है। इसलिए अलग अधिभार के इतर विकसित नियामकीय परिसंपित्तयों के मौद्रीकरण की खातिर माननीय आयोग की ओर से दी गई निम्नलिखित स्वीकृति से याचिकाकर्ता द्वारा एक वित्त वर्ष में वसूली गई नियामकीय परिसंपत्तियों की कीमत जांच ली जाएगी :

– चिह्नित नियामकीय परिसंपत्तियों की वसूली संवहन लागत के साथ की जाएगी

– नियामकीय परिसंपत्ति के अधिकांश हिस्से की वसूली दूसरी नियंत्रण अवधि के दौरान ही की जाएगी
– आदेश शुल्क में ब्याज की फीसदीवार सालाना रिकवरी और मूल रकम का स्पष्ट उल्लेख किया जाना चाहिए

उपर्युक्त कदमों से याचिकाकर्ता को ऋणदाताओं को आश्वासन देने और पुनर्भुगतान सारणी तय करने में आसानी रहेगी। इसके अलावा यह भी बताया गया है कि राष्ट्रीय शुल्क नीति के अनुसार नियामकीय परिसंपित्तयों का विकास असाधारण स्थिति में ही होना चाहिए और बार बार नहीं। याचिकाकर्ता ने यह भी कहा है कि विनियमों के जरिये उस स्थिति को स्पष्ट किया जाना चाहिए, जिसके तहत नियामकीय परिसंपत्तियां विकसित की जा सकती हैं और इसमें महज प्राकृतिक कारणों या अप्रत्याशित हालात ही शामिल किए जाने चाहिए। राष्ट्रीय शुल्क नीति का प्रासंगिक हिस्सा निम्नलिखित है:

*'8.2.2. नियामक परिसंपत्तियों की सुविधा का इस्तेमाल पहले भी कई नियामकीय आयोगों ने किसी खास साल में शुल्क के असर को सीमित करने के लिए किया है।* ***इसका इस्तेमाल अपवाद के तौर पर ही होना चाहिए और निम्नलिखित निर्देशों का पालन करना चाहिए :***
*–* ***नियमनों के जरिये हालात को स्पष्टता से परिभाषित किया जाना चाहिए और इसमें महज प्राकृतिक कारणों या अप्रत्याशित हालात ही शामिल किए जाने चाहिए।*** *सामान्य हालात में अनकवर्ड अंतर के शुरुआती बकाये को पूंजी पुनर्गठन या परिवर्तनीय वित्त करार के जरिये कवर किया जाना चाहिए ;*

*– कंपनियों को मिलनी चाहिए नियामक परिसंपत्तियों की संवहन लागत की अनुमति*

*– नियामक परिसंपत्तियों की वसूली की समयावधि तय होनी चाहिए और इसकी अवधि अधिकतम तीन साल होनी चाहिए और यह नियंत्रण अवधि में ही हो तो बेहतर ;*

*– नियामकीय परिसंपत्तियों की सुविधा का इस्तेमाल बार बार नहीं होना चाहिए*

*– जिन मामलों में नियामक परिसंपत्ति अपनाया जाना प्रस्तावित है, वहां यह सुनिश्चित होना चाहिए कि किसी भी साल में इक्विटी पर प्रतिफल अनुचित रूप से कम नहीं होना चाहिए, जिससे ऋण लेने की लाइसेंसधारक की क्षमता को किसी भी नकारात्मक असर से बचाया जा सके।'*

नियामक परिसंपत्तियों से वसूली के लिए याचिकाकर्ता नियामकों के फोरम, नई दिल्ली के बहु वर्ष वितरण शुल्क की खातिर तय मॉडल नियमनों का अनुपालन व भरोसा करता है। मॉडल विनियमनों का प्रासंगिक हिस्सा निम्नलिखित है :

***'32. नियामक परिसंपत्तियों का प्रबंधन :***

*(क) सामान्य कारोबार के दौरान हुए घाटे/लागत के कारण नियामकीय परिसंपत्तियां विकसित नहीं होनी चाहिए।*
*– बशर्ते ऐसे मामलों में अंतर की भरपाई करने के लिए वित्त प्रबंधन या पूंजी पुनर्गठन का इस्तेमाल किया जाए।*
*(ख) नियामकीय परिसंपत्ति के मौद्रिकरण से जुड़ी सारणी तैयार की जानी चाहिए और नियामकीय परिसंपत्तियां विकसित होने के साथ ही उसे इस्तेमाल में लाना चाहिए।*
*(ग) नियामकीय परिसंपत्ति की संवहन लागत उस अवधि के लिए स्टेट बैंक एडवांस्ड रेट (एसएबीआर) के अनुसार ही होनी चाहिए, जिसमें वह परिसंपत्ति विकसित की गई है।*
*(घ) वितरण लाइसेंस धारक के खाते को ट्रू अप करने में ज्यादा अंतर नहीं होना चाहिए, जिससे नियामकीय परिसंपत्तियां विकसित करने की जरूरत ही नहीं पड़े।'*

इसके साथ ही याचिकाकर्ता को माननीय ऐपटेल के उस फैसले पर भी काफी भरोसा है, जो उसने ऊर्जा मंत्रालय की ओर से जारी पत्र (ओ पी 1 ऑफ 2011), जिसे 2011 ईएलआर (ऐपटेल) 1742 के नाम से रिपोर्ट किया गया है पर 11.11. 2011 को स्वतः संज्ञान लेते हुए दिया था। माननीय ऐपटेल ने कहा था कि संवहन लागत और समयसीमा में रिकवरी के निर्देश के बिना नियामकीय परिसंपत्तियां विकसित करना न तो वितरण लाइसेंसधारक के हित में है और न ही उपभोक्ताओं के। इस बारे में माननीय ऐपटेल के आदेश का प्रासंगिक हिस्सा निम्नलिखित है :

*'शुल्क नीति और विनियमन के अनुसार एआरआर/शुल्क तय करते हुए राजस्व अंतर को नजरअंदाज नहीं करना चाहिए और नियामकीय परिसंपत्तियों का विकास महज एक कदम के तौर पर नहीं बल्कि जहां वाकई में जरूरत हो वहां होना चाहिए।* ***नियामकीय परिसंपत्ति की रिकवरी समयबद्ध होनी चाहिए और यह अवधि तीन साल से ज्यादा नहीं होनी चाहिए बल्कि इसे नियंत्रण अवधि के भीतर करना बेहतर होगा।*** *वितरण लाइसेंसधारक को नकदी प्रवाह की समस्या से बचाने के लिए कंपनियों को उस साल के एआरआर में नियामकीय परिसंपत्तियों की संवहन लागत की अनुमति मिलनी चाहिए, जिस साल वे नियामकीय परिसंपत्तियां विकसित की गई हैं।'*

बेहद सम्मान के साथ यह आवेदन किया जाता है कि शुल्क तय करते समय एआरआर को दबाने की खातिर बिजली खरीद और बिक्री मूल्य पर पुराने प्रत्याशिक अवास्तविक अनुमान का नतीजा याचिकाकर्ता को वास्तविक राजस्व में अंतर और उपभोक्ताओं पर संवहन लागत के बोझ के रूप में सामने आया है। इसके अलावा मौजूदा पीपीएसी फॉर्मूला भी मौजूदा साल के राजस्व अंतर को बढ़ा रहा है, जिससे उपभोक्ताओं पर संवहन लागत का बोझ पड़ेगा। नियामकीय परिसंपत्तियों के साथ या उनके बिना एआरआर में अनकवर्ड राजस्व अंतर छोड़कर और एआरआर में नियामकीय परिसंपत्तियों पर ब्याज नहीं लगाने से याचिकाकर्ता कंपनी, जो पहले से ही भारी ऋण के बोझ तले दबी हुई है, के लिए नकदी प्रवाह की समस्या हो जाती है। नकदी प्रवाह में आई अड़चन के फलस्वरूप याचिकाकर्ता को बिजली खरीद, परिचालन और वितरण नेटवर्क के रखरखाव में मुश्किल हो सकती है, जिसका असर उपभोक्ताओं को बिजली आपूर्ति पर पड़ेगा।

इसलिए यह उम्मीद की जाती है कि माननीय आयोग शुल्क निर्धारण करते समय न सिर्फ वास्तविक बिजली खरीद और बिक्री मूल्य को ध्यान में रखेगा बल्कि बिजली खरीद समायोग के लिए एक आसान फॉर्मूला भी देगा, जो एक महीने के दौरान बिजली खरीद लागत में आने वाले बदलाव को भी शामिल करेगा। याचिकाकर्ता की ओर से दिया गया मासिक पीपीएसी फॉर्मूला यह

सुनिश्चित करेगा कि न तो उपभोक्ताओं पर संवहन लागत का बोझ पड़े और न ही उसे बिजली खरीद लागत में आने वाले बदलाव के कारण नकदी प्रवाह की समस्या से रूबरू होना पड़े। ऐसी प्रक्रिया होने से याचिकाकर्ता को नियंत्रण अवधि के दौरान लागत की अंडर रिकवरी की समस्या काा सामना नहीं करना पड़ेगा। इस दौरान माननीय आयोग से यह भी गुजारिश है कि वह नियामकीय परिसंपत्तियों और संवहन लागत समेत रिकवर नहीं की गई लागत वसूलने की अनुमति दे। इसके लिए वित्त वर्ष 2012–15 की दूसरी नियंत्रण अवधि के भीतर ही सालाना आधार पर स्पष्ट परिशोधन सारणी तय की जानी चाहिए।

जहां तक नियामकीय परिसंपत्तियों पर संवहन लागत की बात है तो याचिकाकर्ता यह आवेदन करना चाहेगा कि माननीय ऐपटेल ने 2010 ईएलआर (ऐपटेल) 0891 के तौर पर रिपोर्ट किए गए *नॉर्थ दिल्ली पावर लिमिटेड बनाम डीईआरसी* मामले में 30.07.2010 को जारी आदेश में इस बात से सहमति जताई थी कि संवहन लागत वैध व्यय है और इसलिए वितरण कंपनी द्वारा इसकी वसूली की इच्छा रखना भी वैध है।

इसके अलावा याचिकाकर्ता 2011 की अपील संख्या 7, 2011 की 46 और 2011 की ही अपील संख्या 122 पर 18.10.2012 को जारी आदेश पर भरोसा जताता है और उनका उल्लेख करता है, जहां माननीय ऐपटेल ने निम्नलिखित को बरकरार रखा था :

*'.... कंपनी को अपने वैध व्यय पर संवहन लागत का दावा करने का पूरा अधिकार है अगर वह व्यय –*
*क– स्वीकार्य है लेकिन उसकी वसूली टाल दी गई है मसलन नियामकीय परिसंपत्तियों पर ब्याज*
*ख– दावे को उचित समय में अनुमति नहीं दी गई और*
*ग– राज्य आयोग ने उसे अनुमति नहीं दी लेकिन उसे वरिष्ठ प्राधिकरण से अनुमति मिल चुकी है।'*

इस बारे में आवेदन दिया गया है कि माननीय न्यायाधिकरण के आदेश के खिलाफ माननीय आयोग की ओर से 610 दिन की देरी के बाद 2009 में अपील संख्या 153 के तहत दायर की गई दीवानी याचिका को माननीय उच्चतम न्यायालय ने 21.08.2012 के अपने आदेश में खारिज कर दिया है। इसकी वजह समयसीमा निकलने के बाद याचिका दायर करना थी। इसके देखते हुए यह आवेदन किया जाता है कि माननीय उच्चतम न्यायालय और माननीय न्यायाधिकरण द्वारा बनाए गए कानून को लागू नहीं करना और प्रभावी नहीं बनाना, खासतौर पर जब माननीय न्यायाधिकरण के फैसले पर स्थगनादेश नहीं आया हो, गैर–कानूनी और मनमानी है। महज याचिका दायर करना ही किसी आदेश पर स्वतः स्थगनादेश जारी होना नहीं होता है और आदेश को उसी भावना के साथ लागू किया जाना चाहिए।

उपर्युक्त कारणों के अलावा भी कई मसले हैं, जिन पर माननीय न्यायाधिकरण ने याचिकाकर्ता के पक्ष में फैसला दिया है लेकिन गलत आदेश में उसका कोई जिक्र तक नहीं है। पहले दिया गया आदेश यह सुनिश्चित करेगा कि याचिकाकर्ता कंपनी के पास नकदी प्रवाह बरकरार रहे और कंपनी को वैसे वित्तीय संकट का सामना नहीं करना पड़े, जैसा उसे राजस्व में भारी अंतर के कारण अभी करना पड़ रहा है। इस अंतर को माननीय आयोग ने 13.07.2012 को जारी अपने आदेश में स्वीकार किया था और अनुमति भी दी थी। इसलिए याचिकाकर्ता माननीय आयोग से

गुजारिश करता है कि वह नियामकीय परिसंपत्तियों की वसूली के लिए प्रक्रिया मुहैया कराए, जिसमें वित्त वर्ष 2012 की संवहन लागत शामिल हो। याचिकाकर्ता ने यह प्रक्रिया दूसरी नियंत्रण अवधि के भीतर मुहैया कराने के लिए कहा है। साथ ही यह भी मांग की है कि इससे साल भर के मूल बकाया की कम से कम 15 फीसदी वसूली होनी चाहिए और मूल रकम का जो बकाया है उस पर उचित संवहन शुल्क लगाना चाहिए। यह सिफारिश की गई है कि मूल और संवहन लागत के तौर पर होने वाले भुगतान को अलग से दिखाया जाना चाहिए। इससे ऋणदाताओं में भरोसा बढ़ेगा और संवहन लागत पर ब्याज लगाने से बचा जा सकेगा, जिसका बोझ चक्रवृद्धि ब्याज के तौर पर उपभोक्ताओं पर पड़ता है।

याचिकाकर्ता ने यह भी गुजारिश की कि दूसरी नियंत्रण अवधि के पहले साल के दौरान वित्त वर्ष 2012–13 के लिए अनुमानित अंडर रिकवरी पर संवहन शुल्क लगाने की अनुमति दी जाए, जिससे याचिकाकर्ता को नकदी प्रवाह की किल्लत का सामना नहीं करना पड़े।

पूर्व में हुई अंडर रिकवरी के कारण याचिकाकर्ता के पास बड़ी मात्रा में नियामकीय परिसंपत्तियां विकसित हो गई हैं, जिन्हें तीन श्रेणी में बांटा गया है :

– शुल्क में बढ़ोतरी के जरिये राजस्व अंतर की भरपाई करना
– बिजली खरीद समायोग लागत प्रक्रिया के जरिये राजस्व अंतर की भरपाई करना
–नियामकीय परिसंपत्तियों को हस्तांतरित राजस्व में अंतर, जिसकी भरपाई अतिरिक्त अधिभार के जरिये की जानी है।

**तालिका 172 : विव 2011–12 से विव 2012–13 तक एआरआर के आधार पर राजस्व अंतर**

| क्र सं | विवरण | विव 2011-12 | विव 2012-13 | विव 2013-14 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | राजस्व अंतर का आरंभिक स्तर | 0 | 0 | 0 |
| 2 | विव के लिए राजस्व आवश्यकता | 7832 | 6892 | 7805 |
| 3 | मौजूदा शुल्क पर राजस्व | 4425 | 5890 | 6412 |
| 4 | अतिरिक्त / (अंतर) | 3407 | 1002 | 1393 |

*यदि माननीय आयोग कोई अलग फार्मूले को मंजूरी देता है तो उस स्थिति में विद्युत क्रय लागत में अंतर (ट्रांसमिशन लागत समेत) के चलते, याचिकाकर्ता द्वारा प्रदर्शित अनुमानित राजस्व अंतर को शुल्क में सामान्य बढ़ोतरी के माध्यम से वसूला जाएगा।

उपरोक्त तालिका के अनुरूप प्रार्थी राजस्व घाटे की भरपाई के लिए जो कदम उठाने जा रहा है वे इस प्रकार हैं:

- विव 2013–14 के दौरान राजस्व अंतर की पूर्ति 1.61 प्रतिशत शुल्क वृद्धि से की जाए। यदि माननीय आयोग कोई भिन्न फार्मूला तय करता है तो बिजली खरीद

लागत में भिन्नता के कारण होने वाले राजस्व घाटे (पारेषण लागत समेत) को सामान्य शुल्क वृद्धि से पूरा किया जाए।

- बिजली खरीद लागत एवं पारेषण लागत में भिन्नता (जिसका अनुमान नहीं लगाया जा सकता और काबू में नहीं किया जा सकता) से राजस्व घाटे की समस्या को संशोधित पीपीएसी फार्मूला से हल किया जाए।
- नियामक संपदा/अंडर रिकवरी (31.03.2012 तक) के कारण हुए राजस्व के अंतर को समुचित अधिभार से पूरा किया जाए जिसकी विनती की गई है।

जैसा कि संचालन लागत के सेक्शन में बताया गया है माननीय एपीटीईएल जुलाई 30, 2010 को अपील संख्या 153/2009 के निर्णय में 70:30 कि अनुपात में संचालन लागत की कर्ज और इक्विटी से फंडिंग की अनुमति दी गई है। अलबत्ता माननीय आयोग ने माननीय एपीटीईएल के संचालन लागत के बारे में निर्णय पर स्वतःस्फूर्त रोक पर विचार किया। यह भी देखा गया कि 13 जुलाई 2012 के एमवाईटी आदेश में नियामक संपदा तय करते समय आयोग ने माननीय एपीटीईएल के निर्णय में संचालन लागत पर विचार नहीं किया।

प्रार्थी का मानना है कि माननीय एपीटीईएल का निर्णय अब भी वैधा है क्योंकि इस पर किसी तरह की कोई रोक नहीं लगी है। लिहाजा याचिकाकर्ता ने विव 2002–03 से विव 2010–11 तक की संचालन लागत की गणना संचालन लागत के सेक्शन में दिए गए अवयवों के आधार पर की है। नियामक संपदा की गणना नए सिरे से अपील संख्या 153/2009 पर दिए गए निर्णय के आधार पर की गई है जो नीचे दी गई है।

**तालिका 173 : एटीई के अनुसार संचालन लागत पर नियामक संपदा की नए सिरे से गणना**

| क्र सं | विवरण | यूओएम | विव 2007-08 | विव 2008-09 | विव 2009-10 | विव2010-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | अंतर का आरंभिक स्तर | रु करोड़ | -404 | -603 | -643 | -1733 |
| 2 | राजस्व अंतर के समायोजन के लिए आपातकालीन आरक्षित राशि | रु करोड़ | | | | 29 |
| 3 | विव 2007-08 के आदेश में स्वीकृत राजस्व (अंतर)/अतिरिक्त | रु करोड़ | -129 | | | |
| 4 | वर्ष की राजस्व | रु करोड़ | | 3069 | 4352 | 5236 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 5 | मौजूदा शुल्क पर राजस्व | रु करोड़ | | 3109 | 3408 | 3930 |
| 6 | वर्ष के लिए अतिरिक्त/(अंतर) | रु करोड़ | | 40 | -943 | -1306 |
| 7 | एपीटीईएल आदेशों के चलते वर्ष के लिए अतिरिक्त सरप्लस/(अंतर) | रु करोड़ | -5 | | | |
| 8 | अतिरिक्त/(अंतर) का समापन स्तर | रु करोड़ | -538 | -563 | -1587 | -3010 |
| 9 | वर्ष की संवहन लागत@ | % | 13.68% | 13.75% | 13.11% | 13.38% |
| 10 | संवहन लागत | रु करोड़ | -64 | -80 | -146 | -317 |
| 11 | शुद्ध (अंतर)/अतिरिक्त का समापन शेष | रु करोड़ | -603 | -643 | -1733 | -3327 |

उक्त के आधार पर, विव 2012–13 तक संग्रहित विनियामक परिसंपत्तियों की गणना निम्न तालिका में की गई है :

**तालिका 174 : विव 2012–13 तक संग्रहित विनियामक परिसंपत्तियां**

| क्र सं | विवरण | संदर्भ | विव 2011-12 | विव 2012-13 | 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | राजस्व अंतर का आरंभिक स्तर | A | -3327 | **-7560** | -9339 |
| 2 | पिछले वर्षों के जोड़ जिन्हें शामिल किया गया | B | -1245 | 0 | 0 |
| 3 | राजस्व अंतर के संशोधित स्तर | C=A+B | -4573 | **-7560** | -9339 |
| 4 | विव के दौरान जोड़ | D | -2162 | -1002 | 0 |
| 5 | विव के दौरान अधिभार के रूप में वसूली गई राशि | E | 0 | 373 | 521 |
| 6 | अंतर का समापन स्तर/अतिरिक्त | F=C+D-E | -6734 | -8189 | -8818 |
| 7 | % में संवहन लागत | G | 14.61% | 14.61% | 14.61% |
| 8 | संवहन लागत | H=(C+F)/2 X G | -826 | -1150 | -1326 |
| **9** | शुद्ध अंतर का समापन शेष/अतिरिक्त | **I=F+H** | **-7560** | **-9339** | **-10144** |

*यदि माननीय आयोग कोई अलग फार्मूले को मंजूरी देता है तो उस स्थिति में विद्युत क्रय लागत में अंतर (ट्रांसमिशन लागत समेत) के चलते, याचिकाकर्ता द्वारा प्रदर्शित अनुमानित राजस्व अंतर को शुल्क में सामान्य बढ़ोतरी के माध्यम से वसूला जाएगा।

विव 2011–12 के समायोजन के निर्धारण के लिए राजस्व अंतर को दो भागों में बांटा गया है :

1. विव 2011–12 से पूर्व के दावों तथा विव 2011–12 की समायोजन आवश्यकता के अंश के तौर पर किए गए दावे के चलते राजस्व अंतर
2. विव 2011–12 से संबंधित राजस्व अंतर

चूंकि विव 2011–12 से पूर्व के दावों के चलते राजस्व अंतर विव 2011–12 के प्रारंभ में मौजूद था और उसे विव 2011–12 में शामिल नहीं किया गया, लिहाजा उस पर संवहन लागत को पूरे साल के लिए मंजूरी दिए जाने की आवश्यकता है। अतः उस राशि को राजस्व अंतर के शुरूआती शेष में जोड़ा गया है।

अत्यंत सम्मानपूर्वक यह निवेदन किया जाता है कि विनियामकों द्वारा शुल्क बढ़ोतरी से बचने के लिए जिस पारंपरिक प्रथा का पालन किया जाता रहा है वह उस राजस्व आवश्यकता से बच

यह विनम्र निवेदन है कि परंपरागत रूप से नियामक की ओर से शुल्क में उल्लेखनीय वृद्धि से बचते हुए राजस्व जरूरतों के एक हिस्से को ''नियामक संपदा'' के तौर पर टालने चलन रहा है जिसे बाद में वसूला जाना होता है। लेकिन यह अतार्किक लगता है कि जो बिजली कोई उपभोक्ता आज खपत कर रहा है उसे भविष्य के उपभोक्ता अदा करें। इसे देखते हुए प्रार्थी का आग्रह है कि नियामक संपदा को नियंत्रण अवधि (विव 2013–15) के भीतर ही वसूले जाने की व्यवस्था कायम की जाए और मूल राशि में से 15 प्रतिशत को एक साल के भीतर और बकाया पर संचालन लागत की व्यवस्था हो।

**BEFORE THE DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**
**C BLOCK, SHIVALIK, MALVIYA NAGAR, NEW DELHI**

**Petition of 2012**

**IN THE MATTER OF:-**

**BSES Rajdhani Power Limited ("BRPL")**
BSES Bhawan, Nehru Place
New Delhi-110 019. ..... **PETITIONER**

**AND**

**IN THE MATTER OF:-** Truing up of expenses upto FY 2011-12, in terms of the Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Wheeling Tariff and Retail Supply Tariff) Regulations, 2007 (hereinafter referred to as "**the MYT Regulations 2007**") which was extended for a further period of one year i.e. till 31.03.2012 by the Ld. Delhi Commission vide its order no. F.3 (130-A)/ Law/DERC/2011-12/Part file dated 10.05.2011, is being filed under Section 62 of the Electricity Act 2003 (hereinafter referred to as **"the Act"**), read with Regulations 8.4, 8.5, 8.7, 8.8, 8.9, 11.1, 11.2, 11.3, 11.4 and 13.4 of the **MYT Regulations 2007**, Sections 11 and 28 of Delhi Electricity Reforms Act 2000 to the extent applicable, the Delhi Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulation 2001 and Condition 24 of the License for Distribution and Retail Supply of Electricity issued by the Hon'ble Delhi Electricity Regulatory Commission (hereinafter referred to as "**the Hon'ble Commission**").

**AND**

**IN THE MATTER OF:-** Petition/Application for Review for the Financial Year (hereinafter referred to as **"FY"**) FY 2012-13 and Aggregate Revenue Requirement for FY 2013-14 in terms of Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Wheeling Tariff and Retail Supply Tariff) Regulations, 2011 (hereinafter referred to as "**MYT Regulations, 2011**") is being filed under Section 62 of the Electricity Act 2003 (hereinafter referred to as **"the Act"**), read with Regulations A4, A5, A7, A10, A11 and A12 of the **MYT Regulations 2011**, Sections 11 and 28 of Delhi Electricity Reforms Act 2000 to the extent applicable, the Delhi Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulation 2001 and Condition 24 of the License for Distribution and Retail Supply of Electricity issued by the Hon'ble Commission.

**AFFIDAVIT VERIFYING THE PETITION:**

I, Rajeev Chowdhury, S/o Shri Sunil K. Chowdhury, aged about 41 years, having my office at BSES Bhawan, Nehru Place, New Delhi – 110019, do hereby solemnly affirm and state as follows:

1. I am working with BSES Rajdhani Power Limited, the Petitioner herein, as Head (Regulatory Affairs) and am duly authorized by the said Petitioner to make the present affidavit.

2. I say that on behalf of BSES Rajdhani Power Limited, I am filing this Petition under the Act, MYT Regulations 2007, MYT Regulations 2011, Delhi Electricity Reforms Act 2000 to the extent applicable, Delhi Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulation 2001, and in terms of its License Conditions, for Truing up of expenses upto FY 2011-12, Review for FY 2012-13 and Aggregate Revenue Requirement for FY 2013-14.

3. I further say that the statements made and data presented in the present Petition are to the best of my knowledge derived from records of the Company and based on estimations arising from data and or records of the Company. Further, to my knowledge and belief, no material information has been concealed in the aforesaid Petition.

**DEPONENT**
Rajeev Chowdhury
Head Regulatory (BRPL)
Authorized Signatory
BSES Rajdhani Power Limited

**VERIFICATION:**

I, Rajeev Chowdhury, the Petition hereby solemnly affirms that the contents of above affidavit are true to the best of my knowledge, no part of it is false and nothing material has been concealed there from.

Verified by me on this 7th day of December, 2012 at New Delhi.

**DEPONENT**
Rajeev Chowdhury
Head Regulatory (BRPL)
Authorized Signatory
BSES Rajdhani Power Limited

Seal of Oath Commissioner Under Notaries Act 1952 H. L. JAD, Advocate

**WITNESS:**

Aditya Pyasi
Dy. General Manager (Regulatory)
BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place
New Delhi – 110019.

Attested as Identified
Oath Commissioner
Under Notorises Act.
- 7 DEC 2012

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

दिल्ली DELHI

T 200339

## General Power Of Attorney

KNOW ALL MEN BY THESE PRESENTS THAT this power of Attorney is executed on this 31st day of MAY, 2012 at New Delhi by BSES Rajdhani Power Ltd. A company duly incorporated under the Companies Act 1956 having its Registered Office at BSES Bhawan Nehru Place , New Delhi (hereinafter referred to as the "Company") acting through its CEO Sh. Gopal Saxena.

Where as the company in the ordinary course of business has to represent in several kinds of legal proceedings before several courts such suits and other proceedings and whereas the Chief executive Officer, of the company hereby confers the following powers of attorney upon Sh. Rajeev Chowdhury S/o Sh. Sunil K Chowdhury who is working as Head (Regulatory) of this company.

NOW THIS DEED WITNESSETH that the company do hereby constitute and appoint the said Sh. Rajeev Chowdhury S/o Sh. Sunil K Chowdhury as its Lawful Attorney and on behalf of the company to do, perform all and any of the several acts, deeds, here-in-after mentioned

that is to say:-

1. To act, appear and plead on behalf of the Company in all Courts in India and /or

NOTARY PUBLIC Ashok Kumar Sharma Govt. of NCT Delhi Reg. No. 50/06

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

before all the other authorities whether judicial, quasi judicial or non judicial, Governmental, or Non Governmental ( hereinafter referred to as the " Authorities") such as Consumer or other Forums, commissions, quasi-judicial bodies/authorities.

2. To execute, sigh, draft all types of pleadings, applications, affidavits, documentations including but not limited to presenting/ filling/ drafting/ signing pleadings, appeals, cross objections, petitions for executions review, revisions, withdrawal, compromises, applications for compounding the case in civil and / or criminal courts or other authorities.

3. To file and take/ procure/ obtain documents for and on behalf of the company.

4. To obtain copies of the documents and papers for and on behalf of the company.

5. To take all actions necessary for conducting execution proceedings including initiation/ filling the execution proceedings amongst other legal proceedings.

6. To sigh 'Vakalatanama' and appoint advocates.

7. To sign on all pleadings, legal documents including but not limited to signing the drafts of appeal, written statement replies of the application and to take all essential/ ancillary actions with respect to conduct of the proceedings including but not limited to leading evidence, cross examination of the witnesses, etc. unless otherwise specifically not authorized by the company.

8. To do all other lawful acts and deeds which may be necessary to be done for the progress and in the course of proceedings and the other prosecutions of all the cases, suits and proceedings and the Company hereby agrees that all the acts and the things lawfully done by and performed by the above said Attorney of the company shall be construed as the acts and the things done by the company. The company again undertakes to rectify and confirm whatsoever that the said Attorney shall lawfully do or cause to be done for the company by virtue of the powers hereby vested.

9. To procure opinions from advocates/ solicitors and/or to brief them for appearance in courts.

10. The above powers are solely at the discretion of the company and the same may be varied/ withdrawn at the discretion of the company.

11. That this power of attorney shall be deemed to be automatically revoked

NOTARY PUBLIC
Ashok Kumar Sharma
Govt. of NCT Delhi
Regd. No. 5006

BSES RAJDHANI POWER LTD
NEW DELHI

immediately upon cessation of employment/ or otherwise in any way termination of employment with the company

IN WITNESS WHERE OFF the Chief Executive Officer of the above said company referred to in Para 1 of this deed, has put his hands on this in terms of resolution passed by the Board of Directors in its meeting held on 23rd April, 2008.

For and on behalf of/-
BSES Rajdhani Power Ltd.

(Gopal Saxena )
Chief Executive Officer

WITNESSES:-

1. _____

RAVI, 2C, BSES Bhawan, Nehru Place, New Delhi-19

(Signature, Name & Address)

2. _____

M. M. PANDE
Dy. General Manager (HR - Legal)
BSES Rajdhani Power Ltd.
BSES Bhawan, Nehru Place
New Delhi - 110019

(Signature, Name & Address)

ATTESTED
NOTARY PUBLIC
Delhi (India)

31 MAY 2012

THE SEAL OF NOTARY PUBLIC
Ashok Kumar Sharma
Govt. of NCT Delhi
Reg. No. 50/06

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**INDEX OF ARR & TARIFF FILING FORMATS FOR DISTRIBUTION AND RETAIL SUPPLY LICENSEES**

| | | | |
|---|---|---|---|
| | **Financial Formats** | | |
| 1 | Sheet | S1 | Profit & Loss Account |
| 2 | Sheet | S2 | Balance Sheet |
| 3 | Sheet | S3 | Share Capital and Reserves & Surplus |
| 4 | Sheet | S4 | Current Assets and Liabilities |
| 5 | Sheet | S5 | Financial Investments |
| | **Expenses formats** | | |
| 6 | Sheet | | Allocation Statement - Retail Supply Business |
| 7 | Sheet | | Allocation Statement - Wheeling Business |
| 8 | Sheet | A1 | Aggregate Revenue Requirement |
| 9 | Sheet | F1b | Energy Balance : Energy Input and Cost of Pool Power |
| 10 | Sheet | F1c | Intra State Transmission (Delhi Transco) Charges |
| 11 | Sheet | F1d | UI details |
| 12 | Sheet | F1e | Inter-State Transmission Charges |
| 13 | Sheet | F2 | Gross Fixed Assets |
| 14 | Sheet | F2a | Depreciation and provision for depreciation |
| 15 | Sheet | F2a(i) | Advance Against Depreciation |
| 16 | Sheet | F2b | Investment Plan - Master |
| 17 | Sheet | F2b(i) | Commissioning / Capitalisation Plan - Master |
| 18 | Sheet | F2b(ii) | Year-wise Capital Expenditure |
| 19 | Sheet | F2b(ii)-loan | Year-wise Capital Expenditure - Loan details |
| 20 | Sheet | F2b(iii) | Financing of capitalised works |
| 21 | Sheet | F2c | Capital Works in Progress - Summary Statement |
| 22 | Sheet | F2d | Details of Expenses Capitalised |
| 23 | Sheet | F2e | Statements of assets not in use |
| 24 | Sheet | F2f | Contribution Grants & subsidies towards Capital assets |
| 25 | Sheet | F3 | Interest & Finance charges |
| 26 | Sheet | F3b | Calculation of weighted average rate of interest on actual loans |
| 27 | Sheet | F4 | Working Capital Requirements |
| 28 | Sheet | F5 | R&M Expenses |
| 29 | Sheet | F6 | Employees' Cost & Provisions |
| 30 | Sheet | F6a | Employee Strength |
| 31 | Sheet | F7 | Administration & General Expenses |
| 32 | Sheet | F8 | Details of Equity |
| 33 | Sheet | F9 | Statement of Receivables |
| 34 | Sheet | F10 | Income Tax Provisions |
| 35 | Sheet | F11 | Other income |
| 36 | Sheet | F11a | Income from Miscellaneous Charges from consumers |
| 37 | Sheet | F11b | Expenses and Income from Business other than Licensed business |
| 38 | Sheet | F12 | Consumer Security Deposit |
| 39 | Sheet | F13 | Form Indices |
| 40 | Sheet | F14 | Return on Capital Employed |
| 41 | Sheet | P1 | Distribution Losses in LT and HT System |
| 42 | Sheet | P1a | Circle-wise energy input and output |
| 43 | Sheet | P2 | District-wise AT&C Loss |
| 44 | Sheet | P3 | District and category wise collection efficiency |
| 45 | Sheet | P4 | Details of physical characterisitics of the network |
| | **Revenue formats** | | |
| 46 | Sheet | R2 | Monthly projection of sales in MU for the MYT Period |
| 47 | Sheet | R4 | Summary of Actual / estimated Revenue from sale of power at proposed tariff |
| 48 | Sheet | R4a | Revenue from Proposed Tariff & Charges |
| 49 | Sheet | R5 | Income from wheeling charges |
| | **Tariff Formats** | | |
| 50 | Sheet | T1 | Tariff Proposal |
| | **Other Formats** | | |
| 51 | Sheet | F1 | Power Purchase cost |
| 52 | Sheet | F1a | Month-wise power procurement details |
| 53 | Sheet | F2b(iii)-loan | Financing of capitalised works - Loan details |
| 54 | Sheet | F3a | Loan master for all loans outstanding as on 1.4.2006 |
| 55 | Sheet | R1 | Projection of Sales, Customers & Connected load for metered consumers |
| 56 | Sheet | R3 | Summary of Actual / estimated Revenue from sale of power at current tariff |
| 57 | Sheet | R3a | Revenue from Current Tariff & Charges |

Electronic copy in the form of CD/ Floppy Disc shall also be furnished

1) These formats are indicative in nature and the utility may align the line items to its chart of accounts

2)

PY Previous Year
CY Current Year
EY Ensuing Year

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Profit & Loss Account at existing Tariff** Form-S1

(All Figures in Rs. Crores)

| | Particulars | Ref. Form No. | PY | CY | EY |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | FY12 | FY13 | FY14 |
| | | | | | |
| **A** | **Revenue** | | | | |
| 1 | Revenue from sale of power | R4 | 4,424.8 | 5,889.6 | 6,412.2 |
| 3 | Other income | F11 | 206.6 | 125.0 | 125.0 |
| 4 | Income from other business allocated to Licensed business | F11b | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| | **Total Revenue or Income** | | 4,631.4 | 6,014.7 | 6,537.2 |
| | | | | | |
| **B** | **Expenditure** | | | | |
| 1 | Power Purchase Cost for sell to own Consumer | F1 | 4,802.9 | 5,317.0 | 6,153.9 |
| 2 | Inter-State Transmission charges | F1e | 370.2 | 352.9 | 388.2 |
| 3 | Intra-State Transmission (Delhi Transco) Charges | F1c | 477.3 | 299.4 | 254.1 |
| 4 | O&M Expenses | | | | |
| 4a | R&M Expenses | F5 | 139.7 | 111.9 | 122.6 |
| 4b | Employee costs | F6 | 212.9 | 266.9 | 284.9 |
| 4c | Administration and General expenses | F7 | 75.2 | 86.6 | 92.6 |
| 5 | Other Expenses | | 98.0 | | |
| 6 | Add: Truing-up of FY 2007-08 in accordance with Regulation-12.1 | | 402.1 | | |
| 7 | Add Truing-up Requirement | | 295.5 | | |
| 8 | Add: Truing-up of Income Tax fro FY 03 to FY 07 | | 419.6 | | |
| 9 | Add: Letter of Credit Charges up to FY 12 | | 5.8 | | |
| 10 | Add: R&M and A&G Expenses-Appeal No. 177 of 2012 | | 105.8 | | |
| 11 | Add: Borrowing cost incurred during FY 2010-11 for funding deficit due to Regulatory Assets | | 16.5 | | |
| | | | | | |
| **C** | **PBDIT** | | (2,790.2) | (420.1) | (759.1) |
| | | | | | |
| **D** | **Depreciation and Related debits** | | **231.0** | **160.3** | **173.6** |
| 1 | Depreciation | F2a | 123.8 | 160.29 | 173.6 |
| 2 | Advance Against Depreciation | F2a(i) | 107.3 | 0.0 | 0.0 |
| | | | | | |
| **E** | **PBIT** | | (3,021.2) | (580.3) | (932.7) |
| | | | | | |
| **F** | **Total Interest and Finance Charges** | F3 | 348.0 | 391.0 | 426.9 |
| | | | | | |
| **H** | **Profit/Loss before Tax** | | (3,369.2) | (971.3) | (1,359.6) |
| | | | | | |
| **I** | **Income Tax** | F10 | 37.9 | 31.0 | 33.2 |
| | | | | | |
| **J** | **Profit/Loss after Tax** | | (3,407.1) | (1,002.3) | (1,392.8) |

Figures may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Balance Sheet at Existing Tariffs** **Form-S2**

(All Figures in Rs. Crore)

| | Particulars | Ref. Form No. | PY | CY | EY |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | FY 12 | FY 13 | FY 14 |
| | | | | | |
| I. | **SOURCES OF FUNDS** | | | | |
| | ***A) Shareholders' Funds*** | S3 | 1,444.7 | 1,576.8 | 1,658.3 |
| | a) Share Capital | | 1,040.0 | 1,040.0 | 1,040.0 |
| | b) Reserves and Surplus | | 404.7 | 536.8 | 618.3 |
| | ***B) Special Appropriation towards Project Cost*** | | | | |
| | ***C) Loan Funds*** | F3a, F3b | ***5,391.7*** | ***2,066.9*** | ***2,057.5*** |
| | a) Secured Loans | | 1,624.9 | 2,140.7 | 2,692.1 |
| | b) Unsecured Loans | | 3,766.8 | - 73.8 | - 634.66 |
| | ***D) Other sources of Funds*** | | 334.4 | 66.5 | 55.9 |
| | a) Capital contributions from consumers | F2f | 253.5 | 43.2 | 28.6 |
| | b) Consumers' Security Deposits | F12 | 36.2 | 23.31 | 27.31 |
| | c) Capital subsidies / grants | F2f | 11.6 | - | - |
| | d) Any other source of funds* | | 33.1 | - | - |
| | **TOTAL SOURCES OF FUNDS** | | **7,170.8** | **3,710.2** | **3,771.6** |
| | | | | | |
| II. | **APPLICATION OF FUNDS** | | | | |
| | ***A) Fixed Assets*** | | 2,968.3 | 3,508.6 | 3,635.0 |
| | a) Gross Block (Net of assets not in use) | F2 | 3,728.3 | 4,996.5 | 5,296.5 |
| | b) less: Accumulated Depreciation | F2a | 1,424.4 | 1,637.9 | 1,811.5 |
| | c) Net Block | | 2,304.0 | 3,358.6 | 3,485.0 |
| | d) Capital Work in Progress | F2c | 664.8 | 150.0 | 150.0 |
| | | | | | |
| | ***B) Investments*** | S5 | 6.6 | 6.6 | 6.6 |
| | | | | | |
| | ***C) Current Assets, Loans and Advances*** | S4 | 1,102.7 | 615.9 | 616.6 |
| | i) Current Assets | | 1,102.7 | 615.9 | 616.6 |
| | ii) Loans & Advances | | - | - | - |
| | ***D) Less: Current Liabilities and Provisions*** | S4 | 416.7 | 421.0 | 486.6 |
| | i) Current Liabilities | | 416.7 | 421.0 | 486.6 |
| | ii) Provisions | | | | |
| | ***E) Net Current Assets*** | | 686.0 | 195.0 | 130.0 |
| | | | | | |
| | ***F) Miscellaneous Expenditure to the extent not written off***** | | - | - | - |
| | | | | | |
| | **G) P&L Account** | | 3,509.8 | - | - |
| | | | | | |
| | **TOTAL APPLICATION OF FUNDS** | | **7,170.8** | **3,710.2** | **3,771.6** |
| | | | | | |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited**

**Share Capital and Reserves & Surplus** — **Form No: S3**

**FY 11-12** — All figures in Rs Crores

| Sl.No. | Description of capital | Balance at the beginning of the year | Appropriation during the year | Withdrawals during the year | Balance at the end of the year | Remarks |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| A | **SHARE CAPITAL** | **460.0** | **-** | **-** | **1,040.0** | |
| | Equity Capital | **460.0** | **580.0** | | **1,040.0** | |
| B | **RESERVES** | | | | | |
| | General Reserve | | | | | |
| | Capital Reserve | 211.8 | 192.9 | | 404.7 | |
| | Other reserves | | | | | |
| | **Sub-total of Reserves** | **211.8** | **192.9** | **-** | **404.7** | |
| C | **SURPLUS** | | | | | |
| | Surplus | | | | | |
| | **Sub-total of Surplus** | **-** | **-** | **-** | **-** | |
| D | **Net Worth (A+B+C)** | **671.8** | **192.9** | **-** | **1,444.7** | |

**Share Capital and Reserves & Surplus** — **Form No: S3**

**FY 12-13** — All figures in Rs Crores

| Sl.No. | Description of capital | Balance at the beginning of the year | Appropriation during the year | Withdrawals during the year (Purpose to be indicated in the remark column) | Balance at the end of the year | Remarks |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| A | **SHARE CAPITAL** | **1,040.0** | **-** | **-** | **1,040.0** | |
| | Equity Capital | **1,040.0** | | | **1,040.0** | |
| B | **RESERVES** | | | | | |
| | General Reserve | | | | | |
| | Capital Reserve | 404.7 | 132.1 | | 536.8 | |
| | Other reserves | | | | | |
| | **Sub-total of Reserves** | **404.7** | **132.1** | **-** | **536.8** | |
| C | **SURPLUS** | | | | | |
| | Surplus | | | | | |
| | **Sub-total of Surplus** | **-** | **-** | **-** | **-** | |
| D | **Net Worth (A+B+C)** | **1,444.7** | **132.1** | **-** | **1,576.8** | |

**Share Capital and Reserves & Surplus** — **Form No: S3**

**FY 13-14** — All figures in Rs Crores

| Sl.No. | Description of capital | Balance at the beginning of the year | Appropriation during the year | Withdrawals during the year (Purpose to be indicated in the remark column) | Balance at the end of the year | Remarks |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| A | **SHARE CAPITAL** | **1,040.0** | **-** | **-** | **1,040.0** | |
| | Equity Capital | **1,040.0** | | | **1,040.0** | |
| B | **RESERVES** | | | | | |
| | General Reserve | | | | | |
| | Capital Reserve | 536.8 | 81.4 | | **618.3** | |
| | Other reserves | | | | | |
| | **Sub-total of Reserves** | **536.8** | **81.4** | **-** | **618.3** | |
| C | **SURPLUS** | | | | | |
| | Surplus | | | | | |
| | **Sub-total of Surplus** | **-** | **-** | **-** | **-** | |
| D | **Net Worth (A+B+C)** | **1,576.8** | **81.4** | **-** | **1,658.3** | |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Current Assets & Liabilities** **Form No: S4**

All figures in Rs. Crore

| Sl.No | Particulars | PY | CY | EY |
|---|---|---|---|---|
| | | FY12 | FY13 | FY14 |
| | | | | |
| A | **Current Assets, Loans and Advances** | 1,102.7 | 615.9 | 616.6 |
| | Inventories | 113.2 | 131.1 | 131.8 |
| | Sundry Debtors | 5.6 | 5.6 | 5.6 |
| | Less:- Provision for Bad Debts | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| | Cash and Bank Balances | 519.7 | 15.1 | 15.1 |
| | Loans and Advances | 127.0 | 127.0 | 127.0 |
| | Other Current Assets | 337.3 | 337.3 | 337.3 |
| | Less: Current Liabilities and Provisions | 416.7 | 421.0 | 486.6 |
| | | | | |
| C | **NET CURRENT ASSETS (= A - B)** | **686.0** | **195.0** | **130.0** |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Financial Investments** **Form No: S5**

All figures in Rs. Crore

| Particulars | Previous Year | | | | Current Year | | | | Ensuing Year | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | FY12 | | | | FY13 | | | | FY14 | | | |
| | Opening balance | Further investments during the year | Investments capitalised during the year | Closing balance | Opening balance | Further investments during the year | Investments capitalised during the year | Closing balance | Opening balance | Further investments during the year | Investments capitalised during the year | Closing balance |
| 7.4% Govt. of India Securities | 6.6 | | | 6.6 | 6.6 | | | 6.6 | 6.6 | | | 6.6 |
| 12.32% Govt. of India Securities | - | | | - | - | | | - | - | | | - |
| 7.55% Govt. of India Securities | - | | | - | - | | | - | - | | | - |
| 10.03% Govt. of India Securities 09 Aug., 2019 | | | | - | - | | | - | - | | | - |
| | | | | | | | | | | | | |
| **Total** | **6.6** | **-** | **-** | **6.6** | **6.6** | **-** | **-** | **6.6** | **6.6** | **-** | **-** | **6.6** |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Aggregate Revenue Requirement for Total Business** **Form-A1**

(All figures in Rs. Crore)

| | | Particulars | Ref. Form No. | PY | CY | EY |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | FY12 | FY13 | FY14 |
| | | | | | | |
| | | **Power Purchase or Energy Available (MU)** | F1 | 11,457.5 | 11,348.9 | 11,929.2 |
| | | **Sale of Power (MU)** | R1, R2, R3, R4 | 9,018.1 | 9,124.7 | 9,500.5 |
| | | **Distribution Loss (%)** | **F1b** | 17.28% | 16.00% | 15.15% |
| | | | | | | |
| | **A** | **Expenditure** | | **8,038.5** | **7,017.0** | **7,930.0** |
| | | Cost of power purchase | F1 | 4,802.9 | 5,317.0 | 6,153.9 |
| | | Inter-State Transmission charges | F1e | 370.2 | 352.9 | 388.2 |
| | | Intra-state Transmission (Delhi Transco) charges | F1c | 477.3 | 296.1 | 250.6 |
| | | Wheeling charges payable to other distribution licensee | F1c | | | |
| | | SLDC fees and charges | F1c | | 3.3 | 3.5 |
| | | O&M Expenses | | 427.9 | 465.4 | 500.1 |
| | | Depreciation including AAD | | 231.0 | 160.3 | 173.6 |
| | | New Initiatives undertaken by the petitioner after the MYT tariff order | | | | |
| | | RoCE | | 324.3 | 391.0 | 426.9 |
| | | Additional return | | 23.7 | | |
| | | Income Tax | | 37.9 | 31.0 | 33.2 |
| | | Other Miscellanrous Expenses | | 98.0 | | |
| | | Truing-up of FY 2007-08 in accordance with Regulation-12.1 | | 402.1 | | |
| | | Truing-up Requirement | | 295.5 | | |
| | | Truing-up of Income Tax fro FY 03 to FY 07 | | 419.6 | | |
| | | Letter of Credit Charges up to FY 11 | | 5.8 | | |
| | | R&M and A&G Expenses-Appeal No. 177 of 2012 | | 105.8 | | |
| | | Add: Borrowing cost incurred during FY 2010-11 for funding deficit due to Regulatory Assets | | 16.5 | | |
| | | | | | | |
| | **B** | **Less** | | **206.6** | **125.0** | **125.0** |
| | | Other Income (Including income from wheeling charges) | F11 | 206.6 | 125.0 | 125.0 |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | **Aggregate Revenue Requirement (A-B)** | | **7,831.9** | **6,892.0** | **7,805.0** |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES Rajdhani Power Limited**

**Month-wise Power Procurenent details** **Form No: F1a**

| | | FY 2011-12 | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Power purchase figures in MU** | **Months in the Financial Year:** | | | | | | | | | | | |
| **Sl No** | **Source / Station** | **Apr** | **May** | **Jun** | **Jul** | **Aug** | **Sep** | **Oct** | **Nov** | **Dec** | **Jan** | **Feb** | **Mar** |
| **Sl No** | **Source** | | | | | | | | | | | | |
| **A** | **Central Generating Stations** | | | | | | | | | | | | |
| **I** | **NTPC** | | | | | | | | | | | | |
| 1 | ANTA GAS | 6 | 8 | 7 | 9 | 9 | 10 | 10 | 8 | 7 | 7 | 6 | 8 |
| 2 | AURAIYA GAS | 10 | 13 | 8 | 13 | 12 | 14 | 16 | 12 | 16 | 8 | 7 | 7 |
| 3 | BTPS | 127 | 138 | 119 | 119 | 127 | 116 | 95 | 96 | 110 | 136 | 122 | 129 |
| 4 | DADRI GAS | 15 | 19 | 14 | 14 | 17 | 20 | 22 | 16 | 22 | 15 | 12 | 16 |
| 5 | FARAKKA | 3 | 5 | 3 | 3 | 2 | 2 | 4 | 3 | 5 | 5 | 0 | 4 |
| 6 | KAHALGAON | 9 | 12 | 8 | 8 | 9 | 10 | 10 | 12 | 10 | 9 | 7 | 12 |
| 7 | NCPP | 172 | 177 | 164 | 161 | 133 | 151 | 163 | 149 | 153 | 168 | 151 | 160 |
| 8 | RIHAND -I | 30 | 33 | 30 | 33 | 32 | 28 | 29 | 25 | 26 | 24 | 22 | 29 |
| 9 | RIHAND -II | 37 | 40 | 36 | 40 | 28 | 19 | 30 | 38 | 38 | 36 | 32 | 38 |
| 10 | SINGRAULI | 35 | 43 | 41 | 46 | 38 | 38 | 40 | 45 | 41 | 42 | 37 | 45 |
| 11 | UNCHAHAR-I | 4 | 6 | 6 | 7 | 6 | 6 | 6 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 12 | UNCHAHAR-II | 14 | 12 | 11 | 14 | 11 | 9 | 9 | 13 | 13 | 12 | 11 | 12 |
| 13 | UNCHAHAR-III | 9 | 9 | 8 | 9 | 7 | 7 | 8 | 8 | 8 | 7 | 7 | 8 |
| 14 | KAHALGAON STAGE-II | 35 | 28 | 17 | 24 | 17 | 20 | 17 | 28 | 23 | 37 | 27 | 39 |
| 15 | TALCHER | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | DADRI EXT | 216 | 222 | 197 | 199 | 194 | 194 | 197 | 209 | 213 | 176 | 199 | 200 |
| | **NTPC Total** | **723** | **764** | **669** | **698** | **641** | **646** | **656** | **669** | **691** | **687** | **646** | **712** |
| **II** | **NHPC** | | | | | | | | | | | | |
| 1 | BAIRA SIUL | 5 | 6 | 4 | 4 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 2 | CHAMERA-I | 9 | 13 | 13 | 14 | 13 | 12 | 5 | 3 | 1 | 1 | 2 | 0 |
| 3 | CHAMERA-II | 7 | 14 | 13 | 14 | 13 | 12 | 6 | 3 | 2 | 2 | 2 | 0 |
| 4 | DHAULIGANGA | 3 | 8 | 9 | 12 | 12 | 10 | 6 | 3 | 2 | 2 | 1 | 0 |
| 5 | DULHASTI | 11 | 16 | 16 | 16 | 15 | 16 | 14 | 7 | 5 | 3 | 2 | 0 |
| 6 | SALAL | 15 | 22 | 21 | 23 | 22 | 20 | 11 | 6 | 4 | 5 | 4 | 0 |
| 7 | TANAKPUR | 1 | 2 | 3 | 3 | 3 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1 | 0 | -1 |
| 8 | URI | 15 | 17 | 17 | 14 | 9 | 13 | 7 | 5 | 4 | 4 | 5 | 0 |
| | **NHPC Total** | **65** | **97** | **96** | **100** | **92** | **90** | **53** | **30** | **21** | **19** | **16** | **-1** |
| **III** | **TEHRI HEP** | **15** | **18** | **10** | **24** | **33** | **26** | **12** | **6** | **9** | **11** | **11** | **10** |
| **IV** | **NJPC (SATLUJ)** | **16** | **48** | **49** | **46** | **50** | **44** | **23** | **13** | **5** | **-6** | **0** | **0** |
| **V** | **TALA HEP** | **1** | **2** | **5** | **9** | **9** | **8** | **5** | **2** | **1** | **1** | **0** | **0** |
| **VI** | **DVC** | **16** | **28** | **68** | **71** | **49** | **34** | **27** | **25** | **27** | **53** | **78** | **102** |
| **VII** | **NUCLEAR** | | | | | | | | | | | | |
| 1 | NPCIL - RAPS - 3 & 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | NPCIL - RAPS - 5 & 6 | 11 | 11 | 17 | 16 | 19 | 19 | 18 | 17 | 17 | 17 | 16 | 17 |
| 3 | NPCIL - NAPS | 7 | 5 | 7 | 7 | 6 | 6 | 7 | 7 | 7 | 7 | 5 | 9 |
| | **Nuclear Total** | **18** | **15** | **24** | **23** | **25** | **25** | **25** | **24** | **25** | **24** | **21** | **27** |
| **B** | **SGS** | | | | | | | | | | | | |
| 1 | IP Station | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Rajghat | 34 | 34 | 31 | 8 | 26 | 22 | 29 | 23 | 23 | 20 | 27 | 27 |
| 3 | GAS TURBINE | 38 | 48 | 45 | 41 | 43 | 35 | 49 | 51 | 59 | 41 | 23 | 26 |
| 4 | Pragati -I | 49 | 64 | 57 | 67 | 68 | 67 | 70 | 68 | 70 | 71 | 65 | 69 |
| | **SGS Total** | **121** | **146** | **133** | **117** | **137** | **124** | **148** | **141** | **152** | **132** | **115** | **122** |
| **C** | **Future Stations** | | | | | | | | | | | | |
| 1 | SEWA-II | 5 | 5 | 2 | 2 | 4 | 4 | 1 | 0 | 0 | 1 | 2 | 0 |
| 2 | Chamera-III | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Parbati -III | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Uri -II | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | Koteshwar | 1 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| 6 | Aravali Power Corporation Ltd | 37 | 7 | 31 | 60 | 31 | 16 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | TOWMCL | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | Pragati -III, Bawana | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 21 | 21 | 11 |
| 9 | Mejia TPS Extn | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | Chandrapur Extn | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | Koderma TPS | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | Durgapur Steel | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | Thyagraj Solar | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | Maithon TPS | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | **Future Stations Total** | **44** | **12** | **33** | **62** | **38** | **23** | **14** | **2** | **3** | **25** | **26** | **15** |
| **D** | **Power Purchase from other Sources** | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Intra State Power Purchase | 4 | 18 | 19 | 17 | 17 | 8 | 1 | 0 | 5 | 3 | 0 | 0 |
| 2 | BILATERAL / IEX | 86 | 112 | 87 | 89 | 88 | 20 | 15 | 0 | 1 | 2 | 2 | 0 |
| 3 | Banking | 50 | 49 | 141 | 310 | 222 | 133 | 43 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 |
| 4 | UI Purchase | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16 | 15 | 0 | 18 | 42 | 44 | 31 |
| | **Other Purchases Total** | **141** | **179** | **247** | **417** | **326** | **176** | **73** | **0** | **25** | **48** | **46** | **37** |
| **E** | **Power Sold to other Sources** | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Intra State Power Sale | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 | 4 | 1 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| 2 | BILATERAL / IEX | 203 | 62 | 87 | 232 | 142 | 41 | 43 | 26 | 50 | 46 | 34 | 114 |
| 3 | Banking | 6 | 9 | 9 | 0 | 39 | 55 | 100 | 145 | 124 | 121 | 219 | 172 |
| 4 | UI Sale | 73 | 55 | 19 | 90 | 25 | 9 | 8 | 20 | 3 | 0 | 0 | 1 |
| | **Sale Total** | **282** | **126** | **116** | **323** | **207** | **107** | **154** | **192** | **179** | **167** | **253** | **287** |
| | | | | | | | | | | | | | |
| **F** | **GRAND TOTAL** | **877** | **1184** | **1218** | **1244** | **1193** | **1088** | **882** | **721** | **780** | **827** | **707** | **737** |
| **G** | **Total Apportioned transmission losses** | **48** | **55** | **69** | **62** | **53** | **36** | **36** | **44** | **47** | **34** | **29** | **42** |
| **H** | **Total energy input to Distribution Company system (F-G)** | **829** | **1129** | **1149** | **1182** | **1141** | **1052** | **845** | **677** | **732** | **792** | **679** | **696** |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED** **Form-F1b**

**Energy Balance**

| | Particulars | Calculation | PY FY 12 | | CY FY 13 | | EY FY14 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | % | MU | % | MU | % | MU |
| 1 | **Energy Sales** | | | | | | | |
| | a) LT Sales | A1 | 78% | 6992 | 74% | 6752 | 74% | 7021 |
| | b) HT Sales at 11kV | A2 | 16% | 1441 | 18% | 1650 | 18% | 1717 |
| | c) HT Sales at 33kV | A3 | 6% | 585 | 8% | 722 | 8% | 763 |
| | c) EHT Sales | A4 | | | | | | |
| | **Total Energy Sales** | **A** | **100%** | **9018** | **100%** | **9125** | **100%** | **9501** |
| 2 | **Distribution Losses** | | | | | | | |
| | a) Distribution losses at 33kV level above | B1 | 1.69% | 10 | 1.67% | 12 | 1.65% | 13 |
| | b) Distribution losses in HT 11kV and LT system combined | B2 | 18.18% | 1874 | 17.03% | 1725 | 16.16% | 1684 |
| | **Total Distribution Losses** | **B** | **17.28%** | **1884** | 16.00% | **1737** | 15.15% | **1697** |
| 3 | **Energy requirement at T-D boundary** | | | | | | | |
| | a) 11kV and LT energy requirement combined | C1 = (A1+A2)/(1-B) | | 10307 | | 10128 | | 10422 |
| | b) HT 33kV energy requirement | C2 = A3/(1-B1) | | 595 | | 734 | | 776 |
| | **Total energy requirement at T-D boundary** | **C = C1 + C2** | | **10902** | | **10862** | | **11197** |
| 4 | **Intra-State Transmission Losses** | **D** | **1.24%** | **137** | 1.22% | **134** | 1.21% | **137** |
| 5 | Energy requirement of EHT consumers | E = A4/(1-D) | | 0 | | 0 | | 0 |
| 6 | Energy Requirement of Distribution system consumers after grossing up for Intra-State Transmission losses | F = C + D | | **11039** | | **10996** | | **11334** |
| 7 | **Energy Requirement of Distribution Licensee** | **G = E + F** | | **11039** | | **10996** | | **11334** |
| 8 | **Inter-State Transmission Losses** | **H** | **3.02%** | **418** | **3.11%** | **353** | **4.99%** | **595** |
| 9 | **Total Energy requirement** | **I = G+H** | | **11457** | | **11349** | | **11929** |
| 10 | **Total Energy available** | **J** | | **13851** | | **15120** | | **19671** |
| 11 | **Surplus / (Deficit)** | **J - I** | | **2393** | | **3771** | | **7742** |
| | Note: For FY 2012-13 and FY 2013-14 Distribution Loss has been computed in accordance with revised norms in MYT Regulations, 2011 | | | | | | | |

Figures may not tally due to rounding off

| BSES RAJDHANI POWER LIMITED | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Transmission and Wheeling Charges | | | | | Form F1C |
| | | PY | | CY | EY |
| | | FY 2011-12 | | FY 2012-13 | FY 2013-14 |
| Sl. No. | Particulars | Total charges (Rs.Crs.) | DERC order (Rs Cr) | Total charges (Rs.Crs.) | Total charges (Rs.Crs.) |
| 1 | Intra State Transmission (DTL) Charges | 477 | 475 | 296 | 251 |
| 2 | Wheeling Charges Payable to Other Distribution Lisencee | | | | |
| 3 | SLDC Charges and Fees | | | 3 | 3 |
| | | 477 | 475 | 299 | 254 |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**UI Charges details for Past / Current Year (FY08 - FY12)** **Form No: F1d**

| Year | Month | Units over-drawn | Units under-drawn | Total UI Payable | Additional UI Charges | UI Receivable |
|---|---|---|---|---|---|---|
| FY 2011-12 | April | 0 | 73.27 | 0 | 0 | 21.27 |
| FY 2011-12 | May | 0 | 54.84 | 0 | 0 | 11.15 |
| FY 2011-12 | June | 0 | 19.36 | 0 | 0 | 7.06 |
| FY 2011-12 | July | 0 | 90.46 | 0 | 0 | 27.24 |
| FY 2011-12 | August | -0.44 | 24.87 | -0.24 | 0 | 7.03 |
| FY 2011-12 | September | 15.76 | 8.74 | 2.99 | 0 | 5.02 |
| FY 2011-12 | October | 14.69 | 7.52 | 19.55 | 0 | 0.88 |
| FY 2011-12 | November | 0.00 | 19.92 | 0.00 | 0 | 3.97 |
| FY 2011-12 | December | 18.47 | 2.65 | 8.56 | 0 | 1.03 |
| FY 2011-12 | January | 42.06 | 0.00 | 12.83 | 0 | 0.00 |
| FY 2011-12 | February | 44.47 | 0.00 | 13.86 | 0 | 0.00 |
| FY 2011-12 | March | 30.51 | 1.34 | 9.58 | 0 | 0.94 |
| | **Total** | **165.5** | **303.0** | **67.1** | **-** | **85.6** |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Inter State Transmission Charges** **Form No: F1e**

| Sl.No. | Lines/ Links/ Region | PY | CY | EY |
|---|---|---|---|---|
| | | FY 12 | FY 13 | FY 14 |
| | | Transmission Charges payable (Rs. Crs.) | Transmission Charges payable (Rs. Crs.) | Transmission Charges payable (Rs. Crs.) |
| | | | | |
| A | NR | 370.2 | 352.9 | 388.2 |
| | PGCIL | 370.2 | 352.9 | 388.2 |
| B | OTHERS | | | |
| C | TOTAL | **370.2** | **352.9** | **388.2** |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Gross Fixed Assets** **Form F2**

| | | Previous Year | | | | Current Year | | | Ensuing Year | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **FY11** | **FY12** | | | **FY13** | | | **FY14** | | |
| Sl.No | Particulars | GFA At End Of Year | Addition During Year | Adjustments & Deduction & assets not in use | At End Of Year | Addition During Year | Adjustments & Deduction & assets not in use | At End Of Year | Addition During Year | Adjustments & Deduction & assets not in use | At End Of Year |
| | | | | | | | | | | | |
| 1 | **Land & Land rights** | | - | | - | - | - | - | - | | - |
| | | | | | | | | | | | |
| 2 | **Building and Civil Works** | | | | | | | | | | |
| | OFFICES & SHOWROOMS | 162.4 | 0.21 | | 162.6 | 0.14 | | 162.7 | 0.24 | | 163.0 |
| | Temporary Structures | 1.4 | 0.03 | | 1.5 | 0.02 | | 1.5 | 0.03 | | 1.5 |
| | Pucca Roads | 0.6 | 0.00 | | 0.6 | 0.00 | | 0.6 | 0.00 | | 0.6 |
| | **Sub-Total** | 164.4 | **0.24** | | 164.6 | **0.16** | | 164.8 | **0.27** | | 165.1 |
| | | | | | | | | | | | |
| **3** | **Hydraulic Works** | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| **4** | **Other Civil Works** | | | | | | | | | | |
| **5** | **Plant & Machinery** | | | | | | | | | | |
| | Transformer +100kVA | 355.4 | 4.94 | | 360.3 | 3.28 | | 363.6 | 5.68 | | 369.3 |
| | Transformer -100kVA | 237.9 | 0.02 | | 237.9 | 0.01 | | 237.9 | 0.02 | | 237.9 |
| | Power Transformers and kiosks | - | | | - | | | - | | | - |
| | Distribution transformers and kiosks | - | | | - | | | - | | | - |
| | Other substation apparatus | - | | | - | | | - | | | - |
| | Switchgears, Control gear & Protection | 490.9 | 21.08 | | 512.0 | 14.02 | | 526.0 | 24.24 | | 550.2 |
| | Batteries | 11.7 | 0.22 | | 12.0 | 0.15 | | 12.1 | 0.26 | | 12.4 |
| | **Total** | 1,095.9 | **26.26** | | 1,122.1 | **17.46** | | 1,139.6 | **30.20** | | 1,169.8 |
| 6 | **Line Cable Networks etc.** | - | | | - | | | - | | | - |
| | Overhead lines upto 11kV | 605.3 | 5.64 | | 611.0 | 3.75 | | 614.7 | 6.49 | | 621.2 |
| | Undergound cables upto 11kV | 857.2 | 87.10 | | 944.3 | 57.90 | | 1,002.2 | 100.15 | | 1,102.4 |
| | LT lines, service connections, etc. | - | | | - | | | - | | | - |
| | Cable Duct System | - | | | - | | | - | | | - |
| | Metering equipment | - | | | - | | | - | | | - |
| | Others | - | | | - | | | - | | | - |
| | Sub-Total | - | | | - | | | - | | | - |
| | **Total** | 1,462.6 | **92.74** | | 1,555.3 | **61.65** | | 1,616.9 | **106.63** | | 1,723.6 |
| 7 | **Lightening Arrestors** | - | | | - | | | - | | | - |
| | Station type | - | | | - | | | - | | | - |
| | Pole type | - | | | - | | | - | | | - |
| | Synchronbous Conductor | - | | | - | | | - | | | - |
| | **Sub Total** | 20.2 | **0.08** | | 20.3 | **0.06** | | 20.3 | **0.10** | | 20.4 |
| 8 | Air Conditioning Plants | - | | | - | | | - | | | - |
| | Static | - | | | - | | | - | | | - |
| | Portable | - | | | - | | | - | | | - |
| | **Sub Total** | - | | | - | | | - | | | - |
| 9 | **Communication equipment** | 1.4 | **0.32** | | 1.7 | **0.21** | | 2.0 | **0.37** | | 2.3 |
| 10 | **Meters** | 410.1 | **77.45** | | 487.6 | **51.48** | | 539.1 | **89.05** | | 628.1 |
| 11 | **Vehicles** | 7.5 | **0.00** | | 7.5 | **0.00** | | 7.5 | **0.00** | | 7.5 |
| 12 | **Furniture & fixtures** | 4.9 | **0.72** | | 5.6 | **0.48** | | 6.1 | **0.82** | | 6.9 |
| 13 | **Office Equipments** | 6.1 | **0.30** | | 6.4 | **0.20** | | 6.6 | **0.34** | | 6.9 |
| 14 | **Assets Purchased in second hand** | - | | | - | | | - | | | - |
| 15 | **Assets of Partnership projects etc.** | - | | | - | | | - | | | - |
| 16 | **Assets taken over & pending final** | - | | | - | | | - | | | - |
| 17 | **Computers** | 35.5 | **1.61** | | 37.2 | **1.07** | | 38.2 | **1.85** | | 40.1 |
| 18 | **Motor and Pump** | 0.5 | **0.00** | | 0.5 | **0.00** | | 0.5 | **0.00** | | 0.5 |
| 19 | **Fault Locating Equipment** | 7.6 | **0.05** | | 7.6 | **0.03** | | 7.7 | **0.06** | | 7.7 |
| 21 | **Any other items** | 14.0 | **0.26** | | 14.3 | **0.17** | | 14.4 | **0.30** | | 14.7 |
| 22 | **Total (1 to 17 excluding 15)** | **3230.77** | **200.04** | **0.00** | **3430.81** | **132.97** | **0.00** | **3563.78** | **230.00** | **0.00** | **3793.78** |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Depreciation and provision for depreciation** **Form F2a**

| Sl.No | Particulars | Depreciation rate % | Previous Year | | | CY | | EY | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | FY11 | FY12 | | FY13 | | FY14 | |
| | | | Closing balance of depreciation (including AAD) | Additions | Closing balance of depreciation (including AAD) | Additions | Closing balance of depreciation (including AAD) | Additions | Closing balance of depreciation (including AAD) |
| | | | | | | | | | |
| 1 | **Land & Land rights** | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| | | | | | | | | | |
| 2 | **Building and Civil Works** | | | | | | | | |
| | OFFICES & SHOWROOMS | 1.80% | 83.7 | 2.9 | 86.6 | 3.7 | 90.3 | 3.7 | 94.0 |
| | Temporary Structures | 18.00% | 3.7 | 0.3 | 4.0 | 0.3 | 4.3 | 0.3 | 4.6 |
| | Pucca Roads | | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 0.1 |
| | **Sub-Total** | | 87.5 | 3.2 | 90.7 | 4.0 | 94.6 | 4.0 | 98.6 |
| | | | | | | | | | |
| 3 | **Hydraulic Works** | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| | | | | | | | | | |
| 4 | **Other Civil Works** | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 0.1 |
| 5 | **Plant & Machinery** | | | | | | | | |
| | Transformer +100kVA | 3.60% | 146.9 | 12.9 | 159.8 | 22.7 | 182.5 | 24.7 | 207.2 |
| | Transformer -100kVA | 3.60% | 54.4 | 8.6 | 62.9 | 12.2 | 75.1 | 12.3 | 87.3 |
| | Power Transformers and kiosks | | | | | | | | |
| | Distribution transformers and kiosks | | | | | | | | |
| | Other substation apparatus | | | | | | | | |
| | Switchgears, Control gear & Protection | 3.60% | 185.5 | 18.1 | 203.5 | 25.8 | 229.4 | 28.2 | 257.5 |
| | **Batteries** | 18.00% | 29.3 | 2.1 | 31.5 | 2.2 | 33.7 | 2.4 | 36.1 |
| | Others | | | | | | | | |
| 6 | **Sub-Total** | | 416.1 | 41.6 | 457.7 | 62.9 | 520.6 | 67.6 | 588.2 |
| | Total | | | | | | | | |
| | Line Cable Networks etc. | | | | | | | | |
| | Overhead lines upto 11kV | 3.60% | 367.3 | 21.9 | 389.2 | 28.5 | 417.6 | 28.9 | 446.5 |
| | Undergound cables upto 11kV | 2.57% | 220.8 | 23.1 | 244.0 | 26.1 | 270.0 | 29.9 | 300.0 |
| | LT lines, service connections, etc. | | | | | | | | |
| | Cable Duct System | | | | | | | | |
| | Metering equipment | | | | | | | | |
| | **Others** | | | | | | | | |
| 7 | **Sub-Total** | | 588.1 | 45.0 | 633.1 | 54.5 | 687.7 | 58.8 | 746.5 |
| | Total | | | | | | | | |
| | Lightening Arrestors | | | | | | | | |
| | Station type | 3.60% | 12.5 | 0.7 | 13.2 | 0.6 | 13.9 | 0.6 | 14.5 |
| | **Pole type** | | | | | | | | |
| 8 | Synchronbous Conductor | | | | | | | | |
| | Sub Total | | 10.0 | 0.0 | 10.0 | 0.0 | 10.0 | 0.0 | 10.0 |
| | Air Conditioning Plants | | | | | | | | |
| | **Static** | | | | | | | | |
| | **Portable** | | | | | | | | |
| | **Sub Total** | | 0.0 | | 0.0 | | 0.0 | | 0.0 |
| 9 | **Communication equipment** | 6.00% | 0.2 | 0.1 | 0.3 | 2.0 | 2.2 | 2.0 | 4.2 |
| 10 | **Meters** | 6.00% | 153.8 | 26.9 | 180.7 | 29.4 | 210.1 | 32.1 | 242.2 |
| 11 | **Vehicles** | 18.00% | 9.1 | 1.4 | 10.5 | 2.4 | 12.9 | 2.8 | 15.6 |
| 12 | **Furniture & fixtures** | 6.00% | 5.2 | 0.3 | 5.5 | 0.4 | 5.9 | 0.4 | 6.3 |
| 13 | **Office Equipments** | 6.00% | 3.1 | 0.4 | 3.5 | 0.5 | 3.9 | 0.5 | 4.5 |
| 14 | **Assets Purchased in second hand** | | 0.0 | | 0.0 | | 0.0 | | 0.0 |
| 15 | **Assets of Partnership projects etc. (included in above heads)** | | 0.0 | | 0.0 | | 0.0 | | 0.0 |
| 16 | **Assets taken over & pending final valuation** | | 0.0 | | 0.0 | | 0.0 | | 0.0 |
| **17** | **Computers** | 6.00% | 9.2 | 2.2 | 11.4 | 1.9 | 13.3 | 2.9 | 16.2 |
| **18** | **Motor and Pump** | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.1 | 0.2 |
| **19** | Fault Locating Equipment | 18.00% | 12.1 | 1.4 | 13.5 | 1.3 | 14.7 | 1.3 | 16.1 |
| 20 | Any other items | 3.60% | 3.7 | 0.5 | 4.2 | 0.5 | 4.7 | 0.5 | 5.2 |
| 21 | Total (1 to 20 excluding 14) | | **1734.5** | **123.8** | **2018.6** | **160.3** | **2352.5** | **173.6** | **2526.1** |

Numbers may not change due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Calculation for Advance Against Depreciation** **Form F2a(i)**

All figures in Rs. Crore

| | PY | CY | EY |
|---|---|---|---|
| **Particulars** | **FY12** | **FY13** | **FY14** |
| | | | |
| 1/10th of Loan(s) - A | 207.89 | **Same as in MYT Order dated July 13, 2012** | |
| | | | |
| Repayment of the Loan(s) as considered for working out Interest on Loan - B | 193.89 | | |
| **Minimum of A and B** | 193.89 | | |
| Less: Depreciation during the year | 86.64 | | |
| Excess of Min of (A,B) over Depreciation | 107.3 | | |
| | | | |
| Cumulative Repayment of the Loan(s) as considered for working out Interest on Loan | 1112.9 | | |
| Less: Cumulative Depreciation | 1005.7 | | |
| Excess of (C) over (D) | 107.3 | | |
| Advance Against Depreciation | 107.3 | 0.0 | 0.0 |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited**

**Investment Plan - Master** **Form-2b**

| Category | Status | | Previous Year | | | | Current Year |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | FY 2007-08 | FY 2008-09 | FY 2009-10 | FY 2010-11 | FY 2011-12 |
| EHV Schemes | Submission | No of Schemes | 12 | 56 | 30 | 51 | 57 |
| | | Cost in RsCrs | 94 | 116 | 167 | 194 | 307 |
| | Approval | No of Schemes | 12 | 55 | 23 | 11 | 12 |
| | | Cost in RsCrs | 92 | 96 | 79 | 59 | 115 |
| Distribution Schemes | Submission | No of Schemes | 780 | 1232 | 2561 | 1907 | 1167 |
| | | Cost in RsCrs | 203 | 233.3 | 475 | 466 | 258 |
| | Approval | No of Schemes | 780 | 1229 | 1328 | 579 | 551 |
| | | Cost in RsCrs | 174 | 186.7 | 183 | 178 | 86 |
| Other Schemes | Submission | No of Schemes | NA | NA | NA | NA | NA |
| | | Cost in RsCrs | 51 | 193 | 137 | 156 | 122 |
| | Approval | No of Schemes | 0 | NA | 0 | NA | 0 |
| | | Cost in RsCrs | 2 | 33 | 2 | 17 | 13 |
| Deposit Schemes | Submission | No of Schemes | 25 | 7 | 16 | 9 | 12 |
| | | Cost in RsCrs | 92 | 8 | 87 | 24 | 85 |
| | Approval | No of Schemes | 24 | 5 | 15 | 9 | 12 |
| | | Cost in RsCrs | 75 | 6 | 79 | 24 | 84 |
| Total | Submission | No of Schemes | 817 | 1295 | 2607 | 1967 | 1236 |
| | | Cost in RsCrs | 440 | 550 | 867 | 839 | 772 |
| | Approval | No of Schemes | 816 | 1289 | 1366 | 599 | 575 |
| | | Cost in RsCrs | 342 | 322 | 343 | 278 | 298 |
| Total Schemes | | % Approval (Cost Only) | **78%** | **58%** | **40%** | **33%** | **39%** |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED** — **All figures in Rs. Crore**

**Capitalisation from FY 2007-08 to FY 2013-14** — **Form F2b(i)**

| S. No | Particulars | FY 2007-08 | FY 2008-09 | FY 2009-10 | FY 2010-11 | FY 2011-12 | FY 2012-13 | FY 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | TRANSFORMERS +100KVA | 19.47 | 64.76 | 24.96 | 36.66 | 5.53 | 3.28 | 5.68 |
| 2 | TRANSFORMERS -100KVA | 1.19 | 42.48 | 0.89 | 1.98 | 0.02 | 0.01 | 0.02 |
| 3 | SWITCHGEAR | 40.36 | 103.39 | 50.34 | 42.92 | 23.61 | 14.02 | 24.24 |
| 4 | LIGHTNING ARRESTOR | 0.02 | 7.20 | 0.16 | 0.04 | 0.09 | 0.06 | 0.10 |
| 5 | BATTERIES | 0.02 | 1.15 | 0.40 | 0.82 | 0.25 | 0.15 | 0.26 |
| 6 | UNDERGROUND CABLES | 34.04 | 102.89 | 107.65 | 98.42 | 97.52 | 57.90 | 100.15 |
| 7 | OVERHEAD LINES | 24.58 | 176.15 | 33.60 | 8.41 | 6.32 | 3.75 | 6.49 |
| 8 | ENERGY METERS | 51.82 | 126.27 | 41.01 | 29.10 | 86.72 | 51.48 | 89.05 |
| 9 | VEHICLES | 0.08 | 0.91 | 0.19 | 1.33 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 10 | FURNITURE & FIXTURES | 0.99 | 0.61 | 0.23 | 0.36 | 0.80 | 0.48 | 0.82 |
| 11 | OFFICE EQUIPMENT | 0.23 | 0.29 | 0.70 | 0.61 | 0.33 | 0.20 | 0.34 |
| 12 | COMPUTERS | 0.43 | 1.42 | 1.16 | 10.88 | 1.80 | 1.07 | 1.85 |
| 13 | MOTORS / PUMPS etc. | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.51 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 14 | COMMUNICATION EQUIPMENT | 0.07 | 0.19 | 0.36 | 0.56 | 0.36 | 0.21 | 0.37 |
| 15 | OFFICES & SHOWROOMS | 8.32 | 5.06 | 1.88 | 0.75 | 0.24 | 0.14 | 0.24 |
| 16 | TEMPORARY STRUCTURES | 0.01 | 0.11 | 0.00 | 0.00 | 0.03 | 0.02 | 0.03 |
| 17 | PUCCA ROADS | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 18 | FAULT LOCATING EQUIPMENTS | 0.00 | 0.16 | 0.16 | 0.27 | 0.06 | 0.03 | 0.06 |
| 19 | MISC. EQUIPMENTS | 0.03 | 0.20 | 0.22 | 0.64 | 0.29 | 0.17 | 0.30 |
| **20** | **Total** | **181.68** | **633.25** | **263.92** | **234.27** | **223.97** | **132.97** | **230.00** |

Excludes the following: Consumer Contribution capitalised during FY

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Year-wise Capital Expenditure** **Form F2b(ii)**

Rs Crores

| Details of capital expenditure | | | | | | SOURCE OF FINANCING FOR CAPEX DURING THE YEAR | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| S. No | Year of Start | Opening WIP | Capex during the year | Capitalisation during FY | Closing WIP | Equity component of capex in year | | Capital Subsidies / grants component | Consumer Contribution component | Loan |
| | | | | | | Internal Accrual (from free reserves and surplus) | Equity infused* | | | |
| **1** | **FY 2007-08** | 1157 | 125 | 205 | 1078 | 125 | - | | 23.3 | 56.7 |
| **2** | **FY 2008-09** | 1078 | 267 | 683 | 662 | 208 | - | | 49.3 | 425.3 |
| **3** | **FY 2009-10** | 662 | 305 | 306 | 661 | 79 | - | | 42.4 | 185.3 |
| 4 | **FY 2010-11** | 661 | 302 | 291 | 672 | 68 | - | | 56.7 | 166.1 |
| **5** | **FY 2011-12** | 672 | 207 | 213 | 665 | 73 | - | | 13.3 | 127.5 |
| **6** | **FY 2012-13** | 665 | 300 | 484 | 481 | 132.1 | | | 43.2 | 308.3 |
| **7** | **FY 2013-14** | 481 | 300 | 300 | 481 | 81.4 | | | 28.6 | 190.0 |

* Equity Infusion of Rs.480 Crore was for meeting Revenue Gap

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Year-wise Capital Expenditure** **Form F2b(ii)-loan**

| Details of capital expenditure - scheme- | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Name of scheme | Nature of Project (Select appropriate code from | Year of Start | Debt Component of capex in year<br><br>Loan Source | Loan Amount (Rs Cr) |
| FY 2011-12 | | | Borrowing from FI/ Banks | 140.02 |
| FY 2012-13 | | | Borrowing from FI/ Banks | 308.24 |
| FY 2013-14 | | | Borrowing from FI/ Banks | 190.01 |
| | | | | |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Name of Distribution Licensee**

**Financing of capitalised works** **Form F2b(iii)**

All figures in Rs. Crore

| Particulars | Previous Year | Previous Yea | Previous Year | Previous Yea | Previous Year | Current Year | Ensuing Year |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | FY08 | FY09 | FY10 | FY11 | FY12 | FY13 | FY14 |
| **Amount Capitalised in Work/Equipment** | 204.99 | 682.54 | 306.32 | 290.98 | 213.37 | 483.50 | 300.00 |
| | | | | | | | |
| **Financing Details:-** | | | | | | | |
| Commercial Borrowing | 24.23 | 225.57 | 171.53 | 163.99 | 140.02 | 308.24 | 190.01 |
| Loan-2 | | | | | | | |
| Loan-3 | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| **Total Loan Amount** | **24.23** | **225.57** | **171.53** | **163.99** | **140.02** | **308.24** | **190.01** |
| | | | | | | | |
| Equity | | | | | | | |
| Internal Resources | 10.38 | 96.67 | 73.51 | 70.28 | 60.01 | 132.10 | 81.43 |
| Consumer Contribution | 2.64 | 38.62 | 39.61 | 56.71 | 13.33 | 43.15 | 28.56 |
| Capital Subsidies / Grants | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| **Grand Total** | **37.26** | **360.87** | **284.65** | **290.98** | **213.37** | **483.50** | **300.00** |
| | - | - | - | - | - | - | - |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Capital Works in Progress - Summary Statement** **Form No: F2C**

All figures in Rs. Crore

| SL. No. | Particulars | PY FY08 | PY FY09 | PY FY10 | PY FY11 | PY FY12 | CY FY13 | EY FY14 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A | Opening Balance of CWIP | 1,157.30 | 1,077.5 | 662.3 | 660.8 | 671.7 | 664.8 | 481.3 |
| B | Fresh Investment during the year | 125.20 | 267.37 | 304.81 | 301.84 | 206.51 | 300.00 | 300.00 |
| C | Investment capitalised out of opening CWIP | 167.73 | 321.67 | 21.67 | - | - | 333.50 | 150.00 |
| D | Investment capitalised out of fresh investment | 37.26 | 360.87 | 284.65 | 290.98 | 213.37 | 150.00 | 150.00 |
| | **Total Capitalisation during the year (C+D)** | **204.99** | **682.54** | **306.32** | **290.98** | **213.37** | **483.50** | **300.00** |
| | **Closing Balance of CWIP (A + B - C - D)** | **1,077.51** | **662.35** | **660.84** | **671.70** | **664.85** | **481.35** | **481.35** |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Details of Expenses Capitalised** **Form No: F2d**

All figures in Rs Crores

| Sl.No. | Particulars | PY | PY | PY | PY | PY | CY | EY |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | FY08 | FY09 | FY10 | FY11 | FY12 | FY13 | FY14 |
| | | | | | | | | |
| 1 | Interest & Finance charges Capitalised | - | - | - | - | - | As per MYT Order dated July 13, 2012 | |
| | | | | | | | | |
| 2 | Other expenses capitalised: | | | | | | | |
| | a. Employee expenses | 7.64 | 10.28 | 5.67 | 8.32 | 12.79 | | |
| | b. A&G Expenses | | | | | | | |
| | c. Others, if any | | | | | | | |
| | **Total of 2** | **7.64** | **10.28** | **5.67** | **8.32** | **12.79** | | |
| | | | | | | | | |
| | **Grand Total (1+2)** | | | | | | | |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Statement of Assets Not in Use** **Form No: F2e**

**Note:- Year-wise Information to be provided for FY03-FY15**

All figures in Rs Crores

| Sl. No. | Asset details | Date of Acquisition/Installation | Historical Cost/Cost of Acquisition | Date of withdrawal from operations | Cumulative depreciation recovered ( if any ) | Proposed residual value can be recovered ( if any) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | NIL | | | |
| | Total | | | | | |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED** — **All figures in Rs. Crore**

**Contributions, Grants and subsidies towards Cost of Capital Assets** — **Form No: F2f**

| Sl No | Particulars | PY FY12 | | CY FY13 | | EY FY14 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Additions during the Year | Balance at the end of the Year | Additions during the Year | Balance at the end of the Year | Additions during the Year | Balance at the end of the Year |
| | | | | | | | |
| 1 | Consumer Contribution Towards Cost Of Capital Assets* | 88.3 | 414.2 | As per MYT Order dated July 13, 2012 | | | |
| | **Sub-Total** | **-** | **414.2** | | | | |
| | | | | | | | |
| 1 | Subsidies Towards Cost Of Capital Assets | | - | | | | |
| 2 | Grant Towards Cost Of Capital Assets | | - | | | | |
| | **Sub-Total** | - | - | | | | |
| | | | | | | | |
| | **Total** | **-** | **414.2** | | | | |

***Consumer contribution received during FY**

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Form-F3**

**Summary statement of Interest & Finance Charges**

| S. No | Particulars | FY 12 | FY 13 | FY 14 |
|---|---|---|---|---|
| | In Rs Crores | | | |
| 1 | Interest Expense related to borrowings | 531.96 | As per Assumptions | |
| 2 | Other Interest | 29.53 | | |
| 3 | Other Borrowing Costs | 21.27 | | |
| 4 | Net Foreign Exchange (Gain)/Loss | 0.01 | | |
| **5** | **Total** | **582.77** | | |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited**

**Summary statement of Interest & Finance Charges** **Form F3**

| | | | Particulars | FY08 | FY09 | FY10 | FY 11 | FY 12 | FY 13 | FY 14 | FY 15 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | In Rs Crores | MYT Period | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| A | I | | Interest charges on State Govt. Loans, Bonds And Advances | | | | | | | | |
| | | 1 | State Government Loans | | | | | | | | |
| | | 2 | Bonds | | | | | | | | |
| | | 3 | Foreign Currency Loans / Credits | | | | | | | | |
| | | 4 | Debentures | | | | | | | | |
| | | | **Total of I** | **0.0** | **0.0** | **0.0** | **0.0** | **0.0** | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| | II | | **Interest on Long Term Loans / Credits from the FIs/banks/organisations approved by the State Government** | | | | | | | | |
| | | 1 | Secured | **174.0** | **212.7** | **234.8** | **370.5** | **473.1** | | | |
| | | | APDRP | 2.1 | 2.0 | 2.0 | 2.6 | 2.0 | | | |
| | | | Term Loans | 171.5 | 203.9 | 226.7 | 362.1 | 466.1 | | | |
| | | | Interest on loan for SVRS | 0.4 | 6.8 | 6.1 | 5.8 | 5.0 | | | |
| | | 2 | Un-secured | **0.0** | **0.0** | **11.1** | **35.3** | **44.8** | | | |
| | | | DPCL PSF | | | 10.0 | 35.3 | 44.8 | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| | | 3 | Intercompany deposit | | | 1.1 | | | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| | | | **Total of II** | **174.0** | **212.7** | **245.8** | **405.8** | **517.9** | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| | III | | **Total of A : I + II** | **174.0** | **212.7** | **245.8** | **405.8** | **517.9** | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| B | | | **Cost of raising finance & Bank Charges on project loans** | | | | | | | | |
| | | | **Other Interest** | **0.0** | **0.5** | **0.6** | **0.1** | **0.0** | | | |
| C | | | **Grand Total Of Interest & Finance Charges: A + B** | **174.0** | **213.2** | **246.4** | **405.8** | **518.0** | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| D | | | **Less: Interest & Finance Charges Chargeable to Capital Account** | **0.0** | **0.0** | **12.7** | **14.6** | **13.9** | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| E | | | **Net Total Of Interest & Finance Charges on Project Loans C-D** | **174.0** | **213.2** | **233.7** | **391.2** | **504.1** | | | |
| F | | | **Interest on Working Capital Loans** | **16.8** | **15.3** | **20.1** | **17.4** | **27.9** | | | |
| H | | | **Interest on Consumer Security Deposit** | **9.3** | | | | | | | |
| I | | | **Total interest and finance charges chargeable to revenue account (E+F+G+H)** | **200.1** | **228.5** | **253.8** | **408.6** | **532** | **285.9** | **349.5** | **413.1** |

**AS PER ASSUMPTIONS**

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES Rajdhani Power Limited**

**Loan master for all loans outstanding as on 1.4.2007** **Form No: F3b**

**FY-2007-2008** **(Rs. Crores)**

| | Bank Name | Opening Balance | Amount Availed | Amount Re-Paid | Balance | Purpose of Loan |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Bank of Baroda | 260.00 | 90.00 | - | 350.00 | CAPEX |
| 2 | Corporation Bank | - | 50.00 | - | 50.00 | CAPEX |
| 3 | IDBI -SVRS LOAN | - | 64.00 | - | 64.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| 4 | IDBI bank ltd | - | 50.00 | - | 50.00 | CAPEX |
| 5 | State Bank of Patiala | - | 50.00 | - | 50.00 | CAPEX |
| 6 | State Bank of Travancore | - | 50.00 | - | 50.00 | CAPEX |
| 7 | Punjab National bank | 450.00 | 50.00 | 15.63 | 484.37 | CAPEX |
| 8 | IDBI-DPCL LOAN | 690.00 | - | 38.33 | 651.67 | |
| 9 | HDFC BANK LTD | 35.00 | - | - | 35.00 | |
| 10 | Federal Bank | 100.00 | - | - | 100.00 | |
| | Grand Total | 1,535.00 | 404.00 | 53.96 | 1,885.04 | |

**FY-2008-2009** **(Rs. Crores)**

| | Bank Name | Opening Balance | Amount Availed | Amount Re-Paid | Balance | Purpose of Loan |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Bank of Baroda | 350.00 | - | 40.32 | 309.68 | |
| 2 | Corporation Bank | 50.00 | - | 3.30 | 46.70 | |
| 3 | IDBI -SVRS LOAN | 64.00 | - | 2.67 | 61.33 | |
| 4 | IDBI bank ltd | 50.00 | 150.00 | 6.25 | 193.75 | CAPEX |
| 5 | State Bank of Patiala | 50.00 | - | 2.50 | 47.50 | |
| 6 | State Bank of Travancore | 50.00 | - | 3.13 | 46.88 | |
| 7 | Punjab National bank | 484.37 | 0.87 | 62.52 | 422.72 | |
| 8 | IDBI-DPCL LOAN | 651.67 | - | 76.67 | 575.00 | |
| 9 | HDFC BANK LTD | 35.00 | - | - | 35.00 | |
| 10 | Federal Bank | 100.00 | - | 100.00 | - | |
| 11 | Punjab National bank | - | 150.00 | - | 150.00 | CAPEX |
| 12 | DPCL PSF LOAN | - | 50.00 | - | 50.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| 13 | Bank Of Baroda | - | 100.00 | - | 100.00 | CAPEX |
| | Grand Total | 1,885.04 | 450.87 | 297.35 | 2,038.56 | |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES Rajdhani Power Limited**

**Loan master for all loans outstanding as on 1.4.2007** **Form No: F3b**

**FY-2009-2010** **(Rs. Crores)**

| | Bank Name | Opening Balance | Amount Availed | Amount Re-Paid | Balance | Purpose of Loan |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Bank of Baroda | 309.68 | - | 45.16 | 264.52 | CAPEX |
| 2 | Corporation Bank | 46.70 | - | 6.60 | 40.10 | CAPEX |
| 3 | IDBI -SVRS LOAN | 61.33 | - | 8.01 | 53.32 | CASH FLOW MISMATCH |
| 4 | IDBI | 193.75 | - | 18.75 | 175.00 | CAPEX |
| 5 | State Bank of Patiala | 47.50 | - | 10.00 | 37.50 | CAPEX |
| 6 | State Bank of Travancore | 46.88 | - | 6.25 | 40.63 | CAPEX |
| 7 | Punjab National bank | 422.72 | - | 62.52 | 360.20 | CAPEX |
| 8 | IDBI-DPCL | 575.00 | - | 76.67 | 498.33 | CASH FLOW MISMATCH |
| 9 | HDFC | 35.00 | - | 17.50 | 17.50 | CASH FLOW MISMATCH |
| 10 | Federal Bank | - | - | - | - | CAPEX |
| 11 | Punjab National bank | 150.00 | - | - | 150.00 | CAPEX |
| 12 | DPCL | 50.00 | 402.00 | 352.00 | 100.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| 13 | Bank Of Baroda | 100.00 | - | 100.00 | - | CAPEX |
| 14 | Punjab National bank-STL | | 250.00 | - | 250.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| 15 | Punjab National bank-3 | | 200.00 | - | 200.00 | CAPEX |
| 16 | IDBI-Corp Loan | | 50.00 | - | 50.00 | CAPEX |
| 17 | Bank Of Baroda | | 100.00 | - | 100.00 | CAPEX |
| 18 | Axis bank-1 | | 75.00 | - | 75.00 | CAPEX |
| 19 | Axis bank-2 | | 125.00 | - | 125.00 | CAPEX |
| 20 | State Bank of Hyderabad | | 50.00 | - | 50.00 | CAPEX |
| 21 | Bank Of Baroda | | 100.00 | 100.00 | - | SHORT TERM LOAN |
| 22 | State Bank Of Mysore | | 40.00 | - | 40.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| | **Grand Total** | **2,038.56** | **1,392.00** | **803.46** | **2,627.10** | |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES Rajdhani Power Limited**

**Loan master for all loans outstanding as on 1.4.2007** **Form No: F3b**

**FY-2010-2011** **(Rs. Crores)**

| | Bank Name | Opening Balance | Amount Availed | Amount Re-Paid | Balance | Purpose of Loan |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Bank of Baroda | 264.52 | - | 45.16 | 219.35 | CAPEX |
| 2 | Corporation Bank | 40.10 | - | 6.60 | 33.50 | CAPEX |
| 3 | IDBI -SVRS LOAN | 53.32 | - | 10.68 | 42.64 | CASH FLOW MISMATCH |
| 4 | IDBI | 175.00 | - | 25.00 | 150.00 | CAPEX |
| 5 | State Bank of Patiala | 37.50 | - | 10.00 | 27.50 | CAPEX |
| 6 | State Bank of Travancore | 40.63 | - | 6.25 | 34.38 | CAPEX |
| 7 | Punjab National bank | 360.20 | - | 62.52 | 297.68 | CAPEX |
| 8 | IDBI-DPCL | 498.33 | - | 76.67 | 421.67 | CASH FLOW MISMATCH |
| 9 | HDFC | 17.50 | - | 17.50 | - | CASH FLOW MISMATCH |
| 11 | Punjab National bank | 150.00 | - | 4.84 | 145.16 | CAPEX |
| 12 | DPCL | 100.00 | 400.00 | 100.00 | 400.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| 14 | Punjab National bank-STL | 250.00 | - | 250.00 | - | CASH FLOW MISMATCH |
| 15 | Punjab National bank-3 | 200.00 | - | - | 200.00 | CAPEX |
| 16 | IDBI-Corp Loan | 50.00 | 30.00 | - | 80.00 | CAPEX |
| 17 | Bank Of Baroda | 100.00 | - | - | 100.00 | CAPEX |
| 18 | Axis bank-1 | 75.00 | - | - | 75.00 | CAPEX |
| 19 | Axis bank-2 | 125.00 | - | 53.13 | 71.88 | CAPEX |
| 20 | State Bank of Hyderabad | 50.00 | - | - | 50.00 | CAPEX |
| 22 | State Bank Of Mysore | 40.00 | 40.00 | 40.00 | 40.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| 23 | South Indian bank | - | 200.00 | - | 200.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| 24 | Indian bank | - | 150.00 | - | 150.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| 25 | Dena Bank mumbai | - | 150.00 | - | 150.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| 26 | State Bank Of Mysore | - | 82.00 | - | 82.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| 27 | Allahabad Bank | - | 200.00 | - | 200.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| 28 | Federal Bank | - | 150.00 | - | 150.00 | CAPEX |
| 29 | State Bank of Hyderabad | - | 50.00 | - | 50.00 | CAPEX |
| 30 | Dena Bank Delhi | - | 100.00 | - | 100.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| 31 | Karnataka bank | - | 50.00 | 2.08 | 47.92 | CASH FLOW MISMATCH |
| 32 | Bank Of Baroda | - | 150.00 | - | 150.00 | CAPEX |
| 33 | Karnataka bank new | - | 25.00 | - | 25.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| 34 | Punjab National bank-New | - | 150.00 | - | 150.00 | CAPEX |
| 35 | Bank of India | - | 20.00 | - | 20.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| | | - | - | - | | |
| | **Grand Total** | **2,627.10** | **1,947.00** | **710.42** | **3,863.67** | |

**FY-2011-12** **(Rs. Crores)**

| | Bank Name | Opening Balance | Amount Availed | Amount Re-Paid | Balance | Purpose of Loan |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Bank of India | 20.00 | 180.00 | - | 200.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| 2 | IDBI | - | 1,152.00 | - | 1,152.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| 3 | Karnataka bank | 25.00 | 25.00 | - | 50.00 | CASH FLOW MISMATCH |
| | **Grand Total** | **45.00** | | | | |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES Rajdhani Power Limited**

**Loan master for all loans outstanding as on 1.4.2007** **Form No: F3c**

**FY-2007-2008**

| | Bank Name | Opening Balance | Amount Availed | Amount Re-Paid | Balance | Interest | Sum of daily Bal | ROI |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Bank of Baroda | 2600000000 | 900000000 | | 3500000000 | 372033426 | 1,190,100,000,000.00 | 11.41% |
| 2 | Corporation Bank | - | 500000000 | | 500000000 | 14465755 | 48,000,000,000.00 | 11.00% |
| 3 | IDBI bank ltd | - | 500000000 | | 500000000 | 770548 | 2,500,000,000.00 | 11.25% |
| 4 | State Bank of Patiala | - | 500000000 | | 500000000 | 5876712 | 19,500,000,000.00 | 11.00% |
| 5 | State Bank of Travancore | - | 500000000 | | 500000000 | 18534247 | 61,000,000,000.00 | 11.09% |
| 6 | Punjab National bank | 4,500,000,000 | 500000000 | 156300000 | 4843700000 | 539374074 | 1,794,343,700,000.00 | 10.97% |
| 7 | IDBI-DPCL LOAN | 6,900,000,000 | | 383,333,333 | 6516666667 | 618953631 | 2,469,050,000,049.00 | 9.15% |
| 8 | HDFC BANK LTD | 350,000,000 | | | 350000000 | 40326719 | 128,100,000,000.00 | 11.49% |
| 9 | Federal Bank | 1,000,000,000 | | | 1000000000 | 105146134 | 366,000,000,000.00 | 10.49% |
| | Grand Total | 15,350,000,000 | 3,400,000,000 | 539,633,333 | 18,210,366,667 | 1,715,481,246 | 6,078,593,700,049 | 10.30% |

**FY-2008-2009**

| | Bank Name | Opening Balance | Amount Availed | Amount Re-Paid | Balance | Interest | Sum of daily Bal | ROI |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Bank of Baroda | 3500000000 | | 403225806 | 3096774194 | 373675899 | 1,202,322,731,000.00 | 11% |
| 2 | Corporation Bank | 500,000,000 | | 33000000 | 467000000 | 57933226 | 180,850,000,000.00 | 12% |
| 3 | IDBI bank ltd | 500,000,000 | 1,500,000,000 | 62500000 | 1937500000 | 222226029 | 696,937,500,000.00 | 12% |
| 4 | State Bank of Patiala | 500,000,000 | | 25000000 | 475000000 | 56265420 | 181,550,000,000.00 | 11% |
| 5 | State Bank of Travancore | 500,000,000 | | 31250000 | 468750000 | 55717298 | 180,062,500,000.00 | 11% |
| 6 | Punjab National bank | 4,843,700,000 | 8,731,223.00 | 625200000 | 4227231223 | 530181798 | 1,679,172,100,000.00 | 12% |
| 7 | IDBI-DPCL LOAN | 6,516,666,667 | | 766666667 | 5750000000 | 622756762 | 2,196,116,947,000.00 | 10% |
| 8 | HDFC BANK LTD | 350,000,000 | | | 350000000 | 43494081.66 | 127,750,000,000.00 | 12% |
| 9 | Federal Bank | 1,000,000,000 | | 1000000000 | - | 65,311,883.00 | 212,550,000,000.00 | 11% |
| 10 | Punjab National bank | | 1,500,000,000 | | 1500000000 | 2567684 | 7,500,000,000.00 | 12% |
| 11 | Bank Of Baroda | | 1,000,000,000 | | 1000000000 | 294521 | 1,000,000,000.00 | 11% |
| | Grand Total | 18,210,366,667 | 4,008,731,223 | 2,946,842,473 | 19,272,255,417 | 2,030,424,602 | 6,665,811,778,000 | 11% |

**FY-2009-2010**

| | Bank Name | Opening Balance | Amount Availed | Amount Re-Paid | Balance | Interest | Sum of daily Bal | ROI |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Bank of Baroda | 3096774194 | | 451612903 | 2,645,161,290 | 304670890 | 1,036,339,192,000.00 | 10.7% |
| 2 | Corporation Bank | 467,000,000 | | 66,000,000 | 401,000,000 | 52975433 | 161,116,000,000.00 | 12.0% |
| 3 | IDBI | 1,937,500,000 | | 187,500,000 | 1,750,000,000 | 200049659 | 673,062,500,000.00 | 10.8% |
| 4 | State Bank of Patiala | 475,000,000 | | 100000000 | 375,000,000 | 44365062 | 155,814,232,050.00 | 10.4% |
| 5 | State Bank of Travancore | 468,750,000 | | 62500000 | 406,250,000 | 45649934 | 160,543,375,557.00 | 10.4% |
| 6 | Punjab National bank | 4,227,231,223 | | 625200000 | 3,602,031,223 | 483802844 | 1,455,417,284,038.00 | 12.1% |
| 7 | IDBI-DPCL | 5,750,000,000 | | 766,666,667 | 4,983,333,333 | 608300117 | 1,916,283,336,348.00 | 11.6% |
| 8 | HDFC | 350,000,000 | | 175,000,000 | 175,000,000 | 35044648.97 | 103,731,250,000.00 | 12.3% |
| 9 | Federal Bank | - | | | - | 0 | - | |
| 10 | Punjab National bank | 1,500,000,000 | | | 1,500,000,000 | 180626896 | 547,499,982,000.00 | 12.0% |
| 11 | Bank Of Baroda | 1,000,000,000 | | 1000000000 | - | 95421405 | 340828153104.68 | 10.2% |
| 12 | Punjab National bank-STL | | 2500000000 | | 2,500,000,000 | 68,320,547.00 | 226700000000.00 | 11.0% |
| 13 | Punjab National bank-3 | | 2000000000 | | 2,000,000,000 | 103,899,081.00 | 316000000000.00 | 12.0% |
| 14 | IDBI-Corp Loan | | 500,000,000 | | 500,000,000 | 4541096 | 13,000,000,000.00 | 12.8% |
| 15 | Bank Of Baroda | | 1,000,000,000 | | 1,000,000,000 | 0 | 0 | |
| 16 | State Bank of Hyderabad | | 500000000 | | 500,000,000 | 6703417 | 22250000000.00 | 11.0% |
| 17 | Bank Of Baroda | | 1000000000 | 1000000000 | - | 0 | 0 | |
| | Grand Total | 19,272,255,417 | 7,500,000,000 | 4,434,479,570 | 22,337,775,847 | 2,234,371,030 | 7,128,585,305,098 | 11.4% |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES Rajdhani Power Limited**

**Loan master for all loans outstanding as on 1.4.2007** **Form No: F3c**

**FY-2010-2011**

| | Bank Name | Opening Balance | Amount Availed | Amount Re-Paid | Balance | Interest | Sum of daily Bal | ROI |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Bank of Baroda | 2,645,161,290 | | 451,612,903.2 | 2,193,548,387 | 275,751,678 | 871,549,199,000.00 | 11.5% |
| 2 | Corporation Bank | 401,000,000 | | 66,000,000.0 | 335,000,000 | 47,057,919 | 137,026,000,000.00 | 12.5% |
| 3 | IDBI | 1,750,000,000 | | 250,000,000.0 | 1,500,000,000 | 196,490,533 | 581,812,500,000.00 | 12.3% |
| 4 | State Bank of Patiala | 375,000,000 | | 100,000,000.0 | 275,000,000 | 36,697,048 | 119,263,986,125.00 | 11.2% |
| 5 | State Bank of Travancore | 406,250,000 | | 62,500,000.0 | 343,750,000 | 40,075,434 | 137,775,993,635.00 | 10.6% |
| 6 | Punjab National bank | 3,602,031,223 | | 625,200,000.0 | 2,976,831,223 | 429,739,436 | 1,227,379,210,485.00 | 12.8% |
| 7 | IDBI-DPCL | 4,983,333,333 | | 766,666,666.7 | 4,216,666,667 | 539,163,587 | 1,636,450,007,638.00 | 12.0% |
| 8 | HDFC | 175,000,000 | | 175,000,000.0 | - | 13,320,077 | 38,718,750,000.00 | 12.6% |
| 9 | Punjab National bank | 1,500,000,000 | | 48,400,000.0 | 1,451,600,000 | 192,103,368 | 547,209,600,000.00 | 12.8% |
| 10 | Punjab National bank-STL | 2,500,000,000 | | 2,500,000,000.0 | - | 215,451,231 | 685000000000.00 | 11.5% |
| 11 | Punjab National bank-3 | 2,000,000,000 | | - | 2,000,000,000 | 256,286,953 | 730000000000.00 | 12.8% |
| 12 | IDBI-Corp Loan | 500,000,000 | 300,000,000 | - | 800,000,000 | 102,330,822 | 280,900,000,000.00 | 13.3% |
| 13 | Bank Of Baroda | 1,000,000,000 | | - | 1,000,000,000 | 115,953,353 | 366000000000.00 | 11.6% |
| 14 | State Bank of Hyderabad | 500,000,000 | | - | 500,000,000 | 61,421,252 | 182500000000.00 | 12.3% |
| 15 | Bank Of Baroda | | 1,500,000,000 | - | 1,500,000,000 | 37,326,140 | 111000000000.00 | 12.3% |
| 16 | Punjab National bank-New | | 1,500,000,000 | - | 1,500,000,000 | 32,881,597 | 95000000000.00 | 12.6% |
| | Grand Total | 22,337,775,847 | 3,300,000,000 | 5,045,379,570 | 20,592,396,277 | 2,592,050,428 | 7,747,585,246,883 | 12.2% |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES Rajdhani Power Limited** — **Rs. Crore**

**Working Capital Requirements** — **Form No: F4**

All figures in Rs Crores

| Sl. No. | Particulars | FY 08 | FY09 | FY 10 | FY 11 | FY12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Previous Years | | | | PY |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| A) | O&M expenses | | | | | |
| | R&M expenses | 72.08 | 90.84 | 110.04 | 129.57 | 139.73 |
| | A&G expenes | 65.31 | 68.35 | 71.54 | 74.88 | 75.24 |
| | Employee expenses | 144.01 | 159.07 | 294.63 | 212.59 | 212.91 |
| A) i) | Total of O&M expenses | 281.4 | 318.3 | 476.2 | 417.0 | 427.9 |
| A) ii) | 1/12th of total | 23.5 | 26.5 | 39.7 | 34.8 | 35.7 |
| | | | | | | |
| B) | Receivables | | | | | |
| B) i) | Annual Revenue | 2,890.0 | 3,222.7 | 3,594.5 | 3,980.2 | 4,584.1 |
| B) ii) | Receivables equivalent to 2 months average billing | 481.7 | 537.1 | 599.1 | 663.4 | 764.0 |
| | | | | | | |
| C) i) | Power Purchase expenses | 2,379.5 | 2,363.5 | 3,288.7 | 4,086.1 | 4,802.9 |
| C) ii) | 1/12th of power purchase expenses | 198.3 | 197.0 | 274.1 | 340.5 | 400.2 |
| | | | | | | |
| D) | Consumer Security Deposit | | | | | |
| | | | | | | |
| E) | Total Working capital | 306.8 | 366.7 | 364.7 | 357.6 | 399.4 |
| | A) ii) + B) ii) - C)ii) - D) | | | | | |

**Working Capital Requirements**

| Sl. No. | Particulars | FY | |
|---|---|---|---|
| | | FY13 | FY14 |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| A) | Receivables | 6,648.2 | 7,363.1 |
| A) i) | Annual Revenue for Wheeling and Retail supply Charges | 6,648.2 | 7,363.1 |
| A) ii) | Receivables equivalent to 2 months average billing | 1,108.0 | 1,227.2 |
| | | | |
| B) i) | Power Purchase expenses | 5,317.0 | 6,153.9 |
| B) ii) | 1/12th of power purchase expenses | 443.1 | 512.8 |
| | | | |
| C) i) | Transmission Charges (Inter State and Intra State) | 652.3 | 642.3 |
| C) ii) | 1/12th of Transmission Expenses | 54.4 | 53.5 |
| | | | |
| D) | Total Working capital | 610.6 | 660.8 |
| | A) ii) - B) ii) - C)ii) | | |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Form-F5**

**Repair & Maintenance Expenditure**

| Sl.No. | Particulars | FY 12 | FY 13 | FY 14 |
|---|---|---|---|---|
| | **Figure in Rs Crore** | **PY** | **CY** | **EY** |
| 1 | Plant and Machinery | 55.02 | As per Tariff Order dated July, 2012 | |
| | - 66kV substation | | | |
| | - 33kV substation | | | |
| | - 11kV substation | | | |
| | Switchgear | | | |
| | - cable connections | | | |
| | -Tools & Testing Equipment | | | |
| | Others | | | |
| 2 | Building | 2.97 | | |
| 3 | Civil Works | | | |
| 4 | Hydraulic Works | | | |
| 5 | Lines, Cables Net Works etc. | 48.76 | | |
| | - 66 kV lines | | | |
| | - 33kV lines | | | |
| | - 11kV lines | | | |
| | - LT lines | | | |
| | - Meters and metering equipment | | | |
| | - Others | | | |
| 6 | Vehicles | 6.66 | | |
| 7 | Furniture and Fixtures | | | |
| 8 | Office Equipments | | | |
| 9 | Station Supplies | | | |
| 10 | Any other items* | | | |
| 11 | Lease Rental | 1.35 | | |
| 12 | Labour | | | |
| **13** | **R&M expenses** | **108.1** | **111.88** | **122.6** |

R & M Expenses as approved in MYT Tariff Order 139.7

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | All figures in Rs Crores | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **BSES RAJDHANI POWER LIMITED** | | | | **Form F-6** | |
| | | **Employee Cost and Provisions** | | | |
| | | | **PY** | **CY** | **EY** |
| | | **Particulars** | **FY12** | **FY13** | **FY14** |
| **A** | | **Employee's Cost (Other Than Covered In 'B'&'C')** | | As per Tariff Order dated July, 2012 | |
| | 1 | Salaries | | | |
| | 2 | DA | | | |
| | 3 | HRA | | | |
| | 4 | Other Allowances & Relief | | | |
| | 5 | Addl. Pay & C.Off Encashment | | | |
| | 6 | Interim Relief | | | |
| | 7 | Honorarium/Overtime | | | |
| | 8 | Bonus/Exgratia To Employees | | | |
| | | **Sub Total** | **285.43** | | |
| | | **Other Costs** | | | |
| | 8 | Medical Expenses Reimbursement | | | |
| | 9 | Travelling Allowance(Conveyance Allowance) | | | |
| | 10 | Leave Travel Assistance | | | |
| | 11 | Incentives/Awards Including That In Partnership Project (Specify Items) | | | |
| | 12 | Earned Leave Encashment | **17.06** | | |
| | 13 | Payment Under Wormman'S Compensation And Gratuity | **1.01** | | |
| | 14 | Subsidised Electricity To Employees | | | |
| | 15 | Any Other Item | | | |
| | 16 | Staff Welfare Expenses | | | |
| | | **Sub Total** | **18.1** | | |
| **B** | | **Apprentice And Other Training Expenses** | | | |
| **C** | | **Payment/Contribution To PF** | | | |
| | 1 | Provident Fund Contribution | | | |
| | 2 | Any Other Items | | | |
| | | **Total C** | **17.86** | | |
| **D** | | **Grand Total** | **321.4** | | |
| **E** | | Employee expenses capitalised | | | |
| **F** | | **Net Employee expenses (D)-(E)** | **321.4** | | |
| G | | Amount Paid on Account of Sixth Pay Commission **included above** | | | |
| H | | Pension Payments | | | |
| I | | Arrears of Sixth Pay Commission (pertaining to pensioners) | | | |
| **J** | | **Total Employee Expenses (F-G+H+I)** | **321.4** | **266.9** | **284.9** |
| | | Approved in MYT Order | 212.91 | | |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED** **Form-F6a**

**Employee Strength**

| Sl.No | Particulars | PY | CY | EY |
|---|---|---|---|---|
| | | FY12 | FY13 | FY14 |
| | | Working Strength At The Beginning Of The Year | Working Strength At The Beginning Of The Year | Working Strength At The Beginning Of The Year |
| 1 | O&M Duties | 2524 | | |
| 2 | Technical Services | 200 | | |
| 3 | Metering and Billing | 220 | | |
| 4 | Business | 1795 | | |
| 5 | HR, Finance,IT,Admin,C&M,Regulatory | 929 | | |
| | **Total** | **5668** | **6725** | **7252** |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited**

**Adminstration & General Expenses** — **Form-F7**

| S.No. | Particulars | FY 12 | FY 13 | FY 14 |
|---|---|---|---|---|
| | In Rs Crores | PY | CY | EY |
| | | | | |
| **A** | **Administration Expenses** | | | |
| | **Rent rates and taxes** | | | |
| i | Lease / Rent | | | |
| ii | Rates & Taxes | 7.8 | | |
| | **Sub - total of Rent rates and taxes** | **7.8** | | |
| iii | Insurance | 5.5 | | |
| iv | Revenue Stamp Expenses Account | | | |
| v | Telephone,Postage,Telegram & Telex Charges | 12.1 | | |
| vi | Incentive & Award To Employees/Outsiders | | | |
| vii | Consultancy Charges | 11.6 | | |
| viii | Technical Fees | | | |
| ix | Other Professional Charges | | | |
| x | Conveyance And Travel | | | |
| xi | DERC License fee and other license fee | | | |
| | **License And Registration Fee Of** | | | |
| xii | Plant And Machinery | | | |
| xiii | Vehicles | | | |
| | **Vehicle Expenses (Other Than Trucks And Delivery Vans)** | | | |
| xiv | Vehicles Running Expenses Petrol And Oil | 10.3 | | |
| xv | Vehicle and Equipment hire charges | 2.2 | | |
| xvi | Security / Service Charges Paid To Outside Agencies | 8.9 | | |
| | Sub-Total of Admistrative Expenses | | | |
| B | **Other charges** | **50.6** | | |
| i) | Fee And Subscriptions Books And Periodicals | | | |
| ii) | Printing And Stationery | 4.5 | | |
| iii) | Advertisement Expenses | 0.9 | | |
| iv) | Contributions/Donations To Outside Institute / Association | | | |
| v) | Electricity Charges To Offices & Establishments | | | |
| vi) | Water Charges | | | |
| vii) | Entertainment Charges | | | |
| viii) | Miscellaneous Expenses | 3.3 | | |
| ix) | Computer Expenses | | | |
| x) | Training Expenses | | | |
| xi) | House Keeping Charges | 5.06 | | |
| xii) | Satelite/Call Centre Expenses | 2.29 | | |
| xiii) | Loss on Foreign Exchange Fluctuation | | | |
| xiv) | Directors' Fees | 0.09 | | |
| xv) | Loss On Sale / Discarding Of Assets | 2.3 | | |
| xvi) | Lodging and Boarding | | | |
| xvii) | Sundry Expenses | | | |
| xviii) | Legal Claims | 1.0 | | |
| | **Sub-Total of other charges** | **19.4** | | |
| C | Legal Charges | | | |
| D | **Auditor'S Fee** | 0.6 | | |
| E | **Material Related Expenses** | | | |
| **i)** | **Freight On Capital Equipments** | | | |
| **ii)** | **Purchase Related Advertisement Expenses** | | | |
| **iii)** | **Vehicle Running Expenses Truck / Delivery Van** | | | |
| iv) | **Vehicle Hiring Expenses Truck / Delivery Van** | | | |
| **v)** | **Other Freight** | | | |
| vi) | Transit Insurance | | | |
| vii) | Octroi | | | |
| viii) | Incidental Stores Expenses | | | |
| ix) | Fabrication Charges | | | |
| x) | BANK CHARGES | | | |
| **vi)** | **Inventory Spares written-off** | 12.0 | | |
| vii) | Retirement of fixed assets | 13.2 | | |
| viii) | Doubtful debts | 66.0 | | |
| F | CISF Expenses | | | |
| G | Meter reading and Bill distribution expenses | 9.1 | | |
| | **Sub Total** | **100.9** | | |
| **H** | **Total Charges** | **178.6** | | |
| I | **A&G expenses capitalised** | | | |
| **J** | **Net A&G expenses** | **178.6** | **87** | **93** |
| | | | | |
| | A&G Expenses as approved in MYT Tariff Order | 75.24 | | |

**As per Tariff Order dated July, 2012**

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited**

**Details of Equity**

**Form No: F8**

All figures in Rs Crores

| Sl.No. | Particulars | PY | PY | PY | PY | PY | CY | EY |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **FY08** | **FY09** | **FY10** | **FY11** | **FY12*** | **FY13** | **FY14** |
| **A** | **Gross Fixed Assets at the beginning of year (net of consumer contributions)** | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| A1 | Opening balance of GFA identified as funded through equity | **1,025.45** | **1,172.23** | **1,406.80** | **1,517.22** | **1,622.53** | | |
| A2 | Opening balance of GFA identified as funded through debt | **1,019.71** | **1,209.39** | **1,573.63** | **1,599.63** | **1,598.69** | | |
| | | | | | | | | |
| **B** | **Proposed capitalisation of assets as per the investment plan (net of consumer contribution)** | 181.68 | 633.25 | 263.92 | 234.27 | 200.04 | | |
| | | | | | | | | |
| B1 | Proportion of caplitalised assets funded out of equity, internal reserves | 54.50 | 189.97 | 79.18 | 70.28 | 60.01 | | |
| B2 | Balance Proportion of capitalised assets funded out of project loans (B - B1) | 127.17 | 443.27 | 184.74 | 163.99 | 140.02 | | |
| | | | | | | | | |
| C1 | Normative additional equity (30% of B) | 54.50 | 189.97 | 79.18 | 70.28 | 60.01 | | |
| C2 | Normative additional debt (70% of B) | 127.17 | 443.27 | 184.74 | 163.99 | 140.02 | | |
| | | | | | | | | |
| D1 | Excess / shortfall of additional equity over normative (B1-C1) | - | - | - | - | - | | |
| D2 | Excess / shortfall of additional debt over normative (B2-C2) | - | - | - | | - | | |
| | | | | | | | | |
| **E** | **Equity eligible for Return (A1+(C1/2)) OR (A1+(B1/2)), whichever is lower** | 1,052.70 | 1,267.21 | 1,446.39 | 1,552.36 | 1,652.54 | | |
| | | | | | | | | |

**As per Tariff Order dated July, 2012**

**Note:**

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES Rajdhani Power Limited**

**Statement of Receivables** **Form No: F9**

All figures in Rs Crores

| Sl.No. | Particulars | PY | CY | EY |
|---|---|---|---|---|
| | | FY12 | FY13 | FY14 |
| | | | | |
| 1 | Revenue billed for the year | 4,584.05 | 6,358.48 | 7,039.20 |
| | | | | |
| 2 | Collection for the year | 4,635.08 | 6,263.11 | 6,933.61 |
| | * At existing Tariff | | | |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited**

**Income Tax Provisions** **Form No: F10**

All figures in Rs Crores

| Sl. | Particulars | PY | PY | PY | PY | PY | CY | EY |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | In Rs Crores | FY08 | FY09 | FY10 | FY11 | FY12 | FY13 | FY14 |
| | | | | | | | | |
| 1 | Return on Equity for the Year | 108.12 | 134.51 | 160.90 | 176.27 | 189.48 | 155.00 | 165.94 |
| 2 | Tax Rate Applicable for the Year | 33.99% | 33.99% | 33.22% | 19.93% | 20.01% | 20.01% | 20.01% |
| 3 | Income Tax on the Return on Equity | 36.75 | 45.72 | 53.45 | 35.13 | 37.91 | 31.01 | 33.20 |

Numbers may not tally due to rounding off

| BSES Rajdhani Power Limited | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Income from investments and other non-tariff income** | | **Form No: F11** | | | | | | |
| | | All figures in Rs Crores | | | | | | |
| | **Particulars** | **FY08** | **FY09** | **FY10** | **FY11** | **FY 12** | **FY 13** | **FY 14** |
| | **Figure in Rs Crore** | **Previous Years** | | | | | **CY** | **EY** |
| **A** | **Income from Investment, Fixed & Call Deposits** | | | | | | | |
| 1 | Interest Income from Investments other than Contingency Reserve | 15.68 | - | | | | | |
| 1 | Interest on fixed deposits | 0.12 | - | | | 4.1 | | |
| 3 | Interest from Banks other than Fixed Deposits | | - | | | | | |
| 2 | Interest on Govt. of India Securities - Non Trade Investment/ Others | 1.96 | 1.40 | 1.44 | 2.92 | 3.2 | | |
| | | | | | | | | |
| | **Sub-Total** | **17.76** | **1.40** | **1.44** | **2.92** | **7.33** | | |
| | | | | | | | | |
| **B** | **Other Non Tariff Income** | | | | | | | |
| 1 | Interest on loans and Advances to staff | 0.03 | 0.01 | 0.01 | | 0.0 | | |
| 2 | Interest on Loans and Advances to other Licensee | - | 6.28 | 0.09 | | | | |
| 3 | Interest on Loans and Advances to Lessors | - | | | | | | |
| 4 | Interest on Advances to Suppliers / Contractors | - | | | | | | |
| 6 | Gain on Sale of Fixed Assets | - | | | | 0.0 | | |
| 7 | Income/Fee/Collection against staff welfare activities | - | | | | | | |
| 3 | Miscellaneous receipts (Street light maintenance charges) | 14.77 | 16.81 | 22.37 | | 28.1 | | |
| 9 | Wheeling charges from Open access Consumers | - | | | | | | |
| 10 | Meter Rent | - | | | | | | |
| 11 | Recovery from theft of energy | - | | | | | | |
| 12 | Surcharge and Additional Surcharge | - | | | | | | |
| 13 | Incentive due to Securitisation of CPSU Dues | - | | | | | | |
| 4 | Misc. charges from consumers | 24.62 | 34.60 | 40.86 | | 42.93 | | |
| 5 | Delayed payment surcharge from consumers | 31.77 | 27.82 | 28.16 | | 35.4 | | |
| 11 | Any other subsidies / grants other than those u/s 65 | - | | | | | | |
| 6 | Commission on collection of Electricity Duty for MCD | 3.66 | 3.93 | 4.57 | | 5.8 | | |
| 13 | Write back of miscelleneous provisions | 1.89 | 1.56 | 22.58 | | 8.0 | | |
| 7 | Penalties from Contractors | 0.36 | 0.98 | 0.27 | | | | |
| 8 | Sale of Scrap | 10.91 | 10.92 | 1.14 | | 9.5 | | |
| 9 | Sale of Material | 0.02 | 7.67 | 0.17 | | 0.3 | | |
| 17 | Income from sale & repair of lamps | - | | | | | | |
| 10 | Miscelleneous income | 8.03 | 17.42 | 8.97 | | 66.1 | | |
| 11 | Rebate earned on early payment of power purchase bills | | 37.59 | 31.62 | | 24.3 | | |
| 26 | Liabilities no longer required written back | | 26.1 | | | | | |
| 27 | Transfer from Consumer Contribution for Capital Works | - | 9.09 | **3.68** | | 7.2 | | |
| 28 | Prior Period Interest | | 0.06 | | | | | |
| 29 | Prior Period Income from Sale of Energy | | 10.24 | | | | | |
| | **Sub-Total** | **96.06** | **211.09** | **164.48** | **151.67** | **227.66** | | |
| | **Total (A+B)** | **113.82** | **212.49** | **165.92** | **154.59** | **234.99** | **125.0** | **125.0** |
| | Income from normative interest on Consumer Security Deposit | 14.92 | 18.8 | 20.5 | 24.3 | 35.48 | | |
| | **Total NTI** | **128.74** | **231.28** | **186.44** | **178.87** | **270.48** | **125.03** | **125.03** |
| | Less: Interest on Contingency Reserve | 1.96 | 1.4 | 1.4 | 2.9 | 3.23 | | |
| | Less: Financing cost of LPSC | 24.15 | 21.3 | 20.5 | 21.7 | 28.72 | | |
| | Less: Interest/ Short term capital Gain | 2.10 | 6.3 | 1.5 | 1.2 | 4.11 | | |
| | Less: bad debts recovered | 0.00 | - | - | 1.2 | 6.68 | | |
| | Less: Excess Provisions written back | 1.89 | 1.6 | 22.6 | 3.5 | 8.03 | | |
| | Less: Transfer from consumer contribution for capital works | 0.00 | 9.1 | 3.7 | 10.6 | 7.20 | | |
| | Less:Commission on collection of Electricity Duty for MCD | 3.66 | 3.9 | 4.6 | 5.0 | 5.84 | | |
| | Less: Recoveries from Employees | 0.01 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.02 | | |
| | Less: Interest Received - Employee Loans | 0.01 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.00 | | |
| | Less: Liabilities no longer required to be written back | | 26.1 | | | | | |
| | **Non-Tariff Income** | **94.96** | **161.60** | **132.09** | **132.67** | **206.63** | **125.03** | **125.03** |

**As per Tariff Order dated July, 2012**

| **NTI Reconcilliation** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Other Income | 112.70 | 150.8 | 102.7 | 34.5 | 91.24 |
| Income from Operations (Non-Energy) | 24.62 | 34.6 | 40.9 | 120.1 | 143.76 |
| **Total as per accounts** | 137.32 | 185.38 | 143.55 | 154.59 | 234.99 |

| **NTI (A+B)** | | 212.49 | 165.92 | 154.59 | 234.99 |
|---|---|---|---|---|---|
| Less : Street light Maintenance charges | | 16.8 | 22.4 | | |
| Less: Prior Period Interest | | 0.1 | | | |
| Less: Prior Period Income from Sale of Energy | | 10.2 | | | |
| Total | | 185.38 | 143.55 | | |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Form F11a**

**Income from Miscellaneous Charges from consumers** **Form No: F11a**

**Rs Crores** Rs Crores

| S.No. | Particulars | FY08 | FY09 | FY10 | FY11 | FY12 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Previous Years | | | | |
| | | | | | | |
| 1 | Installation Inspection fees | 0.1 | 0.0 | 0.1 | 0.3 | 0.19 |
| 2 | Contest fee for billing meters | - | | | | |
| 3 | Charges from arranging supply | 0.2 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | |
| 4 | Service connection charges | - | | | | 0.04 |
| 5 | Charges for requisition forms/various booklets etc. | - | | | | |
| 6 | Recovery of cost of burnt meters/metering equipments | 1.2 | 3.5 | 5.3 | 4.2 | 6.73 |
| 7 | Shifting of connection from one premises to another | - | | | | |
| 8 | Supervision charges | - | | | | |
| 9 | Compensation charges for theft of energy/malpractices | - | | | | |
| 10 | Power block charges | - | | | | |
| 11 | Fee for veriification of old dues/records | - | | | | |
| | Meter Testing Fees | | | | | 0.14 |
| | Pole Shifting Fees | | | | | 0.12 |
| | Pole Charges | | | | | 1.61 |
| 12 | Fee for special meter reading | 0.1 | 0.2 | 0.2 | 0.1 | |
| 13 | Charges for maintenance of street lights | - | | | | |
| 14 | | - | | | | |
| 15 | Fees payable for representing the case and making appeals before Grievance Redressal Forum | - | | | | |
| 16 | Fuse Charges | - | 0.0 | - | - | |
| 17 | LT Pole utilisation charges | 0.0 | - | - | - | - |
| 18 | Unclaimed Liabilities Written Back | - | | | | |
| 19 | Pole Rental Income | | 0.1 | 0.3 | 0.1 | 0.10 |
| 20 | Service line and Development charges | 23.0 | 30.7 | 35.0 | 33.9 | 34.0 |
| | **Grand Total** | **24.6** | **34.6** | **40.86** | **38.69** | **42.93** |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED** Form-F 11 b

**Expenses and Income from Business other than Licensed business (to be filled if other business utilises the assets of Licensed business)**

**All figures in Rs. Crore**

| S.No. | Particulars <include description of business> | CY | PY | EY |
|---|---|---|---|---|
| | | FY12 | FY13 | FY14 |
| | | | | |
| 1 | Expenses of other business | | | |
| 2 | Total income from other business | | | |
| **3** | **Income allocated to Licensed business*** | | | |
| **4** | **Total profit / (loss) from other business** | 0.26 | | |
| **5** | **Total profit / (loss) allocated to Licensed business*** | 0.05 | | |

* 20% allocated to licensed business

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED** Form-F12

**Consumer Security Deposit**

| | In Rs. crs. | PY | CY | EY |
|---|---|---|---|---|
| | **Category** | **FY12** | **FY13** | **FY14** |
| | | | **As per Tariff Order issued in July 2012** | |
| | | | | |
| 1 | Domestic | | | |
| 2 | Non Domestic | | | |
| 3 | Public water works | | | |
| 4 | Public Lighting | | | |
| 5 | Industrial | | | |
| 6 | Agriculture | | | |
| 7 | Railway Traction | | | |
| 8 | DMRC | | | |
| 9 | Temporary Supply | | | |
| 10 | Others | | | |
| | **TOTAL** | **130.99** | | |
| | | | | |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Form Indices** **Form No: F13**

| | | | PY | PY | PY | PY | PY | PY | CY |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **Particulars** | **FY06** | **FY07** | **FY08** | **FY09** | **FY10** | **FY11** | **FY12** |
| | | **Relevant Indices Of Wages Increase (As At The Beginning & End Of The Year)** | | | | | | | |
| | | WPI | 104.47 | 111.35 | 116.63 | 126.02 | 130.81 | 143.32 | 156.13 |
| | | CPI | 123.00 | 131.00 | 141.66 | 157.00 | 175.90 | 191.50 | 217.00 |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Return on Capital Employed (ROCE)** **Form F14**

**All figures in Rs. Crore**

| Sl.No | Particulars | PY FY07 | PY FY08 | PY FY09 | PY FY10 | PY FY11 | PY FY12 | CY FY13 | EY FY14 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | **RRB - Base Year** | 1,071.7 | | | | | | | |
| a | Opening Balance of OCFA | 2,030.1 | 1,071.7 | 1,415.7 | 2,020.0 | 2,175.9 | 2,279 | | |
| b | Opening Balance of Working Capital | 71.9 | | | | | | | |
| c | Opening Balance of Accumulated Depreciation | 917.8 | | | | | | | |
| c | Opening balance of Accumulated Consumer Contributio | 112.5 | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| 2 | **RRB - for each year** | | | | | | | | |
| a | Investments in capital expenditure during the year | | 205.0 | 682.5 | 306.3 | 291.0 | 213.4 | | |
| b | Depreciation for the year including AAD | | 72.6 | 88.8 | 106.1 | 123.9 | 231.0 | | |
| c | Consumer Contribution, Grants, etc for the year | | 23.3 | 49.3 | 42.4 | 56.7 | 13.3 | | |
| d | Change in Working Capital | | 235.0 | 59.9 | - 2.0 | - 7.1 | 41.8 | | |
| | | | | | | | | | |
| 3 | RRB - for each year | | 1,361.2 | 1,747.8 | 2,097.0 | 2,224.0 | 2,305.5 | | |
| | | | | | | | | | |
| 4 | Gross Interest | | | | | | | | |
| 5 | Average Loans Outstanding {(op.Bal + Cl.Bal)/2} | | 1,114.6 | 1,391.5 | 1,586.6 | 1,599.2 | 1,603.4 | | |
| a | Op. Balance of Debt | | 1,019.7 | 1,209.4 | 1,573.6 | 1,599.6 | 1,598.7 | | |
| b | Cl. Balance of Debt | | 1,209.4 | 1,573.6 | 1,599.6 | 1,598.7 | 1,608.1 | | |
| c | **rd - Percentage of Cost of Debt** | | 10.30% | 11.12% | 11.44% | 12.21% | 14.14% | | |
| 6 | Average Balance of Equity {(op.Bal + Cl.Bal)/2} | | 1,098.8 | 1,289.5 | 1,462.0 | 1,569.9 | 1,693.5 | | |
| a | Op. balance of equity | | 1025.4483 | 1,172.2 | 1,406.8 | 1,517.2 | 1,622.5 | | |
| b | Cl. Balance of equity | | 1,172.2 | 1,406.8 | 1,517.2 | 1,622.5 | 1,764.4 | | |
| c | **re - Percentage of Return on Equity** | | 16% | 16% | 16% | 16% | 16% | | |
| | | | | | | | | | |
| 7 | WACC | | 13.13% | 13.47% | 13.63% | 14.09% | 15.10% | | |
| 8 | **ROCE** | | 178.72 | 235.36 | 285.75 | 313.32 | 348.03 | 391.0 | 426.9 |
| | | | | | | | | - | - |
| | **Supply Margin included in FY 12** | | 14 | 17 | 20 | 22 | 24 | | |

As per Tariff Order issued in July 2012

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES RAJDHANI POWER**

**Distribution Losses in LT and HT system** **Form No: P1**

All Figures in MU

| | | | | | | | | Energy transmitted to next voltage level | | | Distribution Loss | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Particulars | PY | CY | EY | PY | CY | EY | PY | CY | EY | PY | CY | EY |
| | | FY12 | FY13 | FY14 | FY12 | FY13 | FY14 | FY12 | FY13 | FY14 | FY12 | FY13 | FY14 |
| | | Actuals | Projected | Projected | Actuals | Projected | Projected | Actuals | Projected | Projected | Actuals | Projected | Projected |
| | | | | | | | | | | | | | |
| A | EHT System (66 kV) | 10902 | 10862 | 11197 | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | |
| B | EHV | | | | 585 | 722 | 763 | 10307 | 10128 | 10422 | 1.69% | 1.67% | 1.65% |
| | | | | | | | | | | | | | |
| C | HV | | | | 1441 | 1650 | 1717 | 8829 | 8436 | 8663 | 2.50% | 2.45% | 2.40% |
| | | | | | | | | | | | | | |
| D | LV | | | | 6992 | 6752 | 7021 | | | | 20.81% | 19.96% | 18.95% |
| | | | | | | | | | | | | | |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED** **Form-P1a**

**District-wise energy input and output**

| Sl. No. | Particulars | Units | PY FY12 Previous Year | | | CY FY13 Current Year | | | EY FY14 Ensuing Year | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Energy Input (from all sources, including embedded generators) | Total Energy Sold | Transmission and Distribution Loss ( in %) | Energy Input (from all sources, including embedded generators) | Total Energy Sold | Transmission and Distribution Loss ( in %) | Energy Input (from all sources, including embedded generators) | Total Energy Sold | Distribution Loss ( in %) |
| 1 | Alakhnanda | MU | 607 | 546 | 10.05% | 632 | 559 | 11.48% | 664 | 582 | 12.31% |
| 2 | Khanpur | MU | 440 | 360 | 18.23% | 458 | 369 | 19.53% | 481 | 384 | 20.29% |
| 3 | Mehrauli | MU | 908 | 751 | 17.23% | 945 | 770 | 18.55% | 993 | 802 | 19.32% |
| 4 | Vasant Kunj | MU | 895 | 740 | 17.32% | 932 | 758 | 18.63% | 980 | 790 | 19.40% |
| 5 | Nehru Place | MU | 623 | 574 | 7.85% | 648 | 588 | 9.31% | 681 | 612 | 10.17% |
| 6 | Nizamuddin | MU | 666 | 567 | 14.85% | 694 | 581 | 16.20% | 729 | 605 | 16.99% |
| 7 | Sarita Vihar | MU | 875 | 714 | 18.38% | 910 | 731 | 19.67% | 957 | 761 | 20.43% |
| 8 | R. K. Puram | MU | 416 | 370 | 11.13% | 433 | 379 | 12.54% | 456 | 395 | 13.37% |
| 9 | Hauz Khas | MU | 584 | 528 | 9.58% | 608 | 541 | 11.01% | 639 | 563 | 11.86% |
| 10 | Janak Puri | MU | 872 | 761 | 12.75% | 908 | 780 | 14.14% | 954 | 812 | 14.95% |
| 11 | Najafgarh | MU | 405 | 182 | 55.19% | 422 | 186 | 55.90% | 444 | 194 | 56.32% |
| 12 | Jaffar Pur | MU | 166 | 49 | 70.56% | 173 | 50 | 71.02% | 182 | 52 | 71.30% |
| 13 | Nangloi | MU | 518 | 440 | 15.06% | 539 | 451 | 16.40% | 567 | 469 | 17.20% |
| 14 | Mundka | MU | 302 | 192 | 36.59% | 314 | 196 | 37.60% | 331 | 204 | 38.19% |
| 15 | Punjabi Bagh | MU | 432 | 370 | 14.35% | 450 | 379 | 15.71% | 473 | 395 | 16.51% |
| 16 | Tagore Garden | MU | 549 | 421 | 23.29% | 571 | 431 | 24.50% | 600 | 449 | 25.22% |
| 17 | Vikas Puri | MU | 667 | 540 | 18.93% | 694 | 554 | 20.22% | 729 | 576 | 20.97% |
| 18 | Palam | MU | 503 | 384 | 23.63% | 524 | 393 | 24.84% | 550 | 410 | 25.55% |
| 19 | Dwarka | MU | 474 | 418 | 11.91% | 493 | 428 | 13.30% | 519 | 445 | 14.12% |
| | **Total** | | 10902 | 8907 | 18.30% | 11349 | 9125 | 19.60% | 11929 | 9501 | 20.36% |
| | | | - | - | | - | - | | - | - | |

Above figures for FY 2011-12 excludes 111.33 MU on acount of zero billing MU reversal
Distribution Loss Trajectory calculated in accordance with MYT Regulations, 2011

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES Rajdhani Power Limited** — **Form P2**

**District-wise AT&C Losses**

| Sl. No. | Particulars | FY12 Previous Year | | | | | | | | | FY 13 Current Year | | | | | | | | | FY14 Ensuing Year | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | MYT Period | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Division code | Division Name | Energy Input (MU) | Energy Billed to the Consumers (MU) | Transmission and Distribution Loss (MU) | Amount Billed (Rs Cr) | Average Billing Rate (Rs / Unit) | Amount Realized (Rs/Cr) | Average Realization rate (Rs / Unit) | Units Realized (MU) | AT&C Loss (%) | Energy Input (MU) | Energy Billed to the Consumers (MU) | Transmission and Distribution Loss (MU) | Amount Billed (Rs Cr) | Average Billing Rate (Rs / Unit) | Amount Realized (Rs/Cr) | Average Realization rate (Rs / Unit) | Units Realized (MU) | AT&C Loss (%) | Energy Input (MU) | Energy Billed to the Consumers (MU) | Transmission and Distribution Loss (MU) | Amount Billed (Rs Cr) | Average Billing Rate (Rs / Unit) | Amount Realized (Rs/Cr) | Average Realization rate (Rs / Unit) | Units Realized (MU) | AT&C Loss (%) |
| 2510 | Alakhnanda | 607 | 546 | 61 | 296 | 5.42 | 301 | 5.52 | 556 | 8.35% | 632 | 559 | 73 | 410 | 7.33 | 407 | 7.28 | 555 | 12.14% | 664 | 582 | 82 | 454 | 7.80 | 451 | 7.74 | 578 | 12.97% |
| 2511 | Khanpur | 440 | 360 | 80 | 157 | 4.38 | 159 | 4.42 | 364 | 17.35% | 458 | 369 | 89 | 218 | 5.92 | 215 | 5.83 | 363 | 20.76% | 481 | 384 | 98 | 242 | 6.30 | 238 | 6.20 | 378 | 21.51% |
| 2520 | Mehrauli | 908 | 751 | 156 | 384 | 5.11 | 391 | 5.21 | 766 | 15.66% | 945 | 770 | 175 | 532 | 6.92 | 529 | 6.87 | 764 | 19.14% | 993 | 802 | 192 | 589 | 7.35 | 585 | 7.30 | 796 | 19.91% |
| 2521 | Vasant Kunj | 895 | 740 | 155 | 402 | 5.43 | 408 | 5.52 | 753 | 15.92% | 932 | 758 | 174 | 557 | 7.35 | 552 | 7.28 | 751 | 19.39% | 980 | 790 | 190 | 617 | 7.81 | 611 | 7.74 | 782 | 20.16% |
| 2530 | Nehru Place | 623 | 574 | 49 | 348 | 6.06 | 354 | 6.17 | 584 | 6.19% | 648 | 588 | 60 | 482 | 8.20 | 478 | 8.13 | 583 | 10.06% | 681 | 612 | 69 | 534 | 8.72 | 529 | 8.65 | 607 | 10.91% |
| 2540 | Nizamuddin | 666 | 567 | 99 | 324 | 5.71 | 329 | 5.79 | 576 | 13.56% | 694 | 581 | 112 | 449 | 7.73 | 444 | 7.64 | 575 | 17.13% | 729 | 605 | 124 | 497 | 8.21 | 492 | 8.12 | 598 | 17.92% |
| 2541 | Sarita Vihar | 875 | 714 | 161 | 367 | 5.14 | 375 | 5.26 | 730 | 16.48% | 910 | 731 | 179 | 509 | 6.96 | 507 | 6.93 | 729 | 19.93% | 957 | 761 | 196 | 563 | 7.40 | 561 | 7.37 | 759 | 20.69% |
| 2550 | R. K. Puram | 416 | 370 | 46 | 204 | 5.51 | 209 | 5.66 | 380 | 8.68% | 433 | 379 | 54 | 283 | 7.46 | 283 | 7.46 | 380 | 12.45% | 456 | 395 | 61 | 313 | 7.93 | 313 | 7.94 | 395 | 13.28% |
| 2551 | Hauz Khas | 584 | 528 | 56 | 299 | 5.67 | 306 | 5.79 | 540 | 7.54% | 608 | 541 | 67 | 415 | 7.67 | 413 | 7.64 | 539 | 11.36% | 639 | 563 | 76 | 459 | 8.16 | 458 | 8.13 | 561 | 12.20% |
| 2610 | Janak Puri | 872 | 761 | 111 | 390 | 5.13 | 392 | 5.15 | 765 | 12.35% | 908 | 780 | 128 | 542 | 6.95 | 530 | 6.80 | 763 | 15.97% | 954 | 812 | 143 | 600 | 7.39 | 587 | 7.23 | 794 | 16.76% |
| 2620 | Najafgarh | 405 | 182 | 224 | 81 | 4.44 | 82 | 4.52 | 185 | 54.34% | 422 | 186 | 236 | 112 | 6.01 | 111 | 5.96 | 185 | 56.23% | 444 | 194 | 250 | 124 | 6.39 | 123 | 6.34 | 192 | 56.64% |
| 2621 | Jaffar Pur | 166 | 49 | 117 | 22 | 4.43 | 23 | 4.70 | 52 | 68.76% | 173 | 50 | 123 | 30 | 6.00 | 31 | 6.20 | 52 | 70.05% | 182 | 52 | 129 | 33 | 6.38 | 34 | 6.59 | 54 | 70.34% |
| 2630 | Nangloi | 518 | 440 | 78 | 225 | 5.12 | 223 | 5.08 | 436 | 15.81% | 539 | 451 | 88 | 313 | 6.94 | 302 | 6.70 | 435 | 19.28% | 567 | 469 | 97 | 346 | 7.37 | 334 | 7.12 | 453 | 20.05% |
| 2631 | Mundka | 302 | 192 | 111 | 100 | 5.23 | 101 | 5.27 | 193 | 36.16% | 314 | 196 | 118 | 139 | 7.09 | 136 | 6.95 | 192 | 38.80% | 331 | 204 | 126 | 154 | 7.53 | 151 | 7.39 | 200 | 39.38% |
| 2640 | Punjabi Bagh | 432 | 370 | 62 | 186 | 5.03 | 184 | 4.96 | 366 | 15.47% | 450 | 379 | 71 | 258 | 6.80 | 248 | 6.54 | 365 | 18.96% | 473 | 395 | 78 | 286 | 7.23 | 275 | 6.96 | 380 | 19.72% |
| 2641 | Tagore Garden | 549 | 421 | 128 | 206 | 4.90 | 203 | 4.83 | 415 | 24.39% | 571 | 431 | 140 | 286 | 6.64 | 275 | 6.37 | 414 | 27.51% | 600 | 449 | 151 | 317 | 7.06 | 304 | 6.77 | 431 | 28.20% |
| 2650 | Vikas Puri | 667 | 540 | 126 | 235 | 4.35 | 232 | 4.30 | 534 | 19.86% | 694 | 554 | 140 | 326 | 5.89 | 314 | 5.67 | 533 | 23.17% | 729 | 576 | 153 | 361 | 6.26 | 348 | 6.03 | 555 | 23.89% |
| 2660 | Palam | 503 | 384 | 119 | 168 | 4.37 | 166 | 4.32 | 380 | 24.53% | 524 | 393 | 130 | 233 | 5.91 | 224 | 5.69 | 379 | 27.65% | 550 | 410 | 141 | 258 | 6.29 | 248 | 6.05 | 394 | 28.33% |
| 2661 | Dwarka | 474 | 418 | 56 | 191 | 4.58 | 195 | 4.68 | 427 | 9.92% | 493 | 428 | 66 | 265 | 6.20 | 264 | 6.17 | 426 | 13.64% | 519 | 445 | 73 | 293 | 6.59 | 292 | 6.56 | 444 | 14.45% |
| | **Total** | 10902 | 8907 | 1995 | 4584 | 5.15 | 4635 | 5.20 | 9006 | 17.39% | 11349 | 9125 | 2224 | 6358 | 6.97 | 6263 | 6.86 | 8988 | 20.80% | 11929 | 9501 | 2429 | 7039 | 7.41 | 6934 | 7.30 | 9358 | 21.55% |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

**District-wise AT&C Loss includes Transmission Loss also.**

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Form-P3**

**District-wise / category wise collection efficiency**

| | | | | | MYT Period | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Sl. No.** | **Particulars** | **FY12** | | | **FY13** | | | **FY14** | | |
| | | **Previous Year** | | | **Current Year** | | | **Ensuing Year** | | |
| | | **Category 1*** | | | **Category 1*** | | | **Category 1*** | | |
| | | Amount Billed ( Rs Cr) | Amount Received (Rs Cr) | Collection Efficiency (%) | Amount Billed ( Rs Cr) | Amount Received (Rs Cr) | Collection Efficiency (%) | Amount Billed ( Rs Cr) | Amount Received (Rs Cr) | Collection Efficiency (%) |
| 2510 | Alakhnanda | 296 | 301 | 101.9% | 410.16 | 407.08 | 99.3% | 454.07 | 450.66 | 99.3% |
| 2511 | Khanpur | 157 | 159 | 101.1% | 218.34 | 214.98 | 98.5% | 241.71 | 237.99 | 98.5% |
| 2520 | Mehrauli | 384 | 391 | 101.9% | 532.44 | 528.55 | 99.3% | 589.45 | 585.13 | 99.3% |
| 2521 | Vasant Kunj | 402 | 408 | 101.7% | 557.16 | 551.91 | 99.1% | 616.81 | 610.99 | 99.1% |
| 2530 | Nehru Place | 348 | 354 | 101.8% | 482.01 | 478.01 | 99.2% | 533.62 | 529.18 | 99.2% |
| 2540 | Nizamuddin | 324 | 329 | 101.5% | 448.99 | 443.99 | 98.9% | 497.06 | 491.53 | 98.9% |
| 2541 | Sarita Vihar | 367 | 375 | 102.3% | 508.69 | 507.09 | 99.7% | 563.15 | 561.38 | 99.7% |
| 2550 | R. K. Puram | 204 | 209 | 102.8% | 282.67 | 282.97 | 100.1% | 312.93 | 313.26 | 100.1% |
| 2551 | Hauz Khas | 299 | 306 | 102.3% | 415.00 | 413.40 | 99.6% | 459.43 | 457.66 | 99.6% |
| 2610 | Janak Puri | 390 | 392 | 100.5% | 541.58 | 530.05 | 97.9% | 599.56 | 586.79 | 97.9% |
| 2620 | Najafgarh | 81 | 82 | 101.9% | 111.80 | 110.97 | 99.3% | 123.77 | 122.84 | 99.3% |
| 2621 | Jaffar Pur | 22 | 23 | 106.1% | 30.03 | 31.03 | 103.3% | 33.24 | 34.35 | 103.3% |
| 2630 | Nangloi | 225 | 223 | 99.1% | 312.51 | 301.75 | 96.6% | 345.97 | 334.06 | 96.6% |
| 2631 | Mundka | 100 | 101 | 100.7% | 139.06 | 136.39 | 98.1% | 153.94 | 150.99 | 98.1% |
| 2640 | Punjabi Bagh | 186 | 184 | 98.7% | 258.17 | 248.22 | 96.1% | 285.80 | 274.80 | 96.1% |
| 2641 | Tagore Garden | 206 | 203 | 98.6% | 286.16 | 274.75 | 96.0% | 316.80 | 304.17 | 96.0% |
| 2650 | Vikas Puri | 235 | 232 | 98.9% | 325.98 | 313.94 | 96.3% | 360.88 | 347.55 | 96.3% |
| 2660 | Palam | 168 | 166 | 98.8% | 232.65 | 223.95 | 96.3% | 257.56 | 247.93 | 96.3% |
| 2661 | Dwarka | 191 | 195 | 102.3% | 265.09 | 264.08 | 99.6% | 293.47 | 292.35 | 99.6% |
| | **Total** | 4,584 | 4,635 | 101.1% | 6,358.48 | 6,263.11 | 98.5% | 7,039.20 | 6,933.61 | 98.5% |

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED** **Form-P4**

**Physical statistics of the network**

| Sl.No | Particulars | PY FY11 At the end of year | PY FY12 At the end of year | CY FY13 At the end of year | EY FY14 At the end of year |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | |
| 1 | **Length of lines (ckt-km)** | | | | |
| | - 33kV | 669 | 678 | | |
| | - 11kV | 3818 | 3844 | | |
| | - LT | 10125 | 10206 | | |
| | **Total** | 14,611 | 14,729 | - | - |
| | | | | | |
| 2 | **Number of 33/11kV substations** | 74 | 74 | | |
| | | | | | |
| 3 | **No. of Power Transformers** | 197 | 202 | | |
| | **Total MVA capacity of power transformers** | 4,393 | 4525 | | |
| | | | | | |
| 3 | **Number of Distribution Transformers** | 6763 | 6,879 | | |
| | **Total MVA capacity of Distribution Trfs.** | 4063.5 | 4,121 | | |
| | | | | | |
| 4 | **Number of consumer meters** | | | | |
| | - LT (less than 0.5 accuracy class) | | | | |
| | - LT (better than 0.5 accuracy class) | | | | |
| | - HT (less than 0.5 accuracy class) | | | | |
| | - HT (0.2 accuracy class) | | | | |
| | - HT (better than 0.2 accuracy class) | | | | |
| | **Total** | - | - | - | - |
| | | | | | |
| 5 | **Number of Interface meters** | | | | |
| | - 0.5 accuracy class | | | | |
| | - 0.2 accuracy class | | | | |
| | **Total** | - | - | - | - |
| | | | | | |
| | Metered sales (MU) | | | | |
| | LT | | 6992 | 6,752 | 7,021 |
| | HT | | 1441 | 1,650 | 1,717 |
| | EHT | | 585 | 722 | 763 |
| | **Total** | | 9,018 | 9,125 | 9,501 |
| | | | | | |
| | Metered Consumers | | | | |
| | LT | | 1,725,618 | 1,805,270 | 1,887,607 |
| | HT | | 7,225 | 6,781 | 8,109 |
| | EHT | | 164 | 189 | 217 |
| | **Total** | | 1,733,007 | 1,812,240 | 1,895,933 |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Monthly Projection of Sales** **Form No: R2**

| Month | MU FY 09 | MU FY 10 | MU FY 11 | MU FY 12 | MU FY 13 | MU FY 14 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| April | 439.3 | 523.6 | 511.6 | 439.2 | 510.8 | 531.9 |
| May | 557.2 | 667.7 | 778.6 | 755.4 | 780.6 | 812.8 |
| June | 639.4 | 717.2 | 863.4 | 958.5 | 918.0 | 955.8 |
| July | 696.5 | 766.1 | 912.6 | 965.6 | 958.0 | 997.5 |
| August | 731.1 | 875.7 | 873.5 | 913.1 | 940.4 | 979.2 |
| September | 719.2 | 811.7 | 850.7 | 918.4 | 925.8 | 963.9 |
| October | 655.0 | 723.3 | 736.6 | 857.7 | 834.2 | 868.6 |
| November | 602.6 | 661.0 | 652.4 | 713.0 | 724.4 | 754.3 |
| December | 512.6 | 541.8 | 597.1 | 605.6 | 627.9 | 653.7 |
| January | 509.2 | 566.6 | 590.5 | 638.9 | 647.7 | 674.4 |
| February | 517.3 | 514.4 | 596.4 | 699.4 | 664.1 | 691.4 |
| March | 434.2 | 470.5 | 612.9 | 553.4 | 592.7 | 617.1 |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Form R4**

**Summary of Actual / estimated Revenue from sale of power at current tarif**

| | Particulars | Unit of measurement | FY14 Projected |
|---|---|---|---|
| | | | |
| | **Domestic** | **Rs. Crores** | **3,340.25** |
| | J J Clusters | **Rs. Crores** | - |
| | **Domestic Lighting/ Fan and Power (Single Delivery Point)** | **Rs. Crores** | **3,231.91** |
| | Upto 2 KW Load | **Rs. Crores** | **1,099.91** |
| | 0-200 Units | **Rs. Crores** | 335.00 |
| | 200-400 Units | **Rs. Crores** | 419.87 |
| | Above 400 Units | **Rs. Crores** | 345.05 |
| | 2 to 5 KW Load | **Rs. Crores** | **1,120.25** |
| | 0-200 Units | **Rs. Crores** | 136.73 |
| | 200-400 Units | **Rs. Crores** | 375.51 |
| | Above 400 Units | **Rs. Crores** | 608.01 |
| | Above 5 KW Load | **Rs. Crores** | **1,011.74** |
| | 0-200 Units | **Rs. Crores** | 17.85 |
| | 200-400 Units | **Rs. Crores** | 76.56 |
| | Above 400 Units | **Rs. Crores** | 917.33 |
| | **Domestic Lighting/Fan And Power on 11KV single delivery point for CGHS and other similar group housing complexes** | **Rs. Crores** | **108.34** |
| | First 44.4% | **Rs. Crores** | - |
| | Next 44.4% | **Rs. Crores** | - |
| | Next 11.2% | **Rs. Crores** | 108.34 |
| | **Domestic Lighting/ Fan And Power Connections in Regularised/ Unauthorised Colonies, Left Out Pockets and Villages, both Electrified and Unelectrified** | **Rs. Crores** | **-** |
| | Upto 50 sq yards | **Rs. Crores** | - |
| | Between 51-100 sq yards | **Rs. Crores** | - |
| | Between 101-150 sq yards | **Rs. Crores** | - |
| | Between 151-200 sq yards | **Rs. Crores** | - |
| | More than 200 sq yds. only with meter | **Rs. Crores** | - |
| | **SPD** | **Rs. Crores** | **-** |
| | SPD 2 - 5 kW | **Rs. Crores** | - |
| | SPD 5 kW above | **Rs. Crores** | - |
| | HT Domestic | **Rs. Crores** | - |
| | **Non-Domestic** | **Rs. Crores** | **2,747.47** |
| | Non-Domestic (Low Tension): NDLT-I | **Rs. Crores** | 1,665.66 |
| | Up to 10 KW | **Rs. Crores** | 557.86 |
| | > 10 KW to 100 KW | **Rs. Crores** | 977.98 |
| | Above 100 | **Rs. Crores** | 129.83 |
| | Non Domestic High Tension (NDHT) | **Rs. Crores** | 1,081.81 |
| | Mixed Load (High tension) >100 KW | **Rs. Crores** | - |
| | Supply on 11kV and above | **Rs. Crores** | - |
| | Supply on LT (400 Volts) | **Rs. Crores** | - |
| | **Industrial** | **Rs. Crores** | **414.52** |
| | Small Industrial Power (SIP) | **Rs. Crores** | 332.49 |
| | 0-10 | **Rs. Crores** | 31.15 |
| | 10-100 | **Rs. Crores** | 289.24 |
| | above 100 | **Rs. Crores** | 12.11 |
| | LIP at NEW TARIFF | **Rs. Crores** | 82.03 |
| | Large Industrial Power > 100 KW LIP | **Rs. Crores** | - |
| | Supply on 66 kV | **Rs. Crores** | - |
| | Supply on 33 kV | **Rs. Crores** | - |
| | Supply on 11 kV | **Rs. Crores** | - |
| | Supply on LT (400 Volts) | **Rs. Crores** | - |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Form R4**

**Summary of Actual / estimated Revenue from sale of power at current tarif**

| | Particulars | Unit of measurement | FY14 Projected |
|---|---|---|---|
| | **Agriculture** | **Rs. Crores** | **5.48** |
| | **Mushroom Cultivation** | **Rs. Crores** | **0.07** |
| | **Public Lighting** | **Rs. Crores** | **112.39** |
| | Street Lighting | **Rs. Crores** | 112.39 |
| | Signals& Blinkers | **Rs. Crores** | - |
| | **Railway Traction(Other than DMRC)** | **Rs. Crores** | **14.99** |
| | **DMRC** | **Rs. Crores** | **173.78** |
| | DMRC (220 kV) | **Rs. Crores** | |
| | DMRC (66 kV) | **Rs. Crores** | 173.78 |
| | **Temporary Supply** | **Rs. Crores** | **-** |
| | For a period of | **Rs. Crores** | - |
| | less than 16 days | **Rs. Crores** | - |
| | for more than or equal to 16 days | **Rs. Crores** | - |
| | for residential cooperative group housing connections | **Rs. Crores** | - |
| | for religious functions of traditional and established characters and cultural activities | **Rs. Crores** | - |
| | for major construction projects | **Rs. Crores** | - |
| | for threshers | **Rs. Crores** | - |
| | during the threshing season for 30 days | **Rs. Crores** | - |
| | for extended period | **Rs. Crores** | - |
| | **Enforcement** | **Rs. Crores** | **-** |
| | **Own Consumption** | **Rs. Crores** | **-** |
| | **Misuse** | **Rs. Crores** | **-** |
| | **Others** | **Rs. Crores** | **343.83** |
| | DIAL | **Rs. Crores** | 194.91 |
| | DJB | **Rs. Crores** | 119.47 |
| | 11 kV - Worship/Hospital | **Rs. Crores** | 18.74 |
| | Staff | **Rs. Crores** | 10.72 |
| | **TOTAL*** | **Rs. Crores** | **7,152.79** |

*Includes 8% Surcharge

* Excludes E. Tax also

| | |
|---|---|
| Electricity Tax on Revenue billed during FY | 329.17 |
| Total Revenue billed after including Electricity Tax | 7,481.96 |

***As per the respective tariff schedule of DERC** -

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**
**Revenue from Current Tariff & Charges** **Form F-R4a**

| Particulars | Ensuing Year FY 14 | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Consumers (Nos.) | Connected Load (KW) | Sales (MU) | Fixed Charges (Rs/kW)* | Variable Charges (Rs/Kwh)* | Revenue from Fixed Charges (Rs. Crs.) | Revenue from Variable Charges (Rs. Crs.) | Total Revenue (Rs. Crs.) |
| **Domestic** | **1609214** | **4958** | **5188** | | | **149** | **2944** | **3093** |
| J J Clusters | 0 | 0 | (0) | | | 0 | 0 | 0 |
| **Domestic Lighting/ Fan and Power (Single Delivery Point)** | **1608992** | **4748** | **5030** | | | **144** | **2849** | **2993** |
| Upto 2 KW Load | 949925 | 1404 | 1915 | | | 46 | 972 | 1018 |
| 0-200 Units | 672136 | 976 | 738 | 40.65 | 3.76 | 32.78 | 277.40 | 310 |
| 200-400 Units | 210339 | 325 | 691 | 40.65 | 5.59 | 10.26 | 378.51 | 389 |
| Above 400 Units | 67450 | 103 | 487 | 40.65 | 6.60 | 3.29 | 316.20 | 319 |
| 2 to 5 KW Load | 502054 | 1866 | 1707 | | | 61.22 | 976.05 | 1037 |
| 0-200 Units | 213917 | 759 | 267 | 101.61 | 3.76 | 26.08 | 100.52 | 127 |
| 200-400 Units | 175548 | 652 | 595 | 101.61 | 5.59 | 21.41 | 326.29 | 348 |
| Above 400 Units | 112589 | 455 | 845 | 101.61 | 6.60 | 13.73 | 549.24 | 563 |
| Above 5 KW Load | 157013 | 1477 | 1407 | | | 36.03 | 900.77 | 937 |
| 0-200 Units | 28451 | 242 | 28 | 20.32 | 3.76 | 5.90 | 10.63 | 17 |
| 200-400 Units | 32421 | 256 | 118 | 20.32 | 5.59 | 6.23 | 64.66 | 71 |
| Above 400 Units | 96141 | 980 | 1261 | 20.32 | 6.60 | 23.89 | 825.48 | 849 |
| **Domestic Lighting/Fan And Power on 11KV single delivery point for CGHS and other similar group housing complexes** | **219** | **211** | **159** | | | **5** | **95** | **100** |
| First 44.4% | 0 | 0 | 0 | 20.32 | 5.59 | 0.00 | 0.00 | 0 |
| Next 44.4% | 0 | 0 | 0 | 20.32 | 6.71 | 0.00 | 0.00 | 0 |
| Next 11.2% | 219 | 211 | 159 | 20.32 | 6.71 | 5.14 | 95.17 | 100 |
| **Domestic Lighting/ Fan And Power Connections in Regularised/ Unauthorised Colonies, Left Out Pockets and Villages, both Electrified and Unelectrified** | **3** | **0** | **(1)** | | | **0** | **0** | **0** |
| Upto 50 sq yards | 1 | 0 | (0) | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 |
| Between 51-100 sq yards | 2 | 0 | (1) | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 |
| Between 101-150 sq yards | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 |
| Between 151-200 sq yards | 0 | 0 | (0) | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 |
| More than 200 sq yds. only with meter | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 |
| **SPD** | **0** | **0** | **0** | | | **0** | **0** | **0** |
| SPD 2 - 5 kW | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 |
| SPD 5 kW above | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 |
| HT Domestic | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 |
| **Non-Domestic** | **264643** | **2016** | **2865** | | | **303** | **2241** | **2544** |
| Non-Domestic (Low Tension): NDLT-I | 263423 | 1322 | 1701 | 0.00 | 0.00 | 191.35 | 1350.93 | 1542 |
| Up to 10 KW | 207641 | 397 | 606 | 101.61 | 7.72 | 48.39 | 468.14 | 517 |
| > 10 KW to 100 KW | 55095 | 850 | 981 | 116.86 | 7.37 | 128.21 | 777.33 | 906 |
| Above 100 | 687 | 75 | 114 | 152.42 | 8.64 | 14.75 | 105.46 | 120 |
| Non Domestic High Tension (NDHT) | 1218 | 694 | 1164 | 127.02 | 7.27 | 111.35 | 890.32 | 1002 |
| Mixed Load (High tension) >100 KW | 2 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| Supply on 11kV and above | 2 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| Supply on LT (400 Volts) | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| **Industrial** | **11372** | **303** | **483** | **0** | **0** | **39** | **345** | **384** |
| Small Industrial Power (SIP) | 11225 | 251 | 377 | | | 30.40 | 277.47 | 308 |
| 0-10 | 4570 | 22 | 36 | 81.29 | 7.37 | 2.10 | 26.74 | 29 |
| 10-100 | 6599 | 222 | 327 | 91.45 | 6.71 | 26.72 | 241.10 | 268 |
| above 100 | 56 | 8 | 14 | 152.42 | 8.13 | 1.58 | 9.63 | 11 |
| LIP(wef 01/09/2011) | 147 | 52 | 106 | 127.02 | 6.40 | 8.18 | 67.78 | 76 |
| Large Industrial Power > 100 KW LIP | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| Supply on 11 kV and above | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| Supply on LT (400 Volts) | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| **Agriculture** | **4260** | **19** | **17** | **20** | **3** | **0** | **5** | **5** |
| **Mushroom Cultivation** | **16** | **0** | **0** | **41** | **5** | **0** | **0** | **0** |
| **Public Lighting** | **3** | **0** | **141** | | | **0** | **104** | **104** |
| Street Lighting | 3 | 0 | 141 | 0.00 | 7.37 | 0.00 | 104.06 | 104 |
| Signals& Blinkers | 0 | #DIV/0! | 0 | 0.00 | 7.37 | 0.00 | 0.00 | 0 |
| **Railway Traction(Other than DMRC)** | **1** | **14** | **18** | **152** | **6** | **3** | **11** | **14** |
| **DMRC** | **8** | **76** | **294** | **0** | **0** | **12** | **149** | **161** |
| DMRC (220 kV) | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| DMRC (66 kV) | 8 | 76 | 294 | 127.02 | 5.08 | 11.52 | 149.40 | 161 |
| **Temporary Supply** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| For a period of | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| less than 16 days | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| for more than or equal to 16 days | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| for residential cooperative group housing connections | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| for religious functions of traditional and established characters and cultural activities | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| for major construction projects | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| for threshers | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| during the threshing season for 30 days | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| for extended period | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| **Enforcement** | **0** | **0** | **36** | | | | | **0** |
| **Own Consumption** | **1** | **0** | **24** | | | | | **0** |
| **Misuse** | **0** | **0** | **0** | | | | | **0** |
| **Others** | **6415** | **166** | **433** | | | **23** | **296** | **318** |
| DIAL | 1 | 48 | 250 | 152.42 | 6.86 | 8.82 | 171.65 | 180 |
| DJB | 76 | 83 | 132 | 152.42 | 8.13 | 12.88 | 97.74 | 111 |
| 11 kV - Worship/Hospital | 20 | 15 | 26 | | | 0.36 | 16.99 | 17 |
| Staff | 6318 | 20 | 25 | | | 0.48 | 9.44 | 10 |
| **TOTAL** | **1895933** | **7552** | **9501** | | | **527** | **6096** | **6623** |

| | |
|---|---|
| OTHER CHARGES | 530 |
| ELECTRICITY TAX | 329 |
| TOTAL REVENUE BILLED | 7482 |
| ***As per the respective tariff schedule of DERC** | - |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDANI POWER LIMITED**

**Tariff Proposal** **Form No: T1**

| S.No. | Type of installation | Current Year FY 13 | | Ensuing Year FY 14 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Energy Charges[1] | Fixed Charges[2] | Energy Charges[1] | Fixed Charges[2] |
| 1 | **Domestic** | | | | |
| 1.1 | **Domestic Lighting/ Fan and Power (Single Delivery Point)** | | | | |
| 1.1.1 | **Upto 2 KW Load** | | | | |
| | 0-200 | **3.70** | **40** | **3.76** | **40.65** |
| | 200-400 | **5.50** | **40** | **5.59** | **40.65** |
| | Above 400 | **6.50** | **40** | **6.60** | **40.65** |
| 1.1.2 | **2 to 5 KW Load** | | | | |
| | 0-200 | **3.70** | **100** | **3.76** | **101.61** |
| | 200-400 | **5.50** | **100** | **5.59** | **101.61** |
| | Above 400 | **6.50** | **100** | **6.60** | **101.61** |
| 1.1.3 | **Above 5 KW Load** | | | | |
| | 0-200 | **3.70** | **20** | **3.76** | **20.32** |
| | 200-400 | **5.50** | **20** | **5.59** | **20.32** |
| | Above 400 | **6.50** | **20** | **6.60** | **20.32** |
| 1.2 | **Domestic Lighting/Fan And Power on 11KV single delivery point for CGHS and other similar group housing complexes** | | | | |
| | First 60% | **5.50** | **20** | **5.59** | **20.32** |
| | Next 40% | **6.50** | **20** | **6.60** | **20.32** |
| 1.3 | **Domestic Lighting/ Fan And Power Connections in Regularised/ Unauthorised Colonies, Left Out Pockets and Villages, both Electrified and Unelectrified** | | | | |
| | Upto 50 sq yards | | | | |
| | Between 51-100 sq yards | | | | |
| | Between 101-150 sq yards | | | | |
| | Between 151-200 sq yards | | | | |
| | More than 200 sq yds. only with meter | | | | |
| 1.4 | **Others** | | | | |
| | Dhobi Ghat | | | | |
| | JJ Cluster | | | | |
| 2 | **Non-Domestic** | | | | |
| 2.1.1 | **Non-Domestic (Low Tension): NDLT** | | | | |
| | NDLT-(Up to 10 KW) | **7.60** | **100** | **7.72** | **101.61** |
| | NDLT-(10 KW to 100 KW) | **7.25** | **115** | **7.37** | **116.86** |
| | NDLT-(Above 100 kW) | **8.50** | **150** | **8.64** | **152.42** |
| 2.1.2 | **Non Domestic High Tension (NDHT)** | | | | |
| | NDHT( Supply at 11 kV and above) | **7.15** | **125** | **7.27** | **127.02** |
| 2.1.3 | **Others** | | | | |
| | MLHT-Supply on 66kV | **0.00** | **0** | **0.00** | **0.00** |
| | MLHT-Supply on 33kV | **0.00** | **0** | **0.00** | **0.00** |
| | MLHT-Supply on 11kV | **0.00** | **0** | **0.00** | **0.00** |
| | MLHT-Supply on LT (400 Volts) | **0.00** | **0** | **0.00** | **0.00** |
| 3 | **Industrial** | | | | |
| 3.1.1 | **Small Industrial Power (SIP)** | | | | |
| 3.1.1.1 | SIP-(Up to 10 KW) | **7.25** | **80** | **7.37** | **81.29** |
| | SIP-(10 KW to 100 KW) | **6.60** | **90** | **6.71** | **91.45** |
| | SIP-(Above 100 kW) | **8.00** | **150** | **8.13** | **152.42** |
| 3.1.2 | **Large Industrial Power** | | | | |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDANI POWER LIMITED**

**Tariff Proposal** **Form No: T1**

| S.No. | Type of installation | Current Year FY 13 | | Ensuing Year FY 14 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Energy Charges[1] | Fixed Charges[2] | Energy Charges[1] | Fixed Charges[2] |
| | LIP( Supply at 11 kV and above) | 6.30 | 125 | 6.40 | 127.02 |
| 3.2 | **Others** | | | | |
| | LIP-Supply on 66 kV | | | | |
| | LIP-Supply on 33 kV | | | | |
| | LIP-Supply on 11 kV | | | | |
| | LIP-Supply on LT (400 Volts) | | | | |
| 4 | **Agriculture** | 2.60 | 20 | 2.64 | 20.32 |
| 5 | **Mushroom Cultivation** | 5.20 | 40 | 5.28 | 40.65 |
| 6 | **Public Lighting** | | | | |
| 6.1 | Street Lighting | 7.25 | 0 | 7.37 | 0.00 |
| 6.2 | Signals& Blinkers | 7.25 | 0 | 7.37 | 0.00 |
| 7 | **Delhi Jal Board** | | | | |
| | DJB-(Up to 10 KW) | 7.25 | 80 | 7.37 | 81.29 |
| | DJB-(10 KW to 100 KW) | 6.60 | 90 | 6.71 | 91.45 |
| | DJB-(Above 100 kW) | 8.00 | 150 | 8.13 | 152.42 |
| | DJB-(Supply at 11 kV and above) | 6.30 | 125 | 6.40 | 127.02 |
| 8 | **Delhi International Airport Limited** | 6.75 | 150 | 6.86 | 152.42 |
| 9 | **Railway Traction(Other than DMRC)** | 5.80 | 150 | 5.89 | 152.42 |
| 10 | **Delhi Metro Rail Corporation** | | | | |
| | DMRC (220 kV) | 5.00 | 125 | 5.08 | 127.02 |
| | DMRC (66 kV) | 5.00 | 125 | 5.08 | 127.02 |
| 11 | **Advertisements & Hoardings** | 10.00 | 500 | 10.16 | 508.07 |
| 12 | **Temporary Supply** | | | | |
| 12.1 | For a period of | | | | |
| | less than 16 days | | | | |
| | for more than or equal to 16 days | | | | |
| 12.2 | for residential cooperative group housing connections | | | | |
| 12.3 | for religious functions of traditional and established characters and cultural activities | | | | |
| 12.4 | for major construction projects | | | | |
| 12.5 | for threshers | | | | |
| | during the threshing season for 30 days | | | | |
| | for extended period | | | | |
| 13 | **Enforcement** | | | | |
| 14 | **Own Consumption** | | | | |
| 15 | **Misuse** | | | | |
| 16 | **Others** | | | | |
| | 11 kV - Worship/Hospital | Same as 1.1.3 | Same as 1.1.3 | Same as 1.1.3 | Same as 1.1.3 |
| | DVB Staff | Same as 1.1.3 | Same as 1.1.3 | Same as 1.1.3 | Same as 1.1.3 |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| BSES Rajdhani Power Limited | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |
| **Allocation Statement - Revenue Requirement (for the year)** | | | | |
| | | (All figures in Rs. Crore) | | |
| **Wheeling Business** | | **PY** | **CY** | **EY** |
| | **Expenditure** | **FY12** | **FY13** | **FY14** |
| **A** | Power Purchase Cost | 4,802.9 | 5,317.0 | 6,153.9 |
| **B** | Inter-State Transmission Charges | 370.2 | 352.9 | 388.2 |
| **C** | Intra-State Transmission Charges | 477.3 | 296.1 | 250.6 |
| **D** | SLDC Charges | - | 3.3 | 3.5 |
| **E** | O&M Expenses | 301.1 | 327.5 | 352.0 |
| **a** | *Employee Expenses* | 127.0 | 159.2 | 170.0 |
| **b** | *A&G Expenses* | 42.4 | 48.9 | 52.3 |
| **c** | *R&M Expenses* | 131.6 | 105.4 | 115.5 |
| **F** | Depreciation | 47.1 | 32.7 | 35.4 |
| **G** | Other Miscellaneous Expenses | 69.0 | - | - |
| **H** | Return on Capital Employed | 86.1 | 103.8 | 113.3 |
| **I** | Income Tax | 30.3 | 24.8 | 26.6 |
| **J** | Supply Margin | 23.7 | - | - |
| **K** | Less: Non-Tariff Income | 23.3 | 14.1 | 14.1 |
| **L** | Add Truing-up Requirement | 208.0 | | |
| **M** | Add: Truing-up of Income Tax from FY 03 to FY 07 | 295.3 | - | - |
| **N** | Add: Truing-up of FY 2007-08 in accordance with Regulation-12.1 | 283.0 | | |
| **O** | Add: Letter of Credit Charges up to FY 11 | 4.1 | | |
| **P** | Add: R&M and A&G Expenses-Appeal No. 177 of 2012 | 74.4 | | |
| **Q** | Add: Borrowing cost incurred during FY 2010-11 for funding deficit due to Regulatory Assets | 11.6 | | |
| **R** | **Aggregate Revenue Requirement** | **7,060.74** | **6,443.98** | **7,309.27** |

Numbe y due to rou

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited**

**Allocation Statement - Revenue Requirement (for the year)**

All figures in Rs Crores

(All figures in Rs. Crore)

| | | PY | CY | EY |
|---|---|---|---|---|
| **Retail Supply Business** | | **FY12** | **FY13** | **FY14** |
| **A** | **Expenditure** | | | |
| | Power Purchase Cost | - | - | - |
| | Inter-State Transmission Charges | - | - | - |
| | Intra-State Transmission Charges | - | - | - |
| | SLDC Charges | - | - | - |
| | O&M Expenses | 126.76 | 137.87 | 148.17 |
| | Employee Expenses | 85.87 | 107.64 | 114.90 |
| | A&G Expenses | 32.80 | 37.76 | 40.39 |
| | R&M Expenses | 8.09 | 6.48 | 7.10 |
| | Depreciation | 183.93 | 127.62 | 138.22 |
| | Other Miscellaneous Expenses | 29.03 | - | - |
| | Return on Capital Employed | 238.27 | 287.23 | 313.63 |
| | Income Tax | 7.58 | 6.20 | 6.64 |
| | Supply Margin | - | - | - |
| | Less: Non-Tariff Income | 183.35 | 110.94 | 110.94 |
| | Add Truing-up Requirement | 87.54 | | |
| | Add: Truing-up of Income Tax from FY 03 to FY 07 | 124.32 | | |
| | Add: Truing-up of FY 2007-08 in accordance with Regulation-12.1 | 119.12 | | |
| | Add: Letter of Credit Charges up to FY 11 | 1.73 | | |
| | Add: R&M and A&G Expenses-Appeal No. 177 of 2012 | 31.34 | | |
| | Add: Borrowing cost incurred during FY 2010-11 for funding deficit due to Regulatory Assets | 4.88 | | |
| | **Aggregate Revenue Requirement** | **771.16** | **447.99** | **495.71** |
| | | | | |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Total Power Purchase cost** | **Form F1** | **FY 2011-12**

| Sl No | Source | Plant Capacity (MW) | Licensee's Share in % | Licensee's Share in MW | MU Purchased / generated (ex-bus) | Fixed Charges | | Variable charges | | FPA Charges | | Other Charges | | | | | All Charges Total in Rs Crs | Average rate (Rs./kwh) | Apportioned Inter-State Transmission Losses (MU) | Apportioned Intra-State Transmission Losses (MU) | Net energy delivered at State periphery (MU) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | Total Fixed Charges Rs Crs) | Total Fixed Charge per MW (Rs per MW) | Variable Charge per unit (Rs per unit) | Total Variable Charges (Rs. Crs.) | Total FPA charges (Rs.Cr.) | Total FPA Charge per unit (Rs per unit) | Dis / Incentive (Rs. Crore) | Income Tax (Rs. Crore) | Any Other (ED,Cess etc.) (Rs. Crore) | Total of Other Charges (Rs Crs) | Total Other Charges per unit (Rs per unit) | | | | | |
| Sl No | Source | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| A | Central Generating Stations | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| I | NTPC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | ANTA GAS | 419 | 0 | 19 | 95 | 19 | 10127767 | 4 | 37 | -10 | -1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 48 | 5 | 3 | 1 | 90 |
| 2 | AURAIYA GAS | 663 | 0 | 31 | 137 | 19 | 6003426 | 5 | 70 | -29 | -2 | 0 | 0 | -5 | -6 | 0 | 54 | 4 | 5 | 2 | 130 |
| 3 | BTPS | 705 | 0 | 235 | 1434 | 235 | 9990687 | 5 | 774 | -368 | -3 | -4 | -2 | -14 | -20 | 0 | 621 | 4 | 0 | 18 | 1417 |
| 4 | DADRI GAS | 830 | 0 | 40 | 200 | 26 | 6515927 | 4 | 90 | -31 | -2 | 0 | 0 | -9 | -8 | 0 | 76 | 4 | 7 | 2 | 190 |
| 5 | FARAKKA | 1600 | 0 | 10 | 39 | 9 | 9365837 | 8 | 32 | -20 | -5 | 0 | 0 | -2 | -2 | -1 | 19 | 5 | 2 | 0 | 37 |
| 6 | KAHALGAON STAGE-I | 840 | 0 | 22 | 116 | 23 | 10239916 | 5 | 54 | -24 | -2 | 0 | -1 | -3 | -4 | 0 | 49 | 4 | 7 | 1 | 107 |
| 7 | NCPP - DADRI | 840 | 0 | 279 | 1901 | 319 | 11440104 | 5 | 880 | -355 | -2 | -15 | -8 | -39 | -62 | 0 | 782 | 4 | 67 | 23 | 1811 |
| 8 | RIHAND -I | 1000 | 0 | 44 | 339 | 45 | 10292721 | 2 | 80 | -33 | -1 | -3 | 1 | -11 | -12 | 0 | 79 | 2 | 12 | 4 | 324 |
| 9 | RIHAND -II | 1000 | 0 | 55 | 414 | 54 | 9820841 | 2 | 89 | -34 | -1 | -3 | 0 | -11 | -15 | 0 | 95 | 2 | 15 | 5 | 394 |
| 10 | SINGRAULI | 2000 | 0 | 65 | 492 | 42 | 6384395 | 2 | 111 | -46 | -1 | -4 | 0 | -7 | -11 | 0 | 96 | 2 | 18 | 6 | 469 |
| 11 | UNCHAHAR-I | 420 | 0 | 10 | 72 | 14 | 13325488 | 4 | 26 | -11 | -2 | -1 | 0 | -2 | -2 | 0 | 26 | 4 | 3 | 1 | 68 |
| 12 | UNCHAHAR-II | 420 | 0 | 20 | 142 | 27 | 13215835 | 4 | 51 | -23 | -2 | -1 | 0 | -4 | -5 | 0 | 51 | 4 | 5 | 2 | 135 |
| 13 | UNCHAHAR-III | 210 | 0 | 13 | 96 | 25 | 19516190 | 3 | 30 | -10 | -1 | -1 | 0 | 0 | -1 | 0 | 44 | 5 | 3 | 1 | 91 |
| 14 | KAHALGAON STAGE-II | 1000 | 0 | 46 | 312 | 52 | 11344388 | 4 | 118 | -45 | -1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 125 | 4 | 19 | 4 | 290 |
| 15 | TALCHER | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | DADRI EXTENSION | 980 | 0 | 320 | 2416 | 414 | 12922317 | 3 | 652 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 1071 | 4 | 86 | 29 | 2302 |
| | **NTPC Total** | **12927** | | **1210** | **8204** | **1322** | **160505838** | **4** | **3095** | **-1039** | **-1** | **-31** | **-10** | **-100** | **-141** | **0** | **3236** | **4** | **251** | **98** | **7854** |
| II | NHPC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | BAIRA SIUL | 180 | 0 | 9 | 30 | 5 | 5940221 | 2 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 11 | 4 | 1 | 0 | 28 |
| 2 | CHAMERA-I | 540 | 0 | 19 | 85 | 8 | 4513457 | 1 | 11 | 0 | 0 | 0 | -1 | 1 | 0 | 0 | 19 | 2 | 2 | 1 | 81 |
| 3 | CHAMERA-II | 300 | 0 | 17 | 88 | 16 | 9028400 | 3 | 24 | 0 | 0 | 0 | -2 | 2 | 1 | 0 | 40 | 5 | 3 | 1 | 85 |
| 4 | DHAULIGANGA | 280 | 0 | 16 | 67 | 19 | 11752120 | 3 | 19 | 0 | 0 | 0 | -2 | 3 | 1 | 0 | 39 | 6 | 2 | 1 | 64 |
| 5 | DULHASTI | 390 | 0 | 22 | 122 | 53 | 24113878 | 4 | 54 | 0 | 0 | 0 | 4 | 6 | 10 | 1 | 116 | 10 | 4 | 1 | 117 |
| 6 | SALAL | 690 | 0 | 35 | 152 | 11 | 3238262 | 1 | 11 | 0 | 0 | 0 | -2 | 1 | 0 | 0 | 22 | 1 | 5 | 2 | 145 |
| 7 | TANAKPUR | 94 | 0 | 5 | 22 | 5 | 9006440 | 2 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 9 | 4 | 1 | 0 | 21 |
| 8 | URI | 480 | 0 | 23 | 111 | 24 | 10234623 | 2 | 18 | 0 | 0 | 0 | -2 | 4 | 2 | 0 | 44 | 4 | 3 | 1 | 106 |
| | **NHPC Total** | **2954** | | **146** | **677** | **140** | **77827402** | **2** | **146** | **0** | **0** | **0** | **-5** | **19** | **14** | **0** | **300** | **4** | **20** | **8** | **648** |
| III | TEHRI HEP | 1000 | 0 | 45 | 184 | 29 | 6509556 | 3 | 46 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 6 | 0 | 82 | 4 | 6 | 2 | 176 |
| IV | NJPC (SATLUJ) | 1500 | 0 | 62 | 288 | 40 | 6541140 | 1 | 33 | 0 | 0 | 0 | 9 | 0 | 9 | 0 | 82 | 3 | 8 | 3 | 277 |
| V | TALA HEP | 1020 | 0 | 13 | 44 | 0 | 0 | 2 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 2 | 2 | 1 | 41 |
| VI | DVC | 250 | 0 | 13 | 578 | 154 | 119804781 | 1 | 35 | 57 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 246 | 4 | 34 | 7 | 538 |
| VII | NUCLEAR | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | RAPS - 3 & 4 | 440 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -135 | 0 | | 0 | 0 | 0 |
| 2 | RAPS - 5 & 6 | 440 | 0 | 24 | 196 | 0 | 0 | 4 | 72 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 72 | 4 | 7 | 2 | 187 |
| 3 | NPCIL - NAPS | 440 | 0 | 20 | 80 | 0 | 0 | 3 | 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 0 | 22 | 3 | 3 | 1 | 76 |
| | **Nuclear Total** | **1320** | | **45** | **276** | **0** | **0** | | **93** | **0** | **0** | **0** | **0** | **2** | **2** | **-135** | **95** | | **10** | **3** | **263** |
| B | SGS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | IP Station | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Rajghat | 135 | 0 | 57 | 304 | 46 | 8028283 | 2 | 74 | 15 | 1 | 0 | 0 | 27 | 27 | 1 | 162 | 5 | 0 | 4 | 300 |
| 3 | GAS TURBINE | 270 | 0 | 116 | 500 | 64 | 5477714 | 3 | 154 | 2 | 0 | 0 | 0 | 18 | 18 | 0 | 237 | 5 | 0 | 6 | 493 |
| 4 | Pragati -I | 330 | 0 | 105 | 784 | 67 | 6392863 | 2 | 147 | 25 | 0 | 2 | 8 | 12 | 21 | 0 | 261 | 3 | 0 | 10 | 774 |
| | **SGS Total** | **735** | | **278** | **1587** | **177** | **19898860** | **2** | **375** | **43** | **0** | **2** | **8** | **57** | **67** | **0** | **661** | **4** | **0** | **20** | **1568** |
| C | Future Stations | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | SEWA-II | 120 | 0 | 7 | 28 | 8 | 11170236 | 2 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14 | 5 | 1 | 0 | 26 |
| 2 | Chamera-III | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Parbati -III | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Uri -II | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | Koteshwar | 200 | 0 | 9 | 24 | 7 | 7921099 | 2 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 0 | 0 | 0 | 24 |
| 6 | Aravali Power Corporation Ltd | 1500 | 0 | 327 | 192 | 65 | 2002731 | 3 | 60 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 126 | 7 | 5 | 2 | 184 |
| 7 | TOWMCL | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | PRAGATI-III, BAWANA | 1500 | 0 | 418 | 54 | 12 | 293749 | 4 | 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 36 | 0 | 0 | 1 | 53 |
| 9 | Mejia TPS Extn | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | Chandrapur Extn | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | Koderma TPS | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | Durgapur Steel | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | Thyagraj Solar | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | Maithon TPS | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | **Future Stations Total** | **3320** | | **761** | **297** | **92** | **21387815** | **3** | **96** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **188** | **6** | **6** | **4** | **288** |
| D | Power Purchase from other Sources | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Intra State Power Purchase | | | | 93 | 0 | 0 | 4 | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 35 | 4 | 0 | 1 | 92 |
| 2 | BILATERAL / IEX (Purchase) | | | | 502 | 0 | 0 | 4 | 182 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 182 | 4 | 56 | 6 | 440 |
| 3 | Banking (Purchase) | | | | 954 | 0 | 0 | 4 | 386 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 386 | 4 | 26 | 11 | 917 |
| 4 | UI Purchase | | | | 166 | 0 | 0 | 4 | 67 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 67 | 4 | 0 | 2 | 164 |
| | **Other Purchases Total** | | | | **1714** | | | **4** | **671** | | **0** | | | | | | **671** | **4** | **81** | **20** | **1613** |
| E | Power Sold to other Sources | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Intra State Power Sale | | | | 12 | 0 | 0 | 4 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 0 | 0 | 12 |
| 2 | BILATERAL / IEX | | | | 1080 | 0 | 0 | 3 | 313 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 313 | 3 | 0 | 13 | 1067 |
| 3 | Banking | | | | 999 | 0 | 0 | 4 | 371 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 371 | 4 | 0 | 12 | 986 |
| 4 | UI Sale | | | | 303 | 0 | 0 | 3 | 86 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 86 | 3 | 0 | 4 | 299 |
| | **Sale Total** | | | | **2393** | | | **3** | **773** | | **0** | | | | | **0** | **773** | **3** | **0** | **29** | **2364** |
| F | Other Payments | | | | | | | | | | | | | **5** | **5** | | **5** | | | | |
| G | Less: UI Penal Charges | | | | | | | | | | | | | **0** | **0** | | **0** | | | | |
| H | License Feees for FY 2011-12 | | | | | | | | | | | | | **0** | **0** | | **0** | | | | |
| I | LC Charges | | | | | | | | | | | | | **2** | **2** | | **2** | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| I | GRAND TOTAL | 25027 | | 2572 | 11457 | 1954 | 7599176 | 3 | 3824 | -938 | -1 | -29 | 9 | -16 | -37 | 0 | 4803 | 4 | 418 | 137 | 10902 |
| J | Total Apportioned Intra-State transmission losses | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 |
| K | Total energy input to Distribution Company system (F-G) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 10902 |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Total Power Purchase cost** **FY 12-13** **Form No: F1**

| Sl No | Source | Plant Capacity (MW) | Licensee's Share in % | Licensee's Share in MW | MU Purchased / generated (ex-bus) | Fixed Charges: Total Fixed Charges Rs Crs) | Fixed Charges: Total Fixed Charge per MW (Rs per MW) | Variable charges: Variable Charge per unit (Rs per unit) | Variable charges: Total Variable Charges (Rs. Crs.) | FPA Charges: Total FPA charges (Rs.Cr.) | FPA Charges: Total FPA Charge per unit (Rs per unit) | Other Charges: Dis / Incentive | Other Charges: Income Tax | Other Charges: Any Other (ED,Cess etc.) | Other Charges: Arrears | Other Charges: Total of Other Charges in Rs Crs | Other Charges: Total Other Charges per unit (Rs per unit) | All Charges Total in Rs Crs | Average rate (Rs./kwh) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sl No | **Source** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| A | **Central Generating Stations** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| I | **NTPC** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | ANTA GAS | 419 | 4.58% | 19 | 92 | 10.18 | 5304764 | 0.00 | 26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 4 | 5 | 0.58 | 41.91 | 4.54 |
| 2 | AURAIYA GAS | 663 | 4.73% | 31 | 140 | 12.47 | 3971281 | 0.00 | 43 | 0 | 0 | 0 | (0) | 3 | 11 | 13 | 0.96 | 68.46 | 4.88 |
| 3 | BTPS | 705 | 33.37% | 235 | 1473 | 132.74 | 5641654 | 0.00 | 497 | 0 | 0 | 0 | (2) | (2) | 54 | 51 | 0.35 | 681.34 | 4.63 |
| 4 | DADRI GAS | 830 | 4.78% | 40 | 205 | 18.91 | 4772224 | 0.00 | 59 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 14 | 17 | 0.85 | 95.51 | 4.67 |
| 5 | FARAKKA | 1600 | 0.61% | 10 | 54 | 4.70 | 4850433 | 0.00 | 16 | 0 | 0 | 0 | (0) | 0 | 1 | 1 | 0.18 | 21.75 | 4.02 |
| 6 | KAHALGAON STAGE-I | 840 | 2.65% | 22 | 131 | 13.42 | 6038741 | 0.00 | 34 | 0 | 0 | 0 | (1) | 1 | 2 | 2 | 0.18 | 49.29 | 3.76 |
| 7 | NCPP - DADRI | 840 | 33.18% | 279 | 1898 | 181.60 | 6515749 | 0.00 | 550 | 0 | 0 | 0 | (8) | 12 | 66 | 70 | 0.37 | 801.55 | 4.22 |
| 8 | RIHAND -I | 1000 | 4.36% | 44 | 291 | 23.07 | 5293971 | 0.00 | 38 | 0 | 0 | 0 | 1 | 3 | 14 | 17 | 0.60 | 78.06 | 2.69 |
| 9 | RIHAND -II | 1000 | 5.49% | 55 | 429 | 38.54 | 7019424 | 0.00 | 58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 7 | 8 | 0.20 | 104.57 | 2.44 |
| 10 | SINGRAULI | 2000 | 3.27% | 65 | 475 | 24.71 | 3780285 | 0.00 | 59 | 0 | 0 | 0 | (0) | 2 | 8 | 9 | 0.19 | 92.84 | 1.95 |
| 11 | UNCHAHAR-I | 420 | 2.49% | 10 | 76 | 6.85 | 6558269 | 0.00 | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0.66 | 29.03 | 3.83 |
| 12 | UNCHAHAR-II | 420 | 4.88% | 20 | 150 | 15.78 | 7703286 | 0.00 | 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 10 | 11 | 0.75 | 60.84 | 4.05 |
| 13 | UNCHAHAR-III | 210 | 6.02% | 13 | 94 | 13.10 | 10362865 | 0.00 | 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 5 | 0.50 | 39.05 | 4.17 |
| 14 | KAHALGAON STAGE-II | 1500 | 4.57% | 69 | 386 | 52.24 | 7618416 | 0.00 | 90 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | (2) | (2) | (0.04) | 140.77 | 3.65 |
| 15 | DADRI EXTENSION | 980 | 32.69% | 320 | 2175 | 372.62 | 11632974 | 0.00 | 624 | 0 | 0 | 0 | 0 | (1) | 13 | 12 | 0.06 | 1009.15 | 4.64 |
| 16 | Aravali Power Corporation Ltd | 1500 | 10.07% | 151 | 602 | 47.49 | 3144700 | 0.00 | 211 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | (1) | (1) | (0.02) | 257.93 | 4.28 |
| | **NTPC Total** | **14927.47** | | **1383.44** | **8671** | **968.42** | **100209036.1** | | **2377.70** | **0** | | **0** | **-9.72** | **25.04** | **210.62** | **225.94** | | **3572.05** | |
| II | **NHPC** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | BAIRA SIUL | 180 | 4.79% | 9 | 16 | 3.05 | 3533131 | 0.00 | 1 | 0 | 0 | 0 | (0) | 0 | (1) | (1) | (0.81) | 3 | 1.89 |
| 2 | CHAMERA-I | 540 | 3.44% | 19 | 29 | 5.35 | 2879659 | 0.00 | 3 | 0 | 0 | 0 | (1) | 0 | (0) | (2) | (0.55) | 6 | 2.16 |
| 3 | CHAMERA-II | 300 | 5.81% | 17 | 37 | 12.35 | 7088397 | 0.00 | 5 | 0 | 0 | 0 | (2) | 0 | (9) | (11) | (2.94) | 6 | 1.68 |
| 4 | DHAULIGANGA | 280 | 5.76% | 16 | 24 | 10.08 | 6255946 | 0.00 | 3 | 0 | 0 | 0 | (2) | 0 | 6 | 3 | 1.42 | 17 | 6.99 |
| 5 | DULHASTI | 390 | 5.59% | 22 | 48 | 33.79 | 15494371 | 0.00 | 14 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 10 | 14 | 2.86 | 61 | 12.76 |
| 6 | SALAL | 690 | 5.06% | 35 | 59 | 9.10 | 2604250 | 0.00 | 3 | 0 | 0 | 0 | (2) | 0 | 5 | 4 | 0.62 | 15 | 2.63 |
| 7 | TANAKPUR | 94 | 5.58% | 5 | 9 | 3.18 | 6047999 | 0.00 | 1 | 0 | 0 | 0 | (0) | 0 | 1 | 1 | 0.84 | 5 | 5.48 |
| 8 | URI | 480 | 4.81% | 23 | 59 | 13.83 | 5986958 | 0.00 | 4 | 0 | 0 | 0 | (2) | 0 | 8 | 7 | 1.11 | 25 | 4.24 |
| 9 | SEWA-II | 120 | 5.81% | 7 | 13 | 5.97 | 8565432 | 0.00 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1.63 | 11 | 8.04 |
| | **NHPC Total** | **3074.20** | | **152.84** | **294** | **96.70** | **58456142** | | **36.32** | **0.00** | | **0.00** | **(4.62)** | **0.14** | **20.85** | **16.37** | | **149.40** | |
| III | **TEHRI HEP** | **1000** | 4.49% | **45** | **133** | **37** | **8290725** | **0.00** | **33** | **0** | **0** | **0** | **6.30** | **0.00** | **6.64** | **12.95** | **0.97** | **83.30** | **6.25** |
| IV | **NJPC (SATLUJ)** | **1500** | 4.13% | **62** | **257** | **40** | **6519726** | **0.00** | **29** | **0** | **0** | **0** | **8.86** | **0.00** | **7.22** | **16.09** | **0.63** | **85.88** | **3.34** |
| V | **KOTESHWAR** | **400** | 4.30% | **17** | **69** | **9** | **5386606** | **0.00** | **15** | **0** | **0** | **0** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **24.43** | **3.56** |
| VI | **Tala HEP** | **0** | 0.00% | **0** | **33** | **0** | **0** | **0.00** | **7** | **0** | **0** | **0** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **6.71** | **2.02** |
| VII | **Mejia Unit-6** | **250** | **0** | **100** | **144** | **21** | **2113639** | **0.00** | **22** | **14** | **0** | **0** | **0** | **0** | **3** | **3** | **0.00** | **60.75** | **4.22** |
| VII | **NUCLEAR** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | RAPS - 3 & 4 | 440 | 0.00% | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | 0 | |
| 2 | RAPS - 5 & 6 | 440 | 5.53% | 24 | 157 | 0.00 | 0 | 0.00 | 53.50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.13 | 0.86 | 1.18 | 0.07 | 55 | 3.48 |
| 3 | NPCIL - NAPS | 440 | 4.65% | 20 | 79 | 0.00 | 0 | 0.00 | 18.99 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.89 | 0.20 | 1.09 | 0.14 | 20 | 2.53 |
| | **Nuclear Total** | **1320** | | **45** | **236** | **0** | **0** | | **72** | **0** | | **0** | **0** | **1** | **1** | **2** | | **75** | |
| B | **SGS** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | IP Station | 0 | 0.00% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | (0) | (0) | 0.00 | (0) | 0.00 |
| 2 | Rajghat | 135 | 36.07% | 49 | 289 | 54 | 11091852 | 0.00 | 86 | 8.60 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 5 | 6 | 0.20 | 154 | 5.33 |
| 3 | GAS TURBINE | 270 | 36.54% | 99 | 683 | 68 | 6886296 | 0.00 | 226 | 39.63 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 5 | 6 | 0.08 | 339 | 4.97 |
| 4 | Pragati -I | 330 | 31.77% | 105 | 733 | 67 | 6436061 | 0.00 | 166 | 19.81 | 0.00 | 1 | 8 | 0 | 28 | 37 | 0.50 | 290 | 3.96 |
| 5 | PRAGATI-III, BAWANA | 1500 | 30.51% | 458 | 870 | 57 | 1240679 | 0.00 | 360 | 0.00 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | (3) | (3) | (0.03) | 414 | 4.75 |
| | **SGS Total** | **2235** | | **710** | **2576** | **246** | **25654887** | | **838** | **68** | **0.26** | **1** | **8** | **0** | **36** | **45** | | **1197** | |
| C | **Future Stations** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Barh-II | 1320 | | | 0 | 0 | | 0.00 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | |
| | Chamera-III | 231 | | | 8 | 2 | | 0.00 | 1 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 4 | 6 | 7.84 |
| | Chandrapur Extn (U7 & U8) | 500 | | | 906 | 101 | | 0.00 | 253 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 0 | 358 | 3.95 |
| | Durgapur TPS | 250 | | | 0 | 0 | | 0.00 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | |
| | Koderma TPS | 500 | | | 0 | 0 | | 0.00 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | |
| | Koldam HEP | 800 | | | 0 | 0 | | 0.00 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | |
| | Mejia Unit 7 & 8 | 0 | | | 0 | 0 | | 0.00 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | |
| | Parbati - II | 800 | | | 0 | 0 | | 0.00 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | |
| | Rihand - III | 1000 | | | 112 | 0 | | 0.00 | 50 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 50 | 4.50 |
| | Sasan UMPP | 3960 | | | 0 | 0 | | 0.00 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | |
| | Subansiri Lower | 2000 | | | 0 | 0 | | 0.00 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | |
| | Uri -II | 240 | | | 0 | 0 | | 0.00 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | |
| | **Future Stations Total** | **12121** | **0** | **0** | **1033** | **103** | | | **308** | **0** | | **0** | **0** | **0** | **7** | **7** | **4** | **417** | **21** |
| D | **Power Purchase from other Sources** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Intra State Power Purchase | 0 | 0.00% | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0.00 |
| 2 | BILATERAL / IEX | 0 | 0.00% | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0.00 |
| 3 | Banking | 0 | 0.00% | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0.00 |
| 4 | UI Purchase | 0 | 0.00% | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0.00 |
| | **Other Purchases Total** | | | | **1282.49** | **0** | **0** | **0.00** | **535.22** | **0** | **0.00** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0.00** | **535** | **4.17** |
| E | **Power Sold to other Sources** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Intra State Power Sale | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | BILATERAL / IEX | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | UI Sale | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | **Sale Total** | **0** | **0** | **0** | **3770.96** | **0** | **0** | **0.00** | **1202.06** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0.00** | **1202** | **3.19** |
| F | **Renewable Energy Purchase** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | TOWMCL | 16 | 1 | 8 | 29 | 0 | 0 | 0.00 | 8 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 13 | 13 | 4.43 | 21 | 7.03 |
| 2 | Non-Solar RPO | 0 | 0 | 0 | 345 | 0 | 0 | 0.00 | 259 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 259 | 7.52 |
| 3 | Solar RPO | 0 | 0 | 0 | 17 | 0 | 0 | 0.00 | 30 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 30 | 17.62 |
| | **Renewable Energy Purchase Subtotal** | **16** | | **8** | **391** | **0** | **0** | | **297** | **0** | | **0** | **0** | **0** | **13** | **13** | **4.43** | **310** | **7.92** |
| | **Fees for approval of PPA** | | | | | | | | | | | | | | | | | **0.21** | |
| | **LC Charges** | | | | | | | | | | | | | | | | | **2** | |
| G | **GRAND TOTAL** | **36844** | | **2523** | **11349** | **1522** | **6033403** | | | **82** | **0.07** | **0.99** | **9** | **26** | **306** | **341.52** | **6.88** | **5317** | **4.69** |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Total Power Purchase cost** | **FY 13-14** | **Form No: F1**

| Sl No | Source | Plant Capacity (MW) | Licensee's Share in % | Licensee's Share in MW | MU Purchased / generated (ex-bus) | Fixed Charges | | Variable charges | | FPA Charges | | Other Charges | | | | | | All Charges Total in Rs Crs | Average rate (Rs./kwh) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | Total Fixed Charges Rs Crs) | Total Fixed Charge per MW (Rs per MW) | Variable Charge per unit (Rs per unit) | Total Variable Charges (Rs. Crs.) | Total FPA charges (Rs.Cr.) | Total FPA Charge per unit (Rs per unit) | Dis / Incentive | Income Tax | Any Other (ED,Cess etc.) | Arrears | Total of Other Charges in Rs Crs | Total Other Charges per unit (Rs per unit) | | |
| Sl No | Source | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| A | **Central Generating Stations** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| I | **NTPC** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | ANTA GAS | 419 | 4.58% | 19 | 117 | 11 | 5517094 | 2.94 | 34 | 0 | 0 | 0 | 0.13 | 0.86 | 4.46 | 5.44 | 0.47 | 50 | 4.31 |
| 2 | AURAIYA GAS | 663 | 4.73% | 31 | 199 | 15 | 4661492 | 3.08 | 61 | 0 | 0 | 0 | -0.35 | 2.83 | 11.06 | 13.54 | 0.68 | 89 | 4.49 |
| 3 | BTPS | 705 | 33.37% | 235 | 1600 | 140 | 5929972 | 3.46 | 554 | 0 | 0 | 0 | -1.64 | -1.64 | 54.44 | 51.17 | 0.32 | 745 | 4.65 |
| 4 | DADRI GAS | 830 | 4.78% | 40 | 253 | 22 | 5498784 | 2.93 | 74 | 0 | 0 | 0 | 0.26 | 3.03 | 14.21 | 17.50 | 0.69 | 113 | 4.49 |
| 5 | FARAKKA | 1600 | 0.61% | 10 | 57 | 5 | 5507888 | 3.27 | 19 | 0 | 0 | 0 | -0.33 | 0.35 | 0.96 | 0.98 | 0.17 | 25 | 4.37 |
| 6 | KAHALGAON STAGE-I | 840 | 2.65% | 22 | 133 | 14 | 6113810 | 2.99 | 40 | 0 | 0 | 0 | -0.64 | 0.77 | 2.23 | 2.37 | 0.18 | 56 | 4.19 |
| 7 | NCPP - DADRI | 840 | 33.18% | 279 | 2071 | 189 | 6768698 | 3.27 | 676 | 0 | 0 | 0 | -8.03 | 12.27 | 65.66 | 69.90 | 0.34 | 935 | 4.51 |
| 8 | RIHAND -I | 1000 | 4.36% | 44 | 325 | 25 | 5786518 | 1.48 | 48 | 0 | 0 | 0 | 0.80 | 2.93 | 13.93 | 17.66 | 0.54 | 91 | 2.79 |
| 9 | RIHAND -II | 1000 | 5.49% | 55 | 421 | 39 | 7073152 | 1.59 | 67 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 1.25 | 7.30 | 8.55 | 0.20 | 114 | 2.71 |
| 10 | SINGRAULI | 2000 | 3.27% | 65 | 488 | 26 | 4048689 | 1.45 | 71 | 0 | 0 | 0 | -0.52 | 2.11 | 7.71 | 9.30 | 0.19 | 107 | 2.18 |
| 11 | UNCHAHAR-I | 420 | 2.49% | 10 | 79 | 7 | 6895226 | 2.44 | 19 | 0 | 0 | 0 | 0.12 | 0.34 | 4.57 | 5.02 | 0.63 | 32 | 3.99 |
| 12 | UNCHAHAR-II | 420 | 4.88% | 20 | 151 | 14 | 6986907 | 2.39 | 36 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.98 | 10.30 | 11.28 | 0.75 | 62 | 4.08 |
| 13 | UNCHAHAR-III | 210 | 6.02% | 13 | 95 | 13 | 10405152 | 2.45 | 23 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.18 | 4.47 | 4.65 | 0.49 | 41 | 4.33 |
| 14 | KAHALGAON STAGE-II | 1500 | 4.57% | 69 | 376 | 53 | 7767007 | 2.65 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.72 | -2.39 | -1.67 | -0.04 | 151 | 4.03 |
| 15 | DADRI EXTENSION | 980 | 32.69% | 320 | 2242 | 380 | 11872214 | 3.36 | 754 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | -0.69 | 12.74 | 12.05 | 0.05 | 1146 | 5.11 |
| 16 | Aravali Power Corporation Ltd | 1500 | 0 | 151 | 746 | 0 | 0 | 3.97 | 296 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | -1.03 | -1.03 | -0.01 | 295 | 3.96 |
| | **NTPC Total** | **14,927** | | **1,383** | **9,352** | **953** | **6,887,473** | **3** | **2,872** | **-** | **-** | **-** | **(10)** | **26** | **211** | **227** | **0.24** | **4052** | **4.33** |
| II | **NHPC** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | BAIRA SIUL | 180 | 4.79% | 9 | 33 | 3 | 3621658 | 0.76 | 2 | 0 | 0 | 0 | -0.16 | 0.01 | -1.17 | -1.32 | -0.40 | 4 | 1.31 |
| 2 | CHAMERA-I | 540 | 3.44% | 19 | 50 | 5 | 2697545 | 0.93 | 5 | 0 | 0 | 0 | -1.23 | 0.02 | -0.47 | -1.68 | -0.34 | 8 | 1.60 |
| 3 | CHAMERA-II | 300 | 5.81% | 17 | 76 | 12 | 6810045 | 1.27 | 10 | 0 | 0 | 0 | -1.87 | 0.02 | -9.12 | -10.97 | -1.45 | 11 | 1.39 |
| 4 | DHAULIGANGA | 280 | 5.76% | 16 | 57 | 10 | 6018992 | 1.38 | 8 | 0 | 0 | 0 | -2.33 | 0.02 | 5.63 | 3.32 | 0.58 | 21 | 3.67 |
| 5 | DULHASTI | 390 | 5.59% | 22 | 93 | 32 | 14724649 | 2.88 | 27 | 0 | 0 | 0 | 4.19 | 0.02 | 9.66 | 13.88 | 1.50 | 73 | 7.85 |
| 6 | SALAL | 690 | 5.06% | 35 | 136 | 8 | 2255574 | 0.47 | 6 | 0 | 0 | 0 | -1.68 | 0.03 | 5.22 | 3.57 | 0.26 | 18 | 1.31 |
| 7 | TANAKPUR | 94 | 5.58% | 5 | 22 | 3 | 6054590 | 1.12 | 2 | 0 | 0 | 0 | -0.16 | 0.00 | 0.89 | 0.74 | 0.34 | 6 | 2.92 |
| 8 | URI | 480 | 4.81% | 23 | 108 | 12 | 5243182 | 0.75 | 8 | 0 | 0 | 0 | -1.62 | 0.02 | 8.02 | 6.43 | 0.59 | 27 | 2.47 |
| 9 | SEWA-II | 120 | 5.81% | 7 | 27 | 6 | 8291500 | 2.02 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.01 | 2.18 | 2.18 | 0.81 | 13 | 4.97 |
| | **NHPC Total** | **3,074** | | **153** | **601** | **91** | **5,939,166** | **1** | **74** | **-** | | **-** | **(5)** | **0** | **21** | **16** | **1.90** | **181** | **3.01** |
| III | **TEHRI HEP** | **1000** | **4.49%** | **45** | **109** | **37** | **8290725** | **2.47** | **27** | **0** | **0** | **0** | **7** | **0** | **7** | **13** | **1.21** | **77** | **7.09** |
| IV | **NJPC (SATLUJ)** | **1500** | **4.13%** | **62** | **251** | **40** | **6519726** | **1.15** | **29** | **0** | **0** | **0** | **9** | **0** | **7** | **17** | **0.66** | **86** | **3.42** |
| V | **KOTESHWAR** | **400** | **4.30%** | **17** | **85** | **9** | **5386606** | **2.22** | **19** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0.00** | **28** | **3.31** |
| VI | **Mejia Unit-6** | **250** | **0.00%** | **100** | **144** | **0** | **0** | **4.00** | **58** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **3** | **3** | **0.00** | **61** | **4.23** |
| VII | **NUCLEAR** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 | RAPS - 3 & 4 | 440 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0.00 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | |
| 2 | RAPS - 5 & 6 | 440 | 0 | 24 | 174 | 0 | 0 | 3 | 59 | 0.00 | | 0 | 0.19 | 0.14 | 0.86 | 1.19 | 0.00 | 60.39 | 3.48 |
| 3 | NPCIL - NAPS | 440 | 0 | 20 | 84 | 0 | 0 | 2 | 20 | 0.00 | | 0 | 0.00 | 0.93 | 0.20 | 1.14 | 0.14 | 21.41 | 2.56 |
| | **Nuclear Total** | **1,320** | | **45** | **257** | **-** | **-** | **3** | **79** | **-** | **-** | **-** | **0** | **1** | **1** | **2** | **0** | **82** | **3.18** |
| B | **SGS** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | IP Station | 0 | 0% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0.00 |
| 2 | Rajghat | 135 | 36% | 49 | 316 | 56 | 11426667 | 3.42 | 108 | 9 | 0.27 | 0 | 0 | 0 | 5 | 6 | 0.18 | 178 | 5.63 |
| 3 | GAS TURBINE | 270 | 37% | 99 | 744 | 69 | 7008889 | 3.36 | 250 | 40 | 0.53 | 0 | 0 | 0 | 5 | 6 | 0.07 | 364 | 4.89 |
| 4 | Pragati -I | 330 | 32% | 105 | 698 | 67 | 6398485 | 2.41 | 169 | 20 | 0.28 | 1 | 8 | 0 | 28 | 37 | 0.53 | 293 | 4.19 |
| 5 | PRAGATI-III, BAWANA | 1500 | 31% | 458 | 3059 | 0 | 0 | 4.55 | 1391 | 0 | 0.00 | 0 | 0 | 0 | -3 | -3 | -0.01 | 1388 | 4.54 |
| | **SGS Total** | **2,235** | | **710** | **4,817** | **192** | **2,703,235** | **4** | **1,917** | **68** | **0** | **1** | **8** | **-** | **36** | **45** | **1** | **2,222** | **4.61** |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| C | **Future Stations** | | | | | | | | | | | | | | | | | - | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | - | |
| | Barh-II | 1320 | | 0 | 307 | 0 | | 4.50 | 138 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 138 | 4.50 |
| | Chamera-III | 231 | | 0 | 54 | 0 | | 4.50 | 24 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 24 | 4.50 |
| | Chandrapur Extn (U7 & U8) | 500 | | 0 | 886 | 0 | | 4.00 | 354 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.65 | 3.65 | 0 | 358 | 4.04 |
| | Durgapur TPS | 250 | | 0 | 0 | 0 | | 4.00 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | 0 | |
| | Koderma TPS | 500 | | 0 | 1466 | 0 | | 4.00 | 586 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 586 | 4.00 |
| | Koldam HEP | 800 | | 0 | 38 | 0 | | 4.50 | 17 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 17 | 4.50 |
| | Mejia Unit 7 & 8 | 0 | | 0 | 0 | 0 | | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | 0 | |
| | Parbati - II | 800 | | 0 | 0 | 0 | | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | 0 | |
| | Rihand - III | 1000 | | 0 | 384 | 0 | | 4.50 | 173 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 173 | 4.50 |
| | Sasan UMPP | 3960 | | 0 | 92 | 0 | | 1.20 | 11 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 11 | 1.20 |
| | Subansiri Lower | 2000 | | 0 | 131 | 0 | | 4.50 | 59 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 59 | 4.50 |
| | Uri -II | 240 | | 0 | 61 | 0 | | 4.50 | 27 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 27 | 4.50 |
| | **Future Stations Total** | **12121** | **0** | **0** | **3459** | **0** | | **4.07** | **1409** | **0** | **0.00** | **0** | **0** | **0** | | **4** | | **1412** | **4.08** |
| D | **Power Purchase from other Sources** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Intra State Power Purchase | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | BILATERAL / IEX | | | | | | | | **4.107** | | | | | | | | | | |
| 3 | Banking | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | UI Purchase | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | **Other Purchases Total** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **#DIV/0!** |
| E | **Power Sold to other Sources** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Intra State Power Sale | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | BILATERAL / IEX | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | UI Sale | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | **Sale Total** | **0** | **0** | **0** | **7742** | **0** | **0** | **3.230** | **2501.10** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **2501** | **3.23** |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| F | **Renewable Energy Purchase** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | TOWMCL | 16 | 50% | 8 | 50 | 0 | 0 | 3 | 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13 | 3 |
| 2 | Non-Solar RPO | 0 | 0 | 0 | 522 | 0 | 0 | 8 | 397 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 397 | 8 |
| 3 | Solar RPO | 0 | 0 | 0 | 24 | 0 | 0 | 18 | 42 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 42 | 18 |
| | **Renewable Energy Purcahse** | **16** | | | **596.46** | | | **7.58** | **451.85** | | | | | | | | | **452** | **7.58** |
| | **License fees to be paid for approval of PPA** | | | | | | | | | | | | | | | **-** | | **0.25** | |
| | **LC Charges** | | | | | | | | | | | | | | | | | **2** | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| G | **GRAND TOTAL** | **36,843.67** | | **2,514.85** | **11,929.23** | **1,322.32** | **5,258,041.31** | | | **68.04** | **0.06** | **1.04** | **9.13** | **27.51** | **286.10** | **327.43** | **0.27** | **6,153.86** | **5.16** |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Month-wise Power Procurement Details** — **FY 12-13**

| Source / Station | Capacity MW | % share of Discom — Months in the Financial Year: FY 13 | | | | | | | | | | | | MU Purchased — Months in the Financial Year: | | | | | | | | | | | | MU received at Discom periphery — Months in the Financial Year: | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar |
| **Source** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Central Generating Stations** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **NTPC** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ANTA GAS | 419 | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 6 | 7 | 7 | 8 | 6 | 3 | 9 | 6 | 7 | 11 | 10 | 12 | | | | | | | | | | | | |
| AURAIYA GAS | 663 | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 7 | 10 | 10 | 7 | 6 | 2 | 16 | 14 | 18 | 17 | 16 | 18 | | | | | | | | | | | | |
| BTPS | 705 | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 116 | 126 | 98 | 130 | 123 | 113 | 121 | 119 | 128 | 149 | 129 | 124 | | | | | | | | | | | | |
| DADRI GAS | 830 | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 15 | 17 | 16 | 15 | 14 | 4 | 22 | 17 | 22 | 24 | 20 | 19 | | | | | | | | | | | | |
| FARAKKA | 1600 | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 4 | 5 | 5 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 5 | 6 | 5 | 6 | | | | | | | | | | | | |
| KAHALGAON STAGE-I | 840 | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 11 | 13 | 12 | 9 | 9 | 8 | 9 | 13 | 10 | 14 | 11 | 13 | | | | | | | | | | | | |
| NCPP - DADRI | 840 | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 159 | 154 | 186 | 166 | 131 | 117 | 88 | 169 | 179 | 186 | 171 | 191 | | | | | | | | | | | | |
| RIHAND -I | 1000 | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 23 | 29 | 28 | 22 | 11 | 18 | 17 | 27 | 29 | 30 | 27 | 30 | | | | | | | | | | | | |
| RIHAND -II | 1000 | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 38 | 38 | 34 | 38 | 30 | 30 | 32 | 36 | 39 | 40 | 35 | 39 | | | | | | | | | | | | |
| SINGRAULI | 2000 | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 34 | 38 | 40 | 43 | 38 | 30 | 39 | 41 | 44 | 44 | 40 | 46 | | | | | | | | | | | | |
| UNCHAHAR-I | 420 | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 7 | 7 | 7 | 6 | 5 | 4 | 6 | 6 | 7 | 7 | 7 | 7 | | | | | | | | | | | | |
| UNCHAHAR-II | 420 | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 7 | 14 | 14 | 12 | 12 | 11 | 13 | 13 | 14 | 14 | 13 | 14 | | | | | | | | | | | | |
| UNCHAHAR-III | 210 | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 8 | 9 | 9 | 8 | 7 | 6 | 8 | 6 | 9 | 8 | 8 | 9 | | | | | | | | | | | | |
| KAHALGAON STAGE-II | 1500 | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 30 | 43 | 31 | 29 | 31 | 26 | 30 | 32 | 28 | 36 | 32 | 37 | | | | | | | | | | | | |
| DADRI EXTENSION | 980 | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 105 | 202 | 218 | 194 | 156 | 188 | 181 | 197 | 218 | 169 | 174 | 172 | | | | | | | | | | | | |
| Aravali Power Corporation Ltd | 1500 | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 6 | 12 | 43 | 26 | 12 | 2 | 93 | 92 | 106 | 107 | 35 | 69 | | | | | | | | | | | | |
| **NTPC Total** | 14927 | | | | | | | | | | | | | 575 | 722 | 759 | 716 | 593 | 564 | 689 | 791 | 865 | 861 | 731 | 805 | | | | | | | | | | | | |
| **NHPC** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| BAIRA SIUL | 180 | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 1 | 5 | 3 | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 3 | | | | | | | | | | | | |
| CHAMERA-I | 540 | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 1 | 9 | 8 | - | - | - | 3 | 2 | 1 | 2 | 2 | 2 | | | | | | | | | | | | |
| CHAMERA-II | 300 | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 1 | 10 | 8 | - | - | - | 4 | 2 | 1 | 2 | 2 | 6 | | | | | | | | | | | | |
| DHAULIGANGA | 280 | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 0 | 6 | 6 | - | - | - | 5 | 2 | 1 | 1 | 1 | 2 | | | | | | | | | | | | |
| DULHASTI | 390 | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 2 | 15 | 11 | - | - | - | 7 | 4 | 2 | 2 | 3 | 4 | | | | | | | | | | | | |
| SALAL | 690 | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 2 | 18 | 16 | - | - | - | 7 | 4 | 3 | 2 | 2 | 4 | | | | | | | | | | | | |
| TANAKPUR | 94 | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 0 | 1 | 1 | - | - | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | |
| URI | 480 | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 2 | 17 | 12 | - | - | - | 4 | 2 | 2 | 3 | 5 | 11 | | | | | | | | | | | | |
| SEWA-II | 120 | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 0 | 3 | 2 | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 4 | | | | | | | | | | | | |
| **NHPC Total** | 3074 | | | | | | | | | | | | | 10 | 85 | 67 | - | - | - | 34 | 20 | 12 | 13 | 18 | 36 | | | | | | | | | | | | |
| **TEHRI HEP** | 1000 | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 8 | 7 | 9 | 8 | 21 | 26 | 5 | 7 | 12 | 13 | 10 | 8 | | | | | | | | | | | | |
| **NJPC (SATLUJ)** | 1500 | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 2 | 27 | 42 | 49 | 42 | 38 | 11 | 10 | 11 | 8 | 7 | 10 | | | | | | | | | | | | |
| **KOTESHWAR** | 400 | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4 | 4 | 4 | 3 | 6 | 8 | 3 | 4 | 7 | 10 | 8 | 7 | | | | | | | | | | | | |
| **Tala HEP** | | | | | | | | | | | | | | 2 | 2 | 4 | 9 | 9 | 8 | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| **Mejia Unit-6** | 0 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 24 | 28 | 27 | 23 | 26 | 16 | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| **NUCLEAR** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| RAPS - 3 & 4 | 0 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| RAPS - 5 & 6 | 440 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 17 | 13 | 8 | 12 | 16 | 17 | 22 | 20 | 8 | 8 | 8 | 8 | | | | | | | | | | | | |
| NPCIL - NAPS | 440 | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 9 | 6 | 8 | 9 | 9 | 9 | 7 | 3 | 1 | 2 | 8 | 8 | | | | | | | | | | | | |
| **Nuclear Total** | 440 | | | | | | | | | | | | | 26 | 19 | 16 | 21 | 25 | 26 | 29 | 23 | 9 | 11 | 16 | 16 | | | | | | | | | | | | |
| **SGS** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IP Station | 0 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| Rajghat | 0 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 28 | 25 | 28 | 13 | 14 | 22 | 29 | 24 | 28 | 23 | 22 | 31 | | | | | | | | | | | | |
| GAS TURBINE | 135 | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 49 | 66 | 59 | 60 | 48 | 32 | 68 | 65 | 66 | 63 | 52 | 56 | | | | | | | | | | | | |
| Pragati -I | 270 | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 64 | 66 | 62 | 66 | 46 | 64 | 62 | 62 | 65 | 60 | 54 | 61 | | | | | | | | | | | | |
| PRAGATI-III, BAWANA | 330 | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 28 | 40 | 27 | 40 | 45 | 6 | 118 | 116 | 120 | 112 | 106 | 112 | | | | | | | | | | | | |
| **SGS Total** | 1500 | | | | | | | | | | | | | 169 | 197 | 176 | 178 | 154 | 124 | 277 | 268 | 279 | 259 | 234 | 261 | | | | | | | | | | | | |
| **Future Stations** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Barh-II | 0 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| Chamera-III | 1320 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | - | - | - | - | - | 8 | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| Chandrapur Extn (U7 & U8) | 231 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 69 | 84 | 70 | 66 | 83 | 74 | 70 | 76 | 67 | 86 | 75 | 88 | | | | | | | | | | | | |
| Durgapur TPS | 500 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| Koderma TPS | 250 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| Koldam HEP | 500 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| Mejia Unit 7 & 8 | 800 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| Parbati - II | 0 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| Parbati - III | 800 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | | | | | | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | | | | | | | | | | | | |
| Rihand - III | 520 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | | | | | | | 16 | 18 | 20 | 20 | 18 | 20 | | | | | | | | | | | | |
| Sasan UMPP | 1000 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| Subansiri Lower | 3960 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| Uri -II | 2000 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| **Future Stations Total** | | | | | | | | | | | | | | 69 | 84 | 70 | 66 | 83 | 82 | 87 | 95 | 87 | 107 | 94 | 110 | | | | | | | | | | | | |
| **Power Purchase from other Sources** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Purchase | | | | | | | | | | | | | | 2 | 29 | 21 | 20 | 30 | 25.26 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| BILATERAL / IEX | | | | | | | | | | | | | | 0 | 166 | 70 | 53 | 4 | 0.63 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Banking | | | | | | | | | | | | | | 81 | 16 | 99 | 206 | 186 | 165.10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UI Purchase | | | | | | | | | | | | | | 19 | 3 | 7 | 39 | 13 | 27.61 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Other Purchases Total** | | | | | | | | | | | | | | 103 | 212 | 198 | 317 | 233 | 219 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Power Sold to other Sources** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Sale | | | | | | | | | | | | | | 0.23 | 0.29 | 0.10 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| BILATERAL / IEX | | | | | | | | | | | | | | 61.31 | 134.42 | 26.24 | 49.13 | 24.00 | 15.53 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Banking | | | | | | | | | | | | | | 32.33 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 9.72 | 0.00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UI Sale | | | | | | | | | | | | | | -2.30 | 55.56 | 8.68 | 0.00 | 0.00 | 34.46 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Sale Total** | | | | | | | | | | | | | | 91.57 | 190.27 | 35.01 | 49.13 | 33.72 | 50.00 | 377 | 612 | 628 | 568 | 530 | 607 | | | | | | | | | | | | |
| **Renewable Energy Purchase** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOWMCL | 0 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | - | - | - | - | - | 7 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 4 | | | | | | | | | | | | |
| Non-Solar RPO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 67 | 52 | 57 | 63 | 51 | 56 | | | | | | | | | | | | |
| Solar RPO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | | | | | | | | | | | | |
| **Renewable Energy Purchase Subtotal** | | | | | | | | | | | | | | - | - | - | - | - | 7 | 74 | 58 | 63 | 69 | 57 | 62 | | | | | | | | | | | | |
| **GRAND TOTAL** | | | | | | | | | | | | | | **900** | **1,197** | **1,336** | **1,341** | **1,159** | **1,068** | **832** | **663** | **717** | **783** | **645** | **708** | | | | | | | | | | | | |
| **Total Apportioned Intra-State transmission losses** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Total energy input to Distribution Company system (F-G)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

**Units available at Discom Periphery would be based on SLDC Data**

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Month-wise Power Procurement Details**

| Source / Station | Fixed Charges (Rs Crs) Months in the Financial Year: Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Source** | | | | | | | | | | | | |
| **Central Generating Stations** | | | | | | | | | | | | |
| **NTPC** | | | | | | | | | | | | |
| ANTA GAS | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| AURAIYA GAS | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| BTPS | 13 | 11 | 9 | 11 | 12 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 |
| DADRI GAS | 2 | 2 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| FARAKKA | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| KAHALGAON STAGE-I | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| NCPP - DADRI | 16 | 14 | 16 | 16 | 14 | 13 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |
| RIHAND -I | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| RIHAND -II | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| SINGRAULI | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| UNCHAHAR-I | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| UNCHAHAR-II | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| UNCHAHAR-III | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| KAHALGAON STAGE-II | 4 | 5 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| DADRI EXTENSION | 23 | 32 | 32 | 33 | 31 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 |
| Aravali Power Corporation Ltd | 2 | 9 | 9 | 9 | 8 | 10 | - | - | - | - | - | - |
| **NTPC Total** | 74 | 87 | 87 | 88 | 82 | 85 | 78 | 78 | 78 | 78 | 78 | 78 |
| **NHPC** | | | | | | | | | | | | |
| BAIRA SIUL | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CHAMERA-I | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CHAMERA-II | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| DHAULIGANGA | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| DULHASTI | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| SALAL | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| TANAKPUR | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| URI | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| SEWA-II | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **NHPC Total** | 8 | 9 | 9 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 |
| **TEHRI HEP** | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| **NJPC (SATLUJ)** | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| **KOTESHWAR** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Tala HEP** | - | - | - | - | - | - | | | | | | |
| **Mejia Unit-6** | 4 | 4 | 4 | 3 | 4 | 3 | - | - | - | - | - | - |
| **NUCLEAR** | | | | | | | | | | | | |
| RAPS - 3 & 4 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| RAPS - 5 & 6 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| NPCIL - NAPS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Nuclear Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **SGS** | | | | | | | | | | | | |
| IP Station | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Rajghat | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 4 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| GAS TURBINE | 5 | 5 | 5 | 7 | 7 | 7 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Pragati -I | 6 | 6 | 6 | 6 | 4 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| PRAGATI-III, BAWANA | 8 | 7 | 7 | 10 | 13 | 12 | - | - | - | - | - | - |
| **SGS Total** | 22 | 22 | 22 | 26 | 26 | 30 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| | | | | | | | | | | | | |
| **Future Stations** | | | | | | | | | | | | |
| Barh-II | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Chamera-III | - | - | - | - | 1 | 1 | - | - | - | - | - | - |
| Chandrapur Extn (U7 & U8) | 16 | 19 | 16 | 16 | 17 | 16 | - | - | - | - | - | - |
| Durgapur TPS | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Koderma TPS | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Koldam HEP | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Mejia Unit 7 & 8 | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Parbati - II | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Parbati - III | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Rihand - III | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Sasan UMPP | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Subansiri Lower | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Uri -II | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| **Future Stations Total** | 16 | 19 | 16 | 16 | 18 | 17 | - | - | - | - | - | - |
| **Power Purchase from other Sources** | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Purchase | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| BILATERAL / IEX | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Banking | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| UI Purchase | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| **Other Purchases Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Power Sold to other Sources** | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Sale | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| BILATERAL / IEX | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Banking | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| UI Sale | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| **Sale Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | | | | | | | | | | | |
| **Renewable Energy Purchase** | | | | | | | | | | | | |
| TOWMCL | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Non-Solar RPO | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Solar RPO | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| **Renewable Energy Purchase Subtotal** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **GRAND TOTAL** | **130** | **146** | **143** | **149** | **146** | **151** | **110** | **110** | **110** | **110** | **110** | **110** |
| **Total Apportioned Intra-State transmission losses** | | | | | | | | | | | | |
| **Total energy input to Distribution Company system (F-G)** | | | | | | | | | | | | |

| Source / Station | Variable charges (Rs Crs) Months in the Financial Year: Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Source** | | | | | | | | | | | | |
| **Central Generating Stations** | | | | | | | | | | | | |
| **NTPC** | | | | | | | | | | | | |
| ANTA GAS | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 |
| AURAIYA GAS | 2 | 3 | 4 | 3 | 2 | 1 | 5 | 4 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| BTPS | 47 | 43 | 35 | 46 | 44 | 45 | 37 | 37 | 39 | 46 | 40 | 38 |
| DADRI GAS | 4 | 5 | 6 | 5 | 4 | 1 | 6 | 5 | 6 | 7 | 6 | 5 |
| FARAKKA | 1 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 1 | 2 |
| KAHALGAON STAGE-I | 2 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 4 | 3 | 3 |
| NCPP - DADRI | 46 | 46 | 60 | 49 | 33 | 30 | 26 | 49 | 52 | 54 | 50 | 56 |
| RIHAND -I | 3 | 4 | 4 | 3 | 1 | 2 | 2 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| RIHAND -II | 5 | 5 | 4 | 5 | 3 | 4 | 5 | 5 | 6 | 6 | 5 | 6 |
| SINGRAULI | 4 | 5 | 5 | 5 | 4 | 3 | 5 | 5 | 6 | 6 | 5 | 6 |
| UNCHAHAR-I | 1 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 1 | 1 |
| UNCHAHAR-II | 2 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| UNCHAHAR-III | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| KAHALGAON STAGE-II | 7 | 10 | 6 | 8 | 7 | 5 | 7 | 8 | 7 | 9 | 8 | 9 |
| DADRI EXTENSION | 29 | 56 | 69 | 56 | 38 | 44 | 54 | 59 | 65 | 51 | 52 | 52 |
| Aravali Power Corporation Ltd | 2 | 4 | 15 | 9 | 4 | 1 | 33 | 33 | 37 | 38 | 12 | 24 |
| **NTPC Total** | 157 | 195 | 222 | 201 | 152 | 144 | 191 | 219 | 240 | 238 | 198 | 219 |
| **NHPC** | | | | | | | | | | | | |
| BAIRA SIUL | 0 | 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CHAMERA-I | 0 | 1 | 1 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CHAMERA-II | 0 | 1 | 1 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| DHAULIGANGA | 0 | 1 | 1 | - | - | - | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| DULHASTI | 0 | 4 | 3 | - | - | - | 2 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| SALAL | 0 | 1 | 1 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TANAKPUR | 0 | 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| URI | 0 | 1 | 1 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| SEWA-II | 0 | 1 | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| **NHPC Total** | 1 | 10 | 8 | - | - | - | 4 | 3 | 1 | 2 | 2 | 4 |
| **TEHRI HEP** | 2 | 2 | 2 | 2 | 5 | 6 | 1 | 2 | 3 | 3 | 3 | 2 |
| **NJPC (SATLUJ)** | 0 | 3 | 5 | 6 | 5 | 4 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **KOTESHWAR** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| **Tala HEP** | 0.31 | 0.33 | 0.79 | 1.79 | 1.87 | 1.62 | | | | | | |
| **Mejia Unit-6** | 3 | 3 | 3 | 3 | 7 | 4 | - | - | - | - | - | - |
| **NUCLEAR** | | | | | | | | | | | | |
| RAPS - 3 & 4 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| RAPS - 5 & 6 | 6 | 4 | 3 | 4 | 5 | 6 | 8 | 7 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| NPCIL - NAPS | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 0 | 1 | 2 | 2 |
| **Nuclear Total** | 8 | 6 | 5 | 6 | 8 | 8 | 9 | 8 | 3 | 3 | 5 | 5 |
| **SGS** | | | | | | | | | | | | |
| IP Station | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Rajghat | 7 | 6 | 7 | 4 | 4 | 6 | 10 | 8 | 9 | 8 | 7 | 10 |
| GAS TURBINE | 15 | 20 | 18 | 26 | 19 | 10 | 22 | 21 | 21 | 20 | 17 | 18 |
| Pragati -I | 12 | 12 | 12 | 17 | 12 | 18 | 14 | 14 | 15 | 14 | 12 | 14 |
| PRAGATI-III, BAWANA | 9 | 13 | 10 | 17 | 15 | 4 | 50 | 49 | 51 | 48 | 45 | 48 |
| **SGS Total** | 42 | 51 | 46 | 64 | 50 | 39 | 96 | 92 | 96 | 90 | 81 | 90 |
| | | | | | | | | | | | | |
| **Future Stations** | | | | | | | | | | | | |
| Barh-II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Chamera-III | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - | - | - |
| Chandrapur Extn (U7 & U8) | 10 | 12 | 10 | 10 | 14 | 12 | 28 | 30 | 27 | 34 | 30 | 35 |
| Durgapur TPS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Koderma TPS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Koldam HEP | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Mejia Unit 7 & 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Parbati - II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Parbati - III | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| Rihand - III | - | - | - | - | - | - | 7 | 8 | 9 | 9 | 8 | 9 |
| Sasan UMPP | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Subansiri Lower | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Uri -II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Future Stations Total** | 10 | 12 | 10 | 10 | 14 | 14 | 36 | 39 | 36 | 44 | 39 | 45 |
| **Power Purchase from other Sources** | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Purchase | 1 | 12 | 9 | 7 | 13 | 12 | | | | | | |
| BILATERAL / IEX | 0 | 71 | 31 | 26 | 2 | 0 | | | | | | |
| Banking | 33 | 6 | 40 | 83 | 75 | 67 | | | | | | |
| UI Purchase | 3 | 0 | 7 | 33 | 2 | 3 | | | | | | |
| **Other Purchases Total** | 37 | 89 | 87 | 149 | 92 | 82 | - | - | - | - | - | - |
| **Power Sold to other Sources** | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Sale | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | | |
| BILATERAL / IEX | 15 | 37 | 7 | 16 | 6 | 4 | | | | | | |
| Banking | 13 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | | | | | | |
| UI Sale | 0 | 19 | 2 | 0 | 0 | 5 | | | | | | |
| **Sale Total** | 28 | 57 | 10 | 16 | 10 | 9 | 122 | 198 | 203 | 184 | 171 | 196 |
| | | | | | | | | | | | | |
| **Renewable Energy Purchase** | | | | | | | | | | | | |
| TOWMCL | - | - | - | - | - | - | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Non-Solar RPO | - | - | - | - | - | - | 51 | 39 | 43 | 47 | 38 | 42 |
| Solar RPO | - | - | - | - | - | - | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 5 |
| **Renewable Energy Purchase Subtotal** | - | - | - | - | - | - | 2 | 57 | 44 | 48 | 54 | 44 |
| **GRAND TOTAL** | **234** | **317** | **380** | **427** | **325** | **297** | **275** | **211** | **228** | **253** | **202** | **219** |
| **Total Apportioned Intra-State transmission losses** | | | | | | | | | | | | |
| **Total energy input to Distribution Company system (F-G)** | | | | | | | | | | | | |

| Source / Station | FPA+MOPA (Rs Crs) Months in the Financial Year: Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Source** | | | | | | | | | | | | |
| **Central Generating Stations** | | | | | | | | | | | | |
| **NTPC** | | | | | | | | | | | | |
| ANTA GAS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| AURAIYA GAS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BTPS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| DADRI GAS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| FARAKKA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| KAHALGAON STAGE-I | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| NCPP - DADRI | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| RIHAND -I | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| RIHAND -II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| SINGRAULI | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| UNCHAHAR-I | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| UNCHAHAR-II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| UNCHAHAR-III | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| KAHALGAON STAGE-II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| DADRI EXTENSION | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Aravali Power Corporation Ltd | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **NTPC Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **NHPC** | | | | | | | | | | | | |
| BAIRA SIUL | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CHAMERA-I | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CHAMERA-II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| DHAULIGANGA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| DULHASTI | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| SALAL | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| TANAKPUR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| URI | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| SEWA-II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **NHPC Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **TEHRI HEP** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **NJPC (SATLUJ)** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **KOTESHWAR** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Tala HEP** | - | - | - | | | | | | | | | |
| **Mejia Unit-6** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **NUCLEAR** | | | | | | | | | | | | |
| RAPS - 3 & 4 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| RAPS - 5 & 6 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| NPCIL - NAPS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Nuclear Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **SGS** | | | | | | | | | | | | |
| IP Station | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Rajghat | 2 | 1 | 1 | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| GAS TURBINE | 1 | 8 | 11 | - | - | - | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Pragati -I | 2 | 3 | 5 | - | - | - | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| PRAGATI-III, BAWANA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **SGS Total** | 5 | 13 | 17 | - | - | - | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| | | | | | | | | | | | | |
| **Future Stations** | | | | | | | | | | | | |
| Barh-II | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Chamera-III | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Chandrapur Extn (U7 & U8) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Durgapur TPS | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Koderma TPS | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Koldam HEP | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Mejia Unit 7 & 8 | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Parbati - II | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Parbati - III | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Rihand - III | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Sasan UMPP | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Subansiri Lower | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Uri -II | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| **Future Stations Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Power Purchase from other Sources** | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Purchase | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| BILATERAL / IEX | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Banking | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| UI Purchase | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| **Other Purchases Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Power Sold to other Sources** | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Sale | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| BILATERAL / IEX | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Banking | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| UI Sale | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| **Sale Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | | | | | | | | | | | |
| **Renewable Energy Purchase** | | | | | | | | | | | | |
| TOWMCL | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Non-Solar RPO | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Solar RPO | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Renewable Energy Purchase Subtotal** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **GRAND TOTAL** | **8** | **16** | **21** | **3** | **-** | **-** | **6** | **6** | **6** | **6** | **6** | **6** |
| **Total Apportioned Intra-State transmission losses** | | | | | | | | | | | | |
| **Total energy input to Distribution Company system (F-G)** | | | | | | | | | | | | |

| Source / Station | Tax (Rs Crs) Months in the Financial Year: Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Source** | | | | | | | | | | | | |
| **Central Generating Stations** | | | | | | | | | | | | |
| **NTPC** | | | | | | | | | | | | |
| ANTA GAS | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| AURAIYA GAS | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| BTPS | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| DADRI GAS | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| FARAKKA | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| KAHALGAON STAGE-I | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| NCPP - DADRI | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| RIHAND -I | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| RIHAND -II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| SINGRAULI | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| UNCHAHAR-I | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| UNCHAHAR-II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| UNCHAHAR-III | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| KAHALGAON STAGE-II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| DADRI EXTENSION | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Aravali Power Corporation Ltd | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **NTPC Total** | - | - | - | - | - | - | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| **NHPC** | | | | | | | | | | | | |
| BAIRA SIUL | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CHAMERA-I | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CHAMERA-II | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| DHAULIGANGA | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| DULHASTI | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| SALAL | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TANAKPUR | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| URI | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SEWA-II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **NHPC Total** | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **TEHRI HEP** | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **NJPC (SATLUJ)** | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **KOTESHWAR** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Tala HEP** | | | | | | | | | | | | |
| **Mejia Unit-6** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **NUCLEAR** | | | | | | | | | | | | |
| RAPS - 3 & 4 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| RAPS - 5 & 6 | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| NPCIL - NAPS | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Nuclear Total** | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **SGS** | | | | | | | | | | | | |
| IP Station | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Rajghat | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| GAS TURBINE | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Pragati -I | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| PRAGATI-III, BAWANA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **SGS Total** | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | | | | | | | | | | | | |
| **Future Stations** | | | | | | | | | | | | |
| Barh-II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Chamera-III | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Chandrapur Extn (U7 & U8) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Durgapur TPS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Koderma TPS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Koldam HEP | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Mejia Unit 7 & 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Parbati - II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Parbati - III | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Rihand - III | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Sasan UMPP | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Subansiri Lower | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Uri -II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Future Stations Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Power Purchase from other Sources** | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Purchase | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| BILATERAL / IEX | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Banking | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| UI Purchase | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| **Other Purchases Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Power Sold to other Sources** | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Sale | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| BILATERAL / IEX | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| Banking | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| UI Sale | | | | | | | - | - | - | - | - | - |
| **Sale Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | | | | | | | | | | | |
| **Renewable Energy Purchase** | | | | | | | | | | | | |
| TOWMCL | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Non-Solar RPO | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Solar RPO | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Renewable Energy Purchase Subtotal** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **GRAND TOTAL** | **1** | **1** | **1** | **1** | **1** | **1** | **1** | **1** | **1** | **1** | **1** | **1** |
| **Total Apportioned Intra-State transmission losses** | | | | | | | | | | | | |
| **Total energy input to Distribution Company system (F-G)** | | | | | | | | | | | | |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Month-wise Power Procurement Details** **Form No: F1a**

| Source / Station | Past adjustments — Months in the Financial Year: | | | | | | | | | | | | Others (ED/Water Cess/Incentive) (Rs Crs) — Months in the Financial Year: | | | | | | | | | | | | Total cost (Rs Crs) — Months in the Financial Year: FY 13 | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar |
| **Source** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Central Generating Stations** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **NTPC** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ANTA GAS | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 4 | 3 | 3 | 4 | 4 | 5 |
| AURAIYA GAS | 0 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 11 | 5 | 4 | 3 | 2 | 7 | 6 | 7 | 7 | 7 | 7 |
| BTPS | 8 | 12 | 0 | - | 0 | 32 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 0 | 1 | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 68 | 41 | 45 | 58 | 56 | 87 | 52 | 52 | 54 | 61 | 55 | 53 |
| DADRI GAS | 0 | 0 | 7 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 7 | 15 | 7 | 5 | 3 | 9 | 8 | 9 | 10 | 9 | 8 |
| FARAKKA | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 3 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| KAHALGAON STAGE-I | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 7 | 4 | 4 | 3 | 1 | 4 | 5 | 4 | 5 | 4 | 5 |
| NCPP - DADRI | 1 | 2 | 1 | 27 | 1 | 4 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 63 | 61 | 76 | 98 | 46 | 48 | 46 | 70 | 73 | 75 | 70 | 76 |
| RIHAND -I | 1 | 0 | 7 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 6 | 14 | 5 | 2 | 3 | 6 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 |
| RIHAND -II | 1 | 0 | 0 | 0 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | - | - | 1 | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 8 | 8 | 8 | 11 | 6 | 9 | 9 | 9 | 10 | 9 | 9 |
| SINGRAULI | 1 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 7 | 7 | 8 | 10 | 5 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 |
| UNCHAHAR-I | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 2 | 2 |
| UNCHAHAR-II | 1 | 0 | 0 | 2 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 5 | 5 | 7 | 4 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| UNCHAHAR-III | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| KAHALGAON STAGE-II | 3 | 1 | 0 | 1 | 0 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14 | 15 | 11 | 13 | 12 | 5 | 11 | 12 | 11 | 13 | 12 | 13 |
| DADRI EXTENSION | 3 | 0 | 1 | 0 | 1 | 4 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | 0 | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 55 | 88 | 100 | 89 | 68 | 81 | 87 | 92 | 98 | 83 | 85 | 84 |
| Aravali Power Corporation Ltd | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4 | 13 | 24 | 18 | 12 | 11 | 33 | 33 | 37 | 38 | 12 | 24 |
| **NTPC Total** | 23 | 2 | 13 | 32 | 4 | 34 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 0 | 2 | 3 | 6 | 2 | 0 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 254 | 282 | 325 | 327 | 241 | 264 | 287 | 314 | 336 | 334 | 293 | 314 |
| **NHPC** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| BAIRA SIUL | 1 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CHAMERA-I | 0 | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CHAMERA-II | 9 | 2 | - | - | - | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 4 | 2 | 1 | 1 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| DHAULIGANGA | 1 | 2 | - | - | - | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 2 | 1 | 1 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| DULHASTI | 3 | - | - | - | - | 8 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 7 | 6 | 3 | 3 | 10 | 6 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| SALAL | - | - | - | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 2 | 1 | 1 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| TANAKPUR | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| URI | - | - | - | - | - | 4 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 3 | 2 | 1 | 1 | 5 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| SEWA-II | - | - | - | - | - | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **NHPC Total** | 14 | 4 | - | 0 | 0 | 20 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | - | - | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 23 | 17 | 9 | 9 | 28 | 13 | 11 | 10 | 10 | 11 | 13 |
| **TEHRI HEP** | - | 0 | 1 | - | - | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4 | 3 | 4 | 3 | 8 | 12 | 7 | 8 | 9 | 9 | 9 | 8 |
| **NJPC (SATLUJ)** | 0 | - | 1 | - | - | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4 | 7 | 9 | 9 | 8 | 10 | 7 | 7 | 7 | 6 | 6 | 7 |
| **KOTESHWAR** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 2 | 2 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 2 | 3 | 2 | 2 |
| **Tala HEP** | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 1 | 2 | 2 | 2 | - | - | - | - | - | - |
| **Mejia Unit-6** | - | - | - | - | 2 | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 10 | 11 | 10 | 9 | 12 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **NUCLEAR** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| RAPS - 3 & 4 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| RAPS - 5 & 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 4 | 3 | 4 | 5 | 6 | 8 | 7 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| NPCIL - NAPS | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 0 | 1 | 2 | 2 |
| **Nuclear Total** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 6 | 5 | 6 | 8 | 9 | 9 | 8 | 3 | 4 | 5 | 5 |
| **SGS** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IP Station | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | | | | | | | | | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Rajghat | - | 0 | 0 | 3 | 0 | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 11 | 12 | 10 | 7 | 11 | 16 | 15 | 16 | 14 | 14 | 17 |
| GAS TURBINE | - | 1 | 0 | 4 | 0 | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 21 | 32 | 34 | 37 | 25 | 17 | 31 | 30 | 30 | 29 | 26 | 27 |
| Pragati -I | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 14 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 21 | 22 | 24 | 16 | 37 | 25 | 25 | 26 | 25 | 23 | 25 |
| PRAGATI-III, BAWANA | - | - | 1 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 16 | 20 | 15 | 27 | 28 | 16 | 50 | 49 | 51 | 48 | 45 | 48 |
| **SGS Total** | - | 1 | 2 | 7 | 0 | 14 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 70 | 85 | 83 | 98 | 76 | 82 | 122 | 119 | 123 | 116 | 108 | 116 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Future Stations** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Barh-II | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Chamera-III | - | - | - | - | 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4 | 2 | - | - | - | - | - | - |
| Chandrapur Extn (U7 & U8) | - | - | - | - | 2 | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 26 | 31 | 27 | 26 | 33 | 29 | 28 | 31 | 27 | 35 | 30 | 35 |
| Durgapur TPS | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Koderma TPS | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Koldam HEP | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Mejia Unit 7 & 8 | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Parbati - II | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Parbati - III | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| Rihand - III | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 7 | 8 | 9 | 9 | 8 | 9 |
| Sasan UMPP | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Subansiri Lower | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Uri -II | | | | | | | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Future Stations Total** | - | - | - | - | 5 | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 26 | 31 | 27 | 26 | 36 | 31 | 36 | 39 | 36 | 44 | 39 | 45 |
| **Power Purchase from other Sources** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Purchase | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | 1 | 12 | 9 | 7 | 13 | 12 | - | - | - | - | - | - |
| BILATERAL / IEX | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | 0 | 71 | 31 | 26 | 2 | 0 | - | - | - | - | - | - |
| Banking | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | 33 | 6 | 40 | 83 | 75 | 67 | - | - | - | - | - | - |
| UI Purchase | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | 3 | 0 | 7 | 33 | 2 | 3 | - | - | - | - | - | - |
| **Other Purchases Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | 37 | 89 | 87 | 149 | 92 | 82 | - | - | - | - | - | - |
| **Power Sold to other Sources** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Sale | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BILATERAL / IEX | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | 15 | 37 | 7 | 16 | 6 | 4 | - | - | - | - | - | - |
| Banking | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | 13 | - | - | - | 4 | - | - | - | - | - | - | - |
| UI Sale | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | 0 | 19 | 2 | - | - | 5 | - | - | - | - | - | - |
| **Sale Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | 28 | 57 | 10 | 16 | 10 | 9 | 122 | 198 | 203 | 184 | 171 | 196 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Renewable Energy Purchase** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOWMCL | 2 | 1 | 2 | 3 | 3 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 1 | 2 | 3 | 3 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Non-Solar RPO | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 51 | 39 | 43 | 47 | 38 | 42 |
| Solar RPO | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 5 |
| **Renewable Energy Purchase Subtotal** | 2 | 1 | 2 | 3 | 3 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 1 | 2 | 3 | 3 | 3 | 57 | 44 | 48 | 54 | 44 | 48 |
| **GRAND TOTAL** | **11** | **2** | **16** | **43** | **14** | **75** | **24** | **24** | **24** | **24** | **24** | **24** | **1** | **2** | **4** | **6** | **2** | **0** | **2** | **2** | **2** | **2** | **2** | **2** | **384** | **483** | **563** | **628** | **487** | **523** | **419** | **354** | **371** | **396** | **346** | **363** |
| **Total Apportioned Intra-State transmission losses** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Total energy input to Distribution Company system (F-G)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Month-wise power procurement details** — **FY 13-14**

| Source / Station | Capacity MW | % share of Discom — Months in the Financial Year: FY 13 | | | | | | | | | | | | MU Purchased — Months in the Financial Year: | | | | | | | | | | | MU received at Discom periphery — Months in the Financial Year: | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar |
| **Source** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Central Generating Stations** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **NTPC** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ANTA GAS | 419 | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 4.58% | 10 | 10 | 8 | 10 | 10 | 9 | 10 | 7 | 7 | 12 | 10 | 12 | | | | | | | | | | | | |
| AURAIYA GAS | 663 | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 4.73% | 17 | 16 | 15 | 15 | 17 | 14 | 18 | 13 | 19 | 20 | 17 | 17 | | | | | | | | | | | | |
| BTPS | 705 | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 33.37% | 101 | 148 | 141 | 142 | 137 | 137 | 133 | 118 | 123 | 147 | 126 | 147 | | | | | | | | | | | | |
| DADRI GAS | 830 | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 4.78% | 18 | 20 | 20 | 21 | 21 | 19 | 22 | 18 | 24 | 25 | 21 | 25 | | | | | | | | | | | | |
| FARAKKA | 1600 | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 0.61% | 4 | 6 | 6 | 4 | 4 | 3 | 4 | 4 | 5 | 6 | 5 | 6 | | | | | | | | | | | | |
| KAHALGAON STAGE-I | 840 | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 2.65% | 10 | 9 | 12 | 10 | 10 | 9 | 9 | 14 | 10 | 15 | 11 | 13 | | | | | | | | | | | | |
| NCPP - DADRI | 840 | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 33.18% | 170 | 182 | 175 | 181 | 171 | 149 | 159 | 164 | 176 | 186 | 170 | 190 | | | | | | | | | | | | |
| RIHAND -I | 1000 | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 4.36% | 25 | 26 | 28 | 29 | 23 | 24 | 28 | 27 | 29 | 29 | 27 | 30 | | | | | | | | | | | | |
| RIHAND -II | 1000 | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 5.49% | 37 | 38 | 35 | 37 | 30 | 25 | 31 | 36 | 39 | 39 | 35 | 39 | | | | | | | | | | | | |
| SINGRAULI | 2000 | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 3.27% | 40 | 43 | 40 | 38 | 36 | 37 | 39 | 41 | 44 | 45 | 40 | 46 | | | | | | | | | | | | |
| UNCHAHAR-I | 420 | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 2.49% | 7 | 7 | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 7 | 7 | 7 | 6 | | | | | | | | | | | | |
| UNCHAHAR-II | 420 | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 4.88% | 12 | 12 | 12 | 14 | 13 | 10 | 12 | 12 | 14 | 14 | 13 | 14 | | | | | | | | | | | | |
| UNCHAHAR-III | 210 | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 6.02% | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 5 | 8 | 7 | 9 | 9 | 8 | 9 | | | | | | | | | | | | |
| KAHALGAON STAGE-II | 1500 | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 4.57% | 32 | 32 | 28 | 30 | 29 | 29 | 30 | 32 | 28 | 36 | 32 | 37 | | | | | | | | | | | | |
| DADRI EXTENSION | 980 | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 32.69% | 202 | 206 | 200 | 158 | 176 | 188 | 181 | 197 | 218 | 169 | 174 | 172 | | | | | | | | | | | | |
| Aravali Power Corporation Ltd | 1500 | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 10.07% | 57 | 10 | 53 | 46 | 46 | 33 | 93 | 92 | 106 | 107 | 35 | 69 | | | | | | | | | | | | |
| **NTPC Total** | 14927 | | | | | | | | | | | | | 751 | 775 | 787 | 750 | 737 | 697 | 783 | 787 | 857 | 865 | 729 | 833 | | | | | | | | | | | | |
| **NHPC** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| BAIRA SIUL | 180 | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4.79% | 4 | 4 | 4 | 5 | 5 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 3 | | | | | | | | | | | | |
| CHAMERA-I | 540 | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3.44% | 3 | 6 | 5 | 8 | 10 | 5 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | | | | | | | | | | | | |
| CHAMERA-II | 300 | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 10 | 11 | 8 | 11 | 11 | 8 | 4 | 2 | 2 | 2 | 3 | 6 | | | | | | | | | | | | |
| DHAULIGANGA | 280 | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 5.76% | 3 | 5 | 7 | 10 | 10 | 8 | 5 | 3 | 2 | 2 | 1 | 2 | | | | | | | | | | | | |
| DULHASTI | 390 | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5.59% | 5 | 11 | 13 | 13 | 13 | 13 | 7 | 4 | 4 | 3 | 3 | 4 | | | | | | | | | | | | |
| SALAL | 690 | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 5.06% | 8 | 14 | 21 | 22 | 22 | 19 | 10 | 6 | 4 | 3 | 3 | 5 | | | | | | | | | | | | |
| TANAKPUR | 94 | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 5.58% | 1 | 1 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | |
| URI | 480 | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 4.81% | 14 | 14 | 14 | 14 | 13 | 9 | 5 | 3 | 3 | 3 | 6 | 11 | | | | | | | | | | | | |
| SEWA-II | 120 | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 5.81% | 3 | 2 | 4 | 4 | 4 | 2 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 4 | | | | | | | | | | | | |
| **NHPC Total** | 3074 | | | | | | | | | | | | | 51 | 68 | 78 | 90 | 91 | 69 | 38 | 23 | 19 | 17 | 20 | 36 | | | | | | | | | | | | |
| **TEHRI HEP** | 1000 | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 4.49% | 9 | 7 | 5 | 5 | 19 | 6 | 5 | 7 | 12 | 13 | 10 | 10 | | | | | | | | | | | | |
| **NJPC (SATLUJ)** | 1500 | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 4.13% | 17 | 36 | 34 | 38 | 38 | 29 | 11 | 10 | 12 | 9 | 8 | 10 | | | | | | | | | | | | |
| **KOTESHWAR** | 400 | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 4.30% | 6 | 6 | 4 | 4 | 15 | 5 | 4 | 6 | 10 | 10 | 8 | 8 | | | | | | | | | | | | |
| **Mejia Unit-6** | 250 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 13 | 10 | 7 | 6 | 25 | 8 | 7 | 9 | 16 | 17 | 14 | 13 | | | | | | | | | | | | |
| **NUCLEAR** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| RAPS - 3 & 4 | 440 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| RAPS - 5 & 6 | 440 | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 5.53% | 18 | 14 | 17 | 18 | 19 | 18 | 21 | 19 | 8 | 8 | 7 | 8 | | | | | | | | | | | | |
| NPCIL - NAPS | 440 | 4.65% | 4.65% | 4.65% | 4.65% | 4.65% | 4.65% | 4.65% | 4.65% | 4.65% | 4.65% | 4.65% | 4.65% | 8 | 8 | 8 | 8 | 10 | 10 | 7 | 6 | 1 | 3 | 8 | 7 | | | | | | | | | | | | |
| **Nuclear Total** | 1320 | | | | | | | | | | | | | 26 | 21 | 25 | 26 | 29 | 28 | 28 | 25 | 9 | 10 | 15 | 15 | | | | | | | | | | | | |
| **SGS** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IP Station | 0 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| Rajghat | 135 | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 36.07% | 32 | 29 | 29 | 20 | 27 | 23 | 30 | 23 | 28 | 22 | 21 | 32 | | | | | | | | | | | | |
| GAS TURBINE | 270 | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 36.54% | 63 | 65 | 62 | 63 | 69 | 56 | 71 | 64 | 65 | 62 | 49 | 56 | | | | | | | | | | | | |
| Pragati -I | 330 | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 31.77% | 51 | 62 | 57 | 55 | 52 | 61 | 60 | 60 | 65 | 61 | 54 | 61 | | | | | | | | | | | | |
| PRAGATI-III, BAWANA | 1500 | 30.51% | 30.51% | 30.51% | 30.51% | 30.51% | 30.51% | 30.51% | 30.51% | 30.51% | 30.51% | 30.51% | 30.51% | 252 | 260 | 252 | 259 | 260 | 251 | 260 | 251 | 260 | 260 | 235 | 260 | | | | | | | | | | | | |
| **SGS Total** | 2235 | | | | | | | | | | | | | 397 | 416 | 399 | 397 | 407 | 391 | 421 | 399 | 417 | 405 | 358 | 409 | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Future Stations** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Barh-II | 1320 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 26 | 26 | 23 | 25 | 24 | 24 | 24 | 26 | 23 | 30 | 26 | 30 | | | | | | | | | | | | |
| Chamera-III | 231 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 7 | 8 | 5 | 8 | 8 | 5 | 3 | 2 | 1 | 1 | 2 | 4 | | | | | | | | | | | | |
| Chandrapur Extn (U7 & U8) | 500 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 75 | 76 | 66 | 72 | 68 | 68 | 70 | 76 | 67 | 86 | 75 | 88 | | | | | | | | | | | | |
| Durgapur TPS | 250 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| Koderma TPS | 500 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 125 | 125 | 109 | 119 | 113 | 112 | 115 | 125 | 110 | 142 | 125 | 145 | | | | | | | | | | | | |
| Koldam HEP | 800 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 5 | 5 | 5 | 5 | 6 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 3 | | | | | | | | | | | | |
| Mejia Unit 7 & 8 | 0 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| Parbati - II | 800 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | |
| Parbati - III | 520 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 5 | 6 | 5 | 6 | 6 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 2 | 3 | | | | | | | | | | | | |
| Rihand - III | 1000 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 34 | 35 | 32 | 33 | 28 | 23 | 28 | 32 | 35 | 36 | 32 | 35 | | | | | | | | | | | | |
| Sasan UMPP | 3960 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 8 | 8 | 8 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | | | | | | | | | | | | |
| Subansiri Lower | 2000 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 8 | 14 | 20 | 21 | 21 | 18 | 10 | 5 | 4 | 3 | 3 | 5 | | | | | | | | | | | | |
| Uri -II | 240 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 8 | 8 | 8 | 8 | 7 | 5 | 3 | 2 | 2 | 2 | 3 | 6 | | | | | | | | | | | | |
| **Future Stations Total** | | | | | | | | | | | | | | 300 | 311 | 281 | 304 | 286 | 267 | 263 | 279 | 252 | 309 | 277 | 329 | | | | | | | | | | | | |
| **Power Purchase from other Sources** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Purchase | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| BILATERAL / IEX | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Banking | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UI Purchase | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Other Purchases Total** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Power Sold to other Sources** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Sale | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| BILATERAL / IEX | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Banking | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UI Sale | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Sale Total** | | | | | | | | | | | | | | 645 | 484 | 443 | 393 | 484 | 458 | 673 | 838 | 840 | 822 | 751 | 911 | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Renewable Energy Purchase** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOWMCL | 16 | 50.00% | 50.00% | 50.00% | 50.00% | 50.00% | 50.00% | 50.00% | 50.00% | 50.00% | 50.00% | 50.00% | 50.00% | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | | | | | | | | | | | | |
| Non-Solar RPO | | | | | | | | | | | | | | 43 | 55 | 55 | 58 | 55 | 48 | 41 | 32 | 34 | 38 | 31 | 34 | | | | | | | | | | | | |
| Solar RPO | | | | | | | | | | | | | | 2 | 2 | 2 | 3 | 2 | 2 | 2 | 1 | 2 | 2 | 1 | 2 | | | | | | | | | | | | |
| **Renewable Energy Purchase Subtotal** | | | | | | | | | | | | | | 49 | 61 | 62 | 65 | 61 | 55 | 47 | 37 | 40 | 44 | 36 | 40 | | | | | | | | | | | | |
| **GRAND TOTAL** | | | | | | | | | | | | | | **974** | **1,228** | **1,240** | **1,292** | **1,225** | **1,096** | **933** | **743** | **804** | **878** | **724** | **793** | | | | | | | | | | | | |
| **Total Apportioned Intra-State transmission losses** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Total energy input to Distribution Company system (F-G)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

**Units available at Discom Periphery would be based on SLDC Data**

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Month-wise power procurement details**

| Source / Station | Fixed Charges (Rs Crs) Months in the Financial Year: Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | Variable charges (Rs Crs) Months in the Financial Year: Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | FPA+MOPA (Rs Crs) Months in the Financial Year: Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Source** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Central Generating Stations** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **NTPC** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ANTA GAS | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 3 | 3 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 4 | 3 | 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| AURAIYA GAS | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 4 | 5 | 4 | 6 | 6 | 5 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BTPS | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 35 | 51 | 49 | 49 | 47 | 47 | 46 | 41 | 43 | 51 | 44 | 51 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| DADRI GAS | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 5 | 6 | 6 | 6 | 6 | 5 | 7 | 5 | 7 | 7 | 6 | 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| FARAKKA | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| KAHALGAON STAGE-I | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 3 | 3 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 3 | 4 | 3 | 4 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| NCPP - DADRI | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 55 | 59 | 57 | 59 | 56 | 49 | 52 | 53 | 57 | 61 | 55 | 62 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| RIHAND -I | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| RIHAND -II | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 6 | 6 | 6 | 6 | 5 | 4 | 5 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| SINGRAULI | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 6 | 6 | 6 | 6 | 5 | 5 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| UNCHAHAR-I | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| UNCHAHAR-II | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| UNCHAHAR-III | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| KAHALGAON STAGE-II | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 8 | 9 | 7 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 7 | 10 | 8 | 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| DADRI EXTENSION | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 68 | 69 | 67 | 53 | 59 | 63 | 61 | 66 | 73 | 57 | 58 | 58 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Aravali Power Corporation Ltd | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 23 | 4 | 21 | 18 | 18 | 13 | 37 | 37 | 42 | 42 | 14 | 27 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **NTPC Total** | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 230 | 234 | 242 | 228 | 227 | 214 | 244 | 244 | 266 | 268 | 221 | 255 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **NHPC** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| BAIRA SIUL | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CHAMERA-I | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CHAMERA-II | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| DHAULIGANGA | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| DULHASTI | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| SALAL | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| TANAKPUR | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| URI | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| SEWA-II | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **NHPC Total** | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 6 | 8 | 10 | 11 | 11 | 9 | 5 | 3 | 2 | 2 | 2 | 4 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **TEHRI HEP** | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 1 | 1 | 5 | 1 | 1 | 2 | 3 | 3 | 3 | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **NJPC (SATLUJ)** | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **KOTESHWAR** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 3 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Mejia Unit-6** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 5 | 4 | 3 | 3 | 10 | 3 | 3 | 4 | 6 | 7 | 5 | 5 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **NUCLEAR** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| RAPS - 3 & 4 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| RAPS - 5 & 6 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 6 | 5 | 6 | 6 | 6 | 6 | 7 | 6 | 3 | 3 | 2 | 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| NPCIL - NAPS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 0 | 1 | 2 | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Nuclear Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 8 | 6 | 8 | 8 | 9 | 9 | 9 | 8 | 3 | 3 | 4 | 4 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **SGS** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IP Station | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Rajghat | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 11 | 10 | 10 | 7 | 9 | 8 | 10 | 8 | 10 | 8 | 7 | 11 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| GAS TURBINE | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 21 | 22 | 21 | 21 | 23 | 19 | 24 | 21 | 22 | 21 | 16 | 19 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Pragati -I | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 12 | 15 | 14 | 13 | 13 | 15 | 15 | 15 | 16 | 15 | 13 | 15 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| PRAGATI-III, BAWANA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 114 | 118 | 114 | 118 | 118 | 114 | 118 | 114 | 118 | 118 | 107 | 118 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **SGS Total** | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 159 | 165 | 159 | 159 | 163 | 156 | 167 | 158 | 165 | 161 | 143 | 163 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| **Future Stations** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Barh-II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 12 | 12 | 10 | 11 | 11 | 11 | 11 | 12 | 10 | 13 | 12 | 14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Chamera-III | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3 | 3 | 2 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Chandrapur Extn (U7 & U8) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 30 | 30 | 26 | 29 | 27 | 27 | 28 | 30 | 27 | 34 | 30 | 35 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Durgapur TPS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Koderma TPS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 50 | 50 | 44 | 48 | 45 | 45 | 46 | 50 | 44 | 57 | 50 | 58 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Koldam HEP | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Mejia Unit 7 & 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Parbati - II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Parbati - III | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 3 | 2 | 3 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Rihand - III | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 15 | 16 | 15 | 15 | 12 | 10 | 13 | 15 | 16 | 16 | 14 | 16 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Sasan UMPP | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Subansiri Lower | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4 | 6 | 9 | 9 | 9 | 8 | 4 | 2 | 2 | 1 | 1 | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Uri -II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3 | 4 | 3 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Future Stations Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 123 | 127 | 115 | 125 | 117 | 109 | 107 | 113 | 102 | 125 | 112 | 134 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Power Purchase from other Sources** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Purchase | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| BILATERAL / IEX | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Banking | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UI Purchase | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Other Purchases Total** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Power Sold to other Sources** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Sale | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| BILATERAL / IEX | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Banking | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UI Sale | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Sale Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 208 | 156 | 143 | 127 | 156 | 148 | 218 | 271 | 271 | 266 | 243 | 294 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Renewable Energy Purchase** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOWMCL | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Non-Solar RPO | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 32 | 42 | 42 | 44 | 41 | 37 | 31 | 24 | 26 | 29 | 23 | 26 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Solar RPO | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3 | 4 | 4 | 5 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Renewable Energy Purchase Subtotal** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 37 | 47 | 47 | 50 | 47 | 42 | 35 | 28 | 30 | 33 | 27 | 30 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **GRAND TOTAL** | **110** | **110** | **110** | **110** | **110** | **110** | **110** | **110** | **110** | **110** | **110** | **110** | **364** | **443** | **446** | **463** | **440** | **399** | **355** | **291** | **310** | **340** | **278** | **306** | **6** | **6** | **6** | **6** | **6** | **6** | **6** | **6** | **6** | **6** | **6** | **6** |
| **Total Apportioned Intra-State transmission losses** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Total energy input to Distribution Company system (F-G)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Month-wise power procurement details**

**Form No: F1a**

| Source / Station | Tax (Rs Crs) Months in the Financial Year: Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | Past adjustments Months in the Financial Year: Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | Others (ED/Water Cess/Incentive) (Rs Crs) Months in the Financial Year: Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | Total cost (Rs Crs) Months in the Financial Year: FY 13 Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Source** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Central Generating Stations** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **NTPC** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ANTA GAS | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 4 | 5 | 4 | 5 |
| AURAIYA GAS | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 7 | 7 | 7 | 8 | 7 | 8 | 6 | 8 | 8 | 8 | 8 |
| BTPS | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 51 | 67 | 65 | 65 | 63 | 63 | 62 | 57 | 59 | 67 | 59 | 67 |
| DADRI GAS | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 | 9 | 10 | 11 | 9 | 11 |
| FARAKKA | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 |
| KAHALGAON STAGE-I | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 5 | 4 | 4 | 4 | 4 | 5 | 4 | 6 | 5 | 5 |
| NCPP - DADRI | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 77 | 81 | 79 | 81 | 77 | 70 | 73 | 75 | 79 | 82 | 77 | 84 |
| RIHAND -I | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 7 | 8 | 7 | 7 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 |
| RIHAND -II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9 | 8 | 9 | 10 | 10 | 10 | 9 | 10 |
| SINGRAULI | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 9 | 9 | 9 | 8 | 8 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 |
| UNCHAHAR-I | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 3 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| UNCHAHAR-II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 4 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 6 |
| UNCHAHAR-III | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 3 | 3 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 3 | 4 |
| KAHALGAON STAGE-II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13 | 13 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 13 | 12 | 14 | 13 | 14 |
| DADRI EXTENSION | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 101 | 102 | 100 | 86 | 92 | 96 | 94 | 99 | 106 | 90 | 91 | 91 |
| Aravali Power Corporation Ltd | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 23 | 4 | 21 | 18 | 18 | 13 | 37 | 37 | 42 | 42 | 14 | 27 |
| **NTPC Total** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 328 | 332 | 340 | 327 | 325 | 313 | 342 | 342 | 365 | 366 | 319 | 353 |
| **NHPC** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| BAIRA SIUL | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CHAMERA-I | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CHAMERA-II | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| DHAULIGANGA | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 2 | 3 | 3 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| DULHASTI | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 7 | 8 | 8 | 8 | 7 | 6 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| SALAL | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| TANAKPUR | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| URI | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| SEWA-II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **NHPC Total** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 17 | 18 | 20 | 20 | 18 | 14 | 12 | 11 | 11 | 11 | 13 |
| **TEHRI HEP** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 7 | 6 | 5 | 5 | 9 | 6 | 5 | 6 | 7 | 7 | 7 | 7 |
| **NJPC (SATLUJ)** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 7 | 9 | 9 | 9 | 9 | 8 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| **KOTESHWAR** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 2 | 2 | 2 | 4 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| **Mejia Unit-6** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 5 | 4 | 3 | 3 | 10 | 3 | 3 | 4 | 7 | 7 | 6 | 6 |
| **NUCLEAR** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| RAPS - 3 & 4 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| RAPS - 5 & 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 5 | 6 | 6 | 6 | 6 | 7 | 6 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| NPCIL - NAPS | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 2 | 2 | 2 | 0 | 1 | 2 | 2 |
| **Nuclear Total** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 7 | 8 | 8 | 9 | 9 | 9 | 8 | 3 | 3 | 5 | 5 |
| **SGS** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IP Station | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Rajghat | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 17 | 16 | 16 | 13 | 15 | 14 | 16 | 14 | 15 | 13 | 13 | 17 |
| GAS TURBINE | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 31 | 31 | 31 | 31 | 33 | 28 | 33 | 31 | 31 | 30 | 26 | 28 |
| Pragati -I | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 23 | 25 | 24 | 24 | 23 | 25 | 25 | 25 | 26 | 25 | 23 | 25 |
| PRAGATI-III, BAWANA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 114 | 118 | 114 | 118 | 118 | 114 | 118 | 114 | 118 | 118 | 106 | 118 |
| **SGS Total** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 184 | 191 | 184 | 185 | 188 | 181 | 192 | 184 | 190 | 187 | 168 | 188 |
| **Future Stations** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Barh-II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 12 | 12 | 10 | 11 | 11 | 11 | 11 | 12 | 10 | 13 | 12 | 14 |
| Chamera-III | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3 | 3 | 2 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 |
| Chandrapur Extn (U7 & U8) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 30 | 30 | 26 | 29 | 27 | 27 | 28 | 30 | 27 | 34 | 30 | 35 |
| Durgapur TPS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Koderma TPS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 50 | 50 | 44 | 48 | 45 | 45 | 46 | 50 | 44 | 57 | 50 | 58 |
| Koldam HEP | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 |
| Mejia Unit 7 & 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Parbati - II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Parbati - III | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 3 | 2 | 3 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 |
| Rihand - III | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 15 | 16 | 15 | 15 | 12 | 10 | 13 | 15 | 16 | 16 | 14 | 16 |
| Sasan UMPP | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Subansiri Lower | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4 | 6 | 9 | 9 | 9 | 8 | 4 | 2 | 2 | 1 | 1 | 2 |
| Uri -II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3 | 4 | 3 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 3 |
| **Future Stations Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 123 | 127 | 115 | 125 | 118 | 109 | 107 | 113 | 102 | 125 | 112 | 134 |
| **Power Purchase from other Sources** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Purchase | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BILATERAL / IEX | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Banking | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| UI Purchase | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Other Purchases Total** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Power Sold to other Sources** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Intra State Power Sale | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BILATERAL / IEX | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Banking | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| UI Sale | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Sale Total** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 208 | 156 | 143 | 127 | 156 | 148 | 218 | 271 | 271 | 266 | 243 | 294 |
| **Renewable Energy Purchase** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOWMCL | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Non-Solar RPO | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 32 | 42 | 42 | 44 | 41 | 37 | 31 | 24 | 26 | 29 | 23 | 26 |
| Solar RPO | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3 | 4 | 4 | 5 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| **Renewable Energy Purchase Subtotal** | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 37 | 47 | 47 | 50 | 47 | 42 | 35 | 28 | 30 | 33 | 27 | 30 |
| **GRAND TOTAL** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 507 | 586 | 589 | 606 | 583 | 542 | 498 | 434 | 453 | 483 | 421 | 449 |
| **Total Apportioned Intra-State transmission losses** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Total energy input to Distribution Company system (F-G)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited**

**Financing of capitalised works** **Form F2b(iii)-loan**

| Particulars | MYT Period | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | First Year | | | | | |
| | FY 09 | | | | | |
| | Rates of Interest for Loans: % | Moratorium Period for the loans: | Moratorium effective from: | Repayment Period of the loans: | Repayment effective from: | Repayment Instalment Amount: |
| APDRP | 11.50% | | | 15 Years after m | FY 2006-07 | 0.5 |
| From PNB@8.75% | 11.51% | 2 Years | 29-Mar-06 | 9.75 Years | 28th March 2008 | 25.0 |
| From Federal Bank@8.5% | 11.23% | 26 months | 31-Mar-06 | 3 Years | 1st July 2008 | 100.0 |
| From PNB@8.75% | 11.51% | 2 Years | 4-Apr-06 | 7 Years and 9 m | 28th March 2008 | 31.3 |
| From Centurion Bank of Punjab@8.5% | 12.43% | 5 Years | 4-Apr-06 | 5 Years | 4th April 2011 | - |
| From Bank of Boroda@8.75% | 11.39% | 2 Years | 7-Aug-06 | 7.75 Years | 8th April 2008 for 200 Crores<br>7th August2008 for Rs 10 Crores | 25.8 |
| From Bank of Boroda@8.75% | 11.39% | 2Years | 17-Oct-06 | 7.75 Years | 7th August2008 | 4.8 |
| From IDBI @9.15% | 10.64% | 1 Year | 6-Nov-06 | 10 Years | 6th November 2007 | 76.7 |
| From PNB@8.75% | 11.51% | 2 Years | 11-Jun-07 | 9.75 Years | 28th March 2008 | 6.5 |
| From Bank of Boroda@8.75% | 11.39% | 2 Years | 11-Jul-07 | 7.75 Years | 7th August2008 | 8.7 |
| From Corporation Bank | 11.72% | 1 Year | 27-Dec-07 | 9 Years | 26th December 2008 | 3.2 |
| From IDBI Bank | 10.64% | 1 Year | 27-Mar-08 | 9 Years | 27-Mar-09 | 1.6 |
| From IDBI Bank@11% | 10.64% | 1 Year | 7-Mar-08 | 7 Years | 7-Mar-09 | 2.0 |
| From IDBI Bank@11% | 10.64% | 1 Year | 26-Mar-08 | 7 Years | 7-Mar-09 | 0.7 |
| From State Bank of Travancore@11% | 11.32% | 1 Year | 30-Nov-07 | 9 Year | 30-Nov-08 | 3.1 |
| From State Bank of Patiala@11.75% | 11.34% | 1 Year | 22-Feb-08 | 6 | 22-Feb-09 | 2.5 |
| From IDBI Bank @ 11% | 11.50% | 1 Year | 23-Apr-08 | 9 Year | 27-Mar-09 | 4.7 |
| From DPCL @ 14% | 14.00% | 6 months | 13-Mar-09 | 6 months | 13-Sep-09 | - |
| From PNB Bank @ 12.5% | 12.50% | 2 Years | 27-Mar-09 | 9.75 years | 27-Mar-11 | - |
| From Bank of Baroda @ 10.75% | 10.75% | 9 months | 31-Mar-09 | 9 months | 31-Dec-09 | - |
| | FY10 | | | | | |
| | Rates of Interest for Loans: % | Moratorium Period for the loans: | Moratorium effective from: | Repayment Period of the loans: | Repayment effective from: | Repayment Instalment Amount: |
| APDRP | 11.50% | | | 15 Years after m | FY 2006-07 | 0.5 |
| From PNB@8.75% | 12.22% | 2 Years | 29-Mar-06 | 9.75 Years | 28th March 2008 | 25.0 |
| From Federal Bank@8.5% | 11.23% | 26 months | 31-Mar-06 | 3 Years | 1st July 2008 | - |
| From PNB@8.75% | 12.22% | 2 Years | 4-Apr-06 | 9.75 Years | 28th March 2008 | 31.3 |
| From Centurion Bank of Punjab@8.5% | 12.50% | 5 Years | 4-Apr-06 | 5 Years | 4th April 2011 | 17.5 |
| From Bank of Boroda@8.75% | 10.16% | 2 Years | 7-Aug-06 | 7.75 Years | 8th April 2008 for 200 Crores□7th August2008 for Rs 10 Crores | 27.1 |
| From Bank of Boroda@8.75% | 10.16% | 2Years | 17-Oct-06 | 7.75 Years | 7th August2008 | 6.5 |
| From IDBI @9.15% | 11.62% | 1 Year | 6-Nov-06 | 10 Years | 6th November 2007 | 76.7 |
| From PNB@8.75% | 12.22% | 2 Years | 11-Jun-07 | 9.75 Years | 28th March 2008 | 6.3 |
| From Bank of Boroda@8.75% | 10.16% | 2 Years | 11-Jul-07 | 7.75 Years | 7th August2008 | 11.6 |
| From Corporation Bank | 12.03% | 1 Year | 27-Dec-07 | 9 Years | 26th December 2008 | 6.6 |
| From IDBI Bank | 10.86% | 1 Year | 27-Mar-08 | 9 Years | 27-Mar-09 | 6.3 |
| From IDBI Bank@11% | 10.69% | 1 Year | 7-Mar-08 | 7 Years | 7-Mar-09 | 7.8 |
| From IDBI Bank@11% | 10.69% | 1 Year | 26-Mar-08 | 7 Years | 7-Mar-09 | 2.8 |
| From State Bank of Travancore@11% | 10.40% | 1 Year | 30-Nov-07 | 9 Year | 30-Nov-08 | 6.3 |
| From State Bank of Patiala@11.75% | 10.42% | 1 Year | 22-Feb-08 | 6 | 22-Feb-09 | 10.0 |
| IDBI | 10.86% | 1 Year | 23-Apr-08 | 9 Year | 27-Mar-09 | 18.8 |
| From DPCL @ 14% | 14.00% | 6 months | 13-Mar-09 | 6 months | 13-Sep-09 | 122.0 |
| From PNB Bank @ 12.5% | 11.88% | 2 Years | 27-Mar-09 | 9.75 years | 27-Mar-11 | 19.4 |
| From Bank of Baroda @ 10.75% | 10.33% | 9 months | 31-Mar-09 | 9 months | 31-Dec-09 | 100.0 |
| From PNB | 12.00% | 2 Years | 23-Sep-09 | 8.75 Years | 23-Sep-11 | 7.4 |
| From PNB | 12.00% | 2 Years | 23-Sep-09 | 8.75 Years | 23-Sep-11 | 7.4 |
| From PNB | 12.00% | 2 Years | 23-Sep-09 | 8.75 Years | 23-Sep-11 | 7.4 |
| From PNB | 12.00% | 2 Years | 23-Sep-09 | 8.75 Years | 23-Sep-11 | 7.4 |
| From state Bank of Mysore | 11.00% | Nil | Nil | 11 months | 23-Aug-10 | 40.0 |
| From Delhi Power Company Limited | 13.00% | Nil | Nil | | On or before 30.03.2010 | 80.0 |
| From IDBI Bank Limited | 12.75% | 2 Years | 6-Mar-10 | 8 Years | 6-Mar-12 | 2.1 |
| From AXIS Bank | 11.25% | 2 Years | 30-Jan-10 | 7 years | 30-Jan-12 | 2.0 |
| From AXIS Bank | 11.25% | 2 Years | 30-Jan-10 | 7 years | 30-Jan-12 | 13.0 |
| From PNB | 11.00% | Nil | Nil | 1 Year | 31-Dec-10 | 230.0 |
| From PNB | 11.00% | Nil | Nil | 1 Year | 4-Jan-11 | 20.0 |
| From State Bank of Hyderabad | 11.00% | 2 Years | 29-Jan-10 | 8 Years | 29-Jan-12 | 8.3 |
| From State Bank of Hyderabad | 11.00% | 2 Years | 29-Jan-10 | 8 Years | 29-Jan-12 | 8.3 |
| From Axis Bank | 11.25% | 1 Year | 29-Mar-10 | 7 Years | 29-Mar-11 | 62.5 |
| DPCL | 11.50% | 6 months | 11-Dec-09 | | 31-Dec-09 | 150.0 |
| DPCL | 11.50% | 6 months | 31-Mar-10 | | 31-Dec-09 | 100.0 |
| Bank of baroda | 10.33% | 2 Years | 29-Jan-10 | 9.75 Years | 29-Jan-12 | 12.9 |
| | FY 11 | | | | | |
| | Rates of Interest for Loans: % | Moratorium Period for the loans: | Moratorium effective from: | Repayment Period of the loans: | Repayment effective from: | Repayment Instalment Amount: |
| IDBI Bank-DPCL Loan | 12.75% | 12 | 11/6/2006 | 10 Years | 11/6/2007 | 38.33 |
| IDBI Bank-Term Loan | 13.00% | 12 | 3/27/2008 | 9 Years | 3/27/2009 | 6.25 |
| IDBI Bank-VRS | 10.50% | 12 | 3/7/2008 | 7 Years | 3/7/2009 | 2.67 |
| IDBI Bank | 14.00% | 24 | 3/6/2010 | 8 Years | 3/6/2012 | 2.08 |
| Punjab National Bank | 14.00% | 24 | 3/28/2006 | 9.75 Years | 3/28/2008 | 15.63 |
| Punjab National Bank | 14.00% | 24 | 3/27/2009 | 9.75 Years | 3/27/2011 | 4.84 |
| Punjab National Bank | 14.00% | 24 | 9/23/2009 | 8.75 Years | 9/23/2011 | 7.41 |
| Punjab National Bank | 13.50% | 24 | 12/31/2010 | 10 Years | 12/31/2012 | 6.25 |
| Bank of Baroda | 12.50% | 24 | 8/4/2006 | 7.75 Years | 8/4/2008 | 6.45 |
| Bank of Baroda | 12.50% | 24 | 8/7/2006 | 7.75 Years | 8/7/2008 | 4.84 |
| Bank of Baroda | 12.50% | 24 | 3/30/2010 | 9 Years | 3/30/2012 | 3.23 |
| Bank of Baroda | 12.50% | 24 | 11/16/2010 | 8 Years | 11/16/2012 | 6.25 |
| Corporation Bank | 13.65% | 12 | 12/27/2007 | 9 Years | 12/27/2008 | 1.65 |
| State Bank of Patiala | 12.75% | 12 | 2/22/2008 | 6 Years | 2/22/2009 | 2.50 |
| State Bank of Travancore | 11.50% | 12 | 11/30/2007 | 9 Years | 11/30/2008 | 1.56 |
| State Bank of Hyderabad | 12.75% | 24 | 1/29/2010 | 7 Years | 1/29/2012 | 2.50 |
| State Bank of Hyderabad(New) | 12.25% | 24 | 10/30/2010 | 8 Years | 10/30/2012 | 2.08 |
| Axis Bank Ltd. | 12.75% | 24 | 1/28/2010 | 5 Years | 1/28/2012 | 3.75 |
| Axis Bank Ltd. | 12.75% | 12 | 3/29/2010 | 3 Years | 3/29/2011 | 5.21 |
| The South Indian Bank Ltd. | 11.75% | 12 | 5/31/2010 | 3 Years | 5/31/2011 | 8.33 |
| Indian Bank | 12.50% | 12 | 6/14/2010 | 3 Years | 6/14/2011 | 6.25 |
| Bank of India | 11.00% | 12 | 2/18/2011 | 2 Years | 2/18/2012 | 8.34 |
| Delhi Power Company Ltd. | 12.50% | NIL | 9/12/2006 | 22 Years | 9/12/2006 | 0.47 |
| Delhi Power Company Ltd. | 12.50% | NIL | NIL | 0.5 Years | 9/15/2011 | 300.00 |
| Delhi Power Company Ltd. | 12.50% | NIL | NIL | 0.5 Years | 9/15/2011 | 200.00 |
| Dena Bank(Mumbai) | 12.75% | 12 | 6/29/2010 | 3 Years | 6/29/2011 | 6.25 |
| Dena Bank (Delhi) | 12.20% | 12 | 11/9/2010 | 3 Years | 11/9/2011 | 6.25 |
| State Bank of Mysore | 12.50% | 12 | 6/30/2010 | 3 Years | 6/30/2011 | 10.25 |
| State Bank of Mysore | 12.00% | 12 | 9/29/2010 | 3 Years | 9/29/2011 | 5.00 |
| Allahabad Bank | 12.50% | 12 | 9/30/2010 | 6 Years | 9/30/2011 | 10.00 |
| The Federal Bank Ltd. | 12.75% | 24 | 10/6/2010 | 7 Years | 10/6/2012 | 7.50 |
| Karnataka Bank | 11.25% | 12 | 12/28/2010 | 3 Years | 9/29/2011 | 2.08 |
| Karnataka Bank | 11.25% | 12 | 29/09/2010 | 3 Years | 30/09/2011 | 2.16 |
| HDFC Bank Ltd. | 13.00% | 36 | 6/30/2006 | 5 Years | 6/30/2009 | 4.38 |
| Punjab National Bank | 10.50% | 12 | 12/11/2009 | 0 | 12/31/2009 | 150.00 |
| Interest accrued and due but not payable * | 0.00% | 12 | 31-Mar-10 | 0 | 31-Dec-09 | 100.0 |
| | FY 12 | | | | | |
| | Rates of Interest for Loans: % | Moratorium Period for the loans: | Moratorium effective from: | Repayment Period of the loans: | Repayment effective from: | Repayment Instalment Amount: |
| Karnataka Bank | 11.25% | 12 | 29/09/2010 | 3 Years | 30/09/2011 | 2.16 |
| Bank of India | 11.00% | 12 | 2/18/2011 | 3 Years | 2/18/2012 | 8.34 |
| IDBI | 15.50% | 24 | 3/31/2012 | 7 Years | 4/1/2014 | |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Numbers may not tally due to rounding off

**BSES Rajdhani Power Limited**

**Loan master for all loans outstanding as on 1.4.2007** **Form No: F3a**

(All figures in Rs. Crs.)

| Particulars | Source of Loan | Type of Loan (Project Specific / Working Capital) | Amount of Loan sanctioned | Amount of loan outstanding as on 1-4-2006 | Drawals in 2006-07 | Amount repayable upto 31.3.2007 | Balance amount of loan as on 1.4.2007 | Interest type (Fixed / floating) | If Fixed interest, rate of Interest % | Base Rate, if Floating Interest | Margin, if Floating Interest | Are there any Caps/Floor? | If above is yes, specify caps.floor | Moratorium Period (Months) | Moratorium effective from | Repayment Period | Repayment effective from | Repayment Frequency | Amont actually repaid |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Secured Loan | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Loan 1 | APDRP | PS | | 18.63 | | 0.47 | 18.16 | | 11.50% | | | | | | | | | | |
| Loan 3 | PNB | PS | | 200.00 | 0 | - | 200.00 | Floating | | 13% | -2% | | | 24 | 29th March 20 | 9.75 Years | 1st July 2008 | Quarterly | - |
| Loan 4 | Federal Bank | PS | | 100.00 | 0 | - | 100.00 | Floating | | BPLR | | | | 26 | 31-Mar-06 | 0.75 | 1st July 2008 | Monthly | - |
| Loan 5 | BOB | PS | | 200.00 | 0 | 200.00 | 0.00 | Floating | | 14% | -2.50% | | | | | 1 Year | | Bullet | Rs 200 Cr |
| Loan 6 | IDBI | PS | | 0.00 | 690 | - | 690.00 | Fixed | | 9.15% | | | | 12 | 6-Nov-06 | 10 | 6-Nov-07 | Half-Yearly | - |
| Loan 7 | PNB | PS | | 0.00 | 250.00 | - | 250.00 | Floating | | 13% | -2% | | | 24 | 29th March 20 | 9.75 Years | 28th March 2008 | Quarterly | - |
| Loan 8 | BOB | PS | | 0.00 | 210 | - | 210.00 | Floating | | 14% | -2.50% | | | 24 | 7th August 20( | 7.75 Years | 7-Aug-08 | Quarterly | - |
| Loan 10 | BOB | PS | | 0.00 | 50 | - | 50.00 | Floating | | 14% | -2.50% | | | 24 | 17-Oct-06 | 7.75 Years | 7th August2008 | Quarterly | - |
| Loan 11 | Centurion Bank | PS | | 0.00 | 35.00 | - | 35.00 | Floating | | 15% | -3.50% | | | 60 | 4-Apr-06 | 1 | 4-Apr-11 | Bullet | - |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

**Loan master for all loans outstanding as on 1.4.2009** **Form No: F3a**

(All figures in Rs. Crs.)

| Particulars | Source of Loan | Type of Loan (Project Specific / Working Capital) | Amount of Loan sanctioned | Amount of loan outstanding as on 1-4-2008 | Drawals in 2008-09 | Amount repayable upto 31.3.2009 | Balance amount of loan as on 1.4.2009 | Interest type (Fixed / floating) | If Fixed interest, rate of Interest % | Base Rate, if Floating Interest | Margin, if Floating Interest | Are there any Caps/Floor? | If above is yes, specify caps.floor | Moratorium Period (Months) | Moratorium effective from | Repayment Period | Repayment effective from | Repayment Frequency | Amont actually repaid |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Secured Loan | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Loan 1 | APDRP | PS | 18.63 | 17.70 | | 0.47 | 17.23 | | 11.50% | | | | | 0 | | | | | |
| Loan 2 | PNB | PS | 200.00 | 193.75 | | 25.00 | 168.75 | Floating | | 13% | | | | 24 | 29-Mar-06 | 9.75 Years | 28th March 2008 | Quarterly | 0.47 |
| Loan 3 | Federal Bank | PS | 100.00 | 100.00 | | 100.00 | 0.00 | Floating | | BPLR | | | | 26 | 31-Mar-06 | 3 Years | 1st July 2008 | Monthly | 25.00 |
| Loan 4 | PNB | PS | 250.00 | 242.19 | | 31.25 | 210.94 | Floating | | 13% | -2% | | | 24 | 4-Apr-06 | 7 Years and 9 | 28th March 2008 | Quarterly | 100.00 |
| Loan 5 | Centurion Bank of Punjab | PS | 35.00 | 35.00 | | - | 35.00 | Floating | | 15% | | | | 60 | 4-Apr-06 | 5 Years | 4th April 2011 | Bullet | 31.25 |
| Loan 6 | Bank of Boroda | PS | 210.00 | 210.00 | | 25.81 | 184.19 | Floating | | 14% | | | | 24 | 7-Aug-06 | 7.75 Years | 8th April 2008 for 200 Crores | Quarterly | - |
| Loan 7 | Bank of Boroda | PS | 50.00 | 50.00 | | 4.84 | 45.16 | Floating | | 14% | | | | 24 | 17-Oct-06 | 7.75 Years | 7th August2008 | Quarterly | 25.81 |
| Loan 8 | IDBI (DPCL Loan) | PS | 690.00 | 651.67 | | 76.67 | 575.00 | Fixed | | 9.15% | | | | 12 | 6-Nov-06 | 10 Years | 6th November 2007 | Halfyearly | 4.84 |
| Loan 9 | PNB | PS | 50.00 | 48.44 | | 6.45 | 41.99 | Floating | | BPLR | | | | 24 | 11-Jun-07 | 9.75 Years | 28th March 2008 | Quarterly | 76.67 |
| Loan 10 | Bank of Boroda | PS | 90.00 | 90.00 | | 8.71 | 81.29 | Floating | | BPLR | -1.75% | | | 24 | 11-Jul-07 | 7.75 Years | 7th August2008 | Quarterly | 6.45 |
| Loan 11 | Corporation Bank | PS | 50.00 | 50.00 | | 3.30 | 46.70 | Floating | | 11% | -2.25% | | | 12 | 27-Dec-07 | 9 Years | 26th December 2008 | Quarterly | 8.71 |
| Loan 12 | IDBI | PS | 50.00 | 50.00 | | 1.56 | 48.44 | Floating | | BPLR | -2% | | | 12 | 27-Mar-08 | 9 Years | 27-Mar-09 | Quarterly | 3.30 |
| Loan 13 | State Bank of Travancore | PS | 50.00 | 50.00 | | 3.13 | 46.88 | Floating | | BPLR | -2% | | | 12 | 30-Nov-07 | 9 Year | 30-Nov-08 | Quarterly | 1.56 |
| Loan 14 | State Bank of Patiala | PS | 50.00 | 50.00 | | 2.50 | 47.50 | Floating | | BPLR | -1.35% | | | 12 | 22-Feb-08 | 6 | 22-Feb-09 | Quarterly | 3.13 |
| Loan 15 | IDBI | PS | 150.00 | - | 150.00 | 4.69 | 145.31 | Floating | | BPLR | -2% | | | 12 | 23-Apr-08 | 9 Year | 27-Mar-09 | Quarterly | 2.50 |
| Loan 16 | DPCL | PS | 122.00 | - | 50.00 | - | 50.00 | Floating | | 13% | 2.75% | | | 6 | 13-Mar-09 | 6 months | 13-Sep-09 | Bullet | 4.69 |
| Loan 17 | PNB | PS | 150.00 | - | 150.00 | - | 150.00 | Floating | | BPLR | 0.50% | | | 24 | 27-Mar-09 | 9.75 years | 27-Mar-11 | Quarterly | - |
| Loan 18 | Bank of Boroda | PS | 100.00 | - | 100.00 | - | 100.00 | Floating | | BPLR | -1.75% | | | 9 | 31-Mar-09 | 9 months | 31-Dec-09 | Bullet | - |
| Loan 19 | IDBI | PS | 47.00 | 47.00 | 0 | 1.96 | 45.04 | | | | | | | | | | | | |
| Loan 20 | IDBI | PS | 17.00 | 17.00 | 0 | 0.71 | 16.29 | | | | | | | | | | | | |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Loan master for all loans outstanding as on 1.4.2010** **Form No: F3a**

(All figures in Rs. Crs.)

| Particulars | Source of Loan | Type of Loan (Project Specific / Working Capital/general Purpose) | Amount of Loan sanctioned | Amount of loan outstanding as on 1-4-2010 | Drawals in 2010-11 | Amount repayable upto 31.3.2011 | Balance amount of loan as on 1.4.2011 | Interest type (Fixed / floating) | If Fixed interest, rate of Interest % | Base Rate, if Floating Interest | Margin, if Floating Interest | Are there any Caps/Floor? | If above is yes, specify caps.floor | Moratorium Period (Months) | Moratorium effective from | Repayment Period | Repayment effective from | Repayment Frequency | Amont actually repaid |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Secured Loan | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Loan 1 | IDBI Bank-DPCL Loan | Term Loan to refinance opg. loan from DPCL | 690.00 | 498.33 | - | 76.67 | 421.67 | Floating | 0.00% | BASE Rate | 3.50% | 0 | 0 | 12 | 11/6/2006 | 10 Years | 11/6/2007 | Hlfrly | 76.67 |
| Loan 2 | IDBI Bank-Term Loan | Capex | 200.00 | 175.00 | - | 25.00 | 150.00 | Floating | 0 | BASE Rate | 3.50% | 0% | 0 | 12 | 3/27/2008 | 9 Years | 3/27/2009 | Qtrly | 25.00 |
| Loan 3 | IDBI Bank-VRS | VRS payouts | 64.00 | 53.32 | - | 10.68 | 42.64 | Floating | 0 | BASE Rate | 3.50% | 0% | 0 | 12 | 3/7/2008 | 7 Years | 3/7/2009 | Qtrly | 10.68 |
| Loan 4 | IDBI Bank | Corporate Lo | 90.00 | 50.00 | 30.00 | - | 80.00 | Floating | 0 | BASE Rate | 4.50% | 0% | 0 | 24 | 3/6/2010 | 8 Years | 3/6/2012 | Qtrly | - |
| Loan 5 | Punjab National Bank | Capex | 500.00 | 360.20 | - | 62.52 | 297.68 | Floating | 0 | BASE Rate | 4.50% | 0% | 0 | 24 | 3/28/2006 | 9.75 Years | 3/28/2008 | Qtrly | 62.52 |
| Loan 6 | Punjab National Bank | Capex | 150.00 | 150.00 | - | 4.84 | 145.16 | Floating | 0 | BASE Rate | 4.50% | 0% | 0 | 24 | 3/27/2009 | 9.75 Years | 3/27/2011 | Qtrly | 4.84 |
| Loan 7 | Punjab National Bank | Capex | 200.00 | 200.00 | - | - | 200.00 | Floating | 0 | BASE Rate | 4.50% | 0% | 0 | 24 | 9/23/2009 | 8.75 Years | 9/23/2011 | Qtrly | - |
| Loan 8 | Punjab National Bank | Capex | 150.00 | - | 150.00 | - | 150.00 | Floating | 0 | BASE Rate | 3.50% | 0% | 0 | 24 | 12/31/2010 | 10 Years | 12/31/2012 | Qtrly | - |
| Loan 9 | Bank of Baroda | Capex | 200.00 | | | | | Floating | 0 | BASE Rate | 3.00% | 0% | 0 | 24 | 8/4/2006 | 7.75 Years | 8/4/2008 | Qtrly | |
| Loan 10 | Bank of Baroda | Capex | 150.00 | 264.52 | - | 45.16 | 219.35 | Floating | 0 | BASE Rate | 3.00% | 0% | 0 | 24 | 8/7/2006 | 7.75 Years | 8/7/2008 | Qtrly | 45.16 |
| Loan 11 | Bank of Baroda | Capex | 100.00 | 100.00 | - | - | 100.00 | Floating | 0 | BASE Rate | 3.00% | 0% | 0 | 24 | 3/30/2010 | 9 Years | 3/30/2012 | Qtrly | - |
| Loan 12 | Bank of Baroda | Capex | 150.00 | - | 150.00 | - | 150.00 | Floating | 0 | BASE Rate | 3.00% | 0% | 0 | 24 | 11/16/2010 | 8 Years | 11/16/2012 | Qtrly | - |
| Loan 13 | Corporation Bank | Capex | 50.00 | 40.10 | - | 6.60 | 33.50 | Floating | 0 | BASE Rate | 4.25% | 0% | 0 | 12 | 12/27/2007 | 9 Years | 12/27/2008 | Qtrly | 6.60 |
| Loan 14 | State Bank of Patiala | Capex | 50.00 | 37.50 | - | 10.00 | 27.50 | Floating | 0 | BASE Rate | 3.75% | 0% | 0 | 12 | 2/22/2008 | 6 Years | 2/22/2009 | Qtrly | 10.00 |
| Loan 15 | State Bank of Travancore | Capex | 50.00 | 40.63 | - | 6.25 | 34.38 | Floating | 0 | BASE Rate | 2.50% | 0% | 0 | 12 | 11/30/2007 | 9 Years | 11/30/2008 | Qtrly | 6.25 |
| Loan 16 | State Bank of Hyderabad | Capex | 50.00 | 50.00 | - | - | 50.00 | Floating | 0 | BASE Rate | 3.75% | 0% | 0 | 24 | 1/29/2010 | 7 Years | 1/29/2012 | Qtrly | - |
| Loan 17 | State Bank of Hyderabad(N | Capex | 50.00 | - | 50.00 | - | 50.00 | Floating | 0 | BASE Rate | 3.25% | 0% | 0 | 24 | 10/30/2010 | 8 Years | 10/30/2012 | Qtrly | - |
| Loan 18 | Axis Bank Ltd. | Corporate Lo | 75.00 | 75.00 | - | - | 75.00 | Floating | 0 | BASE Rate | 4.00% | 0% | 0 | 24 | 1/28/2010 | 5 Years | 1/28/2012 | Qtrly | - |
| Loan 24 | Axis Bank Ltd.* | Corporate Lo | 75.00 | 125.00 | - | 53.13 | 71.88 | Floating | 0 | BASE Rate | 4.00% | 0 | 0 | 12 | 3/29/2010 | 3 Years | 3/29/2011 | Mthly | 53.13 |
| Loan 25 | The South Indian Bank Ltd. | Corporate Lo | 200.00 | - | 200.00 | - | 200.00 | Floating | 0 | BASE Rate | 2.65% | 0 | 0 | 12 | 5/31/2010 | 3 Years | 5/31/2011 | Mthly | - |
| Loan 26 | Indian Bank | Corporate Lo | 150.00 | - | 150.00 | - | 150.00 | Floating | 0 | BPLR | -1.25% | 0 | 0 | 12 | 6/14/2010 | 3 Years | 6/14/2011 | Mthly | - |
| Loan 27 | Bank of India | General Purpose Loan | 200.00 | - | 20.00 | - | 20.00 | Floating | 0 | BASE Rate | 1.50% | 0 | 0 | 12 | 2/18/2011 | 3 Years | 2/18/2012 | Qtrly | - |
| Loan 28 | Delhi Power Company Ltd. | Under APDR | 18.63 | 16.77 | - | 0.47 | 16.30 | Fixed | 12.50% | 0 | 0.00% | 0 | 0 | NIL | 9/12/2006 | 22 Years | 9/12/2006 | Yly | 0.47 |
| Loan 29 | Delhi Power Company Ltd. | PSF Loan | 300.00 | | | | | Fixed | 12.50% | 0 | 0 | 0 | 0 | NIL | NIL | 6 months | 9/15/2011 | Bullet | |
| Loan 30 | Delhi Power Company Ltd. | PSF Loan | 200.00 | 100.00 | 400.00 | 100.00 | 400.00 | Fixed | 12.50% | 0 | 0 | 0 | 0 | NIL | NIL | 6 months | 9/15/2011 | Bullet | 100.00 |
| Loan 31 | Dena Bank(Mumbai) | General Purpose Loan | 150.00 | - | 150.00 | - | 150.00 | Floating | 0 | BASE Rate | 3.30% | 0 | 0 | 12 | 6/29/2010 | 3 Years | 6/29/2011 | Mthly | - |
| Loan 32 | Dena Bank (Delhi) | General Purpose Loan | 100.00 | - | 100.00 | - | 100.00 | Floating | 0 | BASE Rate | 2.75% | 0 | 0 | 12 | 11/9/2010 | 3 Years | 11/9/2011 | Mthly | - |
| Loan 33 | State Bank of Mysore | General Purpose Loan | 82.00 | - | 82.00 | - | 82.00 | Floating | 0 | BASE Rate | 3.75% | 0 | 0 | 12 | 6/30/2010 | 3 Years | 6/30/2011 | Qtrly | - |
| Loan 34 | State Bank of Mysore | General Purpose Loan | 40.00 | 40.00 | 40.00 | 40.00 | 40.00 | Floating | 0 | BASE Rate | 3.25% | 0 | 0 | 12 | 9/29/2010 | 3 Years | 9/29/2011 | Qtrly | 40.00 |
| Loan 35 | Allahabad Bank | General Purpose Loan | 200.00 | - | 200.00 | - | 200.00 | Floating | 0 | BPLR | -1.25% | 0 | 0 | 12 | 9/30/2010 | 6 Years | 9/30/2011 | Qtrly | - |
| Loan 36 | The Federal Bank Ltd. | Capex | 150.00 | - | 150.00 | - | 150.00 | Floating | 0 | BASE Rate | 3.75% | 0 | 0 | 24 | 10/6/2010 | 7 Years | 10/6/2012 | Qtrly | - |
| Loan 37 | Karnataka Bank * | Capex | 50.00 | - | 50.00 | 2.08 | 47.88 | Floating | 0.00% | BPLR | 2.50% | 0 | 0 | 12 | 9/29/2010 | 3 Years | 9/29/2011 | Mthly | 2.08 |
| Loan 38 | Karnataka Bank | General Purpose Loan | 50.00 | - | 25.00 | - | 25.00 | Floating | 0.00% | BASE Rate | 2.25% | 0 | 0 | 12 | 12/31/2010 | 3 Years | 12/31/2011 | Mthly | - |
| Loan 39 | HDFC Bank Ltd. | Capex | 35.00 | 17.50 | - | 17.50 | - | Floating | 0.00% | BPLR | 0 | 0 | 0 | 36 | 6/30/2006 | 5 Years | 6/30/2009 | Qtrly | 17.50 |
| Loan 38 | Punjab National Bank | Short Term l | 250.00 | 250.00 | - | 250.00 | - | Floating | 0 | BASE Rate | 4.50% | 0 | 0 | NIL | NIL | 1 Year | 12/31/2009 | Bullet | 250.00 |

**Loan master for all loans outstanding as on 1.4.2011** **Form No: F3a**

(All figures in Rs. Crs.)

| Particulars | Source of Loan | Type of Loan (Project Specific / Working Capital/general Purpose) | Amount of Loan sanctioned | Amount of loan outstanding as on 1-4-2011 | Drawals in 2011-12 | Amount repayable upto 31.3.2012 | Balance amount of loan as on 1.4.2012 | Interest type (Fixed / floating) | If Fixed interest, rate of Interest % | Base Rate, if Floating Interest | Margin, if Floating Interest | Are there any Caps/Floor? | If above is yes, specify caps.floor | Moratorium Period (Months) | Moratorium effective from | Repayment Period | Repayment effective from | Repayment Frequency | Amont actually repaid |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Loan 1 | Karnataka Bank | General Purpose Loan | 50.00 | - | 25.00 | - | - | Floating | 0.00% | BASE Rate | 2.25% | 0 | 0 | 12 | 12/31/2010 | 3 Years | 12/31/2011 | Mthly | - |
| Loan 2 | Bank of India | General Purpose Loan | 200.00 | - | 180.00 | - | - | Floating | | | 1.50% | 0 | 0 | 12 | 2/18/2011 | 3 Years | 2/18/2012 | Mthly | - |
| Loan 3 | IDBI Ltd | General Purpose Loan | 1,290.00 | - | 1,152.00 | | 138.00 | Floating | | | 3.75%, 4.75% | | | | 31/2012 | 7 Years | 4/1/2014 | Qtrly, Mthly | |

Numbers may not tally due to rounding off

DESFS RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Projection of Sales, Customers & Connected load for metered consumers** **Form No: R1**

| | Category | PY FY 12 Sales (MU) | PY FY 12 No. of Consumers | PY FY 12 Connected Load (MW) | CY FY 13 Projection of Sales (MU) | CY FY 13 Projection of no. of Consumers | CY FY 13 Projection of Connected Load (MW) | EY FY 14 Projection of Sales (MU) | EY FY 14 Projection of no. of Consumers | EY FY 14 Projection of Connected Load (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Domestic** | **4,725** | **1,465,561** | **4,516** | **4,951.16** | **1,535,709** | **4,732.00** | **5,188** | **1,609,213.85** | **4,958** |
| | J J Clusters | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | 0 | 0 | 0 |
| | **Domestic Lighting/ Fan and Power (Single Delivery Point)** | **4,581** | **1,465,359** | **4,324** | **4,800** | **1,535,497** | **4,530.84** | **5,030** | **1,608,992.20** | **4,748** |
| | **Upto 2 KW Load** | **1,744** | **865,126** | **1,279** | **1,729** | **906,535** | **1,339.83** | **1,915** | **949,924.89** | **1,404** |
| | 0-200 Units | 672 | 612135 | 889 | 697 | 641434 | 931.72 | 738 | 672136 | 976 |
| | 200-400 Units | 629 | 191562 | 296 | 629 | 200731 | 310.26 | 691 | 210339 | 325 |
| | Above 400 Units | 443 | 61429 | 93 | 403 | 64369 | 97.85 | 487 | 67450 | 103 |
| | **2 to 5 KW Load** | **1,555** | **457,236** | **1,700** | **1,682** | **479,121** | **1,781.17** | **1,707** | **502,054** | **1,866** |
| | 0-200 Units | 243 | 194821 | 692 | 271 | 204146 | 724.80 | 267 | 213917 | 759 |
| | 200-400 Units | 542 | 159877 | 594 | 611 | 167529 | 622.58 | 595 | 175548 | 652 |
| | Above 400 Units | 769 | 102538 | 414 | 801 | 107446 | 433.78 | 845 | 112589 | 455 |
| | **Above 5 KW Load** | **1,282** | **142,997** | **1,345** | **1,388** | **149,841** | **1,409.83** | **1,407** | **157,013** | **1,477** |
| | 0-200 Units | 26 | 25911 | 220 | 28 | 27151 | 230.87 | 28 | 28451 | 242 |
| | 200-400 Units | 107 | 29527 | 233 | 118 | 30940 | 243.93 | 118 | 32421 | 256 |
| | Above 400 Units | 1148 | 87559 | 892 | 1242 | 91750 | 935.03 | 1261 | 96141 | 980 |
| | **Domestic Lighting/Fan And Power on 11KV single delivery point for CGHS and other similar group housing complexes** | **145** | **199** | **192** | **152** | **209** | **201.16** | 159 | 219 | 211 |
| | First 44.4% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | 0 | 0 | 0 |
| | Next 44.4% | 0 | 0 | 0 | | | | | | |
| | Next 11.2% | 145 | 199 | 192 | 152 | 209 | 201.16 | 159 | 219 | 211 |
| | **Domestic Lighting/ Fan And Power Connections in Regularised/ Unauthorised Colonies, Left Out Pockets and Villages, both Electrified and Unelectrified** | **- 1** | **3** | **0** | **- 1** | **3** | **0.00** | -1 | 3 | 0 |
| | Upto 50 sq yards | **- 0** | **1** | **0** | 0 | 1 | 0.00 | 0 | 1 | 0 |
| | Between 51-100 sq yards | **- 0** | **2** | **0** | 0 | 2 | 0.00 | -1 | 2 | 0 |
| | Between 101-150 sq yards | **-** | **-** | **-** | 0 | 0 | - | 0 | 0 | 0 |
| | Between 151-200 sq yards | **- 0** | **-** | **-** | 0 | 0 | - | 0 | 0 | 0 |
| | More than 200 sq yds. only with meter | **-** | **-** | **-** | 0 | 0 | - | 0 | 0 | 0 |
| | **SPD** | **-** | **-** | **-** | **0** | **0** | **-** | **0** | **0** | **0** |
| | SPD 2 - 5 kW | **-** | **-** | **-** | 0 | 0 | - | 0 | 0 | 0 |
| | SPD 5 kW above | **-** | **-** | **-** | 0 | 0 | - | 0 | 0 | 0 |
| | HT Domestic | **-** | **-** | **-** | 0 | 0 | - | 0 | 0 | 0 |
| | **Non-Domestic** | **2,642** | **244,071** | **1,860** | **2,751.59** | **254,149** | **1,936.34** | **2,865** | **264,643.00** | **2,016** |
| | **Non-Domestic (Low Tension): NDLT-I** | 1,532 | 243,237 | 1,271 | 1,642 | 253,478 | 1,269.72 | 1,701 | 263,423 | 1,322 |
| | Up to 10 KW | 519 | 211,158 | 539 | 563 | 220,142 | 381.11 | 606 | 207,641 | 397 |
| | > 10 KW to 100 KW | 960 | 31,864 | 698 | 969 | 32,930 | 816.59 | 981 | 55,095 | 850 |
| | Above 100 | 53 | 215 | 34 | 110 | 405 | 72.02 | 114 | 687 | 75 |
| | **Non Domestic High Tension (NDHT)** | 489 | 338 | 284 | 1,109.45 | 671 | 666.50 | 1,164 | 1,218 | 694 |
| | **Mixed Load (High tension) >100 KW** | 621 | 496 | 305 | - | - | 0.12 | - | 2 | 0 |
| | Supply on 66kV | 3 | 1 | 2 | - | - | - | - | - | - |
| | Supply on 33kV | 13 | 2 | 8 | - | - | - | - | - | - |
| | Supply on 11kV | 550 | 322 | 267 | - | - | 0.12 | - | 2 | 0 |
| | Supply on LT (400 Volts) | 54 | 171 | 28 | - | - | - | - | - | - |
| | **Industrial** | **540** | **12,694** | **338** | **496.84** | **11,690** | **311.62** | **483** | **11,372.00** | **303** |
| | **Small Industrial Power (SIP)** | 401 | 12,523 | 276 | 387 | 11,563 | 258.13 | 377 | 11,225 | 251 |
| | 0-10 | 37 | 6,220 | 30 | 36 | 5,676 | 22.12 | 36 | 4,570 | 22 |
| | 10-100 | 356 | 6,274 | 241 | 336 | 5,835 | 227.74 | 327 | 6,599 | 222 |
| | above 100 | 8 | 29 | 5 | 15 | 52 | 8.27 | 14 | 56 | 8 |
| | **LIP at NEW TARIFF** | 61 | 69 | 29 | 110 | 127 | 53.49 | 106 | 147 | 52 |
| | **Large Industrial Power > 100 KW LIP** | 77 | 102 | 34 | - | - | - | - | - | - |
| | Supply on 66 kV | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Supply on 33 kV | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Supply on 11 kV and above | 67 | 70 | 29 | - | - | - | - | - | - |
| | Supply on LT (400 Volts) | 10 | 32 | 5 | - | - | - | - | - | - |
| | **Agriculture** | **17** | **4,259** | **19** | **17.47** | **4,260** | **19.19** | **17** | **4,260** | **19** |
| | **Mushroom Cultivation** | **0** | **17** | **0** | **0.09** | **16** | **0.12** | **0** | **16** | **0** |
| | **Public Lighting** | **137** | **1** | **-** | **138.98** | **2** | **-** | **141** | **3** | **-** |
| | Street Lighting | 137 | 1 | - | 139 | 2 | - | **141** | **3** | **-** |
| | Signals& Blinkers | - | - | - | 0 | - | - | **-** | **-** | |
| | **Railway Traction(Other than DMRC)** | **22** | **1** | **14** | **19.91** | **1.00** | **13.81** | **17.85** | **1.00** | **13.81** |
| | **DMRC** | **271** | **6** | **57** | **282.39** | **7.00** | **66.11** | **294.05** | **8.00** | **75.56** |
| | DMRC (220 kV) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | DMRC (66 kV) | 271 | 6 | 57 | 282 | 7 | 66.11 | 294 | 8 | 76 |
| | **Temporary Supply** | **0** | **-** | **-** | **0.24** | **-** | **-** | **0** | **-** | **-** |
| | **For a period of** | **0** | **-** | **-** | **-** | **-** | **-** | **-** | **-** | **-** |
| | less than 16 days | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | for more than or equal to 16 days | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | for residential cooperative group housing connections | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | for religious functions of traditional and established characters and cultural activities | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | for major construction projects | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | **for threshers** | **-** | **-** | **-** | **-** | **-** | **-** | **-** | **-** | **-** |
| | during the threshing season for 30 days | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | for extended period | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Enforcement | 136 | - | - | 36.45 | - | - | 36 | - | - |
| | Own Consumption | 33 | 1 | - | 22.75 | 1 | - | 24 | 1 | - |
| | Misuse | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | **Others** | **383** | **6,396** | **146** | **407** | **6,405** | **155.13** | **433** | **6,415** | **166** |
| | Dial | 231 | 1 | 48 | 240 | 1 | 48.22 | 250 | 1 | 48 |
| | DJB | 103 | 59 | 65 | 116 | 67 | 73.25 | 132 | 76 | 83 |
| | 11 kV - Worship/Hospital | 25 | 18 | 13 | 25 | 19 | 13.95 | 26 | 20 | 15 |
| | Staff | 24 | 6,318 | 20 | 25 | 6,318 | 19.71 | 25 | 6,318 | 20 |
| | **TOTAL** | **8,906.74** | **1,733,007** | **6,949** | **9,124.68** | **1,812,240** | **7,234.33** | **9,500.53** | **1,895,933** | **7,552** |

***As per the respective tariff schedule of DERC**

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Summary of Actual / estimated Revenue from sale of power at current tariff** **Form-R3**

| | Particulars | Unit of measurement | PY | PY | PY | CY | MYT Period | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | FY09 | FY10 | FY11 | FY12 | FY13 | FY14 |
| | | | Actual | Actual | Actual | Actual | Estimated | Projected |
| | | | | | | | | |
| | **Domestic** | **Rs. Crores** | **1204** | **1441** | **1578** | **1,798** | **2,905.50** | **3,287.20** |
| | J J Clusters | **Rs. Crores** | 1 | 0 | 0 | - 0 | - | - |
| | **Domestic Lighting/ Fan and Power (Single Delivery Point)** | **Rs. Crores** | **1160** | **1392** | **1522** | **1,750** | **2,813.95** | **3,180.58** |
| | Upto 2 KW Load | **Rs. Crores** | **578** | **691** | **752** | **1,007** | **908.60** | **1,082.44** |
| | 0-200 Units | **Rs. Crores** | 185 | 190 | 201 | 421 | 294.49 | 329.68 |
| | 200-400 Units | **Rs. Crores** | 210 | 226 | 252 | 415 | 345.34 | 413.20 |
| | Above 400 Units | **Rs. Crores** | 183 | 275 | 299 | 171 | 268.78 | 339.57 |
| | 2 to 5 KW Load | **Rs. Crores** | **247** | **314** | **349** | **911** | **988.23** | **1,102.46** |
| | 0-200 Units | **Rs. Crores** | 27 | 28 | 30 | 182 | 127.55 | 134.56 |
| | 200-400 Units | **Rs. Crores** | 79 | 72 | 78 | 411 | 337.41 | 369.55 |
| | Above 400 Units | **Rs. Crores** | 142 | 214 | 241 | 318 | 523.28 | 598.35 |
| | Above 5 KW Load | **Rs. Crores** | **335** | **387** | **421** | **585** | **917.12** | **995.68** |
| | 0-200 Units | **Rs. Crores** | 6 | 4 | 3 | 12 | 18.18 | 17.57 |
| | 200-400 Units | **Rs. Crores** | 31 | 26 | 24 | 99 | 67.86 | 75.34 |
| | Above 400 Units | **Rs. Crores** | 297 | 357 | 394 | 541 | 831.08 | 902.76 |
| | **Domestic Lighting/Fan And Power on 11KV single delivery point for CGHS and other similar group housing complexes** | **Rs. Crores** | **40** | **48** | **56** | **49** | **91.59** | **106.62** |
| | First 44.4% | **Rs. Crores** | | | - | - | - | - |
| | Next 44.4% | **Rs. Crores** | | | - | - | - | - |
| | Next 11.2% | **Rs. Crores** | 40 | 48 | 56 | 49 | 91.59 | 106.62 |
| | **Domestic Lighting/ Fan And Power Connections in Regularised/ Unauthorised Colonies, Left Out Pockets and Villages, both Electrified and Unelectrified** | **Rs. Crores** | **4** | **0** | **0** | **- 0** | **- 0.05** | **-** |
| | Upto 50 sq yards | **Rs. Crores** | 1 | 0 | (0) | - 0 | - 0.01 | - |
| | Between 51-100 sq yards | **Rs. Crores** | 2 | 0 | (0) | - 0 | - 0.04 | - |
| | Between 101-150 sq yards | **Rs. Crores** | 1 | 0 | (0) | - | - | - |
| | Between 151-200 sq yards | **Rs. Crores** | 1 | 0 | (0) | - 0 | - | - |
| | More than 200 sq yds. only with meter | **Rs. Crores** | - | - | - | - | - | - |
| | **SPD** | **Rs. Crores** | **0** | **0** | **0** | **-** | **-** | **-** |
| | SPD 2 - 5 kW | **Rs. Crores** | (0) | - | - | - | - | - |
| | SPD 5 kW above | **Rs. Crores** | - | - | - | - | - | - |
| | HT Domestic | **Rs. Crores** | - | - | - | - | - | - |
| | **Non-Domestic** | **Rs. Crores** | **1415** | **1452** | **1576** | **1,817** | **2,478.19** | **2,703.84** |
| | Non-Domestic (Low Tension): NDLT-I | **Rs. Crores** | 732 | 818 | 890 | 1,091 | 1,516.18 | 1,639.21 |
| | Up to 10 KW | **Rs. Crores** | 299 | 313 | 325 | 357 | 496.28 | 549.00 |
| | > 10 KW to 100 KW | **Rs. Crores** | 433 | 505 | 565 | 688 | 902.43 | 962.45 |
| | Above 100 | **Rs. Crores** | - | - | - | 46 | 117.47 | 127.76 |
| | Non Domestic High Tension (NDHT) | **Rs. Crores** | - | - | - | 346 | 962.01 | 1,064.63 |
| | Mixed Load (High tension) >100 KW | **Rs. Crores** | 683 | 635 | 686 | 380 | - | - |
| | Supply on 11kV and above | **Rs. Crores** | 600 | 559 | 617 | 340 | - | - |
| | Supply on LT (400 Volts) | **Rs. Crores** | 83 | 75 | 69 | 40 | - | - |
| | **Industrial** | **Rs. Crores** | **325** | **316** | **307** | **330** | **398.65** | **407.94** |
| | Small Industrial Power (SIP) | **Rs. Crores** | 219 | 225 | 221 | 251 | 318.42 | 327.21 |
| | 0-10 | **Rs. Crores** | 219 | 225 | 221 | 24 | 29.47 | 30.65 |
| | 10-100 | **Rs. Crores** | - | | - | 220 | 276.51 | 284.65 |
| | above 100 | **Rs. Crores** | - | | - | 7 | 12.45 | 11.91 |
| | LIP at NEW TARIFF | **Rs. Crores** | | | | 38 | 80.23 | 80.73 |
| | Large Industrial Power > 100 KW LIP | **Rs. Crores** | 106 | 91 | 85 | 41 | - | - |
| | Supply on 66 kV | **Rs. Crores** | | | - | - | - | - |
| | Supply on 33 kV | **Rs. Crores** | | | - | - | - | - |
| | Supply on 11 kV | **Rs. Crores** | 73 | 71 | 71 | 35 | - | - |
| | Supply on LT (400 Volts) | **Rs. Crores** | 33 | 20 | 14 | 7 | - | - |
| | **Agriculture** | **Rs. Crores** | **4** | **3** | **3** | **4** | **5.12** | **5.39** |
| | **Mushroom Cultivation** | **Rs. Crores** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0.05** | **0.07** |
| | **Public Lighting** | **Rs. Crores** | **58** | **64** | **71** | **72** | **101.18** | **110.60** |
| | Street Lighting | **Rs. Crores** | 58 | 64 | 71 | 72 | 101.16 | 110.60 |
| | Signals& Blinkers | **Rs. Crores** | | | | | 0.02 | - |
| | **Railway Traction(Other than DMRC)** | **Rs. Crores** | **12** | **13** | **12** | **12** | **14.65** | **14.75** |
| | **DMRC** | **Rs. Crores** | **23** | **23** | **47** | **100** | **152.43** | **171.02** |
| | DMRC (220 kV) | **Rs. Crores** | | | | | | |
| | DMRC (66 kV) | **Rs. Crores** | 23 | 23 | 47 | 100 | 152.43 | 171.02 |
| | **Temporary Supply** | **Rs. Crores** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0.07** | **-** |
| | For a period of | **Rs. Crores** | | 0 | 0 | - | 0.07 | - |
| | less than 16 days | **Rs. Crores** | 0 | - | 0 | 0 | - | - |
| | for more than or equal to 16 days | **Rs. Crores** | | | | | | - |
| | for residential cooperative group housing connections | **Rs. Crores** | | | | | | - |
| | for religious functions of traditional and established characters and cultural activities | **Rs. Crores** | | | | | | - |
| | for major construction projects | **Rs. Crores** | | | | | | - |
| | for threshers | **Rs. Crores** | | | | | | - |
| | during the threshing season for 30 days | **Rs. Crores** | | | | | | - |
| | for extended period | **Rs. Crores** | | | | | | - |
| | **Enforcement** | **Rs. Crores** | **60** | **39** | **34** | **48** | **-** | **-** |
| | **Own Consumption** | **Rs. Crores** | **0** | **0** | **0** | **-** | **-** | **-** |
| | **Misuse** | **Rs. Crores** | | | | | **-** | **-** |
| | **Others** | **Rs. Crores** | **11** | **102** | **198** | **213** | **302.65** | **338.37** |
| | Dail | **Rs. Crores** | - | 44 | 124.19 | 126 | 176.41 | 191.81 |
| | DJB | **Rs. Crores** | - | 46 | 58.81 | 70 | 99.65 | 117.57 |
| | 11 kV - Worship/Hospital | **Rs. Crores** | 8 | 9 | 11.51 | 13 | 17.47 | 18.44 |
| | Staff | **Rs. Crores** | 3 | 4 | 3.77 | 4 | 9.12 | 10.55 |
| | **TOTAL*** | **Rs. Crores** | **3112** | **3452** | **3825** | **4,393.87** | **6,358.48** | **7,039.20** |
| | * Excludes E. Tax also | | | | | | | |
| | Electricity Tax on Revenue billed during FY | | | | | 190 | 289.68 | 323.94 |
| | Total Revenue billed after including Electricity Tax | | | | | 4,584.05 | 6,648.17 | 7,363.14 |
| | Surcharge on Fixed Charges and Energy Charges | | | | | | 373.48 | 521.42 |
| | ***As per the respective tariff schedule of DERC** | | | - | - | - | - | - |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Revenue from Current Tariff & Charges**

| | Particulars | Current Year (Estimates) | | | | | | | | MYT Period (Projected at C | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | FY 12 | | | | | | | | Previous Year FY 13 | | | | | | | |
| | | Consumers (Nos.) | Connected Load (KW) | Sales (MU) | Fixed Charges (Rs/kW)* | Variable Charges (Rs/Kwh)* | Revenue from Fixed Charges (Rs. Crs.) | Revenue from Variable Charges (Rs. Crs.) | Total Revenue (Rs. Crs.) | Consumers (Nos.) | Connected Load (KW) | Sales (MU) | Fixed Charges (Rs/kW)* | Variable Charges (Rs/Kwh)* | Revenue from Fixed Charges (Rs. Crs.) | Revenue from Variable Charges (Rs. Crs.) | Total Revenue (Rs. Crs.) |
| | **Domestic** | **1465561** | **4516** | **4725** | | | **89** | **1716** | **1804** | **1535709** | **4732** | **4951** | | | **133** | **2572** | **2705** |
| | J J Clusters | 0 | 0 | (0) | | | | | 0 | 0 | 0 | (0) | | | 0 | 0 | 0 |
| | **Domestic Lighting/ Fan and Power (Single Delivery Point)** | **1465359** | **4324** | **4581** | | | **86** | **1662** | **1748** | **1535497** | **4531** | **4800** | | | **129** | **2489** | **2618** |
| | Upto 2 KW Load | 865126 | 1279 | 1744 | | | 27 | 540 | 567 | 906535 | 1340 | 1729 | | | 39 | 806 | 845 |
| | 0-200 Units | 612135 | 889 | 672 | 30 | 3 | 19 | 181 | 201 | 641434 | 932 | 697 | 40 | 4 | 28 | 246 | 275 |
| | 200-400 Units | 191562 | 296 | 629 | 30 | 5 | 6 | 190 | 196 | 200731 | 310 | 629 | 40 | 6 | 9 | 312 | 321 |
| | Above 400 Units | 61429 | 93 | 443 | 30 | 6 | 2 | 169 | 171 | 64369 | 98 | 403 | 40 | 7 | 3 | 247 | 249 |
| | 2 to 5 KW Load | 457236 | 1700 | 1555 | | | 37 | 557 | 593 | 479121 | 1781 | 1682 | | | 55 | 864 | 919 |
| | 0-200 Units | 194821 | 692 | 243 | 75 | 3 | 16 | 69 | 85 | 204146 | 725 | 271 | 100 | 4 | 24 | 95 | 118 |
| | 200-400 Units | 159877 | 594 | 542 | 75 | 5 | 13 | 179 | 192 | 167529 | 623 | 611 | 100 | 6 | 20 | 295 | 314 |
| | Above 400 Units | 102538 | 414 | 769 | 75 | 6 | 8 | 309 | 316 | 107446 | 434 | 801 | 100 | 7 | 12 | 475 | 487 |
| | Above 5 KW Load | 142997 | 1345 | 1282 | | | 22 | 566 | 587 | 149841 | 1410 | 1388 | | | 34 | 820 | 854 |
| | 0-200 Units | 25911 | 220 | 26 | 15 | 3 | 3 | 7 | 10 | 27151 | 231 | 28 | 20 | 4 | 7 | 10 | 17 |
| | 200-400 Units | 29527 | 233 | 107 | 15 | 5 | 4 | 37 | 40 | 30940 | 244 | 118 | 20 | 6 | 6 | 58 | 63 |
| | Above 400 Units | 87559 | 892 | 1148 | 15 | 6 | 14 | 522 | 537 | 91750 | 935 | 1242 | 20 | 7 | 21 | 752 | 774 |
| | **Domestic Lighting/Fan And Power on 11KV single delivery point for CGHS and other similar group housing complexes** | **199** | **192** | **145** | | | **3** | **53** | **56** | **209** | **201** | **152** | | | **4** | **83** | **87** |
| | First 44.4% | 0 | 0 | 0 | 15.00 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 6 | | | 0 |
| | Next 44.4% | 0 | 0 | 0 | 15.00 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 7 | | | 0 |
| | Next 11.2% | 199 | 192 | 145 | 15.00 | 6 | 3 | 53 | 56 | 209 | 201 | 152 | 20 | 7 | 4 | 83 | 87 |
| | **Domestic Lighting/ Fan And Power Connections in Regularised/ Unauthorised Colonies, Left Out Pockets and Villages, both Electrified and Unelectrified** | **3** | **0** | **(1)** | | | | | **0** | **3** | **0** | **(1)** | | | | | **0** |
| | Upto 50 sq yards | 1 | 0 | (0) | | | | | 0 | 1 | 0 | (0) | | | (0) | (0) | (0) |
| | Between 51-100 sq yards | 2 | 0 | (0) | | | | | 0 | 2 | 0 | (0) | | | (0) | (0) | (0) |
| | Between 101-150 sq yards | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | 0 | 0 | 0 |
| | Between 151-200 sq yards | 0 | 0 | (0) | | | | | 0 | 0 | 0 | (0) | | | 0 | 0 | 0 |
| | More than 200 sq yds. only with meter | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | 0 | 0 | 0 |
| | **SPD** | **0** | **0** | **0** | | | | | **0** | **0** | **0** | **0** | | | | | **0** |
| | SPD 2 - 5 kW | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| | SPD 5 kW above | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| | HT Domestic | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| | **Non-Domestic** | **244071** | **1860** | **2642** | | | **208** | **1603** | **1811** | **254149** | **1936** | **2752** | | | **274** | **2035** | **2310** |
| | Non-Domestic (Low Tension): NDLT-I | 243237 | 1271 | 1532 | | | 119 | 968 | 1087 | 253478 | 1270 | 1642 | | | 176 | 1237 | 1413 |
| | Up to 10 KW | 211158 | 539 | 519 | 70.00 | 6.50 | 43 | 313 | 356 | 220142 | 381 | 563 | 100 | 8 | 48 | 414 | 462 |
| | > 10 KW to 100 KW | 31864 | 698 | 960 | 90.00 | 6.10 | 70 | 615 | 685 | 32930 | 817 | 969 | 115 | 7 | 114 | 727 | 842 |
| | Above 100 | 215 | 34 | 53 | 150.00 | 7.00 | 6 | 40 | 46 | 405 | 72 | 110 | 150 | 9 | 14 | 96 | 110 |
| | Non Domestic High Tension (NDHT) | 338 | 284 | 489 | 125.00 | 5.90 | 39 | 305 | 344 | 671 | 667 | 1109 | 125 | 7 | 99 | 798 | 897 |
| | Mixed Load (High tension) >100 KW | 496 | 305 | 621 | | | 50 | 330 | 380 | 0 | 0 | 0 | | | 0 | 0 | 0 |
| | Supply on 11kV and above | 322 | 267 | 550 | 150 | 5 | 43 | 296 | 340 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Supply on LT (400 Volts) | 171 | 28 | 54 | 200 | 6 | 7 | 33 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | **Industrial** | **12694** | **338** | **540** | | | **33** | **295** | **328** | **11690** | **312** | **497** | | | **38** | **333** | **372** |
| | Small Industrial Power (SIP) | 12523 | 276 | 401 | | | 23 | 226 | 249 | 11563 | 258 | 387 | | | 30 | 267 | 297 |
| | 0-10 | 6220 | 30 | 37 | 60 | 6.00 | 3 | 21 | 24 | 5676 | 22 | 36 | 80 | 7 | 2 | 25 | 27 |
| | 10-100 | 6274 | 241 | 356 | 70 | 5.50 | 20 | 199 | 219 | 5835 | 228 | 336 | 90 | 7 | 26 | 231 | 258 |
| | above 100 | 29 | 5 | 8 | 150 | 6.50 | 1 | 6 | 7 | 52 | 8 | 15 | 150 | 8 | 2 | 10 | 12 |
| | LIP(wef 01/09/2011) | 69 | 29 | 61 | 125 | 5.30 | 4 | 33 | 37 | 127 | 53 | 110 | 125 | 6 | 8 | 67 | 75 |
| | Large Industrial Power > 100 KW LIP | 102 | 34 | 77 | | | 6 | 35 | 41 | 0 | 0 | 0 | | | 0 | 0 | 0 |
| | Supply on 11 kV and above | 70 | 29 | 67 | 150 | 4 | 5 | 30 | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Supply on LT (400 Volts) | 32 | 5 | 10 | 200 | 5 | 1 | 5 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | **Agriculture** | **4259** | **19** | **17** | **15** | **2** | **0** | **3** | **4** | **4260** | **19** | **17** | **20** | **3** | **0** | **4** | **5** |
| | **Mushroom Cultivation** | **17** | **0** | **0** | **30** | **4** | **0** | **0** | **0** | **16** | **0** | **0** | **40** | **5** | **0** | **0** | **0** |
| | **Public Lighting** | **1** | **0** | **137** | | | **0** | **72** | **72** | **2** | **0** | **139** | | | **0** | **94** | **94** |
| | Street Lighting | 1 | 0 | 137 | | 6 | 0 | 72 | 72 | 2 | 0 | 139 | **0** | **7** | 0 | 94 | 94 |
| | Signals& Blinkers | 0 | 0 | 0 | | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | **0** | **7** | 0 | 0 | 0 |
| | **Railway Traction(Other than DMRC)** | **1** | **14** | **22** | **150** | **5** | **3** | **10** | **12** | **1** | **14** | **20** | **150** | **6** | **3** | **11** | **14** |
| | **DMRC** | **6** | **57** | **271** | | | **6** | **94** | **100** | **7** | **66** | **282** | | | **9** | **133** | **142** |
| | DMRC (220 kV) | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| | DMRC (66 kV) | 6 | 57 | 271 | 100 | 4 | 6 | 94 | 100 | 7 | 66 | 282 | 125 | 5 | 9 | 133 | 142 |
| | **Temporary Supply** | **0** | **0** | **0** | | | | | **0** | **0** | **0** | **0** | | | | | **0** |
| | For a period of | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| | less than 16 days | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| | for more than or equal to 16 days | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| | for residential cooperative group housing connections | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| | for religious functions of traditional and established characters and cultural activities | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| | for major construction projects | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| | for threshers | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| | during the threshing season for 30 days | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| | for extended period | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| | **Enforcement** | **0** | **0** | **136** | | | **0** | **48** | **48** | **0** | **0** | **36** | | | **0** | **0** | **0** |
| | **Own Consumption** | **1** | **0** | **33** | | | **0** | **0** | **0** | **1** | **0** | **23** | | | **0** | **0** | **0** |
| | **Misuse** | **0** | **0** | **0** | | | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | | | **0** | **0** | **0** |
| | **Others** | **6396** | **146** | **383** | | | **19** | **196** | **215** | **6405** | **155** | **407** | | | **21** | **262** | **283** |
| | DIAL | 1 | 48 | 231 | 150 | 6 | 8 | 120 | 128 | 1 | 48 | 240 | 150 | 7 | 9 | 156 | 165 |
| | DJB | 59 | 65 | 103 | 150 | 6 | 10 | 60 | 70 | 67 | 73 | 116 | 150 | 8 | 11 | 82 | 93 |
| | 11 kV - Worship/Hospital | 18 | 13 | 25 | | | (0) | 13 | 12 | 19 | 14 | 25 | | | 0 | 16 | 16 |
| | Staff | 6318 | 20 | 24 | | | 0 | 4 | 4 | 6318 | 20 | 25 | | | 0 | 8 | 8 |
| | **TOTAL** | **1733007** | **6949** | **8907** | | | **358** | **4037** | **4395** | **1812240** | **7234** | **9125** | | | **479** | **5445** | **5924** |

| | | |
|---|---|---|
| OTHER CHARGES | (0.6) | 434 |
| ELECTRICITY TAX | 190.2 | 290 |
| TOTAL REVENUE BILLED | 45[illegible] | 6648 |
| ***As per the respective tariff schedule of DERC** | - | - |

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

**Revenue from Current Tariff & Charges** **Form-R3 a**

| Particulars | Current Tariffs) | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Ensuing Year FY 14 | | | | | | | |
| | Consumers (Nos.) | Connected Load (KW) | Sales (MU) | Fixed Charges (Rs/kW)* | Variable Charges (Rs/Kwh)* | Revenue from Fixed Charges (Rs. Crs.) | Revenue from Variable Charges (Rs. Crs.) | Total Revenue (Rs. Crs.) |
| **Domestic** | **1609214** | **4958** | **5188** | | | **146** | **2897** | **3044** |
| J J Clusters | 0 | 0 | (0) | | | 0 | 0 | 0 |
| **Domestic Lighting/ Fan and Power (Single Delivery Point)** | **1608992** | **4748** | **5030** | | | **141** | **2804** | **2945** |
| Upto 2 KW Load | 949925 | 1404 | 1915 | | | 46 | 957 | 1002 |
| 0-200 Units | 672136 | 976 | 738 | 40 | 4 | 32 | 273 | 305 |
| 200-400 Units | 210339 | 325 | 691 | 40 | 6 | 10 | 372 | 383 |
| Above 400 Units | 67450 | 103 | 487 | 40 | 7 | 3 | 311 | 314 |
| 2 to 5 KW Load | 502054 | 1866 | 1707 | | | 60 | 961 | 1021 |
| 0-200 Units | 213917 | 759 | 267 | 100 | 4 | 26 | 99 | 125 |
| 200-400 Units | 175548 | 652 | 595 | 100 | 6 | 21 | 321 | 342 |
| Above 400 Units | 112589 | 455 | 845 | 100 | 7 | 14 | 541 | 554 |
| Above 5 KW Load | 157013 | 1477 | 1407 | | | 35 | 886 | 922 |
| 0-200 Units | 28451 | 242 | 28 | 20 | 4 | 6 | 10 | 16 |
| 200-400 Units | 32421 | 256 | 118 | 20 | 6 | 6 | 64 | 70 |
| Above 400 Units | 96141 | 980 | 1261 | 20 | 7 | 24 | 812 | 836 |
| **Domestic Lighting/Fan And Power on 11KV single delivery point for CGHS and other similar group housing complexes** | **219** | **211** | **159** | | | **5** | **94** | **99** |
| First 44.4% | 0 | 0 | 0 | 20 | 6 | | | 0 |
| Next 44.4% | 0 | 0 | 0 | 20 | 7 | | | 0 |
| Next 11.2% | 219 | 211 | 159 | 20 | 7 | 5 | 94 | 99 |
| **Domestic Lighting/ Fan And Power Connections in Regularised/ Unauthorised Colonies, Left Out Pockets and Villages, both Electrified and Unelectrified** | **3** | **0** | **(1)** | | | | | **0** |
| Upto 50 sq yards | 1 | 0 | (0) | | | 0 | 0 | 0 |
| Between 51-100 sq yards | 2 | 0 | (1) | | | 0 | 0 | 0 |
| Between 101-150 sq yards | 0 | 0 | 0 | | | 0 | 0 | 0 |
| Between 151-200 sq yards | 0 | 0 | (0) | | | 0 | 0 | 0 |
| More than 200 sq yds. only with meter | 0 | 0 | 0 | | | 0 | 0 | 0 |
| **SPD** | **0** | **0** | **0** | | | | | **0** |
| SPD 2 - 5 kW | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| SPD 5 kW above | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| HT Domestic | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| **Non-Domestic** | **264643** | **2016** | **2865** | | | **298** | **2206** | **2504** |
| Non-Domestic (Low Tension): NDLT-I | 263423 | 1322 | 1701 | | | 188 | 1329 | 1518 |
| Up to 10 KW | 207641 | 397 | 606 | 100 | 8 | 48 | 461 | 508 |
| > 10 KW to 100 KW | 55095 | 850 | 981 | 115 | 7 | 126 | 765 | 891 |
| Above 100 | 687 | 75 | 114 | 150 | 9 | 15 | 104 | 118 |
| Non Domestic High Tension (NDHT) | 1218 | 694 | 1164 | 125 | 7 | 110 | 876 | 986 |
| Mixed Load (High tension) >100 KW | 2 | 0 | 0 | | | 0 | 0 | 0 |
| Supply on 11kV and above | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Supply on LT (400 Volts) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Industrial** | **11372** | **303** | **483** | | | **38** | **340** | **378** |
| Small Industrial Power (SIP) | 11225 | 251 | 377 | | | 30 | 273 | 303 |
| 0-10 | 4570 | 22 | 36 | 80 | 7 | 2 | 26 | 28 |
| 10-100 | 6599 | 222 | 327 | 90 | 7 | 26 | 237 | 264 |
| above 100 | 56 | 8 | 14 | 150 | 8 | 2 | 9 | 11 |
| LIP(wef 01/09/2011) | 147 | 52 | 106 | 125 | 6 | 8 | 67 | 75 |
| Large Industrial Power > 100 KW LIP | 0 | 0 | 0 | | | 0 | 0 | 0 |
| Supply on 11 kV and above | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Supply on LT (400 Volts) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Agriculture** | **4260** | **19** | **17** | **20** | **3** | **0** | **5** | **5** |
| **Mushroom Cultivation** | **16** | **0** | **0** | **40** | **5** | **0** | **0** | **0** |
| **Public Lighting** | **3** | **0** | **141** | | | **0** | **102** | **102** |
| Street Lighting | 3 | 0 | 141 | 0 | 7 | 0 | 102 | 102 |
| Signals& Blinkers | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 0 | 0 | 0 |
| **Railway Traction(Other than DMRC)** | **1** | **14** | **18** | **150** | **6** | **3** | **11** | **14** |
| **DMRC** | **8** | **76** | **294** | | | **11** | **147** | **158** |
| DMRC (220 kV) | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| DMRC (66 kV) | 8 | 76 | 294 | 125 | 5 | 11 | 147 | 158 |
| **Temporary Supply** | **0** | **0** | **0** | | | | | **0** |
| For a period of | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| less than 16 days | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| for more than or equal to 16 days | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| for residential cooperative group housing connections | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| for religious functions of traditional and established characters and cultural activities | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| for major construction projects | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| for threshers | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| during the threshing season for 30 days | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| for extended period | 0 | 0 | 0 | | | | | 0 |
| **Enforcement** | **0** | **0** | **36** | | | **0** | **0** | **0** |
| **Own Consumption** | **1** | **0** | **24** | | | **0** | **0** | **0** |
| **Misuse** | **0** | **0** | **0** | | | **0** | **0** | **0** |
| **Others** | **6415** | **166** | **433** | | | **22** | **291** | **313** |
| DIAL | 1 | 48 | 250 | 150 | 7 | 9 | 169 | 178 |
| DJB | 76 | 83 | 132 | 150 | 8 | 13 | 96 | 109 |
| 11 kV - Worship/Hospital | 20 | 15 | 26 | | | 0 | 17 | 17 |
| Staff | 6318 | 20 | 25 | | | 0 | 9 | 10 |
| **TOTAL** | **1895933** | **7552** | **9501** | | | **519** | **5999** | **6518** |

| | |
|---|---|
| OTHER CHARGES | 521 |
| ELECTRICITY TAX | 324 |
| TOTAL REVENUE BILLED | 7363 |

***As per the respective tariff schedule of DERC**

Numbers may not tally due to rounding off

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-1

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

BSES

BSES Rajdhani Power Limited

# BSES RAJDHANI POWER LIMITEI

# ANNUAL ACCOUNTS 2011-12

*Registered office:* BSES Rajdhani Power Limited - BSES Bhawan, Nehru Place, New Delhi-110019

T.R. Chadha& Co.
Chartered Accountants

## AUDITORS' REPORT

### The Members of BSES Rajdhani Power Limited

1. We have audited the attached Balance Sheet of BSES Rajdhani Power Limited, as at 31st March 2012, and also the Profit and Loss Account and the Cash Flow Statement for the year ended on that date annexed thereto. These Financial Statements are the responsibility of the Company's management. Our responsibility is to express an opinion on these Financial Statements based on our audit.

2. We conducted our audit in accordance with the auditing standards generally accepted in India. Those Standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the Financial Statements are free from material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the Financial Statements. An audit also includes assessing the Accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall Financial Statement presentation. We believe that our audit provides a reasonable basis for our opinion.

3. As required by the Companies (Auditor's Report) Order, 2003 (as amended) issued by the Central Government of India in terms of sub-section (4A) of section 227 of the Companies Act, 1956 of India (the 'Act') and on the basis of such checks of books and records of the Company as we considered appropriate and according to the information and explanations given to us, we give in the Annexure a statement on the matters specified in paragraphs 4 and 5 of the said Order.

4. Further to our comments in the above Para and in the Annexure referred to above, we report that:

(i) We have obtained all the information and explanations, which to the best of our knowledge and belief were necessary for the purposes of our audit;

(ii) In our opinion, proper Books of Account as required by law have been kept by the Company so far as appears from our examination of these Books;

(iii) The Balance Sheet, Profit and Loss Account and Cash Flow Statement dealt with by this Report are in agreement with the Books of Account;

(iv) In our opinion, the Balance Sheet, Profit and Loss Account and Cash Flow Statement dealt with by this Report comply with the Accounting Standards referred to in sub-section (3C) of section 211 of the Companies Act, 1956;

(v) On the basis of written representation received from the directors, as on 31st March 2012 and taken on record by the Board of Directors, we report that none of

CHADHA & CO. NEW DELHI Chartered Accountants

B- 30, Kuthiala Building,Connaught Place, New Delhi- 110001 Telephone: 91 - 11 - 43259900, Fax: 91 - 11 – 43259930, Mail: delhi@trchadha.com

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

thedirectors is disqualified as on 31st March 2012 from being appointed as a director in terms of clause (g) of sub-section (1) of section 274 of the Companies Act, 1956;

(vi) In our opinion and to the best of our information and according to the explanations given to us, the said Accounts, read with the accounting policies and notes thereon give the information required by the Companies Act, 1956, in the manner so required and give a true and fair view in conformity with the Accounting Principles generally accepted in India:

a) in the case of the Balance Sheet, of the state of affairs of the Company as at 31st March 2012;

b) in the case of the Profit and Loss Account, of the profit for the year ended on that date; and

c) in the case of the Cash Flow Statement, of the cash flows for the year ended on that date.

For **T.R. Chadha& Co.**
(Firm Registration No. 006711N)
**Chartered Accountants**

T.R. CHADHA & Co. NEW DELHI Chartered Accountants

Neena Goel
Partner
M.N. 057986

Place: New Delhi
Date: 23rd May, 2012



DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

T.R. Chadha& Co.
Chartered Accountants

**BSES RAJDHANI POWER LIMITED**
**Annexure referred to in paragraph 3 of our report of even date.**

1. (a) The Company has generally maintained proper records showing full particulars including quantitative details and situation of fixed assets in the Fixed Assets Register. The company is in the process of linking assets in Fixed Assets Register with the online asset tracking system.

   (b) According to information and explanations given to us, the Company has a programme for physical verification of major fixed assets spread over a period of three years in a phased manner.In accordance with this programme, the Management had carried out a physical verification of fixed assets at some locations during the year and provision has been made in the books of accounts for the discrepancies observed on such verification (also refer note 31).

   (c) No major part of fixed assets has been disposed-off during the year.

2. (a) The inventory has been physically verified during the year by the management. In our opinion, the frequency of such physical verification is adequate.

   (b) In our opinion, on the basis of information and explanations given to us, the procedures of physical verification of inventories, followed by the management, are reasonable and adequate in relation to the size and nature of its business.

   (c) The Company is maintaining proper records of inventory. According to the information and explanations given to us, the discrepancies between the physical stocks and the book records noticed on verification were not material.

3. The Company has not granted or taken any loans, secured or unsecured, to or from companies, firms or other parties listed in the register maintained under section 301 of the Companies Act, 1956. Accordingly, the provisions of clause 4 (iii) of the Order are not applicable to the Company.

4. In our opinion and according to the information and explanations given to us, there is adequate internal control system commensurate with the size of the Company and the nature of its business with regard to the purchase of inventory, fixed assets and with regard to the sale of goods and services. Further, on the basis of our examination of the books and records of the Company, and according to the information and explanations given to us, we have neither come across nor have been informed of any continuing failure to correct major weaknesses in the aforesaid internal control system.

B- 30, Kuthiala Building,Connaught Place, New Delhi- 110001 Telephone: 91 - 11 - 43259900, Fax: 91 - 11 –43259930, Mail: delhi@trchadha.com

5. Based on the audit procedures applied by us and according to the information and explanations provided by the management there are no contracts or arrangements which need to be entered in the Register maintained under Section 301 of the Companies Act, 1956. Accordingly, the provisions of clause 4 (v) of the Order are not applicable to the Company.

6. The Company has not accepted any deposits in term of Section 58 A and 58AA of the Companies Act 1956 and the rules framed thereunder.

7. In our opinion, the Company has an internal audit system commensurate with the size and nature of its business.

8. On the basis of records produced before us, we are of the opinion that, prime facie; the cost records prescribed by the Central Government of India under Section 209 (1) (d) of the Companies Act, 1956 have been maintained. However, we are not required to and have not carried out any detailed examination of such accounts and records.

9. (a) According to the records of the Company, the Company has been generally regular in depositing with the appropriate authorities undisputed statutory dues including Provident Fund, Investors Education and Protection Fund, Employees' State Insurance, Income Tax, Sales Tax, Wealth Tax, Custom Duty, Excise Duty, Cess, Electricity Duty and other material statutory dues applicable to it.

(b) According to the information and explanations given to us, there are no undisputed amounts payable in respect of income tax, sales tax, wealth tax, service tax, customs duty, excise duty, electricity tax, which have remained outstanding as at 31st March 2012 for a period of more than six months from the date they became payable.

10. According to the information and explanations given to us, the disputed statutory dues aggregating Rs. 1.21 crores that have not been deposited on account of disputed matters pending before appropriate authorities are as under:

| S.No. | Name of the Statute | Nature of the Dues | Amount in Rs. crores | Period to which the amount relates | Forum where dispute is pending |
|---|---|---|---|---|---|
| 1. | Income Tax Act, 1961 | Demand of interest on non - deduction of TDS on Transmission charges | 1.21 crores | FY 2007-08, FY 2008-09 & 2009-10 | Income Tax Appellate Authority - |

T.R. CHADHA & CO. NEW DELHI Chartered Accountants



RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

11. The Company does not have accumulated losses as at 31st March, 2012. Further, the company has not incurred cash loss during the current financial year and in the immediately preceding financial year (after considering 'Income Recoverable from Future Tariff').

12. Based on our audit procedures and according to the information and explanations given by the management, we are of the opinion that the Company has not defaulted in repayment of dues to bank. The Company has not issued any debentures.

13. The Company has not granted any loans and advances on the basis of security by way of pledge of shares, debentures and other securities.

14. Since the company is not a chit fund or a nidhi / mutual benefit fund/ society. Accordingly, provisions of clause 4 (xiii) of the Companies (Auditor's Report) Order, 2003 are not applicable to the Company.

15. In our opinion, the company is not dealing in or trading in shares, securities, debentures and other investments. Accordingly, the provision of clause 4(xiv) of the Companies (Auditor's Report) Order, 2003 are not applicable to the company.

16. According to the information and explanations given to us, the Company has not given any guarantee for loans taken by others from the bank or financial institutions.

17. In our opinion and according to the information and explanations given to us and the records of the Company examined by us, term loans were utilized for the purposes they were raised.

18. According to the information and explanations given to us and on an overall examination of the Balance Sheet of the company we report that no funds raised on short-term basis have been used for long-term investments.

19. According to the information and explanations given to us, the Company has not made any preferential allotment of shares to parties and companies covered in the register maintained under Section 301 of the Companies Act, 1956.

20. According to the information and explanations given to us and on an overall examination of the records of the Company, the Company has not issued any debentures during the year.

21. The Company has not raised any money by way of public issue during the year.

T.R. CHADHA & CO. NEW DELHI Chartered Accountants



RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

22. Based upon the audit procedures performed and information and explanations given by the management, we report that no fraud on or by the Company has been noticed or reported during the course of our audit.

For **T.R. Chadha& Co.**
(Firm Registration No. 006711N)
**Chartered Accountants**

T.R. CHADHA & CO. NEW DELHI Chartered Accountants

Neena Goel
Partner
M. No. 057986

Place: New Delhi
Date: 23rd May, 2012



DEES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

# BSES RAJDHANI POWER LIMITED

## BALANCE SHEET

| | Notes | As at March 31, 2012 (₹) in Crs | | As at March 31, 2011 (₹) in Crs | |
|---|---|---|---|---|---|
| I. EQUITY & LIABILITIES | | | | | |
| (1) Shareholder's Fund | | | | | |
| (a) Share Capital | 3 | 1,040 00 | | 460 00 | |
| (b) Reserves and Surplus | 4 | 225 99 | 1,265 99 | 104 65 | 564 65 |
| 2. Consumer Contribution for Capital Works | 5 | | 253 53 | | 247 40 |
| 3. Service Line Deposits | 6 | | 36 20 | | 31 29 |
| 4. Grant-In-Aid | 7 | | 11 58 | | 12 18 |
| (5) Non Current Liabilities | | | | | |
| (a) Long Term Borrowings | 8 | 2,037.79 | | 2,806 69 | |
| (b)Deferred Tax Liability (Net) | 9 | - | | | |
| (c) Other Long Term Liabilities | 10 | 705.82 | | 514 74 | |
| (d) Long Term Provisions | 11 | 5.56 | 2,749.17 | 4 47 | 3,325 91 |
| (6) Current Liabilities | | | | | |
| (a) Short Term Borrowings | 12 | 1,500.62 | | 559.46 | |
| (b) Trade Payables | 13 | 2,629.69 | | 791.62 | |
| (c) Other Current Liabilities | 14 | 1,369.44 | | 1,172.35 | |
| (d) Short Term Provisions | 15 | 48.59 | 5,548.34 | 114.46 | 2,637 89 |
| TOTAL | | | 9,864.81 | | 6,819.31 |
| II. ASSETS | | | | | |
| 1. Non Current Assets | | | | | |
| (a) Fixed Assets | 16 | | | | |
| i) Tangible Assets | | 2,735.70 | | 2,760.38 | |
| ii) Intangible Assets | | 0.92 | | 0.63 | |
| iii) Capital Work in Progress | | 228.87 | | 178.09 | |
| | | 2,965.50 | | 2,939.10 | |
| (b) Non Current Investments | 17 | 18.62 | | 25.62 | |
| (c) Long Term Loan & Advances | 18 | 16.84 | | 26.28 | |
| (d) Other Non Current Assets | 19 | 5,417.75 | | 2,919.26 | |
| | | | 8,418.71 | | 5,910.26 |
| 2. Current Assets | | | | | |
| (a) Current Investments | 20 | 6.65 | | - | |
| (b) Inventories | 21 | 113.19 | | 140.52 | |
| (c) Trade Receivables | 22 | 342.30 | | 329.56 | |
| (d) Cash & Cash Equivalent | 23 | 619.73 | | 115.92 | |
| (e) Short Term Loan & Advances | 24 | 126.98 | | 119.38 | |
| (f) Other Current Assets | 25 | 337.26 | 1,446.10 | 203.68 | 909.05 |
| TOTAL | | | 9,864.81 | | 6,819.31 |

**Notes 1 to 44 form an integral part of the Financial Statements**

**For and on behalf of the Board**

As per our report of even date attached
For and on Behalf of
T. R. Chadha & Co.
(Firm Registration No. 006711N)
Chartered Accountants

(Neena Goel)
Partner
M No 057986

Date : 23rd May, 2012
Place : New Delhi

**Lalit Jalan**
Chairman
(DIN 00270388)

**P.K.Tripathi, IAS**
Director
(DIN 02167497)

**D.M.Spolia, IAS**
Director
(DIN 01804004)

**Anthony Jesudasan**
Director
(DIN 00325390)

**M.M.Kutty, IAS**
Director
(DIN 01943083)

**Alok K Roy**
Director
(DIN 01952393)

**Gopal Saxena**
CEO

**Amal Sinha**
CFO

**Harish Dewan**
Company Secretary

# BSES RAJDHANI POWER LIMITED

## STATEMENT OF PROFIT AND LOSS

| | Notes | YEAR ENDED March 31, 2012 (₹) in Crs | YEAR ENDED March 31, 2011 (₹) in Crs |
|---|---|---|---|
| I. Revenue From Operations | 26 | 5,422.17 | 4,637.51 |
| II Other Income | 27 | 91.24 | 24.10 |
| III. Total Revenue | | 5,513.41 | 4,661.61 |
| IV Expenses | | | |
| Cost of Power Purchased | 28 | 6,568.39 | 5,246.98 |
| Employee Benefit Expenses | 29 | 285.43 | 250.62 |
| Finance Costs | 30 | 582.77 | 444.22 |
| Depreciation & Amortisation Expenses | | 157.17 | 142.98 |
| Other Expenses | 31 | 293.35 | 208.12 |
| **Total Expenses** | | **7,887.12** | **6,292.92** |
| V. Profit/(Loss) before Tax & Income Recoverable Future Tariff | | (2,373.72) | (1,631.30) |
| VI. Income Recoverable through Future Tariff | 32 | 2,498.49 | 2,091.47 |
| VII. Profit/(Loss) before Tax | | 124.77 | 460.17 |
| VI. Tax Expense | | | |
| (1) Current Tax (MAT) | 33 | 3.43 | 72.10 |
| (2) Deferred Tax | | | |
| Provision for Deferred Tax Liability/(Assets) | | 225.36 | 192.48 |
| Less:- Recoverable from Future Tariff | | (225.36) | (192.48) |
| VII. **Profit/ (Loss) for the Period ( V- VI)** | | **121.34** | **388.07** |
| VIII. Earnings per equity share: Basic & Diluted (₹ per share) | 34 | 2.20 | 8.44 |

**Notes 1 to 44 form an integral part of the Financial Statements**

**For and on behalf of the Board**

As per our report of even date attached

For and on Behalf of
T. R. Chadha & Co.
(Firm Registration No. 006711N)
Chartered Accountants

(Neena Goel)
Partner
M No 057986

| | | |
|---|---|---|
| **Lalit Jalan** | **P.K.Tripathi, IAS** | **D.M.Spolia, IAS** |
| Chairman | Director | Director |
| (DIN 00270338) | (DIN 02167497) | (DIN 01804004) |
| **Anthony Jesudasan** | **M.M.Kutty, IAS** | **Alok K Roy** |
| Director | Director | Director |
| (DIN 00325390) | (DIN 01943083) | (DIN 01952393) |
| **Gopal Saxena** | **Amal Sinha** | **Harish Dewan** |
| CEO | CFO | Company Secretary |

Date : 23rd May, 2012
Place : New Delhi

BSES RAJDHANI POWER LIMITED
CASH FLOW STATEMENT FOR THE PERIOD ENDED 31ST MARCH, 2012

| | | | | | (₹) in Crs |
|---|---|---|---|---|---|
| A. | Cash Flow from operating activities | As at 31.03.2012 | | As at 31.03.2011 | |
| | Profit before Taxation | 124 77 | 124 77 | 460 19 | 460 19 |
| | Adjustments for : | | | | |
| | Depreciation | 157 17 | | 142 98 | |
| | Tariff Adjustment Account | (2 498 49) | | (2 091 47) | |
| | Provision for doubtful debts | 65 95 | | 20 24 | |
| | Interest and finance charges | 582 77 | | 444 22 | |
| | (Profit)/ Loss On Sale / Discarding Of Assets | 2 29 | | 15 14 | |
| | Interest income | (7 35) | (1 697 64) | (4 12) | (1 473 01) |
| | Operating Profit /(Loss)before working capital changes | | (1,572.87) | | (1,012.82) |
| | Adjustments for : | | | | |
| | Trade and other receivables | 54 74 | | 250 22 | |
| | Inventories | 27 33 | | (13 30) | |
| | Trade payables | 1833.53 | 1915 60 | 446 59 | 683 51 |
| | | | 342 73 | | (329 31) |
| | Income Tax Paid (Net of refund) | | (24 80) | | 22 10 |
| | Prior Period Income (Expenses) | | | | 0 00 |
| | Net cash from Operating Activities | | 367.53 | | (351.41) |
| B. | Cash flow from investing activities :- | | | | |
| | Purchase/acquisition of fixed assets | (206.51) | | (301.84) | |
| | Proceeds From Disposal of Fixed Assets | | | 5.60 | |
| | Consumer Contribution & Service Line Deposits Receipts | 71.76 | | 24.57 | |
| | Purchase of investments | | (134.75) | (4.15) | (275.82) |
| | Net Cash used in investing Activities | | (134.75) | | (275.82) |
| C. | Cash flow from financing activities :- | | | | |
| | Loans and Advances | (299.42) | | (20 63) | |
| | Interest income | 7.69 | | 4 12 | |
| | Interest and finance charges | (582.77) | | (444 22) | |
| | Equity Funding | 580.00 | | | |
| | Secured Loans | 465.53 | 171.03 | 1101 35 | 640 62 |
| | Net Cash used in financing Activities | | 171.03 | | 640.62 |
| | | | 403.81 | | 13 39 |
| | Cash and cash equivalents as at the commencement of the year (opening balance) | 115.92 | | 102.52 | |
| | Cash and cash equivalents as at the end of the year (closing Balance) | 519.73 | | 115.92 | |
| | Net Increase \(Decrease) as disclosed above | 403.81 | 403.81 | 13.39 | 13.39 |

**Notes 1 to 44 form an integral part of the Financial Statements**

For and on behalf of the Board

| | | |
|---|---|---|
| Lalit Jalan | P.K.Tripathi, IAS | D.M.Spolia, IAS |
| Chairman | Director | Director |
| (DIN 00270338) | (DIN 02167497) | (DIN 01804004) |
| Anthony Jesudasan | M.M.Kutty, IAS | Alok K Roy |
| Director | Director | Director |
| (DIN 00325390) | (DIN 01943083) | (DIN 01952393) |
| Gopal Saxena | Amal Sinha | Harish Dewan |
| CEO | CFO | Company Secretary |

As per our report of even date attached
For and on Behalf of
T R Chadha & Co.
(Firm Registration No. 006711N)
Chartered Accountants

(Neena Goel)
Partner
M No 057986

Date : 23rd May, 2012
Place : New Delhi

## BSES RAJDHANI POWER LTD
### Notes to Financial Statements

**1 Background**

The Delhi Electricity Distribution Model is a unique model based on Public Private Partnership (Reliance Infrastructure and Government of NCT of Delhi ) acclaimed by various international bodies like World Bank, ADB, USAID. GoNCTD took a bold and forward looking step in privatizing Delhi Vidyut Board (DVB) in July 2002. The distribution part of the erstwhile DVB in Delhi was privatized with effect from 1 July 2002 and tariffs in Delhi were governed by the Policy Directions issued by GoNCTD, vide its notification of 22 November, 2001 and as amended on 31 May 2002.

BSES Rajdhani Power Ltd is a Company established within the meaning of the Companies Act, 1956 and is, inter-alia, a distribution licensee within the meaning of the Electricity Act, 2003. Although the Electricity Act was passed in 2003, it ensured that provisions of the enactments specified in the DERA (Delhi Act No. 2 of 2001), not inconsistent with the provisions of the Act remained applicable to Delhi, as it was part of the Schedule referred to in Section 185 of the Act. BRPL became operational in July 2002 and is having a license for Distribution and Retail Supply of Electricity issued by the Hon'ble Commission in March 2004, valid for 25 years.

Panning a geographical area of around 750 sq. kms, BSES Rajdhani Power Limited, an ISO 14001:2004 & OHSAS 18001:2007 Company, is the largest of the three private distribution companies (DISCOMs) in Delhi. The Company supplies electricity to over 16.5 lakh customers, covering a population base of over 60 lakh in South and West Delhi.

For greater reach and easy serviceability, the Company serves its customer base through four circles, further subdivided into 19 divisions. Each of the Divisions is led by an empowered group of officials.

As the validity of the Policy Directions issued by GoNCTD under the Schedule referred to in Section 185 of the Electricity Act 2003 ended on 31 March, 2007, the Delhi Electricity Regulatory Commission (DERC) decided to adopt Multi Year Tariff (MYT) principles for determination of tariffs, in line with the provisions in Section 61 of the Act.

DERC designed the MYT framework in the State and set long term performance targets for entities engaged in generation, transmission and distribution. Simultaneously, DERC segregated costs into two categories; first which are expected to be easily controlled by the entity and a second category over which an entity does not have significant control. DERC sets targets for each year of the Control Period for the items or parameters that are deemed to be "controllable" and which shall include: Operation and Maintenance (O&M) Expenses, AT&C losses, Quality of Supply etc. Any financial losses arising out of the under-performance with respect to the targets specified by the Commission for the "controllable" parameters shall be to the Licensee's account.

DERC issued regulations vide notification dated May 30, 2007 specifying Terms and Conditions for Determination of Tariff for Generation, Transmission and Distribution of electricity under the Multi Year Tariff (MYT) framework for the period FY 2007-08 – FY 2010-11 after going through the public hearing process. Subsequently, DERC vide its Order dated May 10, 2011 extended the MYT Regulations and the Control Period for a further period of one year up to March 31, 2012.

Further, DERC has issued regulations vide notification dated January 19, 2012 specifying Terms and Conditions for Determination of Tariff for Generation, Transmission and Distribution of electricity under the Multi Year Tariff (MYT) framework for the second control period FY 2012-13 – FY 2014-15.

T.R. CHADHA & CO. NEW DELHI CHARTERED ACCOUNTANTS

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES RAJDHANI POWER LTD. New Delhi

## 2 Significant Accounting Policies

### 2 1 Basis of preparation of financial statements

The financial statements have been prepared under the historical cost convention on the accrual basis of accounting, and in accordance with the generally accepted accounting principles in India and provisions of the Companies Act, 1956 read with the Companies (Accounting Standard) Rules, 2006 as well as the applicable electricity laws In addition, provisions of the Delhi Electricity Reform (Transfer Scheme) Rules, 2001 (hereinafter referred to as Transfer Scheme) and other relevant documents/agreements have also been taken into account while preparing the financial statements

### 2 2 Use of estimates

The preparation of financial statements in conformity with generally accepted accounting principles (GAAP) in India requires management to make estimates and assumptions that affect the reported amounts of assets and liabilities and the disclosures of contingent liabilities on the date of financial statements

### 2 3 Revenue Recognition

a) Revenue from sale of energy is accounted for on the basis of bills raised on the consumers for the billing cycles falling due during the accounting year and also includes unbilled revenues accrued up to the end of the accounting year. Late payment surcharge and bills raised in cases of power theft are accounted for on the basis of realization

b) Revenue includes, revenue gaps/ surplus (i.e. surplus / shortfall in actual returns over assured returns) determined on the basis of principles laid down under the relevant Tariff Regulations/ Tariff Orders notified by the Delhi Electricity Regulatory Commission. In respect of such revenue gaps, appropriate adjustments are made in the revenue of the respective year for the amounts which are reasonably determinable and no significant uncertainty exists in such determination. These accruals representing Income Recoverable from future tariff are carried forward as Regulatory Assets under the schedule 'Other Non Current Assets' which would be recovered through future tariff determination by the regulator in accordance with the electricity regulations

c)The amounts received from the consumers on account of the Development Charges and Service Line Deposits are accounted for as income over a period of three years

d) Income on investment is recognized based on the terms of the investment. Interest income is recognized on accrual basis.

### 2.4 Banking Arrangement of Power Purchase/ Sale

The Company enters into barter agreement with other power generators/traders to bank power or vice versa and take back or return the banking power over agreed period. The power banking transactions both ways are recorded at the rate as per prevailing directives of DERC on the same.

### 2.5 Inventories

Inventories of stores and spares and loose tools are valued at lower of cost and net realizable value. Cost is determined on the "Weighted Average" basis. Unserviceable / damaged stores and spares are identified and written down based on technical evaluation.

### 2.6 Fixed Assets & Capital Work-in-progress

a)All Fixed Assets are stated at cost of acquisition or construction including any cost attributable to bringing the assets to their working condition for their intended use.

b)The Company capitalizes the cost of new transformers used for new sub-station, augmentation and replacement The cost of repair of old/ burnt transformers is charged off to Repair and Maintenance Expenses.

c)Assets transferred from erstwhile DVB are stated at the transaction value as notified by the Government of National Territory of Delhi (GoNCTD) under the transfer scheme. Values assigned to different heads of individual fixed assets as on the date of the transfer i.e. 1st July 2002 are as per independent valuers certificate.

d)The capital work in progress is stated at cost inclusive of all direct and proportionate overhead costs incurred

T.R. CHADHA & CO. CHARTERED ACCOUNTANTS NEW DELHI

RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

2.7 **Depreciation**

Depreciation on fixed assets has been provided on straight line method as per the rates mentioned in Schedule XIV of the Companies Act, 1956 for those assets for which specific rates have been mentioned therein. Assets for which specific rates have not been prescribed in Schedule XIV of the Companies Act 1956 the Company has in accordance with the permission obtained by it from the Ministry of Corporate affairs, provided depreciation at the rates calculated by taking the life of assets as mentioned in the CERC notification no. L-7/25(5)/2003-CERC dated 26 March, 2004 or as per independent valuer's certification whichever is lower

Based on the above, the depreciation rates on assets for which specific rates have not been prescribed in Schedule XIV of the Companies Act, 1956 are given below

| Description of Assets | Rates |
|---|---|
| **I. Plant & Machinery :** | |
| a) Transformers & Switchgears | 3.80% |
| b) Lightening Arrestors | 3.80% |
| c) Batteries | 19.00% |
| d) Energy Meters | 9.50% |
| **II. Distribution Systems :** | |
| a) Overhead Lines | 3.80% |
| b) Underground Cables | 2.71% |
| **III. Furniture & Fixtures** | |
| a) Communication Equipments | 9.50% |
| b) Office Equipments | 6.33% |

Assets costing less than ₹ 5,000 are depreciated fully in the year of capitalization.

2.8 **Accounting for Grants**

Grants relating to depreciable fixed assets are credited to Reserves and are gradually recognized in the Profit and Loss Account in the same proportion as the depreciation written off on the assets purchased out of the grants

2.9 **Consumer Contribution for Capital Works**

Consumer Contribution towards cost of capital assets is treated as capital receipts. An amount equivalent to the depreciation charge on assets capitalized out of such funds is treated as expired contribution and transferred as income to the profit and loss account.

2.10 **Foreign Currency Transactions**

Transactions in foreign currency are recorded at the exchange rate prevailing on the date of the transaction. Exchange differences arising on foreign exchange transactions settled during the year are recognized in the Profit and Loss Account of the year.

Monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies, which are outstanding as at the year end are translated at the closing exchange rate and the resultant exchange differences are recognized in the Profit and Loss Account.

2.11 **Investments**

Long-term investments are carried at cost, less provision for diminution other than temporary, if any, in the value of such investments. The premium paid for purchase of securities having fixed maturity amount is charged to revenue, equally spread over the remaining maturity period from the date of its purchase. Current investments are carried at lower of cost and fair value.

2.12 **Employee Benefits :**

a)Short Term Employee Benefits:

All employee benefits payable wholly within twelve months of rendering the service are classified as short term employee benefits and the undiscounted amount of such employee benefits are recognised in profit and loss account in the period in which the employee renders the related services. These benefits include salaries, wages, bonus, performance incentives, medical reimbursement and leave travel allowance.

b)Retirement benefits

(i) Erstwhile DVB Employees

T.R. CHADHA & CO. CHARTERED ACCOUNTANTS NEW DELHI

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

In accordance with the stipulation made by the Government of National Capital Territory of Delhi (GoNCTD) in its notification dated 16th January, 2001, the contributions on account of all terminal/retirement benefits including pension, gratuity, and earned leave are provided on the basis of Financial Rules and Service Rules (FRSR Rules) and paid to the Delhi Vidyut Board – Employees Terminal Benefit Fund 2002 (DVB ETBF 2002) These benefits are defined contributions plan as the retirement benefits are guaranteed by GoNCTD and the payments are charged as an expense as they fall due

Compensated absences are provided for on the basis of actuarial valuation
(ii) Regular Employees
**Defined contribution plans:**

The Company's contribution to defined contribution plans in the form of Employees Provident Fund (including Family Pension Contribution) are recognized in the Profit and Loss Account in the financial year to which they relate

**Defined Benefit Plans**

Gratuity and leave encashment are defined benefit plans The Company operates a gratuity plan for employees and contributes to a separate trust towards meeting the Gratuity obligation

The cost of providing defined benefits is determined using the Projected Unit Credit method with actuarial valuations being carried out at each Balance Sheet date.

The defined benefit obligations recognized in the Balance sheet represents the present value of the defined benefit obligation as adjusted for actuarial gains and losses and as reduced by the fair value of plan assets, if applicable

2.13 **Borrowing Costs**

Borrowing costs that are attributable to the acquisition or construction of qualifying assets are capitalized as part of the cost of such assets. A qualifying asset is one that necessarily takes substantial period of time to get ready for intended use. All other borrowing costs are charged to revenue.

2.14 **Earning Per Share (EPS)**

The Company reports basic and diluted earnings per share (EPS) in accordance with 'Accounting Standard-20, Earning Per Share'. The Basic EPS has been computed by dividing the income available to equity shareholders by the weighted-average number of equity shares outstanding during the accounting period. There is no instrument, issued by the Company carrying right to equity conversion.

2.15 **Taxes on Income**

Provision for current tax is made after taking into consideration benefits admissible under the provisions of the Income Tax Act, 1961. As per 'Accounting Standard-22 Accounting for Taxes on Income', deferred tax resulting from timing differences between book and taxable profit is accounted for using the tax rates and laws that have been enacted or substantively enacted as on the balance sheet date. The deferred tax asset is recognized and carried forward only to the extent that there is a reasonable certainty that the assets will be realized in future. However, in respect of unabsorbed deprecation or carry forward loss, the deferred tax asset is recognized and carried forward only to the extent that there is a virtual certainty that the assets will be realized in future.

2.16 **Impairment of Assets**

The Company assesses at each balance sheet date whether there is any indication that an asset may be impaired. If any such indication exists, the Company estimates the recoverable amount of the asset If such recoverable amount of the asset or the recoverable amount of the cash generating unit to which the asset belongs is less than its carrying amount, the carrying amount is reduced to its recoverable amount and the reduction is treated as an impairment loss and is recognized in the profit and loss account. If at the balance sheet date there is an indication that a previously assessed impairment loss no longer exists, the recoverable amount is reassessed and the asset is reflected at the recoverable amount subject to a maximum of depreciated historical cost and is accordingly reversed in the profit and loss account.

2.17 **Provisions and contingencies**

Provisions are recognized when the Company has a present legal or constructive obligation, as a result of past events, for which it is probable that an outflow of economic benefits will be required to settle the obligation and a reliable estimate can be made for the amount of obligation.

A disclosure for a contingent liability is made when there is a possible obligation or a present obligation that may, but probably will not require an outflow of resources. When there is a possible obligation or a present obligation in respect of which likelihood of outflow of resources is remote, no provision or disclosure is made.

T.R. CHADHA & CO. NEW DELHI CHARTERED ACCOUNTANTS

RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

RAJDHANI POWER LTD. New Delhi

## BSES RAJDHANI POWER LIMITED

Amounts in ₹ Crs.

| Note-3 SHARE CAPITAL | As at March 31, 2012 | | As at March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| Authorized | | | | |
| 120 Crs (Previous Year 46 Crs) Equity Shares of ₹ 10 each | | 1,200.00 | | 460.00 |
| Issued, Subscribed & Fully Paid up | | | | |
| 104 Crs (Previous Year 46 Crs ) Equity Shares of ₹ 10 each | | 1,040.00 | | 460.00 |
| **Total** | | **1,040.00** | | **460.00** |
| (a) Reconciliation of number of Shares | No of Shares (In Crs.) | Amount | No of Shares (In Crs.) | Amount |
| Balance at the beginning of the year | 46.00 | 460.00 | 46.00 | 460.00 |
| Add: Shares issued during the year | 58.00 | 580.00 | - | - |
| Balance at the end of the year | **104.00** | **1,040.00** | **46.00** | **460.00** |

**(b) Rights, preferences and restrictions attached to shares**

Equity Shares The Company has one class of equity shares having a par value of ₹10 per share Each shareholder is eligible for one vote per share held. In the event of liquidation, the equity shareholders are eligible to receive the remaining assets of the Company after distribution of all preferential amounts, in proportion to their shareholding

**(c) Details of shares held by shareholders holding more than 5% of the aggregate shares in the Company**

| | | |
|---|---|---|
| Reliance Infrastructure Ltd. (49%) | 50.96 Crs. | 22.54 Crs. |
| Delhi Power Company Ltd. (49%) | 50.96 Crs. | 22.54 Crs. |

| Note-4 RESERVES AND SURPLUS | As at March 31, 2012 | | As at March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| **(i) Contingency Reserve** | | 23.45 | | 23.45 |
| **(ii) Surplus/(deficit) in Statement of Profit & Loss** | | | | |
| Opening Balance | 81.20 | | (306.87) | |
| Add: Profit/(Loss) for the year | 121.34 | | 388.07 | |
| Closing Balance | | 202.54 | | 81.20 |
| **Total** | | **225.99** | | **104.65** |

**Contingency Reserve**

Contingency Reserve represents the transfer of such reserves in terms of para IV of the sixth schedule to the Electricity (Supply) Act, 1948. Since Electricity Supply Act, 1948 has been repealed and replaced by Electricity Act, 2003 which does not have any such stipulation with regard to contingency reserve hence no appropriation was made from Financial Year 2005-06 onwards.

DERC, vide the Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of a wheeling tariff and retail supply tariff) Regulations, 2007 issued on 30th May, 2007 has stipulated that the profit arising from achieving loss levels better (i.e. lower) than those specified by the DERC shall be partly retained by the Licencee in addition to the assured returns and balance transferred to the Contingency Reserve.

T.R. CHADHA & CO. CHARTERED ACCOUNTANTS NEW DELHI

BSES RAJDHANI POWER LTD. New Delhi

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| Note-5 CONSUMER CONTRIBUTION FOR CAPITAL WORKS | As at March 31, 2012 | | As at March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| Opening Balance | 247.40 | | 196.08 | |
| Add Received during the year | 13.33 | | 56.71 | |
| Less Transferred to Profit & Loss Account | 7.20 | | 5.39 | |
| Closing Balance | | 253.53 | | 247.40 |

| Note-6 SERVICE LINE DEPOSITS | As at March 31, 2012 | | As at March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| Opening Balance | 31.29 | | 34.44 | |
| Add: Received during the year | 38.92 | | 30.75 | |
| Less. Transferred to Profit & Loss Account | 34.01 | | 33.90 | |
| Closing Balance | | 36.20 | | 31.29 |

| Note-7 GRANT IN AID | As at March 31, 2012 | | As at March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| Under Accelerated Power Development & Reforms programme of Govt. of India | | | | |
| Opening Balance | 12.18 | | 12.82 | |
| Less: Transferred to Profit & Loss Account | 0.60 | | 0.63 | |
| Closing Balance | | 11.58 | | 12.18 |

| Note -8 LONG TERM BORROWINGS | As at March 31, 2012 | | As at March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| | Non Current | Current | Non Current | Current |
| Secured | | | | |
| (i) Term Loan (Banks) | 2,023.67 | 965.91 | 2,791.48 | 672.65 |
| ii) Term Loan (Others) | | | | |
| Under Accelerated Power Development & Reforms Programme of the Govt. of India | 14.13 | 1.09 | 15.21 | 1.09 |
| Total | 2,037.79 | 966.99 | 2,806.69 | 673.73 |

All term loans (Banks) are secured by 1st charge on the fixed assets and residual charge on receivables of the Company on pari-passu basis except for term loans amounting to ₹ 196.66 Crs which are secured by first charge on the fixed assets on pari-passu basis. As per the terms of "The BSES Rajdhani Distribution and Retail Supply of Electricity Licence (Licence No. 2/DIST of 2004)", the company is required to obtain permission of the DERC for creating charges for loans and other credit facilities availed by it. As on 31st March 2012, the required permission from DERC for some of the loans is pending. The interest range is between 12% to 15%.

Term loan (other) are secured by 1st charge on the fixed assets of the Company on pari-passu basis. The interest rate is 12%.

Maturity profie of term loans are as set out below:

| | Maturity profile | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 1-2 years | 3-4 years | 5-6 years | Beyond 6 years |
| Term Loan (Banks) | 1626.00 | 912.91 | 405.09 | 45.55 |
| Term Loan (Other) | 2.18 | 2.18 | 2.18 | 8.68 |

The mortgage for first pari passu charge on fixed assets for loan from one bank amounting to ₹ 200 crs is yet to be created.

T.R. CHADHA & CO. CHARTERED ACCOUNTANTS NEW DELHI

BSES RAJDHANI POWER LTD. New Delhi

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## BSES RAJDHANI POWER LIMITED

| Note -9 DEFERRED TAX LIABILITY (NET) | As at March 31, 2012 | As at March 31, 2011 |
|---|---|---|
| Deferred tax Liability | 225 36 | 192 48 |
| Less Regulatory Assets | (225 36) | (192 48) |
| | - | - |

In accordance with the Multi Year Tariff (MYT) Regulations for determination of tariff, the Income-Tax actually payable or paid shall be considered for tariff determination Accordingly, the Company has considered ₹ 225 36 crores(previous year ₹ 192.48 Crs ) of deferred tax liability as 'Regulatory Assets' The same will adjusted in future as and when the deferred tax converts to current tax

| Note -10 OTHER LONG TERM LIABILITIES | As at March 31, 2012 | As at March 31, 2011 |
|---|---|---|
| i) Trade Payables | | |
| Sundry Creditors | 0 54 | 1 18 |
| ii) Others | | |
| Consumer Contribution for Capital Works | 227 54 | 166 81 |
| Consumer Security Deposits | 477.74 | 346 75 |
| Total | **705.82** | **514.74** |

**a) Consumer Security Deposit**

i) The amount of Consumer Security Deposit (CSD) transferred to the Company by virtue of Part II of Schedule E of the Transfer Scheme was ₹ 11.00 Crore. The Transfer Scheme as well as erstwhile Delhi Vidyut Board (DVB) did not furnish the consumer wise details of the amount transferred to it as CSD The Company compiled from the consumer records the amount of security deposit as on 30/06/2002 which works out to ₹ 90.43 crore, The Company is of the opinion that its liability towards CSD is limited to ₹ 11.00 Crore as per the Transfer Scheme. Therefore the liability towards refund of consumer deposits in excess of ₹ 11.00 Crore and interest thereon is not to the account of the Company. The Company had also filed a petition during the year 2004-05 with the Delhi Electricity Regulatory Commission (DERC) to deal with the actual amount of CSD as on date of transfer and the DERC had advised the Government of NCT of Delhi to transfer the differential amount of deposits to the Company. The GoNCTD did not abide by the advice and hence the Company has filed a writ petition and the case is pending before High Court of Delhi. In the last date of hearing on 19/10/2011 the matter was placed in the category of 'Rule' matters and the case shall get listed in due course .

ii) As per notification of DERC, dated 18-04-2007, interest @ 6% p.a. is payable on consumer security deposit received from all consumers. Accordingly, the Company has booked interest amounting to ₹ 26.56 crores during the year (Previous Year ₹ 19.20 Crores). The Company is of the view that the interest on the deposit value in excess of ₹ 11 crores on the date of transfer i.e. 30/06/2002, would be recoverable from Delhi Power Company Ltd. (DPCL) if the Company's contention is upheld by the Hon'ble High Court.

| Note -11 LONG TERM PROVISIONS | As at March 31, 2012 | As at March 31, 2011 |
|---|---|---|
| **Employee's** | | |
| Provision for Leave Encashment | 5.56 | 4.47 |
| | **5.56** | **4.47** |

| Note -12 SHORT TERM BORROWINGS | As at March 31, 2012 | As at March 31, 2011 |
|---|---|---|
| Secured | | |
| From Banks | | |
| Cash Credit | 348.62 | 159.46 |
| Short Term Loans | 1,152.00 | - |
| Others | | |
| Short Term Loans | - | 400.00 |
| | **1,500.62** | **559.46** |

a. The cash credit facilities availed from the consortium of bankers is secured by a first pari passu charge on stores & spares, first and second pari passu charge on receivables and a second pari passu charge on the Fixed Assets (present & future) of the Company. The charges in respect of the facilities from the consortium have been duly created and the second mortgage on the fixed assets has also been created.
b. Cash Credit is repayable on demand.

c. Short Term Loan from Bank is to be secured against the pledge of 50% of the shares of the Company held by the Joint Venture partners of the Company. The same is in the process of being formalised.
d. Short Term Loans from Others, which has been re-paid in the current year, was secured against 1st pari-passu charge on fixed assets.

T.R. CHADHA & CO. NEW DELHI CHARTERED ACCOUNTANTS

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES RAJDHANI POWER LTD. New Delhi

## BSES RAJDHANI POWER LIMITED

| Note-13 TRADE PAYABLES | As at March 31, 2012 | | As at March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| Power Purchase Creditors | | 2,508 74 | | 635 91 |
| Other Creditors | | 120.95 | | 155 71 |
| - Micro and Small Enterprises | 3 04 | | 2 05 | |
| - Others | 117 91 | | 153 66 | |
| | | 2,629.69 | | 791.62 |

The Micro, Small & Medium Enterprises Development Act, 2006 is operational & by virtue of the same, the company has obtained the necessary registration details from vendors regarding their applicability of falling under the category of Micro, Small and Medium enterprises.

Details of the dues along with interest to Micro, Small and Medium Enterprises based upon the certificate received is given below

| I | II | III | IV | V |
|---|---|---|---|---|
| Principal amount along with the interest due thereon, at the end of the accounting year | Amount of interest paid as specified in this Act along with the amount paid to the suppliers beyond the appointed date | Amount of interest due and payable for the period of delay in making payment (which have been paid but beyond the appointed day during the year) but without adding the interest, specified in this Act | Amount of interest accrued and remaining unpaid | Amount of further interest remaining due and payable even in the succeeding year, until such date when the interest dues, specified in this Act are actually paid |
| 3.32 | Nil | Nil | Nil | 0.28 |

| Note-14 OTHER CURRENT LIABILITIES | As at March 31, 2012 | | As at March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| Current Maturities of Long Term Borrowings ( Refer Note No 8) | | 966.99 | | 673.73 |
| Interest Accrued but not due | | 1.01 | | 1.08 |
| Consumers Advances | | 116.81 | | 73.03 |
| Other Payables | | | | |
| Works and Earnest Money Deposits | 1.08 | | 4.76 | |
| Expenses Payable | 10.38 | | 181.82 | |
| Employee Benefits Payable | 53.75 | | 44.52 | |
| Consumer Contribution for Capital Works | 135.34 | | 123.33 | |
| Statutory dues including E. Tax,PF & TDS | 84.06 | 284.62 | 70.19 | 424.51 |
| Total | | 1,369.44 | | 1,172.35 |

| Note-15 SHORT TERM PROVISIONS | As at March 31, 2012 | | As at March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| Other Provisions | | | | |
| Provision for Taxation : | | | | |
| Provision during the year (Net of Adv Tax) | (A) | 9.68 | | 65.38 |
| Provision for other Claims : | | | | |
| As per last balance sheet | | 10.50 | | 5.11 |
| Excess Provision written back | | (3.23) | | - |
| Provision made during the year | | - | | 5.39 |
| | (B) | 7.27 | | 10.50 |
| Provision for Retirement of Fixed Assets | | | | |
| As per last balance sheet | | 38.59 | | 21.19 |
| Provision made during the Year | | 13.18 | | 17.40 |
| Amount reversed during the year | | (20.12) | | - |
| | (C) | 31.65 | | 38.59 |
| Total | (A+B+C) | 48.59 | | 114.46 |

T.R. CHADHA & CO. NEW DELHI CHARTERED ACCOUNTANTS

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES RAJDHANI POWER LIMITED

NOTE-16

| | Description | GROSS BLOCK ( AT COST ) | | | | | DEPRECIATION | | | | NET BLOCK | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | As at 01.04.2011 | Additions During the Year | Deletion During the Year | Adjustment During the Year | As at 31.03.2012 | As at 01.04.2011 | For the Year | On Deletions During the Year | Upto 31.03.2012 | As at 31.03.2012 | As at 31.03.2011 |
| A. | TANGIBLE FIXED ASSETS | | | | | | | | | | | |
| I | BUILDINGS | 248.04 | 0.18 | - | 0.01 | 248.23 | 94.86 | 4.03 | - | 98 89 | 149 34 | 153 18 |
| II | TRANSFORMERS & SWITCHGEARS | 1,461.25 | 18.94 | 78.33 | 1.33 | 1,403.19 | 457.14 | 47.28 | 58 74 | 445 69 | 957 51 | 1,004 10 |
| III | LIGHTNING ARRESTOR | 25.21 | 0.06 | 0.03 | 0.01 | 25.25 | 14.21 | 0.55 | 0 01 | 14 75 | 10 50 | 11 00 |
| IV | BATTERIES | 17.03 | 0.17 | 9.90 | - | 7.30 | 14.11 | 0.64 | 9.41 | 5 35 | 1 95 | 2 92 |
| V | ENERGY METERS | 476.58 | 60.26 | 6.39 | 0.03 | 530.49 | 167.10 | 48.65 | 4.10 | 211 65 | 318 84 | 309 48 |
| VI | DISTRIBUTION SYSTEMS : | | | | | | | | | | | |
| | - UNDERGROUND CABLES | 1,189.29 | 62.59 | - | 5.22 | 1,257.09 | 326.98 | 27.72 | - | 354 70 | 902 39 | 862 31 |
| | - OVERHEAD LINES | 773.82 | 4.10 | - | 0.30 | 778.21 | 411.51 | 18.16 | - | 429 67 | 348 54 | 362 30 |
| VII | FURNITURE & FIXTURES | 28.98 | 0.76 | 0.04 | - | 29.70 | 11.64 | 1.84 | 0 02 | 13 47 | 16 23 | 17 33 |
| VIII | OFFICE EQUIPMENT | 8.86 | 0.23 | - | - | 9.09 | 4.27 | 0.53 | - | 4 79 | 4 30 | 4 59 |
| IX | COMPUTERS | 52.23 | 0.85 | 0.02 | - | 53.06 | 27.32 | 6.32 | 0 02 | 33 62 | 19 44 | 24 92 |
| X | COMMUNICATION EQUIPMENT | 1.71 | 0.25 | 0.07 | - | 1.89 | 0.71 | 0.31 | 0.06 | 0 96 | 0 93 | 1 00 |
| XI | VEHICLES | 20.98 | 0.04 | 0.03 | - | 20.99 | 13.73 | 1.54 | 0 02 | 15 25 | 5 74 | 7 25 |
| | **Total (Current Year)** | **4,303.97** | **148.44** | **94.80** | **6.89** | **4,364.49** | **1,543.58** | **157.58** | **72.38** | **1,628.79** | **2,735.70** | **2,760.38** |
| | **Previous Year** | 3,955.85 | 333.73 | 8.27 | 22.65 | 4,303.97 | 1,404.94 | 143.58 | 4 93 | 1,543 58 | 2,760 38 | 2 551 03 |
| B. | INTANGIBLE FIXED ASSETS | | | | | | | | | | | |
| | COMPUTERS Software | 0.77 | 0.40 | - | - | 1.16 | 0.14 | 0.11 | - | 0 24 | 0 92 | 0 63 |
| | Total (Current Year) | 0.77 | 0.40 | - | - | 1.16 | 0.14 | 0.11 | - | 0.24 | 0.92 | 0.63 |
| | Previous Year | 0.22 | 0.55 | - | - | 0.77 | 0.10 | 0.03 | - | 0 14 | 0 63 | - |
| C | CAPITAL WORK-IN - PROGRESS | | | | | | | | | | 228.87 | 178.09 |

**Capitalization of Personnel & borrowing cost**

Adjustment to the gross block of fixed assets during the year consists of amounts capitalised in respect of borrowing cost amounting to Rs 2.69 crs. (Previous Year 8 81 crs ) and personnel cost amounting to Rs 4 20 crs (Previous Year 13.84 crs.)-. In addition , borrowing cost amounting to Rs 11.17 crs (Previous Year Rs 5.84 crs.) and personnel cost amounting to Rs 9.33 crs (Previous Year Rs 7 26 crs ) have been capitalised against CWIP as at 31/03/2012.

T R CHADHA & CO. CHARTERED ACCOUNTANTS NEW DELHI

BSES RAJDHANI POWER LIMITED

| Note 17 NON CURRENT INVESTMENTS | As at March 31, 2012 | As at March 31, 2011 |
|---|---|---|
| (Quoted, Non-Trade) | | |
| Long Term (Earmarked against Contingency Reserve) | | |
| 7 4% Govt of India Securities 03 May, 2012 (Face Value ₹ 6 52Crs) (Premium Paid on purchase ₹ 0.96Crs Premium amortised ₹ 0 11Crs, Previous year ₹0.11Crs) (Face Value ₹ 100/-, Units-6,52,400, Market Rate ₹ 99 82 per bond, Market Value ₹ 6 51 Crs as at 31 03 2012) | - | 6 65 |
| 10 3% Govt of India Securities 09 Aug, 2019 (Face Value ₹ 17Crs/-) (Premium Paid on purchase ₹ 1 98Crs, Premium amortised ₹ 0 23Crs, Previous Year ₹ 0 01Crs) (Face Value ₹ 100/-, Units-0.17Crs, Market Rate ₹116.64 per bond, Market Value ₹ 18 97Crs as at 31.03 2012) | 18 62 | 18 97 |
| (Aggregate Market Value ₹ 18.97Crs , Previous year ₹ 25.49Crs) | | |
| Total | 18.62 | 25.62 |

| Note 18 Long Term Loans and Advances | As at March 31, 2012 | As at March 31, 2011 |
|---|---|---|
| (Unsecured considered good) | | |
| Unsecured | | |
| Loans and Advances to Staff | 0.28 | 0 48 |
| Recoverable from SVRS Trust | 16.56 | 25 80 |
| Security Deposits (₹ 18,200/-, Previous Year 29,200/-) | 0.00 | 0 00 |
| Total | 16.84 | 26.28 |

| Note 19 OTHER NON CURRENT ASSETS | As at March 31, 2012 | As at March 31, 2011 |
|---|---|---|
| Regulatory Assets | 5,417.75 | 2,919.26 |
| | 5,417.75 | 2,919.26 |

From 1st April 2007 till 31st March 2011, determination of Retail Supply Tariff (RST)chargeable by the Company to its consumers is governed by the DERC (Terms and Conditions for Determination of Wheeling Tariff and Retail Supply Tariff) Regulations, 2007 dated 30thMay 2007 (MYT Regulations), whereby DERC shall determine the RST in a manner that the Company recovers its power purchase costs as well as other prudently incurred expenses and earns assured return of 14% plus a supply margin of up to 2% p.a. on DERC approved Equity subject to achievement of Aggregate Transmission and Commercial (AT&C) loss reduction targets.

The commission vide its order dated May 10, 2011, extended the MYT Regulations & the control period for a further period of one year upto 31st March, 2012.

Tariff Orders have been received up to the F.Y. 2009-10. The Company has determined revenue gap as on 31st March 2012 (i.e. shortfall in actual returns over assured returns) based on the Tariff Orders and the principles laid down under the MYT Regulations. In respect of such revenue gaps, appropriate adjustments are made in the revenue for the respective years which are reasonably determinable and no significant uncertainty exists in such determination.

Accordingly, the company has accounted for revenue gap of ₹ 2498.49 crores (Previous Year ₹ 2091.47 crores) as 'Income recoverable from future tariff' in the Profit and Loss Account for the year ended 31st March 2012. The total revenue gap amounting to ₹ 5417.75 crores as on 31st March 2012 (₹ 2919.26 crores as on 31st March 2011) has been shown as Regulatory Assets'.

BSES RAJDHANI POWER LIMITED

| Note 20 CURRENT INVESTMENTS (Quoted, Non-Trade) | As at March 31, 2012 | As at March 31, 2011 |
|---|---|---|
| **Short Term (Earmarked against Contingency Reserve)**<br>7 4% Govt of India Securities 03 May, 2012 (Face Value ₹ 6 52Crs)<br>(Premium Paid on purchase ₹ 0 96Crs Premium amortised<br>₹ 0 11Crs Previous year ₹0.11Crs)<br>(Face Value ₹ 100/-, Units-6,52,400, Market Rate ₹ 99 82 per bond,<br>Market Value ₹ 6 51 Crs as at 31 03 2012) | ₹ 6 65 | |
| **Total** | **6.65** | |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES RAJDHANI POWER LIMITED

| Note-21 INVENTORIES | As at March 31, 2012 | | As at March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| Stores, Spares & Loose Tools at cost | Total | 113.19 | | 140.52 |

| Note-22 TRADE RECEIVABLES | As at March 31, 2012 | | As at March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| (A) Trade Receivables - Business | | | | |
| ( I ) Trade Receivables | | | | |
| a) Debts outstanding for a period exceeding six months | | | | |
| (i) Secured Considered good | 4 42 | | 6 60 | |
| (ii) Unsecured considered good | 96 22 | | 102 99 | |
| (iii) Unsecured Considered doubtful | 128 81 | | 96 74 | |
| | 229 45 | | 206 33 | |
| Less : Provision for Doubtful Debts | 128 81 | | 96 74 | |
| | 100 64 | | 109 59 | |
| b) Others | | | | |
| i) Secured Considered good | 84 09 | | 58 47 | |
| ii) Unsecured considered good | 143 55 | 328 28 | 135 37 | 303 43 |
| (B) Trade Receivables - For Sale of Power | | | | |
| Unsecured considered good | | 14.02 | | 26 13 |
| Total | | 342.30 | | 329.56 |

| Note-23 CASH AND CASH EQUIVALENTS | As at March 31, 2012 | | As at March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| Balances with Scheduled Banks | | | | |
| Current Accounts | 438.13 | | 51.23 | |
| Fixed Deposits | 44 77 | 482.90 | 0 13 | 51 36 |
| Cheques in Hand | | 34.54 | | 62 07 |
| Cash in Hand | | 2.29 | | 2 49 |
| Total | | 519.73 | | 115.92 |

| Note-24 SHORT TERM LOANS AND ADVANCES | As at March 31, 2012 | | As at March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| (Unsecured considered good) | | | | |
| Amounts Recoverable from Delhi Power Company Limited | | 0.93 | | 0 91 |
| Advances to Suppliers and Others | | 11 33 | | 14 36 |
| Advance Taxes | | 1.84 | | 15 57 |
| Income-Tax Refund Receivable | | 7.83 | | 1 97 |
| Loans and Advances to Staff | | 1.64 | | 1 97 |
| Other Advances (Subsidy) | | 26.78 | | 30 91 |
| Prepaid Expenses | | 25.59 | | 4.85 |
| Recoverable from SVRS Trust | | 50.03 | | 40.60 |
| Service Tax Recoverable | | 0.01 | | 2.36 |
| Security Deposits | | 0.55 | | 0.55 |
| Tax Deducted at Source | | 0.45 | | 5.33 |
| Total | | 126.98 | | 119.38 |

| Note-25 OTHER CURRENT ASSETS | As at March 31, 2012 | | As at March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| Interest Accrued on Govt. of India Securities | | 0.44 | | 0.44 |
| Accrued Interest on Fixed Deposits | | 0.14 | | 0 01 |
| Unbilled Revenue for Sale of Energy | | 336.68 | | 203.24 |
| Total | | 337.26 | | 203.68 |

**Unbilled Revenue for Sale of Energy**

Unbilled Revenue represents accrued income pertaining to units consumed by the consumers during the financial year and to be billed as per billing cycle on due date basis amounting to ₹ 336.68 Crores (Previous Year ₹ 203.24 Crores).

T.R. CHADHA & CO. NEW DELHI CHARTERED ACCOUNTANTS

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## BSES RAJDHANI POWER LIMITED

| Note -26 INCOME FROM OPERATIONS | Year Ended March 31 2012 | | Year Ended March 31 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| SALE OF ENERGY | | | | |
| A) Gross Income (Energy) | 4,695 45 | | 3 940 84 | |
| Less Tax on Electricity | 190 22 | | 168 85 | |
| Net Income (Energy) | | 4 505 24 | | 3 772 00 |
| B) Income from Sale of Power (Energy) | | 773 18 | | 735 03 |
| OTHER OPERATING REVENUES | | | | |
| i) Service Line Deposits & Development Charges | 34 01 | | 33 90 | |
| ii) Delayed payment charges (LPSC) | 35 40 | | 29 20 | |
| iii) Power Purchase Rebate | 24 26 | | 2 08 | |
| iv) Income on Collection charges - Electricity Tax | 5 84 | | 5 03 | |
| v) Consumer Contribution for Capital Works | 7 20 | | 5 39 | |
| vi) Others | 37 05 | 143 76 | 29 88 | 130 48 |
| Total | | 5,422.17 | | 4,637.51 |

| Note -27 OTHER INCOME | Year Ended March 31 2012 | | Year Ended March 31 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| Interest | | | | |
| Fixed Deposits | 4 10 | | 0 01 | |
| Loans | 0.01 | | 1 20 | |
| Govt Securities & Other Interest | 3.23 | 7.35 | 2 91 | 4 12 |
| Sale of Scrap | | 9.47 | | 4 41 |
| Income on Sale of Material | | 0.26 | | |
| Excess Provisions written back | | 8 03 | | 3 49 |
| Profit on sale of Fixed Assets | | 0.00 | | 0 04 |
| Other Miscellaneous Income | | 66.12 | | 12 04 |
| Total | | 91.24 | | 24.10 |

**Other Miscellaneous Income**

During the current financial year, the Company has completed the process of migration of its entire consumer database to a much advanced ERP software of SAP ISU. During the process of migration, the IT logics have been re-visited for accounting of dues like security deposit, burnt meter recovery, reconnection charges etc. with the purpose of achieving complete automation in the new billing software. As a result of such migration and reconciliation of such items of earlier years, adjustments in the accounts of the trade receivable has resulted in Miscellaneous Income of ₹ 53.31 crore.

| Note -28 COST OF POWER PURCHASE | Year Ended March 31, 2012 | Year Ended March 31, 2011 |
|---|---|---|
| Purchase of Energy | 5,698.38 | 4,823 69 |
| Transmission Charges | 870.01 | 423.28 |
| | 6,568.39 | 5,246.98 |

**Power Purchase Cost**

a. The cost of long term power purchases for the earlier years are subject to revision based on tariff orders notified by Central Electricity Regulatory Commission (CERC) for respective Power Generators. Such revision is accounted for as and when the revised bills/demands are received from the Power Generators.

b. Power Purchase Cost for the year includes Late Payment Surcharge amounting to ₹ 51 crs. pertaining to delayed payments to power generators. The same has been booked on the basis of bills received during the year The Company shall account for any further LPSC as and when pending bills are raised by the power generators.

**Barter/ Exchange of Power**

The Company takes and returns back power under the banking arrangement and accounts for the same as power purchase and sales of power in the books of accounts at ₹ 4.00 per unit, being the applicable rate provided by DERC. As at 31st March 2012, the Company has outstanding inward banking (net) of 146.21 million units (Previous Year 113.79 Mus) which will be returned during next year.

| Note -29 EMPLOYEES RELATED EXPENSES | Year Ended March 31, 2012 | Year Ended March 31, 2011 |
|---|---|---|
| Salaries & Allowances | 252.08 | 218.92 |
| Contribution to PF, Gratuity, Leave Salary, Pension & Superannuation Fund | 19.93 | 19.16 |
| Staff Welfare | 13.42 | 12.54 |
| Total | 285.43 | 250.62 |

**Disclosure under Accounting Standard 15 (revised 2005) "Employee Benefits"**

The Company has classified various employee benefits as under:

T.R. CHADHA & CO. NEW DELHI CHARTERED ACCOUNTANTS

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES RAJDHANI POWER LTD. New Delhi

a) Defined contribution plans

i) Employees Provident fund

ii) Superannuation fund

iii) Pension and Leave Salary Contribution

The provident fund (including Family Pension Contribution) for 'regular' employees is deposited with the Regional Provident Fund Commissioner. The Superannuation fund contribution for 'regular' employees is deposited with the Trustees of the BSES Rajdhani Power Ltd Employees Superannuation Scheme" which is recognised by the Income Tax Authorities.
Pension contribution and leave salary contributions applicable to erstwhile DVB employees are paid to the DVB ETBF 2002 Trust as per FRSR rules.

The Company has recognised the following amounts in the Profit and Loss Account for the year

| | Particulars | 2011-12 | 2010-11 |
|---|---|---|---|
| a | Contribution to Provident Fund | 1.31 | 1.04 |
| b | Contribution to Employee's Superannuation Fund | 0.33 | 0.30 |
| c | Pension and leave Salary Contribution to DVB ETBF-2002 Trust | 16.21 | 16.05 |
| | | 17.86 | 17.39 |

b Defined benefit plans

i.) Gratuity

ii) Leave encashment

Gratuity is payable to eligible employees as per the Company's policy and the payment of Gratuity Act. The Company makes contribution to Gratuity Fund (BSES Rajdhani Power Limited Employees Group Gratuity Scheme) and is recognized by Income Tax authorities. The fund has taken a group policy with ICICI Prudential Life Insurance Co. Ltd., SBI Life Insurance Company Ltd. and Reliance Life Insurance Company Ltd. to meets its obligation towards gratuity.

Earned leave and sick leave are payable to eligible employees who have accumulated leaves, during the employment and/or on separation as per the Company's policy

Liability with respect to the gratuity, leave encashment and sick leave is determined based on an actuarial valuation done by an independent actuary at the year end and any differential between the fund amount and the actuarial valuation is charged to Profit and loss account.
Actuarial gains and losses comprise experience adjustments and the effects of changes in actuarial assumptions and are recognized immediately in the Profit and Loss Account as income or expense.

Other disclosures required under Accounting Standard 15 (revised 2005) "Employee benefits" are given below

| | | 31st March,12 | 31st March,11 |
|---|---|---|---|
| a | Discount Rate (per annum) | 8.00% | 8.00% |
| b | Rate of increase in Compensation Levels | 5.50% | 5.50% |
| c | Expected rate of return on Plan Asset ( in case of Gratuity) | 8.00% | 8.00% |
| d | Retirement age | 58/60 Years | |
| e | Mortality Table | LIC ( 1994-96) | |
| f | Average withdrawal rate | 6% | |

i) Changes in the present value of obligation

| | | Year ended 31st March,2012 | | Year ended 31st March,2011 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Leave Encashment | Gratuity | Leave Encashment | Gratuity |
| a | Present Value of Obligation as at the beginning of the year | 4.47 | 2.34 | 4.45 | 2.05 |
| b | Interest Cost | 1.50 | 0.19 | 0.36 | 0.16 |
| c | Past Service Cost | 14.24 | - | - | - |
| d | Current Service Cost | 1.57 | 0.54 | 0.75 | 0.42 |
| e | Contribution by Plan Participants | - | - | - | - |
| f | Curtailment Cost/(Credit) | - | - | - | - |
| g | Settlement Cost/(Credit) | - | - | - | - |
| h | Benefit Paid | (0.21) | (0.11) | (0.21) | (0.23) |
| i) | Actuarial (Gains)/Loss | (0.03) | 0.39 | (0.88) | (0.06) |
| j | Present Value of Obligation as at the end of the year | 21.53 | 3.35 | 4.47 | 2.34 |

S.R. CHADHA & CO. CHARTERED ACCOUNTANTS NEW DELHI

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## BSES RAJDHANI POWER LIMITED

ii) Changes in the Fair value of Plan Assets

| | | Year ended 31st March,2012 | | Year ended 31st March,2011 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Leave Encashment | Gratuity | Leave Encashment | Gratuity |
| a | Present Value of Plan Asset as at the beginning of the year | - | 2.08 | - | 2.15 |
| b | Expected Return on Plan Assets | - | 0.17 | - | 0.17 |
| c | Actuarial Gain/(Loss) | - | 0.03 | - | (0.04) |
| d | Employers Contribution | - | 0.63 | - | 0.03 |
| e | Employees Contribution | - | - | - | - |
| f | Benefit Paid | - | (0.11) | - | (0.23) |
| g | Fair Value of Plan Assets as at the end of the year | - | 2.79 | - | 2.08 |

iii) Percentage of each Category of plan Assets to total Fair Value of Plan Assets as at the end of the year

| | | Year ended 31st March,2012 | | Year ended 31st March,2011 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Leave Encashment | Gratuity | Leave Encashment | Gratuity |
| a | Debt Instruments | - | 100% | - | 100% |

iv) Reconciliation of the Present Value of Defined Benefit Obligation and the Fair Value of Assets

| | | Year ended 31st March,2012 | | Year ended 31st March,2011 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Leave Encashment | Gratuity | Leave Encashment | Gratuity |
| a | Present Value of Funded Obligation as at the end of the year | - | 3.35 | - | 2.34 |
| b | Fair Value of Plan Assets as at the end of the year | - | 2.79 | - | 2.08 |
| c | Funded (Asset)/Liability recognised in the Balance Sheet | - | 0.56 | - | 0.26 |
| d | Present Value of Unfunded Obligation as at the end of the year | 21.53 | - | 4.47 | - |
| e | Unfunded Net Liability Recognised in the Balance Sheet | 21.53 | - | 4.47 | - |

v) Amount recognized in the Balance Sheet

| | | Year ended 31st March,2012 | | Year ended 31st March,2011 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Leave Encashment | Gratuity | Leave Encashment | Gratuity |
| a | Present Value of Funded Obligation as at the end of the year | 21.53 | 3.35 | 4.47 | 2.34 |
| b | Fair Value of Plan Assets as at the end of the year | - | 2.79 | - | 2.08 |
| c | (Asset)/ Liability recognized in the Balance Sheet | 21.53 | 0.56 | 4.47 | 0.26 |

~~vi) Expenses recognised~~ in the Profit and Loss Account

| | | Year ended 31st March,2012 | | Year ended 31st March,2011 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Leave Encashment | Gratuity | Leave Encashment | Gratuity |
| a | Current Service Cost | 1.57 | 0.54 | 0.75 | 0.42 |
| b | Past Service Cost | 14.24 | - | - | - |
| c | Interest Cost | 1.50 | 0.19 | 0.36 | 0.16 |
| d | Expected Return on Plan Assets | - | (0.17) | - | (0.17) |
| e | Curtailment Cost/(Credit) | - | - | - | - |
| f | Settlement Cost/(Credit) | - | - | - | - |
| g | Benefit Paid | - | - | - | - |
| h | Net actuarial (Gains)/Loss | (0.03) | 0.37 | (0.88) | (0.02) |
| i) | Employers Contribution | - | - | - | - |
| j | Total Expenses recognised in the Profit and Loss Account | 17.27 | 0.93 | 0.23 | 0.39 |

T.R. CHADHA & CO. NEW DELHI CHARTERED ACCOUNTANTS

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## BSES RAJDHANI POWER LIMITED

Experience Adjustment:

| | | Year ended 31st March,2012 | | Year ended 31st March,2011 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Leave Encashment | Gratuity | Leave Encashment | Gratuity |
| a | On Plan Liability | (0 03) | (0 39) | (0 88) | 0 06 |
| b | On Plan Assets | - | 0 03 | - | (0 04) |
| | Expected Employer Contribution for the next year | - | 0 60 | - | 0 47 |

Disclosure as required under para 120(n):

| SNo | Particulars | Gratuity | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 2011-12 | 2010-11 | 2009-10 | 2008-09 |
| (i) | Present Value of the Defined Benefit Obligation | 3.35 | 2.34 | 2 05 | 1 62 |
| (ii) | Fair Value of the Plan Assets | 2 79 | 2 08 | 2 15 | 1 72 |
| (iii) | Surplus/(Deficit) in the Plan | (0 56) | (0 26) | 0 10 | 0 10 |
| (iv) | Experience Adjustment on Plan liabilities (Gain)/ Loss | 0 39 | (0 06) | 0 02 | 0 30 |
| (v) | Experience Adjustment on Plan Assets (Gain)/ Loss | (0 03) | 0 04 | 0 03 | (0 06) |

| SNo | Particulars | Leave Encashment | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 2011-12 | 2010-11 | 2009-10 | 2008-09 |
| (i) | Present Value of the Defined Benefit Obligation | 21.53 | 4.47 | 4 45 | 3 32 |
| (ii) | Fair Value of the Plan Assets | - | - | - | - |
| (iii) | Surplus/(Deficit) in the Plan | 21.53 | - 4 | - 4 | 3 |
| (iv) | Experience Adjustment on Plan liabilities (Gain)/ Loss | (0.03) | (0.88) | 0 21 | 0 97 |
| (v) | Experience Adjustment on Plan Assets (Gain)/ Loss | - | - | - | - |

| Note -30 FINANCE COSTS | Year Ended March 31, 2012 | Year Ended March 31, 2011 |
|---|---|---|
| Interest Expense related to borrowings | 531.96 | 405 93 |
| Other Interest | 29.53 | 21 82 |
| Other Borrowing Costs | 21.27 | 16 47 |
| Net Foreign Exchange (Gain)/Loss | 0.01 | (0 01) |
| Total | 582.77 | 444.22 |

## BSES RAJDHANI POWER LIMITED

| Note 31 OTHER EXPENSES | Year Ended March 31, 2012 | | Year Ended March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| 1) Repair & Maintenance | - | | - | |
| Repairs and Maintenance - Machinery | 55 02 | | 47 74 | |
| Repairs and Maintenance - Buildings | 2 97 | | 2 28 | |
| Repairs and Maintenance -Others | 6 66 | | 4 06 | |
| Consumption (Stores & Spares) | 48 76 | | 42 85 | |
| Lease Rentals | 1 35 | 114 75 | 1 55 | 98 49 |
| 2) Administration Expenses | | | | |
| Vehicle Hire & Vehicle Running Expenses | 10 28 | | 9 39 | |
| Travelling,Conveyance, Boarding & lodging | 2 15 | | 1 70 | |
| Insurance | 5 55 | | 4 73 | |
| Rates and Taxes | 7 78 | | 6 76 | |
| Communication Expenses | 12 08 | | 9 31 | |
| Printing and Stationery | 4 46 | | 4 12 | |
| Meter Reading & Bill Distribution Expenses | 9 13 | | 8 60 | |
| Satellite/Call Centre Expenses | 2.29 | | 2 14 | |
| House Keeping Charges | 5.06 | | 4 48 | |
| Security Expenses | 8.95 | | 6 55 | |
| Advertisement Expenses | 0.89 | | 0 41 | |
| Legal Claims | 0.97 | | 5 38 | |
| Professional Consultancy Charges | 11.55 | | 7.75 | |
| Remuneration to Auditors | 0.56 | | 0 42 | |
| Directors' Sitting Fees | 0.09 | 81 78 | 0 06 | 71 80 |
| 3) Others | | | | |
| Provision for Retirement of Fixed Assets | | 13 18 | | 12 29 |
| Provision for Doubtful Debts | | 65.95 | | 20 24 |
| Loss On Sale / Discarding Of Assets | | 2.29 | | 2 88 |
| Bad Debts Written Off | 35 16 | - | 199 59 | - |
| Less Provision made in earlier years | 35.16 | - | 199 59 | - |
| Fixed Assets Retired | 20.12 | | - | |
| Less Provision made in earlier years | 20.12 | - | - | - |
| Inventory of Stores & Spares Written Off | | 12.04 | | - |
| Misc Expenses | | 3.35 | | 2.41 |
| **Total** | | **293.35** | | **208.12** |

| | | |
|---|---|---|
| **Remuneration to Auditors (Including S. Tax)** | - | - |
| Audit Fees | 0.26 | 0.22 |
| Tax Audit Fees | 0.04 | - |
| Certification Work | 0.13 | 0.04 |
| Out of Pocket Expenses | 0.03 | 0.01 |
| Taxation & Other Matters | 0.10 | 0.15 |
| **Total** | **0.56** | **0.42** |

**Provision for Retirement of Assets**

The company as per its policy has conducted physical verification of its major fixed assets in a phased manner. During the period, based on differences identified on reconciliation with fixed assets register, an amount of ₹ 13.18 Crores (Previous Year ₹ 17.40 Crores ) has been provided for discardment.

**Retirement of Assets**

Assets amounting to ₹ 20.12 Crs (Gross value ₹ 88.31 Crs, Accumulated depreciation ₹ 68.19 crs) have been retired out of earlier years provisions on identification of the assets dismantled and scrapped.

T.R. CHADHA & CO. NEW DELHI CHARTERED ACCOUNTANTS

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## BSES RAJDHANI POWER LIMITED

| Note -32 INCOME RECOVERABLE THROUGH FUTURE TARIFF | Year Ended March 31, 2012 | | Year Ended March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| Income Recoverable Through Future Tariff | | 2,498.49 | | 2,091.47 |

| Note -33 CURRENT TAX | Year Ended March 31, 2012 | | Year Ended March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| Income Tax Current Year | | 29 62 | | 65 35 |
| Income Tax for Earlier Years | | (26 19) | | 6 75 |
| Total | | 3.43 | | 72.10 |

| Note -34 EARNINGS PER EQUITY SHARE | Year Ended March 31, 2012 | | Year Ended March 31, 2011 | |
|---|---|---|---|---|
| Profit After Tax | | 111.92 | | 388.07 |
| II Nos. of Equity Shares | | | | |
| Opening | | 46 00 | | 46 00 |
| Closing | | 104 00 | | 46 00 |
| Weighted Average no. of Equity Shares | | 50.83 | | 46 00 |
| Earning per share Basic and Diluted (₹) | | 2.20 | | 8 44 |
| Face value of Equity Shares (₹) | | 10.00 | | 10 00 |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

35 **Capital Commitment**

Estimated amount of contracts remaining to be executed on capital account and not provided for is ₹ 409 00 crores (Previous Year ₹ 308 78 crores)

36 **Contingent Liabilities**

a) Bank Guarantee outstanding as on 31 03 2012 ₹ 2 94 crores (Previous year ₹ 3 27 crores)

b) Claims not acknowledged as debts and under litigation aggregating to ₹ 78 83 crores (Previous Year ₹ 74 85 crores) these include claim from consumers aggregating ₹ 75 75 crores (Previous Year ₹ 71 99 crores) and other claims ₹ 3 08 crores (Previous Year ₹ 2 86 crores)

c) During the FY 2010-11, the Company had received an Income Tax assessment order in respect of the TDS assessment for the Financial Years 2007-08 and 2008-09 in which a demand of ₹ 2 74 crores was raised on the Company primarily on account of interest u/s 201 (1A) of the Income Tax Act, 1961 for non-deduction of TDS on Power Transmission Charges during the Financial Years 2007-08 and 2008-09. Penalty proceedings were also been initiated against the Company u/s 271(1)(c) in this regard. It is the Company's contention that TDS provisions are not applicable on Power Transmission Charges and has appealed against the said assessment order with the Income Tax Appellate Authorities. The appeal of the Company is yet to be heard. However, during the Financial Year 2011-12, the Company had paid ₹ 1 74 crores, under protest against the above demand. The amount so paid has been shown as 'Advance Tax' paid for earlier years

During the FY 2011-12, the Company has also received the order in respect of the TDS assessment for the Financial Year 2009-10 in which a demand of ₹ 0.21 Crores has been raised on account of interest u/s 201 (1A) of the Income Tax Act, 1961 for late deduction/deposit of TDS on Power Transmission Charges during the Financial Year 2009-10 The Company has appealed against the order with the appellate authorities on the ground that TDS provisions are not applicable on Power Transmission Charges and that it had taken the decision in November, 2009 to deduct and deposit TDS on Power transmission charges from the FY 2009-10 onwards under protest.

d) The Company had in December-2003, announced a Special Voluntary Retirement Scheme (SVRS). The Company had taken the stand that terminal benefit to SVRS retirees was the responsibility of DVB Employees Terminal Benefits Fund - 2002 Trust (DVB ETBF – 2002 or the Trust) and the amount was not payable by the company. The DVB ETBF – 2002 Trust had contended that terminal benefits to the SVRS retirees did not fall in its purview as the employees had not attained superannuation.

For resolution of the issue through the process of law, the Company had filed a writ before the Hon'ble Delhi High Court The Hon'ble Court has pronounced its judgement on this issue on 2nd July 2007 whereby it has provided two options to the Discoms for paying terminal benefits and residual pension to the Trust:

i)Terminal benefits to the SVRS optees to be paid by Discoms which shall be reimbursed to Discoms by the Trust without interest on normal retirement / death (whichever is earlier) of such SVRS optees. In addition, the Discoms shall pay the Retiral Pension to SVRS optees till their respective dates of normal retirement, after which the Trust shall commence payment to such optees, OR;

ii) The Trust to pay the terminal benefits of the SVRS optees on reimbursement by Discoms of 'Additional Contribution' required on account of premature payout by the Trust which shall be computed by an Arbitral Tribunal of Actuaries The liability to pay residual pension i.e. monthly pension shall be borne by the company.

Even though the company has opted for option (ii) above, the company has paid leave encashment, gratuity, and commuted pension amounting to ₹ 84.82 crores (including interest of ₹ 20.09 crores) vide Court direction dated 25.01.08 and shown it as advance recoverable from the Trust. Net amount recoverable amount from the DVB ETBF – 2002 Trust (after the adjustment of ₹ 18.23 crore from leave salary and pension contribution payable to the Trust, against amount recoverable in respect of the SVRS Optees who have expired or attained the age of superannuation till 31st Match 2011) has been shown as an advances to the Trust.

Apart from the above, the company has also been paying the retiral pension to the SVRS optees till their respective date of normal retirement or death (whichever is earlier). DERC has approved the aforesaid retiral pension amount in its Annual Revenue Requirement (ARR) and the same has been charged to profit and loss account.

e) During the FY 2011-12, the Company has received a claim from M/s Reliance Infra Ltd. for ₹ 161.36 crores against sales tax dues (including interest upto 31.03.2012) on purchases made by it from M/s Reliance Infra Ltd. during the FY 2003-04 against sales tax exemption certificates issued under Rule 11 (XII ) of the Delhi Sales Tax Rules The Sales Tax authorities have disputed the exemption certificates issued by our Company and raised a demand for the Sales Tax along with interest on M/s Reliance Infra Ltd, who has appealed against the related assessment order and the matter is subjudice before the Hon 'ble High Court of Delhi . The Company is of the view that it is entitled to the Sales Tax exemption under Rule 11 (XII) of the Delhi Sales Tax Rules, 1975 as it had stepped into the shoes of erstwhile DVB , which was entitled to issue the said exemption certificates .

T.R. CHADHA & CO. NEW DELHI CHARTERED ACCOUNTANTS

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

RAJDHANI TOWER New Delhi

37 **Segment Reporting**

The Company is engaged in the business of distribution and supply of electricity in the specified area in Delhi and operates under one business and geographical segment only therefore segmental disclosure as required by Accounting Standard-17 Segment Reporting are not applicable

38 **Related Party Disclosures :**

As per Accounting Standard – 18 Related Party Disclosure, the Company's related parties and transactions are disclosed below

Related parties with whom transactions have taken place during the year

| | | |
|---|---|---|
| (i) | Investing Company | Reliance Infrastructure Ltd (RIL) |
| (ii) | Subsidiaries of Investing Company | Reliance Energy Trading Ltd (RETL)<br>Delhi Airport Metro Express Pvt Ltd |
| (iii) | Joint Ventures of Investing Company | BSES Yamuna Power Ltd (BYPL)<br>Utility Powertech Ltd (UPL) |
| (iv) | Key Management Personnel | Shri Gopal Saxena |

Details of transactions during the year and closing balance as on 31 March 2012:

| S. No. | Particulars | RInfraL | RETL | DAMEL | BYPL | UPL | Key Mgmt Personnel | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Investing Co. | Subsidiary of Investing Co | | Joint Ventures of Investing Co | | | |
| 1 | Remuneration-Shri Gopal | | | | | | 0.55 | 0.55 |
| | | | | | | | (0.58) | (0.58) |
| 2 | Sales | | 102.83 | | 0.35 | | | 103.18 |
| | | | (116.07) | | (2.41) | | | (118.48) |
| 3 | Services Given | | | | | | | |
| | | | | (0.03) | | | | (0.03) |
| 4 | Interest Received | | | | 0.01 | | | 0.01 |
| | | | | | (1.20) | | | (1.20) |
| 5 | Power Purchase/Trading Margin | | 106.94 | | 15.54 | | | 122.48 |
| | | | (268.96) | | (13.73) | | | (282.69) |
| 6 | Purchase of other item on Capital A/c | | | | 0.28 | | | 0.28 |
| | | | | | (1.63) | | | (1.63) |
| 7 | Administrative & other Expenses | Nil | | | | | | Nil |
| 8 | Interest Paid | | | | 0.05 | | | 0.05 |
| | | | | | (0.00) | | (0.00) | (0.00) |
| 9 | Services Received | 0.97 | | | | | | 0.97 |
| | | (0.23) | | | | | | (0.23) |
| 10 | Loan /ICD Given(Including Interest) | | | | 5.42 | | | 5.42 |
| | | | | | (144.32) | | | (144.32) |
| 11 | Loan /ICD Recd(Including Interest) | | | | 5.42 | | | 5.42 |
| | | | | | (144.32) | | | (144.32) |
| 12 | Share Capital Issued | 284.2 | | | | | | 284.20 |
| | | | | | | | | |
| 13 | Closing Balance | | 4.28 | | | 0.16 | | 4.44 |
| | | | (10.60) | (0.03) | (0.55) | (0.16) | | (11.28) |

Note1 : The above disclosure does not include transactions with / as public utility service providers, viz. electricity, telecommunication, in the normal course of business.

Note 2: A letter of comfort has been provided by M/s Reliance Infra Ltd. To IDBI Bank Ltd. In terms of the conditions stipulated in the sanction of the IDBI financial package.

39 **Amounts Recoverable from Companies Under the same Management**

The amount recoverable from BSES Yamuna Power Limited (Company under the same Management as per section 370 (1B) of the Companies Act) is ₹ Nil (Previous Year ₹ Nil). The maximum amount outstanding during the year was ₹ 0.44 Crores (previous year ₹ 32.50 crores).

T.R. CHADHA & CO. NEW DELHI CHARTERED ACCOUNTANTS

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

40 Quantitative Information

(In Kwh million Units)

| | Particulars | 2011-12 | 2010- 11 |
|---|---|---|---|
| a | Purchase of energy (Including UI Trading Units and barter exchange of power)) | 13851# | 13519 # |
| b | Sale of energy | | |
| | Retail Sale | | |
| | -Billed Units | 8771 ## | 8503 ## |
| | -Unbilled Units (Net)* | 595 | 499 |
| | Bulk sale including barter exchange of power | 2393# | 2290 # |

# Provisional data subject to finalisation by SLDC

## Billed units exclude theft units

(In Kwh million Units)

| S No | Particulars | 2011-12 | 2010- 11 |
|---|---|---|---|
| a | Closing Unbilled Units | 595 | 499 |
| b | Opening Unbilled Units | 499 | 563 |
| | **Unbilled Units (Net)** | 96 | (64) |

41 **C. I. F. Value of Imports:**

| | Particulars | 2011-12 | 2010- 11 |
|---|---|---|---|
| a | Stores & Spares | 0.00 | 0.17 |
| b | Capital Goods | 0.00 | 0.00 |

42 **Value of Stores & Spares consumed:**

| | Particulars | 2011-12 | | 2010-11 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Value ₹ in crores | % to Total Consumpti | Value ₹ in crores | % to Total Consumpti |
| a | Imported | 0.00 | 0 | 0.00 | 0 |
| b | Indigenous | 50.17 | 100.00 | 43.98 | 100.00 |
| | | **50.17** | **100.00** | **43.98** | **100.00** |

43 **Category-wise details of amounts collected (billed and unbilled during the year) and revenue billed during the FY 2011-12 are given in the tables below:**

a. Revenue Collected

| S. No | Description | Total Amount (₹) in Crs | Total Amount (₹) in Crs |
|---|---|---|---|
| 1 | Domestic | | |
| 1.a | JJ | 0.01 | 1.06 |
| 1.b | Domestic Lighting/Fan & Power | 1,832.53 | 1,632.49 |
| 1.c | CGHS | 51.47 | 47.36 |
| 1.d | Plot | 0.17 | 0.12 |
| 1.e | SUBSIDAIRY | 0.36 | - |
| | | | |
| 2 | Non - Domestic | | |
| 2.a | NDLT-I | 1,252.39 | 1,018.78 |
| 2.b | NDLT - II | (28.38) | 2.30 |
| 2.c | MLHT | 315.90 | 710.51 |
| 2.d | NDHT | 458.56 | - |
| | | | |
| 3 | Industrial | | |
| 3.a | SIP | 267.27 | 237.04 |
| 3.b | LIP | 82.48 | 89.09 |
| | | | |
| 4 | Agriculture | 3.88 | 3.44 |
| 5 | Mushroom Cultivation | 0.05 | 0.10 |
| 6 | Public Lighting | 104.37 | 63.73 |
| 7 | Delhi Jal Board | 0.08 | 0.06 |

T.R. CHADHA & CO. NEW DELHI CHARTERED ACCOUNTANTS

DELHI RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| 8 | DIAL | 131 82 | 122 12 |
| 9 | Railway | 11 86 | 12 14 |
| 10 | DMRC | 105 38 | 46 36 |
| 11 | Temporary | (0 01) | - |
| 12 | Staff | 4 55 | 4 05 |
| 13 | Worship / Hospitals (11 KV) | 13 53 | 12 30 |
| 14 | Theft | 26 80 | 33 60 |
| | **Grand Total** | **4,635.08** | **4,036.65** |

**The collection figures mentioned above include the following:**

1 Late payment Surcharge & Electricity Duty

2 The amount of collections made through cheques which were under clearing as on 31-03-2011 and were not credited to the bank account of the company till 31-03-2012.

3 The amount of ₹ 33 60 Crs and ₹ 26 80 Crs for FY 2010-11 and FY 2011-12 respectively that were collected by the company against the bills raised by its "Enforcement Department"

4. Interest on consumer security deposits that were credited to consumers during the financial year amounting to ₹ 33 01 cr and ₹ 26.56 cr for FY 2010-11 and FY 2011-12 respectively

5 Government subsidy and rebate amounting to ₹ 76 65 cr and ₹ 91.94 crs for the financial year FY 2010-11 and FY 2011-12 respectively.

6. ₹ 9.31 Crs on account of adjustment of security deposit and other credit balances outstanding in other accounts of the consumers.

7 ₹. 0.40 crores on account of legal claims for FY 2011-12.

**The collection figures mentioned above exclude the following:**

1. Collection made on account of bulk sale of power i.e. trading of energy

2. Collection from consumers on account of non-energy collection.

**b. Revenue billed**

| S. No. | Category | Units Billed | Amount Billed | Units Billed | Amount Billed |
|---|---|---|---|---|---|
| | | **MU** | **₹. Cr.** | **MU** | **₹. Cr.** |
| 1 | **Domestic** | **4,725** | **1,883** | **4,545** | **1,644** |
| 1.1 | JJ Clusters | - | - | 0 | 0 |
| 1.2 | Domestic Lighting/ Fan and Power | 4,581 | 1,833 | 4,388 | 1,594 |
| 1.3 | Domestic Lighting/Fan and Power on 11kV | 145 | 51 | 157 | 50 |
| 1.4 | Domestic Lighting/ Fan and Power | (1) | (0) | 0 | (0) |
| 2 | **Non-Domestic** | **2,642** | **1,897** | **2,696** | **1,645** |
| 2.1 | NDLT | 1,532 | 1,140 | 1,500 | 930 |
| 2.2 | MLHT | 621 | 396 | 1,096 | 714 |
| 2.3 | NDHT( w.e.f. 01/09/2011) | 489 | 361 | | |
| **3** | **Industrial** | **540** | **345** | **603** | **321** |
| 3.1 | SIP | 401 | 262 | 440 | 232 |
| 3.2 | LIP | 139 | 82 | 163 | 89 |
| | | | | | |
| 4 | Agriculture | **17** | **4** | 18 | 3 |
| 5 | Mushroom | **0** | **0** | 0 | 0 |
| 6 | Public Lighting | **137** | **72** | 152 | 71 |
| 7 | Railway Traction (Other than DMRC) | **22** | **12** | 25 | 12 |
| 8 | Delhi Metro Rail Corporation (DMRC) | **271** | **100** | 140 | 47 |
| 9 | Temporary Supply | **0** | **0** | 0 | 0 |
| 10 | Own consumption | **33** | - | 43 | - |
| | | | | | |
| 11 | Others | **383** | **223** | **381** | **204** |
| 11.1 | Delhi Jal Board | 103 | 73 | 91 | 61 |
| 11.2 | Delhi International Airport Limited | 231 | 132 | 242 | 127 |
| 11.3 | 11 KV-Worship/Hospitals | 25 | 13 | 24 | 12 |
| 11.4 | Staff | 24 | 5 | 24 | 4 |
| | **Total** | **8,771** | **4,536** | **8,503** | **3,947** |

**The figures mentioned above exclude the following:**

1. Revenue Billed and Units billed for enforcement cases.

T.R. CHADHA & CO. CHARTERED ACCOUNTANTS NEW DELHI

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

44 Previous year figures

These Financial Statements have been prepared as per the revised Schedule VI of the Companies Act 1956 and accordingly the previous year figures have also been rearranged / regrouped wherever required

Notes 1 to 44 form an integral part of the Financial Statements

For and on behalf of the Board

| | | | |
|---|---|---|---|
| Lalit Jalan | P.K.Tripathi, IAS | D.M.Spolia, IAS |
| Chairman | Director | Director |
| (DIN 00270338) | (DIN 02167497) | (DIN 01804004) |
| Anthony Jesudasan | M.M.Kutty, IAS | Alok K Roy |
| Director | Director | Director |
| (DIN 00325390) | (DIN 01943083) | (DIN 01952393) |
| Gopal Saxena | Amal Sinha | Harish Dewan |
| CEO | CFO | Company Secretary |

As per our report of even date attached
For and on Behalf of
T R Chadha & Co
(Firm Registration No 006711N)
Chartered Accountants

(Neena Goel)
Partner
M No 057986

Date 23rd May, 2012
Place New Delhi

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-2

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

BSES

BSES Rajdhani Power Limited

BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax:
www.bsesdelhi.com

Ref: RCM/2009-10/620

November 20, 2009

To

The Secretary,
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
Vinlyamak Bhawan, C-Block, Shivalik,
Malviya Nagar,
New Delhi-110017.

**Sub: Petition under Section 86 of the Electricity Act 2003, regarding Enforcement of and Compliance with the Order dated 06.10.2009 by the Hon'ble ATE in Appeal No. 36 of 2008 (BSES Rajdhani Power Limited v. Delhi Electricity Regulatory Commission)**

**Ref. Judgment dated 6th October, 2009 of the Hon'ble Appellate Tribunal for Electricity (ATE) in Appeal Nos. 36 of 2008 (ATE Judgment)**

Sir,

We are enclosing herewith our Petition under Section 86 of the Electricity Act 2003, regarding Enforcement of and Compliance with the Order dated 06.10.2009 by the Hon'ble ATE in Appeal No. 36 of 2008 (BSES Rajdhani Power Limited v. Delhi Electricity Regulatory Commission).

We are enclosing herewith a pay order number 000502 dated 20.11.2009 payable at par at IDBI Bank, Nehru Place New Delhi in favour of "The Secretary, Delhi Electricity Regulatory Commission" towards prescribed fees for submission of the Petition.

We therefore submit that the enclosed Petition may kindly be admitted by the Hon'ble Commission for its consideration.

Thanking you,

Yours sincerely,

(Y. M. Saxena)
Vice President.

Encl: as above

OFFICE RECEIVED Date 20/11/09

**BEFORE THE DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**

**C BLOCK, SHIVALIK, MALVIYA NAGAR, NEW DELHI**

**PETITION NO:**

**IN THE MATTER OF:** **MYT Petition FY 2007-08 being Petition No. 51 of 2007 on behalf of BSES Rajdhani Power Ltd.**

**AND**

**IN THE MATTER OF:** **Enforcement of and Compliance with the Order dated 06.10.2009 by the Hon'ble ATE in Appeal No. 36 of 2008 (BSES Rajdhani Power Limited v. Delhi Electricity Regulatory Commission).AND**

**AND**

**IN THE MATTER OF:**

**BSES Rajdhani Power Limited ("BRPL")**
BSES Bhawan, Nehru Place
New Delhi-110 019. ... **PETITIONER**

**INDEX**


| *S.No* | *Document* | *Page Nos.* |
|---|---|---|
| 1 | Text of the Main Petition | 1 – 17 |
| 2 | AFFIDAVIT | 18 – 19 |
| 3 | Annexure to the Main Petition | 20 - 303 |


**PETITIONER**

NEW DELHI:

DATE: November 20, 2009.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BEFORE THE DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**

**C BLOCK, SHIVALIK, MALVIYA NAGAR, NEW DELHI**

**PETITION NO:**

| | |
|---|---|
| **IN THE MATTER OF:** | **MYT Petition FY 2007-08 being Petition No. 51 of 2007 on behalf of BSES Rajdhani Power Ltd.** |
| **AND** | |
| **IN THE MATTER OF:** | **Enforcement of and Compliance with the Order dated 06.10.2009 by the Hon'ble ATE in Appeal No. 36 of 2008 (BSES Rajdhani Power Limited v. Delhi Electricity Regulatory Commission).AND** |

**AND**

**IN THE MATTER OF:**

**BSES Rajdhani Power Limited ("BRPL")**
BSES Bhawan, Nehru Place
New Delhi-110 019. ... **PETITIONER**

The Petition / Application is filed under Section 86 of the Electricity Act 2003, Section 11 and section 28 of Delhi Electricity Reforms Act 2000 to the extent applicable and Conduct of Business Regulation 2001 issued by the Hon'ble Delhi Electricity Regulatory Commission (hereinafter referred to as Hon'ble Commission).

The Petitioner herein approaches the Hon'ble Commission in terms of the Order dated 06.10.2009 (hereinafter, "**ATE Order**") by the Hon'ble Appellate Tribunal for Electricity (hereinafter, "**ATE**"), New Delhi, wherein the Hon'ble ATE had directed this Hon'ble Commission to true up the entitlement of the Petitioner in terms of the directions set out in para 118 of the ATE Order within 30 days, if the same have not already been trued up. The directions and relevant observations in the ATE Orders have been set out in greater detail hereunder against the appropriate head. The Petitioner herein submits that the requisite information for truing up inter alia of the heads such as A&G, employees expenses (in particular SVRS related) and R&M Expenses is already available with this Hon'ble Commission, as the audited accounts was submitted by the Petitioner with the Hon'ble Commission through its various submissions dated 29th Aug '05, 21st Nov '06 15th May '07, 30th Sep '08, & 11th May '09. However, the Petitioner is re-submitting the requisite information in a consolidated form with this Petition for the sake of convenience of this Hon'ble Commission as ***Annexure "1"***. The Petitioner states and submits that the present

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

filing does not preclude it from further amending, modifying or adding to its submissions and carves leave of the Hon'ble Commission to do the same. Further, filing of the present Petition is without prejudice to the rights available to the Petitioner under the Electricity Act, 2003 (hereinafter **"Act"**) in respect of the ATE Order, as well as the contentions raised by the Petitioner in its appeal against the Hon'ble Commission's Order dated 29.05.2009.

**Re: Sales Projection**

1. The Petitioner states that this Hon'ble Commission in its Order dated 22/2/2008 whilst approving the Sales Projections, calculated the weighted average share of sales for each DISCOM in FY 06 and FY 07 in a particular category and allocated the consolidated sales forecasted for that category to the respective DISCOM in proportion to its weighted average. The Petitioner states that firstly, the ATE (at para 26 of the ATE Order) has disapproved the above methodology adopted by this Hon'ble Commission whilst projecting the sales. Secondly the ATE has directed this Hon'ble Commission to determine the Sales Projections based on the data of a particular utility keeping in mind the distribution network area of the licensee not only for FY 07-08 but also for the subsequent years of the Main Year Tariff (MYT) period. The relevant extract of the ATE Order is produced below for the sake of convenience of this Hon'ble Commission:

> *"26. The projection of sale in the area of the licensee depends on the peculiar situation which obtains in the area of the licensee. We are unable to approve the methodology adopted by the Commission which projects the sale of all the DISCOMs together and divides the projection amongst the areas of the different licensees depending upon the proportion of their business. The actual figures for 2007-08 have been submitted to the Tribunal... We do feel that the Commission should determine the sale projection based on the data of a particular area of each distribution agency rather than taking into account the data of the entire city. While doing so the Commission should pay due regard to the projections made by the licensee who is responsible for supplying electricity to the consumers in its area and also has to face the consequences of failure in discharging his responsibility.*
>
> *27) For the year in question, the Commission has to make up the difference in projection and actual in the truing up exercise."*

2. In view of the above directive of the Hon'ble ATE, the Petitioner states that this Hon'ble Commission has already trued up the Sales figures of the Petitioner as per the actual figures for the year 2007-08. The said figures were filed by the Petitioner vide its letter dated 30.04.2008, wherein the actual and certified sales for the FY 2007-08 were brought on record before with this Hon'ble Commission. The Petitioner, without prejudice to its contentions in the appeal against the tariff order of the Hon'ble Commission dated 29.5.2009, states that as this Hon'ble Commission has already allowed the sales for FY 2007-08, the Hon'ble Commission may be pleased to allow the actual and certified sales of the Petitioner for FY 2008-09 filed with the DERC vide letter dated 05.05.2009, as well. The Petitioner for the sake of ready reference is refilling a copy of the actual and certified sales for the FY 2008-09 with the present Petition. A copy of the letter dated 05.05.2009 written by the Petitioner to this Hon'ble Commission, submitting the actual sales for the FY 2008-09 is annexed herewith and marked as ***Annexure "2"***.

In addition to the above, the Petitioner states that based on the actual sales, the Hon'ble Commission be pleased to revise the sales projections for the subsequent years of the MYT, as required in terms of the ATE Order. The Petitioner accordingly, prays that this Hon'ble Commission may be pleased to revise the sales projections for the Financial Years FY 2009-10 & FY 2010-11. The revised projections for the said period may be taken from the Petitioner's latest ARR submissions.

3. The Petitioner further submits that this Hon'ble Commission may be pleased to undertake the aforesaid truing up exercise within 30 days of the ATE Order as has been mandated by the ATE Order itself. The relevant extract of the ATE Order is produced below for the sake of convenience of this Hon'ble Commission:

> *"119) The truing up, if not already done, should be done within 30 days of this judgment."*

4. In view of the above, the Petitioner most respectfully submits that this Hon'ble Commission may undertake the truing up exercise and approve the Sales figures for the Petitioner as per the actual figures for FY 2008-09. The Petitioner further submits that the actual sales figures for FY 2008-09, as approved by this Hon'ble Commission is 6824 MUs, whereas the actual and certified sales for the FY 2008-09 for the Petitioner is 7014 MUs which may be allowed. The Petitioner further states and submits that the sales approved for FY 2009-10 and 2010-11 be similarly revised to the levels claimed by the Petitioner in its latest ARR submissions as the submissions are based on the factual realities that subsist in the distribution area of the Petitioner.

Therefore, the Petitioner submits that this Hon'ble Commission may be pleased to true up the Sales figures as prayed for above.

**Re: Power Purchase**

1. The Petitioner submits that since the approval of Power Purchase depends primarily on the Sales figures as approved by this Hon'ble Commission, the truing up of the Sales projections would have a direct bearing on the quantum of Power Purchase. The ATE has also recognized the relationship between the two and observed as follows:

> *"The projected sales lead to calculation of expected purchase of power. Expected purchase of power will depend upon the expected sales as well as expected loss during distribution which may include the technical loss as well as commercial loss. The estimation affects the appellant in as much as the estimated cost of power purchase will depend upon the estimated sales."* (Para 20 of ATE Order)

2. In view of the above, the Petitioner states that since the ATE Order has directed this Hon'ble Commission to true up the figures for Sales Projections, the figures for Power Purchase would also have to be accordingly trued up. As indicated in the previous section, this Hon'ble Commission may be pleased, post revising the approved sales figures, to give consequential effect to the same by allowing the corresponding power purchase estimates for the said years in the MYT period. In fact, the Hon'ble Tribunal at paragraph 118 of the ATE Order, under the head Sales Projections and Power Purchase, has clearly recognized this aspect and directed this Hon'ble Commission to true up the figures of Power Purchase for the year 2007-08 and correct the methodology for further years as per the directions extended in the previous section. The relevant extract of the ATE Order is produced below for the sake of convenience of this Hon'ble Commission:

> *"Sales projections and power purchase:*
>
> *The Commission shall true up the figures of power purchased for the year 2007-08 and would correct the methodology of projection for the future years as per our direction in paragraph 26 & 27 above."*

3. In view of the above directive, the Petitioner submits that this Hon'ble Commission may be pleased to true up the figures of Power Purchase as per the actual figures for FY 2008-09. The Petitioner further submits that the Petitioner, vide its letter dated 27.04.2009 filed a copy of the actual Power Purchase for the FY 2008-09 with this Hon'ble Commission. Therefore, the same are already on record with this Hon'ble

Commission. However, for the sake of ready reference, the Petitioner is annexing a copy of the actual Power Purchase for the FY 2008-09 with the present Petition (**Annexure "3"** supra).

4. The Petitioner further submits that the Power Purchase figure for FY 2008-09, as approved by this Hon'ble Commission is 8849 MUs, whereas the actual Power Purchase for the FY 2008-09 for the Petitioner is 8965 MUs at E2 level. Therefore, the Petitioner submits that this Hon'ble Commission may be pleased to true up the Power Purchase figures for FY 2008-09 and allow the additional 116 MUs.

In addition to the above, the Petitioner prays that this Hon'ble Commission may also be pleased to revise the approved power purchase for FYs 2009-10 & 2010-11 based on the claims of the Petitioner in its latest available ARR submissions, as per the ATE Order. Accordingly, the approved power purchase for the said years may be based on the Petitioner's projections for the same as submitted in its latest ARR Petition. The revised Power Purchase costs, as submitted by the Petitioner in its latest ARR Petition may be allowed through tariff immediately, as it would reduce the burden on consumers subsequently. In this regard Hon'ble ATE in its Order has viewed that:

> *"Truing up is an exercise that is necessarily to be done as no projection can be so accurate as to equal the real situation. Simply because the truing up exercise will be made on some day in future the Commission cannot take a casual approach in making its projections. We do appreciate that the Commission intends to keep the burden on the consumer as low as possible. At the same time one has to remember that the burden of the consumer is not ultimately reduced by under estimating the cost today and truing it up in future as such method also burdens the consumer with carrying cost."*

Therefore, the Petitioner most respectfully submits that the approach suggested above is a more tariff neutral approach than awaiting for the next tariff order to do so. Further, the time bound compliance with the ATE Order mandates an approach similar to that prayed for in this petition. Finally, such an approach also prevents the burden of today's consumers being borne by tomorrow's consumers.

**Re: Distribution Loss Targets and AT&C Loss Targets.**

1. It is respectfully submitted that this Hon'ble Commission in its Order dated 23.02.2008 had directed the Petitioner to reduce its AT&C losses to 17% by the end of the MYT period. It is submitted that such loss reduction targets as directed by the Hon'ble Commission requires the Petitioner to reduce its AT&C loss targets from

29.2% in FY 07 to 17% in FY 11 i.e. a reduction of 12.92% during the MYT control period. Further, this Hon'ble Commission had specified a reduction of 25% of the total AT&C loss reduction target in each year of the Control Period i.e. 3.23% reduction each year.

2. It is submitted that the total AT&C loss reduction target fixed for the Petitioner at the end of the MYT Period i.e. 17%, is the same as the target fixed for the other DISCOM in Delhi i.e. NDPL. However, the said target fixation does not take into account the fact that the AT&C loss levels at the beginning of the control period for the Petitioner was 29.92%, whereas AT&C loss levels for NDPL at the beginning of the control period was 23.73%. Despite a significant difference in the AT&C loss levels at the beginning of the control period, the targets set for both the DISCOMs are the same i.e. 17%. It is most respectfully submitted that the same requires a reconsideration by this Hon'ble Commission and this Hon'ble Commission may exercise its discretion and relax the targets fixed in the MYT order dated 23.02.2008, as set out in Regulation 13.4 of the MYT Regulations. It is submitted that whilst setting the target for the MYT period, this Hon'ble Commission may fix the same only on the basis of loss levels at the time of beginning of the MYT period, irrespective of the loss levels of DISCOMs at the time of the privatization. The Hon'ble ATE has also in the ATE Order made similar observations, which are extracted hereinbelow for the sake of convenience of this Hon'ble Commission:

> *"32) There is however, no bar on the Commission reconsidering the target that has been set and amend the relevant Regulation, if necessary. The target for MYT period needs to be set on the basis of losses at the beginning of the MYT period and not on the basis of loss level on the date of privatization when the policy target period began. The consequence of failure or success in reaching the loss reduction target have already been borne by the licensee. Hence, reference to the initial level of loss at the time of privatization is not necessary. The Commission may itself consider the plea of any amendment in the target set in this regard in case the appellant makes out-a case. Therefore, we direct the Appellant may make an appropriate representations to the Commission in this regard within one month hereof and that if a representation is so made the Commission shall dispose it of in two months."*

3. From the extract of the ATE Order, it is evident that reference to the initial level of loss at the time of privatization is not necessary and that the loss targets for the



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Petitioner needs to be set on the basis of opening loss level at the beginning of the MYT period. Further, AT&C targets may be fixed in accordance with the circumstances prevailing in the distribution area of the Petitioner and may be done in a manner which incentivizes performance. Such an approach is also consistent with the National Tariff Policy, which mandates appropriate returns to a utility for having performed its obligations (Ref: Para 8.2.1.(2) of the NTP).

4. In view of the above, it is most respectfully submitted that this Hon'ble Commission may exercise its power under Regulation 13.4 of the MYT Regulations to relax the Regulations and fix the AT&C loss targets for the Petitioner keeping in mind the loss levels for the Petitioner at the beginning of the MYT period, sectoral realities, and factors like network condition, geographical spread, consumer mix, unauthorized area/usages and approved Capex for the Petitioner.

5. It is most respectfully submitted that the targets fixed by the Hon'ble Commission in its Order dated 22.2.2008 does not in any manner give any incentive to the Petitioner to attain the said targets. This is on account of the fact that the targets fixed by the Hon'ble Commission are abnormally high and does not leave any scope of reward for the Petitioner, even if it manages to attain the said targets. The Petitioner most respectfully submits that the loss targets fixed for the Petitioner may be fixed in a manner so as to give appropriate incentives to the Petitioner for meeting the said targets fixed in the MYT Regulations.

6. Without prejudice to the submissions above, in the event the Hon'ble Commission feels that the AT&C loss targets fixed in the MYT Regulations cannot be relaxed, the Petitioner most respectfully submits that the Hon'ble Commission may instead of fixing the average loss reduction of 3.23% for each year for the Petitioner as was done by this Hon'ble Commission in its Order dated 23.02.2008, be pleased to accept the loss reduction trajectory as proposed by the Petitioner in the following table:

| Proposed Reduction of Loss Levels | FY 08 | FY 09 | FY 10 | FY 11 |
|---|---|---|---|---|
| **As per MYT Order dated 22.02.2008** | | | | |
| AT&C loss Reduction Target | 26.69% | 23.46% | 20.23% | 17.00% |
| Distribution Loss | 25.95% | 22.88% | 19.83% | 16.58% |
| Collection Efficiency | 99.00% | 99.25% | 99.50% | 99.50% |
| **New Proposal** | | | | |
| AT&C loss Reduction Target | 29.67% | 26.66% | 21.74% | 17.00% |
| Distribution Loss | 30.87% | 26.11% | 21.34% | 16.58% |
| Collection Efficiency | 101.73% | 99.25% | 99.50% | 99.50% |

In the above table the Petitioner proposes uniform reduction of Distribution losses instead of uniform reduction of AT&C loss as considered by the Hon'ble Commission in its Order dated 23.02.2008 Further the Petitioner has proposed a collection efficiency of 101.73% in FY 08 for the following reasons:

a. The Petitioner has collected Rs. 64.53 cr. towards DVB arrears in FY 08, which forms 2.23% of the collection efficiency for FY 08 (i.e. Rs. 64.53 cr as a percentile of total billing amount of Rs. 2889.99 cr.).

b. The actual collection efficiency for the FY 2008-09 upto Jan'08 was 99.5%..

c. Therefore the Petitioner has assumed a collection efficiency target of 101.73% for FY 08 i.e. sum of 99.5% and 2.23% .

d. For FY 09, FY 10 and FY 11, the Petitioner has retained the collection efiiciency levels as proposed by the Hon'ble Commission in its Order dated 23.02.2008.

The AT&C loss targets are the resultant figure after considering the Distribution loss and Collection efficiency targets assumed as per the above methodology.

7. It is respectfully submitted that by following the proposed trajectory the Petitioner would be able to meet the final target set by this Hon'ble Commission i.e. 17% AT&C Losses at the end of the MYT period and at the same time would be equally incentivized to reach the said targets. In view of the above, it is respectfully submitted that the Hon'ble Commission may either relax the target as specified in the MYT regulations for the Petitioner or in the alternative, may revise the loss reduction trajectory set for the Petitioner.

8. In view of the above, it is respectfully submitted that this Hon'ble Commission be pleased to revise the distribution losses as fixed in the MYT Order dated 23.02.2008 to 30.87%, 26.11%, 21.34% and 16.58% for FY08, FY09, FY 10 and FY 11 respectively as specified in para 6 above.

**Re: Reactive Energy Charges incurred by the Petitioner**

1. It is submitted that Hon'ble ATE in ATE Order has in express terms allowed the Petitioner herein, to recover the Reactive Energy charges incurred by it. The relevant extract of the ATE Order is produced hereinbelow for the reference of this Hon'ble Commission:

> *"The appellant has claimed reactive energy charge to the tune of Rs. 66 Crores (sic). It is contended by the appellant that the obligation to pay reactive energy charge is a constituent of the obligation of power procurement charge to be borne by the appellant. This Tribunal vide the judgment in appeal No. 266 & 267 of 2006 allowed inclusion of the payment towards reactive energy charges in the power purchase cost. The Commission itself recognized the admissibility of the reactive energy charge of DTL. The Commission does not seriously dispute the admissibility of such amount as reactive energy charge. It has allowed reactive energy charge of Rs. 85 Crores for FY 2006. The Commission merely says that for the FY 2007 such amount was not given to the appellant as no such amount was claimed by it. It is said by the Commission that neither table 64 nor form A1 of the MYT petition indicated any reactive energy charges. In fact, there was no column in the prescribed form Ao indicated the reactive energy charges. This cannot disentitle the appellant from claiming the same. The Commission will have to allow the appellant to recover the reactive energy charges amounting to Rs. 66 Crores (sic) through tariff"*

   The above extract of the ATE Order makes it evident that the reactive energy charges incurred by the Petitioner herein may be allowed.

2. In view of the ATE Order and the past practice followed by this Hon'ble Commission of allowing the reactive energy charges, it is most respectfully prayed that this Hon'ble Commission may be pleased to allow the reactive energy charges incurred by the Petitioner to the tune of Rs. 0.66 crores. It is submitted that such expenditure is a prudent expenditure incurred by the Petitioner and forms a constituent of the obligation of the power procurement charges to borne by the Petitioner.

**Re: Rebate arising out of payment made to DTL**

1. It is most respectfully submitted that the Petitioner vide its Petition dated 29.04.2005 before this Hon'ble Commission had requested this Hon'ble Commission to adjudicate upon the dispute between DTL and the Petitioner herein. In the said Petition, the Petitioner had prayed for suitable directions from this Hon'ble Commission, to be given to DTL, to refund the amount of Rs. 6.39 Crores that the Petitioner had paid to DTL. The said amount was paid by the Petitioner to the DTL, when DTL had insisted for an immediate release of payment and had threatened the Petitioner that on non-payment it would proceed to recover the amount by invoking the letter of credit and Escrow account that had been created in favour of DTL.

2. It is pertinent to note that the said Petition is till date pending before this Commission. In the absence of the determination by this Hon'ble Commission, the Petitioner included the amount of 6.39 Crores in its ARR filed before this Hon'ble Commission on 01.10.2007. However, this Hon'ble Commission in its MYT order dated 23.02.2008 disallowed the said amount on the ground that the Petition was pending before this Commission and that the amount of Rs. 6.39 Crores would be allowed depending on the final outcome in the Petition filed by the Petitioner herein before this Hon'ble Commission.

3. At the time of the hearing of Appeal No. 36 of 2008 before the Hon'ble ATE, counsel appearing on behalf of this Hon'ble Commission had stated that the Commission would decide the dispute expeditiously. The Hon'ble ATE, based on the submissions on behalf of this Commission in Appeal No. 36 of 2008, had concluded that this Hon'ble Commission shall make suitable adjustments in the entitlement of the Petitioner herein as soon as the decision in the above mentioned Petition is taken. Further, the ATE directed that the matter be decided expeditiously.

4. The Hon'ble Commission to decide the dispute between the parties has already heard the matter on 19.11.2009. In view of the above, it is respectfully prayed that this Hon'ble Commission may be pleased to make suitable adjustments in the entitlement of the Petitioner herein depending upon the outcome of the matter.

**Re: R&M Expenses**

1. It is most respectfully submitted that the Petitioner had incurred R&M expenses of Rs. 92.00 Crores, Rs. 75.30 Crores and Rs. 89.49 Crores in FY 04-05, FY 05-06 and

FY 06-07 respectively. However, this Hon'ble Commission in its MYT Order dated 23.02.2008 had approved the R&M expenses only to the extent of Rs. 68.99 Crores, Rs. 71.75 Crores and Rs. 70.98 Crores for respective years. Thereby denying the Petitioner R&M expenses for FY 2004-05, 05-06 & 06-07 to the tune of Rs. 13.01 Crores, Rs. 3.55 Crores and Rs. 18.51 Crores respectively.

2. The grounds of disallowance as reflected in the MYT Order and in the submissions made by the Hon'ble Commission before the Hon'ble ATE were that FY 04-05, the Petitioner did not claim any amount for truing up in its MYT petition. For FY 05-06 and FY 06-07 this Hon'ble Commission did not approve the R&M expenses to the tune of Rs. 75.30 Crores and Rs. 89. 49 Cr on the ground that the Petitioner did not take prior approval of the DERC before incurring expenditures exceeding the amount initially approved by this Hon'ble Commission.

3. The Hon'ble ATE in ATE Order has in express terms stated that the expenditure incurred by the Petitioner were not found to be imprudent by the Hon'ble Commission and has been merely denied on technical grounds. The relevant extract of the ATE Order is produced hereinbelow for the reference of this Hon'ble Commission:

> *"The next question is whether any expense towards R&M expenses can be denied on the ground that approval of the Commission had not been taken before incurring expenses. Now R&M expense is directly related with capital works and gross fixed assets. The Commission does not say that the expense incurred were imprudent or unnecessary. Since the sole purpose of tariff fixation is to recover the cost and reasonable profit it will not be prudent to be technical on such issues. We are of the opinion that R&M expenses properly incurred should be approved and in case there is any gap between the demand made by the appellant and the amount sanctioned by the Commission, the Commission should enter into exercise of a prudent check and grant the approval to such expenses. The appellant would be bound to produce whatever expense or material that may be required for permitting the Commission to carry out a prudent check."*

4. The Petitioner most respectfully submits that the expenses incurred and claimed by the Petitioner have been incurred to serve the consumers. Further, it is submitted that the details of the expenditure incurred by the Petitioner have already been filed by the Petitioner before this Hon'ble Commission vide its ARR Petition and various letters. However, for the sake of convenience of this Hon'ble Commission, the Petitioner is refilling the said information alongwith this Petition as ***Annexure "4"***.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

5. It is submitted that for FY 06-07, the Petitioner had submitted the quarter wise details of R&M expenses incurred by the Petitioner vide its letter dated 11.09.2007 (already enclosed in Annexure 4) and 12.02.2008, explaining the Commission the expenditure incurred over and above the expenditure approved by this Commission and the reasons for not taking prior approval of this Hon'ble Commission before incurring the expenditures. A copy of the letter dated 12.02.2008 is annexed herewith and marked as ***Annexure "5"***. Further, it is submitted that the audited accounts of the Petitioner for FY06-07 were duly filed by the Petitioner with this Hon'ble Commission vide its letter dated 15.05.2007.

6. Further, the Petitioner submits that the audited accounts of the Petitioner, clearly reflects an expenditure of Rs. 92 Crores and Rs. 75.30 Crores being incurred by the Petitioner as R&M expenses. A copy of the audited accounts of the Petitioner for FY 04-05 and 05-06 is already been filed by the Petitioner before this Hon'ble Commission vide its letter dated 29.08.2005 and 21.11.2006. A copy of the letter dated 29.08.2005 and 21.11.2006 alongwith the audited accounts of the Petitioner for FY 04-05 and 05-06 is annexed herewith and marked as ***Annexure "1".*** The Petitioner respectfully submits that this Hon'ble Commission may allow the R&M expenses incurred by the Petitioner, in accordance with the order of the ATE dated 24.05.2007 wherein the Hon'ble ATE had held that truing up can only be limited to adjusting provisional accounts and audited accounts.

7. In view of the above, it is most respectfully submitted that the R&M expenses incurred by the Petitioner are prudent expenditures and the Hon'ble Commission may be pleased to approve the same.

**Re: Employee Expenses**

1. The Petitioner most respectfully submits that this Hon'ble Commission may be pleased to give effect to the ATE Order. Relevant extract of the ATE Order with respect to the issue of employee expenses is produced below for the sake of convenience of this Hon'ble Commission:

> *"Employees expenses:*
>
> *69) The Commission shall allow the expenses incurred towards retirement of SVRS optees pending decision of the Acturial Arbitration Tribunal and shall true up the employees expenses to the extent of increased cost by increase*

*in consumer base. So far as salary hike is concerned to the extent of hike comparable to the Sixth Pay Commission's recommendations for employees other than the erstwhile DVB employees shall also be allowed in true up process in case expenditure in that account has already been incurred.*

.....

*74)Having gone through the impugned order we do find that the Commission has not considered the issue of possible increase in the number of employees consequent on increase in the consumer base. Nor has the Commission ruled on the appellant's proposal to increase the salaries etc. The Commission has nonetheless assured to true up the employees expenses subject to prudence check. The Commission shall also take care of the related carrying cost. This should satisfy the appellant."*

2. In view of the above directive, the Petitioner submits as follows:

## I. Terminal Benefits to SVRS Employees

a. The Petitioner states that this Hon'ble Commission whilst approving the expenses incurred on account payments made to the SVRS optees, allowed the amount payable towards monthly pension, provisionally and subject to the outcome of the proceedings of the Arbitral Tribunal. However, the Commission disallowed the expenses incurred by the Petitioner on account of payments made by the Petitioner towards terminal benefits; reasoning that the same would be allowed based on the finalization of the liability and the outcome of the proceedings of the Arbitral Tribunal.

b. The Petitioner most respectfully submits that the ATE Order has observed that the liability incurred by the Petitioner towards payments made to SVRS optees should be allowed unless the Commission considers the payments to be unreasonably excessive. The Hon'ble ATE has directed this Hon'ble Commission to allow the said expenditure as a pass through. The relevant extract of the ATE Order is produced below for the sake of convenience of this Hon'ble Commission:

*"...The appellant has incurred some expenditure on the basis of its own estimation subject to final computation of liability by the Arbitral Tribunal. There is no reason why the Commission should not allow the expenditure as pass through unless the Commission considers the payment to be much*

*above a reasonable estimate. The appellant may take steps for constitution of the Tribunal. However, the Commission will have to allow the expenditure as far incurred by the appellant towards the terminal benefits of the SVRS optees."*

c. In view of the above, the Petitioner most respectfully submits that this Hon'ble Commission may be pleased to allow the expenses incurred by the Petitioner towards the payments made to the SVRS optees. The Petitioner further submits, that vide its letter dated 12.02.2008, the Petitioner had apprised this Hon'ble Commission of the payments made towards expenses incurred on account of SVRS optees and hence the said details are already available with this Hon'ble Commission. However, for the sake of convenience of this Hon'ble Commission, the Petitioner is annexing the letter dated 12.02.2008 written by the Petitioner to this Hon'ble Commission. A copy of the letter dated 12.02.2008 is annexed herewith and marked as ***Annexure "6"***.

## II. Expenses incurred on account of increase in consumer base of the Petitioner and the impact of the 6th Pay Commission

a. The Petitioner most respectfully states that to cater to the increase in demand due to rise in its consumer base during the MYT Period, it will have to deploy additional resources. Consequently, it is submitted that the Hon'ble Commission may be pleased to consider the employee expenses incurred by the Petitioner on account of an increase in the consumer base of the Petitioner. The Petitioner states that this Hon'ble Commission may be pleased to allow the employee expenses based on actual increase in consumer base of the Petitioner during the MYT Period.

b. The Petitioner further states that the with respect to the employee expenses incurred by the Petitioner on account of increase in consumer base, the Hon'ble ATE Order has directed this Hon'ble Commission to true up the expenses incurred by the Petitioner subject to a prudency check. The Petitioner most respectfully submits that this Hon'ble Commission may be pleased to give effect to the ATE Order and consequently true up the expenses incurred by the Petitioner on account of an increase in the consumer base of the Petitioner. The amount projected after factoring in the increase in consumers upto FY 2008-09 vis-à-vis FY 2006-07 is tabulated below:

| Particulars | Formula | UoM | FY 07 | FY 08 | FY 09 |
|---|---|---|---|---|---|
| Employee Expenses for FY 2006-07 | A | Rs. Cr. | 137.60 | | |
| Number of Consumers | B | | 1,090,691 | 1,171,772 | 1,394,040 |
| Avg. Employee Expense per consumer | C = A * 10^7 / B | | 1,261.59 | | |
| Inflation index | D | | | 1.0415 | 1.0415 |
| Projected Employee Expense per Consumer | $E = D * C_{(N-1)}$ | Rs. | | 1,313.94 | 1,368.47 |
| Gross Employee Expenses | F = E * B/10^7 | Rs. Cr. | | 153.96 | 190.77 |

c. Further, it is submitted that with regard to the expenses incurred on account of salary hike due to the 6th Pay Commission for employees other than the employees of the erstwhile DVB, the ATE Order has directed this Hon'ble Commission to allow such expenses in the truing up exercise. The Petitioner most respectfully submits that this Hon'ble Commission may be pleased to allow the expenses incurred by the Petitioner on account of implementing the 6th Pay Commission as and when incurred.

3. Therefore, in view of the above, the Petitioner most respectfully submits states that this Hon'ble Commission may be pleased to allow the expenses incurred by the Petitioner on account of payments made to SVRS employees and true up the expenses incurred by the Petitioner on account of the implementation of the Report of the 6th Pay Commission.

**Re: A&G Expenses**

1. It is submitted that the Hon'ble Commission in its submissions before the Hon'ble ATE had stated that it is willing to consider addition expenditure or new initiatives taken by the Petitioner during the MYT period and that the same shall be allowed if such expenditure are found to be justified. It was further clarified that the new initiatives also includes initiatives that are intended to cope with increased consumer base. The said submissions of the Hon'ble Commission also finds mention in the Order of the Hon'ble ATE dated 30.10.2009 in Appeal No. 37 of 2008. It is submitted that the Petitioner has duly taken certain initiatives and has incurred prudent expenditure for the same and the same may be allowed by the Hon'ble Commission.

2. The new initiatives undertaken by the Petitioner upto FY 2008-09 and the costs are enumerated below:

   a. Deployment of CISF Personnel: The Petitioner has deployed CISF Personnel to control theft in its licensed area, which aided the Petitioner not only in reduction of its AT&C losses but has also resulted in collection of additional

revenue as a part of Theft Collection. The details of AT&C loss reduction and amount of Theft collection has already been submitted to the Hon'ble Commission and is not reiterated for the sake of brevity. The amount incurred by the Petitioner on account of deployment of CISF Personnel is Rs. 2.28 cr. and Rs. 3.36 cr. in FY 08 and FY 09 respectively.

b. New Initiatives undertaken during FY 2008-09: The Petitioner has provided its consumers the following additional payment options:

   i. Kiosk machines – has installed kiosk machines at all our division offices and at Nehru Place. The bills are accepted in cash (upto Rs 4000/- only) and thru cheque / DD. The timings of collection acceptance are 08.00 am to 08.00pm. An attendant is provided by M/s Transaction Solutions International (India) Private Ltd with all the kiosks for helping consumers. The Petitioner has incurred Rs.18,23,997 during FY 2008-09 for the new initiative.

   ii. Minc Bill Box (hereinafter referred as BBX) - BBX has installed drop boxes at all the Metro Stations. Valid Cheque / DD are accepted alongwith Stubs. The Petitioner has incurred Rs.5392 during FY 2008-09 for the new initiative.

   iii. Project Jeevan: Project Jeevan is an initiative of IT - department, GoNCTD. Around 520 counters are to be opened by Delhi Govt. at selected easy locations and multi-utility payments (electricity, water, telephone, taxes, property tax etc) are to be accepted at a single window. Around 220 counters are already opened up in Delhi so far.

3. The benefits from all these initiatives have greater economic/social values and far outweigh the costs associated with these activities, besides generating higher revenue from loss reduction, etc. These steps have been viewed positively by many stakeholders and are also in line with best utility practices. All these measures, essential for efficient operations of the licensee and enhanced customer satisfaction, have resulted in additional expenses than the budget stipulated by the Honourable Commission in the MYT Tariff Order dated 23.02.2008.

4. It is further submitted that the Hon'ble Commission whilst approving the expenditure incurred by the Petitioner may also take into consideration that the Petitioner brought certain class of consumers within its billing net who were initially left unbilled. This it

is submitted would result in a simultaneous increase in cost for the Petitioner as the Petitioner will have to incur additional expenditure on account of bill printing, delivery and postage, vehicle usage etc. The benefits resulting from increase in these expenditures are in form of AT&C loss reduction. It is noteworthy that a portion of the benefit accruing due to AT&C loss reduction is also passed on to the consumers in the Retail Tariff. In view of the above, it is most respectfully submitted that Hon'ble Commission may be pleased to allow the expenditure incurred by the Petitioner to cope with the increased consumer base.

**Re: Capital Expenditure and Capitalization disallowance, lower approval of capitalization from fresh investment during the MYT period and impact of lower approval of capital expenditure and capitalization on ROCE and RRB.**

1. The Petitioner most respectfully submits that in accordance with Order of the Hon'ble ATE, the Petitioner has been given an opportunity to justify the reasonableness of the rates at which it had procured goods from its related company, REL. The said exercise has to be undertaken by comparing the rates at which the Company had procured goods with rates at which NDPL had procured similar goods. The issue of comparison of rates for the goods procured by the Petitioner with the rates of similar goods procured by NDPL involves collation of substantial amount of data and is a time consuming process. The Petitioner is in the process of collation of data for comparison of rates and approval of applications by electrical inspector. The Petitioner craves leave of this Hon'ble Commission to file a separate petition for the same.

2. It is submitted that approval of capital expenditure and capitalization incurred by the Petitioner, in accordance with the directions given by the ATE would have an impact on certain other issues also. The Petitioner craves leave of this Hon'ble Commission to raise such issues alongwith the abovestated separate Petition.

**Prayer**

It is most respectfully submitted that the Hon'ble Commission may be pleased to comply with the Order dated 06.10.2009 of the Hon'ble ATE.

PETITIONER

NEW DELHI:
DATED: November 20, 2009.

**BEFORE THE DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**

**C BLOCK, SHIVALIK, MALVIYA NAGAR, NEW DELHI**

**PETITION NO:**

**IN THE MATTER OF:** **MYT Petition FY 2007-08 being Petition No. 51 of 2007 on behalf of BSES Rajdhani Power Ltd.**

**AND**

**IN THE MATTER OF:** **Enforcement of and Compliance with the Order dated 06.10.2009 by the Hon'ble ATE in Appeal No. 36 of 2008 (BSES Rajdhani Power Limited v. Delhi Electricity Regulatory Commission).AND**

**AND**

**IN THE MATTER OF:**

**BSES Rajdhani Power Limited ("BRPL")**
BSES Bhawan, Nehru Place
New Delhi-110 019. ... **PETITIONER**

## AFFIDAVIT VERIFYING THE PETITION

I, Y. M. Saxena, S/o Late Shri R.B.Lal Saxena, aged 55 years, having my office at BSES Bhawan, Nehru Place, New Delhi-110019, do hereby solemnly affirm and state as follows:

1. I am the authorized signatory of BSES Rajdhani Power Limited. That I am conversant with the facts and circumstances of this petition and I am duly authorized to file the petition accompanying documents/information duly paginated (Page No. 1 to 17).

2. That the statements made above in the accompanying application/petition are based on the records of the company and believed by me to be true.

NOTARY
Name M. S. Jad
Govt. NCT, Delhi
Regd. No. 681
Govt. of India

RESPONDENT
**Y.M. SAXENA**
Vice President (Business)
Authorized Signatory
BSES Rajdhani Power Limited: Respondent



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**VERIFICATION:-**

I, Y.M. Saxena, the respondent hereby solemnly affirms that the contents of above affidavit are true to the best of my knowledge, no part of it is false and nothing material has been concealed there from.

Verified by me on this the November 20, 2009 at New Delhi.

RESPONDENT
**Y.M. SAXENA**
Vice President (Business)
Authorized Signatory
**BSES Rajdhani Power Limited: Respondent**

**WITNESS:**

Rajeev Chowdhury
BSES Rajdhani Power Ltd.
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi-110019

Signatures Attested
Notary Public
Delhi (India)
20 NOV 2009

NOTARY
Name N. S. Jad
Area NCT, Delhi
Regd. No. 591
Govt. of India

NOTARY
FIVE RUPEES
NOTARIAL

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

Ref: RA/2011-12/01/A/ 83

Date: July 27, 2011

To,

The Secretary

Delhi Electricity Regulatory Commission

Viniyamak Bhavan, "C" Block, Shivalik

Malviya Nagar

New Delhi-110017

**Sub: Petition for approval of Aggregate Revenue Requirement for Distribution (Wheeling and Retail Supply) Business for FY 2011-12, Review of FY 2010-11 and True up for FY 2009-10.**

**Re.: Additional submissions pursuant to the order of the Appellate Tribunal for Electricity in Appeal No. 142 of 2009 dated 12th July, 2011; and**

**Our Letter No. CEO (BRPL)/11-12/1116 dated 21.7.2011**

Sir,

We refer to our Petition for approval of Aggregate Revenue Requirement for Distribution (Wheeling and Retail Supply) Business for FY 2011-12, Review of FY 2010-11 and True up for FY 2009-10 filed on 25.03.2011 (hereinafter referred to as **"ARR Petition"**) and supplementary submissions filed on affidavit, which is currently under process with this Hon'ble Commission.

In our ARR Petition, we had already prayed to this Hon'ble Commission to allow additions / alterations / changes / modifications to the ARR Petition at a future date and to take into account the impact of any of the outstanding issues before the Hon'ble Supreme

RECEIVED 27/7/11

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Court / Hon'ble ATE / Hon'ble CERC / Hon'ble Commission being already adjudicated while approving tariff adjustments for FY 2011-12. The relevant portions (Para 'h' and 'k' of the Prayer at Page No. 19 & 20 respectively) of the ARR Petition are reproduced below:

> *"h) In the event of any/all of the outstanding issues before the Hon'ble Supreme Court / Hon'ble ATE / Hon'ble Central Electricity Regulatory Commission (CERC) / Hon'ble Commission being adjudicated prior to issuance of the tariff Order determining Tariffs for FY 2011-12, the Hon'ble Commission is requested to take into account the impact of the same while approving the tariff adjustments required for FY 2011-12……."*

> *"k) To allow additions / alterations / changes / modifications to the application at a future date."*

We further draw the kind attention of this Hon'ble Commission to our ARR Petition wherein we had requested to implement the directions issued to this Hon'ble Commission by the Hon'ble Appellate Tribunal in Appeal No. 153 of 2009 and 52 of 2008 (Para 'g' of the Prayer at Page No. 19 of the ARR Petition) and the directions as may be issued by the Hon'ble Appellate Tribunal in Appeal no. 142 of 2009 (Para XI at Page No. 12 of the ARR Petition).

The Hon'ble Appellate Tribunal vide its order dated 12.07.2011 in the matter of BSES Rajdhani Power Limited V/s. Delhi Electricity Regulatory Commission & Anr. (Appeal No. 142 of 2009) (hereinafter referred to as **"ATE Order"**) has observed that this Hon'ble Commission shall pass consequential orders giving effect to its findings. A certified copy of the ATE Order is attached hereby as **Annexure – 1.** The relevant portion (Para 20 at Page no. 73) of the ATE Order is reproduced as below:

> *"20. In view of our above findings, the Appeals are partly allowed to the extent as indicated above with direction to the State commission to pass the*



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

*consequential orders giving effect to our findings rendered in this Judgment. No order as to costs."*

Pursuant to the same, for assisting the Hon'ble Commission, we are hereby filing the computation of the additional financial impact in the light of the ATE Order read with the order of the Hon'ble Appellate Tribunal in Appeal No. 153 of 2009 and Appeal No. 52 of 2008 (Attached hereby as **Annexure – 2).** It is noteworthy that in view of the ATE Order, BRPL's Revenue Gap stands modified to the above extent. We, therefore, request this Hon'ble Commission to take into account our claim to this additional financial impact, while determining tariffs for FY 2011-12.

Thanking you,
Yours faithfully
***For BSES Rajdhani Power Ltd.***

Rajeev Chowdhury
Head (Regulatory)

**Annexures:**

1. Certified copy of the ATE Order.
2. Computation of the additional financial impact on BRPL.
3. Amount of LPSC billed and collected for the FY 2007-08, FY 2008-09 and FY 2009-10.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# ANNEXURE – 1

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# Before the Appellate Tribunal for Electricity (Appellate Jurisdiction)

## Appeal No. 142 & 147 of 2009

**Dated 12th July, 2011**

**Present: Hon'ble Mr. Justice M. Karpaga Vinayagam, Chairperson**
**Hon'ble Mr. Rakesh Nath, Technical Member**

## Appeal No.142 of 2009

**In the matter of:**

**BSES Rajdhani Power Limited**
**BSES Bhawan, Nehru Place**
**New Delhi -110 019** .... **Appellant**

**Versus**

1. **Delhi Electricity Regulatory Commission**
   **Viniyamak Bhawan, C-Bolck, Shivalik**
   **Malviya Nagar, New Delhi -110 017**

2. **Government of National Capital Territory of Delhi**
   **(Department of Power)**
   **Delhi Secretariat, 8th Level, B-Wing**
   **New Delhi -110 002** .... **Respondents**

## Appeal No.147 of 2009

**In the matter of:**

**BSES Yamuna Power Limited**
**Shakti Kiran Building**
**Karkardooma**
**Delhi-110 092** ... **Appellant**

**Versus**



5

Appeal Nos. 142 & 147 of 2009

1. **Delhi Electricity Electricity**
   **Viniyamak Bhawan, C- Block Shivalik**
   **Malviya Nagar, New Delhi-110 017**

2. **Government of National Capital Territory of Delhi**
   **(Department of Power)**
   **Delhi Secretariat, 8th Level, B-Wing**
   **New Delhi-110 002** **... Respondents**

Counsel for Appellant(s)
Mr. J.J. Bhatt, Sr. Adv.
Mr. Amit Kapur
Mr. Mansoor Ali Shoket
Ms. Sugandha Somani
Mr. Rajeev Choudhary
Mr. Rishi Natrajan,
Mr. R.C. Natarajan
Ms. Prachi

Counsel for the Respondent(s):
Mr. A.N. Haksar, Sr. Advocate
Ms. Purnima Sapra
Mr. Udyan Jain & Ms. P. Siwan
Mr. Pradyuman Dubey

## JUDGMENT

**PER HON'BLE MR. RAKESH NATH, TEHNICAL MEMBER**

The Appeal nos. 142 and 147 of 2009 have been filed by BSES Rajdhani Power Limited and BSES Yamuna Power Ltd. respectively against the respective orders dated 28.5.2009 passed by the Delhi Electricity Regulatory Commission for True Up of the FY 2007-08



6

and Aggregate Revenue Requirement for the FY 2009-10.

2. The Appellants are the distribution licensee in the National Capital Territory of Delhi and successors-in-interest of the erstwhile Delhi Vidyut Board. Respondent nos. 1 and 2 in both the Appeals are the State Commission and the Department of Power of Government of NCT of Delhi respectively.

3. The brief background and facts of the cases are as under:

3.1. On 30.5.2007 the State Commission notified the Multi Year Tariff Regulations (MYT Regulations). On 23.2.2008 the State Commission issued MYT tariff order for the Control Period FY 2008-11.

3.2. The Appellants filed the respective Petitions for their Annual Revenue Requirement for the FY 2009-10, true up of expenses for FY 2007-08 and revised



7

estimates for FY 2008-09 and 2009-10. After the public hearing, the State Commission passed the respective orders on 28.5.2009. Aggrieved by the orders of the State Commission, the Appellants have filed these Appeals. As issues involved in both the orders are common, except an additional issue raised in Appeal No. 142 of 2009, a common Judgment is being rendered.

4. The Appellants have raised the following issues in these Appeals:

4.1. **Overestimation of power availability from new stations**: The State Commission has over-estimated the availability of power from future power stations to be commissioned from which power was to be made available to the distribution companies of the Appellants resulting in improper computation of

surplus power available with the Appellants for sale to other utilities. This resulted in accumulation of huge revenue gap. The true up has not been done, so far.

4.2. **Higher plant load factor assumed for new generating stations:** The State Commission assumed a high PLF at 90% for the new thermal plants against its own Regulations and the Regulations of the Central Commission. This also resulted in improper computation of the surplus power and ARR and consequently resulted in the huge gap in the revenue of the Appellants.

4.3. **Higher PLF assumed for IPGCL (GT) Station**: The State Commission computed the energy availability from IPGCL (GT) station based on the PLF of 70% approved by the State Commission in the MYT order for IPGCL, overlooking



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

9

the actual performance of the station. This also contributed to the revenue gap for the Appellants.

4.4. **Lower power purchase cost assumed for the FY 2009-10:** The State Commission included the increase in power purchase cost from NTPC stations taking into account the Central Commission's Regulations 2009 but ignored the revised tariff orders issued by the Central Commission subsequent to the MYT order dated 23.2.2008 and the facts placed by the Appellants before it regarding the power purchase cost from NTPC stations.

4.5. **The amount earned on account of late payment surcharge considered as part of revenue:** The State Commission has considered the amount of Rs. 31.77 crores earned on account of Late Payment Surcharge as part of revenue while truing up the



10

Annual Revenue Requirement for FY 2007-08. The MYT Regulations allow working capital on a normative basis to take care of normal time taken in payment of bills by the consumers within due date. The Appellants have to arrange additional funds for default in payment by the consumers in actual practice which is not covered in the working capital. According to the Appellant this issue has been covered by this Tribunal's Judgment 2010 ELR (APTEL) 0891 in the matter of North Delhi Power Limited vs. DERC.

4.6. **Charging the consumers of the Appellant with the claim of Delhi Transco Ltd. an account of revised power purchase expenses liability for the past period:** The Appellant has since conceded the above issue in view of the submissions made by the State Commission, without prejudice to its rights to contest the final order of the State Commission.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

4.7. **Allowance of carrying costs lower than the borrowing cost:** The State Commission has allowed carrying cost @ 9% p.a. for the unamortized revenue gap upto the FY 2007-08 which is much lower than the cost of debt incurred by the Appellant. According to the Appellant this issue is covered under the Judgment of this Tribunal in 2010 ELR (APTEL) 0891 in the matter of North Delhi Power Ltd. Vs. DERC.

4.8. **Failure to true up expenses for the FY 2008-09:** This issue has been raised only in Appeal No. 142 of 2009. The State Commission failed to true up expenses for the FY 2008-09 despite submission of the actual/audited accounts by the Appellant which is contrary to the MYT Regulations.



12

4.9. **Failure to True up the expenses for the FY 2007-08 for the period 1.4.2007 till the commencement of the MYT Tariff Order dated 23.2.2008:** The State Commission acted in contravention of the Regulation 12.1 of the MYT Regulations by not truing up the expenditure for the period between 1.4.2007 and commencement of MYT tariff order i.e. 23.2.2008 on the basis of the actual/audited information.

4.10. **Inclusion of the amount earned on unutilized return of past period as Revenue and Tariffs in the current year:** The State Commission has wrongly considered the amount of Rs. 15.68 crores earned by the Appellant as interest on its unutilized return and free reserve of the past period, as a part of revenue while truing up the financials for the FY 2007-08. This issue has already been decided by the Tribunal in



13

its Judgment reported in 2010 ELR (APTEL) 0891 in the matter of North Delhi Power Ltd. Vs. DERC.

4.11. **Inflated Average Billing Rate for the FY 2009-10:** The State Commission has assumed a distorted average billing rate while determining the Annual Revenue Requirement of the Appellants by assuming a ~~higher~~ rate than the actual average billing.

4.12. **Failure to true up the impact of increase in CPI/WPI on O&M expenses:** The State Commission has arbitrarily excluded the impact of increase in CPI/WPI while deriving the inflation index for computation of O&M expenses for future years in contravention to Regulation 5.4 of the MYT Regulations.

4.13. **Considering the interest capitalized as a part of the ARR:** The State Commission has wrongly



14

considered the interest capitalized as part of the ARR in contravention to its own Regulations. The State Commission in its reply dated 18.1.2010 has conceded the issue and has indicated that it would correct the error in the next true up order.

4.14. **Considering the amount earned on account of power purchase rebate as a part of revenue:** The State Commission has wrongly included the amount earned by the Appellant on account of power purchase rebate available for payment of dues for power purchase as a part of its revenue. This issue has also been covered in the Judgment of the Tribunal dated 30.7.2010, reported in 2010 ELR (APTEL) 0891.

4.15. The issue regarding error in computation of 'K' factor for calculation of R&M expenses raised in the Appeals has been conceded by the Appellants.



15

5. On the remaining issues pressed in the Appeals, the learned counsel for the Appellants, Shri Amit Kapoor advanced his detailed arguments assailing the impugned orders. On the other hand, the learned Senior counsel for the State Commission, Mr. A. N. Haksar argued extensively in support of the findings of ~~the State~~ Commission. After carefully considering the contentions of both the parties, we have framed the following questions for consideration:

(i) Whether the State Commission has erred in over-estimating the power availability from the new power stations resulting in improper computation of the ARR?

(ii) Has the State Commission assumed a higher Plant Load Factor for the new generating stations in contravention to the Regulations?



16

(iii) Has the State Commission erred in assuming higher Plant Load Factor for IPGCL (GT) Station without considering the ground realities?

(iv) Has the State Commission erred in not considering the realistic power purchase cost from NTPC stations taking into account the impact of the orders of the Central Commission subsequent to the MYT order dated 23.2.2008?

(v) Has the State Commission erred in considering the late payment surcharge as a part of the Revenue of the Appellants?



17

(vi) Has the State Commission allowed a lower interest rate for carrying cost without considering the market lending rates?

(vii) Has the State Commission erred in not allowing true up for FY 2008-09 as claimed by the Appellant in Appeal No. 142 of 2009?

(viii) Should the State Commission have trued up the expense for FY 2007-08 for the period between 1.4.2007 and commencement of the MYT Tariff Order dated 23.2.2008 based on the actual/audited information?

(ix) Was the State Commission wrong in considering the amount earned on the unutilized return of the past period as a part of the ARR?



18

(x) Has the State Commission assumed an inflated revenue recovery from the consumers in the ARR?

(xi) Was the State Commission correct in not taking into account the impact of increase in CPI/WPI on O&M expenses in the true-up?

(xii) Has the State Commission erred in considering the amount of rebate availed by the Appellants on purchase of power as part of the revenue?

6. The first issue is regarding overestimation of power availability from new power stations.

6.1. According to the learned counsel for the Appellants, the commercial operation date of a number of new generating units of NTPC and DVC during the FY 2009-10 were wrongly shown advanced



19

in contravention to the reports of the Central Electricity Authority (CEA), thus over-estimating energy availability by about 447 Million Units (39%).

6.2. According to the learned counsel for the State Commission, while projecting the CODs of the generating units, the State Commission had relied upon the latest report of the CEA as available at the time of passing the Impugned Order and also upon the enquiries made from the concerned officials at the said generating stations. If there has been delay in actual commissioning of the units, the State Commission could not be held responsible. In any case, the actual power availability for these units and power purchase cost would be trued up.

6.3. The State Commission in the Impugned Order has indicated that for computing the energy availability



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

20

from the new generating stations, it has considered the expected commercial operation data based on the information available on the website of CEA. According to Shri Amit Kapur, learned counsel for the Appellant, the wrong CODs assumed in respect of Dadri Units 5 & 6 and Chandrapura Units 7 and 8 caused overestimation of about 447 Million Units of energy.

6.4. We have noticed from the CEA report submitted by the learned counsel for the State Commission that the COD of Dadri Units 5 and 6 are indicated as January 2010 and June 2010 respectively. Thus, availability of energy from unit no. 6 at Dadri should not have been considered in the ARR of the Appellants for the FY 2009-10. Further for unit 5, instead of assuming energy availability from January 2010 as per



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

the CEA report, the State Commission has considered energy availability from November 2009.

6.5. The State Commission in its reply and written submissions has now tried to justify the energy availability computed from Dadri Units 5 and 6 by contending that after considering the date of synchronization of units 5 & 6 as Sept., 2009 and December, 2009 respectively as given in CEA report and from the verbal enquiries made with the officials of the generating stations as well, it considered energy availability from these units from November, 2009 and March, 2010 respectively.

6.6. We do not find any force in the contentions of the State Commission in justifying the computation of energy availability from Dadri Units 5 & 6. In this



GMR RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

connection, we shall first of all reproduce below the relevant portion of the Impugned Order:

> *"4.86. The Commission has analyzed the petitioner's submission of energy availability from future plants during FY 09-10 and is of the view that the Petitioner has shown a lower estimate of power available from the new stations.*
>
> *4.87. For computing the energy availability from the new generating stations, the Commission has considered the expected commercial operation date for these generating stations based on the latest information available on the website of CEA regarding broad status of central sector thermal projects.*
>
> *4.88. The Commission has considered energy availability from the CSGS future generating stations based on 90% PLF for thermal plants, design energy for hydro plants and 70% PLF for nuclear plants. Auxiliary consumption has been*

*assumed at 9% for coal based plants, 1% for hydro plants and 9.5% for nuclear plants".*

Thus, it is clear from the above order that the State Commission has proposed to consider the energy availability from the new generating stations after considering the expected Commercial Operation Date (COD) as available from the website of the CEA and plant load factor of 90% has been assumed for the Central Sector Generating Stations. However, actually the date of commissioning of units 5 & 6 at Dadri were advanced with respect to CEA report in the Impugned Order.

6.7. A different contention is now being urged by the State Commission that it had considered date of synchronization as given in the CEA report and as obtained verbally directly from the generating station. We feel that the position of the State Commission



RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

before the Tribunal in the Appeal is not that of a contesting party in an adversarial dispute. On the other hand we expect the State Commission to assist the Tribunal in deriving the correct conclusions and findings. The State Commission is not expected to give arguments in the Appeal which are beyond and contrary to its own recordings in the Impugned Order. Even if it is assumed that the State Commission had taken date of synchronization for Units 5 & 6 instead of COD, the energy availability after synchronization till the COD is infirm and cannot be assumed at 90% PLF as considered in the Impugned Order. From synchronization till the successful trial run operation and declaration of Commercial operation, the generation from a new unit is unpredictable. Therefore, for planning purpose, the generation ought to have been considered from expected COD and not



GSEG RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

25

from the expected date of synchronization. Further, the contention of the State Commission cannot be supported on the reported verbal enquiries made from the generating stations regarding commissioning of the Unit.

6.8. In this connection, we will now examine the Central Commission's Regulations of 2009 which are applicable to NTPC and DVC. The date of commercial operation for a Thermal Unit has been defined as under:

> *"3 (12)* ***'date of commercial operation' or 'COD'*** *means:*
>
> *(a) in relation to a unit or block of the thermal generating station, the date declared by the generating company after demonstrating the maximum continuous rating (MCR) or the installed capacity (IC) through a successful trial run after notice to the beneficiaries, from 00:00 hour of which scheduling process as per the Indian Electricity Grid Code (IEGC) is fully implemented,*



DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

DSEG RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

*and in relation to the generating station as a whole, the date of commercial operation of the last unit or block of the generating station".*

The infirm power has been defined as under:

*"3 (20)* ***'infirm power'*** *means electricity injected into the grid prior to the commercial operation of a unit or block of the generating station".*

The sale of infirm power has been dealt with in Regulation 11 which is reproduced below:

*"11.* ***Sale of Infirm Power.*** *Supply of infirm power shall be accounted as Unscheduled Interchange (UI) and paid for from the regional or State UI pool account at the applicable frequency-linked UI rate:*

*Provided that any revenue earned by the generating company from sale of infirm power after accounting for the fuel expenses shall be applied for reduction in capital cost".*



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

27

Appeal Nos. 142 & 147 of 2009

Thus the energy injected from date of first synchronization to the date of Commercial Operation, is not scheduled and accounted for as Unscheduled Interchange (UI) and therefore, it cannot be considered in power availability of a beneficiary.

6.9. We are not in a position to examine the energy availability from Chandrapur 7 and 8 Units as the CEA report furnished by the State Commission did not contain the status of Chandrapur 7 & 8 Units. However, these units were not commissioned during the FY 2009-10 and therefore, the energy availability from these units is required to be trued up.

6.10. Shri A.N. Haksar, learned Senior Counsel for the State Commission has argued that no prejudice would be caused to the Appellant as the power purchase cost would in any case be trued up. This, in

28

our view, is not the right approach. The State Commission is expected to make a realistic assessment of the power purchase quantum. Any large deviation due to incorrect assessment as made in this case is going to leave revenue gap and may result in cash flow problem for the distribution company. Subsequent true up of power purchase cost will result in allowance of carrying cost with the power purchase cost which in combination with normal rise due to inflation and other factors may result in tariff shock in the subsequent year which may not be in the interest of the consumers of the distribution company.

6.11. In view of above, we direct the State Commission to true up the power purchase cost of the Appellants at the earliest and in future, be realistic in its assessment of power purchase quantum from new generating units, based on authentic information on



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

29

Commercial Operation Date expected and not on the basis of the expected date of synchronization. The State Commission is also directed to refrain from making the assessment on the basis of verbal enquiries. Thus, this issue is decided in favour of the Appellant.

7. The second issue is regarding higher plant load factor assumed for the new generating units.

7.1. According to Shri Amit Kapur, the learned counsel for the Appellant, Plant Load Factor of 90% has been assumed for the new thermal generating units contrary to the provisions of the Regulation 11.4 of the State Commission, MYT order dated 23.2.2008 and the Central Commission's Tariff Regulations.

7.2. On the other hand, Shri A.N. Haksar, learned Senior counsel for the State Commission has



DSEG RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

30

submitted that the State Commission had changed the Plant Load Factor (PLF) of new thermal power plants from 80% to 90% on the basis that new plants usually attain PLF of 100% as seen in case of Rihand II and Unchahar III plants. In support of his submissions, he furnished the data for Rihand II from September, 2005 to Feb., 2006 and Unchahar III from January 2007 to June 2007 when these plants had operated at PLF from 90% to 100% in five out of six months.

7.3. Let us now examine the MYT Tariff Order and the Regulations in this regard. In the MYT order dated 23.2.2008, the State Commission had assumed a PLF of 80% for thermal plants during the control period from FY 2007-08 to FY 2010-11. However, in the Impugned Order the State Commission has assumed a PLF of 90% without giving any reason. Regulation 11.4 of the State Commission stipulates that State



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

31

Commission may specify any modifications to the forecast of the Distribution Licensee for the remainder of the control period, with detailed reasons for the same. However, we do not find any reason for enhancing the PLF from 80% to 90% in the Impugned Order.

7.4. Shri A.N. Haksar, the learned Senior Counsel for the Commission has now given an explanation with data for two power stations of NTPC for a few months indicating PLF of 90% and above. We are not convinced with the above explanation. If some plants of NTPC have recorded PLF of 90% to 100% during certain months, it could not be the reason for raising PLF for the purpose of ARR for all the power stations to 90%. Moreover, no reason has been given in the findings of the State Commission in the Impugned Order for raising the PLF from 80% to 90%.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

32

7.5. The Central Commission's Tariff Regulations of 2009 do not stipulate norm for PLF but only provide for Normative Annual Plant Availability Factor of 85% for the new generating units for the purpose of recovery of the fixed charges.

7.6. In our opinion, raising of PLF from 80% to 90% for all the generating units without assigning any reason is not a correct approach. PLF for planning availability of power for the whole year cannot also be based on data of actual performance of one or two selected plants for a few months but it should have been based on consistent performance on annual basis of large sample data. Moreover, as already held while dealing with the first issue, the power availability should have been reckoned from the expected date of commercial operation and not the expected date of synchronization.



22

7.7. In view of above, we decide this issue also in favour of the Appellant and direct the State Commission to true up the power purchase cost of the Appellants at the earliest.

8. The third issue is regarding the Plant Load Factor for IPGCL (GT) Station.

8.1. The State Commission has computed the energy availability from IPGCL based on the approved PLF and auxiliary consumption in the MYT order for the generating station. However, the State Commission has recorded that the actual power availability from the generating station may vary from the projected units and the power purchase quantum being an uncontrollable parameter will be trued up at the end of the year.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

8.2. The learned counsel for the Appellant has argued that the Regulations do not provide for any value of PLF for IPGCL (GT) for availability of energy to the distribution companies and the 70% PLF has been fixed in the MYT order for IPGCL only for recovery of fixed cost which is not relevant for projected energy availability to the distribution company. The projected energy availability from the generation station should be based on the actual historical performance of the plant. The PLF of IPGCL (GT) for FY 2007-08 and FY 2008-09 has never crossed 53%.

8.3. According to learned Senior counsel for the State Commission, the PLF of 70% has been assumed in view of the MYT Regulations for the generating company, as well as the applicable MYT order for the generation station. The State Commission cannot take different PLF for different purpose.

8.4. We have examined the Tariff Regulations of the State Commission for the generating stations. Regulation 7.1(3) specifies the availability of 70% and Target PLF for incentive as 70% for IPGTPS. The target availability of 70% is for the purpose of recovery of full fixed charges and the target PLF is for the purpose of incentive to the generating company.

8.5. The Regulation A-11 of the Tariff Regulations for the wheeling and retail supply tariff is reproduced below:

*"A11: PERIODIC REVIEWS:*

*11.1. To ensure smooth implementation of the Multi Year Tariff (MYT) Framework, the Commission may undertake periodic reviews of Licensees' performance during the Control Period, to address any practical issues, concerns or unexpected outcomes that may arise.*

*11.2. The Distribution Licensee shall submit information as part of annual review on actual performance to assess the performance vis-à-vis the targets approved by the Commission at the beginning of the Control Period. This shall include annual statements of its performance and accounts including latest available audited actual accounts and the tariff worked out in accordance with these Regulations.*

*11.3. The Licensee shall submit the revised Aggregate Revenue Requirement and corresponding tariff adjustments 120 days before the commencement of the Financial Year.*

*11.4 The Commission may also specify any modifications to the forecast of the Distribution Licensee for the remainder of the Control Period, with detailed reasons for the same".*

In view of above, while considering the energy availability from IPGTPS for the Appellant, the State



37

Commission should have also considered the actual performance of the power station. However, if the performance is expected to improve for same reason in the year for which ARR is being considered, then the same may be taken into account after recording the reasons.

8.6. Accordingly, we hold that target availability at the threshold for PLF for incentive for the generating company specified in the Tariff Regulations for generation should not have been replicated mechanically for assessing the availability of energy from the generating station to the distribution company. The availability of energy from the generating station may vary from the target availability due to practical reasons which should have been examined by the State Commission keeping in view the

past performance and any variation expected in the year in question for reasons recorded in writing.

8.7. In view of above, we decide this issue also in favour of the Appellant and direct the State Commission to true up the power purchase cost at the earliest.

---

9. The fourth issue is regarding power purchase cost assumed for the FY 2009-10 for NTPC stations.

9.1. According to the learned counsel for the Appellant, the State Commission has ignored the revised Tariff orders issued by the Central Commission subsequent to the MYT order dated 23.2.2008 as well as the facts placed before the State Commission by the Appellant in this regard. The NTPC stations have been raising bills on the Appellant based on the revised orders of the Central Commission.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

9.2. According to the learned counsel for the State Commission, the State Commission has not taken into consideration the revised tariff orders in respect of the seven NTPC stations issued by the Central Commission subsequent to the MYT order dated 23.2.2008, because of the following reasons:

i) The revised tariff orders have been issued by the CERC under the 2004 Regulations which have been replaced by the 2009 Regulations w.e.f. 1.4.2009. No tariff had been determined by the Central Commission under the 2009 Tariff Regulations till the date of passing of the Impugned Order. The revised tariff orders were applicable only upto the FY 2008-09.



DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

40

ii) The revised tariff orders relied upon by the Appellant would show that they were applicable upto 31.3.2009.

9.3. In this connection, the relevant Regulation in the 2009 Regulations of the Central Commission is Regulation 5(3) which is reproduced as under:

*"5 (3) In case of the existing projects, the generating company or the transmission-licensee, as the case may be, shall continue to provisionally bill the beneficiaries or the long-term customers with the tariff approved by the Commission and applicable as on 31.3.2009 for the period starting from 1.4.2009 till approval of tariff by the Commission in accordance these regulations".*

Thus, till notification of tariff under the 2009 Regulations, the tariff of the existing stations as applicable on 31.3.2009 was to continue from 1.4.2009. By revised tariff orders passed by the



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

41

Central Commission for the NTPC stations under the 2004 Regulations, the tariff of the NTPC stations had been revised form 1.4.2004 to 31.3.2009. Thus the tariff for 2007-08 which was assumed in the MYT order itself had undergone a change.

9.4. Now let us examine the Commission's analysis in the Impugned Order which is reproduced below:

> *"4.103. The following methodology has been adopted by the Commission for estimation of the power purchase cost for FY 09-10 from existing stations:*
>
> *a) The Commission has reviewed the variation in the fixed cost approved in the MYT Order and the actual fixed cost of the Petitioner for FY 07-08. The overall difference has been negligible; therefore the Commission continues with the earlier projections of fixed cost made in the MYT Order for FY 09-10. However, the Commission has provided an additional 7% increase in fixed cost over and above*



GSEG RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

42

*the FY 09-10 approved fixed cost in view of the recent CERC Tariff Regulations, 2009 for revision of Return on Equity, higher escalation in O&M cost, etc. The Commission has also considered the revised share of the Petitioner in BTPS and Dadri TPS while computing the fixed cost for the Petitioner from these plants".*

9.5. While working out the difference in the fixed cost as approved in the MYT order and actual for FY 2007-08, the State Commission has not considered the increase in fixed cost due to the revised orders passed by the Central Commission subsequent to the MYT order. Thus the conclusion that the overall difference has been negligible was based on the incorrect base cost without considering the revised orders.

9.6. In view of above, we feel that the State Commission should have considered the revised orders



GSEG RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

43

of the CERC issued under the 2004 Regulations, as contended by the Appellants. Accordingly, we direct the State Commission to true up the power purchase cost of the Appellants at the earliest. Thus, this issue also is decided in favour of the Appellant.

10. The fifth issue is regarding the Late Payment Surcharge.

10.1. The above issue had been covered in this Tribunal's Judgment dated 30.7.2010 reported in 2010 ELR (APTEL) 0891 titled as NDPL vs. DERC. The relevant extracts of the Judgment are reproduced below:

> *"The normative working capital compensates the distribution company in delay for the 2 months credit period which is given to the consumers. The late payment surcharge is only if the delay is more than the normative credit period. For the period of delay beyond normative period, the distribution*



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

44

*company has to be compensated with the cost of such additional financing. It is not the case of the Appellant that the late payment surcharge should not be treated as a non-tariff income. The Appellant is only praying that the financing cost is involved due to late payment and as such the Appellant is entitled to the compensation to incur such additional financing cost. Therefore, the financing cost of outstanding dues, i.e. the entire principal amount, should be allowed and it should not be limited to late payment surcharge amount alone. Further, the interest rate which is fixed as 9% is not the prevalent market Lending Rate due to increase in Prime Lending Rate since 2004-05. Therefore, the State Commission is directed to rectify its computation of the financing cost relating to the late payment surcharge for the FY 2007-08 at the prevalent market lending rate during that period keeping in view the prevailing Prime Lending Rate".*

This issue is decided accordingly in terms of the above Judgment.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

45

11. The sixth issue is regarding interest rate for carrying cost.

11.1. This issue also had been dealt with in this Tribunal's Judgment dated 30.7.2010 reported in 2010 ELR (APTEL) 0891 between North Delhi Power Ltd. vs. DERC. The relevant extracts of the Judgment are reproduced below:

> *"45. The carrying cost is allowed based on the financial principle that whenever the recovery of cost is to be deferred, the financing of the gap in cash flow arranged by the distribution company from lenders and/or promoters and/or accrual and/or internal accrual has to be paid for by way of carrying cost. The carrying cost is a legitimate expectation of the distribution company. The State Commission instead of applying the principle of PLR for the carrying cost has wrongly allowed the rate of 9% which is not the prevalent market lending rate. Admittedly, the prevalent market*

*lending rate was higher than the rate fixed by the State Commission in the tariff order. Therefore, the State Commission is directed to reconsider the rate of carrying cost at the prevalent market rate keeping in view the prevailing Prime Lending Rate".*

This issue is decided accordingly in terms of the above Judgment.

12. The seventh issue is regarding true up for the FY 2008-09 raised in Appeal No. 142 of 2009.

12.1. According to the Appellant, the State Commission did not true-up expenses for FY 2008-09 despite the fact that the actual/audited accounts were submitted prior to issuance of the Impugned Order which is contrary to the MYT Regulations.

12.2. According to the learned senior counsel for the State Commission, the true up for the FY 2008-09 was



47

never a part of the Petition on which the Impugned Order was passed. The Appellant has subsequently filed a proper Petition seeking the true up for FY 2008-09 which is under consideration of the State Commission.

12.3. We notice that the Petition before the State Commission was for true up for FY 2007-08 and ARR for FY 2009-10. Further the actual audited data for FY 2008-09 was made available by the Appellant to the State Commission on 11.5.2009 when according to the State Commission the Impugned Order was under final stage of preparation. The final order was passed on 28.5.2009. Thus, we are in agreement with the contentions made by the learned senior counsel for the State Commission and do not find any substance in the contention of the Appellants and reject the same. Thus, this issue is decided against the Appellant.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

13. The eighth issue is regarding true up of the expenses for the FY 2007-08 for the period between 1.4.2007 and the date of commencement of the MYT Tariff Order.

13.1. According to the learned counsel for the Appellant, the State Commission has failed to true up the finances for the period from 1.4.2007 to 23.2.2008 on the basis of the actual/audited information in contravention of Regulation 12.1 of the MYT Regulations. The control period as defined in the MYT Regulations means a multi year period fixed by the State Commission from the date of issuing MYT tariff order till 31.3.2011.

13.2. According to the learned counsel for the State Commission, as per Regulations 5.41 and 5.42 of MYT

Regulations, it is not possible to true up controllable expenses for the period 1.4.2007 and 1.3.2008.

13.3. Let us first examine the MYT Regulations. The Control Period has been defined as under:

> *"Control Period" means a multi-year period fixed by the Commission, from the date of issuing Multi Year Tariff order till 31st March, 2011;"*

The first MYT Tariff order was issued on 23.2.2008. Thus the Control Period according to the Regulations is from 1.3.2008 to 31.3.2011.

13.4. The general approach and guiding principles of the MYT Regulations are described in Section A-4. The relevant extracts are reproduced below:

> *"4.1.The Commission shall adopt Multi Year Tariff framework for approval of ARR and expected revenue from tariff and charges. The Control Period shall commence from the date of issue of the*



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

50

*Multi Year Tariff Order and shall extend till 31st March, 2011".*

*4.2. The Multi Year Tariff framework shall be based on the following:*

*(a).....*

*(b).....*

*(c ).....*

*(d).....*

*(e).....*

*(f) variation in revenue/cost on account of uncontrollable factors like sales and power purchase shall be trued up".*

*"Targets for Controllable Parameters*

*4.7. The Commission shall set targets for each year of Control Period for the items or parameters that are deemed to be "controllable" and which shall include'*

*(a) AT& C Loss, .....*

*(b) Distribution losses, .....*

*(c ) Collection efficiency.....*

*(d) Operation and Maintenance expenditure which includes employees expenses,*



51

(e) *Return on capital employed*

(f) *Depreciation*

(g) *Quantity of supply"*

*"4.16 (b) For Controllable Parameters,*

(i) *Any surplus or deficit on account of O&M expenses shall be to the account of Licensee and shall not be trued up in ARR; and*

(ii) *Depreciation and RoCE shall be trued up at the end of control period".*

13.5. The True up Mechanism is described as under:

*"Truing up Mechanism*

*5.41. These Regulations do not provide for any truing up for controllable items.*

*5.42. Variation on account of uncontrollable items like energy sales and power purchase cost shall be trued up. Truing up shall be carried out for each year based on actual/audited information and prudence check by the Commission".*



92

Appeal Nos. 142 & 147 of 2009

Thus the controllable items shall not be trued up and the uncontrollable items like energy sales and power purchase cost shall be trued up every year.

13.6. The Regulations also provide for truing up for the period upto the commencement of MYT order as under:

> *"12.1. Performance review and adjustment of variations of the Distribution Licensees for the year FY-2006-07 and the period between 1st April 2007 and commencement of MYT Tariff order shall be done based on actual/audited information and prudence checks by the Commission and shall be considered during the Control Period".*

Thus the Regulation clearly stipulate true up of financials from 1.4.2007 to the commencement of the MYT order. The date of commencement of the MYT order was 1.3.2008.

13.7. The State Commission's findings in this regard in paragraph 3.58 of the Impugned Order are that it has specified the targets for the controllable parameters as per clause 4.7 of the Regulations including FY 2007-08 and according to clause 4.16 (b), any surplus or deficit on account of O&M expenses shall be to the account of the Licensee and shall not be trued up in ARR and, depreciation and RoCE shall be trued up at the end of the Control Period.

13.8. We do not agree with the findings of the State Commission as these are in contravention of the Regulations. According to Regulations, the Control Period commences from the date of the MYT order and all the targets set for the controllable parameters shall be applicable for the control period according to Regulation 4.7. The targets set for the control period cannot be made applicable retrospectively from



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

1.4.2007 as the commencement of MYT order was only from 1.3.2008. The Regulations 5.41 and 5.42 referred to by the learned senior counsel for the State Commission pertain to the control period only and not the period prior to that. Further Regulation 12.1 clearly provides for true up of the period between 1.4.2007, date of commencement of the MYT order during the control period. Thus the controllable parameters for the period 1.4.2007 to 28.2.2008 were required to the trued up during the control period as per the Regulations. This issue is, therefore, decided in favour of the Appellant and the State Commission is directed to true up the financials for the period 1.4.2007 to 28.2.2008 at the earliest and allow the costs with carrying cost.

14. The ninth issue is regarding the consideration of the interest on unutilized return of the past period in the ARR.



SS

14.1. This issue had already been decided by the Tribunal in its Judgment dated 30.7.2010 reported as 2010 ELR (APTEL) 0891 titled as North Delhi Power Ltd. vs. DERC. The relevant extracts of the Judgment are reproduced below:

*"Only interest income on surplus funds to the extent of delayed payment surcharge and interest on consumer security in excess of the rates specified by the Commission should be considered as non-tariff income for deduction in ARR. Also the interest income on consumer's share of incentive on over-achievement of AT&C losses need to be deducted from ARR. However, the Appellant has argued that he has factored the interest income while computing the carrying cost on the revenue gap. Consequently, the carrying cost is lower to that extent. When the benefit of the same has already been passed on to the consumer, the same cannot be passed on to them by way of interest cost. However, in order to correctly determine the*



56

*ARR as per the Tariff Regulations, the interest income on delayed payment surcharge and difference in interest rate on consumer security with respect to that specified by the Regulations may be considered as non-tariff income to be deducted from the ARR. Also interest on consumer's share of incentive on over-achievement of AT&C losses has to be deducted from ARR. The Commission will compute the interest income for which credit is to be given to consumer from total interest income. Accordingly, adjustment may be made in carrying cost on the revenue gap claimed by the Appellant to avoid double deduction of the interest income on this account in the ARR. On the remaining surplus fund on Retail Supply Tariff the benefit of interest income is to be retained by the Appellant on account of return on equity earned, overachievement in AT&C losses and efficiency in controllable parameters, working capital, etc. invested in mutual funds/banks. The State Commission cannot erode the benefit to be derived by the distribution company by considering such interest income as a part of the non-tariff income"*



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

57

This issue is accordingly decided in favour of the Appellant.

15. The tenth issue is regarding inflated revenue recovery from the consumers in the ARR.

15.1. According to the learned counsel for the Appellant, the State Commission has assumed a higher average billing rate despite the fact that the tariff for some categories of consumers was reduced during FY 2009-10.

15.2. According to the learned senior counsel for the State Commission, average billing rate has not been computed in the Impugned Order. The State Commission has only approved sales and revenue of the Appellant. However, the sales and revenue figures for FY 2009-10 were mere estimates and the same



58

might be different for the actuals. Any variation on account of sales and revenue would be trued up by the State Commission.

15.3. The State Commission has estimated the sales for each category of consumers based on the estimated sales for the FY 2008-09 after applying compounded Annual Growth Rate computed for the past period of 3 to 4 years for that category of consumers. The estimated sale for the FY 2009-10 for BSES Rajdhani Power Ltd. is 7797 MUs as against the claim of 7741 MUs. Thus, the estimate of the State Commission is in variance from that of the Appellant by less than 1% which is insignificant. We do not find any fault in the computation of energy sales made by the State Commission.



59

15.4. The State Commission has indicated expected revenue at existing tariffs as 3681.65 crores but there is no computation for the same. In the absence of the computation given in the Impugned Order we are not in a position to give any finding on the same. The State Commission has already agreed to true up the sales and revenue figures. Accordingly, we direct the State Commission to true up the sales and revenue figures for FY 2009-10 with the advice that in future the computation for revenue should be clearly indicated in the Tariff Order.

16. The eleventh issue is regarding the impact of increase in CPI/WPI on O&M expenses in the true-up.

16.1. This issue had already been decided in this Tribunal's Judgment dated 31.5.2011 in Appeal No. 52 of 2008 in New Delhi Power Limited vs.



60

DERC. The relevant extracts of the Judgment are as under:

> *"22. While we agree with the contention of the Appellant that for determining the O&M expenses for the FY 2007-08, the indexation factor shall be based on CPI and WPI figures for the period 2002-03 to 2006-07, we are not convinced that the State Commission shall have determined the inflation factor for each year of the control period on rolling basis. At the time of deciding the MYT tariff, the inflation factor for the control years will not be available, therefore, indexation factor worked for the first year of the control period on the basis of preceding five years has to be used for all years during the control period as there is no provision for true up of O&M expenses in the Regulations and for determination of indexation factors on rolling basis. However, the indexation factor based on actual WPI and CPI indices for the control years of the present MYT tariff will be used while deciding the indexation factor for the next MYT tariff and, therefore, no prejudice will be caused either to the*



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

61

*distribution company or the consumers. We also observe that in the Central Commission's Regulations also the O&M expenses for generating station and transmission system are escalated at a fixed escalation factor during the control period.*

*23. Accordingly, this issue is only partly decided in favour of the Appellant to the extent that the indexation factor has to be determined on the basis of actual WPI and CPI for the immediately preceding five years period from FY 2002-03 to FY 2006-07 and not FY 2001-02 to FY 2005-06 as worked out by the State Commission. The State Commission is directed to accordingly allow the O&M Expenses for the control period after including CPI/WPI during FY 2006-07 along with the carrying cost".*

Accordingly, this issue is decided against the Appellant.

17. The twelfth issue is regarding the amount of rebate claimed by the Appellant on Power Purchase.



62

17.1. This issue also had already been decided by this Tribunal in its Judgment dated 30.7.2010 reported in 2010 ELR (APTEL) 0891 titled as North Delhi Power Ltd. vs. DERC. The relevant extracts of the Judgment are reproduced below:

> *"The Appellant, through its efficient management, has paid all the bills immediately on raising of the bills by the generating company and, therefore, it has to be allowed a rebate of 2%. Therefore, there is no justifiable reason for the State Commission to reduce the power purchase cost by rebate earned by the Appellant. The normative working capital provides for power purchase cost for one month. Therefore, rebate of 1% available for payment of power purchase bill within one month should be considered as non-tariff income and to that extent benefit of 1% rebate goes to reducing the ARR of the Appellant. The rebate earned on early payment of power purchase cost cannot be deducted from the power purchase cost and rebate earned only up to 1% alone can be treated as part of the non-tariff*



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

63

*income. Therefore treating the rebate income for deduction from the power purchase cost is contrary to the MYT Regulations".*

The issue is decided accordingly.

The State Commission is directed to consider rebate only upto 1% as non-tariff income.

18. The Appellant, as indicated above, has already conceded to the issue of the claim of Delhi Transco on account of revised power purchase expenses liability for the past period without prejudice to its rights to contest the final order of the State Commission. Accordingly, the liberty is granted. On the issue of interest capitalized as a part of ARR, the State Commission has conceded to the issue and has indicated to correct the error in the next true up. Accordingly, the State Commission is directed to correct the error.



64

## 19. SUMMARY OF OUR FINDINGS

19.1.The first issue is regarding overestimation of power availability from new power stations. We have found that the State Commission has advanced the commercial operation date of Dadri units 5 and 6 with respect to the reports of the Central Electricity Authority in making assessment for the energy availability from these units to the distribution companies of the Appellants. The learned counsel for the State Commission has now contended that the State Commission has considered the date of synchronization as given in the CEA report and as per the information obtained verbally from the generating stations in making assessment of energy availability from these generating units. In our opinion, the energy availability from date of synchronization till the



RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

65

**COD is infirm and cannot be assumed at 90% PLF as considered in the impugned order. For planning purpose the generation ought to have been considered from COD and not from the date of synchronization. According to the 2009 Regulations of the Central Commission, the electricity injected into the grid prior to the commercial operation of a unit is infirm power and is accounted as Unscheduled Interchange (UI) and paid for from the regional UI pool account at the applicable frequency-linked UI rate. The energy injected from date of synchronization to the date of Commercial Operation, is not scheduled and, therefore, cannot be considered in power availability of the distribution companies. Accordingly, this issue is decided in favour of the Appellant. The State Commission is directed to**



DELHI RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

66

make realistic assessment of power purchase quantum from new generating units, based on authentic information on the expected COD and not on the basis of the expected date of synchronization. The State Commission is also directed to true up the power purchase cost at the earliest.

19.2. The second issue is regarding higher plant load factor assumed for the new thermal generating units. In the MYT order dated 23.2.2008, the State Commission had assumed PLF of 80% for thermal plants during the control period from FY 2007-08 to FY 2010-11. However, in the Impugned Order the State Commission has assumed PLF of 90% without giving any reason. Regulation 11.4 of the State Commission stipulates that State Commission may specify any



67

modifications to the forecast of the Distribution Licensee for the remainder of the control period, with detailed reasons for the same. However, we do not find any reason for enhancing the PLF from 80% to 90% in the Impugned Order. The learned senior counsel for the State Commission has now submitted data of two power stations of NTPC for a few months indicating PLF of 90% and above. If some plants of NTPC have recorded PLF of 90% and above during certain months, it could not be the reason for raising PLF for the purpose of energy availability in the ARR of the distribution companies. In our opinion, raising of the PLF from 80% to 90% for all the generating units without assigning any reason is not correct. PLF for planning availability of power for the whole year cannot be based on the data of actual performance



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

58

of one or two selected plants for a few months but should be based on consistent performance on annual basis. Therefore, this issue is decided in favour of the Appellant with the direction to the State Commission to true up the power purchase cost of the Appellants at the earliest.

19.3. The third issue is regarding the Plant Load Factor for IPGCL (GT) Station. In our opinion, the threshold for target availability and Plant Load Factor for the generating company specified in the Tariff Regulations for the generation should not have been replicated mechanically for assessing the availability of energy from the generating station to the distribution company. The energy availability from the generating station to the distribution company should have been based on



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

69

the ground realities. Accordingly, this issue is decided in favour of the Appellant with the direction to the State Commission to true up the power purchase cost at the earliest.

19.4. The fourth issue is regarding power purchase cost for NTPC stations for the FY 2009-10. The State Commission had not taken into consideration the revised Tariff orders in respect of NTPC stations issued by the Central Commission subsequent to the MYT order dated 23.2.2008. According to the State Commission the Central Commission had not determined the tariff under the 2009 Regulations till the date of passing of the impugned order and the revised tariff orders issued under the 2004 Regulations for applicable upto the FY 2008-09. According to the Regulation 5(3) of 2009 Regulations of the Central



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

10

Commission till the notification of tariff under the 2009 Regulations, the tariff of the existing stations as applicable on 31.3.2009 was to continue from 1.4.2009. Thus the State Commission should have considered the revised tariff orders passed by the CERC under the 2004 Regulations subsequent to the MYT order. Accordingly, we direct the State Commission to true up the power purchase cost of the Appellants at the earliest.

19.5. The fifth issue is regarding the Late Payment Surcharge. This issue has already been decided by this Tribunal's Judgment dated 30.7.2010 reported in 2010 ELR (APTEL) 0891 titled as NDPL vs. DERC. Accordingly, the Appellant is entitled to the compensation for additional financing cost of outstanding dues limited to late payment surcharge amount at the prevalent market lending



71

rate during that period keeping in view the prevailing Prime Lending Rate.

19.6. The sixth issue is regarding interest rate for carrying cost. This issue has been decided in this Tribunal's Judgment dated 30.7.2010 reported in 2010 ELR (APTEL) 0891 between North Delhi Power Ltd. vs. DERC. Accordingly, the State Commission is directed to reconsider the rate of carrying cost at the prevalent market rate keeping in view the prevailing Prime Lending Rate.

19.7. The seventh issue is regarding true up for the FY 2008-09 raised in Appeal No. 142 of 2009. According to the learned senior counsel for the State Commission the true up for the FY 2008-09 was never a part of the Petition on which the Impugned Order was passed and the Appellant has subsequently filed a proper Petition seeking true

up for the FY 2008-09 which is under consideration of the State Commission. We are in agreement with the contentions made by the State Commission and do not find any substance in the contention of the Appellants and reject the same.

19.8. The eighth issue is regarding true up of the expenses for FY 2007-08 for the period between 1.4.2007 and the date of commencement of the MYT Tariff Order. The MYT Regulations clearly define the control period from the date of issuing MYT Tariff order till 31st March, 2011. Regulation 12.1 also provides for performance review and adjustment of variations of the Distribution Licensees for the period between 1st April 2007 and commencement of MYT Tariff order based on actual/audited data and prudence checks by the State Commission during the

Control Period. The finding of the State Commission on this issue is in contravention of the Regulations. Accordingly, the State Commission is directed to true up the financials for the period 1.4.2007 to 28.2.2008 at the earliest and allow the same with carrying cost.

19.9. The ninth issue is regarding the consideration of the interest on unutilized return of the past period in the ARR. This issue has already been decided by the Tribunal in its Judgment dated 30.7.2010 reported as 2010 ELR (APTEL) 0891 titled as North Delhi Power Ltd. vs. DERC on the surplus fund, the benefit of interest income on account of return on equity earned, overachievement in AT&C losses and efficiency in controllable parameters, working capital, etc. in accordance with the above Judgment.



74

19.10. The tenth issue is regarding inflated revenue recovery from the consumers in the ARR. We do not find any fault in the computation of energy sales by the State Commission. However, in the absence of the computation for revenue at the existing tariffs, we are not in a position to give any findings on the same. The State Commission has already agreed to true up the sales and revenue figures. Accordingly, we direct the State Commission to true up the sales and revenue figures for the FY 2009-10 with the advice that in future the computation for revenue should be clearly indicated in the Tariff Order.

19.11. The eleventh issue is regarding the impact of increase in CPI/WPI on O&M expenses in the True-up. This issue has been decided in this Tribunal's Judgment dated 31.5.2010 in Appeal No.



75

52 of 2008 in New Delhi Power Limited vs. DERC. Accordingly, while inflation factor shall be determined based on the CPI/WPI figures in the past five years, there is no provision in the Regulation for true up of O&M expenses and for determination of indexation factor on rolling basis. Accordingly, this issue is decided against the Appellant as far as true up of O&M expenses and determination of indexation factor on rolling basis during the MYT Control Period is concerned.

19.12. The twelfth issue is regarding the amount of rebate claimed by the Appellant on Power Purchase. This issue has already been decided by this Tribunal in its Judgment dated 30.7.2010 reported in 2010 ELR (APTEL) 0891 titled as North Delhi Power Ltd. vs. DERC. Accordingly, the State



76

**Commission is directed to consider rebate upto 1% as non-tariff income from the total rebate of 2%.**

20. In view of our above findings, the Appeals are partly allowed to the extent as indicated above with direction to the State Commission to pass the consequential orders giving effect to our findings rendered in this Judgment. No order as to costs.

21. Pronounced in the open court on this ***12th day of July, 2011***.

**( Rakesh Nath)**
**Technical Member**

**(Justice M. Karpaga Vinayagam)**
**Chairperson**

REPORTABLE / NON-REPORTABLE.

vs

Appellate Tribunal for Electricity, New Delhi-3
Appeal/I.A./Review Petn. No.- 142&147/09
Date of Order :...12/7/11.....
Date when copy Application is filed/Request made through e-mail. ...20/7/11.....
Date when copy is made ready. ...27/7/11.
Date of Delivery ...27/7/11.....



27 JUL 2011

# ANNEXURE – 2

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Annexure – 2

**Issue 1.** **Overestimation of Power availability from New Stations**

**Issue 2.** **Higher Plant Load Factor ("PLF") assumed for New Generating Stations**

**Issue 3.** **Higher PLF assumed for IPGCL (GT) Station by the DERC**

**Issue 4.** **Lower Power Purchase Cost Assumed for FY 2009-10.**

**Issue 5.** **The DERC has considered an inflated Average Billing Rate for FY 2009-10.**

**Impact:**

We trust that the Hon'ble Commission would take into consideration the findings of the Hon'ble ATE Order while projecting the power purchase cost for the future years while determining the ARR of the Petitioner.

**Issue 6.** **The Amount earned on Account of Late Payment Surcharge ("LPSC") has been considered a part of the Revenue.**

**Impact:**

In view of the findings of the Hon'ble ATE, it is respectfully prayed that this Hon'ble Commission may be pleased to allow the financing cost of outstanding dues, i.e. on the entire principal amount, should be allowed and it should not be limited to late payment surcharge amount alone. The Appellant has calculated interest on Principal amount on which LPSC is claimed which is tabulated as below:

(Rs Cr)

| Particulars | S.No | FY 2007-08 | FY 2008-09 | FY 2009-10 |
|---|---|---|---|---|
| LPSC billed | A | 77.36 | 47.01 | 41.28 |
| Principal Amount | B=A/18% | 429.80 | 261.17 | 229.36 |
| Average SBI PLR | C | 12.69% | 12.79% | 11.87% |
| Interest on outstanding principal amount | D=C*B | 54.53 | 33.41 | 27.23 |
| Allowed by DERC | E | 1.43 | 0 | 0 |
| Retainable by BRPL | F=D-E | 53.10 | 33.41 | 27.23 |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

The amount of LPSC billed and collected for the FY 2007-08, FY 2008-09 and FY 2009-10 is attached herewith as **Annexure - 3** for the kind perusal of the Hon'ble Commission.

**Issue 7. The DERC has included the Amount Earned on Unutilized Return of past period as a part of Revenue and Tariffs in the current year.**

**Impact:**

In view of the findings of the Hon'ble ATE, it is respectfully prayed that this Hon'ble Commission may be pleased to allow the interest earned on unutilized return to be retained by the Appellant and shall not be considered in the Non-tariff income while calculating the ARR. The computation of the unutilized return and interest earned on deposits/ loans as per the audited accounts of the Appellant are given below:

**Unutilized return (Rs Cr)**

| Particulars | FY 02-03 | FY 03-04 | FY 04-05 | FY 05-06 | FY 06-07 | FY 07-08 | FY 08-09 | FY 09-10 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Return as Approved | 55.23 | 73.68 | 81.26 | 101.12 | 116.72 | 116.50 | 104.38 | 133.37 |
| Incentive on AT&C overachievement | | | | | | | 59.14 | 26.67 |
| Utilized for the purpose of Capital expenditure/ Capitalization | 0.53 | - | 94.65 | 153.66 | 41.26 | 4.48 | 50.38 | 63 |
| Unutilized Return | 54.71 | 73.68 | (13.40) | (52.54) | 75.45 | 112.02 | 54.00 | 70.37 |
| Cumulative Unutilized Return | 54.71 | 128.39 | 114.99 | 62.45 | 137.90 | 249.92 | 303.92 | 374.29 |

**Interest earned on investment – Retainable by the Appellant.**

| Particulars | FY 2007-08 | FY 2008-09 | FY 2009-10 |
|---|---|---|---|
| Interest on Fixed Deposits | 0.12 | 0.01 | 0.01 |
| Interest on Loans | 15.68 | 6.28 | 0.09 |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| Interest on Govt. of India Securities-Non Trade Investment/Others | 1.96 | 1.40 | 1.43 |
| **Total** | **17.76** | **7.69** | **1.53** |

**Issue 8.** **The DERC has considered the Interest Capitalized as a part of the ARR of the Appellant**

**Impact:**

The Hon'ble Commission has considered an amount of Rs 4.27 Cr, Rs 12.48 Cr, Rs 14.98 Cr and Rs 12.16 Cr for FY 2007-08, FY 2008-09, FY 2009-10 and FY 2010-11 respectively. It is respectfully prayed that this Hon'ble Commission may be pleased to reconsider the ARR by not including the amount towards interest capitalized as a part of the calculation of the ARR.

**Issue 9.** **The DERC has considered the Amount Earned on account of Power Purchase Rebate as a part of Revenue and Tariffs.**

**Impact:**

In view of the findings of the Hon'ble ATE, it is respectfully prayed that this Hon'ble Commission may be pleased to consider rebate only upto 1% as non-tariff income. The balance amount along with carrying cost shall be allowed to be retained by the Appellant. The Appellant further states that information regarding amount of rebate earned above 1% has already been submitted to the Hon'ble Commission vide our letter no RA/11-12/01/A/47 dated 27th June 2011 duly audited by the statutory auditors of the Appellant. The amount has again been represented below:

(Rs Cr)

| Particulars | S.No | FY 2007-08 | FY 2008-09 | FY 2009-10 |
|---|---|---|---|---|
| Power Purchase rebate earned total | A | 40.49 | 40.71 | 31.93 |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

81

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Rebate above 1% retainable by BRPL | B | 18.09 | 17.52 | 7.69 |

**Issue 10. Impact of increase in CPI/WPI on the O&M expenses in the True-up**

**Impact:**

In view of the findings of the Hon'ble ATE, it is respectfully prayed that this Hon'ble Commission may be pleased to consider rebate the Indexation factor considered for approving O&M expenses. The revised computation for CPI and WPI are submitted below for your kind consideration

**Actual CPI and WPI**

| Year | CPI Overall | % Growth YoY | WPI (Overall) | % Growth YoY |
|---|---|---|---|---|
| 2000-01 | 444.17 | | 155.69 | |
| 2001-02 | 463.33 | 4.32% | 161.32 | 3.61% |
| 2002-03 | 481.75 | 3.97% | 166.77 | 3.38% |
| 2003-04 | 500.33 | 3.86% | 175.90 | 5.48% |
| 2004-05 | 519.50 | 3.83% | 187.28 | 6.47% |
| 2005-06 | 542.42 | 4.41% | 195.56 | 4.42% |
| 2006-07 | 578.92 | 6.73% | 206.18 | 5.43% |

Based on the above values the projection for the CPI and WPI for the control period shall be considered as follows:

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

82

| Year | CPI (Overall) | Projected Growth in CPI | WPI (Overall) | Projected Growth in WPI |
|---|---|---|---|---|
| 2007-08 | 605.32 | 4.56% | 216.57 | 5.04% |
| 2008-09 | 632.93 | 4.56% | 227.47 | 5.04% |
| 2009-10 | 661.79 | 4.56% | 238.93 | 5.04% |
| 2010-11 | 691.97 | 4.56% | 250.96 | 5.04% |

The Escalation factor for the control Period therefore works out to be as follows

| Year | Index (Consolidated) | Escalation factor |
|---|---|---|
| 2006-07 | 411.19 | |
| 2007-08 | 430.38 | 1.0467 |
| 2008-09 | 450.47 | 1.0467 |
| 2009-10 | 471.50 | 1.0467 |
| 2010-11 | 493.52 | 1.0467 |

The Hon'ble Commission in its MYT order had considered an Escalation factor of 1.0415 and had accordingly approved the Employee expenses and A&G expenses. The Hon'ble Commission is requested to revise the Employee expenses and A&G expenses according to the revised escalation factor.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Issue 11. **True-up expenses for FY 2007-08 for the period 01.04.2007 and commencement of the MYT Tariff Order dated 23.02.2008 based on the audited information.**

**Impact:**

The Appellant requests the Hon'ble Commission to consider the actual for Controllable expenses in terms of the above order from 1st April 2007 to the commencement of the MYT Regulations along with carrying cost. In consonance with the above stated order, the Appellant has considered the following basis for consideration of Controllable Expenses for FY 2007-08.

a. **O&M Expenses:** The O&M expenses are considered as per the audited accounts of the Appellant for FY 2007-08 pro-rated for 11 months. Further the balance period of March 2008 is considered as per the MYT order of the Hon'ble Commission pro-rated to one month.

b. **Depreciation:** As the principles of the MYT regulations were applicable from the commencement of the MYT order, the rates of depreciation applicable immediately before the order would be applicable. The depreciation rates applicable before the MYT regulations were 6.69%. Accordingly the Appellant has considered the depreciation for the FY 2007-08 which is shown in the table below:

| Particulars | FY 07-08 |
|---|---|
| OGFA Considered by DERC | 2,030.14 |
| Addition to GFA as per Accounts | 260.81 |
| CGFA | 2,290.95 |
| Depreciation rate | 6.69% |
| Depreciation | 144.54 |

It is also stated that the opening gross fixed asset presently has been considered as per the approval of the Hon'ble Commission in its MYT order pending finalization of the petition filed before the Hon'ble Commission for implementation of ATE order for 36/2008.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

84

c. **Return on Equity:** The petitioner has considered the Return on equity for the distribution business in line applicable provisions prevalent before the commencement of MYT order for the FY 2007-08. The calculation of return on equity are as below:

**Means of Finance**

| Particulars | FY 2007-08 |
|---|---|
| **Capital Investment** | 246.96 |
| | |
| **Funding of Capital Investment** | |
| Consumer Contribution | 92.62 |
| Depreciation | 139.40 |
| Equity | 4.48 |
| Debt | 10.45 |

**Utilization of Depreciation**

| Utilization of Depreciation | FY 2007-08 |
|---|---|
| Depreciation Available | 144.54 |
| Utilized for Loan Repayment | 54.42 |
| Utilized for Funding of Capex | 90.12 |

**Return on Equity Calculation**

| Return on Equity | FY 2007-08 |
|---|---|
| Opening Equity | 460.00 |
| Addition to Equity | - |
| Closing Equity | 460.00 |
| Average Equity | 460.00 |
| Opening Free reserves | 290.11 |
| Addition to Free Reserves | 19.26 |
| Closing Free Reserves | 309.37 |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

85

| | |
|---|---|
| Average Free Reserves | 299.74 |
| Average Equity +Average Free Reserves | 759.74 |
| RoE | 121.56 |

d. **Interest Expenses:** The interest for FY 2007-08 has been considered as per the audited accounts of the Appellant pro-rated for 11 months.

The summary of the above claimed expenses are tabulated below (Rs Cr)

| | Allowed in the Tariff Order | | Actual | | Revised | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Particulars | FY 2007-08 A | Prorated for one month B=A/12 | FY 2007-08 C | Pro-rated for 11 months D=C/12 *11 | Considered For FY 2007-08 E=B+D | Additional Impact F=B-E |
| Employee Expenses | 152.15 | 12.68 | 164.39 | 150.69 | 163.37 | 11.22 |
| A&G Expenses | 64.99 | 5.42 | 159.00 | 145.75 | 151.16 | 86.17 |
| R&M Expenses | 72.08 | 6.01 | 71.23 | 65.29 | 71.30 | (0.78) |
| Depreciation | 82.88 | 6.91 | 144.54 | 132.50 | 139.40 | 56.52 |
| Return | 73.86 | 6.16 | 121.56 | 111.43 | 117.58 | 43.72 |
| Interest | 88.53 | 7.38 | 203.03 | 186.11 | 193.48 | 104.95 |
| Total | 534.49 | 44.54 | 863.74 | 791.76 | 836.30 | 301.81 |

In accordance with the Section 5.4 of the MYT regulations the O&M Expenses permissible towards ARR for each year of the control period i.e. during the period FY 2008-09 to FY

2011-12, is a factor of the expenses of the previous year. Therefore since the expenses of FY 2007-08 is to be revised as per the direction of the Hon'ble ATE, the O&M Expenses for rest of the control period also ought to be revised accordingly.

**Issue 12. The Carrying cost allowed by the DERC is lower than the Borrowing Cost.**

**Impact:**

It is respectfully prayed that this Hon'ble Commission may be pleased to reconsider the rate of carrying cost at the prevalent market rate. In accordance with the above order read with the judgment in the matter of Appeal no 153 of 2009 referred above, the revenue gap during the year ought to be reconsidered at the prevailing market rate and the carrying cost also to be allowed in the debt/ equity of 70:30.

The carrying cost considered for equity portion ought to be equivalent to the opportunity cost of such amount which is considered at 16% and average SBI PLR rates is considered as carrying cost for normative debt portion of such funding. Accordingly, the Appellant has computed the carrying cost as demonstrated in the table below:

**Impact of Judgment in Appeal 142**

(Rs Cr)

| Particulars | FY 2007-08 | FY 2008-09 | FY 2009-10 |
|---|---|---|---|
| Financing cost of LPSC | 53.10 | 33.41 | 27.23 |
| Interest retainable on Unutilized Return | 17.76 | 7.69 | 1.53 |
| Rebate of above 1% on Power Purchase | 18.09 | 17.52 | 7.69 |
| Truing up of FY 2007-08 under section 12.1 of the MYT regulations | 301.81 | | |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

87

| | | | |
|---|---|---|---|
| Capitalization of Interest | 4.27 | 12.48 | 14.98 |
| **Total Additional Gap** | **395.03** | **71.09** | **51.43** |

**Note: The above excludes the impact of revision of inflation indices**

**Calculation of Carrying Cost**

| Particulars | S.No | FY 2007-08 | FY 2008-09 | FY 2009-10 |
|---|---|---|---|---|
| **Revenue Gap** | | | | |
| Opening | A | 404.47 | 1,019.62 | 1,448.32 |
| Gap During the year | B | 128.95 | 204.67 | 1,128.80 |
| Additional Gap due to ATE order on 142/2009 | C | 395.03 | 71.09 | 51.43 |
| Closing Gap | D | 928.45 | 1,295.39 | 2,628.55 |
| **Funding of the Gap** | | | | |
| **Equity** | | | | |
| Opening | E | 121.34 | 278.53 | 388.62 |
| Addition | F | 157.19 | 110.08 | 399.95 |
| Closing | G | 278.53 | 388.62 | 788.56 |
| Average Equity | H=(E+G)/2 | 199.94 | 333.58 | 588.59 |
| **Debt** | | | | |
| Opening | I | 283.13 | 649.91 | 906.77 |
| Addition | J | 366.79 | 256.86 | 933.21 |
| Closing | K | 649.91 | 906.77 | 1,839.98 |
| Average Debt | L=(I+K)/2 | 466.52 | 778.34 | 1,373.38 |
| **Average SBI PLR** | M | 12.7% | 12.8% | 11.9% |
| **Carrying Cost** | | | | |
| On Equity | N=H*16% | 31.99 | 53.37 | 94.17 |
| On Debt | O=M*L | 59.18 | 99.56 | 163.05 |
| **Total Carrying cost** | **P=O+N** | **91.17** | **152.93** | **257.23** |
| Closing Gap Including Carrying Cost | Q=P+D | 1,019.62 | 1,448.32 | 2,885.77 |

* As proposed by the appellant in it's truing up petition for the year

The Hon'ble Commission is requested to consider the above principle while computing the revenue gap for the future years.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

88

# ANNEXURE – 3

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| Sum of LPSC | | |
|---|---|---|
| ACCOUNTING_MONTH | TOTAL BILLED LPSC AMT. | TOTAL COLLECTED LPSC AMT. |
| 200704 | 67482236.99 | 14,853,875.55 |
| 200705 | 69795626.24 | 17,399,405.80 |
| 200706 | 61080922.83 | 26,259,402.42 |
| 200707 | 64808566.96 | 98,354,774.58 |
| 200708 | 68590302.96 | 30,482,505.90 |
| 200709 | 64132521.58 | 29,346,828.17 |
| 200710 | 65205485.25 | 30,719,431.40 |
| 200711 | 66916393.85 | 30,263,286.73 |
| 200712 | 65268754.12 | 29,434,353.76 |
| 200801 | 68022360.62 | 37,931,913.44 |
| 200802 | 57213537.68 | 39,533,227.80 |
| 200803 | 55126640.58 | (66,863,064.24) |
| **TOTAL (FY 07-08)** | **773643349.66** | **317715941.31** |
| 200804 | 48098190.83 | 20,146,643.73 |
| 200805 | 44178990.68 | 14,818,133.24 |
| 200806 | 43333364.71 | 25,495,940.42 |
| 200807 | 38945465.79 | 47,435,945.16 |
| 200808 | 37480720.71 | 21,545,803.36 |
| 200809 | 38534777.54 | 23,020,717.20 |
| 200810 | 37052893.10 | 26,184,600.01 |
| 200811 | 37654165.04 | 19,347,549.14 |
| 200812 | 42898468.93 | 24,331,639.35 |
| 200901 | 40046836.57 | 20,624,483.58 |
| 200902 | 34363775.75 | 28,549,516.89 |
| 200903 | 27515291.06 | 6,731,330.57 |
| **TOTAL (FY 08-09)** | **470102940.71** | **278232302.65** |
| 200904 | 31660691.42 | 3,754,165.67 |
| 200905 | 33525307.35 | 16,580,922.29 |
| 200906 | 44355438.95 | 50,861,995.24 |
| 200907 | 32420267.66 | 15,193,444.58 |
| 200908 | 31477160.85 | 18,275,238.30 |
| 200909 | 36379059.20 | 45,117,656.65 |
| 200910 | 21586243.43 | 21,899,946.30 |
| 200911 | 41414716.61 | 18,993,796.64 |
| 200912 | 39129643.49 | 18,818,096.48 |
| 201001 | 37505381.10 | 24,164,633.04 |
| 201002 | 31798945.43 | 27,163,521.52 |
| 201003 | 31595792.48 | 20,731,721.88 |
| **TOTAL (FY 09-10)** | **412848647.97** | **281555138.59** |

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

90

**BEFORE THE DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**

**C BLOCK, SHIVALIK, MALVIYA NAGAR, NEW DELHI**

File No._____

Case No._____

**IN THE MATTER OF:-**

**BSES Rajdhani Power Limited ("BRPL")**
BSES Bhawan, Nehru Place
New Delhi-110 019. ... **PETITIONER**

**AND**

**IN THE MATTER OF:-**

Petition/Application for Aggregate Revenue Requirement for the Financial Year (hereinafter referred to as "**FY**") 2011-12 and Review of FY 2010-11 as per Hon'ble Delhi Electricity Regulatory Commission (hereinafter referred to as "**Hon'ble Commission**") letter number F.3 (312)/Tariff/DERC/2011-12/4481 dated 24.02.2011 read with letter number F.3 (130-A)/Tariff/DERC/2006-07/C.F.No. 2787/Pt. File-I/5089 dated 08.03.2011, under the Multi Year Tariff (hereinafter referred to as "**MYT**") framework for the financial year 2007-08 to FY 2010-11 (excluding the entitlements as raised in the ATE Petition filed by the Petitioner on [_] for FY 2007-08 but including a determination of the entitlements of the Petitioner available pursuant to the principles set out in the orders of the Hon'ble Appellate Tribunal for Electricity (hereinafter referred to as the "**ATE**") vide Orders dated 06.10.2009 and 30.07.2010 in Appeal 36 of 2008 and 153 of 2010 (of M/s NDPL) respectively is filed under Section 62 of the Electricity Act 2003 (hereinafter referred to as "**Act**"), read with Section 8.4, Section 8.5, Section 8.7, Section 8.8, Section 8.9, Section 11.1, Section 11.2, Section 11.3, Section 11.4 and Section 13.4 of the Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Wheeling Tariff and Retail Supply Tariff) Regulations, 2007 (hereinafter referred to as "**MYT Regulations**"), Section 11 and Section 28 of Delhi Electricity Reforms Act 2000 to the extent applicable, the Delhi Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulation 2001 and Section 24 of the License for Distribution and Retail Supply of Electricity issued by the Hon'ble Commission.

**AND**

**IN THE MATTER OF:-**

Compliance with the Hon'ble Commission's letter being letter No. F.3(312)/Tariff/DERC/2011-12/4481 dated 24.02.2011

**AND**

**IN THE MATTER OF:-**

Compliance with the Hon'ble Commission's letter being letter No. F.3(130-A)/Tariff/DERC/2006-07/C.F. No.2787/Pt. File-I/5089 dated 08.03.2011

NOTARY
E. SRIVASTAVA
Distt. Delhi

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

91

**AFFIDAVIT VERYFYING THE PETITION**

I, Rajeev Chowdhury S/o Shri Sunil K. Chowdhury, aged 38 years, having my office at BSES Bhawan, Nehru Place, New Delhi-110019, do hereby solemnly affirm and state as follows:

1. I am working with BSES Rajdhani Power Limited, the Petitioner, as Head (Regulatory Affairs) and am duly authorized by the said Petitioner to make this affidavit.
2. I say that on behalf of BSES Rajdhani Power Limited, I am filing this Petition under the Electricity Act, 2003 read with Delhi Electricity Reforms Act 2000 and the Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Wheeling Tariff and Retail Supply Tariff) Regulatory, Aggregate Revenue Requirement for the Financial Year 2011-12 and Review of FY 2010-11.
3. I further say that the statements made and data presented in the aforesaid petition are to the best of my knowledge derived from records of the Company and based on estimations arising from data and or records of the company. Further, to my knowledge and belief, no material information has been concealed in the aforesaid Petition.

DEPONENT

**RAJEEV CHOWDHURY**

Head (Regulatory Affairs)

Authorized Signatory

BSES Rajdhani Power Limited: Respondent

**VERIFICATION:-**

I, Rajeev Chowdhury, the respondent hereby solemnly affirms that the contents of above affidavit are true to the best of my knowledge, no part of it is false and nothing material has been concealed there from.

Verified by me on this the 27th July'2011 at New Delhi.

DEPONENT

**RAJEEV CHOWDHURY**

Head (Regulatory Affairs)

Authorized Signatory

BSES Rajdhani Power Limited: Respondent

NOTARY R. SRIVASTAVA Regd. No. 8139 GOVT. OF INDIA

**WITNESS:**

Ravi

Assistant Manager (Regulatory Affairs)
BSES Rajdhani Power Ltd.
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi-110019

Attested as Identified

Notary Public Delhi (India)

27 JUL 2011

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

92

BSES

**BSES Rajdhani Power Limited**
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

Ref: RA/2012-13/01/A/138

Date: 22nd June, 2012

The Secretary
Delhi Electricity Regulatory Commission
Viniyamak Bhavan, "C" Block, Shivalik
Malviya Nagar
New Delhi-110017

***Sub.: Financial impact on account of several judgments passed by Hon'ble Appellate Tribunal for Electricity ("Hon'ble Tribunal").***

***Ref: (a) BRPL's Letter no. RA/2012-12/01/A/102 dated 8.6.2012***
***(b)Minutes of Meeting dated 5.6.2012 between official of BRPL and DERC regarding Prudence check/verification of Sales/Revenue Data, Power Purchase Bill and Form 2.1(a)***

Madam,

The Hon'ble Commission has sought bifurcations of expenses issue-wise on account of Hon'ble Tribunal's Judgment dated 20.07.2010 passed in Appeal no. 153/2009. In this regard, we would like to submit the following:-

***I. Financial Impact due to Hon'ble Tribunal's Judgment dated 06.10.2009 in Appeal No. 36 of 2008:***

1.1 BRPL has filed a Petition on 20.11.2009 requesting the Hon'ble Commission to implement the Hon'ble Tribunal's judgment dated 06.10.2009. The details of the impact issue-wise were submitted along with the Petition. A copy of the Petition dated 20.11.2009 is enclosed herewith as ***Annexure – 1.***

1.2 The Petition has so far not been admitted by the Hon'ble Commission. BRPL prays before this Hon'ble Commission to take up the aforesaid Petition along with the ARR Petition for FY 2012-13 and allow the expenses as directed by Hon'ble Tribunal.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

***II. Financial impact due to Hon'ble Tribunal's Judgment dated 12.07.2011 in Appeal No. 142 of 2009:***

2.1 BRPL by its communication no. CEO (BRPL)/ 11-12/1116 dated 21.07.2011 has requested this Hon'ble Commission to implement the Hon'ble Tribunal judgment dated 12.07.2011. A copy of the communication dated 21.07.2011 is enclosed herewith as ***Annexure – 2.***

2.2 No order has so far been passed by Hon'ble Commission giving effect to Hon'ble Tribunal's judgment. BRPL prays before this Hon'ble Commission to allow the expenses as directed by Hon'ble Tribunal along with ARR Petition for FY 2012-13.

***III. Financial impact of Hon'ble Tribunal's Judgment dated 20.07.2010 in Appeal No. 153 of 2009***

3.1 BRPL in its ARR Petition for FY 2011-12 and Review petition for FY 2010-11 filed on 25.03.2011 had prayed before this Hon'ble Commission to allow the ts entitlements in terms of the Hon'ble Tribunal's Judgment dated 20.07.2010 in Appeal No. 153 of 2009. A copy of the relevant pages of the ARR Petition dated 25.03.2011 is enclosed herewith as ***Annexure – 3.***

3.2 However, the Hon'ble Commission has not given effect to the judgment of Hon'ble Tribunal.

4. BRPL has calculated the overall impact due to aforesaid Hon'ble Tribunal's Judgments, along with carrying cost upto 31.03.2012, which comes out to approximately Rs.2649 crores. A summary/ bifurcation of the various entitlements in terms of the aforesaid Hon'ble Tribunal's judgments issue-wise is enclosed herewith as ***Annexure – 4.***



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

5. BRPL prays before this Hon'ble Commission to allow its entitlement on account of various judgments of this Hon'ble Tribunal as calculated and enclosed in ***Annexure -4***.

Thanking you,

Yours faithfully

***For BSES Rajdhani Power Ltd.***

Rajeev Chowdhury

Head (Regulatory)

Encl.: As above.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-3

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

# दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग
# Delhi Electricity Regulatory Commission
(A Statutory Body of Govt. of NCT of Delhi)

F.17(141)/Engg./DERC/2009-10/2145 1374 30.06.2010

To

The Chief Executive Officer,
BSES Rajdhani Power Ltd.
BSES Bhavan, Nehru Place
New Delhi-110019

**Sub: DPR for Capital work proposed FY 2010-11 (Replacement of oil to dry type transformers Annexure- B.4)**

**Ref.: Your letter No. RA/2010/01/F/37**

Sir,

This is with reference to your aforesaid mentioned letter for CAPEX approval for replacement of oil to dry type transformers Annexure- B.4 mentioned in the DPR for the year 2010-11.

2. There are some clarifications that are required to enable the Commission to grant its approval for the schemes under the budget head Oil to dry type transformer schemes.

1. The number of transformers to be installed given in the summary and BOM is not matching in 5 cases out of the 14.
2. Please justify the requirement of 11 kv cable terminations as you are replacing the transformers only.
3. Please mention the material name in the BOM and not the SAP code used.
4. Please provide 11 kV Zonal SLDs providing augmentation details.
5. Please specify the action reutilization plan for the removed oil filled transformers.
6. Is load growth envisaged in the areas from where the transformers are being replaced?
7. Earthing electrodes appear in the BOM, justify the requirement viz-a-viz the current installations.
8. Please mention the labour and transportation costs as percentage of the scheme cost and give separately the labour and transportation costs.

3. It has been highlighted as priority schemes by BRPL. So it is requested to provide the necessary details to facilitate us to proceed further.

Yours faithfully

(Vishal Vij)
Dy. Director (T&D)

विनियामक भवन, सी–ब्लाक, शिवालिक, मालवीय नगर, नई दिल्ली –110 017
Viniyamak Bhawan, C-Block, Shivalik, Malviya Nagar, New Delhi-110017
Phone: 26680493, Fax 26673608, Website:www.derc.gov.in

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग
# Delhi Electricity Regulatory Commission

(A Statutory Body of Govt. of NCT of Delhi)

F.17(141)/Engg./DERC/2009-10/2145 1400

01.07.2010
02

To

The Chief Executive Officer,
BSES Rajdhani Power Ltd.
BSES Bhavan, Nehru Place
New Delhi-110019

**Sub: DPR for Capital work proposed FY 2010-11 (Load Growth Works Annexure 8.2 and the Electrification of LOP/JJclusters Annexure- B.1.1)**

**Ref.: Your letter No. RA/2010/01/F/37**

Sir,

This is with reference to your aforesaid mentioned letter for CAPEX approval for Load Growth Works Annexure 8.2 and the Electrification of LOP/JJclusters Annexure-B.1.1 mentioned in the DPR for the FY 2010-11.

2. There are some clarifications that are required to enable the Commission to grant its approval for the schemes under the budget head Load Growth Works and the Electrification of LOP/JJclusters schemes.

- Load growth works:
  1. Please provide the existing arrangement at Okhla S/s-5 Phase-3 in terms of
     - Building
     - Equipments
     - Panels
     - Transformers
     - Loading profile
  2. Which loads will be taken off from East of Kailash grid and other associated grids?
  3. Please provide route map of 33 kV cable to be laid and the LILO scheme.
  4. Is there provision for future expansions viz-a-viz the load, number of panels and transformers?
  5. What are the 11 kV loads that will be served by the new S/s.
  6. Scheme describes 30 Nos. 11 kV O/G's but the SLD shows only 16 O/G's, please clarify.

विनियामक भवन, सी–ब्लाक, शिवालिक, मालवीय नगर, नई दिल्ली –110 017
Viniyamak Bhawan, C-Block, Shivalik, Malviya Nagar, New Delhi-110017
Phone: 26680493, Fax 26673608, Website:www.derc.gov.in

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

7. Please specify whether 11 kV cable laying has been considered?
8. Please provide the checklist according to the new capital investment guidelines

- Electrification of LOP/JJclusters schemes
  1. Please provide zonal and area specific SLDs clearly showing where the new lines will be installed.
  2. As discussed earlier, please provide summary of the high value materials used in the 62 Nos. of schemes.

3. It has been highlighted as priority schemes by BRPL. So it is requested to provide the necessary details to facilitate us to proceed further.

Yours faithfully

(Vishal Vij)
Dy. Director (T&D)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग
# Delhi Electricity Regulatory Commission
(A Statutory Body of Govt. of NCT of Delhi)

F.17(141)/Engg./DERC/2009-10/2145 1496 08.07.2010

To

The Chief Executive Officer,
BSES Rajdhani Power Ltd.
BSES Bhavan, Nehru Place
New Delhi-110019

**Sub: DPR for Capital work proposed FY 2010-11 (Formation of BRPL Green Club Annexure- D.5)**

**Ref.: Your letter No. RA/2010/01/F/37**

Sir,

This is with reference to your aforesaid mentioned letter for CAPEX approval for the formation of BRPL Green Club Annexure- D.5 mentioned in the DPR for the FY 2010-11.

2. There are few points which need clarification for In-Principle project approval of the said scheme. As you have mentioned that initially this will be a pilot project for a consumer base of 100 Nos. to be in a position to meet the peak demand in the system by shedding the unwanted load declared by these pilot consumer base, so:

- Does BRPL have that many numbers of volunteers at this point of time for the project to be implemented? If yes, please provide the consent letters from these consumers.
- Will these consumers be affected in both the cases when the demand in the system exceeds the schedule & when there is some load shedding to be done?
- Does BRPL propose any benefits to these consumers, like in terms of excluding them and ensuring power reliability when there is load shedding is to be done in the area of these consumers?

3. It has been highlighted as priority schemes by BRPL. So, it is requested to provide the necessary details to facilitate us to proceed further.

Yours faithfully

(Vishal Vij)
Dy. Director (T&D)

विनियामक भवन, सी–ब्लाक, शिवालिक, मालवीय नगर, नई दिल्ली –110 017
Viniyamak Bhawan, C-Block, Shivalik, Malviya Nagar, New Delhi-110017
Phone: 26673604, Fax 26673608, Website:www.derc.gov.in

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग
# Delhi Electricity Regulatory Commission
(A Statutory Body of Govt. of NCT of Delhi)

F.17(141)/Engg./DERC/2009-10/2145 | 1497 08.07.2010

To

The Chief Executive Officer,
BSES Rajdhani Power Ltd.
BSES Bhavan, Nehru Place
New Delhi-110019

**Sub: DPR for Capital work proposed FY 2010-11 (SCADA Adaptation Works Annexure- E.1)**

**Ref.: Your letter No. RA/2010/01/F/37**

Sir,

This is with reference to your aforesaid mentioned letter for CAPEX approval for SCADA Adaptation Works, Annexure- E.1 mentioned in the DPR for the FY 2010-11.

2. There are few points which need clarification for In-Principle project approval of the said schemes:

- In all the schemes mentioned for the SCADA adaptation work has been done in the existing sub-stations so, what is the provision that had been provided for automation purposes for these existing grids?

- Please provide details regarding the provisions that were kept for future additions in your base SCADA implementation programme viz-a-viz the current status of provisions left.

3. It has been highlighted as priority schemes by BRPL. So, it is requested to provide the necessary details to facilitate us to proceed further.

Yours faithfully,

(Vishal Vij)
Dy. Director (T&D)

विनियामक भवन, सी–ब्लाक, शिवालिक, मालवीय नगर, नई दिल्ली –110 017
Viniyamak Bhawan, C-Block, Shivalik, Malviya Nagar, New Delhi-110017
Phone: 26673604, Fax 26673608, Website:www.derc.gov.in

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग
# Delhi Electricity Regulatory Commission
(A Statutory Body of Govt. of NCT of Delhi)

F.17(141)/Engg./DERC/2009-10/2145 1523

12.07.2010

To

The Chief Executive Officer,
BSES Rajdhani Power Ltd.
BSES Bhavan, Nehru Place
New Delhi-110019

**Sub: DPR for Capital work proposed FY 2010-11 (Meters & Accessories Works Annexure C.1)**

**Ref.: Your letter No. RA/2010/01/F/37**

Sir,

This is with reference to your aforesaid mentioned letter for CAPEX approval for the Meter and Accessories Works Annexure- C.1 mentioned in the DPR for the FY 2010-11.

2. There are few points which need clarification for In-Principle project approval of the said schemes:

- It is understood that mass meter replacement activity is already over in BRPL still against a consumer base of approximately 10 lakh you have proposed replacement activity for 2.5 Lakh. You are requested to justify the requirement in such a huge number.
- As per the govt. guidelines prepaid metering has already been done at consumer locations having load of 45kW and below and as claimed by the DISCOMs prepaid meters is also as tamperproof as the regular meters, so please justify the rationale for prepaid metering.
- Please provide the number of consumer's category wise growth expected in the FY 2010-11.

3. It has been highlighted as priority schemes by BRPL. So, it is requested to provide the necessary details to facilitate us to proceed further.

Yours faithfully,

(Vishal Vij)
Dy. Director (T&D)

विनियामक भवन, सी–ब्लाक, शिवालिक, मालवीय नगर, नई दिल्ली –110 017
Viniyamak Bhawan, C-Block, Shivalik, Malviya Nagar, New Delhi-110017
Phone: 26673604, Fax 26673608, Website:www.derc.gov.in

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग
# Delhi Electricity Regulatory Commission

(A Statutory Body of Govt. of NCT of Delhi)

F.17(155)/Engg./DERC/2010-11(Pt.file)/2561/2761 17.09.2010

To,

The Chief Executive Officer,
BSES Yamuna Power Ltd
Shakti Kiran Building, Karkardooma
New Delhi-110 092.

The Chief Executive Officer,
North Delhi Power Ltd,
33 KV Grid Sub-station,
Hudson Lane, Kingsway Camp,
Delhi – 110 009.

The Chief Executive Officer,
BSES Rajdhani Power Ltd
BSES Bhavan, Nehru Place
New Delhi-110 019.

**Sub.: DPR's for Schemes for Capital Investments**

Sir

This is with reference to the DPRs regarding capital expenditure schemes submitted for FY 2010-11. In this regard you are requested to submit the following:-

**HT Switchgear/Replacement/Addition schemes:**

(i) Scheme division wise and feeder wise along with abstract of the schemes
(ii) SLD s, division-wise, indicating 66/11kV & 33/11kV sub-stations and 11 kV inter-connections along with new RMUs, existing RMUs and RMUs to be replaced in different colour and legend.
(iii) Division wise no. of 11kV feeders and existing RMU's on each feeder.
(iv) List of feeders on which RMU is to be placed
(v) Where RMUs are to be replaced, provide make/date of installation of the existing RMU.

**LT Feeder schemes:**

(i) Schemes division-wise and 11 kV feeder wise along with abstract of total LT cable length proposed in the division.
(ii) Length of existing 11kV and LT feeders – O/H, U/G, ABC.
(iii) No. of DTs capacity wise, division wise and 11 kV feeder wise.
(iv) Single line diagram of the 11 kV feeders indicating peak load on 11 kV feeder and on each DT.
(v) Name and number of LT feeders emanating from the DTs and feeder size along with length of existing and proposed feeders.

विनियामक भवन, सी–ब्लाक, शिवालिक, मालवीय नगर, नई दिल्ली –110 017
Viniyamak Bhawan, C-Block, Shivalik, Malviya Nagar, New Delhi-110017
Phone: 26680493, Fax 26673608, Website:www.derc.gov.in ,

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Feeder Pillars:**

(i) Division wise and 11 kV feeder wise schemes along with the abstracts
(ii) SLDs of 11 kV feeder in which all the DTs have been marked.
(iii) SLD of the DT showing feeder pillars alongwith the distances of both existing and proposed schemes.
(iv) No. of consumers / connected load each to be served from feeder pillars.

**Replacement of LT Sick Cables/Electrical Equipments**

(i) Scheme Division wise and 11 kV feeder wise along with abstract of schemes.
(ii) Date of commissioning/installation of existing cable with rating.
(iii) No. of breakdown in last three years on the old cable to be replaced.
(iv) GIS map showing the network of division with the details of DT feeding these cables.

**DT augmentation/New DTs:**

(i) Scheme Division wise and 11kV feeder wise along with abstract of schemes
(ii) Division wise / 11 kV feeder wise number and capacity of DT's existing on the 11 kV feeder with the peak load on the feeder / each DT.
(iii) In case augmentation is being prepared to meet load growth then the basis of load projection in the division.

The aforesaid clarification/data may kindly be furnished so as to facilitate examination of the capital expenditure schemes.

Yours faithfully

(Anjuli Chandra)
Director (Engg.)

DELHI RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग
# Delhi Electricity Regulatory Commission

(A Statutory Body of Govt. of NCT of Delhi)

F.17(155)/Engg./DERC/2010-11(Pt. File)/2561/2564

06.08.2010

To

The Chief Executive Officer,
BSES Rajdhani Power Ltd.
BSES Bhavan, Nehru Place
New Delhi-110019

**Sub:- DPR for Capital work proposed FY 2010-1 (Meters & Accessories Works Annexure C.1)**

**Ref:- RA/2010-11/I/66 dtd. 17.07.2010**

Sir,

We are in receipt of your letter dtd. 17.07.2010 in which you had specified that against the consumer base of 15.67 lac you are doing replacement activity for 2.5 lacs which is due to reasons like burning of meter, change of category, load change, tampering of meters etc.

You are requested to give the breakup according to all these categories mentioned above at the earliest to enable the Commission to proceed further.

Yours faithfully,

(Vishal Vij)
Dy. Director (T&D)

विनियामक भवन, सी–ब्लाक, शिवालिक, मालवीय नगर, नई दिल्ली –110 017
Viniyamak Bhawan, C-Block, Shivalik, Malviya Nagar, New Delhi-110017
Phone: 26680493, Fax 26673608, Website:www.derc.gov.in

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग
# Delhi Electricity Regulatory Commission
(A Statutory Body of Govt. of NCT of Delhi)

F.17(155)/Engg./DERC/2010-11/2564/2703-3105 06.10.2010

To

The Chief Executive Officer
BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi – 110019

The Chief Executive Officer
BSES Yamuna Power Ltd. Shakti
Kiran Building, Karkardooma,
Shahdara, Delhi-110092

The Chief Executive Officer
M/s North Delhi Power Limited
Sub-station Building,
Hudson Lane, Kingsway Camp,
Delhi – 110 009

**Sub: Up-gradation of distribution transformers & installation of LT capacitors.**

Sir,

Various schemes have been received from the DISCOMs for up-gradation of distribution transformers in different areas.

2. It may be noted that directions have already been issued to install LT switched capacitors on distribution transformers vide DERC letter no. F.17(91)/Engg./DERC/2009-10/C.F. 2476/1671 dated 21.07.2010. This would release DTR capacity equivalent to the KVAR of the LT capacitors and also improve the voltage on the LT side/consumer of premises which would result in increase in the energy recorded by the meters and reduction of AT&C losses.

3. All transformers which are loaded beyond 70% should be provided LT switched capacitors and consequently up-gradation of the distribution transformers may not be required even in next summer season.

4. The capacitors can be installed either on outright purchase with AMC or on lease basis. The later option will not require approval of CAPEX. However, schemes of out right purchase with AMC for LT capacitors would require **in-principle** approval of the Commission.

विनियामक भवन, सी-ब्लाक, शिवालिक, मालवीय नगर, नई दिल्ली-110 017
Viniyamak Bhawan, C-Block, Shivalik, Malviya Nagar, New Delhi-110017
Phone: 26673613, Fax [illegible] mail : direngg@derc.gov.in, Website:www.derc.gov.in

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

5. All schemes of distribution transformer up-gradation should be re-submitted by the DISCOMs, keeping in view, the effective loading after installation of LT switched capacitors on distribution transformers.

6. This issues with the approval of the competent authority.

Yours faithfully,

(Anjuli Chandra
Director (Engg.)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

DEA

F.17(155)/Engg./DERC/2010-11/2584/3898.

09.12.2010

To

Chief Executive Officer,
M/s BSES Rajdhani Power Ltd.,
BSES Bhawan,
Nehru Place,
New Delhi – 110019.

**Sub.: Detailed Project Report for Capital Works proposed for FY 2010-11 wherein proposal for expenditure on land and buildings has been proposed**

**Ref.: BRPL Letter No.RA/2010-11/01/37 dated 09.06.2010**

Sir,

This has reference to your afore-mentioned letter under reference wherein proposal for renovation of buildings has been submitted.

A fresh DPR has been submitted by BRPL for the Janakpuri Staff Colony redevelopment and the scheme is being dealt with separately. For balance works, the following information may kindly be made available to this office.

1. Date of construction of the building.
2. Original cost of the building.
3. Present cost of the building.
4. Expenditure incurred on renovation and maintenance of the building since BRPL has taken over the buildings.

Yours faithfully

(Anjuli Chandra)
Director (Engg.)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

F.17(155)/Engg./DERC/2010-11/2584/3913

13.12.2010

To

Chief Executive Officer,
M/s BSES Rajdhani Power Ltd.,
BSES Bhawan,
Nehru Place,
New Delhi – 110019.

**Sub.: DPR submitted by BRPL for Capital Investment for FY 2010-11**

**Ref.: Your letter No.RA/2010-11/01/F/37 dated 09.06.2010**

Sir,

This is with reference to your aforementioned DPR seeking therewith, inter-alia, approval for vehicles estimated at a cost of Rs.2.29 Cr.

BRPL has submitted the proposal for replacement of old vehicles which have already completed more than 1,00,000 Kms. run or vehicles whose condition has become unserviceable.

The Commission is of the opinion that in line with Govt. of India norms, only those vehicles which have completed more than 1,50,000 Km., or which have been in use for more than 6 ½ years, whichever is reached later, should be disposed off. Further, the sale of the old vehicles should be through fair, transparent and competitive auction process. The vehicle sought to be replaced should also be got certified from the one of the authority prescribed in the Govt. of India norms. Therefore, BRPL may reconsider their vehicle replacement plans in line with the GOI norms and submit the same to the Commission for approval.

Yours faithfully,

(Anjuli Chandra)
Director (Engg.)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग
**Delhi Electricity Regulatory Commission**
**(A Statutory Body of Govt. of NCT of Delhi)**
**Viniyamak Bhawan, C-Block, Shivalik,**
**Malviya Nagar, New Delhi-110017**
**Phone: 26673617 Fax.: 26673608**
**e-mail** : secyderc@nic.in; **Website:** www.derc.gov.in

F.17(141)/Engg./DERC/2010-11/2432/ 4061

28.12.2010

Chief Executive Officer
M/S BSES Rajdhani Power Ltd.
BSES Bhawan, Nehru Place
New Delhi – 110 019

**Sub: Electrification Scheme for UCs/LOP/JJ Cluster for FY 2010-11**

**Ref.: RA/2010-11/01/F/37 dated 09.06.2010**

Sir

This is with reference to your afore-mentioned DPR submitted therewith schemes for electrification of un-electrified colonies, left our pockets and JJ Clusters in BRPL area. A total of 66 schemes have been proposed in 16 divisions, at an estimated cost of Rs. 20.43 crore.

2. A large no. of anomalies have been noticed in the afore-mentioned schemes. A few of them are as hereunder;

(i) In scheme no. MH09EL4345, a 3 way RMU has been estimated, whereas the source of infeed has not been indicated. Further gang operated switches are also envisaged. The requirement of the two has not been explained.

In this scheme, no. of 9 mtr. PCC poles estimated as 20, whereas the LT cable is 2.5 kms, thereby resulting in average length of 125 meter per pole. The said scheme is new electrification scheme and therefore such long spans in a single scheme is not understood.

(ii) In scheme no. MN09EL4146, the 9 meter PCC poles estimated is 232, while the total LTAB cable estimated is 1000 meter, thereby giving an average span length of 4.3 meter per pole.

(iii) In scheme no. MN09EL4147, total 72 poles are estimated, while LTAB cable is 124 meter.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(iv) In scheme no. MN10EL4001, the total of LTABC estimated is 4.7 kms, while nos. of poles is 40, thereby resulting in an average of 117 meter per pole.

Further Distribution Boxes envisaged as 25, thereby giving an average consumer base of around 125. Such long LT line of 4.7 Kms is inexplicable.

(v) In scheme no. NG10EL4003, total LTABC sought is 7 Kms, while Distribution Boxes are 17 only.

(vi) In scheme no. JF09EL4055, 20 kms of LTAB 1Cx95 sq.mm has been estimated.

3. The afore-mentioned anomalies are only indicative. Similar deficiencies are also there in other schemes too. BRPL may therefore reconsider these 66 schemes and submit the same to the Commission.

Yours faithfully,

(Anish Garg)
Jt. Director (PS & E)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग
**Delhi Electricity Regulatory Commission**
(A Statutory Body of Govt. of NCT of Delhi)
Viniyamak Bhawan, C-Block, Shivalik,
Malviya Nagar, New Delhi-110017
Phone: 26673617 Fax.: 26673608
**e-mail** : secyderc@nic.in; **Website**: www.derc.gov.in

F.17(155)/Engg./DERC/2010-11/2145/ 4062 28.12.2010

Chief Executive Officer,
M/s BSES Rajdhani Power Ltd.,
BSES Bhawan,
Nehru Place,
New Delhi – 110019.

**Sub: DPR for Establishment of 66 kV O/D Grid Substation at Mundka**

**Ref.: FA/2010-11/01/F/37 dated 09.06.2010**

Sir,

This is with reference to your DPR for FY 10-11, wherein scheme for establishment of 66/11 kV Sub-station at Mundka along with double circuit in-feed arrangement from upcoming 400/220/66 kV Mundka Grid.

It has been observed that BRPL has not submitted the single line diagram indicating the load flow in the existing system and the proposed system (after commissioning of the grid). The Scope of Work is also required to be submitted.

The aforesaid details may kindly be submitted at an early date so as to enable us to process the scheme further.

Yours faithfully

(Anish Garg)
Jt. Director (PS & E)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग
**Delhi Electricity Regulatory Commission**
(A Statutory Body of Govt. of NCT of Delhi)
Viniyamak Bhawan, C-Block, Shivalik,
Malviya Nagar, New Delhi-110017
Phone: 26673617 Fax.: 26673608
e-mail : secyderc@nic.in; Website: www.derc.gov.in

F.17(155)/Engg./DERC/2010-11/2559/ 4063

28.12.2010

Chief Executive Officer,
M/s BSES Rajdhani Power Ltd.,
BSES Bhawan,
Nehru Place,
New Delhi – 110019.

**Sub: DPR for Establishment of 33/11/0.433 kV I/D Grid Substation at Okhla Phase – III (S/s no-5)**

**Ref.: DGM/CES & P&C dated 12.07.2010**

Sir,

This is with reference to your DPR for FY 10-11, wherein scheme for conversion of 11/0.4 kV Sub-station into 33/11/0.4 kV indoor Sub-station at Sub-station no. 5 of Okhla Phase – III is proposed.

It has been observed that BRPL has not submitted the single line diagram indicating the load flow in the existing system and the proposed system (after commissioning of the grid). The Scope of Work is also required to be submitted.

The aforesaid details may kindly be submitted at an early date so as to enable us to process the scheme further.

Yours faithfully

(Anish Garg)
Jt. Director (PS & E)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग
**Delhi Electricity Regulatory Commission**
(A Statutory Body of Govt. of NCT of Delhi)
Viniyamak Bhawan, C-Block, Shivalik,
Malviya Nagar, New Delhi-110017
Phone: 26673617 Fax.: 26673608
e-mail : secyderc@nic.in; Website: www.derc.gov.in

F.17(155)/Engg./DERC/2010-11/2587/ 4069 28.12.2010

Sh. P R Kumar
M/s BSES Rajdhani Power Ltd.,
BSES Bhawan,
Nehru Place,
New Delhi – 110019.

**Sub: Meters and Accessories proposed by BRPL for procurement during FY 10-11**

**Ref.: Meeting with BRPL representatives on 20.12.2010**

Sir,

This is with reference to the meeting held with your good-self along with Sh. Sheshadri, Smt. Deepti on 20.12.2010 regarding CAPEX schemes submitted by BRPL.

As discussed, the details of the meters and accessories may kindly be submitted to the Commission so as to enable us to proceed further.

Yours faithfully

(Anish Garg)
Jt. Director (PS & E)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग
**Delhi Electricity Regulatory Commission**
(A Statutory Body of Govt. of NCT of Delhi)
Viniyamak Bhawan, C-Block, Shivalik,
Malviya Nagar, New Delhi-110017
Phone: 26673617 Fax.: 26673608
e-mail : secyderc@nic.in; Website: www.derc.gov.in

F.17(155)/Engg./DERC/2010-11/2564 14070 28.12.2010

Sh. P R Kumar
M/s BSES Rajdhani Power Ltd.,
BSES Bhawan,
Nehru Place,
New Delhi – 110019.

**Sub: DPR for Capital Investment for FY 10-11; EHV Schemes of New Feeder and Feeder Augmentation**

**Ref: 1. RA/2010-11/01/F/37 dated 09.06.2010**
**2. BRPL/CES/DPR-1/2010-11/13 dated 11.11.2010**

Sir,

Kindly refer to the meeting taken by Sh. S.R. Sethi, Member, DERC on 20.12.2010, regarding the aforementioned schemes.

As discussed during the meeting, the deficiencies may kindly be rectified and the schemes resubmitted to the Commission, so as to enable us to proceed further.

Yours faithfully

(Anish Garg)
Jt. Director (PS & E)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

**Ref: DGM/CES & P&C** **Date: 12.07.2010**

**Sh. Vishal Vij,**
**Dy. Director (T&D),**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi – 110017**

**Subject: DPR for Capital works proposed FY 2010-11 (Load Growth Works Annexure A.2 and the Electrification of LOP/JJ Cluster Annexure – B.1.1)**

Ref. No. : Your letter no. F.17(141)/Engg./DERC/2009-10/2145/1400 dtd. 02.07.2010
F.17(141)/Engg./DERC/2009-10/2145/1456 dtd. 06.07.2010

Dear Sir,

With the above reference, point wise reply to the clarification sought by Hon'ble commission vide aforementioned letter are as under:-

- Load Growth Works:

1. Existing arrangement at Okhla S/stn – 5, Ph – 3
    a. Building: There is an old switchgear building which houses 11 kV 4 Panel Board, 1 No. 4 way RMU and LT Switchgears. Layout *Annexure – 1*.
    b. Equipments: The substation has 3 No. 1000 kVA Distribution Transformer, HT switchgear, RMU and LT Switchgear along with HT and LT Cables.
    c. Panels: As described above
    d. Transformers : Described above
    e. Loading profile: The proposal is for up gradation of Distribution Substation to EHV substation. The loading of feeders from East of Kailash (most benefitted substation) has already been provided in original DPR.

OFFICE RECEIVED Date 12/7/10
BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

2. The following loads shall be taken off from East of Kailash & Balaji

   a. From East of Kailash

      i. S/S-1 Okhla Ph-3 — 3.30 MVA
      ii. S/S-6 Okhla Ph-3 — 4.13 MVA
      iii. SBI No. – 1 — 4.44 MVA
      iv. SBI No. – 2 — 2.72 MVA
      v. Sai Plaza — 2.48 MVA

   b. From Balaji

      i. Building No. 235 Okhla Phase – 3 — 2.82 MVA
      ii. Okhla S/Stn No. – 3 Phase – 3 — 3.81 MVA

3. Route Map of 33 kV infeed and LILO arrangement for the proposed substation is enclosed as *Annexure – 2.*
4. There is *NO* provision for future expansion with respect to no. of panels, and power transformer due to space restrictions.
5. The maximum demand of Okhla Ph – 3 areas *alone* was 56 MW (approximately) in 2009-10, which is likely to grow @ 7.46 % per year as per *CEA Report on 17th Power Survey of India*. As such, demand of this area only shall be 80 MW by 2014 – 15. The proposed substation shall meet the upcoming load growth. Presently the load is being met from East of Kailash & i Substations which are at their optimum loading at present. An additional load (2.5 MW approx.) of upcoming G. B. Pant Engineering College shall also be the responsibility of proposed substation. Proposal for new 11 kV feeders, emanating from the proposed substation, shall be submitted for approval in subsequent DPRs.
6. There is typing mistake in the scheme where 30 Nos. 11 kV O/G Panels have been proposed. The same may be treated as 16 Nos. O/G Panels. The Cost estimate and SLD are correctly prepared with provision of 16 Nos. O/G Panels.
7. 11 kV Cable laying has not been considered in this scheme as this scheme is purely meant for establishment of 33/11 kV Substation. 11 kV Outlets from substation in question, shall be separately proposed for approval in subsequent DPRs. However, there are 4 Nos. existing 11 kV feeders are available in the vicinity of the proposed substation. Those shall be terminated at new substation immediately, as soon as the substation is commissioned.
8. Checklist has been prepared in line with New Capital Investment guideline and enclosed as Annexure – 3.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

- Electrification of LOP / JJ Cluster schemes:

The query under this head shall be replied separately.

With all submissions, Hon'ble Commission is requested to provide necessary approval for further actions towards implementation of scheme.

Thanking you.

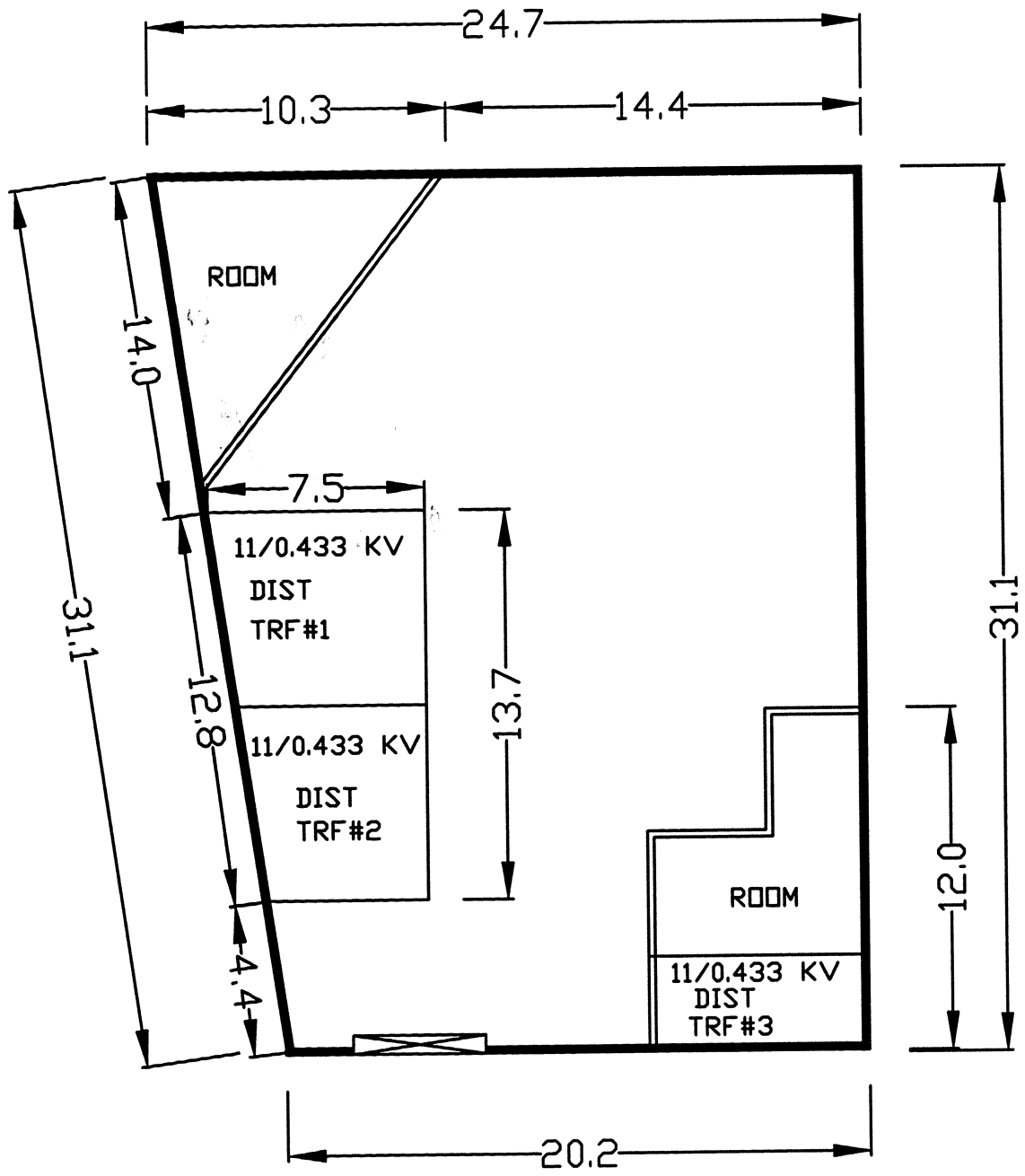
Yours Sincerely,
For BSES Rajdhani Power Ltd

**(Ambrish Pandey)**
DGM (P&C) CES.

Enclosure: Annexure –I & II.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

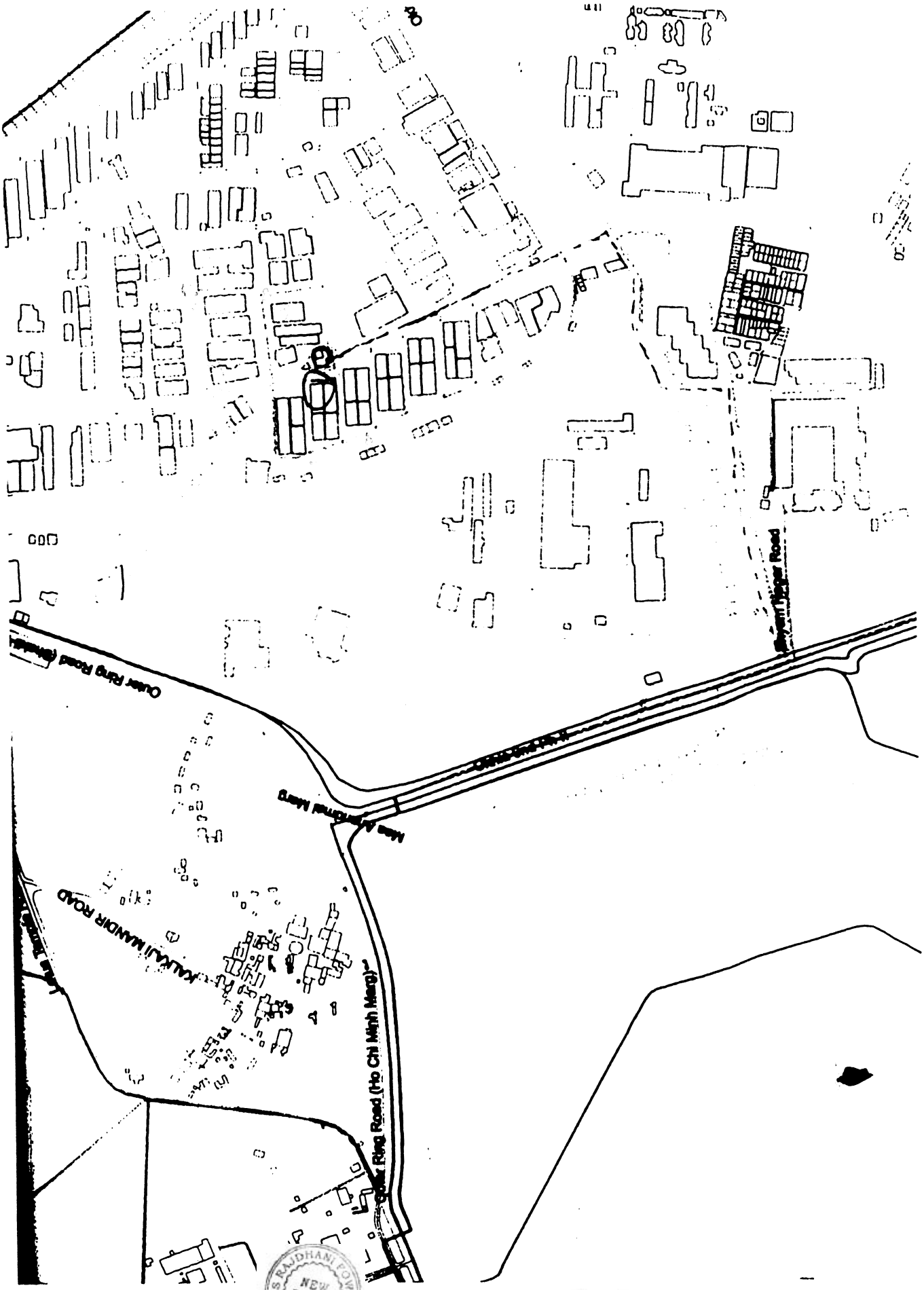
Annexure -I.




| | | | |
|---|---|---|---|
| DRAWN | RAJAN | TITLE:- EXISTING LAYOUT OF 11/0.433 KV S/S NO-5 AT OKHLA PH-III | BSES Rajdhani Power Limited |
| CHECKED | ACP | | |
| APPD. | PRK | | |
| DATE | 09.07.10 | | DWG No.:- BRPL-S/S-5-OKHLA PH-III-LAYOUT -01 |
| SCALE | NTS | | |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Annexure - II


Outer Ring Road (Inner)
Outer Ring Road (Outer)
Main Railway Line
Shram Nagar Road
KAUKAJI NAWADA ROAD
Outer Ring Road (Ho Chi Minh Marg)
BSES RAJDHANI POWER LTD
NEW DELHI

| Format for Scheme submission as per DERC Guidelines Issued in March 2010 | | |
|---|---|---|
| S.No. | Check List of Scheme | Relevent Information |
| 1 | **Name of Schemes** | |
| a | Scheme No.: | ES10GS4022 |
| b | Estimated Cost | Rs. 12.35 Crs. |
| c | Objective/ Justification | Conversion of 11/0.433 kV s/stn into 33/11/0.433 kV I/D s/stn. at substation no. 5 of Okhla phase - III. |
| d | Scope of work in brief (Major Items) | **I) Civil Work –**<br>a. Construction of Single storied Control room building accommodating, 33 kV & 11 kV Switchgear, Battery with charger, DCDB, ACDB etc.<br>b. Construction of equipment foundation.<br>c. Construction of Boundary wall and Yard development etc.<br>d. Construction of Road, Cable trenches, Drainage, rain water harvesting etc.<br>e. Building Illumination (AC as well as DC lighting)<br><br>**II) Electrical Works –**<br>a. Supply and Installation of Electrical equipments such as Power Transformers, 33 kV & 11 kV Switchgear Panels, Capacitor banks, DCDB, ACDB, Station Transformer, Battery system cable trays and Control Cable<br>b. Testing and commissioning of above equipments.<br>c. Indoor and Outdoor illumination.<br><br>**III) HT Cable laying Works –**<br>a. Laying of 33 kV & 11 kV XLPE cable<br>b. Making end termination and straight through joints.<br>c. Testing and commissioning of above cable.<br>d. Road restoration |
| e | Completion Period | 10 Months (After issue of LOI) |
| f | Funding arrangement | To be met out of BRPL Capex |
| g | ROI/Cost benefit analysis | Not applicable |
| h | Is cost Sharing arrangement in accordance with supply code/Performance Standard | Not applicable |
| 2 | **Documents/ Information to be submitted alongwith DPR for In-principal approval** | |
| a | Single Line Diagram of the proposed scheme duly differentiating with the Existing schemes vis-a vis the newly proposed schemes | Attached |
| b | Confirmation of infeed from DTL/Other agencies as may be involved | LILO of two no. Nehru Place feeders which are coming from 220/66/33 kV Okhla Grid station. |
| c | Availability of ROW or methodology to acquire the same | Not applicable |
| d | In case of Deposit work, approval of committee established for the purpose | Not applicable |
| e | Cost Sharing arrangement with other agencies in case of deposit works | Not applicable |
| f | Recommendation of the Steering Committee | Pending for approval |
| 3 | **Evaluation Criteria** | |
| a | Necessity | Presently Okhla Phase III area is fed from 33/11 kV East of Kailash grid substation. In last summer lot of breakdown had taken place in those feeders. Similarly in last April 11 kV Feeders from East of Kailash got affected due to overloading of Power Transformer. The load was observed more than 210 Amps on each feeder. Average length of these feeders is more than 2.5 KM. In addition to this G. B Pant Engineering college will demand the load approx 2.5MW in near future for engineering collage. |
| b | Overall Suitability | Expected load growth of Nehru Place division is 6%. This proposal will give relief 15 MVA to existing East of Kailash grid s/stn as well as 1.5 MVA to the Nehru Place grid i.e Bahai Fdr.<br>This proposal will help to decrease redundancy as well as increase reliability in supply of quality power to Okhla Phase III area. |
| d | Is scheme a part of CEA recommendation as per Planning study of Delhi? | No |
| e | Whether infeed will be available from Delhi Transco system | No |
| f | Whether it meets at least the near future demand growth forcast | Yes. Grid has been proposed keeping in view near future load growth of the area. |
| 4 | **Necessity for the scheme** | |
| a | To meet the Load growth | Yes. Grid has been proposed keeping in view near future load growth of the |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | |
|---|---|---|
| b | To reach new consumers | Yes. Grid has been proposed to meet upcoming loads of the area. |
| c | To increase administrative effeciency | Yes. It will improve reliability of supply. |
| d | Whether existing equipment is operating close to rated capacity | Yes. Existing East of Kailash grid is overloaded. |
| e | whether it is required to reduce/ share loads on existing equipment | Yes. East of Kailash grid will be given relief by shifting of feeders to Okhla Ph-III grid. |
| f | whether it is provide back up facility | |
| 5 | **Statuatory/safety Requirements** | All the works will be done keeping in view safety requirements. |
| 6 | **Technical Justification** | |
| a | Whether it confirms to CEA Planning criteria for long term and CTU/STU short term | |
| b | Whether scheme meets design criteria keeping in view with prevailing norms and standards | The 33 kV outdoor system shall have single bus bar arrangement with sectionalize, having two nos 20/25 MVA 33/11 kV Power Transformers and 1 No 2.5 MVA 33/0.433 distribution transformer. The secondary of Power transformer shall be terminated at 11 kV switchgear with11 kV, 1CX 1000 MM2, AL XLPE cable. Similarly the secondary of 2.5 MVA Distribution transformer shall be terminated at LT main ACB. The 11 kV Switchgear shall be with single bus bar arrangement. |
| c | Whether the replacement of old euipment is necessary and if so whether existing equipment has outlived its normal life span | Not applicable |
| d | Whether the useful life of equiment is reasonable | Yes |
| e | Average rate of Technology obsolescence | Latest technology is being adopted. |
| f | Whether proposed investment would improve reliablity of supply | Yes |
| g | Whether investment is necessary for reduction in T&D losses | The scheme in the long run will marginally reduce T&D losses in network. |
| h | Whether capacity planned is commensutate with demand growth | Yes. Grid has been proposed keeping in view near future load growth of the area. |
| i | Whether scheme is being executed in different phases | No |
| 7 | **Alternatives** | |
| a | Whether other alternatives have been considered | This grid has been proposed after considering all possible alternatives. |
| b | Whether proposed investment would result in duplication of existing infrastructure (particularly for schemes for deposit Works) | Not applicable |
| c | Whether proposed investment includes repair of various grid stations and building for substations | Not applicable |
| d | Whether proposed investment is a necessity for the conduct of business or is luxury, burden which is being passed on to consumer | New grid is required for meeting load growth and provide quality and reliable supply to consumers. |
| 8 | **Cost Benefit Analysis** | |
| a | Whether cost benefit analysis has been considered and least cost option has been adopted | Yes, it is most optimal solution to establish the new grid S/stn. |
| b | Payback period of scheme | This is primarily load growth scheme for power supply reliability |
| c | Whether recurring cost associated with scheme are reasonable | Not applicable |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place
New Delhi – 110 019, India
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

**Ref: DGM/CES & P&E/007**

**Date: 15.07.2010**

**Sh. Vishal Vij,**
**Dy. Director (T&D),**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi – 110017**

**Sub: DPR for Capital works proposed FY 2010-11 (Formation of BRPL Green Club Annexure – D.5)**

Dear Sir,

This is in reference to your office letter no.: F-17(141) /Engg./DERC/2009-10/2145/1496; dated 08-07-2010 point wise replies to the clarifications sought by Hon'ble commission are as under:-

1. Few offices, Industrial associations and other consumer have been approached to share the idea but formally consumers have not yet been registered for the scheme. Registration will be done after approval from Hon'ble commission. BSES own office as consumer will definitely participate in this scheme.

2. This will provide mutual benefit to all the club members of the area and other consumers in avoiding the scheduled/unscheduled load shedding in case demand exceeds in this scheme.

3. Initially cash incentive is not planned, but once found technically and operationally feasible same can be planned and implemented after taking approval from Hon'ble commission. BRPL Green Club will improve the power availability (due to load shedding at feeder/ grid level) and reduction in load shedding due to grid/ network or other limitations.

OFFICE RECEIVED Date ... SECRETARY DERC



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

With all submissions, Hon'ble Commission is requested to provide necessary approval for further actions towards implementation of scheme.

Thanking you.

Yours Sincerely,
For BSES Rajdhani Power Ltd

**(Ambrish Pandey)**
DGM (P&E) CES.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi – 110 019, India.
Tel: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

**Ref: DGM/CES & P&E/008** **Date: 15.07.2010**

**Sh. Vishal Vij,**
**Dy. Director (T&D),**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi – 110017**

**Sub: DPR for Capital works proposed FY 2010-11 (Replacement of oil to dry type transformers Annexure – B.4)**

Dear Sir,

This is in reference to your office letter no.: F-17(141) /Engg./DERC/2009-10/2145/1374; dated 30-06-2010 point wise replies to the clarifications sought by Hon'ble commission are as under:-

1. There is typing mistake in the summary. Number of transformers mentioned in BOQ should be treated as final. However revised summary sheets are attached as Annex-I for the mismatch schemes.

2. 11 KV cable terminations are required only in cases where
   - Additional transformers are being installed or
   - Cables are being replaced or
   - Cable terminations are very old and not in serviceable condition.

3. In BOM material name is mentioned and not SAP code. In some cases abbreviations have been mentioned due to character limitations in module. However if required in some cases explanation can be provided.

4. 11 kV zonal SLDs are attached as Annex-II.

5. As per policy decision we are already reutilizing the existing removed transformers (which are in good condition) for various transformer schemes. These transformers are taken at zero cost. (Example see Scheme No- AN10AT4074, NP10AT4011 in present DPR)

6. Schemes have been prepared keeping in view load growth of the area. Transformers are being augmented or additional transformers are being installed as per load requirement and space availability. Details are attached as Annex-III.

OFFICE RECEIVED Date 16/7 D.E.R.C.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

7. Earthing electrodes are required only in cases where
   - Additional transformers are being installed or
   - It is required to improve earthing system.

8. Labor and transportation cost is part of work contract for installation of equipments and is common in nature, therefore it has been taken as lump sum. , and separation of both is not possible.

With all submissions, Hon'ble Commission is requested to provide necessary approval for further actions towards implementation of scheme.

Thanking you.

Yours Sincerely,

For BSES Rajdhani Power Ltd

**(Ambrish Pandey)**

DGM (P&E) CES.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

**Ref: DGM/CES & P&E/009** **Date: 15.07.2010**

**Sh. Vishal Vij,**
**Dy. Director (T&D),**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi – 110017**

Sub: DPR for Capital works proposed FY 2010-11 (SCADA adaptation works Annexure – E.1)

Dear Sir,

This is in reference to your office letter no.: F-17(141) /Engg./DERC/2009-10/2145/1497; dated 08-07-2010 point wise replies to the clarifications sought by Hon'ble commission are as under:-

1. For Automation of these Grids, Remote Terminal Units were installed which processed the field hard signals and ON/ OFF command into a specified protocol to be sent to the remote control centre's through communication network. This further required cable, cable tray laying, termination and glands for integration of field signals, measurements etc. to RTU. For analog electrical parameters viz. current, voltage, active power, reactive power, power factor, etc. Multi Function Meters were installed. For Relays signals data viz. pre fault current, post fault current, etc. IED Integration has been done where numerical relays exist. Installation & configuration of severs, workstations, PCUs, Routers, etc. was done at the Control Centre end.

2. Base SCADA implementation had a provision of 3 - 5 additional feeders (11kV or 33kV) to be SCADA Adapted. However present status may vary Grid wise as several spares have either been used for integration of new additional feeders or replacement of faulty cards during maintenance. In average, With reference to RTU

OFFICE RECEIVED 16/7 DERC



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

part - 1-2 feeder addition for SCADA adaptation is possible in all Grids. But cable, cable tray, glands, termination, testing and configuration at Control Centre end is required in all cases of addition or augmentation of feeders or transformers.

3. These are priority schemes as all these Grids are SCADA adapted and operation/ monitoring and data acquisition/ storage of these are done remotely through SCADA. Hence 100% automation of Grids is required to enable complete operation/ monitoring and data acquisition for analysis and planning. This is possible if the additional or augmented transformers/ feeders are SCADA Adapted.

With all submissions, Hon'ble Commission is requested to provide necessary approval for further actions towards implementation of scheme.

Yours truly,
For BSES Rajdhani Power Limited.

(Ambrish Pandey)
DGM (P&E) CES.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited**
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

Ref no: RA/2010-11/01/I/66 Dated: 17th July 2010

To,
The Secretary,
Delhi Electricity Regulatory Commission,
Shivalik, Malviya Nagar,
New Delhi.

Sub: DPR for Capital work proposed FY 2010-11 (Meters and Accessories Works Annexure C.1)

Sir,

This is in reference to your letter no F.17 (141)/Engg./DERC/2009-10/2145/1523 dated 12th July 2010 in reference to the DPR for meters and accessories. In this regards our Para wise reply is as follows:

**Para 2 a)** We would like to inform the Hon'ble Commission that the consumer base of BRPL as on 1st April 2010 was 15.67 Lakhs and not 10 Lakhs as mentioned in letter. Further it would be pertinent to mention here that BRPL has installed large numbers of electronic meters in the years 2003-04 and 2004-05 which are now more than 5 years old. The failure rate in such meters is increasing with time. Further it may noted that the category mentioned as "replacement" does not refer to faulty meter replacement alone but also reasons like burnt meter, change of category, load change, tampered meters etc. One of the major needs for replacement of late is due to the fact that many meters are getting faulty as they are showing symptoms of use of Electro-Static Discharge (ESD) gun for tampering, whereby the meter would require replacement. Moreover in compliance with the Commission's directive for not using removed meters, we are unable to use meter once removed due to non payment and thus need new meters during restoration of supply also.

**Para 2b)** : In this regard we would like to apprise the Commission that the requirement for new prepaid meters are towards release of new connections anticipated for new Govt

19/7/10

Connection, left over connection, transit houses and also for replacement of existing burnt and faulty meters.

**Para 2 c)** The consumer category wise expected growth for the FY 2010-11 is listed as below

| Category | Expected increase in number of consumers |
|---|---|
| Domestic | 92450 |
| Commercial | 15550 |
| Industrial | 925 |
| Agriculture | 310 |
| Others | 109235 |

We hope that the above would clarify our proposal in regards to the meters and accessories estimated in the DPR.

Yours truly,
For BSES Rajdhani Power Limited,

V.M.Saxena
Head (Business)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

**Ref: DGM/CES & P&E/**

**Date: 23.07.2010**

**Sh.Vishal Vij**
**Dy. Director (T&D),**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi – 110017**

**Subject: DPR for Capital works proposed FY 2010-11(Electrification of LOP/JJ Clusters Annexure – B.1.1)**

**Ref.No. : Your letter no. F.17 (141)/Engg./DERC/2009-10/2145/1400 Dtd 02.07.2010**
**F.17 (141)/Engg./DERC/2009-10/2145/1456 Dtd 06.07.2010**

Sir,

With the above reference, point wise reply sought by Hon'ble commission vide aforementioned letter are as under:-

- Load Growth Works:

  Queries have been replied vide our letter No. DGM /CES & P&C/NA Dated 12.07.2010.

- Electrification of LOP/JJ Cluster schemes:

  1. Zonal and area specific SLDs for the 47 Nos Priority 1 schemes are attached as Annex-I. Remaining 15 schemes are open schemes, where installations are required on need basis so SLDs of these schemes can not be prepared at this stage.
  2. High value materials used in above mentioned schemes have already been submitted.

Thanking you.

Yours Sincerely,

For BSES Rajdhani Power Ltd

OFFICE RECEIVED

(Ambrish Pandey)
DGM (P&E) CES



BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

Ref: RA/2010-11/01/A/93

Date: 20th August, 2010

To,

The Secretary
Delhi Electricity Regulatory Commission
Viniyamak Bhavan, Shivalik
Malviya Nagar
New Delhi-110017

Sir,

**Sub: DPR for Capital work proposed FY 2010-11 (SCADA Adaption Works Annexure-E1)**

**Ref.: Your letter No. F.17 (155)/Engg./DERC/2010-11 (Pt. File)/2584/ 2062 dated 6.08.2010**

With reference to the aforesaid letter received from Dy. Director (T&D), the following information as desired is enclosed herewith for the kind perusal of the Hon'ble Commission:

1. Approvals of the scope of work of SCADA that were given by the Commission vis-à-vis implementation thereof.
2. Details of SCADA Adaptation works carried out in BRPL

Thanking you,
Yours faithfully
***For BSES Rajdhani Power Ltd***

Rajeev Chowdhury
Head - Regulatory

20/8/10



BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

| Sl. No. | Details of SCADA Adaptation works carried out in BRPL |
|---|---|
| | |
| 1 | Installation /Testing & commissioning of marshalling panel |
| 2 | Installation /Testing & commissioning of CMRs |
| 3 | Termination with gland for cables |
| 4 | Installation /Testing & commissioning of Local/remote switch |
| 5 | Fixing of cable tray with cable support MS & accessories |
| 6 | Installation /Testing & commissioning of control cables |
| 7 | RTU Engineering |
| 8 | Installation /Testing & commissioning of RTUs |
| 9 | Installation /Testing & commissioning of SCADA system |
| 10 | Installation /Testing & commissioning of DMS system |
| 11 | Installation /Testing & commissioning of FRTUs |
| 12 | Installation /Testing & commissioning of UPS System |
| 13 | Installation /Testing & commissioning of battery sets for SCADA |
| 14 | Installation /Testing & commissioning of Video wall projection MCC |
| 15 | Drawing & documents of 11/33/66kV Control & Relay panel(incomer/buscoupler/outgoing/capacitor feeder/RTCCP/transformer) |
| 16 | Drawing & documents of battery charger,DCDB & ACDB |
| 17 | Drawing & documents of control room & switchgear room |
| | |
| | |

| S.No | Item Description as per DERC Approval | UOM | Nos | Remarks |
|---|---|---|---|---|
| A | **SCADA Main System** | | | |
| 1 | SCADA License & PDS/WEB Server, RTU Spares & tools | Lot | 1 | Completed |
| 2 | Additional PCU License for new Grids | Nos | 12 | Completed |
| 3 | Engg. Consultancy Services | Nos | 1 | Completed |
| 4 | DMS License | Nos | 1 | Completed |
| 5 | FEP/PCU for DMS | Nos | 1 | Completed |
| 6 | Civil MCC + Interior | Lot | 1 | Completed |
| 7 | Video wall projection MCC | Nos | 1 | Completed |
| 8 | UPS + Battery MCC, 40 KVA | Nos | 1 | Completed |
| 9 | 100 KVA D>G Set at MCC | Nos | 1 | Completed |
| 10 | Project Management Contract | Nos | 1 | Completed |
| | | | | |
| B | **SCADA Connectivity for Grid Stations** | | | |
| 1 | SCADA Vendor Supply | Nos | 69 | Completed |
| 2 | SCADA Engg.& Services | Nos | 69 | Completed |
| 3 | **Basic SCADA Adaptation** | | | Completed |
| 3.1 | Cables, Cable Supports & Cable Glands, Marshalling Panel, CMR & Latching relays | Nos | 69 | Completed |
| 3.2 | Engineering & Survey Cost, Drawings, Erection, Testing & Commissioning of Equipment. | Nos | 69 | Completed |
| 4 | **IED integration with RTUs** | | | Completed |
| 4.1 | IED Supply | Nos | 69 | Completed |
| 4.2 | IED Commissioning | Nos | 69 | Completed |
| 5 | **R & M for SCADA Compatibility** | | | Completed |
| 5.1 | Earth pit (Installation) | Nos | 69 | Completed |
| 5.2 | Earth pit (Supply) | Nos | 69 | Completed |
| 5.3 | Transformer R & M | Nos | 69 | Completed |
| 5.4 | Battery Charger R & M (Supply) | Nos | 87 | Completed |
| 5.5 | Battery Charger R & M (Installation) | Nos | 87 | Completed |

BSES RAJDHANI POWER LTD. DELHI

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

**Ref. No: DGM/CES & P&E/016** **Date: 29.10.2010**

**Anjuli Chandra**
**Director (Engg)**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi – 110017**

**Sub: Up-gradation of distribution transformers & installation of LT Capacitors**

Ref.No.: Your letter no. F.17 (155)/Engg/DERC/2010-11/2564/3103-3105 dated 06/10/2010

Dear Madam,

We refer to the aforesaid letter regarding re-submission of distribution transformer up-gradation schemes, keeping in view the effective loading after installation of LT switched capacitors on distribution transformers.

All the augmentation schemes which were submitted in DPR-I FY 2010-11, have been re-examined and it is observed that the distribution transformers proposed to be augmented are having power factor more than 0.85 and in some cases more than 0.9.

Further as per your advice we have carried out study on different loadings and different power factors for release of additional load on individual transformers. The study has been carried out limiting the loading up to 70% and improving the power factor up to 0.95. The study indicates that there is no significant relief even after installation of LT switched capacitors on these distribution transformers which are having loading more than 70% and power factor more than 0.8.

The detailed results are as below:-

OFFICE RECEIVED Date 29/10 DERC



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| CAPACITOR REQUIREMENT FOR GIVING RELIEF TO OVERLOADED DISTRIBUTION TRANSFORMERS | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| I (Amps) | % Loading | KVA | KW1 | pf2 | KVAR Required | KW2 | KW Relief | % Relief |
| 630 KVA DT Running at 0.8 pf | | | | | | | | |
| 840 | 100% | 630 | 504 | 0.95 | 212 | 419 | -85 | -17% |
| 798 | 95% | 599 | 479 | 0.95 | 202 | 419 | -60 | -13% |
| 756 | 90% | 567 | 454 | 0.95 | 191 | 419 | -35 | -8% |
| 672 | 80% | 504 | 403 | 0.95 | 170 | 419 | 16 | 4% |
| 588 | 70% | 441 | 353 | 0.95 | 149 | 419 | 66 | 19% |
| 630 KVA DT Running at 0.85 pf | | | | | | | | |
| 840 | 100% | 630 | 536 | 0.95 | 156 | 419 | -117 | -22% |
| 798 | 95% | 599 | 509 | 0.95 | 148 | 419 | -90 | -18% |
| 756 | 90% | 567 | 482 | 0.95 | 140 | 419 | -63 | -13% |
| 672 | 80% | 504 | 428 | 0.95 | 125 | 419 | -9 | -2% |
| 588 | 70% | 441 | 375 | 0.95 | 109 | 419 | 44 | 12% |
| 630 KVA DT Running at 0.9 pf | | | | | | | | |
| 840 | 100% | 630 | 567 | 0.95 | 88 | 419 | -148 | -26% |
| 798 | 95% | 599 | 539 | 0.95 | 84 | 419 | -120 | -22% |
| 756 | 90% | 567 | 510 | 0.95 | 79 | 419 | -91 | -18% |
| 672 | 80% | 504 | 454 | 0.95 | 71 | 419 | -35 | -8% |
| 588 | 70% | 441 | 397 | 0.95 | 62 | 419 | 22 | 6% |
| 400 KVA DT Running at 0.8 pf | | | | | | | | |
| 533 | 100% | 400 | 320 | 0.95 | 135 | 266 | -54 | -17% |
| 506 | 95% | 380 | 304 | 0 95 | 128 | 266 | -38 | -12% |
| 480 | 90% | 360 | 288 | 0.95 | 121 | 266 | -22 | -8% |
| 426 | 80% | 320 | 256 | 0.95 | 108 | 266 | 10 | 4% |
| 373 | 70% | 280 | 224 | 0 95 | 94 | 266 | 42 | 19% |
| 400 KVA DT Running at 0.85 pf | | | | | | | | |
| 533 | 100% | 400 | 340 | 0 95 | 99 | 266 | -74 | -22% |
| 506 | 95% | 380 | 323 | 0.95 | 94 | 266 | -57 | -18% |
| 480 | 90% | 360 | 306 | 0 95 | 89 | 266 | -40 | -13% |
| 426 | 80% | 320 | 272 | 0 95 | 79 | 266 | -6 | -2% |
| 373 | 70% | 280 | 238 | 0.95 | 69 | 266 | 28 | 12% |
| 400 KVA DT Running at 0.9 pf | | | | | | | | |
| 533 | 100% | 400 | 360 | 0 95 | 56 | 266 | -94 | -26% |
| 506 | 95% | 380 | 342 | 0.95 | 53 | 266 | -76 | -22% |
| 480 | 90% | 360 | 324 | 0.95 | 50 | 266 | -58 | -18% |
| 426 | 80% | 320 | 288 | 0.95 | 45 | 266 | -22 | -8% |
| 373 | 70% | 280 | 252 | 0.95 | 39 | 266 | 14 | 6% |
| 990 KVA DT Running at 0.8 pf | | | | | | | | |
| 1320 | 100% | 990 | 792 | 0.95 | 334 | 658 | -134 | -17% |
| 1254 | 95% | 941 | 752 | 0.95 | 317 | 658 | -94 | -13% |
| 1188 | 90% | 891 | 713 | 0.95 | 300 | 658 | -54 | -8% |
| 1056 | 80% | 792 | 634 | 0.95 | 267 | 658 | 25 | 4% |
| 924 | 70% | 693 | 554 | 0.95 | 234 | 658 | 104 | 19% |
| 990 KVA DT Running at 0.85 pf | | | | | | | | |
| 1320 | 100% | 990 | 842 | 0.95 | 245 | 658 | -183 | -22% |
| 1254 | 95% | 941 | 799 | 0.95 | 233 | 658 | -141 | -18% |
| 1188 | 90% | 891 | 757 | 0.95 | 220 | 658 | -99 | -13% |
| 1056 | 80% | 792 | 673 | 0.95 | 196 | 658 | -15 | -2% |
| 924 | 70% | 693 | 589 | 0.95 | 171 | 658 | 69 | 12% |

| I (Amps) | % Loading | KVA | KW1 | pf2 | KVAR Required | KW2 | KW Relief | % Relief |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 990 KVA DT Running at 0.9 pf | | | | | | | | |
| 1320 | 100% | 990 | 891 | 0.95 | 139 | 658 | -233 | -26% |
| 1254 | 95% | 941 | 846 | 0.95 | 132 | 658 | -188 | -22% |
| 1188 | 90% | 891 | 802 | 0.95 | 125 | 658 | -144 | -18% |
| 1056 | 80% | 792 | 713 | 0.95 | 111 | 658 | -54 | -8% |
| 924 | 70% | 693 | 624 | 0.95 | 97 | 658 | 35 | 6% |

Note:- Negative KW Relief indicates that there will not be any significant load relief even after bringing power factor to 0.95. So DT augmentation is required in all such cases.

In view of the results of the study, it is once again requested to accord in-principle approval for up-gradation of distribution transformer schemes submitted in DPR FY 2010-11.

Thanking you.

Yours Sincerely,
For BSES Rajdhani Power Ltd

**(Ambrish Pandey)**
DGM (CES& P&C)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited**
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi – 110 019, India

No.: BRPL/CES/DPR 1/2010-11/13 Date: 11-11-2010

**Director (Engg.),**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi 110017**

**Sub: Submission of Route Maps and Justifications in support of the schemes submitted for approval in DPR 2010-11.**

Dear Ma'am,

Refer the discussion in the meeting held on 08-11-2010 in conference hall of DERC. The following documents are being submitted in support of the schemes for approval.

*EHV Schemes*

- Schemes of feeder augmentation and new feeders duly highlighted on GIS map.
- Corresponding Route Lengths in each schemes (indicated on map).
- Loading of feeders, wherever relevant (indicated on map).
- No. of breakdowns in feeders, wherever relevant (indicated on map).
- More clear justifications with respect to each of feeders' scheme.
- Details of Battery Banks and Battery Charger (viz. make, year, rating, type etc.) which are proposed to replace.

*Distribution Schemes*

- Division wise details of Distribution Transformers viz. Rating, quantities, total capacity.
- Peak load of corresponding division on 01-07-2010.
- Loading details of existing distribution transformers corresponding to the schemes for augmentation or addition of transformers.

We hope that these details are in order and the same will helpful to understand the severity of system and to approve the schemes submitted in DPR.

**Thanking you,**
**Yours Sincerely,**

**For BSES Rajdhani Power Limited**

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Scheme No.: EW10MS4025**

**Scheme Details:** Providing additional 33 kV in feed to Mayapuri Grid from Pankha Road 66/33 kV Grid & termination arrangement of the proposed feeder at Pankha Road Grid and Mayapuri grid.

**Justification:** Mayapuri grid is having 3x20 MVA, 33/11 KV Power Transformers (PTR) out of which 1x20 MVA, PTR is getting supply from Rewari line (NDPL) grid & other 2x20 MVA PTR are getting supply from Pankha Rd grid.

Peak Load of Mayapuri Grid is 42.98 MVA out of which 25.15 MVA is met from Pankha Road and rest is fed from Rewari Line. Also the 33 KV Metal forging grid (1X16 MVA, BRPL) is tapped from Rewari Line – Mayapuri feeder whijch causes overloading of 50 MVA PTR at Rewari Line (NDPL) grid.

33KV I/C Pankha Rd feeder is a composite feeder (ACSR GOAT+ 3X3X400 XLPE) and has several parts of conductor & cables. In case of fault on this feeder, location of the fault takes a longer time. At that period load of both the Transformer cannot be met from 33KV Rewari line & we are forced to carryout load shedding. This circuit has already had 25 Nos. breakdowns since April 2007.

As per the directives of DERC, both the discoms NDPL and BRPL are to shift their loads/feeder from each other's grids. BRPL therefore needs to have Mayapuri load shifted to its own system.

By providing second feeder from Pankha road Grid load of both the PTR at Mayapuri can easily be met in case of failure of existing old feeder. Also dependency on Rewari line gets reduced. The proposal will improve power supply reliability.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Scheme No.: ES10FA4016**

**Scheme Details:** Part conversion of 33kV O/H cum U/G feeder Sirifort Grid s/stn. to AIIMS from DP at Gautam Nagar to SiriFort s/stn. into U/G by laying 33kV 3x400sq.mm. XLPE cable in view of CWG-2010.

**Justification:** The circuit in question is a composite circuit with Goat Conductor and U/G PILCA 3x400 sqmm. Cable. PILCA cable is old and sick and in dilapidated condition. It has already outlived its useful life.

In addition, this restricts the optimum utilization of circuit having ACSR Goat Conductor in O/H part. Peak load on this feeder during June-July 2010 was 231 A. In the case of outage of any other in feed to Siri Fort, this circuit shall not be able to meet the load of Siri Fort. It is highly necessary to replace the sick PILCA cable by laying of double XLPE cable of size 3X400 sq.mm. to strengthen the supply conditions to Sirifort.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Scheme No.: ES10SH4015**

**Scheme Details:** Conversion of O/H 33 KV wolf conductor into 2x3x400 sq. mm underground cable from Malviya Nagar to Andheria Bagh circuit.

**Justification:** Existing Wolf conductor is about 40 yrs old which is in burnt out condition. This circuit has faced 38 Nos. breakdowns since April 2007.
Peak load of Andheria Bagh Grid during June-July 2010 was 21.72 MVA and the circuit feeds a load of 11.6 MVA. On the other hand, another circuit to Andhria Bagh is a T-off from JNU – Vasant Vihar Circuit, which is again not a reliable circuit in case of emergencies.

The conductor augmentation from Wolf to Goat cannot be carried out due to built up dwelling units under the 33 KV line and there is no space for stringing the conductor & erecting the poles. Attending breakdowns and maintenance of this line has now become a *hard nut to crack.* Hence the scheme for replacement / Conversion of overhead line into underground cables has been framed.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Scheme No.: ES10FA4014**

**Scheme Details:** Replacement of 33 KV sick Pilca cable between Kilokri grid to Taimur Nagar Gurudwara DP by new cable of size 2x3x400 sq. mm on Kilokari-Jamia Feeder.

**Justification:** A portion of 33 kV Kilokari- Jamia Circuit has old sick PILCA cable of size 3x300 sqmm and in dilapidated condition. It has already outlived its useful life due to which, frequent breakdowns occur on the cable as observed in the past. This circuit has had 35 breakdowns since April 2007 due to the PILCA section.

To avoid the frequent breakdowns, it is very necessary to replace the sick PILCA cable by laying of double XLPE cable of size 3X400 sq.mm. The old sick PILCA cables had been laid more than 35 years ago.

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Scheme No.: ES10FA4013**

**Scheme Details:** Replacement of 33 KV sick pilca cable between Kilokri grid & Maharani Bagh DP by new cable of size 2x3x400 sq. mm. on Kilokari-Sarai Jullena feeder.

**Justification:** A portion of 33 kV Kilokari- Sarai Jullena Circuit has an old sick PILCA cable of size 3x300 sqmm and in dilapidated condition. It has already outlived its useful life due to which, frequent breakdowns occur on the cable as observed in the past. This circuit has had 22 Nos. breakdowns since April 2007.

To avoid the frequent breakdowns, it is highly necessary to replace the sick PILCA cable by laying of double XLPE cable of size 3X400 sq.mm. The old sick PILCA cables had been laid more than 35 years ago.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Scheme No.: ES10FA4012**

**Scheme Details:** Augmentation of 33kV O/H feeder into 02 Nos. 33kV 3x400sq.mm. XLPE cable from 66kV JNU Grid to 33kV Vasant Vihar Grid s/stn.

**Justification:** 33kV O/H feeder from JNU - Vasant Vihar T-off Andheria Bagh has Wolf conductor on PCC Poles which is about 40 years old and is in burnt out condition. This circuit has faced 40 breakdowns since April 2007.

Peak load of Vasant Vihar during June-July 2010 was 29.61 MVA. There is an another Wolf conductor circuit from Ridge Valley to Vasant Vihar. In case of failure of supply from Ridge Valley the total load of Vasant Vihar Grid cannot be met by this feeder from JNU Grid which results in load shedding at Vasant Vihar.

The augmentation of this feeder from Wolf to ACSR Goat conductor is not feasible as the feeder is passing through dense bushes/forest areas. Proper approach road for handling the material is also not there to attend the breakdowns.

For avoiding shading and to ensure reliable supply at Vasant Vihar grid the scheme has been framed for augmentation of this feeder by laying 02 nos. 33kV cable of size 3x400 the XLPE cable. The energizing of this cable is proposed from a new 33kV bay at JNU Grid, covered under this scheme. However due the space constraints for making 33kV bay at JNU, hybrid type of bay (compact with breaker, isolator. CT, ABB make) is taken in the scope. Accordingly the scheme has been framed.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Scheme No.: ES10FA4017**

**Scheme Details:** Agumentation of 33kV O/H cum U/G line Wolf Conductor to ACSR Goat conductor from T-Off 4 Pole to Andheria Bagh Grid s/stn. O/H + U/G cable.

**Justification:** 33kV O/H feeder from JNU - Vasant Vihar T-off Andheria Bagh has Wolf conductor on PCC Poles which is about 40 years old in burnt out condition. In case failure of supply from Malviya Nagar, 21.72 MVA load of Andheria Bagh cannot be met on this feeder from JNU Grid.

To ensure reliable supply at Andheria Bagh Grid, Wolf conductor needs to be replaced by Goat Conductor. The existing old PILCA cable of size 3x300 sqmm in underground portion of this feeder is also 40 years old and dilapidated condition near 220 kV Mehraulli. It has outlived its useful life and is the weakest component of the circuit. Hence, this is also required to be replaced by laying of double XLPE cable. Accordingly the scheme has been framed.

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## BATTERY BANKS PROPOSED TO REPLACE

| Sr.No. | Name of Grid Station | Battery | Voltage/ AH | No. cell | Mfg. Year | Scheme No. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | *SOUTH CIRCLE* | | | | | |
| 1 | D.C.Saket | Exide | 50/150 | 25 | 2003 | ES10MS4018 |
| 2 | J.N.U.Grid Ch-2 | Exide | 50/150 | 24 | 1999 | ES10MS4018 |
| 3 | Masjid Moth | Exide | 50/180 | 25 | 1999 | ES10MS4018 |
| 4 | Andheria Baugh Ch-1 | Exide | 50/150 | 25 | 2003 | ES10MS4018 |
| 5 | Vasant Kunj - C Block | Exide | 220/80 | 110 | 2003 | ES10MS4018 |
| 6 | Shivalik Ch-1 | Exide | 50/150 | 25 | 2000 | ES10MS4018 |
| 7 | Hudco Complex | Exide | 50/150 | 25 | 2003 | ES10MS4018 |
| 8 | Palam 33KV | Exide | 50/180 | 25 | 1999 | ES10MS4018 |
| 9 | Exhibition Ground -II | Exide | 50/150 | 25 | 1997/98 | ES10MS4018 |
| 10 | Tughalkabad | Exide | 50/180 | 25 | 1999 | ES10MS4018 |
| 11 | NDSE-II Ch-2 | Exide | 50/150 | 25 | 2003 | ES10MS4018 |
| 12 | C DOT | HBL LMLA | 220/150 | 174 | 2004 | ES10MS4018 |
| 13 | IGNOU | HBL Ni-Cd | 220/100 | 174 | 2004 | ES10MS4018 |
| | *WEST CIRCLE* | | | | | |
| 1 | Choukhandi | Exide | 50/150 | 25 | 2002 | EW10MS4018 |
| 2 | Mayapuri | Exide | 50/150 | 25 | 2002 | EW10MS4018 |
| 3 | Paschim Puri | Exide | 50/150 | 24 | 2003 | EW10MS4018 |
| 4 | Janakpuri Distt. Centre | Exide | 50/150 | 25 | 2003 | EW10MS4018 |
| 5 | Mukherji Park | Exide | 50/200 | 25 | 2000 | EW10MS4018 |
| 6 | Madipur | Exide | 50/150 | 25 | 2003 | EW10MS4018 |
| 7 | Pankha Road Ch-1 | Exide | 220/80 | 110 | 2002 | EW10MS4017 |
| 8 | Bodella - 2 | Exide | 220/80 | 110 | 2003 | EW10MS4017 |
| 9 | Nangloi Water Work's | Exide | 220/80 | 110 | 1997/98 | EW10MS4017 |
| 10 | Jafarpur (Rawta cross) | HBL LMLA | 220/150 | 110 | 2004 | EW10MS4017 |
| 11 | Harinagar | Exide | 220/80 | 110 | 2002 | EW10MS4017 |
| 12 | G2 Papankalan Ch-1 | Exide | 220/200 | 110 | 2000 | EW10MS4017 |
| 13 | G6 Papankalan Ch-1 | Exide | 220/200 | 110 | 2000 | EW10MS4017 |

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

## BATTERY CHARGERS PROPOSED TO REPLACE

| Sr.No. | Name of Grid Station | Battery Charger | Mfg. Year | Type | Rating | | Scheme No. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | voltage | Ampere | |
| | ***SOUTH CIRCLE*** | | | | | | |
| 1 | J.N.U.Grid Ch-2 | Mass-Tech | 2004 | F/FCB | 50 | 20/30 | ES10MS4018 |
| 2 | Vasant Kunj - C Block | Mass-Tech | 2006 | D COM with Display | 220 | 32/32 | ES10MS4018 |
| 3 | Palam 33KV | Chhabi | 1993 | F/FCB | 50 | 10/25 | ES10MS4018 |
| 4 | Exhibition Ground -I | Westing House | 1973 | F&B | 50 | 10/25 | ES10MS4018 |
| 5 | Tughalkabad | Westing House | 1980 | F&B | 50 | 10/25 | ES10MS4018 |
| 6 | NDSE-II Ch-2 | Statcon | 1998 | F/FCB | 50 | 10/25 | ES10MS4018 |
| 7 | IGNOU | Statcon | 2000 | F/FCB | 220 | 10/25 | ES10MS4018 |
| 8 | C DOT | Mass-Tech | 2004 | F/FCB | 220 | 20/30 | ES10MS4018 |
| | | | | | | | |
| | ***WEST CIRCLE*** | | | | | | |
| 1 | Choukhandi | Mass-Tech | 2004 | F/FCB | 50 | 20/30 | EW10MS4018 |
| 2 | Mayapuri | Mass-Tech | 2004 | F/FCB | 50 | 20/30 | EW10MS4018 |
| 3 | Paschim Puri | Mass-Tech | 2004 | F/FCB | 50 | 20/30 | EW10MS4018 |
| 4 | Janakpuri Distt. Centre | Mass-Tech | 2004 | F/FCB | 50 | 20/30 | EW10MS4018 |
| 5 | Mukherji Park | Mass-Tech | 2006 | D COM with Display | 50 | 32/32 | EW10MS4018 |
| 6 | Madipur | Mass-Tech | 2006 | D COM with Display | 50 | 32/32 | EW10MS4018 |
| 7 | Nangloi Water Work's | Chhabi | 1994 | F/FCB | 220 | 10/20 | EW10MS4017 |
| 8 | Jafarpur (Rawta cross) | Chhabi | 1992 | F/FCB | 220 | 20/40 | EW10MS4017 |
| 9 | Harinagar | Statcon | 2000 | F/FCB | 220 | 10/20 | EW10MS4017 |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place
New Delhi - 110 019 India
Tel: 91-11-3999 9999
Fax: 91-11-3009 9625
www.bsesdelhi.com

**Ref: DGM/CES & P&E/018** **Date: 19.11.2010**

**Anjuli Chandra**
**Director (Engg)**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi – 110017**

**Sub: Submission of Route Maps and Justifications in support of the schemes submitted for approval in DPR 2010-11.**

Dear Ma'am,

Refer the discussion in the meeting held on 08-11-2010 in conference hall of DERC. The following documents are being submitted in support of the schemes for approval.

- Schemes of feeder augmentation and new feeders duly highlighted in different colors on Division GIS map (19 Maps).

- Corresponding to each scheme following details are attached with each GIS drawing -

✓ Name of Grid and existing source feeder
✓ Peak load of feeder (for FY 2010-11)
✓ Proposed cable/conductor length
✓ No of breakdowns for past 3 years.

- Division wise list of proposed RMUs in each scheme and no of RMUs installed in each division after 2004.

OFFICE RECEIVED 19 Dept. DERC

Registered Office: BSES Rajdhani Power Limited

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

We hope that these details are In order and the same will helpful to understand the severity of system and to approve the schemes submitted in DPR.

Thanking you,
Yours Sincerely,

**(Ambrish Pandey)**
DGM (CES& P&C)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place
New Delhi - 110019
Tel: +91-11-3999 9999
Fax: +91-11-3551 9524
www.bsesdelhi.com

**Ref: AVP/CES & P&E/024** **Date: 31.12.2010**

**Anish Garg**
**Jt. Director (PS&E)**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi – 110017**

**Sub: Submission of Load Flow Studies for Proposed Grid S/stns at Okhla Ph-III & Mundka**

**Ref:** Letter No. F.17 (155)/Engg./DERC/2010-11/2145/4062 Dtd 28.12.2010
Letter No F.17 (155)/Engg./DERC/2010-11/2145/4063 Dtd 28.12.2010.

Dear Sir,

With reference to above cited letters we would like to submit that the desired information has already been submitted vide our office letter no AVP/CES & P&E/023 Dtd 28.12.2010. The scheme was explained to Director (Engg.) and your good self in the office of Director (Engg.) as desired.

We hope that these details are in order and the same will helpful to approve the schemes submitted in DPR.

Thanking you,
Yours Sincerely,

**(K.Sheshadri)**
AVP (CES& P&C)

OFFICE RECEIVED Date 31/12/10 RECEPTION DERC

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi – 110 019, India
Tel: +91-11-3009 9999
Fax: +91-11-2641 9833
www.bsesdelhi.com

**Ref: AVP/CES & P&E/025**

**Date: 31.12.2010**

**Anjuli Chandra**
**Director (Engg)**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi – 110017**

**Sub: DPR Submitted for Capital Investment for FY 2010-11 (Vehicles Annexure D.2)**

**Ref: Letter no F.17 (155)/Engg./DERC/2010-11/2584/3913 Dtd 13.12.2010.**

Dear Madam,

This is in reference to above cited letter we would like to submit that we have 65 vehicles (List Attached) which have been in use for a period more than 6.5 years. Out of these we have proposed replacement of first 41 vehicles of the list in the current financial year for which a DPR for Rs 2.29 Crs, has been submitted. The balance of the vehicles is proposed to be replaced in the next financial year.

Hon'ble Commission is therefore requested to kindly grant in principle approval for replacement of vehicles that have been in use for a period more than 6.5 years.

Thanking you,
Yours Sincerely,

**(K.Sheshadri)**
AVP (CES& P&C)

OFFICE RECEIVED Date 31/12/10 SECTION DERC

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## List of Vehicles Proposed for Replacement

| S.NO | VEHICLE NO | MODEL | MAKE | Use of vehicle | Cost of new vehicle | Remarks |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | DL6CG5033 | GYPSY | 1999 | Revenue | 320000 | COMPLETED MORE THAN 6 1/2 YEARS & RUN MORE THAN 150000 KM. |
| 2 | DL6CA7192 | MAHINDRA | 1998 | System Operation | 650000 | |
| 3 | DL1V5306 | MAHINDRA | 1998 | System Operation | 650000 | |
| 4 | DL1LD2100 | MATADOR | 1998 | Store | 410000 | |
| 5 | DL1LD2169 | MATADOR | 1998 | Store | 410000 | |
| 6 | DL1LD3380 | MATADOR | 1998 | Store | 410000 | |
| 7 | DL2CJ3562 | OMNI VAN | 1998 | POOL(IT,SAP, P&C, CEO SUPRT,VIG, PROT ) | 320000 | |
| 8 | DL6CK0191 | OMNI VAN | 2003 | POOL(IT,SAP, P&C, CEO SUPRT,VIG, PROT ) | 320000 | |
| 9 | DL6CK0336 | OMNI VAN | 2003 | POOL(IT,SAP, P&C, CEO SUPRT,VIG, PROT ) | 320000 | |
| 10 | DL6CK0349 | OMNI VAN | 2003 | POOL(IT,SAP, P&C, CEO SUPRT,VIG, PROT ) | 320000 | |
| 11 | DL6CK0192 | OMNI VAN | 2003 | POOL(IT,SAP, P&C, CEO SUPRT,VIG, PROT ) | 320000 | |
| 12 | DL6CK0364 | OMNI VAN | 2003 | POOL(IT,SAP, P&C, CEO SUPRT,VIG, PROT ) | 320000 | |
| 13 | DL6CK0372 | OMNI VAN | 2003 | POOL(IT,SAP, P&C, CEO SUPRT,VIG, PROT ) | 320000 | |
| 14 | DL6CK0356 | OMNI VAN | 2003 | POOL(IT,SAP, P&C, CEO SUPRT,VIG, PROT ) | 320000 | |
| 15 | DL6CK0352 | OMNI VAN | 2003 | POOL(IT,SAP, P&C, CEO SUPRT,VIG, PROT ) | 320000 | |
| 16 | DL6CK0350 | OMNI VAN | 2003 | POOL(IT,SAP, P&C, CEO SUPRT,VIG, PROT ) | 320000 | |
| 17 | DL6CK0331 | OMNI VAN | 2003 | POOL(IT,SAP, P&C, CEO SUPRT,VIG, PROT ) | 320000 | |
| 18 | DL6CK0329 | OMNI VAN | 2003 | POOL(IT,SAP, P&C, CEO SUPRT,VIG, PROT ) | 320000 | |
| 19 | DL1VA3685 | QUALIS | 2002 | IT | 320000 | |
| 20 | DL1LD7506 | TATA 407 | 1998 | O&M ST LTG | 885000 | |
| 21 | DL1LA7508 | TATA 407 | 1998 | O&M ST LTG | 885000 | |
| 22 | DL1LE6890 | TATA 407 | 2002 | O&M ST LTG | 885000 | |
| 23 | DL1V5136 | TATA SUMO | 1998 | O&M | 682000 | |
| 24 | DL1V5171 | TATA SUMO | 1998 | O&M | 682000 | |
| 25 | DL1V5279 | TATA SUMO | 1998 | O&M | 682000 | |
| 26 | DL6CA9965 | TATA SUMO | 1998 | O&M | 682000 | |
| 27 | DL1V5142 | TATA SUMO | 1998 | O&M | 682000 | |
| 28 | DL1V6470 | TATA SUMO | 1999 | O&M | 682000 | |
| 29 | DL3CW3875 | TATA SUMO | 2003 | O&M | 682000 | |
| 30 | DL3CW3876 | TATA SUMO | 2003 | O&M | 682000 | |
| 31 | DL3CW3881 | TATA SUMO | 2003 | O&M | 682000 | |
| 32 | DL3CW3892 | TATA SUMO | 2003 | O&M | 682000 | |
| 33 | DL3CW3891 | TATA SUMO | 2003 | O&M | 682000 | |
| 34 | DL3CW3893 | TATA SUMO | 2003 | O&M | 682000 | |
| 35 | DL3CW3894 | TATA SUMO | 2003 | O&M | 682000 | |
| 36 | DL3CW5872 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 37 | DL3CW5884 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 38 | DL3CW5891 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 39 | DL3CW5914 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 40 | DL3CW5915 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 41 | DL3CW5918 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 42 | DL3CW5920 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 43 | DL3CW5921 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 44 | DL3CW5989 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 45 | DL3CW5990 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 46 | DL3CW6016 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 47 | DL3CW6020 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 48 | DL3CW6167 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 49 | DL3CW6186 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |

DELHI RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| List of Vehicles Proposed for Replacement | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| S.NO | VEHICLE NO | MODEL | MAKE | Use of vehicle | Cost of new vehicle | Remarks |
| 50 | DL3CW5885 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | COMPLETED MORE THAN 6 1/2 YEARS & RUN MORE THAN 150000 KM. |
| 51 | DL3CW5905 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 52 | DL3CW6008 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 53 | DL3CW6018 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 54 | DL3CW6021 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 55 | DL3CW6196 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 56 | DL3CW6198 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 57 | DL3CW6202 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 58 | DL3CW6188 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 59 | DL3CW6194 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 60 | DL3CW6177 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 61 | DL3CW5999 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 62 | DL3CW6168 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 63 | DL3CW5994 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 64 | DL3CW6173 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| 65 | DL3CW5988 | TATA SUMO | 2004 | O&M | 682000 | |
| | | | | | **38991000** | |

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place
New Delhi - 110 019 India
Tel : +91 11 3009 9999
Fax : +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

**Ref: AVP/CES & P&C / 26;**

**Date: 11.01.2011**

कार्यालय
कार्यालय
प्राप्ति सं.....
दिनांक.....
सचिव दि.वि.वि.आ.

**The Secretary,**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi ~ 110017**

**Subject: DPR for capital investment for FY 10-11; EHV Scheme of new feeders and feeder augmentation.**

Dear Sir,

Refer to you office letter No. F.17(155)/Engg./DERC/2010-11/2564/4070; dt. 28.12.2010 on above mentioned subject. During the meeting in the chamber of member DERC on 20/12/2010, the schemes related to new feeder and feeder augmentation were discussed. Thorough justification has already been submitted to DERC vide letter no. BRPL/CES/DPR 1/2010-11/14 dt 11/11/2010. However, we are re-submitting the same with sketch.

**Scheme No. ES10FA4016**

**Scheme Details:** Part conversion of 33kV O/H cum U/G feeder Sector Grid-2 to AIIMS from DP at Gautam Nagar to Sector-2 Grid [illegible]

Hon'ble Member, DERC asked for detailed justification. The fact is that this line is very often used for transfer the load either side in emergency conditions. As such, this line is vital and should be ready and healthy at any juncture. On several occasions in the past, due to frequent tripping on this link, we could not transfer the load.

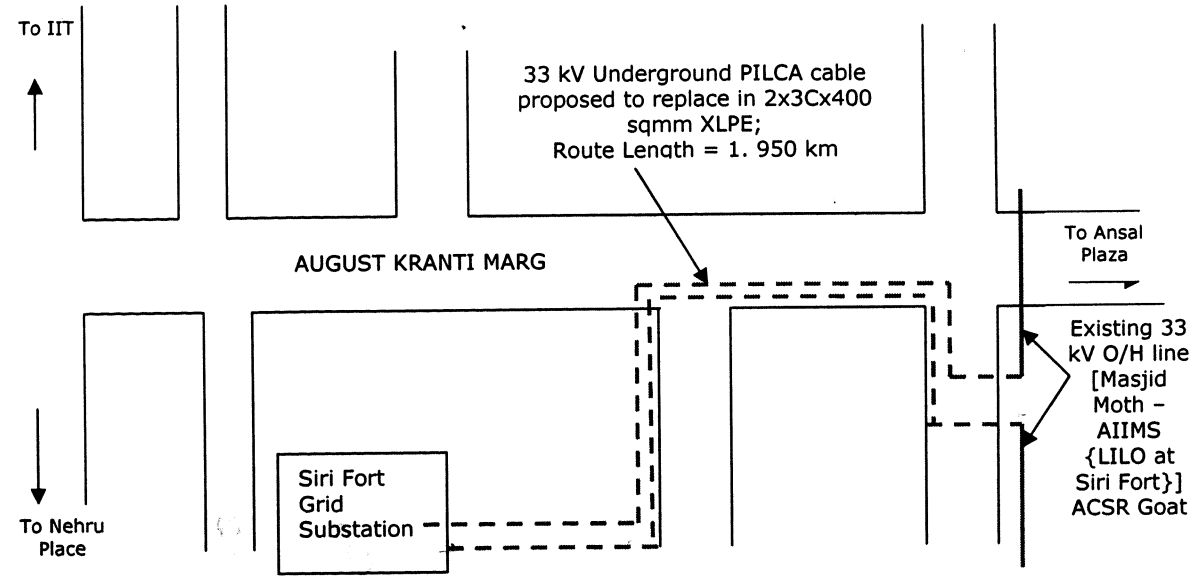
The circuit in question is a composite circuit with Goat Conductor and U/G PILCA 3x400 sqmm. Cable. PILCA section of the circuit is old and sick and in dilapidated condition. It has already outlived its useful life.

In addition, this restricts the optimum utilization of circuit having ACSR Goat Conductor in O/H part. Peak load on this feeder during June-July 2010 was 231 A. This clearly indicates that this section is well utilized whenever needed. In the case of outage of any other in feed to AIIMS, this circuit shall not be able to meet the load of AIIMS. It is highly necessary to replace the sick PILCA cable by laying of double XLPE cable of size 3X400 sq.mm. to strengthen the supply conditions to AIIMS.

Hence we feel that it is essential to replace PILCA cable section to XLPE.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI




**Scheme No. ES10SH4015**

**Scheme Details:** Conversion of O/H 33 KV wolf conductor into 2x3x400 sq. mm underground cable from Malviya Nagar to Andheria Bagh circuit.

Existing Wolf conductor is about 40 yrs old which is in burnt out condition. This circuit has faced 38 Nos. breakdowns since April 2007.

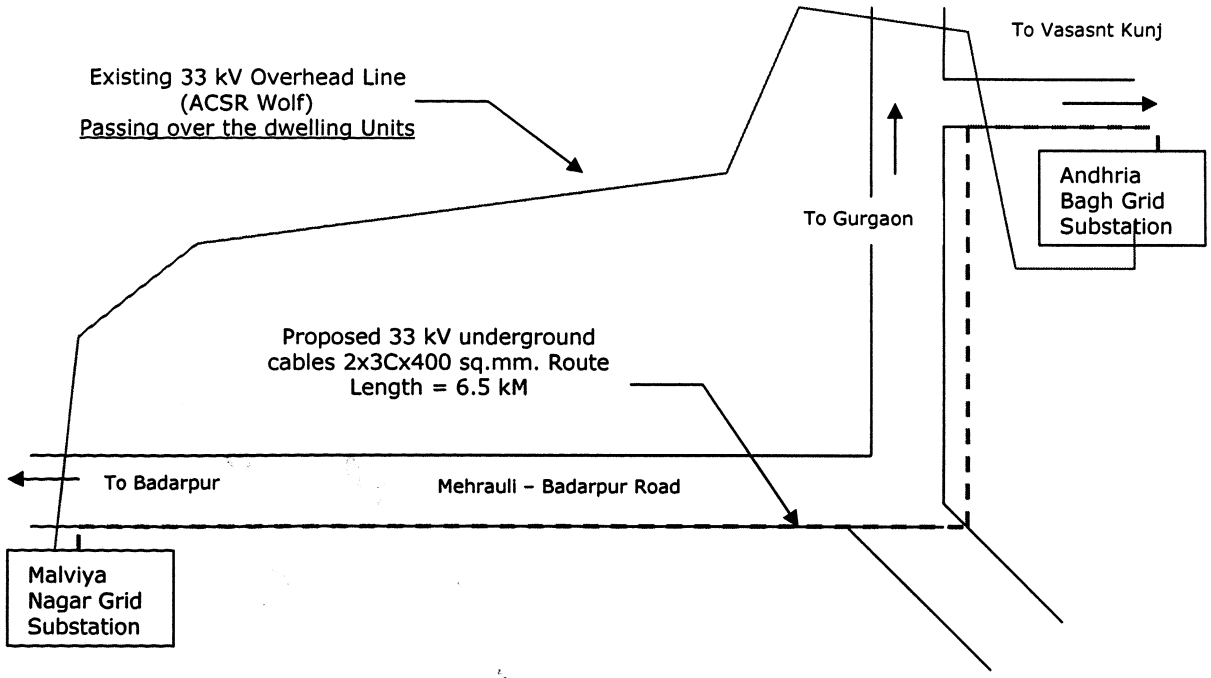
Peak load of Andheria Bagh Grid during June-July 2010 was 21.72 MVA and the circuit feeds a load of 11.6 MVA. Further, a huge load growth is expected in nearby area as DMRC has made its Jahangirpuri – Gurgaon Section operational. Malviya Nagar – Andheria Bagh is only reliable circuit for Andheria Bagh as another circuit to Andhria Bagh is a T-off from JNU – Vasant Vihar Circuit, which is not at all a reliable circuit.

A number of dwelling units have developed beneath this line and low clearance from live conductor is now falling in danger zone. The conductor augmentation from Wolf to Goat can not be carried out because there is no space for stringing the conductor & erecting the poles. Attending breakdowns and maintenance of this line has now become a hard nut to crack.

Member, DERC had an opinion that Andheria Bagh should be converted to 66kV grid. We find it technically correct, but the preparation of new proposal, its submission, approvals, tenders, erection, testing and commissioning may take 3-4 years. We are preparing all the details for the same and demand for 2 Bays at Mehrauli 220kV Grid substation shall be raised in next steeing committee meeting.

However, as this scheme is meant for improvement in prevailing system and this work will take less than 1 year after approval and will help in meeting the load of next 2 summers. Sketch has been drawn hereunder for ready reference.

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI




**Scheme No. ES10FA4014**

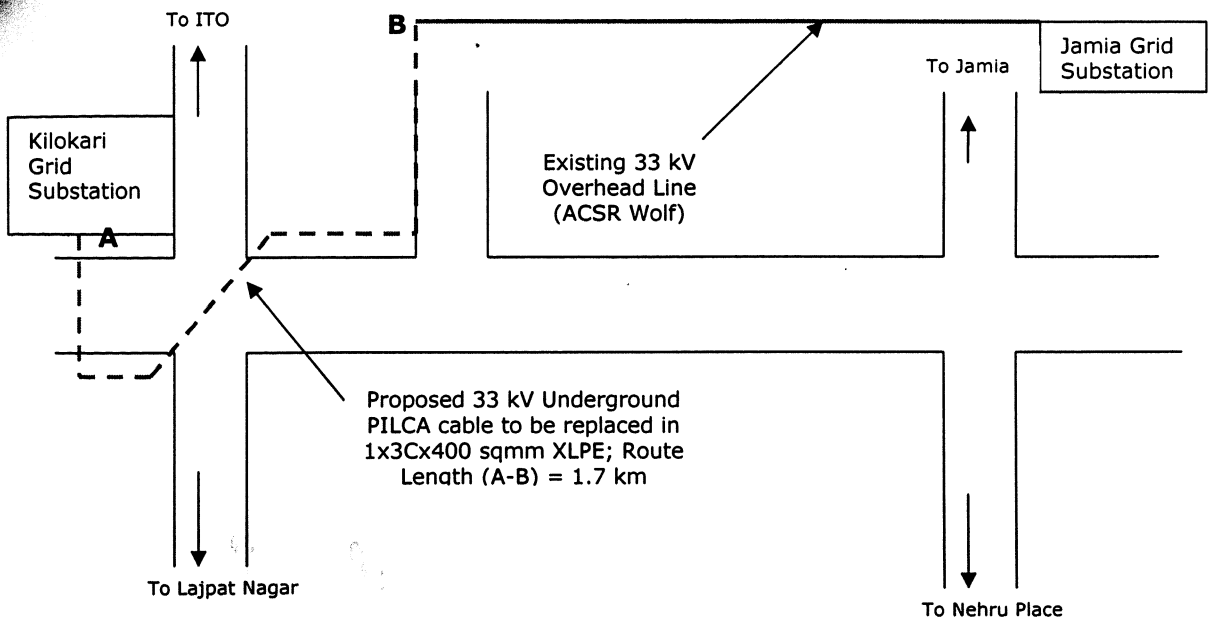
**Scheme Details:** Replacement of 33 KV sick Pilca cable between Kilokri grid to Taimur Nagar Gurudwara DP by new cable of size 2x3x400 sq. mm on Kilokari-Jamia Feeder.

The subject circuit 33 kV Kilokari – Jamia has two sections; one underground PILCA cable and another ACSR Wolf Conductor. A portion of this circuit has old sick PILCA cable of size 3x300 sqmm and in dilapidated condition. The PILCA cable was laid more than 35 years ago. It has already outlived its useful life due to which, frequent breakdowns occur on the cable as observed in the past. This circuit has had 35 breakdowns since April 2007 due to the PILCA section. To avoid the frequent breakdowns, it is very necessary to replace the sick PILCA cable by laying of double XLPE cable of size 3X400 sq.mm.

Member, DERC said that instead of shifting a part of circuit; replace the entire route length of circuit which is partly O/H and partly U/G.

It is to submit that O/H portion of ACSR Wolf (1.8 km route length) is in good condition and we feel that there is no need to make any additional expenditure on that. The only bottleneck is the PILCA cable (shown as AB section in sketch below), which should be replaced to make entire circuit strong enough to meet the load of Jamia grid . Sketch has been drawn hereunder for ready reference.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI




**Scheme No. ES10FA4013**

**Scheme Details:** Replacement of 33 KV sick pilca cable between Kilokri grid & Maharani Bagh DP by new cable of size 2x3x400 sq. mm. on Kilokari-Sarai Jullena feeder.

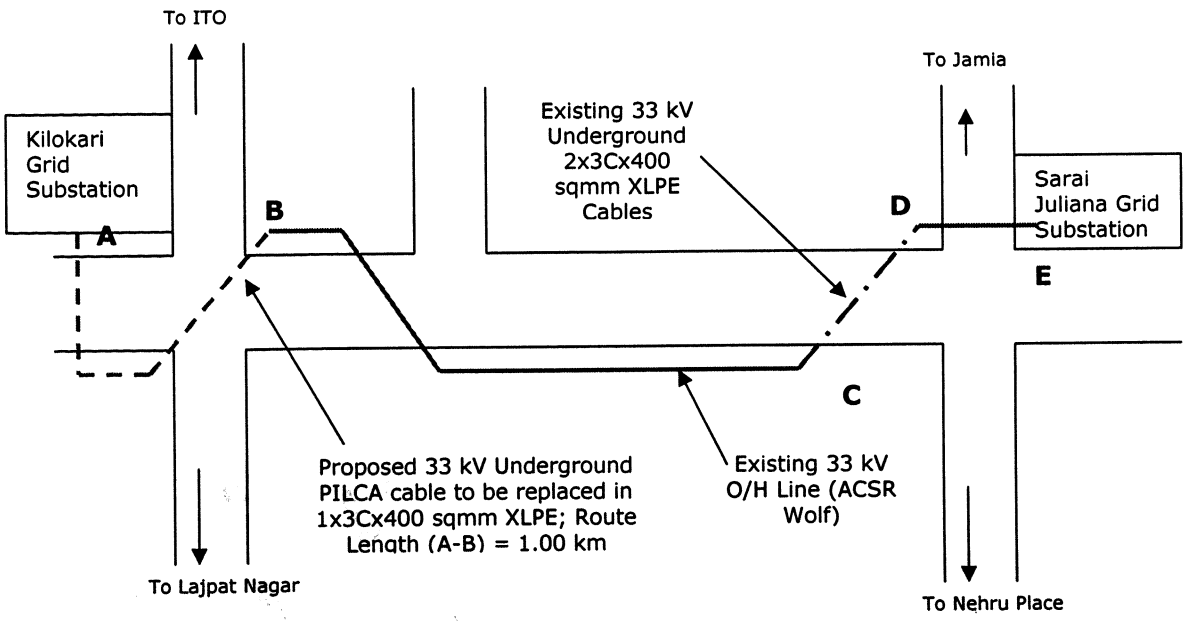
A portion of 33 kV Kilokari- Sarai Jullena Circuit has an old sick PILCA cable of size 3x300 sqmm and in dilapidated condition. It has already outlived its useful life due to which, frequent breakdowns occur on the cable as observed in the past. This circuit has had 22 Nos. breakdowns since April 2007.

To avoid the frequent breakdowns, it is highly necessary to replace the sick PILCA cable by laying of double XLPE cable of size 3X400 sq.mm. The old sick PILCA cables was laid more than 35 years ago.

Member of DERC advised that instead of shifting a part of circuit; replace the entire route length of circuit which is partly O/H and partly U/G.

It is to submit that O/H portion of ACSR Wolf (2.25 km route length from B to C and D to E in sketch below) and a portion of XLPE Cable (route length 0.15 km from C to D in sketch below) and is in good condition and we feel that there is no need to incur any additional expenditure on that. The only bottleneck is the PILCA cable (shown as AB section in sketch below), which should be replaced to make entire circuit strong enough to meet the load of Sarai Juliana grid. Sketch has been drawn hereunder for ready reference.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI




**Scheme No. ES10FA4012**

**Scheme Details:** Augmentation of 33kV O/H feeder into 02 Nos. 33kV 3x400sq.mm. XLPE cable from 66kV JNU Grid to 33kV Vasant Vihar Grid s/stn.

33kV O/H feeder from JNU - Vasant Vihar T-off Andheria Bagh has Wolf conductor on PCC Poles which is about 40 years old and is in burnt out condition. This circuit has faced 40 breakdowns since April 2007.

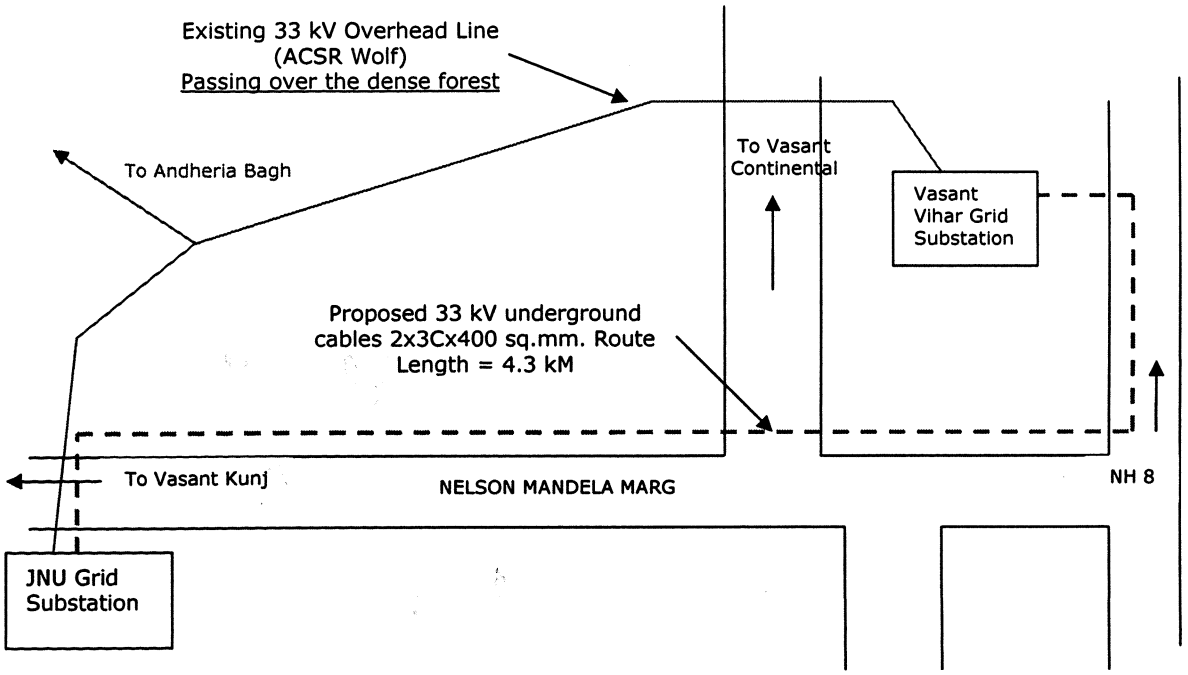
Peak load of Vasant Vihar during June-July 2010 was 29.61 MVA. There is an another Wolf conductor circuit from Ridge Valley to Vasant Vihar. In case of failure of supply from Ridge Valley the total load of Vasant Vihar Grid cannot be met by this feeder from JNU Grid which results in load shedding at Vasant Vihar.

The augmentation of this feeder from Wolf to ACSR Goat conductor is not feasible as the feeder is passing through dense bushes/forest areas. Proper approach road for handling the material is also not there to attend the breakdowns.

For avoiding shedding and to ensure reliable supply at Vasant Vihar grid the scheme has been framed for augmentation of this feeder by laying 02 nos. 33kV cable of size 3x400 the XLPE cable. This scheme is also meant for separating the existing t-off connection (JNU-Vasant Vihar t-off Andheria Bagh) into two circuits namely JNU-Vasant Vihar & JNU-Andheria Bagh. Hence a new 33kV bay at JNU Grid has also been proposed in this scheme. However due the space constraints for making 33kV bay at JNU, hybrid type of bay (compact with breaker, isolator. CT, ABB make) is taken in the scope. This scheme is meant for separating Vasant Vihar circuit from Andheria Bagh

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

circuit from its 4 pole structure (t-off point) and to make the circuit maintainable, as it is passing through dense forest and conductor itself has outlived its useful life. No. of breakdowns on the line also supports the justification of scheme. Sketch has been drawn hereunder for ready reference.




**Scheme No. ES10FA4017**

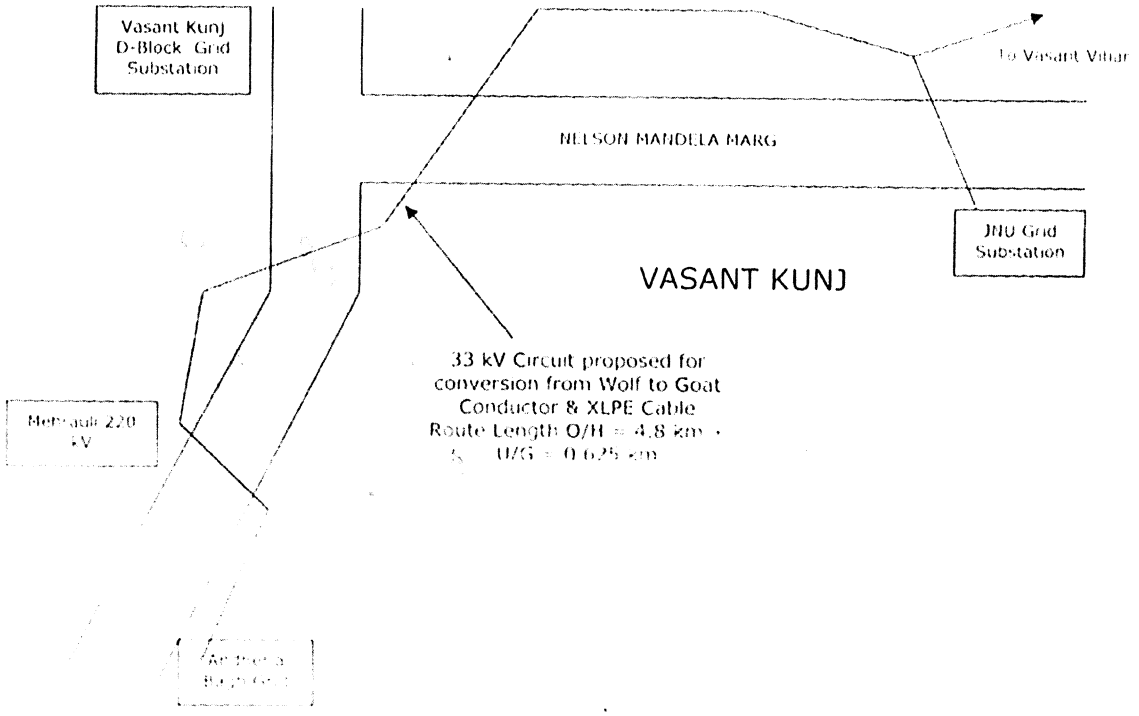
**Scheme Details:** Agumentation of 33kV O/H cum U/G line Wolf Conductor to ACSR Goat conductor from T-Off 4 Pole to Andheria Bagh Grid s/stn. O/H + U/G cable.

33kV O/H feeder from JNU - Vasant Vihar T-off Andheria Bagh has Wolf conductor on PCC Poles which is about 40 years old in burnt out condition. In case failure of supply from Malviya Nagar, 21.72 MVA load of Andheria Bagh cannot be met on this feeder from JNU Grid.

To ensure reliable supply at Andheria Bagh Grid, Wolf conductor needs to be replaced by Goat Conductor. The existing old PILCA cable of size 3x300 sqmm in underground portion of this feeder is also 40 years old and dilapidated condition near 220 kV Mehraulli. It has outlived its useful life and is the weakest component of the circuit. Hence, this is also required to be replaced by laying of double XLPE cable.

This scheme was framed for strengthening Andheria Bagh circuit from its 4 pole structure (T-off point) and to improve the circuit to meet the load of Andheria Bagh upto next 2 summers. Conductor on this line is ACSR Wolf and outlived its useful life. Since the proposal for conversion of Andheria Bagh from 33 kV to 66 kV is under consideration but that may take 3-4 years to materialize. However, as an interim system improvement schemes, this work will take less than 1

year after approval and will help in meeting the load of next 2 summers. Sketch has been drawn hereunder for ready reference.




In view of justifications given above, it is requested at approval to carry out the schemes submitted vide our DPR may kindly be accorded.

Thanking you.

Yours Sincerely,

**For BSES Rajdhani Power Ltd**

(Er. K. Sheshadri)

**Addl. VP (CES)**

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place
New Delhi – 110 019, India
Tel : +91-11-3009 9999
Fax : +91-11-2641 9833
www.bsesdelhi.com

**Ref: AVP/CES & P&E/027** **Date: 11.01.2011**

**Anish Garg**
**Jt. Director (PS&E)**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi – 110017**

**Sub: Electrification Scheme for UCs/LOP/JJ Cluster for FY 2010-11**

**Ref: Letter No F.17(141)/Engg/DERC/2010-11/2432/4061 Dtd 28.12.2010**

Dear Sir,

With reference to above cited letter please find point-wise reply:-

(i) MH09EL4345 (Electrification of LOP near Nanda Hospital Chatterpur Ext.)-

- The source of in feed is HT 11 KV from 220 KV MLI to Andhreta Bagh no 1 feeder which is passing near the Chatterpur where this scheme has been planned.
- Subject to availability of sufficient space, site conditions, [illegible] shall be used.
- At site some poles already exist and which will be utilized in addition to 20 nos poles estimated in the scheme. The span will be kept within permissible limits.

(ii) MN09EL4146 (E/O GULSHAN PARK, DIV – MUNDKA.)-

- There was some error in Cost estimate for this scheme. Revised cost estimate is attached as Annex-I.

(iii)MN09EL4147 (E/O SHIV RAM PARK INDUSTRIAL AREA AT W.W.GRID ROAD)-

- There was some error in Cost estimate for this scheme. Revised cost estimate is attached as Annex-II.

(iv)MN10EL4009(In letter this scheme has been wrongly mentioned as MN10EL4001) (ELECT OF LEFTOUT AREA IN HIRANKUDANA VILLAGE FOR PROPER SUPPLY TO CONSUMER)-

- There was some error in Cost estimate for this scheme. Revised cost estimate is attached as Annex-III.
- Also 35 No of poles already existed.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

After revision of these cost estimates total scheme cost for 66 Electrification Schemes comes out to be Rs **20.73 Crs**.

(v) NG10EL4003 (ELECTRIFICATION OF LOP VILL.DHOOL SIRUS)-

- 70 Nos new PCC Pole has been proposed in this scheme & 37 Nos ideal / old poles also exist at site. These poles will be used for electrification of proposed areas.
- Double Ckt on 25 Nos PCC Poles and triple ckt on 20 Nos PCC Poles has also been proposed in this scheme to maintain proper voltage to the Consumer.
- 80 DBs are proposed (70 Nos Single Phase DB+ 10 Nos Three phase DB,s). For some poles there is no need to install DBs as per existence of dwelling unit.
- 7 KM cable length is proposed as the area is scattered and distant.

(vi)JF09EL4055 (SCHEMES FOR NEW AP CONNECTION WITH THE PROVISION OF AB CABLE)-

- Appx 200 poles were already found existing in the agricultural area where we had energized the AP connections. The AP connections which were earlier energized from these existing 200 poles (bare conductor) will be converted into AB cable.
- It is proposed to convert appx 8 km bare conductor into AB cable and 15 new ckt will be laid from existing tube well transformers.
- Average length of LT feeders feeding to AP connection are appx 800 M.
- As the scope of work includes conversion of bare conductor to LT AB and new electrification works therefore such long length is proposed.

For rest of the schemes also similar situations exist. At many places poles exist which will be utilized for electrification work. In many areas planned to be electrified double circuits will be laid. Also in many cases part of the work proposed is for LT AB Conversion for which existing poles will be utilized. For the entire works proposed span will be kept within permissible limits.

Technical justification for two schemes (VK09EL4091 and SV09EL4107) is attached for your reference please.

i) VK09EL4091 (ELECTIFICATION OF K-2 BLK M.PUR, RANG PURI EXTS AND VILL RANG PURI.) Attached as Annex IV-

- LT AB cable proposed is 4000 M (2000+2000 )and HT AB cable proposed is 500 M
- 40 no of 9 M poles is proposed as there were already 40 poles existing on site for which double ckt is proposed.
- RMU will be placed for HT AB cable and G.O switch will be utilized for transformer.

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

ii) SV09EL4102 (ELECTRIFICATION OF KANCHAN KUNJ C-BLOCK)
Attached as Annex V

- LT AB cable proposed is 3000 M
- 60 no of 9 M poles is proposed and for 40 no of poles double ckt is proposed.

We hope that these details are in order and the same will helpful to understand the severity of system and accord in-principle approval of the schemes submitted.

Thanking you,
Yours Sincerely,,

**(K.Sheshadri)**
AVP (CES& P&C)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | MN09EL4146 | E/O GULSHAN PARK , DIV - MUNDKA. | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Sr. No. | ITEM | UOM | QUANTITY | RATE (Rs.) | AMOUNT (Rs.) |
| **PART A (MATERIAL)** | | | | | |
| 1 | CONNECTOR ,INSULATION PIERCING,16/95SQMM TAP SIZE:4 TO 35 MM2 | EA | 125 | 103.56 | 12945 |
| 2 | CONNECTOR ,INSULATION PIERCING,50/150SQMM 6 TO 35 MM2 | EA | 300 | 107.84 | 32353 |
| 3 | CONNECTOR ,INSULATION PIERCING,50/150SQMM 50 TO 150 MM2 | EA | 278 | 193.97 | 53924 |
| 4 | 3-PH LT DISTRIBUTION BOX | EA | 12 | 3884.92 | 46619 |
| 5 | 1-PH LT DISTRIBUTION BOX | EA | 150 | 2061.48 | 309222 |
| 6 | PCC POLE 9M LONG | EA | 232 | 2193.99 | 509007 |
| 7 | HEAT SHRINKABLE CBL END CAP 16-120MM2 | EA | 60 | 56.784 | 3407 |
| 8 | CBL ELEC ARM 11KV XLPE AL 3C 150 MM2 | M | 60 | 796.95 | 47817 |
| 9 | KIT CBL TERN OUT 11KV AL 3C 150MM2 HS XLPE | EA | 1 | 1591.92 | 1592 |
| 10 | KIT CBL TERN INDOOR 11KV AL 3C 150MM2 HS XLPE | EA | 1 | 1405.36 | 1405 |
| 11 | CBL ELEC N-ARM 1.1KV XLPE AL 1C 25MM2 | M | 900 | 16.24 | 14613 |
| 12 | CBL ELEC N-ARM 1.1KV XLPE AL 1C 630MM2 | M | 60 | 308.37 | 18502 |
| 13 | CBL ELEC N-ARM 1.1KV XLPE AL 1C 300MM2 | M | 40 | 133.87 | 5355 |
| 14 | SWITCH ,GANG OPERATED, 11KV,400A | EA | 1 | 8065.36 | 8065 |
| 15 | FUSE , DD, 100AMP, 11KV | EA | 3 | 1705.93 | 5118 |
| 16 | TRANSFORMER ,400 KVA, 11KV/433V, OIL TYPE | EA | 1 | 586600.17 | 586600 |
| 17 | CIR BR AIR 3P 415VAC 400A W/STEEL ENCL | EA | 3 | 33495 | 100485 |
| 18 | CIR BR AIR 3P 415VAC 1250A W/STEEL ENCL | EA | 1 | 38346 | 38346 |
| 19 | LIGHTING ARRESTOR | EA | 3 | 609.70 | 1829 |
| 20 | EYE HOOK FOR 9 | EA | 279 | 49.34 | 13766 |
| 21 | DEAD END CLAMP FOR BARE MESSENGER WITH BOLT-NUT SYSTEM (SIZES 35-70SQMM) | EA | 47 | 127.52 | 5993 |
| 22 | SUSPENSION CLAMP FOR BARE MESSENGER WITH BOLT-NUT SYSTEM(SIZES 35-70SQMM) | EA | 232 | 85.76 | 19897 |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 23 | WIRE STAY GI 7/8 SWG | kg | 500 | 49.27 | 24633 |
| 24 | ANGLE MTL EQ MS 50X50X6MM | MT | 0.25 | 38111.53 | 9528 |
| 25 | TWO LINE CROSS GI 50X50X6X680MM | EA | 100 | 209.99 | 20999 |
| 26 | CHANNEL ,MOC MS SIZE 100X50X6MM | kg | 350 | 38.81 | 13583 |
| 27 | TENSION SCREW GI 16X600MM | EA | 25 | 282.97 | 7074 |
| 28 | PIPE EARTHING, GI PERFO, 40MMX2.5M,CLAS:B | EA | 25 | 403.32 | 10083 |
| 29 | STAY COLLAR FOR 9MTR POLE | EA | 25 | 140.90 | 3523 |
| 30 | EARTHING STRIP | kg | 150 | 40.43 | 6065 |
| 31 | BASE PLATE,RCC SIZE :18X18X2" | EA | 25 | 173.25 | 4331 |
| 32 | EARTHING COMPLETE | EA | 50 | 2500 | 125000 |
| 33 | PETTY MATERIAL | Rate. | 10000 | 1 | 10000 |
| 34 | ANCHOR ROD,SIZE:7.1/2 LGX3/4"DIA | EA | 25 | 427.34 | 10684 |
| 35 | CBL AB 1.1KV XLPE 3CX150+1CX150+1CX16MM2 | M | 5250 | 318.09 | 1669972 |
| 36 | CBL AB 1.1 KV XLPE 3CX95+ 1CX95+1CX16MM2 | KM | 1.7 | 218370 | 371229 |
| | TOTAL MATERIAL COST | | | | 4123564 |
| | CONTIGENCY CHARGES (3%) | | | | 123707 |
| | PART A (TOTAL MATERIAL COST) | | | | 4247271 |
| **PART B (LABOUR & TRANSPORTATION)** | | | | | |
| | LABOUR AND TRANSPORTATION COST | | | | 547802 |
| **PART C (ROAD RESTORATION CHARGES)** | | | | | |
| | TOTAL ROAD RESTORATION CHARGES (Part 'C') | | | | 0 |
| **PART D(RECLAMATION CHARGES)L/S** | | | | | 0 |
| | TOTAL SCHEME COST PART (A+B+C) | | | | 4795073 |
| | NET SCHEME COST LESS RECLAM. CREDIT | | | | 4795073 |
| | **TOTAL SCHEME COST RS.LACS.** | | | | 47.95 |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Annex-II

| | MN09EL4147 | E/O SHIV RAM PARK INDUSTRIAL AREA AT W.W.GRID ROAD | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Sr. No. | ITEM | UOM | QUANTITY | RATE (Rs.) | AMOUNT (Rs.) |
| **PART A (MATERIAL)** | | | | | |
| 1 | CONNECTOR ,INSULATION PIERCING,16/95SQMM TAP SIZE:4 TO 35 MM2 | EA | 70 | 103.56 | 7249 |
| 2 | CONNECTOR ,INSULATION PIERCING,50/150SQMM 6 TO 35 MM2 | EA | 100 | 107.84 | 10784 |
| 3 | CONNECTOR ,INSULATION PIERCING,50/150SQMM 50 TO 150 MM2 | EA | 200 | 193.97 | 38794 |
| 4 | 3-PH LT DISTRIBUTION BOX | EA | 25 | 3884.92 | 97123 |
| 5 | 1-PH LT DISTRIBUTION BOX | EA | 50 | 2061.48 | 103074 |
| 6 | PCC POLE 11M LONG | EA | 2 | 4956.17 | 9912 |
| 7 | PCC POLE 9M LONG | EA | 70 | 2193.99 | 153580 |
| 8 | HEAT SHRINKABLE CBL END CAP 16-120MM2 | EA | 50 | 56.78 | 2839 |
| 9 | KIT CBL TERN OUT 11KV AL 3C 150MM2 HS XLPE | EA | 1 | 1591.92 | 1592 |
| 10 | CBL ELEC N-ARM 1.1KV XLPE AL 1C 25MM2 | M | 24 | 16.23 | 390 |
| 11 | CBL ELEC N-ARM 1.1KV XLPE AL 1C 630MM2 | M | 60 | 308.37 | 18502 |
| 12 | CBL ELEC N-ARM 1.1KV XLPE AL 1C 300MM2 | M | 40 | 133.87 | 5355 |
| 13 | SWITCH ,GANG OPERATED, 11KV,400A | EA | 1 | 8065.36 | 8065 |
| 14 | FUSE , DD, 100AMP, 11KV | EA | 3 | 1705.93 | 5118 |
| 15 | TRANSFORMER ,400 KVA, 11KV/433V, OIL TYPE | EA | 1 | 586600.17 | 586600 |
| 16 | CIR BR AIR 3P 415VAC 400A W/STEEL ENCL | EA | 3 | 33495 | 100485 |
| 17 | CIR BR AIR 3P 415VAC 1250A W/STEEL ENCL | EA | 1 | 38346 | 38346 |
| 18 | LIGHTING ARRESTOR | EA | 3 | 609.70 | 1829 |
| 19 | EYE HOOK FOR 9 | EA | 84 | 49.34 | 4145 |
| 20 | DEAD END CLAMP FOR BARE MESSENGER WITH BOLT-NUT SYSTEM (SIZES 35-70SQMM) | EA | 14 | 127.52 | 1785 |
| 21 | SUSPENSION CLAMP FOR BARE MESSENGER WITH BOLT-NUT SYSTEM(SIZES 35-70SQMM) | EA | 70 | 85.76 | 6003 |
| 22 | WIRE STAY GI 7/8 SWG | kg | 300 | 49.27 | 14780 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 23 | ANGLE MTL EQ MS 50X50X6MM | MT | 0.1 | 38111.53 | 3811 |
| 24 | CHANNEL ,MOC MS SIZE 100X50X6MM | kg | 400 | 38.81 | 15523 |
| 25 | TENSION SCREW GI 16X600MM | EA | 20 | 282.97 | 5659 |
| 26 | PIPE EARTHING, GI PERFO, 40MMX2.5M,CLAS:B | EA | 20 | 403.32 | 8066 |
| 27 | STAY COLLAR FOR 9MTR POLE | EA | 20 | 140.90 | 2818 |
| 28 | EARTHING STRIP | kg | 80 | 40.43 | 3234 |
| 29 | BASE PLATE,RCC SIZE :18X18X2" | EA | 20 | 173.24 | 3465 |
| 30 | EARTHING COMPLETE | EA | 20 | 2500 | 50000 |
| 31 | PETTY MATERIAL | Rate. | 10000 | 1 | 10000 |
| 32 | KIT,TERMINATION,HT AB CBL END,1CX150SQMM | EA | 6 | 364.14 | 2185 |
| 33 | 11 Kv HT AB CBL 3X150 SQ MM for 1 core bare AL messenger | M | 15 | 525.44 | 7882 |
| 34 | BAR FLAT MS 6MM 50MM | MT | 0.500 | 52072.02 | 26036 |
| 35 | ANCHOR ROD,SIZE:7.1/2 LGX3/4"DIA | EA | 20 | 427.343 | 8547 |
| 36 | CBL AB 1.1KV XLPE 3CX150+1CX150+1CX16MM2 | M | 2100 | 318.09 | 667989 |
| | TOTAL MATERIAL COST | | | | 2031565 |
| | CONTIGENCY CHARGES (3%) | | | | 60947 |
| | PART A (TOTAL MATERIAL COST) | | | | 2092512 |
| **PART B (LABOUR & TRANSPORTATION)** | | | | | |
| | LABOUR AND TRANSPORTATION COST | | | | 294469 |
| **PART C (ROAD RESTORATION CHARGES)** | | | | | |
| | TOTAL ROAD RESTORATION CHARGES (Part 'C') | | | | 0 |
| **PART D(RECLAMATION CHARGES)L/S** | | | | | 0 |
| | TOTAL SCHEME COST PART (A+B+C) | | | | 2386981 |
| | NET SCHEME COST LESS RECLAM. CREDIT | | | | 2386981 |
| | **TOTAL SCHEME COST RS.LACS.** | | | | 23.87 |

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | MN10EL4009 | ELECT OF LEFTOUT AREA IN HIRANKUDANA VILLAGE FOR PROPER SUPPLY TO CONSUMER | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Sr. No. | ITEM | UOM | QUANTITY | RATE (Rs.) | AMOUNT (Rs.) |
| **PART A (MATERIAL)** | | | | | |
| 1 | INSULATOR,STAY,LT,MOC:PORCELAIN | EA | 12 | 9.135 | 110 |
| 2 | CBL ELEC ARM 1.1KV XLPE AL 4C 95MM2 | M | 200 | 326.1 | 65220 |
| 3 | CBL AB 1.1KV XLPE 3CX150+1CX150+1CX16MM2 | M | 4500 | 319.23 | 1436535 |
| 4 | CONN CBL CRP SINGLE HOL 150MM2 IS:5082 | EA | 75 | 9.36 | 702 |
| 5 | CONN CBL CRP SINGLE HOL 95MM2 CALS-228 | EA | 110 | 5.2 | 572 |
| 6 | CONNECTOR,INSULTION PIERCING,25/95 SQMM | EA | 150 | 238.49 | 35774 |
| 7 | CONNECTOR,INSULTION PIERCING,50/150 SQMM | EA | 80 | 173.57 | 13886 |
| 8 | CLAMP DEAD END MESSNGR WIRE,35-70 SQ MM | EA | 35 | 127.51 | 4463 |
| 9 | CLAMP SUSPENSION FOR AB CBL,35-70 SQ MM | EA | 110 | 85.76 | 9434 |
| 10 | WIRE,STAY,GI,7/8SWG | KG | 300 | 46.37 | 13911 |
| 11 | PIPE,CONDUIT,GI;20MM | M | 45 | 65.08 | 2929 |
| 12 | D-CLAMP,MEDIUM,GALV,F/MEDIUM INSULATOR | EA | 45 | 62.01 | 2791 |
| 13 | BASE PLATE,RCC,SIZE:18X18X2" | EA | 12 | 173.24 | 2079 |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 14 | SCREW,TENSION,GI;16X600MM | EA | 12 | 251.98 | 3024 |
| 15 | ARMS,CROSS,TWO LINE,GI;50X50X6X680MM | EA | 45 | 220.62 | 9928 |
| 16 | ANCHOR ROD,SIZE:7.1/2 LGX3/4"DIA | EA | 12 | 388.49 | 4662 |
| 17 | EYE HOOK FOR 9 and 11 MTR POLE | EA | 110 | 49.35 | 5429 |
| 18 | POLE,PCC,9MTR LG,WORKING LOAD:160KG | EA | 40 | 2152.5 | 86100 |
| 19 | BOX,DISTRIBUTION F/3PH,25KVA TRANSFORMER | EA | 25 | 2388.72 | 59718 |
| 20 | BOX,DISTRIBUTION,LT,10WAY,1PH,W/BUS BAR | EA | 20 | 1416.93 | 28339 |
| **Petty Material :-** | | | | | 30000 |
| **Total Material Cost :-** | | | | | 1815606 |
| **Contigency Charges (3%) :-** | | | | | 54468.18 |
| **PART A (Total Material Cost) :-** | | | | | 1870074.18 |
| **PART B ( Labour and Transportation Cost)** | | | | | 190161.612 |
| **Part C (Total Road Restoration Charges)** | | | | | 0 |
| **Part D (Civil Charges)** | | | | | 0 |
| **Scheme Cost ( A + B + C + D Cost)** | | | | | 2060235.79 |
| **Part E (Reclamation Charges)** | | | | | 0 |
| **Net Scheme Cost ( less reclaim Credit)** | | | | | 2060235.79 |
| **Net Scheme Cost ( lakhs. )** | | | | | 20.60 |
| | | | | | |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Annex IV

| | VK09EL4091 | ELECTIFICATION OF K-2 BLK M.PUR, RANG PURI EXTS AND VILL RANG PURI. | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Sr. No. | ITEM | UOM | QUANTITY | RATE (Rs.) | AMOUNT (Rs.) |
| **PART A (MATERIAL)** | | | | | |
| 1 | CONNECTOR ,INSULATION PIERCING,16/95SQMM TAP SIZE:4 TO 35 MM2 | EA | 80 | 103.56 | 8285 |
| 2 | CONNECTOR ,INSULATION PIERCING,50/150SQMM 50 TO 150 MM2 | EA | 100 | 193.97 | 19397 |
| 3 | 3-PH LT DISTRIBUTION BOX | EA | 20 | 3884.91 | 77698 |
| 4 | 1-PH LT DISTRIBUTION BOX | EA | 45 | 2061.48 | 92767 |
| 5 | PCC POLE 11M LONG | EA | 12 | 4956.16 | 59474 |
| 6 | PCC POLE 9M LONG | EA | 40 | 2193.99 | 87760 |
| 7 | HEAT SHRINKABLE CBL END CAP 16-120MM2 | EA | 40 | 56.784 | 2271 |
| 8 | CBL ELEC N-ARM 1.1KV XLPE AL 1C 630MM2 | M | 50 | 308.37 | 15419 |
| 9 | CBL ELEC N-ARM 1.1KV XLPE AL 1C 300MM2 | M | 40 | 133.87 | 5355 |
| 10 | RMU , 11KV, MANUAL , 3WAY (1CB+2ISO),0/D, EXT | EA | 1 | 362510.04 | 362510 |
| 11 | SWITCH ,GANG OPERATED, 11KV,400A | EA | 1 | 8065.36 | 8065 |
| 12 | FUSE , DD, 100AMP, 11KV | EA | 3 | 1705.93 | 5118 |
| 13 | TRANSFORMER ,400 KVA, 11KV/433V, OIL TYPE | EA | 1 | 586600.16 | 586600 |
| 14 | CIR BR AIR 3P 415VAC 400A W/STEEL ENCL | EA | 2 | 33495 | 66990 |
| 15 | CIR BR AIR 3P 415VAC 2000A W/STEEL ENCL | EA | 1 | 48140.4 | 48140 |
| 16 | LIGHTING ARRESTOR | EA | 3 | 609.70 | 1829 |
| 17 | EYE HOOK FOR 9 | EA | 140 | 49.34 | 6908 |
| 18 | DEAD END CLAMP FOR BARE MESSENGER WITH BOLT-NUT SYSTEM (SIZES 35-70SQMM) | EA | 100 | 127.51 | 12752 |
| 19 | SUSPENSION CLAMP FOR BARE MESSENGER WITH BOLT-NUT SYSTEM(SIZES 35-70SQMM) | EA | 120 | 85.76 | 10292 |
| 20 | PIPE CONDUICT GI 40MM | M | 40 | 227.52 | 9101 |
| 21 | WIRE STAY GI 7/8 SWG | KG | 300 | 49.26 | 14780 |
| 22 | TWO LINE CROSS GI 50X50X6X680MM | EA | 65 | 209.99 | 13649 |
| 23 | TENSION SCREW GI 16X600MM | EA | 60 | 282.96 | 16978 |
| 24 | INSULATOR STAY LT MOC PORCELAIN | EA | 14 | 9.135 | 128 |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 25 | PIPE EARTHING, GI PERFO, 40MMX2.5M,CLAS:B | EA | 20 | 403.32 | 8066 |
| 26 | STAY COLLAR FOR 9MTR POLE | EA | 14 | 140.90 | 1973 |
| 27 | CONN CBL CRP SINGLE HOLE 150MM2 | EA | 80 | 9.36 | 749 |
| 28 | CONN CBL CRP SINGLE HOLE 95MM2 | EA | 160 | 5.20 | 833 |
| 29 | CONN CBL CRP SINGLE HOLE 50MM2 | EA | 100 | 3.12 | 312 |
| 30 | BASE PLATE,RCC SIZE :18X18X2 | EA | 14 | 173.24 | 2425 |
| 31 | PETTY MATERIAL | RATE | 10000 | 1 | 10000 |
| 32 | INSULATOR,STAY,LT,MOC:PORCELAIN | EA | 14 | 9.135 | 128 |
| 33 | SCREW,TENSION,GI;16X600MM | EA | 14 | 282.96 | 3962 |
| 34 | B.BRACKET,GI,FOR 9MTR RCC POLE | EA | 50 | 301.35 | 15068 |
| 35 | BLT HEX GALV Gr 4.6 MC 250MM M16 | KG | 60 | 80.46 | 4828 |
| 36 | ANCHOR ROD,SIZE:7.1/2 LGX3/4"DIA | EA | 14 | 427.34 | 5983 |
| 37 | PIPE,CONDUIT,GI;20MM | M | 60 | 90.92 | 5455 |
| 38 | BLT HEX GALV Gr 4.6 MC 75MM M16 | KG | 80 | 71.75 | 5741 |
| 39 | CBL AB 1.1KV XLPE 3CX150+1CX150+1CX16MM2 | M | 2000 | 318.09 | 636180 |
| 40 | CBL ELEC ARM 1.1KV XLPE AL 4C 300MM2 | M | 100 | 967.88 | 96788 |
| 41 | KIT,TERMINATION,HT AB CBL END,1CX150SQMM | EA | 6 | 364.14 | 2185 |
| 42 | 11 Kv HT AB CBL 3X150 SQ MM FOR 1 CORE BARE AL MESSENGER | M | 500 | 525.44 | 262720 |
| 43 | CBL AB 1.1 KV XLPE 3CX95+ 1CX95+1CX16MM2 | KM | 2 | 218370 | 436740 |
| | TOTAL MATERIAL COST | | | | 3032405 |
| | CONTIGENCY CHARGES (3%) | | | | 90972 |
| | PART A (TOTAL MATERIAL COST) | | | | 3123377 |
| **PART B (LABOUR & TRANSPORTATION)** | | | | | |
| | LABOUR AND TRANSPORTATION COST | | | | 310678 |
| | TOTAL SCHEME COST PART (A+B+C) | | | | 3434055 |
| | NET SCHEME COST LESS RECLAM. CREDIT | | | | 3434055 |
| | **TOTAL SCHEME COST RS.LACS.** | | | | 34.34 |

RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Annex V

| | SV09EL4102 | ELECTRIFICATION OF KANCHAN KUNJ C,D,E & F BLOCK MADAN PUR EXTN PART 3 | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Sr. No. | ITEM | UOM | QUANTITY | RATE (Rs.) | AMOUNT (Rs.) |
| **PART A (MATERIAL)** | | | | | |
| 1 | CONNECTOR ,INSULATION PIERCING,16/95SQMM TAP SIZE:4 TO 35 MM2 | EA | 200 | 103.56 | 20712 |
| 2 | CONNECTOR ,INSULATION PIERCING,50/150SQMM 50 TO 150 MM2 | EA | 100 | 193.97 | 19397 |
| 3 | 3-PH LT DISTRIBUTION BOX | EA | 10 | 3884.91 | 38849 |
| 4 | 1-PH LT DISTRIBUTION BOX | EA | 60 | 2061.48 | 123689 |
| 5 | PCC POLE 11M LONG | EA | 2 | 4956.16 | 9912 |
| 6 | PCC POLE 9M LONG | EA | 60 | 2193.99 | 131640 |
| 7 | HEAT SHRINKABLE CBL END CAP 16-120MM2 | EA | 50 | 56.78 | 2839 |
| 8 | CBL ELEC ARM 11KV XLPE AL 3C 150 MM2 | M | 600 | 796.94 | 478169 |
| 9 | KIT CBL TERN OUT 11KV AL 3C 150MM2 HS XLPE | EA | 4 | 1591.92 | 6368 |
| 10 | KIT STRAT JNT 11KV 3C 150MM2 HS XLPE | EA | 1 | 6004.62 | 6005 |
| 11 | CBL ELEC ARM 1.1KV XLPE AL 4C 25MM2 | M | 500 | 89.24 | 44621 |
| 12 | CBL ELEC N-ARM 1.1KV XLPE AL 1C 630MM2 | M | 60 | 308.37 | 18502 |
| 13 | CBL ELEC N-ARM 1.1KV XLPE AL 1C 300MM2 | M | 60 | 133.87 | 8032 |
| 14 | SWITCH ,GANG OPERATED, 11KV,400A | EA | 1 | 8065.36 | 8065 |
| 15 | FUSE , DD, 100AMP, 11KV | EA | 3 | 1705.93 | 5118 |
| 16 | TRANSFORMER ,400 KVA, 11KV/433V, OIL TYPE | EA | 1 | 586600.16 | 586600 |
| 17 | CIR BR AIR 3P 415VAC 400A W/STEEL ENCL | EA | 3 | 33495 | 100485 |
| 18 | EYE HOOK FOR 9 | EA | 150 | 49.340 | 7401 |
| 19 | DEAD END CLAMP FOR BARE MESSENGER WITH BOLT-NUT SYSTEM (SIZES 35-70SQMM) | EA | 50 | 127.51 | 6376 |
| 20 | SUSPENSION CLAMP FOR BARE MESSENGER WITH BOLT-NUT SYSTEM(SIZES 35-70SQMM) | EA | 80 | 85.76 | 6861 |
| 21 | PIPE CONDUIT GI 100MM | M | 12 | 416.55 | 4999 |
| 22 | WIRE STAY GI 7/8 SWG | KG | 500 | 49.26 | 24633 |
| 23 | ANGLE MTL EQ MS 50X50X6MM | MT | 0.5 | 38111.53 | 19056 |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Annex V

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 24 | TWO LINE CROSS GI 50X50X6X680MM | EA | 60 | 209.99 | 12599 |
| 25 | CHANNEL ,MOC MS SIZE 100X50X6MM | KG | 400 | 38.80 | 15523 |
| 26 | TENSION SCREW GI 16X600MM | EA | 15 | 282.96 | 4245 |
| 27 | INSULATOR STAY LT MOC PORCELAIN | EA | 15 | 9.135 | 137 |
| 28 | PIPE EARTHING, GI PERFO, 40MMX2.5M,CLAS:B | EA | 25 | 403.32 | 10083 |
| 29 | STAY COLLAR FOR 9MTR POLE | EA | 15 | 140.90 | 2114 |
| 30 | CONN CBL CRP DOUBLE HOLE 630MM2 | EA | 8 | 114.61 | 917 |
| 31 | CONN CBL CRP SINGLE HOLE 300MM2 | EA | 24 | 21.74 | 522 |
| 32 | BASE PLATE,RCC SIZE :18X18X2 | EA | 15 | 173.24 | 2599 |
| 33 | PETTY MATERIAL | RATE | 10000 | 1 | 10000 |
| 34 | CBL AB 1.1KV XLPE 3CX150+1CX150+1CX16MM2 | M | 3000 | 318.09 | 954270 |
| 35 | TIE,POLYAMIDE,FOR AB CABLE | EA | 200 | 0.0693 | 14 |
| 36 | ANCHOR ROD,SIZE:7.1/2 LGX3/4"DIA | EA | 15 | 427.34 | 6410 |
| 37 | LUG,BRASS,F/400KVA TRANSFORMER | EA | 4 | 606.36 | 2425 |
| 38 | PIPE,CONDUIT,GI;20MM | M | 75 | 90.92 | 6819 |
| 39 | CONN CBL CRP SINGLE HOL 630MM2 IS:5082 | EA | 8 | 85.75 | 686 |
| 40 | CABLE ARM XLPE 1.1 KV 4C 150 MM2 AL | M | 80 | 369.6 | 29568 |
| | TOTAL MATERIAL COST | | | | 2737260 |
| | CONTIGENCY CHARGES (3%) | | | | 82118 |
| | PART A (TOTAL MATERIAL COST) | | | | 2819378 |
| **PART B (LABOUR & TRANSPORTATION)** | | | | | |
| | LABOUR AND TRANSPORTATION COST | | | | 564220 |
| **PART C (ROAD RESTORATION CHARGES)** | | | | | |
| | TOTAL ROAD RESTORATION CHARGES (Part 'C') | | | | 350000 |
| **PART D(RECLAMATION CHARGES)L/S** | | | | | 0 |
| | TOTAL SCHEME COST PART (A+B+C) | | | | 3733598 |
| | NET SCHEME COST LESS RECLAM. CREDIT | | | | 3733598 |
| | **TOTAL SCHEME COST RS.LACS.** | | | | 37.34 |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

**Ref. No: AVP/CES/ & P&E/30** Date: 08.02.2011

**The Secretary**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi - 110017**

**Sub: Priority Schemes for Transformer Augmentation Works**

Dear Sir,

We have submitted DPR for FY 2010-11 amounting to ₹ 804.47 Crs vide letter No. RA/2010-11/01/F/37 Dated 09.06.2010 approval for which is still solicited.

We are again submitting priority schemes for 7 divisions pertaining to Distribution Transformer Augmentation Works (Annex B.3.4) for 96 no of schemes amounting to 11.08 Crs. Schemes for rest of the divisions will be submitted later. These works are required keeping in view the upcoming summer. The network augmentation in respect to load growth is very much required to maintain uninterrupted supply and meeting performance standards.

Honorable Commission is requested to kindly accord '**In-principle**' approval for these priority schemes so that we can timely implement these schemes and meet load during coming summer season.

Thanking you.

Yours Sincerely,
For BSES Rajdhani Power Ltd

**(K.Sheshadri)**
AVP (CES& P&C)
Encl:- 2 Volumes

कार्यालय
प्राप्ति सं.....
दिनांक.....
सचिव दि.वि.वि.आ.

8/2/11



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

**Ref. No: AVP/CES/ & P&E/31**

Date: 10.02.2011

**K.K.Verma**
**Joint Director**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi - 110017**

**Sub: Clarifications regarding Feeder Augmentation Schemes.**

Dear Sir,

This is in reference to discussion held with your good self regarding Prioritized Feeder Augmentation Schemes submitted vide letter no AVP/CES/ & P&E/31 dtd 04.02.2011

The deviation in scheme cost of the cases highlighted is due to difference in Road Restoration charges. It is due to different lengths of PWD/MCD roads being dug and rest of the cable being laid under soft soil. Also in many cases where digging is not possible trench less cable laying methodology is adopted. Detailed analysis for the schemes is attached as Annex-1.

Honorable Commission is requested to kindly accord '**in-principle**' approval for these priority schemes so that we can timely implement these schemes and meet load during coming summer season.
Thanking you.

Yours Sincerely,
For BSES Rajdhani Power Ltd

for (K.Sheshadri)
AVP (CES& P&C)
Encl:- Annex-I



RECEIVED OFFICE DERC 10/2/11

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

Annex I

| S. No. | Scheme No. | Scheme Description | CBL ELEC ARM 11KV XLPE in M | Total Material Cost in Rs. Lacs | Labour & Transportation Cost in Rs. Lacs | Road Restoration Charges in Rs. Lacs | Reclamation Credit in Rs. Lacs | Total Scheme Cost in Rs. Lacs | Road Restoration Charges for MCD/PWD Road in M | Cable laid under Soft Soil in M | Cable laid by Trenchless Method in M |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | MN10FA4065 | REPLACEMENT OF SICK PILCA CBL FOR BANI CAMP(GOVT.OF INDIA)HT CONSUMERS | 1000 | 12.01 | 2.59 | 5.00 | 0.10 | 19.50 | 100 | 900 | |
| 2 | NA10FA4007 | REPLCEMENT OF CBL FROM BHOOT WALI GALI TO JAAT MOHALLA S/S NANGLOI DIVNGL | 500 | 5.57 | 10.26 | 0.00 | 0.01 | 15.81 | | 70 | 530 |
| 3 | NZ10FA4046 | REPLACEMENT OF EXISTING 11KV HT 3X300 PILCA CBL WITH 3X300 XLPE CBL FROM NZD GRID TO CABINET SECRETARIATE, CGO COMPLEX LODHI RD | 1600 | 15.82 | 3.41 | 42.00 | 0.00 | 61.23 | 840 | 260 | 500 |
| 4 | NZ10FA4005 | AUG OF EXISTING 3X240 PILCA HT CABLE FROM B 2 SIDHARTHA EXTN TO PKT ASIDHARTHA EXTN VIA B 1 SIDHARTHA EXTN WITH 3X300XLPE | 850 | 8.05 | 2.10 | 19.00 | 0.00 | 29.15 | 380 | 370 | 100 |
| 5 | PB09FA4166 | AUGMENTATION OF 11 KV PILCA CABLE 3*300 MM2 TO XLPE 3*300 MM2 BETWEEN PASCHIM PURIGRID TO B 2 I/D S/STN IN DVN PJS | 1800 | 20.90 | 4.39 | 58.00 | 0.00 | 83.29 | 1160 | 640 | |
| | | REPLACEMENT OF PILCA CABLE 3*300 TO XLPE 1*300 MM2 BETWEEN SONTAK ROADGRID TO A BY [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | 1800 | 120 | |
| | | AUGMENTATION OF 11 KV PILCA CABLE 3*300 MM2 TO XLPE 1*300 MM2 BETWEEN BG 1 I/D S/STN TO BG 2 I/D S/STN PASCHIM VIHAR IN DVN PJB | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | 900 | 100 | |
| | | AUG OF [illegible] PILCA WITH 3X300 MM2 XLPE FROM [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | 1100 | 120 | |
| | | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | 1200 | 100 | |
| | | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | [illegible] | 500 | 100 | |
| | | Total | [illegible] | 124.07 | 40.93 | [illegible] | [illegible] | 363.4 | 7980.0 | 5440.0 | 1100.0 |

DGES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Ref. No: AVP/CES & P&E/32

Date: 11.02.2011

**The Secretary**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi – 110017**

**Sub: Priority Schemes for Transformer Augmentation Works**

Dear Sir,

We have submitted DPR for FY 2010-11 amounting to ₹ 804.47 Crs vide letter No. RA/2010-11/01/F/37 Dated 09.06.2010 approval for which is still solicited.

We are again submitting priority schemes pertaining to Distribution Transformer Augmentation Works (Annex B.3.4) for 144 no of schemes amounting to 17.17 Crs. We have already submitted 96 no of schemes amounting to 11.08 Crs vide letter no AVP/CES& P&E/30 Dtd 08.02.2011. These works are required keeping in view the upcoming summer. The network augmentation in respect to load growth is very much required to maintain uninterrupted supply and meeting performance standards.

Honorable Commission is requested to kindly accord **'in-principle'** approval for these priority schemes so that we can timely implement these schemes and meet load during coming summer season.

Thanking you.
Yours Sincerely,
For BSES Rajdhani Power Ltd

**(K.Sheshadri)**
AVP (CES& P&C)
Encl:- 3 Volumes

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

**Ref. No: AVP/CES/ & P&E/33** **Date: 18.02.2011**

**K.K Verma**
**Joint Director**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi – 110017**

**Sub: Priority Schemes for New RMU Installation Works**

**Dear Sir,**

We have submitted DPR for FY 2010-11 amounting to ₹ 804.47 Crs vide letter No RA/2010-11/01/F/37 Dated 09.06.2010 approval for which is awaited.

We are again submitting priority schemes for New RMU Installation Works (Annex B.2.1) for 182 no of schemes amounting to 10.99 Crs. These works are required for easy isolation of faults and switching operation. These works will ensure reduced duration of interruptions as well as smoothen the operations thereby helping us to meet performance standards.

Honorable Commission is requested to kindly accord '**in-principle**' approval for these priority schemes so that we can timely implement them to meet load during coming summer season.

Thanking you.

Yours Sincerely,
For BSES Rajdhani Power Ltd

(K.Sheshadri)
AVP (CES& P&C)

OFFICE
RECEIVED
Date 18/2/11
SECTION DERC

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

**Ref. No: AVP/CES/ & P&E/34**

**Date: 23.02.2011**

**K.K Verma**
**Joint Director**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi – 110017**

**Sub: Priority Schemes for HT Switchgear Replacement Works**

Dear Sir,

We have submitted DPR for FY 2010-11 amounting to ₹ 804.47 Crs vide letter No. RA/2010-11/01/F/37 Dated 09.06.2010 approval for which is awaited.

We are again submitting priority schemes for HT Switchgear Replacement Works (Annex B.2.1) for 219 no of schemes amounting to 13 31 Crs. These works are required for easy isolation of faults and switching operation. These works will ensure reduced duration of interruptions as well as smoothen the operations thereby helping us to meet performance standards. Existing CBs at these locations are 15-20 years old. These CBs have outlived their useful life and are in damaged condition Most of the companies have stopped manufacturing of these CBs therefore spares are not available for repair, therefore making repair of CBs difficult and very costly.

Honorable Commission is requested to kindly accord '**in-principle**' approval for these priority schemes so that we can timely implement them to meet load during coming summer season.

Thanking you.
Yours Sincerely,
For BSES Rajdhani Power Ltd

**(K.Sheshadri)**
AVP (CES& P&C)

Encl:- 4 Volume

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

RECEIVED 23/2/11

BSES

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

Ref. RA/10-11/01/F/192

10.03.2011

**The Secretary,**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi – 110017**

**Subject:- Power Transformer addition/ Augmentation schemes: DPR-1(Annexure A-1, A-2) vide letter no. RA/2010-11/01/F/37 dated 09.06.2010.**

Dear Madam,

Please refer to your letter no. F.17(155)/Engg./DERC/2010-11/2763/4752 dated 14.02.2011. Commission has approved scheme no. ES10AT4005 vide above letter and has raised certain observations regarding other schemes. We have revisited the requirement at our end and our submissions are as under:

1. **Scheme no. ES10UT4006**
Name of the scheme: Augmentation of 20 MVA Power Transformer to 25 MVA at East of Kailash Grid S/stn.

- There are 3 nos of power transformer at East of Kailash Grid and the peak loading recorded in these transformers in last summer is as under:

| Grid Sub-Station | | Capacity (MVA) | Peak Load observed in 2010-11(MVA) |
|---|---|---|---|
| East of Kailash | PTR-1 | 20 MVA | 18.75 |
| | PTR-2 | 20 MVA | 11.58 |
| | PTR-3 | 20 MVA | 13.45 |

- In case of fault/tripping in any transformer it is not feasible to transfer load on other PTR.
- There is no space for addition of transformer in the grid station.
- Okhla phase-II grid station has now been approved only recently vide letter no. F.17(155)/Engg/DERC/2010-11/2559/4622 dated 04.02.2011 shall take 1 ½ to 2 years for commissioning.
- Augmentation has been sought as same can be completed in 6-8 months & shall help in upgrading system in interim to meet the growing demand.

OFFICE RECEIVED Date 14/3/11 DERC



BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

2. **Scheme no. ES10UT4007**
Name of Scheme: augmentation of 2nd 16 MVA Power transformer to 25 MVA at Hudco Grid S/stn.

- The peak loading recorded in these transformers in last summer is as under.

| Grid Sub-Station | | Capacity (MVA) | Peak Load observed in 2010-11(MVA) |
|---|---|---|---|
| Hudco Grid | PTR-1 | 16 MVA | 9.93 |
| | PTR-2 | 16 MVA | 12.02 |

- Now we have augmented one power transformer to 25 MVA, augmentation of 2nd power transformer was requested in this DPR.
- In case of fault/tripping in any transformer it is not feasible to transfer load on other PTR.
- Power Transformer can not be added at Hudco grid substation due to space constraint.

3. **Scheme No. ES10UT4008**
Name of Scheme: Augmentation of 2 Nos. 20 MVA 33/11kV Power transformer and 01 No. 16 MVA 33/11kV to 25 MVA 33/11kV at Okhla Ph-II Grid S/Stn.

- There are 3 nos of power transformer at Okhla-II Grid and the peak loading recorded in these transformers in last summer is as under:

| Grid Sub-Station | | Capacity (MVA) | Peak Load observed in 2010-11(MVA) |
|---|---|---|---|
| Okhla-II | PTR-1 | 20 MVA | 16.00 |
| | PTR-2 | 20 MVA | 17.30 |
| | PTR-3 | 16 MVA | 10.76 |

- In case of fault/tripping in any transformer it is not feasible to transfer load on other PTR.
- Power Transformer can not be added at Okhla-II grid substation due to space constraint.
- Load growth in this area, which is prominently commercial, is difficult to meet in future.
- Okhla phase-II grid station has now been approved only recently vide letter no. F.17(155)/Engg/DERC/2010-11/2559/4622 dated 04.02.2011 shall take 1 ½ to 2 years for commissioning

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

4. **Scheme No. EW10UT4013**
Name of Scheme: Augmentation of 3 Nos. 66/11 kV Power Transformers from 20 MVA to 25 MVA and addition of 02 Nos. 11 kV Panels at Jaffarpur Grid Substation.

- At present 3X20 MVA Power transformers are installed at 66/11 KV Jaffarpur Grid Sub Station and the peak loading recorded in these transformers in last summer is as under:

| Grid Sub-Station | | Capacity (MVA) | Peak Load observed in 2010-11(MVA) |
|---|---|---|---|
| Jaffarpur | PTR-1 | 20 MVA | 10.17 |
| | PTR-2 | 20 MVA | 11.01 |
| | PTR-3 | 20 MVA | 9.87 |

- In case of fault/tripping in any transformer it is not feasible to transfer load on other PTR.
- The Grid is situated at load centre of rural area. The boundary of grid is surrounded by private property and expansion of premises is not feasible. The augmentation of 3 nos 66/11KV transformer was proposed being apace constraints.
- The only 220 kV source station is Najafgarh which is already overloaded and by adding power transformer burden shall be at Najafgarh to a large extent. Feed for additional new station from Najafgarh is out of question.
- Establishment of new grid may take time and source 220 KV station is not in nearby area for infeed arrangement.

5. **Scheme No. EW10UT4012**
Name of the Scheme: Augmentation of 3 Nos.33/11 kV Power Transformers from 20 MVA to 25 MVA and addition of 02 Nos. 11 kV Panles at Maya Puri Grid Substation.

- At present 3X20 MVA Power transformers are installed at 33/11 KV Mayapuri Grid Sub Station and the peak loading recorded in these transformers in last summer is as under:

| Grid Sub-Station | | Capacity (MVA) | Peak Load observed in 2010-11(MVA) |
|---|---|---|---|
| Mayapuri | PTR-1 | 20 MVA | 17.07 |
| | PTR-2 | 20 MVA | 16.02 |
| | PTR-3 | 20 MVA | 12.12 |

- The total load on these existing transformers is approx 80% of installed transformation capacity.
- In case of fault/tripping in any transformer it is not feasible to transfer load on other PTR.
- Three is no space for expansion of the grid, therefore, the proposal for augmentation of PTR was made to meet the growing load

DELHI RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

6. **Scheme No. EW10UT4011**
Name of the Scheme: Augmentation of 3 Nos. 66/11 kV Power Transformers from 20 MVA to 25 MVA and addition of 02 Nos. 11 kV Panels at Nangloi Grid Substation.

- At present 3X20 MVA Power transformers are installed at 66/11 KV Nangloi Grid Sub Station and the peak loading recorded in these transformers in last summer is as under:

| Grid Sub-Station | | Capacity (MVA) | Peak Load observed in 2010-11(MVA) |
|---|---|---|---|
| Nangloi | PTR-1 | 20 MVA | 13.51 |
| | PTR-2 | 20 MVA | 15.17 |
| | PTR-3 | 20 MVA | 12.82 |

- The total load on these existing transformers is approx. 75 % of installed transformation capacity.
- This grid is having 3 levels 66,33 & 11KV and no expansion of premises is feasible. There are 5 PTRs, 2 nos 66/33 and 3 nos 66/11 KV PTRs.
- The augmentation was proposed due to space constraints and to meet the growing load.
- The process of identifying new land for commissioning a new grid substation may take 3-4 years.

7. **Scheme No. EW10UT4010**
Name of the Scheme: Augmentation of 3 Nos. 66/11 kV Power Transformers from 20 MVA to 25 MVA and addition of 02 Nos. 11 kV Panels at Pankha Road Grid Substation.

- At present 3X20 MVA Power transformers are installed at 66/11 KV Pankha road Grid Station and the peak loading recorded in these transformers in last summer is as under:

| Grid Sub-Station | | Capacity (MVA) | Peak Load observed in 2010-11(MVA) |
|---|---|---|---|
| Pankha Road | PTR-1 | 20 MVA | 14.00 |
| | PTR-2 | 20 MVA | 13.76 |
| | PTR-3 | 20 MVA | 12.71 |

- The total load on these existing transformers is approx. 75 % of installed transformation capacity.
- In case of fault/tripping in any transformer it is not feasible to transfer load on other PTR.
- There are 5 PTRs, 2 nos. 66/33 and 3 nos 66/11KV PTRs. The augmentation was proposed due to space constraints and to meet the growing load.
- The process of identifying new land for commissioning a new grid substation may take 3-4 years.

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

8. **Scheme No. EW10UT4014**
Name of the Scheme: Augmentation of 3 Nos. 66/11 kV Power Transformers from 20 MVA to 25 MVA and addition of 02 Nos. 11 kV Panles at Paschim Vihar Grid Substation.

- At present 3X20 MVA Power transformers are installed at 66/11 KV Paschim Vihar Grid Sub Station and the peak loading recorded in these transformers in last summer is as under:

| Grid Sub-Station | | Capacity (MVA) | Peak Load observed in 2010-11(MVA) |
|---|---|---|---|
| Paschim Vihar | PTR-1 | 20 MVA | 9.11 |
| | PTR-2 | 20 MVA | 16.54 |
| | PTR-3 | 20 MVA | 12.57 |

- **The total load on these existing transformers is approx. 70% of installed transformation capacity.**
- **There are 5 PTRs, 2 nos. 66/33 and 3 nos 66/11KV PTRs. The augmentation was proposed due to space constraints and to meet the growing load.**
- **The process of identifying new land for commissioning a new grid substation may take 3-4 years.**

**In light of the above submissions, we request Hon' ble Commission to review the proposal & consider for approval to enable BRPL to meet the growing demand in its licensed area.**

**Thanking you,**

**Yours sincerely,**

**For BSES Rajdhani Power Ltd.**

Rajeev Chowdhury
(Head Regulatory)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES

BSES Rajdhani Power Limited

BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

Ref. No: AVP/CES & P&E/ 38

Date: 28.03.2011

**Sh. K.K Verma**
**Joint Director**
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
**Viniyamak Bhawan,**
**Malviya Nagar,**
**New Delhi – 110017**

**Sub: Priority Schemes for LT Feeder Schemes (Annexure B.2.2)**

Dear Sir,

We have submitted DPR for FY 2010-11 amounting to ₹ 804.47 Crs. vide letter No. RA/2010-11/01/F/37 Dated 09.06.2010 approval for which is awaited.

We are again submitting the priority schemes for new LT feeder schemes (Annex B.2.2) for **111 no.** of schemes amounting to **Rs. 8.86 Crs**. In various locations, the existing LT feeders are running on over load and hence suitable interconnecting LT feeders has been proposed to be laid and to create load margin. This will help in diverting the load to the connected feeders in case of faults and outages. These also include cases where new connections are being released.

Honorable Commission is requested to kindly accord **'in-principle'** approval for these priority schemes so that we can timely implement the scheme to meet load during coming summer season.

Thanking you.

Yours Sincerely,
For BSES Rajdhani Power Ltd

**(K.Sheshadri)**
AVP (CES& P&C)

OFFICE COPY RECEIVED DERC Date



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-4

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

**BSES Rajdhani Power Limited**
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

Ref: RA/2012-13/01/A/ / 88

Date: 27th July 2012

30

To,
The Secretary
Delhi Electricity Regulatory Commission
Viniyamak Bhavan, Shivalik
Malviya Nagar
New Delhi-110017

**Subject: Statutory Auditor's Certificate with respect to power purchase cost for FY 2011-12**

Dear Ma'am,

Please find enclosed the Statutory Auditor's Certificate for Power Purchase in FY 2011-12 containing the following:

- *Month- wise, Plant-wise statement of power purchase cost for the period April'11 to March'12.*
- *Month-wise, Party-wise statement of bulk power sale for the period April'11 to March'12.*
- *Bifurcation of power purchase cost between fixed cost, variable cost, taxes and other charges for long term power purchase.*

Thanking You,

Yours faithfully

**For BSES Rajdhani Power Limited**

Rajeev Chowdhury
Head (Regulatory Affairs)

RECEPTION
DERC
27/7/12

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

T.R. Chadha & Co.
Chartered Accountants

## CERTIFICATE

### A. Introduction

This certificate has been issued at the request of BSES Rajdhani Power Limited (The Company) for submission to Delhi Electricity Regulatory Commission (DERC).

DERC has desired for confirmation of the following:

a. *Month-wise, Plant-wise statement of power purchase cost and Month-wise, Party-wise statement of bulk power sale for the period April'11 to March'12.*
b. *Bifurcation of power purchase cost between fixed cost, variable cost, taxes and other charges for long term power purchase.*

B. Claims for adjustments made by the parties, related to previous months/ periods, have been booked in the month of billing for the same.

### C. Certificate

1. We have verified the records of **M/s BSES Rajdhani Power Limited (The Company)** having its registered office at BSES Bhawan, Nehru Place, New Delhi. The details given are the responsibility of the Company's Management. Our responsibility is to check the correctness of the amount given.

   To the best of our information and according to the explanations given to us and on the basis of verification of bills (for appropriate sample size) posted in the ledger, books of accounts and other related records and ***subject to*** Para B above, we confirm the details of power purchase amounting to Rs. **6568.39 crores** and bulk sale of power amounting to **Rs 773.18 crores** for the period April'11 to Mar'12.

2. Month-wise, party wise and plant-wise details of power purchase with bifurcation of power cost between fixed cost, variable cost, taxes and other charges are given in **Annexure 1.**

   Month-wise and party-wise details of bulk sales are given in **Annexure 2.**

B- 30, Kuthiala Building, Connaught Place, New Delhi - 110001 Telephone: 91 - 11 - 43259900, Fax: 91 - 11 – 43259930, Mail: delhi@trchadha.com

3. The power banking transactions, both ways have been accounted for at the rate of Rs 4 per unit (plus trading margin if any) after adjusting any short/ excess received as per agreement.

4. Other Payments given in Annexure 1 includes Late Payment Surcharge billed by Power Vendor amounting Rs. 50.94 crores in the financial year 2011-12.

5. Power Purchase Cost includes interest charged by generators on revised amount due to revision in tariff.

For and on Behalf of
T. R. Chadha & Co.
(Firm Registration No. 006711N)
Chartered Accountants

Neena Goel
(Partner)
M. No. 57986

Place: New Delhi
Date: 23rd July, 2012

Annexure 1

BSES Rajdhani Power Limited

Details of Power Purchase Statement for the period April'11 to March'12

| | April 11 to March 2012 | | |
|---|---|---|---|
| | BRPL | | |
| Particulars/Supplier | Units (MUs) | Average rate per unit (Rs) | Gross Amount (Rs. In crores) |
| Long Term Power Purchases | | | |
| NTPC Ltd. | | | |
| ANTA GAS POWER PROJECT | 94.53 | 5.08 | 48.00 |
| AURAIYA GAS POWER STATION | 136.54 | 3.98 | 54.36 |
| BADARPUR THERMAL POWER STATION | 1,434.39 | 4.33 | 620.91 |
| DADRI GAS POWER STATION | 199.91 | 3.78 | 75.61 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 1 | 71.85 | 3.68 | 26.42 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 2 | 141.50 | 3.60 | 50.99 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 3 | 95.54 | 4.56 | 43.53 |
| FARAKKA STPS | 39.42 | 4.83 | 19.02 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 1 | 115.51 | 4.28 | 49.44 |
| NATIONAL CAPITAL THERMAL POWER | 1,900.68 | 4.12 | 782.28 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 1 | 339.29 | 2.34 | 79.48 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 2 | 413.87 | 2.29 | 94.62 |
| SINGRAULI STPS | 492.34 | 1.94 | 95.51 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 2 | 312.47 | 4.01 | 125.28 |
| TALCHER | | | (0.11) |
| DADRI TPS-II | 2,416.31 | 4.43 | 1,071.06 |
| NHPC Ltd. | | | |
| BAIRASIUL P S | 29.55 | 3.64 | 10.74 |
| SALAL P S | 151.76 | 1.43 | 21.73 |
| CHAMERA I P S | 84.72 | 2.29 | 19.43 |
| TANAKPUR P S | 21.77 | 4.26 | 9.27 |
| URI P S | 111.25 | 3.99 | 44.39 |
| DHAULIGANGA PS | 67.24 | 5.75 | 38.66 |
| CHAMERA - II PS | 88.38 | 4.53 | 40.06 |
| SEWA-II | 27.57 | 5.19 | 14.30 |
| DULHASTI PS | 122.07 | 9.50 | 116.03 |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Kota | | | |
| UNIT - 3 RAPS | (0.00) | (639.84) | 0.20 |
| UNIT - 5 RAPS | 195.89 | 3.70 | 72.44 |
| Damodar Valley Corporation | | | |
| Existing Units | 153.39 | 3.92 | 60.20 |
| Mejia Units 6 | 273.28 | 4.73 | 129.34 |
| CTPS 7 & 8 | 151.57 | 3.75 | 56.86 |
| Indraprastha Power Generation Co.Ltd. | | | |
| IPGCL IP | | | |
| IPGCL RPH | 303.77 | 5.35 | 162.42 |
| IPGCL GTP | 499.56 | 4.75 | 237.32 |
| Tehri Hydro Development Corp. Ltd. | | | |
| Tehri | 184.49 | 4.43 | 81.72 |
| KOTESHWAR | 24.31 | 4.98 | 12.10 |
| Pragati Power Corp.Ltd. | | | |
| Pragati-I | 784.06 | 3.33 | 261.11 |
| Bawana | 53.60 | 6.67 | 35.76 |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Narora | 80.26 | 2.78 | 22.30 |
| Satluj Jal Vidyut Nigam Ltd., | 288.47 | 2.85 | 82.15 |
| Tala Power thru PTC | 43.65 | 1.85 | 8.07 |
| Aravali Power Corporation Ltd (Unit 1) | 191.97 | 6.56 | 125.93 |
| Total (A) | 12,136.74 | 4.04 | 4,898.94 |
| Bilateral Short term Power Purchase | | | |
| PTC India Ltd., | | | 1.35 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. | | | 0.00 |
| Global Energy Private Ltd | 5.01 | 4.73 | 2.37 |
| TATA Power Trading Company Ltd (Maithon Power) | 476.72 | 3.55 | 169.02 |
| Total (B) | 481.73 | 3.59 | 172.74 |
| Short term Power Purchase Thru Power Exchange | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 20.11 | 4.75 | 9.55 |
| Power Exchange of India Ltd | | | |
| BSES Yamuna Power Ltd (Thru PXIL) | | | |
| Total (C) | 20.11 | 4.75 | 9.55 |

T.R. CHADHA & Co. Chartered Accountants NEW DELHI

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| Banking Arrangement | | | |
| Shree Cement Limited LOI 583 | 50.40 | 4.05 | 20.41 |
| Shree Cement Limited LOI 552 | 16.80 | 4.05 | 6.80 |
| PTC BATTER LOI 931,939,961 | 6.00 | 4.04 | 2.42 |
| PTC BATTER LOI 625 | 9.92 | 4.04 | 4.01 |
| PTC BATTER LOI 636 | 0.85 | 4.04 | 0.34 |
| PTC BATTER LOI 644 | 1.08 | 4.04 | 0.43 |
| GMR Energy Trading Ltd Banking LOI 641 | 27.00 | 4.04 | 10.91 |
| Lanco Electric Utility Limited Banking LOI 633 | 8.35 | 4.26 | 3.56 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 632 | 25.10 | 4.04 | 10.14 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 657 | 5.40 | 4.04 | 2.18 |
| PTC BATTER LOI 666 | 29.73 | 4.04 | 12.01 |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 658) | 20.61 | 4.04 | 8.33 |
| Reliance Energy Trading Ltd BARTER LOI 662 677 | 239.87 | 4.04 | 96.91 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | 3.86 | 4.04 | 1.56 |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No. 6 11 12 | 94.94 | 4.04 | 38.36 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 680 | 36.54 | 4.04 | 14.76 |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 684 685) | 22.11 | 4.04 | 8.93 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | 48.36 | 4.04 | 19.54 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | 141.60 | 4.04 | 57.21 |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683 686) | 3.60 | 4.04 | 1.45 |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 709) | 11.96 | 4.04 | 4.83 |
| PTC BATTER LOI 724 | 87.62 | 4.04 | 35.40 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 728 | 49.92 | 4.04 | 20.17 |
| Global Energy Private Ltd LOI 738 | 12.48 | 4.04 | 5.04 |
| Total (D) | 954.08 | 4.04 | 385.70 |
| Intra State Power Purchase | | | |
| North Delhi Power Ltd | 7.33 | 3.87 | 2.84 |
| BSES Yamuna Power Ltd | 40.89 | 3.80 | 15.54 |
| G.E (U) Electricty Supply | 8.22 | 3.82 | 3.14 |
| NDMC | 34.21 | 3.83 | 13.11 |
| BSES Rajdhani Power Ltd | | | |
| Provision | 2.00 | 3.88 | 0.77 |
| Total (E) | 92.65 | 3.82 | 35.40 |
| Other Payments | | | 149.74 |
| Total Power Purchase Cost (F) = A+B+C+D+E + Other Payments | 13,685.31 | 4.13 | 5,652.07 |
| UI PURCHASE | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | 165.53 | 4.06 | 67.14 |
| Total Purchase (G) = F+ UI Purchase | 13,850.84 | 4.13 | 5,719.21 |
| Open Access Charges | | | |
| PTC India Ltd., | | | 4.27 |
| POSOCO | | | (6.76) |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | 1.72 |
| Reliance Energy Trading Ltd | | | 8.22 |
| Lanco Electric Utility Limited | | | 0.16 |
| Delhi Transco Ltd. (SLDC OPEN ACESS) | | | 0.01 |
| GMR Energy Trading Ltd | | | 3.83 |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | | | 1.12 |
| Global Energy Private Ltd | | | 2.36 |
| TATA Power Trading Company Ltd(Maithon) | | | 11.01 |
| Shree Cement Limited | | | 0.97 |
| Himachal Pardesh State Electricity Board | | | 0.01 |
| R-Infra | | | 0.01 |
| Mittal Processors Pvt limited | | | 7.04 |
| Total (H) | - | | 33.96 |
| Transmission Charges | | | |
| Power Grid Corp.of India Ltd | | | 325.01 |
| PTC India Ltd., | | | 1.09 |
| Delhi Transco Ltd | | | 478.94 |
| Bhakra Beas Manegment Board | | | 0.47 |
| Aravali Power Company Private Ltd | | | 2.89 |
| Damodar Valley Corporation | | | 6.82 |
| Total (I) | | | 815.21 |
| | | | |
| Total Transmission & Open Acess (K) = H+I+J | | | 849.18 |
| | | | |
| Gross Power Purchase Cost (L) = G+K | 13,850.84 | 4.74 | 6,568.39 |

**Bifurcation of Long Term Power Purchase between fixed cost, variable cost, taxes and other charges is given in attached sheet.**

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

Annexure 1.1

Details of Power Purchase Statement for the month of April'11

| | April 11 | | |
|---|---|---|---|
| | BRPL | | |
| Particulars/Supplier | Units (MUs) | Average rate per unit (Rs) | Gross Amount (Rs. In crores) |
| Long Term Power Purchases | | | |
| NTPC Ltd. | | | |
| ANTA GAS POWER PROJECT | 6.06 | 1.11 | 0.68 |
| AURAIYA GAS POWER STATION | 10.21 | 2.34 | 2.39 |
| BADARPUR THERMAL POWER STATION | 127.14 | 4.18 | 53.13 |
| DADRI GAS POWER STATION | 14.52 | 0.34 | 0.49 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 1 | 3.72 | (1.09) | (0.41) |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 2 | 13.75 | 2.61 | 3.59 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 3 | 8.64 | 9.63 | 8.31 |
| FARAKKA STPS | 3.36 | 8.10 | 2.72 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 1 | 9.24 | 0.30 | 0.28 |
| NATIONAL CAPITAL THERMAL POWER | 171.99 | 1.68 | 28.93 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 1 | 30.29 | 0.34 | 1.02 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 2 | 37.24 | 3.06 | 11.41 |
| SINGRAULI STPS | 35.41 | 1.21 | 4.30 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 2 | 34.89 | 3.76 | 13.10 |
| TALCHER | | | |
| DADRI TPS II | 216.20 | 3.54 | 76.51 |
| NHPC Ltd. | | | |
| BAIRASIUL P S | 4.60 | 0.87 | 0.40 |
| SALAL P S | 14.56 | 0.63 | 0.92 |
| CHAMERA I P S | 8.53 | 1.11 | 0.95 |
| TANAKPUR P S | 0.73 | 1.52 | 0.11 |
| URI P S | 14.97 | 1.28 | 1.91 |
| DHAULIGANGA PS | 2.85 | 48.14 | 13.74 |
| CHAMERA II PS | 7.20 | 2.52 | 1.81 |
| SEWA II | 4.68 | 3.15 | 1.48 |
| PULLHASTI PS | 11.16 | 3.97 | 4.43 |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Kota | | | |
| UNIT 3 RAPS | (0.00) | 2.50 | (0.00) |
| UNIT 5 RAPS | 11.03 | 3.02 | 3.33 |
| Damodar Valley Corporation | | | |
| Existing Units | | | |
| Mejia Units 6 | 16.11 | 2.93 | 4.73 |
| CTPS 7 & 8 | | | |
| Indraprastha Power Generation Co.Ltd. | | | |
| IPGCL IP | | | |
| IPGCL RPH | 33.52 | 3.00 | 10.07 |
| IPGCL GTP | 38.28 | 4.17 | 15.97 |
| Tehri Hydro Development Corp. Ltd. | | | |
| Tehri | 15.23 | 3.71 | 5.65 |
| KOTESHWAR | 1.48 | 6.16 | 0.91 |
| Pragati Power Corp.Ltd. | | | |
| Pragati-I | 48.89 | 3.30 | 16.11 |
| Bawana | | | |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Narora | 7.30 | 2.04 | 1.49 |
| Satluj Jal Vidyut Nigam Ltd., | 16.13 | 2.95 | 4.76 |
| Tala Power thru PTC | 0.64 | 1.84 | 0.12 |
| Aravali Power Corporation Ltd (Unit 1) | 37.41 | 5.38 | 20.11 |
| Total (A) | 1,017.92 | 3.10 | 315.45 |
| Bilateral Short term Power Purchase | | | |
| PTC India Ltd | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | |
| Global Energy Private Ltd | | | |
| TATA Power Trading Company Ltd (Maithon Power) | 86.24 | 3.58 | 30.87 |
| Total (B) | 86.24 | 3.58 | 30.87 |
| Short term Power Purchase Thru Power Exchange | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd Thru IEX | 0.20 | 4.64 | 0.09 |
| Power Exchange of India Ltd | | | |
| BSES Yamuna Power Ltd (Thru PXIL) | | | |
| Total (C) | 0.20 | 4.64 | 0.09 |

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| Banking Arrangement | | | |
| Shree Cement Limited LOI 583 | 50.40 | 4.05 | 20.41 |
| Shree Cement Limited LOI 552 | | | |
| PTC BATTER LOI 931 939 961 | | | |
| PTC BATTER LOI 625 | | | - |
| PTC BATTER LOI 636 | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking LOI 641 | | | |
| Lanco Electric Utility Limited Banking LOI 633 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 632 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 657 | | | - |
| PTC BATTER LOI 666 | - | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 658) | | | |
| Reliance Energy Trading, Ltd BARTER LOI 662 677 | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | - | | - |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No 6 11 17 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 680 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 684 685) | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683 686) | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 709) | | | |
| PTC BATTER LOI 724 | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 728 | | | |
| Global Energy Private Ltd LOI 738 | | | - |
| Total (D) | 50.40 | 4.05 | 20.41 |
| Intra State Power Purchase | | | |
| North Delhi Power Ltd | 1.55 | 3.94 | 0.61 |
| BSES Yamuna Power Ltd | 1.11 | 3.94 | 0.44 |
| G E(D) Electricty Supply | 0.25 | 3.94 | 0.10 |
| NDMC | 1.07 | 3.94 | 0.42 |
| BSES Rajdhani Power Ltd | | | |
| Provision | | | |
| Total (E) | 3.97 | 3.94 | 1.57 |
| Other Payments | | | |
| Total Power Purchase Cost (F) A+B+C+D+E + Other Payments | 1,158.73 | 3.18 | 368.40 |
| UI PURCHASE | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | - | | - |
| Total Purchase (G) F+ UI Purchase | 1,158.73 | 3.18 | 368.40 |
| Open Access Charges | | | |
| PTC India Ltd | | | |
| POSOCO | | | (1.63) |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd | | | 0.03 |
| Lanco Electric Utility Limited | | | |
| Delhi Transco Ltd (SLDC OPEN ACESS) | | | 0.00 |
| GMR Energy Trading Ltd | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd | | | 1.10 |
| Global Energy Private Ltd | | | |
| TATA Power Trading Company Ltd(Maithon) | - | | 2.18 |
| Shree Cement Limited | | | 0.63 |
| Himachal Pardesh State Electricity Board | | | 0.01 |
| R Intra | | | |
| Mittal Processors Pvt limited | | | |
| Total (H) | | | 2.33 |
| Transmission Charges | | | |
| Power Grid Corp of India Ltd | | | 19.59 |
| PTC India Ltd | | | |
| Delhi Transco Ltd | | | 13.98 |
| Bhakra Beas Manegment Board | | | 0.04 |
| Aravali Power Company Private Ltd | | | 0.46 |
| Damodar Valley Corporation | | | - |
| Total (I) | | | 34.07 |
| Total Transmission & Open Acess (K) H+I | | | 36.40 |
| Gross Power Purchase Cost (L) G+K | 1,158.73 | 3.49 | 404.79 |

**Bifurcation of Long Term Power Purchase between fixed cost, variable cost, taxes and other charges is given in attached sheet.**

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

Annexure 1.1

(Fig. in Crores)

| Break up of Power purchase cost for the month of Apr-11 | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sl. No. | Station | Fixed Charges | Variable Charges | FPA | Incentive | Other Charges | Income Tax | Total Charges |
| I | **NTPC** | | | | | | | |
| 1 | ANTA GAS | 0.40 | 0.60 | 0.93 | | (0.18) | (1.06) | 0.68 |
| 2 | AURAIYA GAS | 1.52 | 1.02 | 1.42 | | (0.13) | (1.43) | 2.39 |
| 3 | BTPS | 6.05 | 21.01 | 26.33 | 0.35 | (0.36) | (0.26) | 53.13 |
| 4 | DADRI GAS | 0.74 | 1.41 | 2.05 | | (0.57) | (3.14) | 0.49 |
| 5 | UNCHAHAR I | 0.21 | 0.40 | 0.37 | | (0.19) | (1.19) | (0.41) |
| 6 | UNCHAHAR II | 0.72 | 1.47 | 1.32 | 0.07 | 0.00 | - | 3.59 |
| 7 | UNCHAHAR III | 5.78 | 1.11 | 0.64 | 0.05 | 0.73 | | 8.31 |
| 8 | FARAKKA | 2.07 | 0.33 | 0.68 | | 0.21 | (0.58) | 2.72 |
| 9 | KAHALGAON I | 0.56 | 1.00 | 1.52 | | (0.30) | (2.51) | 0.28 |
| 10 | NCPP(Dadri I) | 8.99 | 24.99 | 23.16 | 0.69 | (3.62) | (25.27) | 28.93 |
| 11 | RIHAND I | 1.26 | 2.21 | 2.26 | 0.17 | (0.73) | (4.15) | 1.02 |
| 12 | RIHAND II | 4.98 | 3.33 | 2.54 | 0.19 | 0.37 | | 11.41 |
| 13 | SINGRAULI | 1.11 | 2.62 | 3.29 | 0.00 | (0.39) | (2.33) | 4.30 |
| 14 | KAHALGAON II | 3.94 | 4.37 | 4.79 | | | | 13.10 |
| 15 | TALCHER | | | | | | | |
| 16 | NCPP II | 24.81 | 51.69 | | | | | 76.51 |
| | Sub total | 63.13 | 117.56 | 71.31 | 1.52 | (5.15) | (41.92) | 206.44 |
| II | **NHPC** | | | | | | | |
| 1 | BAIRA SIUL | 0.14 | 0.26 | | | | | 0.40 |
| 2 | SALAL | 0.45 | 0.48 | | | | | 0.92 |
| 3 | CHAMERA I | 0.36 | 0.59 | | | | | 0.95 |
| 4 | TANAKPUR | 0.07 | 0.04 | | | | | 0.11 |
| 5 | URI | 1.00 | 0.91 | | | | | 1.91 |
| 6 | DHAULIGANGA | 7.57 | 6.73 | | | 1.59 | (2.16) | 13.74 |
| 7 | CHAMERA II | 0.81 | 1.01 | | | | | 1.81 |
| 8 | DULHASTI | 2.46 | 1.97 | | | | | 4.43 |
| 9 | SEWA 2 | 0.67 | 0.80 | | | 0.00 | | 1.48 |
| | Sub Total | 13.52 | 12.80 | | | 1.59 | (2.16) | 25.76 |
| III | **NPC** | | | | | | | |
| 1 | **NAPP** | | 1.38 | | | 0.11 | | 1.49 |
| 2 | **RAPP** | | 3.33 | | | (0.00) | - | 3.33 |
| | RAPP 3&4 | | (0.00) | | | (0.00) | | (0.00) |
| | RAPP 5&6 | | 3.33 | | | | | 3.33 |
| | Sub Total | | 4.72 | | | 0.11 | - | 4.82 |
| IV | **SJVNL** | 2.92 | 1.84 | | | | | 4.76 |
| V | **THDC** | | | | | | | |
| 1 | Tehri | 1.85 | 3.81 | | | | | 5.65 |
| 2 | KOTESHWAR | 0.59 | 0.32 | | | | | 0.91 |
| | Total THDC | 2.44 | 4.13 | | | | - | 6.57 |
| VI | **Tala HEP** | | 0.12 | | | | | 0.12 |
| VII | **DVC** | | | | | | | |
| 1 | Existing Units | | | | | | | |
| 2 | Mejia Units 6# | | 4.73 | | | | | 4.73 |
| 3 | CTPS 7 & 8 | | | | | | | |
| | Total DVC | | 4.73 | | | | | 4.73 |
| VIII | **Power stations in Delhi** | | | | | | | |
| 1 | Rajghat | 2.46 | 6.43 | 0.98 | 0.20 | | | 10.07 |
| 2 | GAS TURBINE | 4.81 | 6.76 | 4.40 | | | | 15.97 |
| 3 | Pragati I | 5.53 | 5.09 | 5.49 | | | | 16.11 |
| 4 | Bawana | | | | | | | |
| | Sub Total | 12.80 | 18.28 | 10.87 | 0.20 | | - | 42.15 |
| IX | **ARAVALI** | | | | | | | |
| 1 | JHAJJAR | 10.43 | 9.68 | | | | | 20.11 |
| | **Total Long Term Purchase** | **105.25** | **173.84** | **82.17** | **1.72** | **(3.46)** | **(44.08)** | **315.45** |

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

Annexure 1.2

Details of Power Purchase Statement for the month of May'11

| | May 11 | | |
|---|---|---|---|
| | BRPL | | |
| Particulars/Supplier | Units (MUs) | Average rate per unit (Rs) | Gross Amount (Rs. In crores) |
| Long Term Power Purchases | | | |
| NTPC Ltd. | | | |
| ANTA GAS POWER PROJECT | 7.95 | 3.29 | 2.61 |
| AURAIYA GAS POWER STATION | 12.53 | 2.63 | 3.30 |
| BADARPUR THERMAL POWER STATION | 138.09 | 3.58 | 49.41 |
| DADRI GAS POWER STATION | 18.65 | 2.91 | 5.43 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 1 | 5.65 | 3.18 | 1.79 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 2 | 12.16 | 2.81 | 3.42 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 3 | 9.26 | 3.19 | 2.95 |
| KARAKKA STPS | 4.73 | 3.80 | 1.80 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 1 | 12.34 | 3.34 | 4.12 |
| NATIONAL CAPITAL THERMAL POWER | 176.90 | 3.09 | 54.66 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 1 | 32.60 | 2.04 | 6.63 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 2 | 40.47 | 2.16 | 8.75 |
| SINGRAULI STPS | 42.51 | 1.65 | 7.00 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 2 | 27.62 | 3.49 | 9.63 |
| TALCHER | | | (0.02) |
| DADRI TPS II | 222.40 | 3.69 | 82.06 |
| NHPC Ltd. | | | |
| BAIRASIUL P S | 5.64 | 0.83 | 0.47 |
| SALAL P S | 21.76 | 0.61 | 1.34 |
| CHAMERA I P S | 13.22 | 0.97 | 1.29 |
| TANAKPUR P S | 1.86 | 2.22 | 0.41 |
| URI P S | 17.23 | 1.23 | 2.12 |
| DHAULIGANGA PS | 7.65 | 2.42 | 1.85 |
| CHAMERA II PS | 13.73 | 2.19 | 3.01 |
| SEWA II | 5.25 | 2.77 | 1.46 |
| DULHASTI PS | 16.29 | 4.44 | 7.24 |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Kota | | | |
| UNIT 3 RAPS | | | |
| UNIT 5 RAPS | 10.68 | 3.02 | 3.23 |
| Damodar Valley Corporation | | | |
| Existing Units | 6.35 | 3.09 | 1.96 |
| Mejia Units 6 | 21.69 | 3.45 | 7.49 |
| CTPS 7 & 8 | | | |
| Indraprastha Power Generation Co.Ltd. | | | |
| IPGCL IP | | | |
| IPGCL RPH | 34.37 | 3.33 | 11.45 |
| IPGCL GTP | 48.19 | 4.16 | 20.05 |
| Tehri Hydro Development Corp. Ltd. | | | |
| Tehri | 17.99 | 3.59 | 6.45 |
| KOTESHWAR | | | - |
| Pragati Power Corp.Ltd | | | |
| Pragati-I | 63.61 | 2.82 | 17.92 |
| Bawana | | | |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Narora | 4.63 | 2.04 | 0.94 |
| Satluj Jal Vidyut Nigam Ltd., | 48.19 | 1.88 | 9.07 |
| Tala Power thru PTC | 2.14 | 1.84 | 0.39 |
| Aravali Power Corporation Ltd (Unit 1) | 7.14 | 12.69 | 9.06 |
| Total (A) | 1,131.45 | 3.10 | 350.73 |
| Bilateral Short term Power Purchase | | | |
| PTC India Ltd | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | 0.00 |
| Global Energy Private Ltd | | | |
| TATA Power Trading Company Ltd (Madhon Power) | 108.39 | 3.58 | 38.81 |
| Total (B) | 108.39 | 3.58 | 38.81 |
| Short term Power Purchase Thru Power Exchange | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd Thru IEX | 3.58 | 3.94 | 1.41 |
| Power Exchange of India Ltd | | | |
| BSES Yamuna Power Ltd (Thru PXIL) | | | |
| Total (C) | 3.58 | 3.94 | 1.41 |

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| Banking Arrangement | | | |
| Shree Cement Limited LOI 583 | | | |
| Shree Cement Limited LOI 582 | 16.80 | 4.05 | 6.80 |
| PTC BATTER LOI 931,939,961 | | | - |
| PTC BATTER LOI 628 | 9.92 | 4.04 | 4.01 |
| PTC BATTER LOI 636 | 0.85 | 4.04 | 0.34 |
| PTC BATTER LOI 644 | 1.08 | 4.04 | 0.43 |
| GMR Energy Trading Ltd Banking LOI 641 | | | - |
| Lanco Electric Utility Limited Banking LOI 633 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 632 | 20.30 | 4.04 | 8.20 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 657 | | | |
| PTC BATTER LOI 666 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 658) | | | - |
| Reliance Energy Trading Ltd BARTER LOI 662 677 | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No 6 11 12 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 680 | | | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 684 685) | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | | | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | | | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683 686) | | | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 709) | | | |
| PTC BATTER LOI 724 | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 728 | | | |
| Global Energy Private Ltd LOI 738 | | | |
| Total (D) | 48.95 | 4.04 | 19.79 |
| Intra State Power Purchase | | | |
| North Delhi Power Ltd | 1.32 | 3.77 | 0.50 |
| BSES Yamuna Power Ltd | 7.55 | 3.77 | 2.85 |
| G E (D ) Electricity Supply | 2.02 | 3.77 | 0.76 |
| NDMC | 7.25 | 3.77 | 2.73 |
| BSES Rajdhani Power Ltd | | | |
| Provision | | | - |
| Total (E) | 18.14 | 3.77 | 6.84 |
| Other Payments | | | 0.61 |
| Total Power Purchase Cost (F) A+B+C+D+E + Other Payments | 1,310.51 | 3.19 | 418.19 |
| UI PURCHASE | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | - | | - |
| Total Purchase (G) = F+ UI Purchase | 1,310.51 | 3.19 | 418.19 |
| Open Access Charges | | | |
| PTC India Ltd., | | | 0.29 |
| POSOCO | | | (1.78) |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | 0.44 |
| Reliance Energy Trading Ltd | | | |
| Lanco Electric Utility Limited | | | 0.05 |
| Delhi Transco Ltd (SLDC OPEN ACESS) | | | |
| GMR Energy Trading Ltd | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd | | | |
| Global Energy Private Ltd | | | |
| TATA Power Trading Company Ltd(Mauthon) | | | 2.25 |
| Shree Cement Limited | | | 0.21 |
| Himachal Pardesh State Electricity Board | | | - |
| R-Intra | | | |
| Mittal Processors Pvt limited | | | |
| Total (H) | | | 1.45 |
| Transmission Charges | | | |
| Power Grid Corp of India Ltd | | | 32.83 |
| PTC India Ltd. | | | |
| Delhi Transco Ltd | | | 13.93 |
| Bhakra Beas Manegment Board | | | 0.04 |
| Aravali Power Company Private Ltd | | | 0.41 |
| Damodar Valley Corporation | | | 0.21 |
| Total (I) | | | 47.41 |
| | | | |
| Total Transmission & Open Acess (K) = H+I | | | 48.86 |
| | | | |
| Gross Power Purchase Cost (L) G+K | 1,310.51 | 3.56 | 467.05 |

**Bifurcation of Long Term Power Purchase between fixed cost, variable cost, taxes and other charges is given in attached sheet.**

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

**Annexure 1.2**

(Fig. in Crores)

| Break up of Power purchase cost for the month of May-11 | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sl. No. | Station | Fixed Charges | Variable Charges | FPA | Incentive | Other Charges | Income Tax | Total Charges |
| I | **NTPC** | | | | | | | |
| 1 | ANTA GAS | 0.42 | 1.00 | 1.06 | | | 0.13 | 2.61 |
| 2 | AURAIYA GAS | 0.58 | 1.55 | 1.70 | | | (0.53) | 3.30 |
| 3 | BTPS | 6.05 | 22.82 | 23.38 | 0.53 | | (3.38) | 49.41 |
| 4 | DADRI GAS | 0.76 | 2.08 | 2.53 | | | 0.06 | 5.43 |
| 5 | UNCHAHAR I | 0.32 | 0.60 | 0.65 | | 0.00 | 0.22 | 1.79 |
| 6 | UNCHAHAR II | 0.76 | 1.30 | 1.36 | (0.00) | 0.00 | - | 3.42 |
| 7 | UNCHAHAR III | 0.89 | 1.19 | 0.83 | 0.05 | 0.00 | | 2.95 |
| 8 | FARAKKA | 0.27 | 0.51 | 1.26 | | | (0.24) | 1.80 |
| 9 | KAHALGAON I | 0.77 | 1.43 | 1.78 | | | 0.14 | 4.12 |
| 10 | NCPP(dadri 1) | 8.99 | 25.70 | 22.70 | 0.65 | | (3.39) | 54.66 |
| 11 | RIHAND I | 1.33 | 2.38 | 2.14 | 0.17 | 0.01 | 0.60 | 6.63 |
| 12 | RIHAND II | 2.69 | 3.62 | 2.24 | 0.20 | | | 8.75 |
| 13 | SINGRAULI | 1.19 | 3.15 | 3.06 | 0.06 | 0.01 | (0.47) | 7.00 |
| 14 | KAHALGAON II | 3.15 | 3.46 | 3.01 | | | - | 9.63 |
| 15 | TALCHER | | | | | | (0.02) | (0.02) |
| 16 | NCPP II | 26.19 | 55.87 | | | | | 82.06 |
| | Sub total | 54.37 | 126.65 | 67.72 | 1.65 | 0.03 | (6.87) | 243.55 |
| II | **NHPC** | | | | | | | |
| 1 | BAIRA SIUL | 0.14 | 0.32 | | | | | 0.47 |
| 2 | SALAL | 0.62 | 0.72 | | | | | 1.34 |
| 3 | CHAMERA I | 0.37 | 0.92 | | | | | 1.29 |
| 4 | TANAKPUR | 0.23 | 0.18 | | | 0.01 | | 0.41 |
| 5 | URI | 1.07 | 1.05 | | | | | 2.12 |
| 6 | DHAULIGANGA | 0.92 | 0.93 | | | | | 1.85 |
| 7 | CHAMERA II | 1.14 | 1.87 | | | | | 3.01 |
| 8 | DULHASTI | 3.05 | 4.17 | | | 0.02 | | 7.24 |
| 9 | SEWA 2 | 0.72 | 0.73 | | | | | 1.46 |
| | Sub Total | 8.27 | 10.89 | | | 0.02 | | 19.18 |
| III | **NPC** | | | | | | | |
| 1 | **NAPP** | | 0.88 | | | 0.07 | | 0.94 |
| 2 | **RAPP** | | 3.23 | | | | | 3.23 |
| | RAPP 3&4 | | | | | | | - |
| | RAPP 5&6 | | 3.23 | | | | | 3.23 |
| | Sub Total | | 4.11 | | | 0.07 | - | 4.17 |
| IV | **SJVNL** | 3.57 | 5.50 | | | | | 9.07 |
| V | **THDC** | | | | | | | |
| 1 | Tehri | 1.88 | 4.50 | | | 0.08 | | 6.45 |
| 2 | KOTESHWAR | | | | | | | |
| | Total THDC | 1.88 | 4.50 | | | 0.08 | | 6.45 |
| VI | **Tala HEP** | | 0.39 | | | | | 0.39 |
| VII | **DVC** | | | | | | | |
| 1 | Existing Units | 0.68 | 0.53 | 0.75 | | | | 1.96 |
| 2 | Mejia Units 6# | 3.10 | 2.40 | 1.99 | | | | 7.49 |
| 3 | CTPS 7 & 8 | | | | | | | |
| | Total DVC | 3.78 | 2.92 | 2.74 | | | | 9.45 |
| VIII | **Power stations in Delhi** | | | | | | | |
| 1 | Rajghat | 2.50 | 6.59 | 2.16 | 0.20 | | | 11.45 |
| 2 | GAS TURBINE | 4.81 | 8.31 | 6.92 | | | | 20.05 |
| 3 | Pragati I | 5.53 | 6.07 | 6.31 | | | | 17.92 |
| 4 | Bawana | | | | | | | |
| | Sub Total | 12.84 | 20.98 | 15.39 | 0.20 | | | 49.41 |
| IX | **ARAVALI** | | | | | | | |
| 1 | JHAJJAR | 7.30 | 1.76 | | | | | 9.06 |
| | **Total Long Term Purchase** | **92.01** | **177.70** | **85.85** | **1.85** | **0.20** | **(6.87)** | **350.73** |

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

Annexure 1.3

Details of Power Purchase Statement for the month of June'11

| | June 11 | | |
|---|---|---|---|
| | BRPL | | |
| Particulars/Supplier | Units (MUs) | Average rate per unit (Rs) | Gross Amount (Rs. In crores) |
| Long Term Power Purchases | | | |
| NTPC Ltd. | | | |
| ANTA GAS POWER PROJECT | 6.53 | 3.43 | 2.24 |
| AURAIYA GAS POWER STATION | 7.80 | 3.58 | 2.79 |
| BADARPUR THERMAL POWER STATION | 119.07 | 4.15 | 49.45 |
| DADRI GAS POWER STATION | 13.61 | 3.33 | 4.53 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 1 | 6.32 | 3.14 | 1.99 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 2 | 11.13 | 3.32 | 3.69 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 3 | 8.06 | 3.75 | 3.02 |
| FARAKKA STPS | 2.96 | 5.30 | 1.57 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 1 | 7.60 | 4.21 | 3.20 |
| NATIONAL CAPITAL THERMAL POWER | 163.73 | 3.82 | 62.50 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 1 | 30.46 | 2.17 | 6.62 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 2 | 36.45 | 2.42 | 8.83 |
| SINGRAULI STPS | 41.48 | 1.86 | 7.73 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 2 | 16.89 | 4.97 | 8.40 |
| TALCHER | | | 0.01 |
| DADRI TPS-II | 197.23 | 4.11 | 80.99 |
| NHPC Ltd. | | | |
| BAIRASIUL P S | 3.54 | 14.22 | 5.03 |
| SALAL P S | 21.32 | 0.83 | 1.76 |
| CHAMERA I P S | 13.07 | 0.97 | 1.26 |
| TANAKPUR P S | 2.76 | 14.80 | 4.08 |
| URI P S | 16.67 | 9.52 | 15.87 |
| DHAULIGANGA PS | 9.30 | 2.32 | 2.16 |
| CHAMERA - II PS | 13.21 | 2.08 | 2.75 |
| SEWA II | 2.49 | 4.63 | 1.15 |
| DULHASTI PS | 15.92 | 13.92 | 22.15 |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Kota | | | |
| UNIT - 3 RAPS | | | |
| UNIT - 5 RAPS | 16.64 | 3.02 | 5.03 |
| Damodar Valley Corporation | | | |
| Existing Units | 47.07 | 3.73 | 17.57 |
| Mejia Units 6 | 20.91 | 14.64 | 30.62 |
| CTPS 7 & 8 | | | |
| Indraprastha Power Generation Co.Ltd. | | | |
| IPGCL IP | | | |
| IPGCL RPH | 31.36 | 3.38 | 10.60 |
| IPGCL GTP | 44.80 | 4.09 | 18.32 |
| Tehri Hydro Development Corp. Ltd. | | | |
| Tehri | 9.57 | 4.63 | 4.44 |
| KOTESHWAR | (0.00) | 5.15 | (0.00) |
| Pragati Power Corp.Ltd. | | | |
| Pragati-I | 56.58 | 3.00 | 17.00 |
| Bawana | | | |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Narora | 7.43 | 2.04 | 1.52 |
| Satluj Jal Vidyut Nigam Ltd., | 49.04 | 2.12 | 10.38 |
| Tala Power thru PTC | 5.13 | 1.84 | 0.94 |
| Aravali Power Corporation Ltd (Unit - 1) | 30.82 | 5.73 | 17.67 |
| Total (A) | 1,086.93 | 4.03 | 437.86 |
| Bilateral Short term Power Purchase | | | |
| PTC India Ltd | | | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | |
| Global Energy Private Ltd | | | |
| TATA Power Trading Company Ltd (Maithon Power) | 86.51 | 3.58 | 30.97 |
| Total (B) | 86.51 | 3.58 | 30.97 |
| Short term Power Purchase Thru Power Exchange | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 0.15 | 4.71 | 0.07 |
| Power Exchange of India Ltd | | | |
| BSES Yamuna Power Ltd (Thru PXIL) | | | |
| Total (C) | 0.15 | 4.71 | 0.07 |

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| Banking Arrangement | | | |
| Shree Cement Limited LOI 583 | | | |
| Shree Cement Limited LOI 552 | | | |
| PTC BATTER LOI 931,939,961 | | | |
| PTC BATTER LOI 625 | | | |
| PTC BATTER LOI 636 | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking LOI 641 | 27.00 | 4.04 | 10.91 |
| Lanco Electric Utility Limited Banking LOI 633 | 8.35 | 4.26 | 3.56 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 632 | 4.80 | 4.04 | 1.94 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 657 | 5.40 | 4.04 | 2.18 |
| PTC BATTER LOI 666 | 29.70 | 4.04 | 12.00 |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 658) | 20.61 | 4.04 | 8.33 |
| Reliance Energy Trading Ltd BARTER LOI 662 677 | 43.20 | 4.04 | 17.45 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | 2.25 | 4.04 | 0.91 |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No 6 11 12 | | | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 680 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 684 685) | - | | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | - | | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683 686) | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 709) | | | |
| PTC BATTER LOI 724 | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 728 | | | |
| Global Energy Private Ltd LOI 738 | | | |
| Total (D) | 141.31 | 4.05 | 57.27 |
| Intra State Power Purchase | | | |
| North Delhi Power Ltd | 1.40 | 3.97 | 0.55 |
| BSES Yamuna Power Ltd | 8.03 | 3.97 | 3.19 |
| G.E (U) Electricty Supply | 2.05 | 3.97 | 0.81 |
| NDMC | 7.66 | 3.97 | 3.04 |
| BSES Rajdhani Power Ltd | | | |
| Provision | | | - |
| Total (E) | 19.14 | 3.97 | 7.59 |
| Other Payments | | | 0.59 |
| Total Power Purchase Cost (F) = A+B+C+D+E + Other Payments | 1,334.04 | 4.01 | 534.35 |
| UI PURCHASE | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | | | |
| Total Purchase (G) = F+ UI Purchase | 1,334.04 | 4.01 | 534.35 |
| Open Access Charges | | | |
| PTC India Ltd | | | 0.65 |
| POSOCO | | | (2.02) |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | 0.32 |
| Reliance Energy Trading Ltd | | | 0.90 |
| Lanco Electric Utility Limited | | | 0.11 |
| Delhi Transco Ltd. (SLDC OPEN ACCESS) | | | |
| GMR Energy Trading Ltd | | | 0.79 |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | | | 0.02 |
| Global Energy Private Ltd | | | 0.44 |
| TATA Power Trading Company Ltd(Maithon) | - | | 1.82 |
| Shree Cement Limited | | | - |
| Himachal Pardesh State Electricity Board | | | |
| R Infra | | | 0.01 |
| Mittal Processors Pvt limited | | | 0.05 |
| Total (H) | | | 3.09 |
| Transmission Charges | | | |
| Power Grid Corp of India Ltd | | | 49.29 |
| PTC India Ltd | | | |
| Delhi Transco Ltd. | | | 11.40 |
| Bhakra Beas Manegment Board | | | 0.04 |
| Aravali Power Company Private Ltd | | | 0.46 |
| Damodar Valley Corporation | | | 3.08 |
| Total (I) | | | 64.28 |
| Total Transmission & Open Acess (K) = H+I | | | 67.36 |
| Gross Power Purchase Cost (L) = G+K | 1,334.04 | 4.51 | 601.72 |

**Bifurcation of Long Term Power Purchase between fixed cost, variable cost, taxes and other charges is given in attached sheet.**

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

T.R. CHAUDHARY Chartered Accountants NEW DELHI

**Annexure 1.3**

(Fig. in Crores)

| Break up of Power purchase cost for the month of June-11 | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sl. No. | Station | Fixed Charges | Variable Charges | FPA | Incentive | Other Charges | Income Tax | Total Charges |
| I | **NTPC** | | | | | | | |
| 1 | ANTA GAS | 0.44 | 0.66 | 0.98 | | 0.16 | | 2.24 |
| 2 | AURAIYA GAS | 0.59 | 0.80 | 1.08 | | 0.32 | | 2.79 |
| 3 | BTPS | 6.05 | 19.68 | 22.25 | 0.15 | 1.32 | | 49.45 |
| 4 | DADRI GAS | 0.77 | 1.36 | 1.87 | | 0.52 | - | 4.53 |
| 5 | UNCHAHAR I | 0.40 | 0.67 | 0.75 | | 0.16 | | 1.99 |
| 6 | UNCHAHAR II | 0.79 | 1.19 | 1.34 | (0.00) | 0.37 | | 3.69 |
| 7 | UNCHAHAR III | 0.91 | 1.04 | 0.80 | 0.03 | 0.25 | | 3.02 |
| 8 | FARAKKA | 0.32 | 0.29 | 0.87 | | 0.08 | - | 1.57 |
| 9 | KAHALGAON I | 0.65 | 0.83 | 1.49 | | 0.23 | | 3.20 |
| 10 | NCPP(dadri 1) | 8.99 | 23.78 | 25.77 | 0.38 | 3.57 | | 62.50 |
| 11 | RIHAND I | 1.38 | 2.22 | 2.15 | 0.13 | 0.73 | | 6.62 |
| 12 | RIHAND-II | 2.77 | 3.26 | 1.98 | 0.13 | 0.69 | - | 8.83 |
| 13 | SINGRAULI | 1.27 | 3.07 | 2.93 | 0.07 | 0.39 | | 7.73 |
| 14 | KAHALGAON II | 2.55 | 2.12 | 2.86 | | 0.88 | | 8.40 |
| 15 | TALCHER | 0.00 | | | | 0.00 | | 0.01 |
| 16 | NCPP II | 24.87 | 56.12 | | | | | 80.99 |
| | Sub total | 52.77 | 117.10 | 67.12 | 0.89 | 9.68 | | 247.56 |
| II | **NHPC** | | | | | | | |
| 1 | BAIRA SIUL | 2.47 | 2.35 | | | 0.50 | (0.29) | 5.03 |
| 2 | SALAL | 0.81 | 0.93 | | | 0.03 | | 1.76 |
| 3 | CHAMERA I | 0.36 | 0.91 | | | | | 1.26 |
| 4 | TANAKPUR | 2.12 | 1.86 | | | 0.45 | (0.35) | 4.08 |
| 5 | URI | 9.33 | 8.14 | | | 2.40 | (4.00) | 15.87 |
| 6 | DHAULIGANGA | 0.91 | 1.25 | | | | | 2.16 |
| 7 | CHAMERA II | 1.14 | 1.61 | | | | | 2.75 |
| 8 | DULHASTI | 13.37 | 14.46 | | | 3.17 | (8.86) | 22.15 |
| 9 | SEWA 2 | 0.62 | 0.53 | | | | | 1.15 |
| | Sub Total | 31.14 | 32.04 | | | 6.54 | (13.50) | 56.22 |
| III | **NPC** | | | | | | | |
| 1 | **NAPP** | | 1.41 | | | 0.11 | | 1.52 |
| 2 | **RAPP** | | 5.03 | | | | | 5.03 |
| | RAPP 3&4 | | | | | | | - |
| | RAPP 5&6 | | 5.03 | | | | | 5.03 |
| | Sub Total | | 6.44 | | | 0.11 | | 6.55 |
| IV | **SJVNL** | 3.67 | 5.60 | | | | 1.11 | 10.38 |
| V | **THDC** | | | | | | | |
| 1 | Teluri | 1.17 | 2.39 | | | | 0.87 | 4.44 |
| 2 | KOTESHWAR | (0.00) | (0.00) | | | | | (0.00) |
| | Total THDC | 1.17 | 2.39 | | | | 0.87 | 4.43 |
| VI | **Tala HEP** | | 0.94 | | | | | 0.94 |
| VII | **DVC** | | | | | | | |
| 1 | Existng Units | 8.07 | 9.50 | | | | | 17.57 |
| 2 | Mejia Units 6# | 55.86 | (51.41) | 26.10 | | 0.06 | | 30.62 |
| 3 | CTPS 7 & 8 | | | | | | | - |
| | Total DVC | 63.94 | (41.91) | 26.10 | | 0.06 | | 48.18 |
| VIII | **Power stations in Delhi** | | | | | | | |
| 1 | Rajghat | 2.48 | 6.02 | 1.97 | 0.14 | | | 10.60 |
| 2 | GAS TURBINE | 4.81 | 7.73 | 5.77 | | | | 18.32 |
| 3 | Pragati I | 5.53 | 5.79 | 5.68 | | | | 17.00 |
| 4 | Bawana | | | | | | | |
| | Sub Total | 12.82 | 19.54 | 13.41 | 0.14 | | | 45.92 |
| IX | **ARAVALI** | | | | | | | |
| 1 | JHAJJAR | 10.08 | 7.59 | | | | | 17.67 |
| | **Total Long Term Purchase** | **175.59** | **149.73** | **106.63** | **1.03** | **16.39** | **(11.51)** | **437.86** |

DELHI SEES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

Annexure 1.4

Details of Power Purchase Statement for the month of July'11

| | July-11 | | |
|---|---|---|---|
| | BRPL | | |
| Particulars/Supplier | Units (MUs) | Average rate per unit (Rs) | Gross Amount (Rs. In crores) |
| Long Term Power Purchases | | | |
| NTPC Ltd | | | |
| ANTA GAS POWER PROJECT | 8.91 | 13.63 | 12.14 |
| AURAIYA GAS POWER STATION | 13.13 | 4.20 | 5.51 |
| BADARPUR THERMAL POWER STATION | 118.71 | 6.41 | 76.12 |
| DADRI GAS POWER STATION | 14.15 | 5.66 | 8.02 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 1 | 6.66 | 6.72 | 4.47 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 2 | 14.04 | 6.34 | 8.91 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 3 | 8.52 | 6.91 | 5.89 |
| FARAKKA STPS | 2.86 | 5.01 | 1.43 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 1 | 7.81 | 7.66 | 5.98 |
| NATIONAL CAPITAL THERMAL POWER | 161.20 | 7.39 | 119.11 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 1 | 32.72 | 1.92 | 6.27 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 2 | 39.81 | (0.40) | (1.60) |
| SINGRAULI STPS | 46.07 | 1.69 | 7.79 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 2 | 24.40 | 4.23 | 10.32 |
| TALCHER | | | (0.10) |
| DADRI TPS-II | 199.06 | 3.92 | 78.07 |
| NHPC Ltd. | | | |
| BAIRASIUL PS | 3.66 | 1.68 | 0.62 |
| SALAL PS | 22.65 | 2.76 | 6.25 |
| CHAMERA I PS | 13.66 | 4.05 | 5.54 |
| TANAKPUR PS | 3.22 | 2.08 | 0.67 |
| URI PS | 14.12 | 1.54 | 2.17 |
| DHAULIGANGA PS | 12.25 | 2.14 | 2.62 |
| CHAMERA II PS | 13.76 | 2.23 | 3.06 |
| SEWA II | 1.93 | 5.35 | 1.03 |
| DULHASTI PS | 16.19 | 4.91 | 7.95 |
| Nuclear Power Corp of India Ltd Kota | | | |
| UNIT 3 RAPS | | | 0.00 |
| UNIT 5 RAPS | 16.24 | 3.03 | 4.92 |
| Damodar Valley Corporation | | | |
| Existing Units | 48.64 | 4.36 | 21.20 |
| Mejia Units 6 | 22.70 | 4.26 | 9.66 |
| CTPS 7 & 8 | | | |
| Indraprastha Power Generation Co.Ltd | | | |
| IPGCL IP | | | |
| IPGCL RPH | 8.37 | 13.64 | 11.41 |
| IPGCL GTP | 41.40 | 4.12 | 17.06 |
| Tehri Hydro Development Corp Ltd | | | |
| Tehri | 24.20 | 3.40 | 8.23 |
| KOTESHWAR | 0.47 | 6.40 | 0.30 |
| Pragati Power Corp.Ltd | | | |
| Pragati I | 67.07 | 2.88 | 19.32 |
| Bawana | | | |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Narora | 6.85 | 2.04 | 1.40 |
| Satluj Jal Vidyut Nigam Ltd., | 46.25 | 1.88 | 8.70 |
| Tala Power thru PTC | 9.23 | 1.84 | 1.70 |
| Aravali Power Corporation Ltd (Unit 1) | 59.57 | 5.83 | 34.74 |
| Total (A) | 1,150.49 | 4.49 | 516.89 |
| Bilateral Short term Power Purchase | | | |
| PTC India Ltd | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | |
| Global Energy Private Ltd | | | |
| TATA Power Trading Company Ltd (Maithon Power) | 89.32 | 3.44 | 30.71 |
| Total (B) | 89.32 | 3.44 | 30.71 |
| Short term Power Purchase Thru Power Exchange | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd Thru IEX | | | |
| Power Exchange of India Ltd | | | |
| BSES Yamuna Power Ltd (Thru PXIL) | | | |
| Total (C) | | | |

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Banking Arrangement** | | | |
| Shree Cement Limited LOI 688 | | | |
| Shree Cement Limited LOI 692 | | | |
| PTC BATTER LOI 934 963 961 | | | |
| PTC BATTER LOI 625 | | | |
| PTC BATTER LOI 686 | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking LOI 641 | | | |
| Lanco Electric Utility Limited Banking LOI 633 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 683 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 685 | | | |
| PTC BATTER LOI 660 | | | |
| Global Energy Private Ltd Banking LOI 658 | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd BARTER LOI 692 6 | 74.40 | 4.04 | 30.06 |
| Mittal Processors Pvt Limited LOI 663 | 1.61 | 4.04 | 0.65 |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No 6 LOI 12 | 73.92 | 4.04 | 29.86 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 680 | 46.54 | 4.04 | 11.76 |
| Global Energy Private Ltd Banking LOI 684 685 | 22.11 | 4.04 | 8.93 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 628 | 26.04 | 4.04 | 10.52 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 68 | 72.00 | 4.04 | 29.09 |
| Global Energy Private Ltd Banking LOI 685 686 | 3.60 | 4.04 | 1.45 |
| Global Energy Private Ltd Banking LOI 680 | | | |
| PTC BATTER LOI 721 | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 728 | | | |
| Global Energy Private Ltd LOI 698 | | | |
| Total (D) | 310.21 | 4.04 | 125.33 |
| **Intra State Power Purchase** | | | |
| North Delhi Power Ltd | 1.05 | 3.8 | 0.40 |
| BSES Yamuna Power Ltd | 8.48 | 3.8 | 3.25 |
| C.E.S.C Ltd Electricity Supply | 1.28 | 3.8 | 0.50 |
| NDMC | 6.49 | 3.8 | 2.51 |
| BSES Rajdhani Power Ltd | | | |
| Provision | | | |
| Total (E) | 17.22 | 3.87 | 6.66 |
| Other Payments | | | 0.31 |
| Total Power Purchase Cost (F) = A+B+C+D+E + Other Payments | 1,567.24 | 4.34 | 679.91 |
| **UI PURCHASE** | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | | | |
| Total Purchase (G) = F+ UI Purchase | 1,567.24 | 4.34 | 679.91 |
| **Open Access Charges** | | | |
| PTC India Ltd | | | |
| POSOCO | | | (2.47) |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | 0.50 |
| Reliance Energy Trading Ltd | | | 1.89 |
| Lanco Electric Utility Limited | | | |
| Delhi Transco Ltd. (SLDC OPEN ACESS) | | | - |
| GMR Energy Trading Ltd | | | 2.12 |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd | | | |
| Global Energy Private Ltd | | | 0.57 |
| TATA Power Trading Company Ltd(Mauthon) | | | 2.00 |
| Shree Cement Limited | | | |
| Himachal Pardesh State Electricity Board | | | |
| R-Infra | | | |
| Mittal Processors Pvt limited | | | 1.51 |
| Total (H) | | | 6.14 |
| **Transmission Charges** | | | |
| Power Grid Corp of India Ltd | | | 68.08 |
| PTC India Ltd | | | |
| Delhi Transco Ltd | | | 15.09 |
| Bhakra Beas Manegment Board | | | 0.04 |
| Aravali Power Company Private Ltd | | | 0.48 |
| Damodar Valley Corporation | | | 0.22 |
| Total (I) | | | 83.90 |
| Total Transmission & Open Acess (K) = H+I | | | 90.04 |
| Gross Power Purchase Cost (L) = G+K | 1,567.24 | 4.91 | 769.95 |

**Bifurcation of Long Term Power Purchase between fixed cost, variable cost, taxes and other charges is given in attached sheet.**

**Annexure 1.4**

(Fig. in Crores)

| Break up of Power purchase cost for the month of July-11 | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sl. No. | Station | Fixed Charges | Variable Charges | FPA | Incentive | Other Charges | Income Tax | Total Charges |
| I | **NTPC** | | | | | | | |
| 1 | ANTA GAS | 10.15 | 14.71 | (12.54) | - | (0.18) | - | 12.14 |
| 2 | AURAIYA GAS | 7.97 | 36.08 | (32.95) | - | (5.58) | - | 5.51 |
| 3 | BTPS | 128.56 | 410.52 | (440.33) | (5.17) | (17.46) | - | 76.12 |
| 4 | DADRI GAS | 13.19 | 41.36 | (37.88) | - | (8.65) | - | 8.02 |
| 5 | UNCHAHAR-I | 7.13 | 13.36 | (12.99) | (0.61) | (2.41) | - | 4.47 |
| 6 | UNCHAHAR-II | 14.37 | 27.12 | (26.55) | (1.11) | (4.92) | - | 8.91 |
| 7 | UNCHAHAR-III | 8.09 | 12.52 | (12.26) | (0.92) | (1.54) | | 5.89 |
| 8 | FARAKKA | 3.51 | 22.42 | (22.44) | | (2.05) | - | 1.43 |
| 9 | KAHALGAON-I | 9.21 | 29.55 | (28.72) | | (4.05) | - | 5.98 |
| 10 | NCPP(dadri 1) | 175.60 | 432.08 | (426.20) | (16.34) | (46.02) | - | 119.11 |
| 11 | RIHAND-I | 1.37 | 2.39 | 2.32 | 0.17 | 0.02 | - | 6.27 |
| 12 | RIHAND-II | 18.88 | 38.97 | (43.11) | (3.95) | (12.39) | - | (1.60) |
| 13 | SINGRAULI | 21.72 | 55.82 | (58.31) | (4.10) | (7.34) | - | 7.79 |
| 14 | KAHALGAON-II | 3.38 | 3.06 | 3.88 | | 0.01 | | 10.32 |
| 15 | TALCHER | (0.03) | 0.10 | (0.11) | (0.00) | (0.07) | - | (0.10) |
| 16 | NCPP-II | 25.40 | 52.68 | | - | | - | 78.07 |
| | Sub total | 448.50 | 1,192.73 | (1,148.20) | (32.04) | (112.64) | - | 348.35 |
| II | **NHPC** | | | | | | | |
| 1 | BAIRA SIUL | 0.25 | 0.37 | | | | | 0.62 |
| 2 | SALAL | 3.68 | 3.85 | | | 0.59 | (1.87) | 6.25 |
| 3 | CHAMERA-I | 2.73 | 3.91 | | | 0.52 | (1.62) | 5.54 |
| 4 | TANAKPUR | 0.34 | 0.33 | | | | | 0.67 |
| 5 | URI | 1.14 | 1.03 | | | | | 2.17 |
| 6 | DHAULIGANGA | 0.94 | 1.68 | | | | | 2.62 |
| 7 | CHAMERA-II | 1.17 | 1.89 | | | | | 3.06 |
| 8 | DULHASTI | 3.17 | 4.78 | | | | | 7.95 |
| 9 | SEWA 2 | 0.62 | 0.41 | | | | | 1.03 |
| | Sub Total | 14.05 | 18.24 | - | - | 1.12 | (3.50) | 29.91 |
| III | **NPC** | | | | | | | |
| 1 | **NAPP** | | 1.30 | | | 0.10 | | 1.40 |
| 2 | **RAPP** | | 4.91 | - | - | 0.01 | - | 4.92 |
| | RAPP 3&4 | | | | | 0.00 | | 0.00 |
| | RAPP 5&6 | | 4.91 | | | 0.01 | | 4.92 |
| | Sub Total | | 6.21 | | | 0.11 | | 6.32 |
| IV | **SJVNL** | 3.42 | 5.28 | | | | | 8.70 |
| V | **THDC** | | | | | | | |
| 1 | Tehri | 2.18 | 6.05 | | | | | 8.23 |
| 2 | KOTESHWAR | 0.20 | 0.10 | | | | | 0.30 |
| | Total THDC | 2.38 | 6.15 | - | - | - | - | 8.53 |
| VI | **Tala HEP** | | 1.70 | | | | | 1.70 |
| VII | **DVC** | | | | | | | |
| 1 | Existing Units | 8.34 | 12.86 | | | | | 21.20 |
| 2 | Mejia Units 6# | 4.64 | 2.51 | 2.52 | | | | 9.66 |
| 3 | CTPS 7 & 8 | | | | | | | - |
| | Total DVC | 12.98 | 15.37 | 2.52 | | | | 30.86 |
| VIII | **Power stations in Delhi** | | | | | | | |
| 1 | Rajghat | 2.48 | 1.60 | 7.77 | | (0.45) | | 11.41 |
| 2 | GAS TURBINE | 4.81 | 7.14 | 5.10 | | | | 17.06 |
| 3 | Pragati-I | 5.53 | 6.46 | 7.33 | | | | 19.32 |
| 4 | Bawana | | | - | | | | - |
| | Sub Total | 12.82 | 15.21 | 20.20 | | (0.45) | - | 47.78 |
| IX | **ARAVALI** | | | | | | | |
| 1 | JHAJJAR | 13.86 | 20.89 | | | | | 34.74 |
| | **Total Long Term Purchase** | **508.01** | **1,281.76** | **(1,125.48)** | **(32.04)** | **(111.86)** | **(3.50)** | **516.89** |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

Annexure 1.5

Details of Power Purchase Statement for the month of August'11

| Particulars/Supplier | August- 11 | | |
|---|---|---|---|
| | BRPL | | |
| | Units (MUs) | Average rate per unit (Rs) | Gross Amount (Rs. In crores) |
| Long Term Power Purchases | | | |
| NTPC Ltd. | | | |
| ANTA GAS POWER PROJECT | 8.76 | 3.51 | 3.07 |
| AURAIYA GAS POWER STATION | 12.15 | 3.40 | 4.13 |
| BADARPUR THERMAL POWER STATION | 126.74 | 4.32 | 54.78 |
| DADRI GAS POWER STATION | 16.69 | 3.28 | 5.48 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 1 | 6.00 | 3.19 | 1.91 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 2 | 10.99 | 3.43 | 3.77 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 3 | 7.39 | 3.77 | 2.78 |
| FARAKKA STPS | 2.30 | 5.54 | 1.27 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 1 | 8.84 | 4.39 | 3.88 |
| NATIONAL CAPITAL THERMAL POWER | 132.66 | 4.18 | 55.47 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 1 | 31.70 | 3.25 | 10.30 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 2 | 28.21 | 2.99 | 8.44 |
| SINGRAULI STPS | 37.93 | 1.90 | 7.20 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 2 | 16.74 | 6.80 | 11.38 |
| TALCHER | | | - |
| DADRI TPS II | 194.01 | 4.30 | 83.49 |
| NHPC Ltd. | | | |
| BAIRASIUL P S | 3.64 | 1.54 | 0.56 |
| SALAL P S | 21.99 | 0.82 | 1.80 |
| CHAMERA I P S | 13.32 | 3.89 | 5.18 |
| TANAKPUR P S | 3.45 | 2.00 | 0.69 |
| URI P S | 9.49 | 1.81 | 1.72 |
| DHAULIGANGA PS | 11.80 | 7.08 | 8.35 |
| CHAMERA II PS | 13.05 | 3.24 | 4.23 |
| SEWA-II | 4.25 | 3.86 | 1.64 |
| DULHASTI PS | 15.33 | 17.37 | 26.64 |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Kota | | | |
| UNIT 3 RAPS | | | - |
| UNIT 5 RAPS | 19.32 | 3.02 | 5.84 |
| Damodar Valley Corporation | | | |
| Existing Units | 28.05 | 3.74 | 10.49 |
| Mejia Units 6 | 20.54 | 4.45 | 9.15 |
| CTPS 7 & 8 | | | |
| Indraprastha Power Generation Co.Ltd. | | | |
| IPGCL IP | | | |
| IPGCL RPH | 26.31 | 16.52 | 43.48 |
| IPGCL GTP | 43.40 | 7.91 | 34.34 |
| Tehri Hydro Development Corp. Ltd. | | | |
| Tehri | 32.90 | 3.39 | 11.15 |
| KOTESHWAR | 2.86 | 5.00 | 1.43 |
| Pragati Power Corp.Ltd | | | |
| Pragati-I | 67.74 | 4.69 | 31.75 |
| Bawana | | | |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Narora | 5.88 | 2.08 | 1.22 |
| Satluj Jal Vidyut Nigam Ltd., | 49.97 | 1.87 | 9.34 |
| Tala Power thru PTC | 9.16 | 1.84 | 1.69 |
| Aravali Power Corporation Ltd (Unit 1) | 30.91 | 7.03 | 21.72 |
| Total (A) | 1,074.50 | 4.56 | 489.75 |
| Bilateral Short term Power Purchase | | | |
| PTC India Ltd | - | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. | | | |
| Global Energy Private Ltd | | | |
| TATA Power Trading Company Ltd (Maithon Power) | 87.68 | 3.58 | 31.39 |
| Total (B) | 87.68 | 3.58 | 31.39 |
| Short term Power Purchase Thru Power Exchange | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd Thru IEX | 0.02 | 5.48 | 0.01 |
| Power Exchange of India Ltd | | | |
| BSES Yamuna Power Ltd (Thru PXIL) | | | |
| Total (C) | 0.02 | 5.48 | 0.01 |

T.R. CHADHA & Co. Chartered Accountants NEW DELHI

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| Banking Arrangement | | | |
| Shree Cement Limited LOI 583 | | | |
| Shree Cement Limited LOI 552 | | | |
| PTC BATTER LOI 931,939 961 | | | |
| PTC BATTER LOI 625 | | | |
| PTC BATTER LOI 636 | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking LOI 641 | | | |
| Lanco Electric Utility Limited Banking LOI 633 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 637 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 657 | | | |
| PTC BATTER LOI 666 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 658) | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd BARTER LOI 662 677 | 96.77 | 4.04 | 39.09 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No 6 11 12 | 21.02 | 4.04 | 8.49 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 680 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 684 685) | | | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | 22.32 | 4.04 | 9.02 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | 69.60 | 4.04 | 28.12 |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683 686) | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 709) | 11.96 | 4.04 | 4.83 |
| PTC BATTER LOI 724 | | | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 728 | | | |
| Global Energy Private Ltd LOI 738 | | | |
| Total (D) | 221.67 | 4.04 | 89.55 |
| Intra State Power Purchase | | | |
| North Delhi Power Ltd | 0.64 | 3.86 | 0.25 |
| BSES Yamuna Power Ltd | 7.59 | 3.86 | 2.93 |
| G.E (D) Electricity Supply | 1.97 | 3.86 | 0.76 |
| NDMC | 6.75 | 3.86 | 2.60 |
| BSES Rajdhani Power Ltd | | | - |
| Provision | | | |
| Total (E) | 16.96 | 3.86 | 6.54 |
| Other Payments | | | 0.23 |
| Total Power Purchase Cost (F) = A+B+C+D+E + Other Payments | 1,400.83 | 4.41 | 617.48 |
| UI PURCHASE | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | (0.44) | 5.46 | (0.24) |
| Total Purchase (G) = F+ UI Purchase | 1,400.39 | 4.41 | 617.24 |
| Open Access Charges | | | |
| PTC India Ltd | | | |
| POSOCO | | | (0.24) |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd | | | 2.80 |
| Lanco Electric Utility Limited | | | |
| Delhi Transco Ltd (SLDC OPEN ACESS) | | | - |
| GMR Energy Trading Ltd | | | 0.65 |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | | | |
| Global Energy Private Ltd | | | 0.35 |
| TATA Power Trading Company Ltd(Mauhon) | | | 2.21 |
| Shree Cement Limited | | | |
| Himachal Pardesh State Electricity Board | | | - |
| R-Infra | | | |
| Mittal Processors Pvt limited | | | 2.37 |
| Total (H) | | | 8.14 |
| Transmission Charges | | | |
| Power Grid Corp.of India Ltd | | | 22.51 |
| PTC India Ltd | - | | |
| Delhi Transco Ltd | | | 42.78 |
| Bhakra Beas Manegment Board | | | 0.04 |
| Aravali Power Company Private Ltd | | | 0.50 |
| Damodar Valley Corporation | | | 0.20 |
| Total (I) | | | 66.03 |
| | | | |
| Total Transmission & Open Acess (K) H+I | - | | 74.17 |
| | | | |
| Gross Power Purchase Cost (L) = G+K | 1,400.39 | 4.94 | 691.41 |

**Bifurcation of Long Term Power Purchase between fixed cost, variable cost, taxes and other charges is given in attached sheet.**

T.R. CHADHA & CO. NEW DELHI N.6 Chartered Accountants

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Annexure 1.5

(Fig. in Crores)

| Break up of Power purchase cost for the month of Aug-11 | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sl. No. | Station | Fixed Charges | Variable Charges | FPA | Incentive | Other Charges | Income Tax | Total Charges |
| I | **NTPC** | | | | | | | |
| 1 | ANTA GAS | 0.85 | 2.22 | | | 0.00 | | 3.07 |
| 2 | AURAIYA GAS | 1.08 | 3.04 | | | 0.01 | | 4.13 |
| 3 | BTPS | 11.90 | 42.43 | | | 0.44 | | 54.78 |
| 4 | DADRI GAS | 1.32 | 4.16 | | | (0.00) | | 5.48 |
| 5 | UNCHAHAR-I | 0.57 | 1.34 | | | 0.00 | | 1.91 |
| 6 | UNCHAHAR-II | 1.22 | 2.48 | | | 0.08 | | 3.77 |
| 7 | UNCHAHAR III | 1.13 | 1.66 | | | (0.00) | | 2.78 |
| 8 | FARAKKA | 0.37 | 0.90 | | | | | 1.27 |
| 9 | KAHALGAON-I | 1.18 | 2.70 | | | 0.00 | | 3.88 |
| 10 | NCPP(dadri 1) | 12.86 | 42.45 | | | 0.16 | | 55.47 |
| 11 | RIHAND I | 24.99 | 42.98 | (43.62) | (3.25) | (10.80) | | 10.30 |
| 12 | RIHAND II | 2.92 | 5.52 | | | (0.00) | | 8.44 |
| 13 | SINGRAULI | 1.90 | 5.29 | | - | 0.01 | | 7.20 |
| 14 | KAHALGAON-II | 13.74 | 57.72 | (59.92) | | (0.17) | | 11.38 |
| 15 | TALCHER | | | | | | | - |
| 16 | NCPP II | 25.58 | 57.90 | | | | | 83.49 |
| | Sub total | 101.59 | 272.81 | (103.53) | (3.25) | (10.27) | | 257.35 |
| II | **NHPC** | | | | | | | |
| 1 | BAIRA SIUL | 0.25 | 0.31 | | | | | 0.56 |
| 2 | SALAL | 0.84 | 0.95 | | | | | 1.80 |
| 3 | CHAMERA-I | 2.06 | 2.61 | | | 0.51 | | 5.18 |
| 4 | TANAKPUR | 0.34 | 0.36 | | | | | 0.69 |
| 5 | URI | 0.96 | 0.69 | | | 0.06 | | 1.72 |
| 6 | DHAULIGANGA | 3.05 | 3.60 | | | 1.70 | | 8.35 |
| 7 | CHAMERA-II | 1.17 | 1.82 | | | 1.23 | | 4.23 |
| 8 | DULHASTI | 11.42 | 12.56 | | | 2.67 | | 26.64 |
| 9 | SEWA 2 | 0.73 | 0.91 | | | | | 1.64 |
| | Sub Total | 20.83 | 23.82 | | | 6.16 | | 50.81 |
| III | **NPC** | | | | | | | |
| 1 | **NAPP** | | 1.11 | | | 0.09 | 0.02 | 1.22 |
| 2 | **RAPP** | | 5.84 | | | | | 5.84 |
| | RAPP 3&4 | | | | | | | |
| | RAPP 5&6 | | 5.84 | | | | | 5.84 |
| | Sub Total | | 6.95 | | | 0.09 | 0.02 | 7.06 |
| IV | **SJVNL** | 3.64 | 5.70 | | | | | 9.34 |
| V | **THDC** | | | | | | | |
| 1 | Tehri | 2.92 | 8.23 | | | | | 11.15 |
| 2 | KOTESHWAR | 0.81 | 0.62 | | | | | 1.43 |
| | Total THDC | 3.73 | 8.85 | | | | | 12.58 |
| VI | **Tala HEP** | | 1.69 | | | | | 1.69 |
| VII | **DVC** | | | | | | | |
| 1 | Existing Units | 4.81 | 5.68 | | | | | 10.49 |
| 2 | Mejia Units 6# | 4.64 | 2.27 | 2.24 | | | | 9.15 |
| 3 | CTPS 7 & 8 | | | | | | | - |
| | Total DVC | 9.45 | 7.95 | 2.24 | | | | 19.64 |
| VIII | **Power stations in Delhi** | | | | | | | |
| 1 | Rajghat | 9.68 | 12.01 | (5.30) | (0.01) | 27.09 | | 43.48 |
| 2 | GAS TURBINE | 7.23 | 35.98 | (27.04) | | 18.16 | | 34.34 |
| 3 | Pragati-I | 5.80 | 34.56 | (20.64) | 0.13 | 11.90 | | 31.75 |
| 4 | Bawana | | | | | | | - |
| | Sub Total | 22.72 | 82.55 | (52.98) | 0.12 | 57.15 | - | 109.56 |
| IX | **ARAVALI** | | | | | | | |
| 1 | JHAJJAR | 11.02 | 10.70 | | | | | 21.72 |
| | **Total Long Term Purchase** | **172.98** | **421.01** | **(154.27)** | **(3.13)** | **53.14** | **0.02** | **489.75** |

DELHI

DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

Annexure 1.6

Details of Power Purchase Statement for the month of September'11

| | September-11 | | |
|---|---|---|---|
| | BRPL | | |
| Particulars/Supplier | Units (MUs) | Average rate per unit (Rs) | Gross Amount (Rs. In crores) |
| Long Term Power Purchases | | | |
| NTPC Ltd | | | |
| ANTA GAS POWER PROJECT | 10.38 | 3.79 | 3.93 |
| AURAIYA GAS POWER STATION | 14.10 | 3.27 | 4.62 |
| BADARPUR THERMAL POWER STATION | 116.36 | 3.21 | 37.36 |
| DADRI GAS POWER STATION | 19.75 | 3.09 | 6.11 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 1 | 5.96 | 3.19 | 1.90 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 2 | 9.46 | 3.36 | 3.18 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 3 | 7.50 | 3.77 | 2.83 |
| FARAKKA STPS | 2.45 | 5.25 | 1.29 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 1 | 9.88 | 4.66 | 4.61 |
| NATIONAL CAPITAL THERMAL POWER | 150.94 | 4.06 | 61.22 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 1 | 28.17 | 4.15 | 11.70 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 2 | 19.30 | 6.12 | 11.81 |
| SINGRAULI STPS | 37.95 | 3.66 | 13.87 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 2 | 20.06 | 5.03 | 10.09 |
| TALCHER | | | |
| DADRI TPS II | 193.90 | 8.47 | 164.17 |
| NHPC Ltd | | | |
| BAIRASIUL P S | 3.30 | 3.23 | 1.07 |
| SALAL P S | 19.92 | 2.87 | 5.71 |
| CHAMERA I P S | 11.77 | 1.23 | 1.44 |
| TANAKPUR P S | 3.50 | 4.22 | 1.48 |
| URI P S | 13.46 | 8.78 | 11.82 |
| DHAULIGANGA PS | 10.07 | 2.24 | 2.26 |
| CHAMERA II PS | 12.02 | 2.22 | 2.66 |
| SEWA-II | 4.19 | 3.56 | 1.49 |
| DULHASTI PS | 15.79 | 4.85 | 7.66 |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd Kota | | | |
| UNIT 3 RAPS | | | 0.09 |
| UNIT 5 RAPS | 18.72 | 3.65 | 6.84 |
| Damodar Valley Corporation | | | |
| Existing Units | 8.21 | 3.82 | 3.14 |
| Mejia Units 6 | 25.37 | 3.83 | 9.71 |
| CTPS 7 & 8 | | | |
| Indraprastha Power Generation Co.Ltd. | | | |
| IPGCL IP | | | |
| IPGCL RPH | 21.88 | 5.66 | 12.38 |
| IPGCL GTP | 35.31 | 4.20 | 14.83 |
| Tehri Hydro Development Corp. Ltd. | | | |
| Tehri | 25.75 | 4.51 | 11.62 |
| KOTESHWAR | 2.74 | 4.90 | 1.34 |
| Pragati Power Corp.Ltd. | | | |
| Pragati-I | 66.85 | 2.81 | 18.79 |
| Bawana | | | |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Narora | 6.29 | 2.04 | 1.28 |
| Satluj Jal Vidyut Nigam Ltd.. | 44.02 | 2.47 | 10.85 |
| Tata Power thru PTC | 8.12 | 1.84 | 1.49 |
| Aravali Power Corporation Ltd (Unit 1) | 15.78 | 12.09 | 19.09 |
| Total (A) | 1,019.24 | 4.77 | 485.73 |
| Bilateral Short term Power Purchase | | | |
| PTC India Ltd | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. | | | |
| Global Energy Private Ltd | | | |
| TATA Power Trading Company Ltd (Maithon Power) | 18.57 | 3.37 | 6.27 |
| Total (B) | 18.57 | 3.37 | 6.27 |
| Short term Power Purchase Thru Power Exchange | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 1.24 | 3.04 | 0.38 |
| Power Exchange of India Ltd | | | |
| BSES Yamuna Power Ltd (Thru PXIL) | | | - |
| Total (C) | 1.24 | 3.04 | 0.38 |

T.R. CHADHA & CO. Chartered Accountants NEW DELHI

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Banking Arrangement** | | | |
| Shree Cement Limited LOI 583 | | | |
| Shree Cement Limited LOI 582 | | | |
| PTC BATTER LOI 931,939,961 | | | |
| PTC BATTER LOI 628 | | | - |
| PTC BATTER LOI 636 | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking LOI 641 | | | |
| Lanco Electric Utility Limited Banking LOI 633 | - | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 632 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 657 | | | |
| PTC BATTER LOI 666 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 658) | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd BARTER LOI 662 677 | 25.50 | 4.04 | 10.30 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No 6 11 12 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 680 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 684 685) | | | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683 686) | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 709) | | | |
| PTC BATTER LOI 724 | 44.71 | 4.04 | 18.06 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 728 | 49.92 | 4.04 | 20.17 |
| Global Energy Private Ltd LOI 738 | 12.48 | 4.04 | 5.04 |
| Total (D) | 132.61 | 4.04 | 53.57 |
| **Intra State Power Purchase** | | | |
| North Delhi Power Ltd | 0.38 | 3.05 | 0.11 |
| BSES Yamuna Power Ltd | 4.80 | 3.05 | 1.46 |
| G E (U) Electricity Supply | 0.51 | 3.05 | 0.16 |
| NDMC | 2.17 | 3.05 | 0.66 |
| BSES Rajdhani Power Ltd | | | - |
| Provision | | | |
| Total (E) | 7.86 | 3.05 | 2.39 |
| Other Payments | | | 0.26 |
| Total Power Purchase Cost (F) = A+B+C+D+E + Other Payments | 1,179.52 | 4.65 | 548.60 |
| **UI PURCHASE** | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | 15.76 | 1.90 | 2.99 |
| Total Purchase (G) F+ UI Purchase | 1,195.28 | 4.61 | 551.60 |
| **Open Access Charges** | | | |
| PTC India Ltd | | | 0.66 |
| POSOCO | | | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd | | | 0.64 |
| Lanco Electric Utility Limited | | | |
| Delhi Transco Ltd (SLDC OPEN ACESS) | | | 0.00 |
| GMR Energy Trading Ltd | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd | | | |
| Global Energy Private Ltd | | | 0.37 |
| TATA Power Trading Company Ltd(Maithon) | | | 0.56 |
| Shree Cement Limited | | | |
| Himachal Pardesh State Electricity Board | | | |
| R Infra | | | - |
| Mittal Processors Pvt limited | | | 1.36 |
| Total (H) | | | 3.59 |
| **Transmission Charges** | | | |
| Power Grid Corp.of India Ltd | | | 20.07 |
| PTC India Ltd | | | |
| Delhi Transco Ltd | | | 42.64 |
| Bhakra Beas Management Board | | | 0.04 |
| Aravali Power Company Private Ltd | | | 0.48 |
| Damodar Valley Corporation | | | 0.24 |
| Total (I) | | | 63.49 |
| Total Transmission & Open Access (K) H+I | | | 67.08 |
| Gross Power Purchase Cost (L) = G+K | 1,195.28 | 5.18 | 618.67 |

**Bifurcation of Long Term Power Purchase between fixed cost, variable cost, taxes and other charges is given in attached sheet.**

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

T. R. CHADHA & CO. NEW DELHI N-6 Chartered Accountants

Annexure 1.6

(Fig. in Crores)

| Break up of Power purchase cost for the month of Sep-11 | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sl. No. | Station | Fixed Charges | Variable Charges | FPA | Incentive | Other Charges | Income Tax | Total Charges |
| I | **NTPC** | | | | | | | |
| 1 | ANTA GAS | 0.87 | 3.01 | - | - | 0.05 | - | 3.93 |
| 2 | AURAIYA GAS | 0.96 | 3.66 | - | - | 0.01 | - | 4.62 |
| 3 | BTPS | 10.77 | 26.45 | | - | 0.13 | - | 37.36 |
| 4 | DADRI GAS | 1.30 | 4.80 | - | | 0.01 | - | 6.11 |
| 5 | UNCHAHAR-I | 0.54 | 1.35 | - | | 0.02 | - | 1.90 |
| 6 | UNCHAHAR-II | 1.00 | 2.14 | - | - | 0.03 | - | 3.18 |
| 7 | UNCHAHAR-III | 1.09 | 1.69 | - | - | 0.04 | - | 2.83 |
| 8 | FARAKKA | 0.32 | 0.96 | | | 0.00 | - | 1.29 |
| 9 | KAHALGAON I | 1.20 | 3.39 | - | - | 0.02 | | 4.61 |
| 10 | NCPP(dadri 1) | 14.44 | 46.31 | - | | 0.47 | | 61.22 |
| 11 | RIHAND-I | 2.15 | 7.22 | 2.33 | - | (0.00) | - | 11.70 |
| 12 | RIHAND-II | 2.45 | 6.28 | 3.08 | - | - | - | 11.81 |
| 13 | SINGRAULI | 1.90 | 8.90 | 3.05 | - | 0.02 | - | 13.87 |
| 14 | KAHALGAON-II | 3.59 | 6.50 | - | - | - | - | 10.09 |
| 15 | TALCHER | | - | - | - | - | - | - |
| 16 | NCPP-II | 105.81 | 54.86 | | | 3.50 | - | 164.17 |
| | Sub total | 148.39 | 177.53 | 8.46 | - | 4.29 | - | 338.68 |
| II | **NHPC** | | | | | | | |
| 1 | BAIRA SIUL | 0.51 | 0.47 | | | 0.08 | | 1.07 |
| 2 | SALAL | 2.52 | 2.59 | | | 0.60 | | 5.71 |
| 3 | CHAMERA-I | 0.46 | 0.99 | | | | | 1.44 |
| 4 | TANAKPUR | 0.69 | 0.67 | | | 0.12 | | 1.48 |
| 5 | URI | 5.66 | 4.72 | | | 1.43 | | 11.82 |
| 6 | DHAULIGANGA | 0.90 | 1.36 | | | | | 2.26 |
| 7 | CHAMERA-II | 1.14 | 1.53 | | | | | 2.66 |
| 8 | DULHASTI | 3.07 | 4.59 | | | | | 7.66 |
| 9 | SEWA 2 | 0.78 | 0.71 | | | 0.00 | | 1.49 |
| | Sub Total | 15.73 | 17.63 | - | - | 2.23 | - | 35.59 |
| III | **NPC** | | | | | | | |
| 1 | **NAPP** | | 1.19 | | | 0.09 | | 1.28 |
| 2 | **RAPP** | | 5.66 | | | | 1.27 | 6.93 |
| | RAPP 3&4 | | | | | | 0.09 | 0.09 |
| | RAPP 5&6 | | 5.66 | | | | 1.18 | 6.84 |
| | Sub Total | - | 6.85 | - | - | 0.09 | 1.27 | 8.22 |
| IV | **SJVNL** | 3.53 | 5.02 | | | | 2.30 | 10.85 |
| V | **THDC** | | | | | | | |
| 1 | Tehri | 3.08 | 6.44 | | | | 2.11 | 11.62 |
| 2 | KOTESHWAR | 0.75 | 0.60 | | | | | 1.34 |
| | Total THDC | 3.83 | 7.03 | - | - | | 2.11 | 12.97 |
| VI | **Tala HEP** | | 1.49 | | | | | 1.49 |
| VII | **DVC** | | | | | | | |
| 1 | Existing Units | 1.41 | 1.73 | | | | | 3.14 |
| 2 | Mejia Units 6# | 3.58 | 2.80 | 3.32 | | | | 9.71 |
| 3 | CTPS 7 & 8 | | - | - | | | | - |
| | Total DVC | 4.99 | 4.53 | 3.32 | | - | - | 12.84 |
| VIII | **Power stations in Delhi** | | | | | | | |
| 1 | Rajghat | 3.92 | 5.33 | 3.22 | (0.09) | | | 12.38 |
| 2 | GAS TURBINE | 5.30 | 10.97 | (1.44) | | | | 14.83 |
| 3 | Pragati-I | 5.58 | 12.43 | 0.57 | 0.21 | | | 18.79 |
| 4 | Bawana | | | - | | | | - |
| | Sub Total | 14.80 | 28.74 | 2.34 | 0.12 | - | - | 46.01 |
| IX | **ARAVALI** | | | | | | | |
| 1 | JHAJJAR | 13.74 | 5.35 | | | | | 19.09 |
| | **Total Long Term Purchase** | **205.00** | **254.18** | **14.13** | **0.12** | **6.62** | **5.68** | **485.73** |

DELHI RAJDHANI POWER LTD.
NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

Annexure 1.7

Details of Power Purchase Statement for the month of October'11

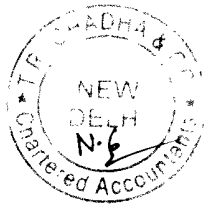
| | October 11 | | |
|---|---|---|---|
| | BRPL | | |
| Particulars/Supplier | Units (MUs) | Average rate per unit (Rs) | Gross Amount (Rs. In crores) |
| Long Term Power Purchases | | | |
| NTPC Ltd. | | | |
| ANTA GAS POWER PROJECT | 10.05 | 6.13 | 6.16 |
| AURAIYA GAS POWER STATION | 16.15 | 4.28 | 6.91 |
| BADARPUR THERMAL POWER STATION | 94.83 | 4.39 | 41.62 |
| DADRI GAS POWER STATION | 21.57 | 4.08 | 8.79 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 1 | 6.38 | 5.68 | 3.63 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 2 | 8.70 | 4.25 | 3.70 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 3 | 8.45 | 3.86 | 3.26 |
| FARAKKA STPS | 3.60 | 4.21 | 1.52 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 1 | 10.08 | 8.00 | 8.07 |
| NATIONAL CAPITAL THERMAL POWER | 163.13 | 4.00 | 65.28 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 1 | 28.64 | 2.33 | 6.67 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 2 | 30.15 | 2.31 | 6.95 |
| SINGRAULI STPS | 40.06 | 2.43 | 9.73 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 2 | 17.43 | 4.92 | 8.57 |
| TALCHER | | | |
| DADRI TPS II | 196.93 | 4.46 | 87.77 |
| NHPC Ltd. | | | |
| BAIRASIUL P S | 1.63 | 2.02 | 0.33 |
| SALAL P S | 10.84 | 0.86 | 0.94 |
| CHAMERA I P S | 4.56 | 1.89 | 0.86 |
| TANAKPUR P S | 3.15 | 1.94 | 0.61 |
| URI P S | 7.40 | 1.69 | 1.25 |
| DHAULIGANGA PS | 5.56 | 3.06 | 1.70 |
| CHAMERA II PS | 6.09 | 3.04 | 1.85 |
| SEWA-II | 1.41 | 7.30 | 1.03 |
| DULHASTI PS | 13.81 | 4.36 | 6.01 |
| Nuclear Power Corp of India Ltd. Kota | | | |
| UNIT 3 RAPS | | | - |
| UNIT 5 RAPS | 17.52 | 3.02 | 5.30 |
| Damodar Valley Corporation | | | |
| Existing Units | | | - |
| Mejia Units 6 | 27.43 | 3.91 | 10.71 |
| CTPS 7 & 8 | | | |
| Indraprastha Power Generation Co.Ltd. | | | |
| IPGCL IP | | | |
| IPGCL RPH | 28.54 | 4.04 | 11.53 |
| IPGCL GTP | 48.82 | 4.61 | 22.50 |
| Tehri Hydro Development Corp. Ltd. | | | |
| Tehri | 11.54 | 5.24 | 6.04 |
| KOTESHWAR | 2.29 | 5.61 | 1.29 |
| Pragati Power Corp.Ltd | | | |
| Pragati I | 70.35 | 3.15 | 22.16 |
| Bawana | | | |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Narora | 7.18 | 2.04 | 1.47 |
| Satluj Jal Vidyut Nigam Ltd., | 23.17 | 2.71 | 6.29 |
| Tala Power thru PTC | 4.89 | 1.84 | 0.90 |
| Aravali Power Corporation Ltd (Unit I) | 10.34 | 6.01 | 6.21 |
| Total (A) | 962.69 | 3.92 | 377.61 |
| Bilateral Short term Power Purchase | | | |
| PTC India Ltd.. | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | |
| Global Energy Private Ltd | 5.01 | 4.73 | 2.37 |
| TATA Power Trading Company Ltd (Maithon Power) | - | | - |
| Total (B) | 5.01 | 4.73 | 2.37 |
| Short term Power Purchase Thru Power Exchange | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 9.71 | 5.70 | 5.53 |
| Power Exchange of India Ltd | | | - |
| BSES Yamuna Power Ltd (Thru PXIL) | - | | |
| Total (C) | 9.71 | 5.70 | 5.53 |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI Chartered Accountants

| | | | |
|---|---|---|---|
| Banking Arrangement | | | |
| Shree Cement Limited LOI 583 | | | |
| Shree Cement Limited LOI 552 | | | |
| PTC BATTER LOI 931,939,961 | | | |
| PTC BATTER LOI 625 | | | - |
| PTC BATTER LOI 636 | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking LOI 641 | | | - |
| Lanco Electric Utility Limited Banking LOI 633 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 632 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 657 | | | |
| PTC BATTER LOI 666 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 658) | | | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 662 677 | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No 6 11 12 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 680 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 684 685) | | | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683 686) | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 709) | | | |
| PTC BATTER LOI 724 | 42.91 | 4.04 | 17.34 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721/728 | | | |
| Global Energy Private Ltd LOI 738 | | | |
| Total (D) | 42.91 | 4.04 | 17.34 |
| Intra State Power Purchase | | | |
| North Delhi Power Ltd | 0.04 | 3.64 | 0.01 |
| BSES Yamuna Power Ltd | 0.44 | 3.64 | 0.16 |
| G.E.(D.) Electricty Supply | 0.06 | 3.64 | 0.02 |
| NDMC | 0.35 | 3.64 | 0.13 |
| BSES Rajdhani Power Ltd | | | - |
| Provision | - | | - |
| Total (E) | 0.89 | 3.64 | 0.32 |
| Other Payments | | | (0.02) |
| Total Power Purchase Cost (F) = A+B+C+D+E + Other Payments | 1,021.20 | 3.95 | 403.14 |
| UI PURCHASE | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | 14.69 | 13.31 | 19.55 |
| Total Purchase (G) = F+ UI Purchase | 1,035.89 | 4.08 | 422.69 |
| Open Access Charges | | | |
| PTC India Ltd | | | 1.34 |
| POSOCO | - | | (0.01) |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd | | | |
| Lanco Electric Utility Limited | | | - |
| Delhi Transco Ltd (SLDC OPEN ACESS) | | | |
| GMR Energy Trading Ltd | | | - |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | | | - |
| Global Energy Private Ltd | | | 0.49 |
| TATA Power Trading Company Ltd(Maithon) | | | - |
| Shree Cement Limited | | | - |
| Himachal Pardesh State Electricity Board | | | |
| R-Intra | | | |
| Mittal Processors Pvt limited | | | - |
| Total (H) | | | 1.82 |
| Transmission Charges | | | |
| Power Grid Corp of India Ltd. | - | | 19.51 |
| PTC India Ltd | | | |
| Delhi Transco Ltd | | | 149.86 |
| Bhakra Beas Manegment Board | | | 0.04 |
| Aravali Power Company Private Ltd | | | 0.10 |
| Damodar Valley Corporation | | | 0.26 |
| Total (I) | - | | 169.77 |
| | | | |
| Total Transmission & Open Acess (K) = H+I | - | | 171.59 |
| | | | |
| Gross Power Purchase Cost (L) = G+K | 1,035.89 | 5.74 | 594.28 |

**Bifurcation of Long Term Power Purchase between fixed cost, variable cost, taxes and other charges is given in attached sheet.**



**Annexure 1.7**

(Fig. in Crores)

| Break up of Power purchase cost for the month of Oct-11 | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sl. No. | Station | Fixed Charges | Variable Charges | FPA | Incentive | Other Charges | Income Tax | Total Charges |
| I | **NTPC** | | | | | | | |
| 1 | ANTA GAS | 2.27 | 3.54 | | | 0.36 | | 6.16 |
| 2 | AURAIYA GAS | 1.08 | 5.82 | | | 0.01 | | 6.91 |
| 3 | BTPS | 9.78 | 31.64 | | | 0.20 | | 41.62 |
| 4 | DADRI GAS | 1.35 | 7.43 | | | 0.01 | | 8.79 |
| 5 | UNCHAHAR-I | 1.78 | 1.56 | | | 0.29 | | 3.63 |
| 6 | UNCHAHAR-II | 1.37 | 2.14 | | | 0.19 | | 3.70 |
| 7 | UNCHAHAR-III | 1.15 | 2.05 | | | 0.06 | | 3.26 |
| 8 | FARAKKA | 0.39 | 1.11 | | | 0.02 | - | 1.52 |
| 9 | KAHALGAON-I | 4.23 | 3.14 | | | 0.70 | | 8.07 |
| 10 | NCPP(dadri 1) | 15.64 | 48.96 | | | 0.69 | | 65.28 |
| 11 | RIHAND-I | 2.44 | 4.78 | (0.63) | | 0.08 | | 6.67 |
| 12 | RIHAND II | 3.02 | 4.72 | (0.79) | | 0.01 | | 6.95 |
| 13 | SINGRAULI | 1.97 | 7.76 | (0.04) | - | 0.03 | | 9.73 |
| 14 | KAHALGAON II | 3.44 | 5.13 | | | | | 8.57 |
| 15 | TALCHER | | | | | | | |
| 16 | NCPP II | 32.75 | 54.91 | | | 0.11 | | 87.77 |
| | Sub total | 82.64 | 184.70 | (1.46) | | 2.74 | | 268.63 |
| II | **NHPC** | | | | | | | |
| 1 | BAIRA SIUL | 0.22 | 0.11 | | | | | 0.33 |
| 2 | SALAL | 0.47 | 0.47 | | | | | 0.94 |
| 3 | CHAMERA-I | 0.47 | 0.39 | | | | | 0.86 |
| 4 | TANAKPUR | 0.30 | 0.32 | | | | | 0.61 |
| 5 | URI | 0.71 | 0.54 | | | | | 1.25 |
| 6 | DHAULIGANGA | 0.94 | 0.76 | | | | | 1.70 |
| 7 | CHAMERA-II | 1.10 | 0.75 | | | | | 1.85 |
| 8 | DULHASTI | 3.20 | 2.82 | | | | | 6.01 |
| 9 | SEWA 2 | 0.74 | 0.29 | | | | | 1.03 |
| | Sub Total | 8.13 | 6.45 | | | | | 14.59 |
| III | **NPC** | | | | | | | |
| 1 | **NAPP** | | 1.36 | | | 0.11 | | 1.47 |
| 2 | **RAPP** | | 5.30 | | | | | 5.30 |
| | RAPP 3&4 | | | | | | | |
| | RAPP 5&6 | | 5.30 | | | | | 5.30 |
| | Sub Total | | 6.66 | | | 0.11 | | 6.76 |
| IV | **SJVNL** | 3.65 | 2.64 | | | | | 6.29 |
| V | **THDC** | | | | | | | |
| 1 | Tehri | 3.16 | 2.89 | | | | | 6.04 |
| 2 | KOTESHWAR | 0.79 | 0.50 | | | | | 1.29 |
| | Total THDC | 3.95 | 3.38 | | | | | 7.33 |
| VI | **Tala HEP** | | 0.90 | | | | | 0.90 |
| VII | **DVC** | | | | | | | |
| 1 | Existing Units | | | | | | | |
| 2 | Mejia Units 6# | 3.83 | 3.03 | 3.85 | | | | 10.71 |
| 3 | CTPS 7 & 8 | | | | | | | |
| | Total DVC | 3.83 | 3.03 | 3.85 | | | | 10.71 |
| VIII | **Power stations in Delhi** | | | | | | | |
| 1 | Rajghat | 3.92 | 6.96 | 0.61 | 0.04 | | | 11.53 |
| 2 | GAS TURBINE | 5.30 | 15.25 | 1.95 | | | | 22.50 |
| 3 | Pragati I | 5.58 | 13.07 | 3.25 | 0.25 | | | 22.16 |
| 4 | Bawana | | | | | | | |
| | Sub Total | 14.80 | 35.28 | 5.82 | 0.29 | | | 56.19 |
| IX | **ARAVALI** | | | | | | | |
| 1 | JHAJJAR | 2.70 | 3.51 | | | | | 6.21 |
| | **Total Long Term Purchase** | **119.70** | **246.56** | **8.21** | **0.29** | **2.85** | - | **377.61** |

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

N-6

BSES Rajdhani Power Limited

Annexure 1.8

Details of Power Purchase Statement for the month of November'11

| | November-11 | | |
|---|---|---|---|
| | BRPL | | |
| Particulars/Supplier | Units (MUs) | Average rate per unit (Rs) | Gross Amount (Rs. In crores) |
| Long Term Power Purchases | | | |
| NTPC Ltd. | | | |
| ANTA GAS POWER PROJECT | 8.30 | 4.28 | 3.55 |
| AURAIYA GAS POWER STATION | 11.87 | 4.14 | 4.92 |
| BADARPUR THERMAL POWER STATION | 96.31 | 3.97 | 38.24 |
| DADRI GAS POWER STATION | 16.31 | 3.74 | 6.10 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 1 | 6.71 | 2.98 | 2.00 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 2 | 13.34 | 3.11 | 4.15 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 3 | 8.19 | 3.51 | 2.88 |
| FARAKKA STPS | 3.15 | 4.28 | 1.35 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 1 | 11.72 | 3.43 | 4.02 |
| NATIONAL CAPITAL THERMAL POWER | 149.21 | 4.19 | 62.49 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 1 | 24.68 | 2.35 | 5.80 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 2 | 38.21 | 2.37 | 9.04 |
| SINGRAULI STPS | 44.64 | 1.32 | 5.89 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 2 | 28.28 | 3.66 | 10.35 |
| TALCHER | | | |
| DADRI TPS II | 208.52 | 4.44 | 92.62 |
| NHPC Ltd. | | | |
| BAIRASIUL P S | 0.94 | 3.15 | 0.30 |
| SALAL P S | 5.75 | 0.99 | 0.57 |
| CHAMERA I P S | 2.87 | 2.45 | 0.70 |
| TANAKPUR P S | 1.82 | 2.01 | 0.37 |
| URI P S | 5.20 | 1.91 | 0.99 |
| DHAULIGANGA PS | 2.88 | 4.36 | 1.25 |
| CHAMERA II PS | 3.19 | 4.66 | 1.49 |
| SEWA-II | 0.42 | 11.21 | 0.47 |
| DULHASTI PS | 6.98 | 6.50 | 4.54 |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Kota | | | |
| UNIT - 3 RAPS | | | |
| UNIT - 5 RAPS | 17.09 | 3.03 | 5.17 |
| Damodar Valley Corporation | | | |
| Existing Units | 15.09 | 3.88 | 5.85 |
| Mejia Units 6 | 9.73 | 4.94 | 4.81 |
| CTPS 7 & 8 | | | |
| Indraprastha Power Generation Co.Ltd. | | | |
| IPGCL IP | | | |
| IPGCL RPH | 22.58 | 4.37 | 9.86 |
| IPGCL GTP | 50.94 | 4.48 | 22.84 |
| Tehri Hydro Development Corp. Ltd. | | | |
| Tehri | 6.20 | 7.04 | 4.37 |
| KOTESHWAR | 1.86 | 4.99 | 0.93 |
| Pragati Power Corp.Ltd. | | | |
| Pragati-I | 67.85 | 3.34 | 22.66 |
| Bawana | | | |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Narora | 6.71 | 2.04 | 1.37 |
| Satluj Jal Vidyut Nigam Ltd., | 12.56 | 3.65 | 4.58 |
| Tala Power thru PTC | 2.06 | 1.84 | 0.38 |
| Aravali Power Corporation Ltd (Unit 1) | | | 0.02 |
| Total (A) | 912.18 | 3.80 | 346.92 |
| Bilateral Short term Power Purchase | | | |
| PTC India Ltd., | | | 1.35 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | - |
| Global Energy Private Ltd | | | |
| TATA Power Trading Company Ltd (Maithon Power) | | | - |
| Total (B) | - | - | 1.35 |
| Short term Power Purchase Thru Power Exchange | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 0.03 | 5.49 | 0.02 |
| Power Exchange of India Ltd | | - | - |
| BSES Yamuna Power Ltd (Thru PXIL) | | | |
| Total (C) | 0.03 | 5.49 | 0.02 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Banking Arrangement | | | |
| Shree Cement Limited LOI 583 | | | |
| Shree Cement Limited LOI 582 | | | |
| PTC BATTER LOI 931 939,961 | | | |
| PTC BATTER LOI 625 | | | |
| PTC BATLER LOI 636 | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking LOI 641 | | | |
| Lanco Electric Utility Limited Banking LOI 633 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 632 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 657 | | | |
| PTC BATTER LOI 666 | 0.03 | 4.04 | 0.01 |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 658) | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 662 677 | | | |
| Mittal Processors Pvt Limited LOI 661 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No 6 11-12 | | | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 680 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 684 685) | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | | | - |
| Mittal Processors Pvt Limited LOI 687 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683 686) | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 709) | | | |
| PTC BATTER LOI 721 | | | |
| Mittal Processors Pvt Limited LOI 721 728 | | | |
| Global Energy Private Ltd LOI 738 | | | |
| Total (D) | 0.03 | 4.04 | 0.01 |
| Intra State Power Purchase | | | |
| North Delhi Power Ltd | 0.01 | 4.15 | 0.00 |
| BSES Yamuna Power Ltd | 0.02 | 4.15 | 0.01 |
| G.E.(C) Electricity Supply | 0.00 | 4.15 | 0.00 |
| NDMC | 0.01 | 4.15 | 0.01 |
| BSES Rajdhani Power Ltd | | | |
| Provision | - | | |
| Total (E) | 0.04 | 4.15 | 0.02 |
| Other Payments | | | 94.09 |
| Total Power Purchase Cost (F) A+B+C+D+E + Other Payments | 912.28 | 4.85 | 442.41 |
| UI PURCHASE | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | | | |
| Total Purchase (G) F+ UI Purchase | 912.28 | 4.85 | 442.41 |
| Open Access Charges | | | |
| PTC India Ltd. | | | 0.00 |
| POSOCO | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | 0.07 |
| Reliance Energy Trading, Ltd | | | 0.25 |
| Lanco Electric Utility Limited | | | |
| Delhi Transco Ltd (SLDC OPEN ACESS) | | | |
| GMR Energy Trading Ltd | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd | | | - |
| Global Energy Private Ltd | | | 0.13 |
| TATA Power Trading Company Ltd(Manthon) | | | |
| Shree Cement Limited | | | 0.13 |
| Himachal Pardesh State Electricity Board | | | - |
| R Infra | | | |
| Mittal Processors Pvt limited | | | 0.29 |
| Total (H) | | | 0.87 |
| Transmission Charges | | | |
| Power Grid Corp of India Ltd | | | 20.75 |
| PTC India Ltd | | | 1.09 |
| Delhi Transco Ltd | | | 41.06 |
| Bhakra Beas Management Board | | | 0.04 |
| Aravali Power Company Private Ltd | | | 0.00 |
| Damodar Valley Corporation | | | 0.09 |
| Total (I) | | | 63.04 |
| | | | |
| Total Transmission & Open Acess (K) H+I | | | 63.91 |
| | | | |
| Gross Power Purchase Cost (L) G+K | 912.28 | 5.55 | 506.33 |

**Bifurcation of Long Term Power Purchase between fixed cost, variable cost, taxes and other charges is given in attached sheet.**

T.R. CHADHA & CO. Chartered Accountants NEW DELHI N.6

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Annexure 1.8**

(Fig. in Crores)

| Break up of Power purchase cost for the month of Nov-11 | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sl. No. | Station | Fixed Charge | Variable Charges | FPA | Incentive | Other Charges | Income Tax | Total Charges |
| I | **NTPC** | | | | | | | |
| 1 | ANTA GAS | 0.83 | 2.61 | | | 0.11 | | 3.55 |
| 2 | AURAIYA GAS | 1.03 | 3.88 | | | 0.01 | | 4.92 |
| 3 | BTPS | 9.62 | 28.36 | | | 0.26 | | 38.24 |
| 4 | DADRI GAS | 1.12 | 4.96 | | | 0.01 | | 6.10 |
| 5 | UNCHAHAR I | 0.59 | 1.38 | | | 0.03 | | 2.00 |
| 6 | UNCHAHAR II | 1.37 | 2.73 | | | 0.05 | | 4.15 |
| 7 | UNCHAHAR-III | 1.10 | 1.70 | | | 0.08 | | 2.88 |
| 8 | FARAKKA | 0.39 | 0.96 | | | 0.00 | | 1.35 |
| 9 | KAHALGAON I | 1.18 | 2.80 | | | 0.03 | | 4.02 |
| 10 | NCPP(dadri 1] | 12.99 | 48.58 | | | 0.91 | | 62.49 |
| 11 | RIHAND-I | 2.04 | 3.75 | | | 0.02 | | 5.80 |
| 12 | RIHAND II | 3.34 | 5.69 | | | 0.02 | | 9.04 |
| 13 | SINGRAULI | 2.20 | 3.65 | | | 0.04 | | 5.89 |
| 14 | KAHALGAON II | 3.94 | 6.39 | | | 0.02 | | 10.35 |
| 15 | TALCHER | | | | | | | |
| 16 | NCPP II | 31.21 | 61.19 | | | 0.23 | | 92.62 |
| | Sub total | 72.95 | 178.62 | | | 1.83 | | 253.40 |
| II | **NHPC** | | | | | | | |
| 1 | BAIRA SIUL | 0.23 | 0.06 | | | | | 0.30 |
| 2 | SALAL | 0.32 | 0.25 | | | | | 0.57 |
| 3 | CHAMERA I | 0.46 | 0.25 | | | | | 0.70 |
| 4 | TANAKPUR | 0.18 | 0.18 | | | | | 0.37 |
| 5 | URI | 0.61 | 0.38 | | | | | 0.99 |
| 6 | DHAULIGANGA | 0.86 | 0.39 | | | | | 1.25 |
| 7 | CHAMERA II | 1.06 | 0.43 | | | | | 1.49 |
| 8 | DULHASTI | 2.96 | 1.57 | | | | | 4.54 |
| 9 | SEWA 2 | 0.38 | 0.09 | | | | | 0.47 |
| | Sub Total | 7.08 | 3.61 | | | | | 10.69 |
| III | **NPC** | | | | | | | |
| 1 | **NAPP** | | 1.27 | | | 0.10 | | 1.37 |
| 2 | **RAPP** | | 5.17 | | | 0.01 | | 5.17 |
| | RAPP 3&4 | | | | | | | |
| | RAPP 5&6 | | 5.17 | | | 0.01 | | 5.17 |
| | Sub Total | | 6.44 | | | 0.10 | | 6.54 |
| IV | **SJVNL** | 3.28 | 1.30 | | | | | 4.58 |
| V | **THDC** | | | | | | | |
| 1 | Tehri | 2.85 | 1.55 | | | | (0.04) | 4.37 |
| 2 | KOTESHWAR | 0.53 | 0.41 | | | | | 0.93 |
| | Total THDC | 3.38 | 1.96 | | | | (0.04) | 5.30 |
| VI | **Tala HEP** | | 0.38 | | | | | 0.38 |
| VII | **DVC** | | | | | | | |
| 1 | Existing Units | 2.59 | 3.26 | | | | | 5.85 |
| 2 | Mejia Units 6# | 2.37 | 1.08 | 1.37 | | | | 4.81 |
| 3 | CTPS 7 & 8 | | | | | | | |
| | Total DVC | 4.96 | 4.34 | 1.37 | | | | 10.66 |
| VIII | **Power stations in Delhi** | | | | | | | |
| 1 | Rajghat | 3.92 | 5.50 | 0.48 | (0.04) | | | 9.86 |
| 2 | GAS TURBINE | 5.30 | 15.49 | 2.05 | | | | 22.84 |
| 3 | Pragati-I | 5.58 | 12.76 | 4.08 | 0.23 | | | 22.66 |
| 4 | Bawana | | | | | | | |
| | Sub Total | 14.80 | 33.75 | 6.62 | 0.19 | | | 55.36 |
| IX | **ARAVALI** | | | | | | | |
| 1 | JHAJJAR | 0.02 | | | | | | 0.02 |
| | **Total Long Term Purchase** | **106.46** | **230.39** | **7.98** | **0.19** | **1.93** | **(0.04)** | **346.92** |

DELHI RAJDHANI POWER LTD.

BSES Rajdhani Power Limited

Annexure 1.9

Details of Power Purchase Statement for the month of December'11

| | December 11 | | |
|---|---|---|---|
| | BRPL | | |
| Particulars/Supplier | Units (MUs) | Average rate per unit (Rs) | Gross Amount (Rs. In crores) |
| Long Term Power Purchases | | | |
| NTPC Ltd | | | |
| ANTA GAS POWER PROJECT | 7.34 | 5.49 | 4.03 |
| AURAIYA GAS POWER STATION | 16.15 | 5.31 | 8.58 |
| BADARPUR THERMAL POWER STATION | 110.36 | 4.81 | 53.07 |
| DADRI GAS POWER STATION | 22.11 | 5.15 | 11.40 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 1 | 6.48 | 3.40 | 2.21 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 2 | 12.65 | 3.58 | 4.52 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 3 | 7.80 | 4.10 | 3.20 |
| FARAKKA STPS | 5.27 | 3.43 | 1.81 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 1 | 10.11 | 3.54 | 3.58 |
| NATIONAL CAPITAL THERMAL POWER | 152.57 | 3.92 | 59.78 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 1 | 25.55 | 1.99 | 5.08 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 2 | 37.59 | 2.14 | 8.03 |
| SINGRAULI STPS | 41.38 | 1.65 | 6.84 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 2 | 23.14 | 3.98 | 9.21 |
| TALCHER | | | |
| DADRI TPS II | 212.89 | 4.21 | 89.56 |
| NHPC Ltd. | | | |
| BAIRASIUL PS | 0.73 | 5.54 | 0.41 |
| SALAL PS | 4.49 | 1.82 | 0.82 |
| CHAMERA I PS | 0.59 | 9.77 | 0.58 |
| TANAKPUR PS | 0.91 | 4.80 | 0.44 |
| URI PS | 4.37 | 7.67 | 3.35 |
| DHAULIGANGA PS | 2.15 | 4.57 | 0.98 |
| CHAMERA II PS | 2.36 | 10.50 | 2.48 |
| SEWA II | 0.14 | 8.20 | 0.11 |
| DULHASTI PS | 5.34 | 32.19 | 17.18 |
| Nuclear Power Corp of India Ltd. Kota | | | |
| UNIT 3 RAPS | | | |
| UNIT 5 RAPS | 17.39 | 3.02 | 5.26 |
| Damodar Valley Corporation | | | |
| Existing Units | | | |
| Mejia Units 6 | 27.28 | 3.91 | 10.67 |
| CTPS 7 & 8 | | | |
| Indraprastha Power Generation Co.Ltd | | | |
| IPGCL IP | | | |
| IPGCL RPH | 22.51 | 4.39 | 9.89 |
| IPGCL GTP | 58.53 | 4.93 | 28.87 |
| Tehri Hydro Development Corp. Ltd. | | | |
| Tehri | 8.97 | 7.54 | 6.76 |
| KOTESHWAR | 2.55 | 5.32 | 1.36 |
| Pragati Power Corp.Ltd. | | | |
| Pragati I | 70.50 | 3.45 | 24.32 |
| Bawana | | | |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Narora | 7.34 | 2.04 | 1.50 |
| Satluj Jal Vidyut Nigam Ltd., | 5.25 | 11.26 | 5.90 |
| Tala Power thru PTC | 1.10 | 2.02 | 0.22 |
| Aravali Power Corporation Ltd (Unit 1) | | | - |
| Total (A) | 933.87 | 4.20 | 391.98 |
| Bilateral Short term Power Purchase | | | |
| PTC India Ltd | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | |
| Global Energy Private Ltd | | | |
| TATA Power Trading Company Ltd (Maithon Power) | - | | |
| Total (B) | | | - |
| Short term Power Purchase Thru Power Exchange | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd Thru IEX | 1.18 | 4.83 | 0.57 |
| Power Exchange of India Ltd | | | |
| BSES Yamuna Power Ltd (thru PXIL) | | | |
| Total (C) | 1.18 | 4.83 | 0.57 |

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| Banking Arrangement | | | |
| Shree Cement Limited LOI 583 | | | |
| Shree Cement Limited LOI 552 | | | |
| PTC BARTER LOI 931 939 961 | | | |
| PTC BARTER LOI 635 | | | - |
| PTC BARTER LOI 636 | | | |
| PTC BARTER LOI 644 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking LOI 641 | | | |
| Lanco Electric Utility Limited Banking LOI 633 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 632 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 657 | | | |
| PTC BARTER LOI 666 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 658) | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd BARTER LOI 662 677 | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No 6 11 12 | - | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 680 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 684 685) | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683 686) | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 709) | | | |
| PTC BARTER LOI 724 | | | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 728 | | | |
| Global Energy Private Ltd LOI 738 | | | - |
| Total (D) | - | | - |
| Intra State Power Purchase | | | |
| North Delhi Power Ltd | 0.50 | 4.28 | 0.22 |
| BSES Yamuna Power Ltd | 2.94 | 4.28 | 1.26 |
| G.E (Delhi Electricity Supply | 0.03 | 4.28 | 0.01 |
| NDMC | 1.45 | 4.28 | 0.62 |
| BSES Rajdhani Power Ltd | | | |
| Provision | | | |
| Total (E) | 4.92 | 4.28 | 2.11 |
| Other Payments | | | 1.98 |
| Total Power Purchase Cost (F) A+B+C+D+E Other Payments | 939.98 | 4.22 | 396.63 |
| UI PURCHASE | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | 18.47 | 4.63 | 8.56 |
| Total Purchase (G) F+ UI Purchase | 958.45 | 4.23 | 405.19 |
| Open Access Charges | | | |
| PTC India Ltd | | | |
| POSOCO | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | 0.08 |
| Reliance Energy Trading Ltd | | | 0.43 |
| Lanco Electric Utility Limited | | | - |
| Delhi Transco Ltd (SLDC OPEN ACESS) | | | 0.01 |
| GMR Energy Trading Ltd | | | (0.04) |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd | | | |
| Global Energy Private Ltd | | | |
| TATA Power Trading Company Ltd(Maithon) | | | |
| Shree Cement Limited | | | |
| Himachal Pardesh State Electricity Board | | | |
| R Infra | | | |
| Mittal Processors Pvt limited | | | 0.36 |
| Total (H) | | | 0.83 |
| Transmission Charges | | | |
| Power Grid Corpot India Ltd. | | | 19.57 |
| PTC India Ltd | | | |
| Delhi Transco Ltd | | | 39.40 |
| Bhakra Beas Management Board | | | 0.04 |
| Aravali Power Company Private Ltd | | | - |
| Damodar Valley Corporation | | | 0.26 |
| Total (I) | | | 59.28 |
| Total Transmission & Open Acess (K) - H+I | | | 60.11 |
| Gross Power Purchase Cost (L) G+K | 958.45 | 4.85 | 465.30 |

**Bifurcation of Long Term Power Purchase between fixed cost, variable cost, taxes and other charges is given in attached sheet.**

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

**Annexure 1.9**

(Fig. in Crores)

| Break up of Power purchase cost for the month of Dec-11 | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sl. No. | Station | Fixed Charge | Variable Charges | FPA | Incentive | Other Charges | Income Tax | Total Charges |
| I | **NTPC** | | | | | | | |
| 1 | ANTA GAS | 0.61 | 3.29 | | | 0.14 | | 4.03 |
| 2 | AURAIYA GAS | 1.06 | 7.51 | | | 0.02 | | 8.58 |
| 3 | BTPS | 10.37 | 42.38 | | | 0.33 | | 53.07 |
| 4 | DADRI GAS | 1.37 | 10.01 | | | 0.02 | | 11.40 |
| 5 | UNCHAHAR I | 0.60 | 1.56 | | | 0.04 | | 2.21 |
| 6 | UNCHAHAR II | 1.38 | 3.09 | | | 0.06 | | 4.52 |
| 7 | UNCHAHAR III | 1.20 | 1.90 | | | 0.10 | | 3.20 |
| 8 | FARAKKA | 0.45 | 1.36 | | | 0.00 | | 1.81 |
| 9 | KAHALGAON I | 0.95 | 2.59 | | | 0.04 | | 3.58 |
| 10 | NCPP(dadri 1) | 13.15 | 45.47 | | | 1.16 | | 59.78 |
| 11 | RIHAND-I | 1.95 | 3.11 | (0.01) | | 0.03 | | 5.08 |
| 12 | RIHAND II | 3.22 | 4.80 | (0.01) | | 0.03 | | 8.03 |
| 13 | SINGRAULI | 2.03 | 4.74 | | | 0.06 | | 6.84 |
| 14 | KAHALGAON-II | 3.62 | 5.59 | | | 0.00 | | 9.21 |
| 15 | TALCHER | | | | | | | |
| 16 | NCPP II | 32.46 | 56.76 | | | 0.34 | | 89.56 |
| | Sub total | 74.39 | 194.16 | (0.03) | | 2.37 | | 270.89 |
| II | **NHPC** | | | | | | | |
| 1 | BAIRA SIUL | 0.22 | 0.05 | | | | 0.14 | 0.41 |
| 2 | SALAL | 0.35 | 0.19 | | | | 0.27 | 0.82 |
| 3 | CHAMERA I | 0.07 | 0.05 | | | | 0.45 | 0.58 |
| 4 | TANAKPUR | 0.14 | 0.09 | | | | 0.20 | 0.44 |
| 5 | URI | 0.58 | 0.32 | | | | 2.46 | 3.35 |
| 6 | DHAULIGANGA | 0.77 | 0.27 | | | | (0.06) | 0.98 |
| 7 | CHAMERA II | 1.09 | 0.32 | | | | 1.07 | 2.48 |
| 8 | DULHASTI | 3.03 | 1.30 | | | | 12.85 | 17.18 |
| 9 | SEWA 2 | 0.08 | 0.03 | | | | | 0.11 |
| | Sub Total | 6.33 | 2.64 | - | | | 17.38 | 26.35 |
| III | **NPC** | | | | | | | |
| 1 | **NAPP** | | 1.39 | | | 0.11 | | 1.50 |
| 2 | **RAPP** | | 5.26 | | | | | 5.26 |
| | RAPP 3&4 | | | | | | | |
| | RAPP 5&6 | | 5.26 | | | | | 5.26 |
| | Sub Total | | 6.65 | | | 0.11 | | 6.75 |
| IV | **SJVNL** | 3.21 | 0.42 | | | | 2.28 | 5.90 |
| V | **THDC** | | | | | | | |
| 1 | Tehri | 2.95 | 2.24 | | | | 1.56 | 6.76 |
| 2 | KOTESHWAR | 0.80 | 0.55 | | | | | 1.36 |
| | Total THDC | 3.75 | 2.80 | | | | 1.56 | 8.11 |
| VI | **Tala HEP** | | 0.22 | | | | | 0.22 |
| VII | **DVC** | | | | | | | |
| 1 | Existing Units | | | | | | | |
| 2 | Mejia Units 6# | 3.72 | 3.01 | 3.93 | | | | 10.67 |
| 3 | CTPS 7 & 8 | | | | | | | |
| | Total DVC | 3.72 | 3.01 | 3.93 | | | | 10.67 |
| VIII | **Power stations in Delhi** | | | | | | | |
| 1 | Rajghat | 3.92 | 5.49 | 0.48 | | | | 9.89 |
| 2 | GAS TURBINE | 5.30 | 17.80 | 5.76 | | | | 28.87 |
| 3 | Pragati-I | 5.58 | 13.14 | 5.34 | 0.25 | | | 24.32 |
| 4 | Bawana | | | | | | | |
| | Sub Total | 14.80 | 36.43 | 11.59 | 0.25 | | | 63.07 |
| IX | **ARAVALI** | | | | | | | |
| 1 | JHAJJAR | | | | | | | - |
| | **Total Long Term Purchase** | **106.21** | **246.32** | **15.50** | **0.25** | **2.47** | **21.22** | **391.98** |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

Annexure 1.10

Details of Power Purchase Statement for the month of January'12

| | January-12 | | |
|---|---|---|---|
| | BRPL | | |
| Particulars/Supplier | Units (MUs) | Average rate per unit (Rs) | Gross Amount (Rs. In crores) |
| Long Term Power Purchases | | | |
| NTPC Ltd. | | | |
| ANTA GAS POWER PROJECT | 6.83 | 6.30 | 4.30 |
| AURAIYA GAS POWER STATION | 8.21 | 6.60 | 5.42 |
| BADARPUR THERMAL POWER STATION | 135.79 | 4.34 | 58.91 |
| DADRI GAS POWER STATION | 14.81 | 6.27 | 9.28 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 1 | 5.98 | 5.11 | 3.06 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 2 | 11.90 | 3.45 | 4.11 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 3 | 7.30 | 3.92 | 2.86 |
| FARAKKA STPS | 5.05 | 5.21 | 2.63 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 1 | 8.69 | 5.29 | 4.60 |
| NATIONAL CAPITAL THERMAL POWER | 167.77 | 5.33 | 89.47 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 1 | 23.67 | 3.98 | 9.41 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 2 | 36.50 | 2.21 | 8.05 |
| SINGRAULI STPS | 42.40 | 2.30 | 9.75 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 2 | 36.74 | 3.46 | 12.73 |
| TALCHER | | | |
| DADRI TPS-II | 175.87 | 4.26 | 74.85 |
| NHPC Ltd. | | | |
| BAIRASIUL P S | 0.82 | 3.76 | 0.31 |
| SALAL P S | 4.68 | 1.19 | 0.56 |
| CHAMERA I P S | 1.19 | 2.34 | 0.28 |
| TANAKPUR P S | 0.68 | 2.71 | 0.18 |
| URI P S | 3.63 | 2.36 | 0.86 |
| DHAULIGANGA PS | 2.04 | 4.87 | 0.99 |
| CHAMERA II PS | 2.17 | 6.31 | 1.37 |
| SEWA II | 0.99 | 7.64 | 0.76 |
| DULHASTI PS | 3.45 | 11.74 | 4.05 |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Kota | | | |
| UNIT 3 RAPS | | | |
| UNIT 5 RAPS | 17.48 | 3.02 | 5.28 |
| Damodar Valley Corporation | | | |
| Existing Units | | | |
| Mejia Units 6 | 28.74 | 3.88 | 11.15 |
| CTPS 7 & 8 | 24.15 | 3.66 | 8.84 |
| Indraprastha Power Generation Co.Ltd. | | | |
| IPGCL IP | | | - |
| IPGCL RPH | 19.82 | 5.02 | 9.95 |
| IPGCL GTP | 41.15 | 4.97 | 20.44 |
| Tehri Hydro Development Corp. Ltd. | | | |
| Tehri | 11.24 | 5.02 | 5.64 |
| KOTESHWAR | 3.49 | 4.49 | 1.57 |
| Pragati Power Corp.Ltd. | | | |
| Pragati-I | 70.65 | 3.35 | 23.68 |
| Bawana | 20.97 | 6.27 | 13.15 |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd Narora | 6.58 | 2.22 | 1.46 |
| Satluj Jal Vidyut Nigam Ltd., | (6.10) | (4.31) | 2.63 |
| Tala Power thru PTC | 0.51 | 2.03 | 0.10 |
| Aravali Power Corporation Ltd (Unit 1) | | | |
| Total (A) | 945.82 | 4.36 | 412.67 |
| Bilateral Short term Power Purchase | | | |
| PTC India Ltd | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. | | | |
| Global Energy Private Ltd | | | |
| TATA Power Trading Company Ltd (Maithon Power) | | | |
| Total (B) | - | | - |
| Short term Power Purchase Thru Power Exchange | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd Thru IEX | 2.38 | 3.54 | 0.84 |
| Power Exchange of India Ltd | | | |
| BSES Yamuna Power Ltd ( Thru PXIL) | | | |
| Total (C) | 2.38 | 3.54 | 0.84 |

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| Banking Arrangement | | | |
| Shree Cement Limited LOI 583 | | | |
| Shree Cement Limited LOI 582 | | | |
| PTC BATTER LOI 931 939,961 | | | |
| PTC BATTER LOI 625 | | | |
| PTC BATTER LOI 636 | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking LOI 641 | | | |
| Lanco Electric Utility Limited Banking LOI 633 | - | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 632 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 657 | | | |
| PTC BATTER LOI 686 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 658) | | | - |
| Reliance Energy Trading Ltd BARTER LOI 662 67 | | | |
| Mittal Processors Pvt Limited LOI 661 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No 6 11 12 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 680 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 684 685) | | | |
| Mittal Processors Pvt Limited LOI 678 | | | |
| Mittal Processors Pvt Limited LOI 687 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683 686) | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 709) | | | |
| PTC BATTER LOI 724 | | | |
| Mittal Processors Pvt Limited LOI 721 728 | | | |
| Global Energy Private Ltd LOI 738 | | | |
| Total (D) | | | - |
| Intra State Power Purchase | | | |
| North Delhi Power Ltd | 0.43 | 3.87 | 0.17 |
| BSES Yamuna Power Ltd | | | |
| [illegible] Electricity Supply | 0.03 | 3.87 | 0.01 |
| NDPL | 0.98 | 3.87 | 0.38 |
| BSES Rajdhani Power Ltd | | | |
| Provision | 1.94 | | 0.75 |
| Total (E) | 3.38 | 3.87 | 1.31 |
| Other Payments | | | 0.37 |
| Total Power Purchase Cost (F) = A+B+C+D+E + Other Payments | 951.58 | 4.36 | 415.19 |
| UI PURCHASE | | | |
| DELHITRANSCO LTD(SLDC) | 42.06 | 3.05 | 12.83 |
| Total Purchase (G) = F + UI Purchase | 993.65 | 4.31 | 428.02 |
| Open Access Charges | | | |
| PTC India Ltd | | | 0.00 |
| [illegible] (PCC) | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | 0.08 |
| Reliance Energy Trading Ltd | - | | 0.42 |
| Lanco Electric Utility Limited | | | |
| Delhi Transco Ltd (SLDC OPEN ACESS) | | | |
| GMR Energy Trading Ltd | | | - |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd | | | |
| GMR Energy Private Ltd | | | |
| DVC V Power Trading Company Ltd(Maithon) | | | - |
| Shree Cement Limited | | | |
| Uttar Pradesh State Electricity Board | | | |
| Essar | | | |
| Mittal Processors Pvt Limited | | | 0.35 |
| Total (H) | | | 0.85 |
| Transmission Charges | | | |
| Power Grid Corp of India Ltd | | | 16.50 |
| PTC India Ltd | | | |
| Delhi Transco Ltd | | | 38.79 |
| Bihar Bijlee Management Board | | | 0.04 |
| Arunachal Power Company Private Ltd | | | |
| Damodar Valley Corporation | | | 0.51 |
| Total (I) | | | 55.84 |
| Total Transmission & Open Acess (K) = H+I | | | 56.69 |
| Gross Power Purchase Cost (L) = G+K | 993.65 | 4.88 | 484.71 |

**Bifurcation of Long Term Power Purchase between fixed cost, variable cost, taxes and other charges is given in attached sheet.**

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

**Annexure 1.10**

(Fig. in Crores)

| Break up of Power purchase cost for the month of Jan-12 | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sl. No. | Station | Fixed Charge | Variable Charges | FPA | Incentive | Other Charges | Income Tax | Total Charges |
| I | **NTPC** | | | | | | | |
| 1 | ANTA GAS | 0.91 | 2.18 | | | 0.16 | 1.05 | 4.30 |
| 2 | AURAIYA GAS | 1.10 | 2.68 | - | | 0.02 | 1.63 | 5.42 |
| 3 | BTPS | 12.13 | 44.32 | - | - | 0.39 | 2.08 | 58.91 |
| 4 | DADRI GAS | 1.38 | 4.56 | | | 0.02 | 3.32 | 9.28 |
| 5 | UNCHAHAR-I | 0.61 | 1.31 | | - | 0.05 | 1.08 | 3.06 |
| 6 | UNCHAHAR-II | 1.40 | 2.63 | | | 0.07 | - | 4.11 |
| 7 | UNCHAHAR-III | 1.14 | 1.61 | | | 0.11 | | 2.86 |
| 8 | FARAKKA | 0.49 | 1.63 | | | 0.01 | 0.51 | 2.63 |
| 9 | KAHALGAON-I | 0.88 | 1.91 | - | | 0.05 | 1.76 | 4.60 |
| 10 | NCPP(dadri 1) | 15.96 | 50.92 | - | | 1.58 | 21.01 | 89.47 |
| 11 | RIHAND-I | 1.92 | 3.14 | - | | 0.04 | 4.32 | 9.41 |
| 12 | RIHAND-II | 3.32 | 4.70 | - | | 0.04 | - | 8.05 |
| 13 | SINGRAULI | 2.16 | 5.22 | | | 0.07 | 2.30 | 9.75 |
| 14 | KAHALGAON-II | 4.53 | 8.20 | - | | | - | 12.73 |
| 15 | TALCHER | | | | | - | - | - |
| 16 | NCPP-II | 26.56 | 47.84 | | | 0.45 | - | 74.85 |
| | Sub total | 74.46 | 182.85 | - | - | 3.07 | 39.05 | 299.43 |
| II | **NHPC** | | | | | | | |
| 1 | BAIRA SIUL | 0.25 | 0.06 | | | | | 0.31 |
| 2 | SALAL | 0.35 | 0.20 | | | | | 0.56 |
| 3 | CHAMERA-I | 0.17 | 0.10 | | | | | 0.28 |
| 4 | TANAKPUR | 0.12 | 0.07 | | | | | 0.18 |
| 5 | URI | 0.59 | 0.27 | | | | | 0.86 |
| 6 | DHAULIGANGA | 0.73 | 0.26 | | | | | 0.99 |
| 7 | CHAMERA-II | 1.07 | 0.30 | | | | | 1.37 |
| 8 | DULHASTI | 3.03 | 1.02 | | | | | 4.05 |
| 9 | SEWA 2 | 0.60 | 0.15 | | | | | 0.76 |
| | Sub Total | 6.92 | 2.43 | - | - | - | - | 9.36 |
| III | **NPC** | | | | | | | |
| 1 | **NAPP** | | 1.25 | | | 0.22 | | 1.46 |
| 2 | **RAPP** | | 5.28 | - | | 0.00 | | 5.28 |
| | RAPP 3&4 | | | | | | | - |
| | RAPP 5&6 | | 5.28 | | | 0.00 | | 5.28 |
| | Sub Total | | 6.53 | - | | 0.22 | - | 6.75 |
| IV | **SJVNL** | 3.14 | (0.51) | | | | | 2.63 |
| V | **THDC** | | | | | | | |
| 1 | Tehri | 2.83 | 2.81 | | | | | 5.64 |
| 2 | KOTESHWAR | 0.81 | 0.76 | | | | | 1.57 |
| | Total THDC | 3.64 | 3.57 | - | - | - | - | 7.21 |
| VI | **Tala HEP** | | 0.10 | | | | | 0.10 |
| VII | **DVC** | | | | | | | |
| 1 | Existing Units | | | | | | | |
| 2 | Mejia Units 6# | 3.99 | 3.18 | 3.98 | | | | 11.15 |
| 3 | CTPS 7 & 8 | 5.25 | 3.58 | | | | | 8.84 |
| | Total DVC | 9.24 | 6.76 | 3.98 | | | - | 19.98 |
| VIII | **Power stations in Delhi** | | | | | | | |
| 1 | Rajghat | 3.92 | 4.85 | 1.18 | | | | 9.95 |
| 2 | GAS TURBINE | 5.30 | 13.41 | 1.73 | | | | 20.44 |
| 3 | Pragati-I | 5.58 | 13.06 | 4.77 | 0.25 | | | 23.68 |
| 4 | Bawana | 3.95 | 9.20 | | | | | 13.15 |
| | Sub Total | 18.75 | 40.52 | 7.68 | 0.25 | - | - | 67.21 |
| IX | **ARAVALI** | | | | | | | |
| 1 | JHAJJAR | | | | | | | - |
| | **Total Long Term Purchase** | **116.15** | **242.26** | **11.67** | **0.25** | **3.29** | **39.05** | **412.67** |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

Annexure 1.11

Details of Power Purchase Statement for the month of February'12

| | February 12 | | |
|---|---|---|---|
| | BRPL | | |
| Particulars/Supplier | Units (MUs) | Average rate per unit (Rs) | Gross Amount (Rs. In crores) |
| Long Term Power Purchases | | | |
| NTPC Ltd. | | | |
| ANTA GAS POWER PROJECT | 5.58 | 4.44 | 2.48 |
| AURAIYA GAS POWER STATION | 7.46 | 4.08 | 3.04 |
| BADARPUR THERMAL POWER STATION | 121.82 | 4.07 | 49.52 |
| DADRI GAS POWER STATION | 11.52 | 3.76 | 4.33 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 1 | 5.69 | 3.05 | 1.74 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 2 | 11.04 | 3.20 | 3.53 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 3 | 6.85 | 3.68 | 2.52 |
| FARAKKA STPS | | | 0.00 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 1 | 7.21 | 3.57 | 2.57 |
| NATIONAL CAPITAL THERMAL POWER | 150.74 | 4.01 | 60.50 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 1 | 22.21 | 1.99 | 4.43 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 2 | 32.27 | 2.17 | 7.01 |
| SINGRAULI STPS | 37.31 | 1.71 | 6.37 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 2 | 27.29 | 3.59 | 9.80 |
| TALCHER | | | |
| DADRI TPS II | 199.12 | 4.09 | 81.52 |
| NHPC Ltd. | | | |
| BAIRASIUL PS | 1.06 | 2.47 | 0.26 |
| SALAL PS | 3.80 | 1.42 | 0.54 |
| CHAMERA I PS | 1.98 | 2.98 | 0.59 |
| TANAKPUR PS | 0.32 | 4.22 | 0.13 |
| URI PS | 4.74 | 2.34 | 1.11 |
| DHAULIGANGA PS | 1.02 | 7.71 | 0.78 |
| CHAMERA II PS | 1.60 | 31.58 | 5.04 |
| SEWA II | 1.90 | 4.78 | 0.91 |
| DULHASTI PS | 1.82 | 8.01 | 1.46 |
| Nuclear Power Corp of India Ltd. Kota | | | |
| UNIT - 3 RAPS | | | 0.11 |
| UNIT - 5 RAPS | 16.35 | 9.96 | 16.28 |
| Damodar Valley Corporation | | | |
| Existing Units | | | - |
| Mejia Units 6 | 24.02 | 3.92 | 9.41 |
| CTPS 7 & 8 | 54.07 | 3.66 | 19.78 |
| Indraprastha Power Generation Co.Ltd | | | |
| IPGCL IP | | | |
| IPGCL RPH | 27.48 | 4.19 | 11.51 |
| IPGCL GTP | 22.69 | 4.77 | 10.84 |
| Tehri Hydro Development Corp. Ltd. | | | |
| Tehri | 10.95 | 4.70 | 5.14 |
| KOTESHWAR | 3.29 | 4.35 | 1.43 |
| Pragati Power Corp.Ltd | | | |
| Pragati-I | 64.75 | 4.29 | 27.78 |
| Bawana | 21.28 | 6.15 | 13.09 |
| Nuclear Power Corp. of India Ltd. Narora | 4.76 | 13.39 | 6.38 |
| Satluj Jal Vidyut Nigam Ltd., | | | 4.96 |
| Tala Power thru PTC | 0.27 | 2.02 | 0.05 |
| Aravali Power Corporation Ltd (Unit 1) | | | |
| Total (A) | 914.23 | 4.12 | 376.95 |
| Bilateral Short term Power Purchase | | | |
| PTC India Ltd | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | |
| Global Energy Private Ltd | | | |
| TATA Power Trading Company Ltd (Maithon Power) | | | |
| Total (B) | - | | - |
| Short term Power Purchase Thru Power Exchange | | | |
| Reliance Ener Trading Ltd. Thru IEX | 1.62 | 3.86 | 0.63 |
| Power Exchange of India Ltd | | | |
| BSES Yamuna Power Ltd (Thru PXIL) | | | |
| Total (C) | 1.62 | 3.86 | 0.63 |

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| Banking Arrangement | | | |
| Shree Cement Limited LOI 583 | | | |
| Shree Cement Limited LOI 632 | | | |
| PTC BATTER LOI 931 939 961 | | | |
| PTC BATTER LOI 629 | | | |
| PTC BATTER LOI 636 | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking LOI 641 | | | |
| Lanco Electric Utility Limited Banking LOI 633 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 632 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 657 | | | |
| PTC BATTER LOI 666 | | | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 658) | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd BARTER LOI 662 672 | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No 6 LOI 12 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 680 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 684 685) | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683 686) | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 709) | | | |
| PTC BATTER LOI 724 | | | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 728 | | | - |
| Global Energy Private Ltd LOI 738 | | | - |
| Total (D) | | | - |
| Intra State Power Purchase | | | |
| North Delhi Power Ltd | 0.02 | 3.91 | 0.01 |
| BSES Yamuna Power Ltd | | | |
| GIPCO Electricity Supply | 0.00 | 3.91 | 0.00 |
| NDMC | 0.01 | 3.91 | 0.01 |
| BSES Rajdhani Power Ltd | | | |
| Provision | 0.05 | | 0.02 |
| Total (E) | 0.08 | 3.91 | 0.03 |
| Other Payment | | | 0.20 |
| Total Power Purchase Cost (F) = A+B+C+D+E + Other Payments | 915.94 | 4.12 | 377.81 |
| UI PURCHASE | | | |
| DELHI TRANSCO LTD SLDC | 44.47 | 3.12 | 13.86 |
| Total Purchase (G) = F+ UI Purchase | 960.41 | 4.08 | 391.67 |
| Open Access Charges | | | |
| PTC India Ltd | | | 0.55 |
| POSOCO | | | 0.42 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | 0.07 |
| Reliance Energy Trading, Ltd | | | 0.47 |
| Lanco Electric Utility Limited | | | |
| Delhi Transco Ltd (SLDC OPEN ACESS) | | | |
| GMR Energy Trading Ltd | | | 0.09 |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd | | | |
| Global Energy Private Ltd | | | - |
| PAWA Power Trading Company Ltd(Marthon) | | | |
| Shree Cement Limited | | | |
| Himachal Pradesh State Electricity Board | | | |
| R Infra | | | |
| Mittal Processors Pvt limited | | | 0.72 |
| Total (H) | | | 2.33 |
| Transmission Charges | | | |
| Power Grid Corp of India Ltd | | | 16.56 |
| PTC India Ltd | | | |
| Delhi Transco Ltd | | | 30.56 |
| Bhakra Beas Management Board | | | 0.04 |
| Aravali Power Company Private Ltd | | | |
| Dadanda Vallabh Corporation | | | 0.75 |
| Total (I) | | | 47.91 |
| Total Transmission & Open Acess (K) = H+I | | | 50.24 |
| Gross Power Purchase Cost (L) = G+K | 960.41 | 4.60 | 441.90 |

Bifurcation of Long Term Power Purchase between fixed cost, variable cost, taxes and other charges is given in attached sheet.

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

**Annexure 1.11**

(Fig. in Crores)

| Break up of Power purchase cost for the month of Feb-12 | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sl. No. | Station | Fixed Charge | Variable Charges | FPA | Incentive | Other Charges | Income Tax | Total Charges |
| I | **NTPC** | | | | | | | |
| 1 | ANTA GAS | 0.83 | 1.45 | - | | 0.20 | - | 2.48 |
| 2 | AURAIYA GAS | 1.01 | 2.01 | - | | 0.03 | - | 3.04 |
| 3 | BTPS | 11.46 | 37.60 | | | 0.46 | - | 49.52 |
| 4 | DADRI GAS | 1.21 | 3.09 | | - | 0.03 | - | 4.33 |
| 5 | UNCHAHAR-I | 0.58 | 1.10 | | | 0.06 | | 1.74 |
| 6 | UNCHAHAR-II | 1.31 | 2.13 | | | 0.09 | - | 3.53 |
| 7 | UNCHAHAR-III | 1.07 | 1.32 | - | - | 0.13 | - | 2.52 |
| 8 | FARAKKA | | | | | 0.00 | - | 0.00 |
| 9 | KAHALGAON-I | 0.64 | 1.87 | - | | 0.06 | - | 2.57 |
| 10 | NCPP(dadri 1) | 15.08 | 43.77 | | | 1.65 | | 60.50 |
| 11 | RIHAND-I | 1.87 | 2.51 | | - | 0.05 | - | 4.43 |
| 12 | RIHAND-II | 3.09 | 3.87 | | | 0.05 | - | 7.01 |
| 13 | SINGRAULI | 2.00 | 4.28 | | | 0.09 | - | 6.37 |
| 14 | KAHALGAON-II | 3.11 | 6.69 | | - | 0.00 | - | 9.80 |
| 15 | TALCHER | | | | | | - | - |
| 16 | NCPP-II | 30.67 | 50.27 | | - | 0.58 | - | 81.52 |
| | Sub total | 73.93 | 161.95 | | | 3.49 | - | 239.37 |
| II | **NHPC** | | | | | | | |
| 1 | BAIRA SIUL | 0.19 | 0.07 | | | | | 0.26 |
| 2 | SALAL | 0.37 | 0.16 | | | | | 0.54 |
| 3 | CHAMERA-I | 0.42 | 0.17 | | | | | 0.59 |
| 4 | TANAKPUR | 0.10 | 0.03 | | | | | 0.13 |
| 5 | URI | 0.76 | 0.35 | | | | | 1.11 |
| 6 | DHAULIGANGA | 0.64 | 0.14 | | | | | 0.78 |
| 7 | CHAMERA-II | 3.83 | 2.90 | | | 1.16 | (2.85) | 5.04 |
| 8 | DULHASTI | 0.92 | 0.54 | | | | | 1.46 |
| 9 | SEWA 2 | 0.65 | 0.26 | | | | | 0.91 |
| | Sub Total | 7.89 | 4.62 | | | 1.16 | (2.85) | 10.82 |
| III | **NPC** | | | | | | | |
| 1 | **NAPP** | | 6.05 | | | 0.34 | (0.01) | 6.38 |
| 2 | **RAPP** | | 17.43 | | | 0.03 | (1.07) | 16.39 |
| | RAPP 3&4 | | 0.16 | | | 0.02 | (0.07) | 0.11 |
| | RAPP 5&6 | | 17.27 | | | 0.01 | (1.00) | 16.28 |
| | Sub Total | | 23.48 | - | - | 0.37 | (1.08) | 22.77 |
| IV | **SJVNL** | 3.03 | | | | | 1.92 | 4.96 |
| V | **THDC** | | | | | | | |
| 1 | Tehri | 2.41 | 2.74 | | | | | 5.14 |
| 2 | KOTESHWAR | 0.72 | 0.72 | | | | | 1.43 |
| | Total THDC | 3.12 | 3.45 | | - | | | 6.58 |
| VI | **Tala HEP** | | 0.05 | | | | | 0.05 |
| VII | **DVC** | | | | | | | |
| 1 | Existing Units | | | | | | | - |
| 2 | Mejia Units 6# | 3.43 | 2.65 | 3.33 | | | | 9.41 |
| 3 | CTPS 7 & 8 | 11.76 | 8.03 | | | | | 19.78 |
| | Total DVC | 15.19 | 10.68 | 3.33 | | | - | 29.20 |
| VIII | **Power stations in Delhi** | | | | | | | |
| 1 | Rajghat | 4.92 | 6.70 | 0.89 | | | | 11.51 |
| 2 | GAS TURBINE | 5.30 | 6.91 | (1.37) | | | | 10.84 |
| 3 | Pragati-I | 5.58 | 12.05 | 2.26 | 0.20 | | 7.67 | 27.78 |
| 4 | Bawana | 3.76 | 9.33 | | | | | 13.09 |
| | Sub Total | 18.56 | 34.99 | 1.78 | 0.20 | - | 7.67 | 63.21 |
| IX | **ARAVALI** | | | | | | | |
| 1 | JHAJJAR | | | | | | | - |
| | **Total Long Term Purchase** | **121.72** | **239.23** | **5.11** | **0.20** | **5.02** | **5.66** | **376.95** |

DELHI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

Annexure 1.12

Details of Power Purchase Statement for the month of March'12

| | March-12 | | |
|---|---|---|---|
| | BRPL | | |
| Particulars/Supplier | Units (MUs) | Average rate per unit (Rs) | Gross Amount (Rs. In crores) |
| Long Term Power Purchases | | | |
| NTPC Ltd. | | | |
| ANTA GAS POWER PROJECT | 7.84 | 3.58 | 2.80 |
| AURAIYA GAS POWER STATION | 6.79 | 4.04 | 2.75 |
| BADARPUR THERMAL POWER STATION | 129.17 | 4.59 | 59.28 |
| DADRI GAS POWER STATION | 16.21 | 3.49 | 5.66 |
| FEROZE GANDHI UNCHAHAR TPS 1 | 6.30 | 3.38 | 2.13 |
| FEROZI GANDHI UNCHAHAR TPS 2 | 12.35 | 3.59 | 4.43 |
| FEROZI GANDHI UNCHAHAR TPS 3 | 7.61 | 3.96 | 3.02 |
| FARAKKA STPS | 3.69 | 4.44 | 1.64 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 1 | 12.00 | 3.77 | 4.53 |
| NATIONAL CAPITAL THERMAL POWER | 159.84 | 3.93 | 62.88 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 1 | 28.63 | 1.94 | 5.55 |
| RIHAND THERMAL POWER STATION 2 | 37.69 | 2.09 | 7.88 |
| SINGRAULI STPS | 45.19 | 2.00 | 9.04 |
| KAHALGAON THERMAL POWER STATION 2 | 38.99 | 3.00 | 11.70 |
| TALCHER | | | |
| DADRI TPS II | 200.17 | 3.97 | 79.45 |
| NHPC Ltd. | | | |
| BAIRASIUL PS | (0.01) | (786.25) | 1.00 |
| SALAL PS | (0.00) | (2,643,057.50) | 0.53 |
| CHAMERA I PS | (0.04) | (192.31) | 0.76 |
| TANAKPUR PS | (0.63) | (1.47) | 0.09 |
| URI PS | (0.03) | (379.80) | 1.21 |
| DHAULIGANGA PS | (0.33) | (58.84) | 1.96 |
| CHAMERA II PS | (0.00) | (103,102,836.00) | 10.31 |
| SEWA II | (0.08) | (342.63) | 2.77 |
| DULHASTI PS | (0.02) | (3,087.77) | 6.72 |
| Nuclear Power Corp of India Ltd Kota | | | |
| UNIT 3 RAPS | | | |
| UNIT 5 RAPS | 17.44 | 3.42 | 5.96 |
| Damodar Valley Corporation | | | |
| Existing Units | | | |
| Mejia Units 6 | 28.75 | 3.91 | 11.23 |
| CTPS 7 & 8 | 73.34 | 3.85 | 28.24 |
| Indraprastha Power Generation Co.Ltd. | | | |
| IPGCL TPS | | | |
| IPGCL TPH | 27.03 | 3.81 | 10.29 |
| IPGCL GTP | 26.05 | 4.33 | 11.29 |
| Tehri Hydro Development Corp. Ltd. | | | |
| Tehri | 9.94 | 6.26 | 6.23 |
| KOTESHWAR | 3.27 | 4.69 | 1.54 |
| Pragati Power Corp.Ltd | | | |
| Pragati I | 69.21 | 2.84 | 19.64 |
| Pragati III | 11.35 | 8.39 | 9.52 |
| Nuclear Power Corp of India Ltd. Narora | 9.30 | 2.44 | 2.27 |
| Satluj Jal Vidyut Nigam Ltd., | | | 4.69 |
| Tala Power thru PTC | 0.40 | 2.02 | 0.08 |
| Aravali Power Corporation Ltd (Unit 1) | | | (2.68) |
| Total (A) | 987.42 | 4.01 | 396.40 |
| Bilateral Short term Power Purchase | | | |
| PTC India Ltd | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd | | | - |
| Global Energy Private Ltd | | | |
| MTA Power Trading Company Ltd (Maithon Power) | | | - |
| Total (B) | | | - |
| Short term Power Purchase Thru Power Exchange | | | |
| Tata Energy Trading Ltd Thru IEX | | | |
| Jaiprakash Associates Ltd | | | |
| PSA Energy Trading Ltd (Thru PXIL) | | | |
| Total (C) | - | | |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| anking Arrangement | | | |
| [illegible] Limited LOI 583 | | | |
| [illegible] Limited LOI 582 | | | |
| PTC BARTER LOI 931 939 961 | 6.00 | 4.04 | 2.42 |
| PTC BARTER LOI 625 | | | |
| PTC BARTER LOI 636 | | | |
| PTC BARTER LOI 644 | | | |
| GMR Energy Trading Ltd Banking LOI 641 | | | |
| Lanco Electric Utility Limited Banking LOI 633 | | | |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 632 | | | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 657 | | | |
| PTC BARTER LOI 666 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 658) | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd BARTER LOI 662 677 | | | |
| [illegible] Processors Pvt limited LOI 661 | | | |
| [illegible] Trading Ltd Banking Agreement No 6 11 12 | | | |
| [illegible] Vyapar Nigam Ltd BARTER LOI 680 | | | |
| [illegible] Private Ltd Banking LOI 684 685 | | | |
| Little [illegible] Processors Pvt limited LOI 678 | | | |
| Little [illegible] Processors Pvt limited LOI 687 | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683 686) | | | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 709) | | | |
| PTC BARTER LOI 724 | | | - |
| Jittal Processors Pvt limited LOI 721 728 | | | - |
| Global Energy Private Ltd LOI 738 | | | |
| otal (D) | 6.00 | 4.04 | 2.42 |
| | | | |
| otra State Power Purchase | | | |
| [illegible] dhi Power Ltd | | | |
| [illegible] onal Power Ltd | | | |
| [illegible] Supply | 0.01 | 4.56 | 0.01 |
| MC | 0.02 | 4.56 | 0.01 |
| [illegible] SR [illegible] ar Power Ltd | | | |
| [illegible] | 0.00 | | 0.00 |
| otal C [illegible] | 0.04 | 4.56 | 0.02 |
| | | | |
| [illegible] | | | 51.12 |
| | | | |
| otal Power Purchase Cost (F) = A+B+C+D+E + Other Payments | 993.46 | 4.53 | 449.96 |
| | | | |
| | | | |
| UPURCHASE | | | |
| [illegible] TRANSCO LTD (SLDC) | 30.51 | 3.14 | 9.58 |
| | | | |
| [illegible] urchase (G) = F+UI Purchase | 1,023.97 | 4.49 | 459.54 |
| | | | |
| en [illegible] ccess Charges | | | |
| [illegible] In [illegible] Ltd | | | 0.78 |
| SOC [illegible] | | | 0.96 |
| [illegible] PC [illegible] Vyapar Nigam Ltd. | | | 0.18 |
| [illegible] liance Energy Trading Ltd | | | 0.38 |
| [illegible] ance Electric Utility Limited | | - | |
| [illegible] delhi [illegible] ansco Ltd (SLDC OPEN ACESS) | | | |
| [illegible] MR Energy Trading Ltd | | | 0.21 |
| [illegible] nowledge Infrastructure System Pvt Ltd | | | - |
| [illegible] Global Energy Private Ltd | | | |
| [illegible] PTC Power Trading Company Ltd(Maithon) | | | |
| [illegible] [illegible] opment Limited | | | |
| [illegible] [illegible] Punjab State Electricity Board | | | |
| [illegible] GRID | | | |
| [illegible] [illegible] Processors Pvt limited | | | 0.03 |
| | | | |
| [illegible] [illegible] | | | 2.53 |
| | | | |
| ransmission Charges | | | |
| [illegible] wer Grid Corporation of India Ltd | | | 19.74 |
| [illegible] PC India Ltd | | | |
| [illegible] Pvt Limited [illegible] | | | 39.44 |
| [illegible] nakshya Management Board | | | 0.04 |
| [illegible] [illegible] Power Company Private Ltd | | | - |
| [illegible] [illegible] Valley Corporation | | | 0.98 |
| | | | |
| [illegible] al | | | 60.20 |
| | | | |
| [illegible] Transmission & Open Acess (K) = H+I | - | | 62.73 |
| | | | |
| ss Power Purchase Cost (L) = G+K | 1,023.97 | 5.10 | 522.27 |

ification of Long Term Power Purchase between fixed cost, variable cost, taxes and her charges is given in attached sheet.

**Annexure 1.12**

(Rs. in Crores)

| Break up of Power purchase cost for the month of Mar-12 | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sl. No. | Station | Fixed Charge | Variable Charges | FPA | Incentive | Other Charges | Income Tax | Total Charges |
| I | **NTPC** | | | | | | | |
| 1 | ANTA GAS | 0.86 | 1.92 | - | | 0.02 | - | 2.80 |
| 2 | AURAIYA GAS | 0.88 | 1.87 | | | 0.01 | | 2.75 |
| 3 | BTPS | 12.31 | 46.96 | - | | 0.01 | - | 59.28 |
| 4 | DADRI GAS | 1.33 | 4.32 | | | 0.01 | - | 5.66 |
| 5 | UNCHAHAR-I | 0.61 | 1.56 | - | | (0.03) | | 2.13 |
| 6 | UNCHAHAR-II | 1.39 | 3.05 | | | (0.01) | | 4.43 |
| 7 | UNCHAHAR-III | 1.13 | 1.88 | | | 0.01 | - | 3.02 |
| 8 | FARAKKA | 0.50 | 1.18 | - | | (0.05) | | 1.64 |
| 9 | KAHALGAON-I | 1.30 | 3.23 | - | | (0.00) | | 4.53 |
| 10 | NCPP(dadri 1) | 16.15 | 46.67 | | | 0.07 | | 62.88 |
| 11 | RIHAND-I | 2.16 | 3.37 | | | 0.02 | | 5.55 |
| 12 | RIHAND-II | 3.26 | 4.57 | | | 0.05 | | 7.88 |
| 13 | SINGRAULI | 2.27 | 6.73 | | | 0.04 | | 9.04 |
| 14 | KAHALGAON-II | 2.89 | 8.81 | | | 0.00 | - | 11.70 |
| 15 | TALCHER | | | | | | | - |
| 16 | NCPP-II | 27.61 | 51.85 | | | (0.01) | | 79.45 |
| | Sub total | 74.65 | 187.96 | - | - | 0.14 | - | 262.75 |
| II | **NHPC** | | | | | | | |
| 1 | BAIRA SIUL | 0.25 | 0.75 | | | | | 1.00 |
| 2 | SALAL | 0.53 | 0.00 | | | | | 0.53 |
| 3 | CHAMERA-I | 0.47 | 0.27 | | | 0.01 | | 0.76 |
| 4 | TANAKPUR | 0.11 | (0.01) | | | | | 0.09 |
| 5 | URI | 1.21 | (0.00) | | | | | 1.21 |
| 6 | DHAULIGANGA | 0.70 | 1.27 | | | 0.00 | | 1.96 |
| 7 | CHAMERA-II | 1.07 | 9.27 | | | 0.02 | | 10.31 |
| 8 | DULHASTI | 2.89 | 3.82 | | | (0.00) | | 6.72 |
| 9 | SEWA 2 | 1.18 | 1.45 | | | 0.13 | | 2.77 |
| | Sub Total | 8.36 | 16.83 | - | - | 0.16 | - | 25.36 |
| III | **NPC** | | | | | | | |
| 1 | **NAPP** | | 2.20 | | | 0.06 | | 2.27 |
| 2 | **RAPP** | | 5.94 | | | 0.02 | | 5.96 |
| | RAPP 3&4 | | | | | | | - |
| | RAPP 5&6 | | 5.94 | | | 0.02 | | 5.96 |
| | Sub Total | | 8.15 | | | 0.08 | | 8.23 |
| IV | **SJVNL** | 3.43 | | | | | 1.25 | 4.69 |
| V | **THDC** | | | | | | | |
| 1 | Tehri | 1.94 | 2.49 | | | | 1.80 | 6.23 |
| 2 | KOTESHWAR | 0.82 | 0.71 | | | | | 1.54 |
| | Total THDC | 2.76 | 3.20 | | | - | 1.80 | 7.76 |
| VI | **Tala HEP** | | 0.08 | | | | | 0.08 |
| VII | **DVC** | | | | | | | |
| 1 | Existing Units | | | | | | | - |
| 2 | Mejia Units 6# | 4.07 | 3.18 | 3.98 | | | | 11.23 |
| 3 | CTPS 7 & 8 | 17.35 | 10.89 | | | | | 28.24 |
| | Total DVC | 21.43 | 14.06 | 3.98 | - | - | - | 39.47 |
| VIII | **Power stations in Delhi** | | | | | | | |
| 1 | Rajghat | 2.82 | 6.59 | 0.88 | | | | 10.29 |
| 2 | GAS TURBINE | 5.30 | 7.83 | (1.83) | | | | 11.29 |
| 3 | Pragati-I | 5.58 | 12.86 | 0.98 | 0.22 | | | 19.64 |
| 4 | Bawana | 4.58 | 4.94 | | | | | 9.52 |
| | Sub Total | 18.29 | 32.22 | 0.02 | 0.22 | | | 50.74 |
| IX | **ARAVALI** | | | | | | | |
| 1 | JHAJJAR | (3.68) | 1.00 | | | | | (2.68) |
| | **Total Long Term Purchase** | **125.24** | **263.50** | **4.01** | **0.22** | **0.38** | **3.06** | **396.40** |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Annexure 2

**BSES Rajdhani Power Limited**
**Details of Bulk Power Sales Statement for the period April'11 to March'12**

| Particulars/Suppliers | Units (MUs) | Rs/Unit | Amount (Rs in crores) |
|---|---|---|---|
| **Bulk Sale of Power** | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | 32.03 | 4.85 | 15.54 |
| Global Energy Private Ltd | 39.68 | 3.55 | 14.07 |
| R-Infra | 0.82 | 3.35 | 0.28 |
| Mittal Processors Pvt limited | 3.10 | 4.14 | 1.28 |
| **Total (A)** | **75.63** | **4.12** | **31.17** |
| **Short term Power Sale Thru Power Exchange** | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 931.33 | 2.78 | 258.52 |
| Power Exchange of India Ltd | 72.84 | 3.15 | 22.94 |
| BSES Yamuna Power Ltd (SALE THRU PXIL) | - | - | - |
| **Total (B)** | **1,004.16** | **2.80** | **281.46** |
| **Banking Arrangement** | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | 0.38 | 3.44 | 0.13 |
| PTC BATTER LOI 724 | 59.04 | 4.28 | 25.28 |
| PTC BATTER LOI 625 | 10.42 | 3.81 | 3.97 |
| PTC BATTER LOI 636 | 0.89 | 3.81 | 0.34 |
| PTC BATTER LOI 666 & 653 | 30.87 | 3.85 | 11.89 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 908 | 9.60 | 4.00 | 3.84 |
| Lanco Electric Utility Limited Barter LOI 633 | 8.79 | 4.00 | 3.51 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 | 49.92 | 4.00 | 19.97 |
| Himachal Pardesh State Electricity Board BARTER new FORWARD | 0.02 | 4.00 | 0.01 |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No. 6/11-12 | 40.37 | 4.00 | 16.15 |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. LOI 676 | 3.94 | 4.00 | 1.58 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 613 | 25.10 | 4.00 | 10.04 |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 448) | 46.46 | 3.81 | 17.70 |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683) | 3.78 | 3.81 | 1.44 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 657 | 5.32 | 4.00 | 2.13 |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 083 | 19.60 | 3.37 | 6.60 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 680 | 38.36 | 3.81 | 14.61 |
| Shree Cement Limited LOI 453 | 39.80 | 3.74 | 14.88 |
| Shree Cement Limited LOI 583 | 54.68 | 3.69 | 20.16 |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 658) | 21.64 | 3.81 | 8.24 |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 684) | 23.22 | 3.81 | 8.84 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | 4.05 | 3.81 | 1.54 |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 677/634 | 287.84 | 3.33 | 95.95 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | 36.15 | 3.73 | 13.49 |
| Shree Cement Limited LOI 652 | 17.80 | 3.81 | 6.79 |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 709) | 11.96 | 4.00 | 4.78 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | 148.68 | 3.81 | 56.64 |
| **Total (C)** | **998.69** | **3.71** | **370.50** |
| **INTRATATE SALE** | | | |
| G.E (U) Electricty Supply | 0.64 | 3.83 | 0.24 |
| NDMC | 2.74 | 3.50 | 0.96 |
| North Delhi Power Ltd | 8.46 | 3.82 | 3.23 |
| BSES Yamuna Power Ltd | 0.09 | 3.70 | 0.03 |
| **Total (D)** | **11.93** | **3.75** | **4.47** |
| **UI Sale (E)** | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | 302.97 | 2.82 | 85.58 |
| **Total Sale (A+B+C+D+E)** | **2,393.38** | **3.23** | **773.18** |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Annexure 2.1**

**Details of Bulk Power Sales Statement for the month of April'11**

| Particulars/Suppliers | Apr-11 | | |
|---|---|---|---|
| | Units (MUs) | Rs/Unit | Amount (Rs in crores) |
| **Bulk Sale of Power** | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | 33.66 | 4.85 | 16.33 |
| Global Energy Private Ltd | 39.68 | 3.55 | 14.07 |
| R-Infra | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited | - | - | - |
| **Total (A)** | **73.34** | **4.15** | **30.40** |
| **Short term Power Sale Thru Power Exchange** | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 114.58 | 3.05 | 34.93 |
| Power Exchange of India Ltd | 14.69 | 3.06 | 4.50 |
| BSES Yamuna Power Ltd (SALE THRU PXIL) | - | - | - |
| **Total (B)** | **129.27** | **3.05** | **39.43** |
| **Banking Arrangement** | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 724 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 625 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 636 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 666 & 653 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 908 | - | - | - |
| Lanco Electric Utility Limited Barter LOI 633 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 | - | - | - |
| Himachal Pardesh State Electricity Board BARTER new FORWARD | 0.02 | 4.00 | 0.01 |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No. 6/11-12 | - | - | - |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. LOI 676 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 613 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 448) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683) | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 657 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 083 | 5.66 | 4.00 | 2.26 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 680 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 453 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 583 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 658) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 684) | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 677/634 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 652 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 709) | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | - | - | - |
| **Total (C)** | **5.68** | **4.00** | **2.27** |
| **INTRATATE SALE** | | | |
| G.E (U) Electricty Supply | - | - | - |
| NDMC | 0.00 | 3.94 | 0.00 |
| North Delhi Power Ltd | - | - | - |
| BSES Yamuna Power Ltd | 0.00 | 3.94 | 0.00 |
| **Total (D)** | **0.00** | **3.94** | **0.00** |
| **UI Sale (E)** | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | 73.27 | 2.90 | 21.27 |
| **Total Sale (A+B+C+D+E)** | **281.56** | **3.32** | **93.37** |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Annexure 2.2**

**Details of Bulk Power Sales Statement for the month of May'11**

| Particulars/Suppliers | May-11 | | |
|---|---|---|---|
| | Units (MUs) | Rs/Unit | Amount (Rs in crores) |
| **Bulk Sale of Power** | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | (1.63) | 4.85 | (0.79) |
| Global Energy Private Ltd | - | - | - |
| R-Infra | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited | - | - | - |
| **Total (A)** | **(1.63)** | **4.85** | **(0.79)** |
| **Short term Power Sale Thru Power Exchange** | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 63.86 | 2.31 | 14.76 |
| Power Exchange of India Ltd | 0.05 | 2.05 | 0.01 |
| BSES Yamuna Power Ltd (SALE THRU PXIL) | - | - | - |
| **Total (B)** | **63.92** | **2.31** | **14.77** |
| **Banking Arrangement** | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 724 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 625 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 636 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 666 & 653 | - | - | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 908 | - | - | - |
| Lanco Electric Utility Limited Barter LOI 633 | 8.79 | 4.00 | 3.51 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 | - | - | - |
| Himachal Pardesh State Electricity Board BARTER new FORWARD | - | - | - |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No. 6/11-12 | - | - | - |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. LOI 676 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 613 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 448) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683) | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 657 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 083 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 680 | | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 453 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 583 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 658) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 684) | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 677/634 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 652 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 709) | | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | - | - | - |
| **Total (C)** | **8.79** | **4.00** | **3.51** |
| **INTRATATE SALE** | | | |
| G.E (U) Electricty Supply | 0.00 | 3.77 | 0.00 |
| NDMC | 0.21 | 3.77 | 0.08 |
| North Delhi Power Ltd | 0.08 | 3.77 | 0.03 |
| BSES Yamuna Power Ltd | 0.01 | 3.77 | 0.00 |
| **Total (D)** | **0.30** | **3.77** | **0.11** |
| **UI Sale (E)** | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | 54.84 | 2.03 | 11.15 |
| **Total Sale (A+B+C+D+E)** | **126.22** | **2.28** | **28.76** |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Annexure 2.3**

**Details of Bulk Power Sales Statement for the month of June'11**

| Particulars/Suppliers | Jun-11 | | |
|---|---|---|---|
| | Units (MUs) | Rs/Unit | Amount (Rs in crores) |
| **Bulk Sale of Power** | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd | - | - | - |
| R-Infra | 0.82 | 3.35 | 0.28 |
| Mittal Processors Pvt limited | - | - | - |
| **Total (A)** | **0.82** | **3.35** | **0.28** |
| **Short term Power Sale Thru Power Exchange** | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 78.90 | 2.33 | 18.42 |
| Power Exchange of India Ltd | 7.35 | 2.60 | 1.91 |
| BSES Yamuna Power Ltd (SALE THRU PXIL) | - | - | - |
| **Total (B)** | **86.24** | **2.36** | **20.33** |
| **Banking Arrangement** | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 724 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 625 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 636 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 666 & 653 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 908 | - | - | - |
| Lanco Electric Utility Limited Barter LOI 633 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 | - | - | - |
| Himachal Pardesh State Electricity Board BARTER new FORWARD | - | - | - |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No. 6/11-12 | - | - | - |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. LOI 676 | 3.94 | 4.00 | 1.58 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 613 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 448) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683) | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 657 | 5.32 | 4.00 | 2.13 |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 083 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 680 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 453 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 583 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 658) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 684) | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 677/634 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 652 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 709) | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | - | - | - |
| **Total (C)** | **9.26** | **4.00** | **3.70** |
| **INTRATATE SALE** | | | |
| G.E (U) Electricty Supply | - | - | - |
| NDMC | 0.23 | 3.97 | 0.09 |
| North Delhi Power Ltd | 0.21 | 3.97 | 0.08 |
| BSES Yamuna Power Ltd | - | - | - |
| **Total (D)** | **0.45** | **3.97** | **0.18** |
| **UI Sale (E)** | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | 19.36 | 3.64 | 7.06 |
| **Total Sale (A+B+C+D+E)** | **116.13** | **2.72** | **31.54** |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Annexure 2.4**

**Details of Bulk Power Sales Statement for the month of July'11**

| Particulars/Suppliers | Jul-11 | | |
|---|---|---|---|
| | Units (MUs) | Rs/Unit | Amount (Rs in crores) |
| **Bulk Sale of Power** | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd | - | - | - |
| R-Infra | | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited | 3.10 | 4.14 | 1.28 |
| **Total (A)** | **3.10** | **4.14** | **1.28** |
| **Short term Power Sale Thru Power Exchange** | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 206.62 | 2.73 | 56.37 |
| Power Exchange of India Ltd | 22.50 | 3.52 | 7.91 |
| BSES Yamuna Power Ltd (SALE THRU PXIL) | - | - | - |
| **Total (B)** | **229.12** | **2.81** | **64.28** |
| **Banking Arrangement** | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 724 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 625 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 636 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 666 & 653 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 908 | - | - | - |
| Lanco Electric Utility Limited Barter LOI 633 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 | - | - | - |
| Himachal Pardesh State Electricity Board BARTER new FORWARD | - | - | - |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No. 6/11-12 | - | - | - |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. LOI 676 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 613 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 448) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683) | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 657 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 083 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 680 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 453 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 583 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 658) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 684) | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 677/634 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 652 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 709) | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | - | - | - |
| **Total (C)** | - | - | - |
| **INTRATATE SALE** | | | |
| G.E (U) Electricty Supply | 0.01 | 3.87 | 0.00 |
| NDMC | 0.57 | 3.87 | 0.22 |
| North Delhi Power Ltd | 0.17 | 3.87 | 0.06 |
| BSES Yamuna Power Ltd | - | - | - |
| **Total (D)** | **0.75** | **3.87** | **0.29** |
| **UI Sale (E)** | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | 90.46 | 3.01 | 27.24 |
| **Total Sale (A+B+C+D+E)** | **323.42** | **2.88** | **93.09** |

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Annexure 2.5**

**Details of Bulk Power Sales Statement for the month of August'11**

| Particulars/Suppliers | Aug-11 | | |
|---|---|---|---|
| | Units (MUs) | Rs/Unit | Amount (Rs in crores) |
| **Bulk Sale of Power** | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd | - | - | - |
| R-Infra | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited | - | - | - |
| **Total (A)** | - | - | - |
| **Short term Power Sale Thru Power Exchange** | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 138.97 | 2.60 | 36.19 |
| Power Exchange of India Ltd | 3.29 | 3.39 | 1.12 |
| BSES Yamuna Power Ltd (SALE THRU PXIL) | - | - | - |
| **Total (B)** | **142.27** | **2.62** | **37.31** |
| **Banking Arrangement** | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 724 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 625 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 636 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 666 & 653 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 908 | - | - | - |
| Lanco Electric Utility Limited Barter LOI 633 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 | - | - | - |
| Himachal Pardesh State Electricity Board BARTER new FORWARD | - | - | - |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No. 6/11-12 | - | - | - |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. LOI 676 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 613 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 448) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683) | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 657 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 083 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 680 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 453 | 19.90 | 4.00 | 7.96 |
| Shree Cement Limited LOI 583 | 19.39 | 4.00 | 7.75 |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 658) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 684) | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 677/634 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 652 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 709) | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | - | - | - |
| **Total (C)** | **39.29** | **4.00** | **15.72** |
| **INTRATATE SALE** | | | |
| G.E (U) Electricty Supply | - | - | - |
| NDMC | 0.27 | 3.86 | 0.10 |
| North Delhi Power Ltd | 0.64 | 3.86 | 0.25 |
| BSES Yamuna Power Ltd | 0.02 | 3.86 | 0.01 |
| **Total (D)** | **0.93** | **3.86** | **0.36** |
| **UI Sale (E)** | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | 24.87 | 2.83 | 7.03 |
| **Total Sale (A+B+C+D+E)** | **207.35** | **2.91** | **60.41** |

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Annexure 2.6**

**Details of Bulk Power Sales Statement for the month of September'11**

| Particulars/Suppliers | Sep-11 | | |
|---|---|---|---|
| | Units (MUs) | Rs/Unit | Amount (Rs in crores) |
| **Bulk Sale of Power** | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd | - | - | - |
| R-Infra | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited | - | - | - |
| **Total (A)** | - | - | - |
| **Short term Power Sale Thru Power Exchange** | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 40.78 | 2.92 | 11.89 |
| Power Exchange of India Ltd | 0.38 | 4.43 | 0.17 |
| BSES Yamuna Power Ltd (SALE THRU PXIL) | - | - | - |
| **Total (B)** | **41.16** | **2.93** | **12.06** |
| **Banking Arrangement** | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 724 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 625 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 636 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 666 & 653 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 908 | - | - | - |
| Lanco Electric Utility Limited Barter LOI 633 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 | - | - | - |
| Himachal Pardesh State Electricity Board BARTER new FORWARD | - | - | - |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No. 6/11-12 | - | - | - |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. LOI 676 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 613 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 448) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683) | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 657 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 083 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 680 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 453 | 19.90 | 3.48 | 6.92 |
| Shree Cement Limited LOI 583 | 35.30 | 3.51 | 12.41 |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 658) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 684) | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 677/634 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 652 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 709) | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | - | - | - |
| **Total (C)** | **55.20** | **3.50** | **19.32** |
| **INTRATATE SALE** | | | |
| G.E (U) Electricty Supply | 0.05 | 3.05 | 0.02 |
| NDMC | 1.13 | 3.05 | 0.34 |
| North Delhi Power Ltd | 0.87 | 3.05 | 0.26 |
| BSES Yamuna Power Ltd | - | - | - |
| **Total (D)** | **2.05** | **3.05** | **0.62** |
| **UI Sale (E)** | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | 8.74 | 5.74 | 5.02 |
| **Total Sale (A+B+C+D+E)** | **107.15** | **3.46** | **37.03** |

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Annexure 2.7**

**Details of Bulk Power Sales Statement for the month of October'11**

| Particulars/Suppliers | Oct-11 | | |
|---|---|---|---|
| | Units (MUs) | Rs/Unit | Amount (Rs in crores) |
| **Bulk Sale of Power** | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd | - | - | - |
| R-Infra | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited | - | - | - |
| **Total (A)** | - | - | - |
| **Short term Power Sale Thru Power Exchange** | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 41.89 | 3.92 | 16.43 |
| Power Exchange of India Ltd | 1.19 | 4.70 | 0.56 |
| BSES Yamuna Power Ltd (SALE THRU PXIL) | - | - | - |
| **Total (B)** | **43.08** | **3.94** | **16.99** |
| **Banking Arrangement** | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 724 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 625 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 636 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 666 & 653 | 30.87 | 3.85 | 11.89 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 908 | - | - | - |
| Lanco Electric Utility Limited Barter LOI 633 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 | - | - | - |
| Himachal Pardesh State Electricity Board BARTER new FORWARD | - | - | - |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No. 6/11-12 | - | - | - |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. LOI 676 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 613 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 448) | 40.55 | 4.00 | 16.22 |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683) | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 657 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 083 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 680 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 453 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 583 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 658) | 21.64 | 3.81 | 8.24 |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 684) | 6.77 | 4.00 | 2.71 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 677/634 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 652 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 709) | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | - | - | - |
| **Total (C)** | **99.83** | **3.91** | **39.06** |
| **INTRATATE SALE** | | | |
| G.E (U) Electricty Supply | 0.29 | 3.64 | 0.11 |
| NDMC | 0.31 | 3.64 | 0.11 |
| North Delhi Power Ltd | 3.10 | 3.64 | 1.13 |
| BSES Yamuna Power Ltd | 0.06 | 3.64 | 0.02 |
| **Total (D)** | **3.77** | **3.64** | **1.37** |
| **UI Sale (E)** | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | 7.52 | 1.17 | 0.88 |
| **Total Sale (A+B+C+D+E)** | **154.20** | **3.78** | **58.30** |

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Annexure 2.8**

**Details of Bulk Power Sales Statement for the month of November'11**

| Particulars/Suppliers | Nov-11 | | |
|---|---|---|---|
| | Units (MUs) | Rs/Unit | Amount (Rs in crores) |
| **Bulk Sale of Power** | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd | - | - | - |
| R-Infra | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited | - | - | - |
| **Total (A)** | - | - | - |
| **Short term Power Sale Thru Power Exchange** | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 24.55 | 3.62 | 8.88 |
| Power Exchange of India Ltd | 1.52 | 3.41 | 0.52 |
| BSES Yamuna Power Ltd (SALE THRU PXIL) | - | - | - |
| **Total (B)** | **26.07** | **3.60** | **9.40** |
| **Banking Arrangement** | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 724 | - | - | 1.66 |
| PTC BATTER LOI 625 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 636 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 666 & 653 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 908 | - | - | - |
| Lanco Electric Utility Limited Barter LOI 633 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 | - | - | - |
| Himachal Pardesh State Electricity Board BARTER new FORWARD | - | - | - |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No. 6/11-12 | - | - | - |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. LOI 676 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 613 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 448) | 5.90 | 2.50 | 1.48 |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683) | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 657 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 083 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 680 | 9.18 | 4.00 | 3.67 |
| Shree Cement Limited LOI 453 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 583 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 658) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 684) | 0.01 | 4.00 | 0.01 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | 4.05 | 3.81 | 1.54 |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 677/634 | 59.94 | 4.00 | 23.98 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | 36.15 | 3.73 | 13.49 |
| Shree Cement Limited LOI 652 | 17.80 | 3.81 | 6.79 |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 709) | 11.96 | 4.00 | 4.78 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | - | | - |
| **Total (C)** | **144.99** | **3.96** | **57.39** |
| **INTRATATE SALE** | | | |
| G.E (U) Electricty Supply | 0.05 | 4.15 | 0.02 |
| NDMC | - | - | - |
| North Delhi Power Ltd | 0.60 | 4.15 | 0.25 |
| BSES Yamuna Power Ltd | - | - | - |
| **Total (D)** | **0.65** | **4.15** | **0.27** |
| **UI Sale (E)** | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | 19.92 | 1.99 | 3.97 |
| **Total Sale (A+B+C+D+E)** | **191.63** | **3.71** | **71.02** |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Annexure 2.9**

**Details of Bulk Power Sales Statement for the month of December'11**

| Particulars/Suppliers | Dec-11 | | |
|---|---|---|---|
| | Units (MUs) | Rs/Unit | Amount (Rs in crores) |
| **Bulk Sale of Power** | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | - | - | |
| Global Energy Private Ltd | - | - | - |
| R-Infra | | - | - |
| Mittal Processors Pvt lmited | - | - | - |
| **Total (A)** | - | - | - |
| **Short term Power Sale Thru Power Exchange** | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 43.69 | 3.01 | 13.14 |
| Power Exchange of India Ltd | 6.37 | 3.10 | 1.97 |
| BSES Yamuna Power Ltd (SALE THRU PXIL) | - | - | - |
| **Total (B)** | **50.06** | **3.02** | **15.11** |
| **Banking Arrangement** | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | | - | - |
| PTC BATTER LOI 724 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 625 | | - | |
| PTC BATTER LOI 636 | | - | |
| PTC BATTER LOI 666 & 653 | - | - | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 908 | - | - | |
| Lanco Electric Utility Limted Barter LOI 633 | | | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 | | - | - |
| Himachal Pardesh State Electricity Board BARTER new FORWARD | | - | - |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No. 6/11 12 | - | - | - |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. LOI 676 | | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 613 | | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 448) | | - | |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683) | | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 657 | | | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 083 | | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 680 | 10.20 | 4.00 | 4.08 |
| Shree Cement Limited LOI 453 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 583 | | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 658) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 684) | - | - | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 677/634 | 62.36 | 4.00 | 24.94 |
| Mittal Processors Pvt lmited LOI 678 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 652 | | - | |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 709) | | - | |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | 51.43 | 4.00 | 20.57 |
| **Total (C)** | **123.99** | **4.00** | **49.60** |
| **INTRATATE SALE** | | | |
| G.E (U) Electricty Supply | 0.18 | 4.28 | 0.08 |
| NDMC | - | - | - |
| North Delhi Power Ltd | 1.97 | 4.28 | 0.84 |
| BSES Yamuna Power Ltd | - | - | - |
| **Total (D)** | **2.14** | **4.28** | **0.92** |
| **UI Sale (E)** | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | 2.65 | 3.89 | 1.03 |
| **Total Sale (A+B+C+D+E)** | **178.84** | **3.73** | **66.65** |

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Annexure 2.10**

**Details of Bulk Power Sales Statement for the month of January'12**

| Particulars/Suppliers | Jan-12 | | |
|---|---|---|---|
| | Units (MUs) | Rs/Unit | Amount (Rs in crores) |
| **Bulk Sale of Power** | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd | - | - | - |
| R-Infra | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited | - | - | - |
| **Total (A)** | - | - | - |
| **Short term Power Sale Thru Power Exchange** | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 41.20 | 2.86 | 11.77 |
| Power Exchange of India Ltd | 4.43 | 2.92 | 1.29 |
| BSES Yamuna Power Ltd (SALE THRU PXIL) | - | - | - |
| **Total (B)** | **45.63** | **2.86** | **13.07** |
| **Banking Arrangement** | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 724 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 625 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 636 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 666 & 653 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 908 | - | - | - |
| Lanco Electric Utility Limited Barter LOI 633 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 | - | - | - |
| Himachal Pardesh State Electricity Board BARTER new FORWARD | - | - | - |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No. 6/11-12 | - | - | - |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. LOI 676 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 613 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 448) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683) | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 657 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 083 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 680 | 10.19 | 4.00 | 4.08 |
| Shree Cement Limited LOI 453 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 583 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 658) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 684) | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 677/634 | 59.79 | 4.00 | 23.92 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 652 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 709) | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | 50.84 | 4.00 | 20.34 |
| **Total (C)** | **120.82** | **4.00** | **48.33** |
| **INTRATATE SALE** | | | |
| G.E (U) Electricty Supply | 0.03 | 3.87 | 0.01 |
| NDMC | - | - | - |
| North Delhi Power Ltd | 0.56 | 3.87 | 0.22 |
| BSES Yamuna Power Ltd | - | - | - |
| **Total (D)** | **0.59** | **3.87** | **0.23** |
| **UI Sale (E)** | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | - | - | - |
| **Total Sale (A+B+C+D+E)** | **167.04** | **3.69** | **61.62** |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited** **Annexure 2.11**

**Details of Bulk Power Sales Statement for the month of February'12**

| Particulars/Suppliers | Feb-12 | | |
|---|---|---|---|
| | Units (MUs) | Rs/Unit | Amount (Rs in crores) |
| **Bulk Sale of Power** | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd | - | - | - |
| R-Infra | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited | - | - | - |
| **Total (A)** | - | - | - |
| **Short term Power Sale Thru Power Exchange** | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 30.94 | 2.71 | 8.39 |
| Power Exchange of India Ltd | 2.75 | 2.67 | 0.73 |
| BSES Yamuna Power Ltd (SALE THRU PXIL) | - | - | - |
| **Total (B)** | **33.69** | **2.71** | **9.13** |
| **Banking Arrangement** | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | 0.38 | 3.44 | 0.13 |
| PTC BATTER LOI 724 | 28.54 | 4.00 | 11.41 |
| PTC BATTER LOI 625 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 636 | - | - | - |
| PTC BATTER LOI 666 & 653 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 908 | 6.00 | 4.00 | 2.40 |
| Lanco Electric Utility Limited Barter LOI 633 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 | 49.92 | 4.00 | 19.97 |
| Himachal Pardesh State Electricity Board BARTER new FORWARD | - | - | - |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No. 6/11-12 | 12.66 | 4.00 | 5.06 |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. LOI 676 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 613 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 448) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683) | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 657 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 083 | 10.86 | 2.86 | 3.11 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 680 | 8.79 | 3.17 | 2.79 |
| Shree Cement Limited LOI 453 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 583 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 658) | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 684) | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 677/634 | 55.56 | 4.00 | 22.23 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 652 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 709) | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 687 | 46.41 | 3.39 | 15.73 |
| **Total (C)** | **219.12** | **3.78** | **82.83** |
| **INTRATATE SALE** | | | |
| G.E (U) Electricty Supply | 0.03 | 3.91 | 0.01 |
| NDMC | - | - | - |
| North Delhi Power Ltd | 0.25 | 3.91 | 0.10 |
| BSES Yamuna Power Ltd | - | - | - |
| **Total (D)** | **0.29** | **3.91** | **0.11** |
| **UI Sale (E)** | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | - | - | - |
| **Total Sale (A+B+C+D+E)** | **253.10** | **3.64** | **92.06** |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

N.6

**BSES Rajdhani Power Limited** **Annexure 2.12**

**Details of Bulk Power Sales Statement for the month of March'12**

| Particulars/Suppliers | Mar-12 | | |
|---|---|---|---|
| | Units (MUs) | Rs/Unit | Amount (Rs in crores) |
| **Bulk Sale of Power** | | | |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd | | - | - |
| R-Infra | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt lmnted | | - | - |
| **Total (A)** | - | - | - |
| **Short term Power Sale Thru Power Exchange** | | | |
| Reliance Energy Trading Ltd. Thru IEX | 105.35 | 2.60 | 27.35 |
| Power Exchange of India Ltd | 8.31 | 2.70 | 2.24 |
| BSES Yamuna Power Ltd (SALE THRU PXIL) | | - | - |
| **Total (B)** | **113.65** | **2.60** | **29.59** |
| **Banking Arrangement** | | | |
| PTC BATTER LOI 644 | | - | - |
| PTC BATTER LOI 724 | 30.50 | 4.00 | 12.20 |
| PTC BATTER LOI 625 | 10.42 | 3.81 | 3.97 |
| PTC BATTER LOI 636 | 0.89 | 3.81 | 0.34 |
| PTC BATTER LOI 666 & 653 | - | | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 908 | 3.60 | 4.00 | 1.44 |
| Lanco Electric Utility Limited Barter LOI 633 | - | - | - |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 721 | - | - | |
| Himachal Pardesh State Electricity Board BARTER new FORWARD | | - | - |
| GMR Energy Trading Ltd Banking Agreement No. 6/11 12 | 27.71 | 4.00 | 11.08 |
| Knowledge Infrastructure System Pvt Ltd. LOI 676 | - | - | - |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 613 | 25.10 | 4.00 | 10.04 |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 448) | | - | - |
| Global Energy Private Ltd (Banking LOI 683) | 3.78 | 3.81 | 1.44 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 657 | - | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 083 | 3.08 | 4.00 | 1.23 |
| NTPC Vidyut Vyapar Nigam Ltd. BARTER LOI 680 | - | - | - |
| Shree Cement Limited LOI 453 | | | - |
| Shree Cement Limited LOI 583 | - | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 658) | | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 684) | 16.44 | 3.73 | 6.13 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 661 | | - | - |
| Reliance Energy Trading Ltd. BARTER LOI 677/634 | 50.19 | 0.18 | 0.89 |
| Mittal Processors Pvt limited LOI 678 | - | | - |
| Shree Cement Limited LOI 652 | | - | - |
| Global Energy Private Ltd (BANKING LOI 709) | | - | - |
| Mittal Processors Pvt lmnted LOI 687 | | - | - |
| **Total (C)** | **171.71** | **2.84** | **48.77** |
| **INTRATATE SALE** | | | |
| G.E (U) Electricty Supply | | - | - |
| NDMC | | | - |
| North Delhi Power Ltd | 0.02 | 4.55 | 0.01 |
| BSES Yamuna Power Ltd | | - | - |
| **Total (D)** | **0.02** | **4.55** | **0.01** |
| **UI Sale (E)** | | | |
| DELHI TRANSCO LTD (SLDC) | 1.34 | 6.97 | 0.94 |
| **Total Sale (A+B+C+D+E)** | **286.73** | **2.77** | **79.31** |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-5

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

BSES

BSES Rajdhani Power Limited

BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax:
www.bsesdelhi.com

Ref: RCM/2009-10/620

November 20, 2009

To

The Secretary,
**Delhi Electricity Regulatory Commission,**
Vinlyamak Bhawan, C-Block, Shivalik,
Malviya Nagar,
New Delhi-110017.

**Sub: Petition under Section 86 of the Electricity Act 2003, regarding Enforcement of and Compliance with the Order dated 06.10.2009 by the Hon'ble ATE in Appeal No. 36 of 2008 (BSES Rajdhani Power Limited v. Delhi Electricity Regulatory Commission)**

**Ref. Judgment dated 6th October, 2009 of the Hon'ble Appellate Tribunal for Electricity (ATE) in Appeal Nos. 36 of 2008 (ATE Judgment)**

Sir,

We are enclosing herewith our Petition under Section 86 of the Electricity Act 2003, regarding Enforcement of and Compliance with the Order dated 06.10.2009 by the Hon'ble ATE in Appeal No. 36 of 2008 (BSES Rajdhani Power Limited v. Delhi Electricity Regulatory Commission).

We are enclosing herewith a pay order number 000502 dated 20.11.2009 payable at par at IDBI Bank, Nehru Place New Delhi in favour of "The Secretary, Delhi Electricity Regulatory Commission" towards prescribed fees for submission of the Petition.

We therefore submit that the enclosed Petition may kindly be admitted by the Hon'ble Commission for its consideration.

Thanking you,

Yours sincerely,

(Y. M. Saxena)
Vice President.

Encl: as above

OFFICE RECEIVED Date 20/11/09

# Annexure 6



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

Ref no: RCM/06-07/1052

Dated: 12th February 2008

To,

The Secretary,

Delhi Electricity Regulatory Commission,

Shivalik, Malviya Nagar,

New Delhi

Sub: SVRS - ARR petition for MYT and Tariff Determination

Sir,

This is in addition to our earlier submissions and the petition filed for the above captioned subject. It is submitted that we have already filed all the relevant orders passed by Honorable High court on the above captioned subject. Honorable High court has recently passed order dated 25.01.08 on SVRS which is enclosed herewith as **Annexure 1.** In this regard we would like to submit as follows:

1. The Hon'ble High Court held that "*The Pension Trust and GNCT are not liable to make payment towards terminal benefits and residual pension arising to those who opted VRS/VSS, formulated by the Petitioners DISCOMs*". The DISCOMs have been given a choice of adopt IPGCL Model or pay additional contributions to the pension trust in a manner determined by the Hon'ble High Court. The petitioner has opted for the second option of actuarial valuation of the liabilities as it is more cost effective with much lower liability than the first option of the IPGCL model. The nomination for the committee to be formed pursuant to the directions of the High Court order ( order dated 2nd July 2007) is under process and the Honorable Commission would be apprised of the progress from time to time

295

2. The petitioner in its MYT submission had estimated the additional liability at Rs 73 Crores in addition to the existing arrangement of pension payment to the SVRS optees up-to the date of there notional superannuation.
3. The petitioner (BRPL+BYPL) had filed component wise details to the Honorable High court during the proceedings of the case which is annexed as **Annexure 2.** The petitioner had submitted that
    a. it would be releasing Rs 20.67 Crores (Rs 12.38 Crores for BRPL and Rs 8.29 Crores for BYPL) within one week of passing the order
    b. The balance amount of Rs 93 Crores (Rs 54.8 Crores for BRPL and Rs 38.31 Crores for BYPL) towards gratuity and commutation of pension shall be paid within four weeks of passing of the order in terms of the proposed settlement.
    c. The above figures are tentative and final liability would be based on the actuarial valuation of the committee.

4. The petitioner would continue to pay pension pursuant to the high court order to individual employee who had opted for SVRS up-to the date of notional superannuation.
5. The Honorable High court had directed the BSES to pay Rs103 Crores (Rs 60.45 Crores for BRPL and Rs 42.08 Crores for BYPL) to pension trust. It is felt that the Honorable high court has inadvertently directed to pay Rs 103 Crores (the amount shown in last column of annexure2) whereas the actual amount submitted is Rs 114 Crores (Rs 67.18 Crores for BRPL and Rs 46.60 Crores for BYPL) as given in **Annexure 2.**
6. The petitioner would release the following payments under the actuarial valuation option pending the final decision of the actuarial tribunal.
    a. The pension for the employees who had opted for SVRS would be paid till the date of their superannuation. The estimated pension liability for the MYT period is as follows



BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

| Description | FY 08 | FY 09 | FY 10 | FY 11 |
|---|---|---|---|---|
| Pension (Rs Cr) | 16.75 | 16.94 | 17.17 | 17.46 |

b. One time payment as indicated in Para 2 of Rs 67.18 Crores as mentioned in the Paras above would be paid to the pension trust in compliance with the order within 6 weeks of the High court's order.

c. The petitioner has already paid pension for the period FY 04-05 FY 05-06 and FY 06-07 which were to be paid as per the directives of the High court. These payments were other than "a" and "b" above. The pension paid for each year is given below

| Description | FY 05 | FY 06 | FY 07 |
|---|---|---|---|
| Pension (Rs Cr) | 19.6 | 16.86 | 14.76 |

Submitted for the kind perusal of the Honorable Commission.

Yours truly,

For BSES Rajdhani Power Limited,

R.C. Mehta

297

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# Annexure 1



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**IN THE HIGH COURT OF DELHI AT NEW DELHI**

**W.P.(C) 4827/2005 and W.P.(C) 5198/2005**

**1. CM No. 17040/2007 in W.P.(C) 4827/2005**

**North Delhi Power Ltd. ..... Petitioner**
**Through Mr. Amit Kapur, Mr. Anupam Varma, Advocates**

**versus**

**Govt. of NCT of Delhi and Ors. ..... Respondents**
**Through Mr. Rajeev Sharma, Advocate for the respondent No.3.**
**Mr. Sumeet Pushkarna, Advocate for Pension Trust.**
**Ms. Avnish Ahlawat, Advocate for GNCT, DPC/DTL.**

**2. CM No. 15652/2007 in W.P.(C) 5198/2005**

**BSES RAJDHANI POWER LTD and ANR. ..... Petitioners**
**Through Mr. A.S. Chandhiok, Sr. Advocate with Mr. Amit Kapur, Mr. Anupam Varma, Advocates**

**versus**

**Govt. of NCT of Delhi and Ors. ..... Respondents**
**Through Mr. Rajeev Sharma, Advocate for the respondent No.3.**
**Mr. Sumeet Pushkarna, Advocate for Pension Trust.**
**Ms. Avnish Ahlawat, Advocate for GNCT, DPC/DTL.**
**CORAM:**
**HON'BLE MR. JUSTICE S. RAVINDRA BHAT**
**O R D E R**
**25.01.2008**

**Learned counsel for the writ petitioners (BRPL and BYPL) state that the liability would be paid to the VRS/SVR Scheme, 2003 optees through the SVRS/RTPF 2004 trust within six weeks, for which**
**Contd.....2**
**: 2 :**
**purpose a sum of Rs. 103 crores would be deposited in the said Trust/SVRS/RTPF. All pending applications are disposed of in terms of the above statement, the NDPL and BSES Radhani Power Ltd. shall adhere to the time schedule and ensure that the entitlement of the optees are worked out and paid to them within**

**the said period.**
**All pending applications are disposed off.**

**S. RAVINDRA BHAT,J**

**JANUARY 25, 2008**
**dkg**

**4**

# Annexure 2



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

AS ON 31ST DECEMBER 2007

| VALUE IN CRORES OF RUPEES | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| COMPANY | NO OF EMPLOYEES | COMMUTATION VALUE | GRATUITY PAYMENT | LEAVE ENCASHMENT | TOTAL PAYOUT | RECOVERABLE AMOUNT COMMUTATION | TOTAL RECOVERABLE AMOUNT FROM TRUST 2002 |
| BRPL | 1602 | 27.53 | 27.27 | 12.38 | 67.18 | 20.80 | 60.45 |
| BYPL | 1135 | 19.23 | 19.08 | 8.29 | 46.60 | 14.71 | 42.08 |
| | TOTAL | 46.76 | 46.35 | 20.67 | 113.78 | 35.51 | 102.53 |

1.The amount of Rs. 20.67 Crores (Rs. 21 Crores shall be paid by BRPL/BYPL to ETBF-2004 within one week of passing the order as proposed.

2. The balance payment of Rs. 93/- Crores towards Gratuity and commutation of pension shall be paid within 4 weeks of passing the order in terms of the proposed settlement.

3. This amount of Rs. 114/- Crores paid is a pro-term measure without prejudice to the rights and contentions of BRPL/BYPL, which shall be recoverable in terms of the Award of the Arbitral Tribunal appointed in terms of judgment dated

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-6

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

BSES

**BSES Rajdhani Power Limited**

BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

Ref: RCM/09-10/782

February 26, 2010

To
The Secretary
Delhi Electricity Regulatory Commission
Viniyamak Bhawan
Malviya Nagar
**New Delhi - 110017**

Dear Sir,

**Sub: Additional information relating to tariff petition**

Kindly refer to your letter No.F.3(266)/Tariff/DERC/2009-10/5018 dated 26.02.2010 requesting for additional information for prudence check of R&M and A&G expenses for FY 2004-05, FY 2005-06 and FY 2006-07. In this context, we wish to submit the following for your kind information and approval:-

**(a)** **Item-wise breakup of such expenses**: Item-wise breakup of such expenses will be furnished to the Joint Director (Tariff-Fin.) on 02.03.2010 by 11.00 a.m.

**(b)** **Vouchers and bills raised for such expenses**: We have done a check of all related vouchers and expenses and these will comprise about 4-5 truck loads of documents. You may kindly appreciate that these vouchers and bills are kept in 3 separate locations, namely, Motia Khan, Shankar Road and Nehru Place. We would request Hon'ble DERC to kindly keep apart separate premises where these records can be produced at 11.00 a.m. on 02.03.10. These vouchers and bills are of statutory nature and required to be kept safely as per provisions of various Acts. Alternatively, if the Hon'ble Commission so desires, suitable people may be deputed to these three premises and we will have no hesitation in showing all the data required.

**(c)** **Details of payments made in respect of such expenses**: Each of these expenses is attached with the voucher concerned and can be verified as considered appropriate by Hon'ble DERC.

We await your confirmation by 5.00 p.m. today failing which necessary arrangements will be made to transport the entire documents.

Thanking you,

Yours Truly,
For **BSES Rajdhani Power Ltd.**

(Rajeev Chowdhury)
Head Regulatory

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

OFFICE RECEIVED 26/2/10

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-7

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग
**Delhi Electricity Regulatory Commission**
(A Statutory Body of Govt. of NCT of Delhi)
Viniyamak Bhawan, C-Block, Shivalik,
Malviya Nagar, New Delhi-110017
Phone: 26673617 Fax.: 26673608
e-mail : secyderc@nic.in; Website: www.derc.gov.in

No. F. 3(266)/Tariff/DERC/2009-10/ 5030

26.02.2010

To,

The Chief Executive Officer
BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi – 110019

**Sub.: Additional information relating to Tariff Petitions.**

Sir,

Please refer to your office letter dated 26.02.2010 on the above mentioned subject.

2. I appreciate the willingness to furnish the information relating to the prudence check of R&M and A&G expenses for financial years 2004-05, 2005-06 & 2006-07, in compliance with the order of the Hon'ble ATE.

3. As regards the difficulties in producing vouchers and bills relating to R&M and A&G expenses, the prudence check can be done on sample basis. It may be advisable, initially, to produce vouchers relating to the first 3 major items (exceeding Rs. 10,000/-) from the item-wise list being furnished by and only for two months, i.e. the months of April, 2004 and March, 2005. Such vouchers would explain the nature of expenses, party to whom the payments have been made and the period to which it belongs. The other vouchers can be checked later on as and when required.

4. It may help you to keep item-wise breakup of such expenses on monthly basis ready.

Yours faithfully,

(A. K. Singh)
Director (Tariff)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-8

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

BSES

BSES Rajdhani Power Limited
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

Ref: RA/2012-13/01/A/ 016

Date: 11th April, 2012

The Secretary
Delhi Electricity Regulatory Commission
Viniyamak Bhavan, "C" Block, Shivalik
Malviya Nagar
New Delhi-110017

**Sub.: Prudence Check of the vouchers pertaining to the A&G and R&M expenses for the period FY 04-05 to FY 06-07**

**Ref.: Hon'ble Commission's letter No. 4906 dated 19.2.2010**

**BRPL's letter no. RCM/2009-10/780 dated 22.2.2010**

**Hon'ble Commission's letter No. F.3 (266)/ Tariff/ DERC/ 2009-10/ 5030 dated 26.2.2010**

**Hon'ble Commission's letter dated 3.3.2010**

**BRPL's letter No. RCM/2009-10/789 dated 4.3.2010**

**BRPL's letter No. RCM/2009-10/795 dated 8.3.2010**

**BRPL's letter No. RCM/2009-10/809 dated 16.3.2010**

**BRPL's letter No. RA/2011-12/01/A/104 dated 9.8.2011**

**Hon'ble Commission's Tariff Order dated 26.08.2011**

Dear Ma'am,

We refer to the aforestated subject matter and the correspondence BRPL has had with this Hon'ble Commission.

In this regard, it is respectfully submitted that the Hon'ble Commission in its Tariff Order dated 26.08.2011 (at Page No. 85) has held that:

*"3.26 The Petitioner's officials appeared at the Commission's office on March 3, 2010 but did not produce the vouchers relating to April 2004 and March 2005, as required vide the Commission's letter dated February 26, 2010. Instead, they produced some sample vouchers for the current year i.e. FY 2009-10. As this was not at all relevant for prudence check in compliance of the Hon'ble ATE's Order for allowing R&M and A&G expenses for*

DERC RECEPTION

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

*FY 2004-05, 2005-06 and 2006-07, they were directed to produce the vouchers of April 2004 and March 2005 as mentioned in the letter dated February 26, 2010. The result of the exercise was that the Petitioner could not produce:*

*(a) Item-wise break up of expenses on monthly basis*

*(b) Vouchers and bills raised for such expenses*

*(c) Details of payments made in respect of such expenses.*

*3.27 The Petitioner was also not in a position to produce sample vouchers in the manner sought by the Commission. Since the Hon'ble ATE has already directed that the Commission should enter into the exercise of a prudence check and then grant approval for such expenses.* ***If they have been properly incurred, it would not be appropriate for the Commission to approve the expenditure without undertaking such exercise.*** *Under these circumstances, the expenses claimed over and above the expenses allowed by the Commission earlier remained unverified.* ***However, if subsequently, some evidence is provided, this can be considered on merits."***

With respect to the A&G and R&M expenses for the period FY 04-05 to FY 06-07, we respectfully state that we have vide our various letters including our letters dated 4.3.2010, 8.3.2010, 16.3.2010, and 9.8.2011 requested the Hon'ble Commission to verify the vouchers pertaining to the A&G and R&M expenses, even though the same are audited figures and have already been explained to the Hon'ble Commission during the previous validation sessions.

We respectfully submit that BRPL has at all times been ready and willing to furnish the information under reference as directed by the Hon'ble Commission. However, we note that the Hon'ble Commission in its tariff order has held that BRPL has been unable to furnish to this Hon'ble Commission the requisite information. In this regard, we respectfully reiterate that BRPL has in the past including its letters mentioned above, provided to this Hon'ble Commission all the requisite information and has promptly responded to all the queries of the staff of this Hon'ble Commission during the validation sessions. We further submit that BRPL is still ready and willing to assist this Hon'ble Commission by providing to this Hon'ble Commission any information/documentation it requires to conduct the prudence check under the present head.

In view of the above, it is respectfully submitted that this Hon'ble Commission may be pleased to allow the expenses incurred by BRPL under the present heads at the earliest and preferably in the forthcoming tariff order. However, in the event this Hon'ble Commission requires any information/documentation in this regard, we are ready and willing to assist this Hon'ble Commission with the same. We would sincerely request this Hon'ble Commission to kindly let us know the details of the information/documentation it requires and also provide us with a suitable time so as to ensure compliance, to enable us to assist this Hon'ble Commission to conduct a prudence check and allow the claimed R&M and A&G expenses.

Yours faithfully

***For BSES Rajdhani Power Ltd.***

Rajeev Chowdhury

Head (Regulatory)



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-9

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

दिल्ली ट्रांस्को लिमिटेड
DELHI TRANSCO LIMITED
(Regd. Office Shakti Sadan, Kotla Road, New Delhi-110002)
Office of Dy. General Manager (System Operation)
Shakti Sadan, Kotla Roadn New Delhi-110002
Ph: 23221149, FAX No.23221012,23221059

No. F/DTL/207/DGM(SO)/2012-13/170

Date: 28.06.2012

**General Manager**
NRLDC, WRLDC, ERLDC, SRLDC & NERLDC
IEX & PXIL

**Subject : Intra-State Transmission Losses of STU Delhi State from 02.07.2012.**

Sir,

As per the decision taken in 12th Commercial Sub-Committee meeting of Grid Coordination Committee of Delhi held on 28.6.2012, the Intra State Transmission Losses of Delhi State which are presently @ 1.25% has been changed to 1.21% (based on the average Intra State Transmission Losses of 2011-12) w.e.f. 02.07.2012.

This is for your kind information and necessary action please.

Thanking you.

Yours faithfully,

(V. VENUGOPAL)
Dy.G.M. (System Operation)

Copy for favour of kind information to :-

1. Secretary, DERC
2. AVP, Market Operation, Indian Energy Exchange
3. AVP, Market Operation, Power Exchange of India
4. Director (Tech), IPGCL/PPCL
5. Managing Director, TPDDL
6. CEO, BRPL
7. CEO, BYPL
8. Director (Commercial), NDMC
9. G.M. (SLDC),
10. G.M. (Commercial), DTL
11. Commander Works Engineer, MES
12. Dy. G.M.(SCADA), SLDC Delhi

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-10

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

**CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**
**NEW DELHI**

**Coram: Dr. Pramod Deo, Chairperson**
**Shri V.S.Verma, Member**
**Shri M.Deena Dayalan, Member**

**No. L-1/44/2010-CERC** **Date of Order: 29.6.2011**

**In the matter of:**

Determination of POC rates and transmission losses in accordance with Regulation 17(2) of Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter State Transmission Charges and Losses) Regulations, 2010

**And**

**In the matter of:**

1. National Load Despatch Centre, New Delhi
2. Central Transmission Utility, New Delhi **…….. Respondents**

**ORDER**

The Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter-State Transmission Charges and Losses) Regulations, 2010 (hereinafter "Sharing Regulations") were notified on 15th June 2010. These Regulations shall come into effect from 1.7.2011.

2. The National Load Dispatch Centre as the Implementing Agency has been entrusted with the responsibility for computation of transmission charges and losses under the Sharing Regulations for each financial year. Further, Regulation 17 of the Sharing Regulations provides that the Implementing Agency shall be required to provide the following information consequent to the computation of transmission charges and losses undertaken by it:



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(a) Approved Basic Network Data and Assumptions, if any;

(b) Zonal or nodal transmission charges for the next financial year differentiated by block of months;

(c) Zonal or nodal transmission losses data;

(d) Schedule of charges payable by each constituent for the future Application Period, after undertaking necessary true-up of costs as per these regulations and detailed procedures.

3. As regards the issue of Zonal Transmission Charges differentiated by block of months {Regulation 17(1)(b)}, the Commission, on an application made by the Implementation Agency for removal of difficulties, by order dated 4.4.2011 has issued the following directions:

> "20. Implementing Agency has pointed out that the regulation provides for computation of PoC charges and losses separately for five seasons, and for peak and other than peak scenarios. However, they have pointed out that DICs have expressed difficulties in submitting node-wise forecast data for different scenarios, one year in advance. They have also pointed out that the PoC charges for the five seasons, and for peak and other than peak scenarios, are highly volatile and may be difficult to comprehend initially. Therefore, they have proposed that for the initial years, we may have a single scenario for the entire year based on average generation and demand data published by CEA.
>
> 21. We are in agreement with the above proposal of Implementing Agency, in view of the fact that many DICs have expressed difficulties in submitting node-wise forecast data for different scenarios, one year in advance. This would however, dilute the representative scenarios, representing the seasonal demand and generation variations and therefore the usage of transmission assets over the year. We, therefore, direct that this relaxation is being given only for the first year and all DICs may gear up to provide the required data within a year."

4. The Implementing Agency in its letter No. POSOCO/Trans. Pricing/DICs dated 17.6.2011 has submitted following information in compliance with Regulation 17 of the Sharing Regulations:

(a) Basic Network and load flow data approved by Validation Committee

(b) Yearly Transmission Charge (YTC) details of ISTS Licensees

(c) PoC rates and loss percentage computation details

(d) Assumptions used for computation of PoC rates and Losses

(e) Schedule of charges payable by each DIC for the year 2011-12

(f) List of assets of other non-ISTS Licensees whose assets have been certified as being used for interstate transmission by the RPCs (Whose transmission charges have been considered for sharing along with the ISTS)

5. We have carefully examined the basic network data and assumptions, the results of the Load Flow Studies, the yearly transmission charges of the ISTS licensees and the calculation of POC charges for generation and demand zone submitted by the Implementing Agency. We have also examined the calculation of losses on POC basis, average losses, final % losses applicable on generation and demand zones .We find that the calculations submitted by the Implementing Agency have been done as per the Sharing Regulations and Removal of Difficulties orders of the Commission dated 4.4.2011 and 2.6.2011

6. The Commission by its order dated 22.06.2011 for Removal of Difficulties had approved three slabs of POC rates for NEW grid and SR grid and also approved the proposal of the Implementing Agency for slabs in transmission losses. The Implementing Agency after computation of POC rates and transmission losses for each injection and withdrawal zone, has assigned them to different tiers of slabs. We have gone through the details furnished by Implementing Agency and find the same to be in order. We therefore, approve the applicable PoC slab rates for Long Term Access and Medium Term Open Access (MTOA) in ₹/MW/Month and rates for Short Term Open Access (STOA) in paisa per unit for each Generation (injection) zone and Demand(withdrawal) zone as per the details at **Annexure-I** to this order.



DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

7. Similarly, we have examined the details of final PoC losses in percentage for each Generation (injection) zone and Demand (withdrawal) zone and its applicable slab as per slabs approved by the Commission and have found them to be in order. We, therefore, approve the same as per the details at **Annexure –II** to this order. These average slabs for each region shall be applied based on last week's actual Regional Losses.

8. In exercise of power under Regulation 17(2) of Sharing Regulations, we approve the Basic Network, Load Flow, assumptions used for computation of the final POC rates and final transmission losses, the final POC rates and final transmission losses ,their fitment into slabs and schedule of charges payable by each DIC for the year 2011-12 computed by Implementing Agency. We also direct the Implementing Agency to publish zonal PoC Rates and zonal Transmission Losses and associated details that will enable a clear understanding of the calculations used for arriving at these rates, along with the underlying network information and base load flows used, in accordance with the Regulation 17(3) of Sharing Regulation.

9. In order to ensure a smooth changeover from the existing system to the new methodology of sharing of transmission charges and losses, we direct that in respect of the applications made for scheduling of bilateral and collective transactions received before the operation of the Sharing Regulations, short-term open access charges would be payable as per Central Electricity Regulatory Commission (Open Access in inter-State Transmission) Regulations, 2008 as amended from time to time and for applications received on or after the operation of the Sharing Regulations, the short-term open access charges would be payable as per the Sharing Regulations.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

10. The Implementing Agency is directed to endorse a copy of the order to all concerned. The Implementing Agency and Central Transmission Utility shall also give wide publicity to this order through their websites.

| | | |
|---|---|---|
| Sd/- | Sd/- | Sd/- |
| **(M.DEENA DAYALAN)** | **(V.S.VERMA)** | **(Dr. PRAMOD DEO)** |
| **MEMBER** | **MEMBER** | **CHAIRPERSON** |

**Annexure-I**

## Slabs for PoC Rates- NEW Grid

| Name of Entity | Final PoC Rate (Rs./MW/Month) | Long Term and Medium Term Slab Rate (Rs/MW/Month) | Short Term Slab Rate (Paisa/Unit) |
|---|---|---|---|
| Maharastra Inj | 139531 | 100000 | 14 |
| Rajasthan W | 123896 | 100000 | 14 |
| DVC Inj | 121163 | 100000 | 14 |
| Maharastra W | 115969 | 100000 | 14 |
| Haryana W | 113481 | 100000 | 14 |
| Chattisgarh Inj | 104567 | 100000 | 14 |
| Punjab W | 103389 | 100000 | 14 |
| Uttar Pradesh W | 100694 | 100000 | 14 |
| Sipat | 98955 | 100000 | 14 |
| Vindhyachal | 97485 | 100000 | 14 |
| Madhya Pradesh W | 97039 | 100000 | 14 |
| Uttarakhand W | 94224 | 100000 | 14 |
| Teesta | 91838 | 85000 | 12 |
| Kahalgaon | 91731 | 85000 | 12 |
| Rihand | 90269 | 85000 | 12 |
| NER W | 85528 | 85000 | 12 |
| Farakka | 82852 | 85000 | 12 |
| Singrauli | 81720 | 85000 | 12 |
| Delhi Inj | 81550 | 85000 | 12 |
| NER Inj | 79413 | 85000 | 12 |
| Korba | 79018 | 85000 | 12 |
| Orissa Inj | 76352 | 70000 | 10 |
| Gujarat W | 74442 | 70000 | 10 |
| Jharkhand W | 73350 | 70000 | 10 |
| Delhi W | 72044 | 70000 | 10 |
| Goa-WR W | 70427 | 70000 | 10 |
| Bhutan | 69719 | 70000 | 10 |
| Bihar W | 66821 | 70000 | 10 |
| HP Inj | 66515 | 70000 | 10 |
| Orissa W | 64922 | 70000 | 10 |
| Uttar Pradesh Inj | 63112 | 70000 | 10 |
| Nathpa Jhakri | 62641 | 70000 | 10 |
| Chamera 1 | 61891 | 70000 | 10 |



DELHI RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| Haryana Inj | 61697 | 70000 | 10 |
| Chattisgarh W | 60524 | 70000 | 10 |
| Chandigarh W | 59705 | 70000 | 10 |
| Sikkim W | 56944 | 70000 | 10 |
| West Bengal W | 56730 | 70000 | 10 |
| Gujarat Inj | 56557 | 70000 | 10 |
| DVC W | 56333 | 70000 | 10 |
| Jammu & Kashmir Inj | 56103 | 70000 | 10 |
| West Bengal Inj | 55131 | 70000 | 10 |
| Tehri | 53334 | 70000 | 10 |
| Jammu & Kashmir W | 52726 | 70000 | 10 |
| D&D W | 52313 | 70000 | 10 |
| Rajasthan Inj | 51783 | 70000 | 10 |
| DNH W | 48773 | 70000 | 10 |
| Dadri | 48477 | 70000 | 10 |
| HP W | 43828 | 70000 | 10 |
| Punjab Inj | 40303 | 70000 | 10 |
| Chandigarh Inj | 40303 | 70000 | 10 |
| Uttarakhand Inj | 40303 | 70000 | 10 |
| Bihar Inj | 40303 | 70000 | 10 |
| Jharkhand Inj | 40303 | 70000 | 10 |
| Sikkim Inj | 40303 | 70000 | 10 |
| Madhya Pradesh Inj | 40303 | 70000 | 10 |
| Goa-WR Inj | 40303 | 70000 | 10 |
| D&D Inj | 40303 | 70000 | 10 |
| DNH Inj | 40303 | 70000 | 10 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Annexure-I (Continued)**

**Slabs for POC Rates-SR GRID**

| Name of Entity | Final PoC Rate (Rs./MW/Month) | Long Term and Medium Term Slab Rate (Rs/MW/Month) | Short Term Slab Rate (Paisa/Unit) |
|---|---|---|---|
| Andhra Pradesh Inj | 311496 | 110000 | 15 |
| Karnataka W | 142824 | 110000 | 15 |
| Tamil Nadu W | 97320 | 95000 | 13 |
| Karnataka Inj | 96840 | 95000 | 13 |
| Andhra Pradesh W | 86182 | 80000 | 11 |
| Tamil Nadu Inj | 85761 | 80000 | 11 |
| Kerala W | 76151 | 80000 | 11 |
| Goa-SR W | 62819 | 80000 | 11 |
| Ramagundam | 61748 | 80000 | 11 |
| Injection from Talcher | 58011 | 80000 | 11 |
| Pondicherry W | 47270 | 80000 | 11 |
| Kerala Inj | 45049 | 80000 | 11 |
| Pondicherry Inj | 45049 | 80000 | 11 |
| Goa-SR Inj | 45049 | 80000 | 11 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Annexure-II**

# NR PoC LOSS SLABS

| Zone | Loss(%) | Slab w.r.t Weighted Avg |
|---|---|---|
| Uttarakhand W | 4.04% | High |
| Rihand | 4.00% | High |
| Singrauli | 3.63% | High |
| UP W | 3.22% | High |
| Rajasthan W | 3.10% | High |
| Delhi W | 3.00% | Normal |
| UP Inj | 2.81% | Normal |
| Punjab W | 2.64% | Normal |
| Haryana W | 2.63% | Normal |
| Nathpa Jhakri | 2.15% | Low |
| Chandigarh W | 2.11% | Low |
| Chamera 1 | 2.08% | Low |
| Rajasthan Inj | 2.00% | Low |
| HP Inj | 2.00% | Low |
| Dadri | 2.00% | Low |
| Delhi Inj | 1.98% | Low |
| J&K Inj | 1.98% | Low |
| Tehri | 1.98% | Low |
| HP W | 1.96% | Low |
| J&K W | 1.95% | Low |
| Haryana Inj | 1.92% | Low |
| Punjab Inj | 1.79% | Low |
| Chandigarh Inj | 1.79% | Low |
| Uttarakhand Inj | 1.79% | Low |

| | |
|---|---|
| High | 3.10 |
| WA Loss | 2.80 |
| Low | 2.50 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Annexure-II (Continued)**

## WR PoC LOSS SLABS

| Zone | Loss(%) | Slab using Weighted Average |
|---|---|---|
| Vindhyachal | 4.71% | High |
| Korba | 4.57% | High |
| Chhatisgarh Inj | 4.37% | High |
| Sipat | 4.23% | High |
| Madhya Pradesh W | 3.98% | Normal |
| Maharashtra W | 3.94% | Normal |
| Goa W | 3.77% | Normal |
| Madhya Pradesh Inj | 3.29% | Low |
| Gujarat W | 3.29% | Low |
| Maharashtra Inj | 3.27% | Low |
| D&D W | 3.22% | Low |
| DNH W | 3.22% | Low |
| Gujarat Inj | 3.02% | Low |
| Chhatisgarh W | 3.01% | Low |
| Goa Inj | 2.59% | Low |
| D&D Inj | 2.59% | Low |
| DNH Inj | 2.59% | Low |

| | |
|---|---|
| High | 4.05 |
| WA Loss | 3.75 |
| Low | 3.45 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Annexure-II (Continued)**

## ER PoC LOSS SLABS

| Zone | Loss(%) | Slab w.r.t Weighted Avg |
|---|---|---|
| Kahalgaon | 2.37% | High |
| Teesta | 2.24% | High |
| Farakka | 2.16% | High |
| Bhutan | 2.00% | Normal |
| Orissa Inj | 1.89% | Normal |
| DVC Inj | 1.77% | Normal |
| Bihar W | 1.71% | Normal |
| West Bengal Inj | 1.54% | Normal |
| Jharkhand W | 1.54% | Normal |
| Sikkim W | 1.53% | Low |
| West Bengal W | 1.50% | Low |
| Orissa W | 1.49% | Low |
| DVC W | 1.42% | Low |
| Bihar Inj | 1.33% | Low |
| Jharkhand Inj | 1.33% | Low |
| Sikkim Inj | 1.33% | Low |

| | |
|---|---|
| High | 2.13 |
| WA Loss | 1.83 |
| Low | 1.53 |



DELHI

**Annexure-II (Continued)**

# NER PoC LOSS SLABS

| Zone | Loss(%) | Slab w.r.t Weighted Avg |
|---|---|---|
| NER Inj | 2.47% | Normal |
| NER W | 2.52% | Normal |

| | |
|---|---|
| High | 2.79 |
| WA Loss | 2.49 |
| Low | 2.19 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Annexure-II (Continued)**

## SR PoC LOSS SLABS

| Zone | Loss(%) | Slab using Weighted Average |
|---|---|---|
| Andhra Pradesh Inj | 4.87% | High |
| Tamilnadu W | 4.68% | High |
| Ramagundam | 4.04% | Normal |
| Karnataka W | 3.90% | Normal |
| Andhra Pradesh W | 3.82% | Normal |
| Kerala W | 3.74% | Normal |
| Karnataka Inj | 3.37% | Low |
| Goa W | 3.30% | Low |
| Taminadu Inj | 3.15% | Low |
| Injection at Talcher | 3.06% | Low |
| Pondy W | 2.76% | Low |
| Kerala Inj | 2.67% | Low |
| Pondy Inj | 2.67% | Low |
| Goa Inj | 2.67% | Low |

| | |
|---|---|
| High | 4.31 |
| WA Loss | 4.01 |
| Low | 3.71 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-11

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

**Revision # 09 / 2012-13**
**Effective from 0000 hrs**
**of 11.07.2012**

Government of India
Ministry of Power
Northern Regional Power Committee
18-A,Institutional Area, Shaheed Jeet Singh Marg,
Katwaria Sarai, New Delhi – 110 016

**FAX MESSAGE**

No: NRPC/ OPR/ 103/ 01/ 2012-13/ Date: 09.07.2012

**To :**

| | |
|---|---|
| 1 | GM, NRLDC, New Delhi. |
| 2 | S.E.(Elect.-Op.), U.T., Chanadigarh. |
| 3 | GM (SLDC), DTL, New Delhi. |
| 4 | CE (Plg.&Comml.),HVPNL, Panchkula, Haryana. |
| 5 | CE, (HPPC), Panchkula, Haryana.Fax No.0172-2586836 |
| 6 | CE (SP), HPSEB, Shimla (HP). |
| 7 | CE (SO),PDD, J&K, Jammu, (J&K). |
| 8 | CE (SO&C), PSEB, Patiala (Punjab). |
| 9 | CE (LD), RVPN, Jaipur (Rajasthan). |
| 10 | CE (RPCC), Jaipur (Rajasthan). |
| 11 | Director (Transmission), UPPCL, Lucknow (UP). |
| 12 | Director (Operation), UPCL, Dehradun (Uttarakhand). |
| 13 | Station Director, NAPS, NPCIL,Narora (UP). |
| 14 | Site Director, RAPS-3&4, NPCIL,Rawatbhata, Kota (Raj.). |
| 15 | Executive Director (F), NPCIL, Mumbai. |
| 16 | ED (Comml.), NHPC, Faridabad(Haryana) |
| 17 | ED (Comml.), NTPC, New Delhi. Fax No. 24361018 |
| 18 | ED (NCR), NTPC, Noida (UP).Fax No. 0120 - 2410082 |
| 19 | ED (NR), NTPC, Lucknow(UP).Fax No. 0522 - 2305851 |
| 20 | GM (C & SO), SJVNL, Himfed Building, New Shimla(HP). |
| 21 | AGM(Comml.), THDC, Rishikesh, Uttarakhand. |
| 22 | GM, Indira Gandhi Super Thermal Power Station,Jhajjar. 0120-2425944 |
| 23 | AGM(SO & Comml.), NVVN, New Delhi. Fax No. 011-24362009 , 24367021 |

**Subject : Revision in allocation of power from Central Generating Stations in Northern Region**

**Revision No - 09 / 2012-13**

**Reference:** Ministry of Power letter No. 13/6/2011-OM dated 06.01.2012 regarding allocation of power from the unallocated power of coal-based stations of NTPC for bundling of solar power under Jawahar Lal Nehru National Solar Mission (JLNNSM) - Phase-I.

NTPC Vidyut Vyapar Nigam Limited (NVVN) vide their letter no. NVVN/SO & Comml/JNNSM/NP-04 dated 28.06.2012 has intimated that balance 25 MW solar P.V. project has been commissioned in Rajasthan. Therefore, equivalent allocation is being made from coal based stations of NTPC. Accordingly, allocation from unallocated power is being revised w.e.f. 0000 hrs of 11.07.2012.

2. Details of allocation of power from unallocated power of Central Generating Stations in Northern Region along with details of station wise allocation of power are available on NRPC website (nrpc.gov.in).

3. All beneficiaries shall maintain LC commensurate with the allocated power.

-Sd-
(P.K. Pahwa)
Member Secretary

Copy to: 1. Chief Engineer (GM), CEA, New Delhi.
2. Director (OM), MOP, New Delhi.

DELHI RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Revision # 09 / 2012-13**
**Effective from 0000 hrs**
**of 11.07.2012**

PERCENTAGE SHARES AND ENTITLEMENTS OF NORTHERN REGION UTILITIES IN VARIOUS CENTRAL SECTOR GENERATING STATIONS

**Summary**

**A. Allocations from N.R.** (All figures in %)

| U.A.-Pooled 1350 MW excluding RAPP-B | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **State/UT** | **00-06 & 23-24 hrs** | **06-10 hrs** | **10-18 hrs** | **18-23 hrs** |
| **Chandigarh** | 8.00 | 7.00 | 9.00 | 9.00 |
| **Delhi** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **Haryana** | 25.50 | 25.00 | 24.00 | 23.00 |
| **H.P.** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **J & K** | 0.00 | 13.00 | 4.00 | 13.00 |
| **Punjab** | 25.50 | 25.00 | 24.00 | 23.00 |
| **Rajasthan** | 9.00 | 1.00 | 9.00 | 7.00 |
| **U.P.** | 26.00 | 24.00 | 23.00 | 20.00 |
| **Uttarakhand** | 6.00 | 5.00 | 7.00 | 5.00 |
| **Total** | **100.00** | **100.00** | **100.00** | **100.00** |

| U.A.(66 MW)- RAPS:B | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **State/UT** | **00-06 & 23-24 hrs** | **06-10 hrs** | **10-18 hrs** | **18-23 hrs** |
| **Chandigarh** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.18 |
| **Delhi** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **Haryana** | 2.50 | 0.00 | 3.75 | 0.00 |
| **H.P.** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **J & K** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **Punjab** | 3.18 | 3.18 | 1.25 | 0.00 |
| **Rajasthan** | 5.91 | 8.41 | 7.50 | 8.41 |
| **U.P.** | 3.41 | 3.41 | 2.50 | 3.41 |
| **Uttarakhand** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **Total** | **15.00** | **15.00** | **15.00** | **15.00** |

| | |
|---|---|
| Unallocated Pool (excluding special alloc. to HVDC & Railways) | 1792 MW |
| Additional specific allocation to Uttarakhand from UA Pool | 0 MW |
| Additional specific allocation to UP from UA Pool | 300 MW |
| Specific Allocation to J&K from RAPS-C ( from 1st March to 30th September ) | **0** MW |
| Specific Allocation to NVVN for bundling of solar power from NTPC's Coal stations | 142 MW |
| Balance Unallocated Pool for beneficiaries of the Region | 1350 MW |

# PERCENTAGE SHARES AND ENTITLEMENTS OF NORTHERN REGION UTILITIES IN E.R. AND BHUTAN CENTRAL SECTOR GENERATING STATIONS

## B. Allocations from E.R. and Tala , HPS (Bhutan)

(All figures in %)

| State/UT | Allocations from UA share of CGS of ER/DVC surrendered power | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0000-0600 & 2300-2400 hrs | | | 0600-1200 hrs | | | 1200-1800 hrs | | | 1800-2300 hrs | | |
| | FARAKKA 1600 MW | K'GAON-I 840 MW | TALCHER 1000 MW | FARAKKA 1600 MW | K'GAON-I 840 MW | TALCHER 1000 MW | FARAKKA 1600 MW | K'GAON-I 840 MW | TALCHER 1000 MW | FARAKKA 1600 MW | K'GAON-I 840 MW | TALCHER 1000 MW |
| Chandigarh | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Delhi | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Haryana | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| H.P. | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| J & K | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Punjab | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Rajasthan | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| U.P. | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Uttarakhand | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **Total** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **0.00** | **0.00** |

| State/UT | Add.allocation from E.R. In lieu of Tala, HEP (170*6 = 1020 MW ) | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 0000 -- 2400 hrs | | | |
| | FARAKKA 1600 MW | K'GAON-I 840 MW | MEJIA # 6 250 M W | Tala, HEP (15% UA Power) |
| Chandigarh | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Delhi | 1.39 | 6.07 | 11.76 | 2.94 |
| Haryana | 0.69 | 3.04 | 5.88 | 1.47 |
| H.P. | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| J & K | 0.85 | 3.68 | 7.08 | 1.77 |
| Punjab | 1.39 | 6.07 | 11.76 | 2.94 |
| Rajasthan | 0.69 | 3.04 | 5.88 | 1.47 |
| U.P. | 2.08 | 9.12 | 17.64 | 4.41 |
| Uttarakhand | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **Total** | **7.09** | **31.02** | **60.00** | **15.00** |

## C. Kahalgaon-II (3*500 MW = 1500 MW) Eastern Region:

(All figures in %)

**Kahalgaon-II (3*500 MW = 1500 MW**

| State/UT | 0000-2400 hrs | | |
|---|---|---|---|
| | *Firm Share* | *In lieu of Tala, HEP* | *TOTAL* |
| Chandigarh | 0.20 | 0.00 | 0.20 |
| Delhi | 6.00 | 4.49 | 10.49 |
| Haryana | 2.33 | 2.25 | 4.58 |
| H.P. | 1.53 | 0.00 | 1.53 |
| J & K | 2.87 | 2.69 | 5.56 |
| Punjab | 3.53 | 4.49 | 8.02 |
| Rajasthan | 4.87 | 2.24 | 7.11 |
| U.P. | 10.00 | 6.73 | 16.73 |
| Uttarakhand | 1.87 | 0.00 | 1.87 |
| Total | 33.20 | 22.89 | 56.09 |

| State/UT | Total Allocations from CGS of ER / DVC surrendered power from E.R. | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0000-0600 & 2300-2400 hrs | | | 0600-1200 hrs | | | 1200-1800 hrs | | | 1800-2300 hrs | | |
| | FARAKKA 1600 MW | K'GAON-I 840 MW | TALCHER 1000 MW | FARAKKA 1600 MW | K'GAON-I 840 MW | TALCHER 1000 MW | FARAKKA 1600 MW | K'GAON-I 840 MW | TALCHER 1000 MW | FARAKKA 1600 MW | K'GAON-I 840 MW | TALCHER 1000 MW |
| Chandigarh | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Delhi | 1.39 | 6.07 | 0.00 | 1.39 | 6.07 | 0.00 | 1.39 | 6.07 | 0.00 | 1.39 | 6.07 | 0.00 |
| Haryana | 0.69 | 3.04 | 0.00 | 0.69 | 3.04 | 0.00 | 0.69 | 3.04 | 0.00 | 0.69 | 3.04 | 0.00 |
| H.P. | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| J & K | 0.85 | 3.68 | 0.00 | 0.85 | 3.68 | 0.00 | 0.85 | 3.68 | 0.00 | 0.85 | | 0.00 |
| Punjab | 1.39 | 6.07 | 0.00 | 1.39 | 6.07 | 0.00 | 1.39 | 6.07 | 0.00 | 1.39 | 6.07 | 0.00 |
| Rajasthan | 0.69 | 3.04 | 0.00 | 0.69 | 3.04 | 0.00 | 0.69 | 3.04 | 0.00 | 0.69 | 3.04 | 0.00 |
| U.P. | 2.08 | 9.12 | 0.00 | 2.08 | 9.12 | 0.00 | 2.08 | 9.12 | 0.00 | 2.08 | 9.12 | 0.00 |
| Uttarakhand | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **Total** | **7.09** | **31.02** | **0.00** | **7.09** | **31.02** | **0.00** | **7.09** | **31.02** | **0.00** | **7.09** | **27.34** | **0.00** |

Revision # 09 / 2012-13
Effective from 0000 hrs
of 11.07.2012

# PERCENTAGE SHARES AND ENTITLEMENTS OF NORTHERN REGION UTILITIES IN VARIOUS CENTRAL SECTOR GENERATING STATIONS

## NTPC stations

(All figures in %)

| | 2.48 | SINGRAULI (2000 MW) | | | | | | | | 2.47 | RIHAND-I (1000 MW) | | | | | | | | 2.47 | RIHAND-II (1000 MW) | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2.51 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 2.50 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 2.51 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | |
| State/UT | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt |
| Chandigarh | 0.00 | 0.80 | **0.80** | 0.70 | **0.70** | 0.90 | **0.90** | 0.90 | **0.90** | 1.00 | 0.80 | **1.80** | 0.70 | **1.70** | 0.90 | **1.90** | 0.90 | **1.90** | 0.80 | 0.80 | **1.60** | 0.70 | **1.50** | 0.90 | **1.70** | 0.90 | **1.70** |
| Delhi | 7.50 | 0.00 | **7.50** | 0.00 | **7.50** | 0.00 | **7.50** | 0.00 | **7.50** | 10.00 | 0.00 | **10.00** | 0.00 | **10.00** | 0.00 | **10.00** | 0.00 | **10.00** | 12.60 | 0.00 | **12.60** | 0.00 | **12.60** | 0.00 | **12.60** | 0.00 | **12.60** |
| Haryana | 10.00 | 2.55 | **12.55** | 2.50 | **12.50** | 2.40 | **12.40** | 2.30 | **12.30** | 6.50 | 2.54 | **9.04** | 2.49 | **8.99** | 2.39 | **8.89** | 2.29 | **8.79** | 5.70 | 2.56 | **8.26** | 2.51 | **8.21** | 2.40 | **8.10** | 2.30 | **8.00** |
| H.P. | 0.00 | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 3.50 | 0.00 | **3.50** | 0.00 | **3.50** | 0.00 | **3.50** | 0.00 | **3.50** | 3.30 | 0.00 | **3.30** | 0.00 | **3.30** | 0.00 | **3.30** | 0.00 | **3.30** |
| J & K | 0.00 | 0.00 | **0.00** | 1.30 | **1.30** | 0.40 | **0.40** | 1.30 | **1.30** | 7.00 | 0.00 | **7.00** | 1.29 | 8.29 | 0.40 | **7.40** | 1.29 | **8.29** | 9.40 | 0.00 | **9.40** | 1.30 | **10.70** | 0.40 | **9.80** | 1.30 | **10.70** |
| Punjab | 10.00 | 2.59 | **12.59** | 2.54 | **12.54** | 2.44 | **12.44** | 2.34 | **12.34** | 11.00 | 2.57 | **13.57** | 2.52 | **13.52** | 2.42 | **13.42** | 2.32 | **13.32** | 10.20 | 2.60 | **12.80** | 2.55 | **12.75** | 2.44 | **12.64** | 2.34 | **12.54** |
| Rajasthan | 15.00 | 3.25 | **18.25** | 2.45 | **17.45** | 3.25 | **18.25** | 3.05 | **18.05** | 9.50 | 3.24 | **12.74** | 2.45 | **11.95** | 3.24 | **12.74** | 3.05 | **12.55** | 10.00 | 3.25 | **13.25** | 2.45 | **12.45** | 3.26 | **13.26** | 3.06 | **13.06** |
| U.P. | 37.68 | 5.21 | **42.89** | 5.01 | **42.69** | 4.91 | **42.59** | 4.61 | **42.29** | 32.57 | 5.17 | **37.74** | 4.97 | **37.54** | 4.87 | **37.44** | 4.57 | **37.14** | 29.60 | 5.19 | **34.79** | 4.99 | **34.59** | 4.90 | **34.50** | 4.60 | **34.20** |
| I | 4.82 | 0.60 | **5.42** | 0.50 | **5.32** | 0.70 | **5.52** | 0.50 | **5.32** | 3.93 | 0.60 | **4.53** | 0.50 | **4.43** | 0.70 | **4.63** | 0.50 | **4.43** | 3.40 | 0.60 | **4.00** | 0.50 | **3.90** | 0.70 | **4.10** | 0.50 | **3.90** |
| nd | 0 | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | 0.08 | **0.08** | 0.08 | **0.08** | 0.08 | **0.08** | 0.08 | **0.08** | 0 | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** |
| i | 0 | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** |
| | **85.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **85.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **85.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** |

| | 0.79 | UNCHAHAR-I (420 MW) | | | | | | | | 2.47 | UNCHAHAR-II (420 MW) | | | | | | | | 2.44 | UNCHAHAR-III (210 MW) | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0.80 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 2.51 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 2.47 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | |
| State/UT | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt |
| Chandigarh | 0.48 | 0.25 | **0.73** | 0.22 | **0.70** | 0.29 | **0.77** | 0.29 | **0.77** | 0.71 | 0.80 | **1.51** | 0.70 | **1.41** | 0.90 | **1.61** | 0.90 | **1.61** | 0.48 | 0.79 | **1.27** | 0.69 | **1.17** | 0.89 | **1.37** | 0.89 | **1.37** |
| Delhi | 5.71 | 0.00 | **5.71** | 0.00 | **5.71** | 0.00 | **5.71** | 0.00 | **5.71** | 11.19 | 0.00 | **11.19** | | **11.19** | 0.00 | **11.19** | 0.00 | **11.19** | 13.81 | 0.00 | **13.81** | 0.00 | **13.81** | 0.00 | **13.81** | 0.00 | **13.81** |
| Haryana | 2.62 | 0.81 | **3.43** | 0.80 | **3.42** | 0.76 | **3.38** | 0.73 | **3.35** | 5.48 | 2.56 | **8.04** | 2.51 | **7.99** | 2.40 | **7.88** | 2.30 | **7.78** | 5.71 | 2.51 | **8.22** | 2.46 | **8.17** | 2.36 | **8.07** | 2.27 | **7.98** |
| H.P. | 1.67 | 0.00 | **1.67** | 0.00 | **1.67** | 0.00 | **1.67** | 0.00 | **1.67** | 2.86 | 0.00 | **2.86** | 0.00 | **2.86** | 0.00 | **2.86** | 0.00 | **2.86** | 3.81 | 0.00 | **3.81** | 0.00 | **3.81** | 0.00 | **3.81** | 0.00 | **3.81** |
| J & K | 3.33 | 0.00 | **3.33** | 0.41 | **3.74** | 0.13 | **3.46** | 0.41 | **3.74** | 7.14 | 0.00 | **7.14** | 1.30 | **8.44** | 0.40 | **7.54** | 1.30 | **8.44** | 6.19 | 0.00 | **6.19** | 1.28 | **7.47** | 0.39 | **6.58** | 1.28 | **7.47** |
| Punjab | 8.57 | 0.82 | **9.39** | 0.81 | **9.38** | 0.77 | **9.34** | 0.74 | **9.31** | 14.28 | 2.60 | **16.88** | 2.55 | **16.83** | 2.44 | **16.72** | 2.34 | **16.62** | 8.10 | 2.54 | **10.64** | 2.49 | **10.59** | 2.39 | **10.49** | 2.30 | **10.40** |
| Rajasthan | 4.76 | 1.04 | **5.80** | 0.78 | **5.54** | 1.04 | **5.80** | 0.97 | **5.73** | 9.05 | 3.25 | **12.30** | 2.45 | **11.50** | 3.26 | **12.31** | 3.06 | **12.11** | 10.95 | 3.21 | **14.16** | 2.42 | **13.37** | 3.21 | **14.16** | 3.01 | **13.96** |
| | 59.52 | 1.66 | **61.18** | 1.59 | **61.11** | 1.56 | **61.08** | 1.47 | **60.99** | 30.69 | 5.19 | **35.88** | 4.99 | **35.68** | 4.90 | **35.59** | 4.60 | **35.29** | 30.00 | 5.12 | **35.12** | 4.93 | **34.93** | 4.83 | **34.83** | 4.52 | **34.52** |
| rakhand | 8.57 | 0.19 | **8.76** | 0.16 | **8.73** | 0.22 | **8.79** | 0.16 | **8.73** | 3.60 | 0.60 | **4.20** | 0.50 | **4.10** | 0.70 | **4.30** | 0.50 | **4.10** | 6.19 | 0.59 | **6.78** | 0.49 | **6.68** | 0.69 | **6.88** | 0.49 | **6.68** |
| I | **95.23** | **4.77** | **100.00** | **4.77** | **100.00** | **4.77** | **100.00** | **4.77** | **100.00** | **85.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **85.24** | **14.76** | **100.00** | **14.76** | **100.00** | **14.76** | **100.00** | **14.76** | **100.00** |

| | ANTA (G) ( 419 MW) | | | | | | | | | AURAIYA (G) (663 MW) | | | | | | | | | DADRI(G) (830 MW) | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2.52 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 1.74 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 1.17 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | |
| State/UT | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt |
| Chandigarh | 1.19 | 1.00 | **2.19** | 0.88 | **2.07** | 1.13 | **2.32** | 1.13 | **2.32** | 0.75 | 0.69 | **1.44** | 0.61 | **1.36** | 0.78 | **1.53** | 0.78 | **1.53** | 0.61 | 0.47 | **1.08** | 0.41 | **1.02** | 0.53 | **1.14** | 0.53 | **1.14** |
| Delhi | 10.50 | 0.00 | **10.50** | 0.00 | **10.50** | 0.00 | **10.50** | 0.00 | **10.50** | 10.86 | 0.00 | **10.86** | 0.00 | **10.86** | 0.00 | **10.86** | 0.00 | **10.86** | 10.96 | 0.00 | **10.96** | 0.00 | **10.96** | 0.00 | **10.96** | 0.00 | **10.96** |
| Haryana | 5.73 | 3.19 | **8.92** | 3.13 | **8.86** | 3.00 | **8.73** | 2.88 | **8.61** | 5.88 | 2.21 | **8.09** | 2.17 | **8.05** | 2.08 | **7.96** | 1.99 | **7.87** | 4.94 | 1.49 | **6.43** | 1.46 | **6.40** | 1.40 | **6.34** | 1.34 | **6.28** |
| H.P. | 3.58 | 0.00 | **3.58** | 0.00 | **3.58** | 0.00 | **3.58** | 0.00 | **3.58** | 3.32 | 0.00 | **3.32** | 0.00 | **3.32** | 0.00 | **3.32** | 0.00 | **3.32** | 3.01 | 0.00 | **3.01** | 0.00 | **3.01** | 0.00 | **3.01** | 0.00 | **3.01** |
| J & K | 6.92 | 0.00 | **6.92** | 1.63 | **8.55** | 0.50 | **7.42** | 1.63 | **8.55** | 6.64 | 0.00 | **6.64** | 1.13 | **7.77** | 0.35 | **6.99** | 1.13 | **7.77** | 6.75 | 0.00 | **6.75** | 0.76 | **7.51** | 0.23 | **6.98** | 0.76 | **7.51** |
| Punjab | 11.69 | 3.19 | **14.88** | 3.13 | **14.82** | 3.00 | **14.69** | 2.88 | **14.57** | 12.52 | 2.21 | **14.73** | 2.16 | **14.68** | 2.08 | **14.60** | 1.99 | **14.51** | 15.90 | 1.49 | **17.39** | 1.46 | **17.36** | 1.40 | **17.30** | 1.34 | **17.24** |
| Rajasthan | 19.81 | 1.13 | **20.94** | 0.13 | **19.94** | 1.13 | **20.94** | 0.88 | **20.69** | 9.20 | 0.78 | **9.98** | 0.09 | **9.29** | 0.78 | **9.98** | 0.61 | **9.81** | 9.28 | 0.53 | **9.81** | 0.06 | **9.34** | 0.53 | **9.81** | 0.41 | **9.69** |
| U.P. | 21.75 | 5.78 | **27.53** | 5.51 | **27.26** | 5.40 | **27.15** | 5.01 | **26.76** | 32.06 | 3.99 | **36.05** | 3.81 | **35.87** | 3.72 | **35.78** | 3.47 | **35.53** | 29.60 | 2.68 | **32.28** | 2.57 | **32.17** | 2.51 | **32.11** | 2.34 | **32.04** |
| Uttarakhand | 3.79 | 0.75 | **4.54** | 0.63 | **4.42** | 0.88 | **4.67** | 0.63 | **4.42** | 3.84 | 0.52 | **4.36** | 0.43 | **4.27** | 0.61 | **4.45** | 0.43 | **4.27** | 3.41 | 0.35 | **3.76** | 0.29 | **3.70** | 0.41 | **3.82** | 0.29 | **3.70** |
| Railways | 0 | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | 4.53 | **4.53** | 4.53 | **4.53** | 4.53 | **4.53** | 4.53 | **4.53** | 0 | 8.43 | **8.43** | 8.43 | **8.43** | 8.43 | **8.43** | 8.43 | **8.43** |
| HVDC_Rihand | 0 | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** |
| HVDC_Dadri | 0 | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | **0** | 0 | 0.10 | **0.10** | 0.10 | **0.10** | 0.10 | **0.10** | 0.10 | **0.10** |
| Total | **84.96** | **15.04** | **100.00** | **15.04** | **100.00** | **15.04** | **100.00** | **15.04** | **100.00** | **85.07** | **14.93** | **100.00** | **14.93** | **100.00** | **14.93** | **100.00** | **14.93** | **100.00** | **84.46** | **15.54** | **100.00** | **15.54** | **100.00** | **15.54** | **100.00** | **15.54** | **100.00** |

## PERCENTAGE SHARES AND ENTITLEMENTS OF NORTHERN REGION UTILITIES IN VARIOUS CENTRAL SECTOR GENERATING STATIONS

### NPC, NJ- HEP, Tehri and NHPC stations

(All figures in %)

| State/UT | NAPS (440 MW) | | | | | | | | | RAPS-B (440 MW) | | | | | | | | | RAPS-C # 5 & 6 (440 MW) | | | | | | | | | B. SIUL | SALAL |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2.44 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 4.07 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 180 MW | 690 MW |
| | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Entlmnt '00-24 | |
| Chandigarh | 1.14 | 0.97 | **2.11** | 0.85 | **1.99** | 1.09 | **2.23** | 1.09 | **2.23** | 0.00 | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 3.18 | **3.18** | 0.68 | 1.62 | **2.30** | 1.42 | **2.10** | 1.82 | **2.50** | 1.82 | **2.50** | 0.00 | 0.27 |
| Delhi | 10.68 | 0.00 | **10.68** | 0.00 | **10.68** | 0.00 | **10.68** | 0.00 | **10.68** | 0.00 | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 12.69 | 0.00 | **12.69** | 0.00 | **12.69** | 0.00 | **12.69** | 0.00 | **12.69** | 11.00 | 11.62 |
| Haryana | 6.36 | 3.09 | **9.45** | 3.03 | **9.39** | 2.91 | **9.27** | 2.79 | **9.15** | 10.91 | 2.50 | **13.41** | 0.00 | **10.91** | 3.75 | **14.66** | 0.00 | **10.91** | 5.67 | 5.16 | **10.83** | 5.06 | **10.73** | 4.86 | **10.53** | 4.66 | **10.33** | 30.50 | 15.02 |
| H.P. | 3.18 | 0.00 | **3.18** | 0.00 | **3.18** | 0.00 | **3.18** | 0.00 | **3.18** | 0 | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 3.40 | 0.00 | **3.40** | 0.00 | **3.40** | 0.00 | **3.40** | 0.00 | **3.40** | 12.00 | 0.99 |
| J & K | 7.50 | 0.00 | **7.50** | 1.57 | **9.07** | 0.48 | **7.98** | 1.57 | **9.07** | 7.95 | 0.00 | **7.95** | 0.00 | **7.95** | 0.00 | **7.95** | 0.00 | **7.95** | 0.00 | 0.00 | **0.00** | 2.63 | **2.63** | 0.81 | **0.81** | 2.63 | **2.63** | 0.00 | 34.39 |
| | 11.59 | 3.09 | **14.68** | 3.03 | **14.62** | 2.91 | **14.50** | 2.79 | **14.38** | 22.73 | 3.18 | **25.91** | 3.18 | **25.91** | 1.25 | **23.98** | 0.00 | **22.73** | 10.41 | 5.16 | **15.57** | 5.06 | **15.47** | 4.86 | **15.27** | 4.66 | **15.07** | 46.50 | 26.60 |
| | 10.00 | 1.09 | **11.09** | 0.12 | **10.12** | 1.09 | **11.09** | 0.85 | **10.85** | 28.41 | 5.91 | **34.32** | 8.41 | **36.82** | 7.50 | **35.91** | 8.41 | **36.82** | 19.94 | 1.82 | **21.76** | 0.20 | **20.14** | 1.82 | **21.76** | 1.42 | **21.36** | 0.00 | 2.95 |
| | 31.30 | 5.58 | **36.88** | 5.34 | **36.64** | 5.22 | **36.52** | 4.85 | **36.15** | 15.00 | 3.41 | **18.41** | 3.41 | **18.41** | 2.50 | **17.50** | 3.41 | **18.41** | 19.49 | 9.34 | **28.83** | 8.94 | **28.43** | 8.73 | **28.22** | 8.12 | **27.61** | 0.00 | 6.95 |
| d | 3.70 | 0.73 | **4.43** | 0.61 | **4.31** | 0.85 | **4.55** | 0.61 | **4.31** | 0.00 | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 3.40 | 1.22 | **4.62** | 1.01 | **4.41** | 1.42 | **4.82** | 1.01 | **4.41** | 0.00 | 1.21 |
| | **85.45** | **14.55** | **100.00** | **14.55** | **100.00** | **14.55** | **100.00** | **14.55** | **100.00** | **85.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **75.68** | **24.32** | **100.00** | **24.32** | **100.00** | **24.32** | **100.00** | **24.32** | **100.00** | **100.00** | **100.00** |

| State/UT | Nathpa-Jhakri (1500 MW) | | | | | | | | | Tehri-I (1000 MW) | | | | | | | | | DULHASTI (390 MW) | | | | | | | | | T.PUR | CHAM-I |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1.66 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 1.66 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 2.51 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 94 MW | 540 MW |
| | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Entlmnt '00-24 | |
| Chandigarh | 0.53 | 0.66 | **1.19** | 0.58 | **1.11** | 0.74 | **1.27** | 0.74 | **1.27** | **0.60** | 0.66 | **1.26** | 0.58 | **1.18** | 0.74 | **1.34** | 0.74 | **1.34** | 0.47 | 1.00 | **1.47** | 0.87 | **1.34** | 1.12 | **1.59** | 1.12 | **1.59** | 1.28 | 3.90 |
| Delhi | 9.47 | 0.00 | **9.47** | 0.00 | **9.47** | 0.00 | **9.47** | 0.00 | **9.47** | **10.30** | 0.00 | **10.30** | 0.00 | **10.30** | 0.00 | **10.30** | 0.00 | **10.30** | 12.83 | 0.00 | **12.83** | 0.00 | **12.83** | 0.00 | **12.83** | 0.00 | **12.83** | 12.81 | 7.90 |
| Haryana | 4.27 | 2.11 | **6.38** | 2.07 | **6.34** | 1.98 | **6.25** | 1.90 | **6.17** | **4.30** | 2.10 | **6.40** | 2.06 | **6.36** | 1.98 | **6.28** | 1.90 | **6.20** | 5.47 | 3.18 | **8.65** | 3.12 | **8.59** | 3.00 | **8.47** | 2.87 | **8.34** | 6.40 | 15.80 |
| H.P. | 36.47 | 0.00 | **36.47** | 0.00 | **36.47** | 0.00 | **36.47** | 0.00 | **36.47** | **2.80** | 0.00 | **2.80** | | **2.80** | 0.00 | **2.80** | 0.00 | **2.80** | 0.00 | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 3.84 | 14.90 |
| J & K | 7.00 | 0.00 | **7.00** | 1.08 | **8.08** | 0.33 | **7.33** | 1.08 | **8.08** | **4.80** | 0.00 | **4.80** | 1.07 | **5.87** | 0.33 | **5.13** | 1.07 | **5.87** | 21.15 | 0.00 | **21.15** | 1.62 | **22.77** | 0.50 | **21.65** | 1.62 | **22.77** | 7.68 | 3.90 |
| Punjab | 10.13 | 2.11 | **12.24** | 2.07 | **12.20** | 1.99 | **12.12** | 1.90 | **12.03** | **7.70** | 2.10 | **9.80** | 2.06 | **9.76** | 1.98 | **9.68** | 1.90 | **9.60** | 8.28 | 3.18 | **11.46** | 3.13 | **11.41** | 3.00 | **11.28** | 2.88 | **11.16** | 17.93 | 10.20 |
| Rajasthan | 7.47 | 0.74 | **8.21** | 0.08 | **7.55** | 0.74 | **8.21** | 0.58 | **8.05** | **7.50** | 0.74 | **8.24** | 0.08 | **7.58** | 0.74 | **8.24** | 0.58 | **8.08** | 10.88 | 1.12 | **12.00** | 0.12 | **11.00** | 1.12 | **12.00** | 0.87 | **11.75** | 11.53 | 19.60 |
| P. | 14.73 | 3.81 | **18.54** | 3.64 | **18.37** | 3.57 | **18.30** | 3.32 | **18.05** | **37.40** | 3.81 | **41.21** | 3.64 | **41.04** | 3.55 | **40.95** | 3.30 | **40.70** | 21.81 | 5.77 | **27.58** | 5.52 | **27.33** | 5.39 | **27.20** | 5.02 | **26.83** | 22.64 | 20.27 |
| arakhand | 0.00 | 0.50 | **0.50** | 0.41 | **0.41** | 0.58 | **0.58** | 0.41 | **0.41** | **14.70** | 0.49 | **15.19** | 0.41 | **15.11** | 0.58 | **15.28** | 0.41 | **15.11** | 4.11 | 0.75 | **4.86** | 0.62 | **4.73** | 0.87 | **4.98** | 0.62 | **4.73** | 15.89 | 3.53 |
| tal | **90.07** | **9.93** | **100.00** | **9.93** | **100.00** | **9.93** | **100.00** | **9.93** | **100.00** | **90.10** | **9.90** | **100.00** | **9.90** | **100.00** | **9.90** | **100.00** | **9.90** | **100.00** | **85.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **100.00** | **100.00** |

| e/UT | Dhauliganga(280 MW) | | | | | | | | | CHAMERA-II (300 MW) | | | | | | | | | SEWA -II ( 120 MW ) | | | | | | | | | URI |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2.51 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 3.01 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 2.51 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 480 MW |
| | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Entlmnt '00-24 |
| Chandigarh | 0.72 | 1.00 | **1.72** | 0.87 | **1.59** | 1.12 | **1.84** | 1.12 | **1.84** | 0.67 | 1.20 | **1.87** | 1.05 | **1.72** | 1.35 | **2.02** | 1.35 | **2.02** | 0.83 | 1.00 | **1.83** | 0.87 | **1.70** | 1.12 | **1.95** | 1.12 | **1.95** | 0.62 |
| Delhi | 13.21 | 0.00 | **13.21** | 0.00 | **13.21** | 0.00 | **13.21** | 0.00 | **13.21** | 13.33 | 0.00 | **13.33** | 0.00 | **13.33** | 0.00 | **13.33** | 0.00 | **13.33** | 13.33 | 0.00 | **13.33** | 0.00 | **13.33** | 0.00 | **13.33** | 0.00 | **13.33** | 11.04 |
| Haryana | 5.71 | 3.18 | **8.89** | 3.12 | **8.83** | 3.00 | **8.71** | 2.87 | **8.58** | 5.67 | 3.82 | **9.49** | 3.75 | **9.42** | 3.60 | **9.27** | 3.45 | **9.12** | 5.83 | 3.18 | **9.01** | 3.12 | **8.95** | 3.00 | **8.83** | 2.87 | **8.70** | 5.42 |
| H.P. | 3.57 | 0.00 | **3.57** | 0.00 | **3.57** | 0.00 | **3.57** | 0.00 | **3.57** | 15.67 | 0.00 | **15.67** | 0.00 | **15.67** | 0.00 | **15.67** | 0.00 | **15.67** | 0 | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 2.71 |
| J & K | 6.07 | 0.00 | **6.07** | 1.62 | **7.69** | 0.50 | **6.57** | 1.62 | **7.69** | 6.33 | 0.00 | **6.33** | 1.95 | **8.28** | 0.60 | **6.93** | 1.95 | **8.28** | 19.17 | 0.00 | **19.17** | 1.62 | **20.79** | 0.50 | **19.67** | 1.62 | **20.79** | 33.96 |
| Punjab | 10.00 | 3.18 | **13.18** | 3.13 | **13.13** | 3.00 | **13.00** | 2.88 | **12.88** | 10.00 | 3.82 | **13.82** | 3.75 | **13.75** | 3.60 | **13.60** | 3.45 | **13.45** | 8.33 | 3.18 | **11.51** | 3.13 | **11.46** | 3.00 | **11.33** | 2.88 | **11.21** | 13.75 |
| Rajasthan | 9.65 | 1.12 | **10.77** | 0.12 | **9.77** | 1.12 | **10.77** | 0.87 | **10.52** | 9.67 | 1.35 | **11.02** | 0.15 | **9.82** | 1.35 | **11.02** | 1.05 | **10.72** | 10.84 | 1.12 | **11.96** | 0.12 | **10.96** | 1.12 | **11.96** | 0.87 | **11.71** | 8.96 |
| U.P. | 20.00 | 5.77 | **25.77** | 5.52 | **25.52** | 5.39 | **25.39** | 5.02 | **25.02** | 20.66 | 6.91 | **27.57** | 6.60 | **27.26** | 6.45 | **27.11** | 6.00 | **26.66** | 22.50 | 5.77 | **28.27** | 5.52 | **28.02** | 5.39 | **27.89** | 5.02 | **27.52** | 20.06 |
| Uttarakhand | 16.07 | 0.75 | **16.82** | 0.62 | **16.69** | 0.87 | **16.94** | 0.62 | **16.69** | 0.00 | 0.90 | **0.90** | 0.75 | **0.75** | 1.05 | **1.05** | 0.75 | **0.75** | 4.17 | 0.75 | **4.92** | 0.62 | **4.79** | 0.87 | **5.04** | 0.62 | **4.79** | 3.48 |
| Total | **85.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **82.00** | **18.00** | **100.00** | **18.00** | **100.00** | **18.00** | **100.00** | **18.00** | **100.00** | **85.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **100.00** |

*Note: Baira suil, Salal, Tanakpur, Chamera-I and Uri NHPC stations does not have Unallocated quota of power*

# PERCENTAGE SHARES AND ENTITLEMENTS UTILITIES IN VARIOUS CENTRAL SECTOR GENERATING STATIONS OF NORTHERN REGION

## NTPC, THDC / JV stations & NHPC

(All figures in %)

| | INDIRA GANDHI STPS( JHAJJAR) (1000 MW) | | | | | | | | | KOTESHWAR (400 MW) | | | | | | | | | DADRI-I (T)(840 MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1.27 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 1.66 | 00-06 & 23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 00 - 24 |
| State/UT | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Share |
| Chandigarh | 0.00 | 0.51 | **0.51** | 0.44 | **0.44** | 0.57 | **0.57** | 0.57 | **0.57** | 0.36 | 0.66 | **1.02** | 0.58 | **0.94** | 0.74 | **1.10** | 0.74 | **1.10** | 0.00 |
| | 23.10 | 0.00 | **23.10** | 0.00 | **23.10** | 0.00 | **23.10** | 0.00 | **23.10** | 9.86 | 0.00 | **9.86** | 0.00 | **9.86** | 0.00 | **9.86** | 0.00 | **9.86** | 90.00 |
| | 46.20 | 1.61 | **47.81** | 1.58 | **47.78** | 1.52 | **47.72** | 1.46 | **47.66** | 4.21 | 2.10 | **6.31** | 2.06 | **6.27** | 1.98 | **6.19** | 1.90 | **6.11** | 0.00 |
| | 0.00 | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 2.51 | 0.00 | **2.51** | 0.00 | **2.51** | 0.00 | **2.51** | 0.00 | **2.51** | 0.00 |
| | 0.00 | 0.00 | **0.00** | 0.82 | **0.82** | 0.25 | **0.25** | 0.82 | **0.82** | 4.52 | 0.00 | **4.52** | 1.07 | **5.59** | 0.33 | **4.85** | 1.07 | **5.59** | 0.00 |
| Punjab | 0.00 | 1.61 | **1.61** | 1.58 | **1.58** | 1.52 | **1.52** | 1.46 | **1.46** | 6.36 | 2.10 | **8.46** | 2.06 | **8.42** | 1.98 | **8.34** | 1.90 | **8.26** | 0.00 |
| Rajasthan | 0.00 | 0.57 | **0.57** | 0.06 | **0.06** | 0.57 | **0.57** | 0.44 | **0.44** | 8.36 | 0.74 | **9.10** | 0.08 | **8.44** | 0.74 | **9.10** | 0.58 | **8.94** | 0.00 |
| U.P. | 0.00 | 2.92 | **2.92** | 2.80 | **2.80** | 2.73 | **2.73** | 2.53 | **2.53** | 38.76 | 3.81 | **42.57** | 3.64 | **42.40** | 3.55 | **42.31** | 3.30 | **42.06** | 10.00 |
| Uttarakhand | 0.00 | 0.38 | **0.38** | 0.32 | **0.32** | 0.44 | **0.44** | 0.32 | **0.32** | 15.16 | 0.49 | **15.65** | 0.41 | **15.57** | 0.58 | **15.74** | 0.41 | **15.57** | 0.00 |
| Andhra Pradesh | 13.10 | 0.00 | **13.10** | 0.00 | **13.10** | 0.00 | **13.10** | 0.00 | **13.10** | **90.10** | **9.90** | **100.00** | **9.90** | **100.00** | **9.90** | **100.00** | **9.90** | **100.00** | **100.00** |
| Kerala | 10.00 | 0.00 | **10.00** | 0.00 | **10.00** | 0.00 | **10.00** | 0.00 | **10.00** | | | | | | | | | | |
| Total | **92.40** | **7.60** | **100.00** | **7.60** | **100.00** | **7.60** | **100.00** | **7.60** | **100.00** | | | | | | | | | | |

| | 2.47 | National Capital Thermal Power Station Dadri -II (980 MW) | | | | | | | | CHAMERA-III (231 MW) | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2.51 | 00-06&23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | | 2.51 | 00-06&23-24 | | 06-10 | | 10-18 | | 18-23 | |
| te/UT | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | Share | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt | U.A. | Entlmnt |
| andigarh | 0.00 | 0.80 | **0.80** | 0.70 | **0.70** | 0.90 | **0.90** | 0.90 | **0.90** | 0.601 | 1.000 | **1.601** | 0.870 | **1.471** | 1.120 | **1.721** | 1.120 | **1.721** |
| lhi | 75.00 | 0.00 | **75.00** | 0.00 | **75.00** | 0.00 | **75.00** | 0.00 | **75.00** | 12.734 | 0.000 | **12.734** | | **12.734** | 0.000 | **12.734** | 0.000 | **12.734** |
| Haryana | 0.00 | 2.56 | **2.56** | 2.51 | **2.51** | 2.40 | **2.40** | 2.30 | **2.30** | 5.382 | 3.180 | **8.562** | 3.120 | **8.502** | 3.000 | **8.382** | 2.870 | **8.252** |
| H.P. | 0.00 | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 0.00 | **0.00** | 16.356 | 0.000 | **16.356** | 0.000 | **16.356** | 0.000 | **16.356** | 0.000 | **16.356** |
| J & K | 0.00 | 0.00 | **0.00** | 1.30 | **1.30** | 0.40 | **0.40** | 1.30 | **1.30** | 6.902 | 0.000 | **6.902** | 1.620 | **8.522** | 0.500 | **7.402** | 1.620 | **8.522** |
| Punjab | 0.00 | 2.59 | **2.59** | 2.54 | **2.54** | 2.43 | **2.43** | 2.33 | **2.33** | 7.856 | 3.180 | **11.036** | 3.130 | **10.986** | 3.000 | **10.856** | 2.880 | **10.736** |
| Rajasthan | 0.00 | 3.25 | **3.25** | 2.45 | **2.45** | 3.26 | **3.26** | 3.06 | **3.06** | 10.914 | 1.120 | **12.034** | 0.120 | **11.034** | 1.120 | **12.034** | 0.870 | **11.784** |
| U.P. | 10.00 | 5.20 | **15.20** | 5.00 | **15.00** | 4.91 | **14.91** | 4.61 | **14.61** | 20.144 | 5.770 | **25.914** | 5.520 | **25.664** | 5.390 | **25.534** | 5.020 | **25.164** |
| Uttarakhand | 0.00 | 0.60 | **0.60** | 0.50 | **0.50** | 0.70 | **0.70** | 0.50 | **0.50** | 4.111 | 0.750 | **4.861** | 0.620 | **4.731** | 0.870 | **4.981** | 0.620 | **4.731** |
| Total | **85.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **15.00** | **100.00** | **85.000** | **15.000** | **100.000** | **15.000** | **100.000** | **15.000** | **100.00** | **15.000** | **100.000** |

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-12

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

Exhibit - a

**MAINTENANCE SCHEDULE OF THERMAL,GAS & NUCLEAR UNITS OF**
**CENTRAL SECTOR POWER STATIONS FOR THE PERIOD APRIL, 2012 TO MARCH, 2013**

| Station | U.No.(Cap.) | Date of Boiler License | APR 12 | MAY 12 | JUN. 12 | JUL. 12 | AUG. 12 | SEP. 12 | OCT. 12 | NOV. 12 | DEC.12 | JAN. 13 | FEB. 13 | Mar. 13 | | REMARKS / Reason | No.of days |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Singrauli** | 1(200) | 07.10.12 | | 25 | 18 | | | | | | | | | | | Annual OH | 25 |
| STPS | 2(200) | 13.07.12 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 3(200) | 27.12.12 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 4(200) | 24.04.12 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 5(200) | 03.02.13 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 6(500) | 19.08.12 | 1 | 15 | | | | | | | | | | | | Annual OH + Eco coil replacement + HPT | 45 |
| | 7(500) | 09.05.12 | | | | | 25 | | 23 | | | | | | | Annual OH | 30 |
| **Rihand-I** | 1(500) | 27.08.12 | | | | 15 | | 23 | | | | | | | | Annual OH + HPT+ Gen. + Boiler RLA | 40 |
| STPS | 2(500) | 20.04.12 | 17 19 | | | | | 25 | | 24 | | | | | | Boiler licence renewal, Annual OH | 3, 30 |
| **Rihand-II** | 3(500) | 05.09.12 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 4(500) | 15.09.12 | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Unchahar -I** | 1(210) | 05.04.12 | | | | | | | | | | | | | | | |
| TPS | 2(210) | 03.05.12 | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Unchahar -II** | 3(210) | 31.05.12 | 1 | 25 | | | | | | | | | | | | Annual OH | 25 |
| | 4(210) | 24.05.12 | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Unchahar -III** | 5(210) | 09.09.12 | | | | | 25 | 18 | | | | | | | | Annual OH | 25 |
| **Tanda** | 1(110) | 09.08.12 | | | | | | | | | | | | | | | |
| TPS | 2(110) | 30.07.12 | | 8 | 13 | | | | | | | | | | | LT R&M | 67 |
| (CSGS Dedicated to | 3(110) | 08.09.12 | 13 | 13 | | | | | | | | | | | | Annual OH | 31 |
| UP) | 4(110) | 03.04.12 | 1 | 30 | | | | | | | | | | | | Annual OH | 30 |
| **Dadri** | 1(210) | 18.04.12 | 19 20 | 15 | | | | | | | | | | | | BLR, Annual Boiler Overhaulinç | 2 & 20 |
| NCTPS | 2(210) | 07.09.12 | 26 | | | | 23 | | 26 | | | | | | | Capital Overhauling-HP/LP/IP + RLA | 35 |
| | 3(210) | 17.10.11 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 4(210) | 16.09.12 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 5(490) | 09.09.12 | 1 | 25 | | | | | | | | | | | | Mandatory Inspection | 25 |
| | 6(490) | 14.07.12 | | | | 14 16 | | 1 | | 25 | | | | | | BLR, Annual Boiler Overhaulinç | 3, 25 |
| **BTPS** | 1(95) | 15.09.12 | | | | | | | 25 | 13 | | | | | | Annual Boiler Overhauling | 20 |
| (CSGS Dedicated to | 2(95) | 15.04.12 | | | | | 1 20 | | | | | | | | | Annual Boiler Overhauling | 20 |
| Delhi) | 3(95) | 21.07.12 | 1 20 | | | | | | | | | | | | | Annual Overhauling+Cond.Tube replace. | 20 |
| | 4(210) | 20.08.11 | | | | | | | | | | | | 15 | 23.04.13 | Annual Boiler Overhauling+ESP R&M | 17+ (23) |
| | 5(210) | 19.10.12 | | | | | 1 | | 10 | | | | | | | Annual Boiler Overhauling+ESP R&M | 40 |
| **Anta** | GT 1(88.7) | 19.12.11 | | | | 18 | 16 | | | | | 30 | 4 | | | Major & 4K VOH Inspection | 30, 6 |
| GPS | GT 2(88.7) | 19.12.11 | | | 21 | 26 | | | | | 10 17 | | | | | 4 K & 8K VOH Inspection | 6, 8 |
| | GT 3(88.7) | 19.12.11 | 24 29 | | | | | | 26 | | 24 | | | | | 12 K VOH & Major Inspection | 6, 30 |
| | ST 1 (153.2) | | | | | | | | | 19 | 24 | | | | | WHRB License renewal | 6 |
| **Auriya** | GT 1(111.19) | 21.06.12 | | 25 | 31 | | | | 10 12 | | | | | | | Combustor Inspection & Air Intake Filter Replacement | 7, 3 |
| GPS | GT 2(111.19) | 18.09.12 | | | | 1 | | 30 | 13 15 | | | | | | | Hot path inspection & Filter Replacement | 30, 3 |
| | GT 3(111.19) | 07.09.12 | | | 25 | | 24 | | 17 19 | | | | | | | Major Inspection & Filter Replace. | 30, 3 |
| | GT 4(111.19) | 20.02.12 | | | | | | | 20 22 | | | 10 | 24 | | | Filter Replacement & Major Inspection | 3, 15 |
| | ST 1(109.3) | 21.06.12 | | | | 1 | | 30 | | | | | | | | Major Inspection | 30 |
| | ST 2(109.3) | 20.02.12 | | | 25 | | 24 | | | | | | | | | Major Inspection / R&M of C&I | 30 |
| **Dadri** | GT 1(130.19) | 12.11.12 | | | | | | 10 19 | | 1 | 2 | | 1 3 | 7 | | Filter Replace., Compp.washing, 4K EOH Insp. | 10, 2, 1 & 5 |
| GPS | GT 2(130.19) | 24.11.12 | 30 4 | | | | | | | 20 | 26 | 6 | 6 | | | Minor 4k & 8k EOH Inspection, Comp. washing | 5, 7 & 1 |
| | GT 3(130.19) | 12.09.12 | | | 2 8 | | | 1 | 3 | 3 | 7 | | 9 9 | 12 14 | | Minor 8k, 2k & 4k EOH, Comp.Washing, Minor 2k EOH | 7, 3, 5, 1 & 3 |
| | GT 4(130.19) | 06.02.12 | | | | | 28 | 1 | | 28 | 30 | 31 | 31 | 15 | 18.04.13 | Minor 4k, 2k EOH+BLR+AFF, Comp.Washing, Mojor Insp. | 5, 3, 1 & 17 + (18) |
| | ST 1(154.51) | 24.11.12 | | | | | | 10 19 | | | | | | | | Annual S/D & condenser cleaning | 10 |
| | ST 2(154.51) | 06.02.12 | | | | | | | | | | | | 15 | 18.04.13 | Major O/H | 17 + (18) |
| **Faridabad (GPS)** | GT 1(137.758) | 05.04.13 | | | | 9 13 | | | | 1 | 2 1 | 5 | | | | Minor Insp., Air Intake Filter Replacement, Minor Insp. | 5, 2 & 5 |
| (CSGS Dedicated to | GT 2(137.758) | 26.04.13 | | | | 14 18 | | | | | | 6 10 | | | | Minor insepection, Minor insepection | 5, 5 |
| Haryana) | ST 2(156.08) | | | | | 9 15 | | | | | | | | | | Annual S/D & condenser cleaninç | 7 |
| **NAPS** | 1(220) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 2(220) | | | | | | | | 1 | | 30 | | | | | Biennial Shut Down | 30 |
| **RAPS - B** | 3(220) | | | | | | | | | 1 | | 30 | | | | Biennial Shut Down | 30 |
| | 4(220) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **RAPS - C** | 5(220) | | | 15 | 22 | | | | | | | | | | | Biennial Shutdown | 39 |
| | 6(220) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **MW outages on 1st & 15 th** | | | 1405 2225 | 950 330 | 530 530 | 461 858 | 904 815 | 1130 1416 | 1330 1101 | 404 309 | 488 309 | 138 111 | 219 0 | 0 495 | | | |
| **Av. MW outages in 1st & 2nd fortnight** | | | 1449 1397 | 918 454 | 530 384 | 602 731 | 904 995 | 1244 935 | 1187 712 | 385 439 | 335 238 | 155 110 | 95.9 0 | 94.1 495 | | | |

Exhibit - b

**MAINTENANCE SCHEDULE OF HYDRO UNITS OF**
**CENTRAL SECTOR POWER STATIONS FOR THE PERIOD APRIL, 2012 TO MARCH, 2013**

| Station | U.No.(Cap.) | APR 12 | MAY 12 | JUN. 12 | JUL. 12 | AUG. 12 | SEP. 12 | OCT. 12 | NOV. 12 | DEC.12 | JAN. 13 | FEB. 13 | Mar. 13 | REMARKS/Reason | No.of days |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **NHPC** | | | | | | | | | | | | | | | |
| B.Siul | 1(60) | | | | | | | 11 | 30 | | | | | Annual maintenance | 20 |
| | 2(60) | | | | | | | | 2 | 21 | | | | Annual maintenance | 20 |
| | 3(60) | | | | | | | | | 1 20 | | | | Annual maintenance | 20 |
| Salal | 1(115) | | | | | | | | | 10 | 8 | | | Annual maintenance | 30 |
| | 2(115) | | | | | | 3 | | 2 | | | | | Annual maintenance | 31 |
| | 3(115) | | | | | | | | | | 14 | 13 | | Annual maintenance | 31 |
| | 4(115) | | | | | | 3 | | | | 1 | | | Capital maintenance | 91 |
| | 5(115) | | | | | | | | | 25 | | | 25 | Capital maintenance | 91 |
| | 6(115) | | | | | | | 5 | 4 | | | | | Annual maintenance | 30 |
| Chamera - I | 1(180) | | | | | | | | 3 | | 23 | | | Annual maintenance | 21 |
| | 2(180) | | | | | | | | | 24 | 4 | | | Annual maintenance | 12 |
| | 3(180) | | | | | | | | | | 5 16 | | | Annual maintenance | 12 |
| Chamera - II | 1(100) | | | | | | | | 3 | | 27 | | | Annual maintenance | 25 |
| | 2(100) | | | | | | | | | | 4 | 13 | | Annual maintenance | 10 |
| | 3(100) | | | | | | | | | | | 16 | 25 | Annual maintenance | 10 |
| Uri | 1(120) | | | | | | | 13 | 2 | | | | | Annual maintenance | 21 |
| | 2(120) | | | | | | | 4 | | 25 | | | | Annual maintenance | 22 |
| | 3(120) | | | | | | | | 28 | 18 | | | | Annual maintenance | 21 |
| | 4(120) | | | | | | | | | 15 | 10 | | | Capital maintenance | 58 |
| Tanak Pur | 1(31.4) | | | | | | | | 20 | | | | 9 | Capital maintenance | 110 |
| | 2(31.4) | | | | | | | | | | | | 15 11.04.13 | Annual maintenance | 17+ (11) |
| | 3(31.4) | | | | | | | | | | | | | | |
| Dhauliganga | 1(70) | | | | | | | | 10 | 1 | | | | Annual maintenance | 22 |
| | 2(70) | | | | | | | | 5 | | 26 | | | Annual maintenance | 22 |
| | 3(70) | | | | | | | | | 30 | 20 | | | Annual maintenance | 22 |
| | 4(70) | | | | | | | | | | 24 | 14 | | Annual maintenance | 22 |
| Dulhasti | 1(130) | | | | | | | | | 15 | 15 | | | Annual maintenance | 32 |
| | 2(130) | | | | | | | | | 15 | 15 | | | Annual maintenance | 32 |
| | 3(130) | | | | | | | | | 15 | 15 | | | Annual maintenance | 32 |
| SEWA – II | 1(40) | 18 | 1 | | | | | | | | | | | Annual maintenance | 45 |
| | 2(40) | | | | | | | | | 21 | 10 | | | Annual maintenance | 21 |
| | 3(40) | | | | | | | | | | 11 | 31 | | Annual maintenance | 21 |
| Vishnuprayag | 1(100) | | | | | | | 5 | 11 | | | | | Runner insp.& mtc.works | 7 |
| | 2(100) | | | | | | | | 3 | 9 | | | | Runner insp.& mtc.works | 7 |
| | 3(100) | | | | | | | | | | 4 | 10 | | Runner insp.& mtc.works | 7 |
| | 4(100) | | | | | | | | | | 7 | 13 | | Runner insp.& mtc.works | 7 |
| Allian Duhangan | 1(96) | | | | | | | | | 1 | 15 | | | Annual maintenance | 15 |
| | 2(96) | | | | | | | | | 1 | 1 | 15 | | Annual maintenance | 15 |
| Malana | 1(43) | | | | | | | | | | 1 4 | | | Annual maintenance | 21 |
| | 2(43) | | | | | | | | | | | 7 | 26 | Annual maintenance | 20 |
| **MW outages on 1st & 15 th** | | 0 0 | 40 40 | 40 0 | 0 0 | 0 0 | 0 0 | 0 410 | 410 480 | 441 1301 | 1157 534 | 590 289 | 146 146 | | |
| **Av. MW outages in 1st & 2nd fortnight** | | 0 32 | 40 40 | 8 0 | 0 0 | 0 0 | 0 0 | 232 410 | 498 439 | 793 1219 | 1183 520 | 611 241 | 134 100 | | |

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

Exhibit - c

**MAINTENANCE SCHEDULE OF HYDRO UNITS OF**
**CENTRAL SECTOR POWER STATIONS FOR THE PERIOD APRIL, 2012 TO MARCH, 2013**

| Station | U.No.(Cap.) | APR 12 | MAY 12 | JUN. 12 | JUL. 12 | AUG. 12 | SEP. 12 | OCT. 12 | NOV. 12 | DEC.12 | JAN. 13 | FEB. 13 | Mar. 13 | | REMARKS/Reason | No.of days |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **BBMB** | 1(108) | | | | | | | | | 19 - 4 | | 1 - | - 17 | | Annual mtc. & C/Mtc.of PSHG | 17 , 17 |
| Bhakra (L) | 2(108) | | | | | | | | | 1 - | - | - | - | 31 | R&M &Upgrading from108 MW to126 MW | 90 |
| | 3(108) | | | | | | | | 27 - | - | - | - | - | 31 | R&M &Upgrading from108MW to126MW | 125 |
| | 4(108) | 1 - | - | - | - | - | - | - | 26 | - | - | - | - | | R&M & Upgrading from108 MW to126 MW | 210 |
| | 5(108) | 1 - | - 30 | | | | | | | 1 - | - 10 | | | | RM &Upgrading from108MW to126MW | 30, 10 |
| Bhakra (R) | 6(157) | | | | | | | | 12 - | - | - | - | - 11 | | Annual mtc. & Capital Mtc. | 120 |
| | 7(157) | | | | | | | | | 4 - 15 | | | | | Full term mtc. & Mid term mtc. | 12 |
| | 8(157) | | | | | | 4 - | - 20 | | | | | | | Annual mtc. | 17 |
| | 9(157) | 5 - | - 21 | | | | | | | | 23 - 8 | | | | C/Mtc.of PSHG & Annual mtc. | 17 , 17 |
| | 10(157) | | | | | | | | | | 7 - 18 | | | | C/Mtc.of PSHG & Mid term mtc. | 17 |
| Ganguwal | 1(27.99) | 2 - 9 | | | 9 - 12 | | 1 - | - 10 | | | 7 - 10 | | | | Half Yeraly, Quarterly,Annual&Quarterly mtc. | 8, 4, 10 & 4 |
| | 2(24.20) | 16 - | 25 | | 17 - 20 | | | 5 - | 12 - | | 4 - | 7 - | | | Annual,Quarterly,Half Yeraly & Quarterly mtc. | 10, 4, 8 & 4 |
| | 3(24.20) | | 7 - 14 | | | 6 - 9 | | | 21 - | 30 | | 5 - | 8 | | Half Yeraly,Quarterly,Annual & Quarterly mtc. | 8 ,4, 10 & 4 |
| Kotla | 1(28.94) | 9 - 16 | | | 13 - 16 | | | 15 - | 24 | | 14 - 17 | | | | Half Yeraly,Quarterly,Annual&Quarterly mtc. | 8,4,10 & 4 |
| | 2(24.20) | | 15 - 22 | | | 13 - 16 | | | 13 - 22 | | | | 11 - 14 | | Half Yeraly,Quarterly,Annual & Quarterly mtc. | 8, 4, 10 & 4 |
| | 3(24.20) | 26 - | 5 | 2 - | 5 | | | | 3 | 10 | 11 - 14 | | | | Annual, Quarterly,Half Yeraly & Quarterly mtc. | 10, 4, 8 & 4 |
| Dehar | 1(165) | 1 - 11 | | | | | | | | | 30 - | - | - | 29.05.13 | Annual mtc. & Capital mtc. | 11, 120 |
| | 2(165) | | | | | | | | 2 - 21 | | | | | | Annual mtc. | 20 |
| | 3(165) | | | | | | | 11 - | 30 | | | | | | Annual mtc. | 20 |
| | 4(165) | 1 - | 28 | | | | | | | | 5 | - | 24 | | Capital mtc. & Annual mtc. | 28, 20 |
| | 5(165) | | | | | | | | 25 - | 14 | | | | | Annual mtc. | 20 |
| | 6(165) | | | | | | 1 - | - | - | - | - | 28 | | | Capital mtc. | 120 |
| Pong | 1(66) | | | | | | 1 - | 7 | | | | 20 - | 6 | | Half yearly mtc.& Annual mtc. | 7, 15 |
| | 2(66) | | | | | | | 8 - 14 | | | | | 7 - 21 | | Half yearly mtc.& Annual mtc. | 7, 15 |
| | 3(66) | 1 - 6 | | | | | | 15 - 21 | | | | | | | Annual mtc. & Half yearly mtc. | 6, 7 |
| | 4(66) | 7 - 21 | | | | | | 22 - 28 | | | | | | | Annual mtc. & Half yearly mtc. | 15, 7 |
| | 5(66) | 23 - | 6 | | | | | 29 - 4 | | | | | | | Annual mtc. & Half yearly mtc. | 14, 7 |
| | 6(66) | | 7 - 21 | | | | | 5 - | 11 | | | | | | Annual mtc. & Half yearly mtc. | 15, 7 |
| Nathpa-Jhakri | 1(250) | | | | | | | | | 15 - 22 | | | | | Annual maintenance | 8 |
| | 2(250) | | | | | | | | | 28 - 4 | | | | | Annual maintenance | 8 |
| | 3(250) | | | | | | | | | | 10 - 17 | | | | Annual maintenance | 8 |
| | 4(250) | | | | | | | | | | 25 - 1 | | | | Annual maintenance | 8 |
| | 5(250) | | | | | | | | | | | 10 - 17 | | | Annual maintenance | 8 |
| | 6(250) | | | | | | | | | | | 25 - 4 | | | Annual maintenance | 8 |
| Tehri HPP | 1(250) | 15 - | 5 | | | | | | | | | | | | Annual maintenance | 21 |
| | 2(250) | | | | | | | | | | | 1 - | - 31 | | Annual maintenance | 31 |
| | 3(250) | 1 - | 30 | | | | | | | | | | | | Annual maintenance | 30 |
| | 4(250) | | 11 - | 31 | | | | | | | | | | | Annual maintenance | 21 |
| Koteshwar HEP | 1(100) | | | | | | 1 - | - | 15 | | | | | | Annual maintenance | 46 |
| | 2(100) | 2 - | 30 | | | | | | 16 - | - | 31 | | | | Annual maintenance | 29, 46 |
| | 3(100) | 1 - | 15 | | | | | | | | | | 15 - | 28.04.13 | Annual maintenance | 15, 17 + (28) |
| | 4(100) | | 1 - | 15 | | | | | | | | | | | Quaterly maintenance | 15 |
| Karcham Wangtoo | 1(250) | | | | | | | 15 - | 4 | | | | | | Runner insp.& mtc.works | 21 |
| | 2(250) | | | | | | | | 15 - | 5 | | | | | Runner insp.& mtc.works | 21 |
| | 3(250) | | | | | | | | | 15 - | 4 | | | | Runner insp.& mtc.works | 21 |
| | 4(250) | | | | | | | | | | 15 - | 4 | | | Runner insp.& mtc.works | 21 |
| **MW outages on 1st & 15 th** | | 882 1120 | 548 448 | 208 108 | 132 132 | 108 108 | 108 108 | 467 1040 | 854 969 | 945 1030 | 1254 1332 | 945 953 | 1212 905 | | | |
| **Av. MW outages in 1st & 2nd fortnight** | | 1025 993 | 498 394 | 208 108 | 129 118 | 118 108 | 108 108 | 647 934 | 692 936 | 930 1016 | 983 1113 | 919 827 | 1020 779 | | | |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Exhibit - d

**MAINTENANCE SCHEDULE OF THERMAL,GAS AND NUCLEAR UNITS OF**
**STATE SECTOR POWER STATIONS FOR THE PERIOD APRIL, 2012 TO MARCH, 2013**

| Station | U.No.(Cap.) | Date of Boiler License | APR 12 | MAY 12 | JUN. 12 | JUL. 12 | AUG. 12 | SEP. 12 | OCT. 12 | NOV. 12 | DEC.12 | JAN. 13 | FEB. 13 | Mar. 13 | REMARKS/Reason | No.of days |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Delhi** | 1(30) | | | | | | | | | | | | 1 10 | | Combustion Inspection | 10 |
| GTs | 2(30) | | | | | | | | | | | | | 11 20 | Combustion Inspection | 10 |
| (6x30+3x34) | 3(30) | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 4(30) | | | | | | | | 1 10 | | | | | | Combustion Inspection | 10 |
| | 5(30) | | | | | | | 1 10 | | | | | | | Combustion Inspection | 10 |
| | 6(30) | | | | | | | 11 30 | | | | | | | Hot Gas Path Inspection | 20 |
| | 1(15) ST HRSG-1 | 28.11.12 | | | | | | | | | | | | | | |
| | 1(15) ST HRSG-2 | 12.07.12 | | | | | | | | | | | | | | |
| | 2(15) ST HRSG-3 | 08.02.12 | 16 | 25 | | | | | | | | | | | Serving of valves, Ejectors & cl of condensor | 10 |
| | 2(15) ST HRSG-4 | 12.07.12 | 16 | 25 | | | | | | | | | | | Serving of valves, Ejectors & cl of condensor | 10 |
| | 3(15) ST HRSG-5 | 18.10.12 | | | | | | 1 | 10 | | | | | | Major Inspection | 40 |
| | 3(15) ST HRSG-6 | 19.04.12 | | | | | | 1 | 10 | | | | | | Major Inspection | 40 |
| PRAGATI - I | 1(104) GT | 07.08.12 | | | | 1 | 8 | | | 1 | 1 | | | | Combustion Inspection & Filter Replace. | 8, 1 |
| | 2(104) GT | 20.10.12 | | | | | 16 | 30 | | 4 | 4 | | | | HPI & Filter Replacement | 15, 1 |
| | 3(122) ST | | | | | | | | | | | | | | | |
| PRAGATI - III | 1(216) GT | | | | | | | | | | | 1 10 | | | Scheduled Inspection | 10 |
| BAWANA | 2(216) GT | | | | | | | | | | | | 1 10 | | Scheduled Inspection | 10 |
| | 3(216) GT | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 4(216) GT | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 5(216) GT | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 6(216) GT | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 1(253.6) ST | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 2(253.6) ST | | | | | | | | | | | | | | | |
| RITHALA | 1(31.6) GT | | | | | | | | | | | | | | | |
| NDPL | 2(31.6) GT | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 3(31.6) GT | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Haryana** | 1(110) | 29.07.11 | 16 | 30 | | | | | | | | | | | Annual Overhauling | 15 |
| PTPS | 2(110) | 23.12.11 | 1 15 | | | | | | | | | | | | Under s/d since 20.12.11 | 15 |
| (4x110 + 2x210 + | 3(110) | 09.12.11 | | | | | | 1 15 | | | | | | | Mini shut down | 15 |
| 2x250) | 4(110) | 30.06.11 | 1 22 | | | | | | | | | | | | Annual Overhauling | 22 |
| | 5(210) | 15.04.12 | | | 1 30 | | | | | | | | | | Annual Overhauling | 30 |
| | 6(210) | 07.06.11 | | | | | | | | | | | | | | |
| | 7(250) | 28.04.12 | | | | | | | 1 15 | | | | | | Mini shut down | 15 |
| | 8(250) | 29.05.12 | | | | | | | 20 3 | | | | | | Mini shut down | 15 |
| DCRTPP Yamuna | 1(300) | 24.12.11 | | 1 | 20 | | | | | | | | | | Mini shut down | 20 |
| Nagar (2 x 300 ) | 2(300) | 04.01.12 | 1 | | | | | | | | | | | | Forced shut down | 122 |
| RGTPP HISSAR | 1(600) | 15.09.12 | | | | | | | | | | 5 | 19 | | Annual Overhauling | 15 |
| (2 x 600 ) | 2(600) | 14.12.11 | | | | | | | | | | | | | | |
| **J&K** | 1-7(25) | | | | | | | | | | | | | | | |
| Pampore GT | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **PSEB** | 1(110) | March 12 | | | | 15 | 14 | | | | | | | | Capital Overhauling | 31 |
| GNDTPS | 2(110) | April 12 | | | | | | | 1 | 30 | | | | | Annual Overhauling | 30 |
| (4x110) | 3(110) | 02.06.11 | | | 8 7 | | | | | | | | | | Annual Overhauling | 30 |
| | 4(110) | | | | | | | | | 5 | | | | 31 | R&M works | 147 |
| ROPAR TPS | 1(210) | | 29 | 5 | | | | | | | | | | | Annual Overhauling + chemical cleaning | 38 |
| (6x210) | 2(210) | | | | | | | | | | | | 1 | 31 | Capital Overhauling+ Re-heater replacement | 31 |
| GGSSTP | 3(210) | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 4(210) | | 1 10 | | | | | | | | | | | | DVR replacement against AVR | 10 |
| | 5(210) | | | | | | | | | | 18 | 16 | | | Annual Overhauling + LPT | 30 |
| | 6(210) | | | | | | | | | | | | | | | |
| GHTP LM'bat ( | 1(210) | | | | | | | | | | | | 8 | 27 | Annual Overhauling | 20 |
| 2 x 210)+( 2 x 250) | 2(210) | | | | | | | | 1 | 15 | | | | | Capital Overhauling | 45 |
| | 3(250) | | | | | | | | | | | 18 6 | | | Annual Overhauling | 20 |
| | 4(250) | | | | | | | | | | | | | | | |
| **MW outages on 1st & 15 th** | | | 730 550 | 510 510 | 1020 920 | 410 410 | 214 104 | 170 60 | 310 0 | 570 430 | 424 110 | 536 110 | 360 920 | 566 350 | | |
| **Av. MW outages in 1st & 2nd fortnight** | | | 646 478 | 510 510 | 960 740 | 366 410 | 172 104 | 170 60 | 286 200 | 436 430 | 362 278 | 450 310 | 774 398 | 480 332 | | |

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

**Exhibit - e**

**MAINTENANCE SCHEDULE OF THERMAL,GAS AND NUCLEAR UNITS OF**
**STATE SECTOR POWER STATIONS FOR THE PERIOD APRIL, 2012 TO MARCH, 2013**

| Station | U.No.(Cap.) | Date of Boiler License | APR 12 | MAY 12 | JUN. 12 | JUL. 12 | AUG. 12 | SEP. 12 | OCT. 12 | NOV. 12 | DEC.12 | JAN. 13 | FEB. 13 | Mar. 13 | REMARKS/Reason | No.of days |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Rajasthan** | 1(110) | 17.05.11 | 1 | | | 19 | | | | | | | | | Capital O/H,replace.of LP rotor,HRH coils etc | 50 |
| KTPS | 2(110) | 08.06.11 | | | 14 | 4 | | | | | | | | | Annual Boiler Overhauling | 21 |
| (2x110+4x210) | 3(210) | 10.05.11 | | | | 5 | | 23 | | | | | | | Annual O/H& replace.HRH coils etc | 50 |
| | 4(210) | 22.05.11 | | | | | 17 | 6 | | | | | | | Annual Boiler Overhauling | 21 |
| | 5(210) | 20.07.11 | | | | | | 7 | 27 | | | | | | Annual Boiler Overhauling | 21 |
| | 6(195) | 21.06.11 | | | | | 5 | 25 | | | | | | | Annual Boiler Overhauling | 21 |
| | 7(195) | 20.04.11 | | | | 12 | 1 | | | | | | | | Annual Boiler Overhauling | 21 |
| RAMGARH GAS | 1(35.5) GT | | | | | 1 15 | | | | | | | | | Annual maint. | 15 |
| CCPP | 2(37.5) GT | | | | | | 1 | 30 | | | | | | | Major inspection & Annual maint. | 30 |
| | 3(37.5) ST | 10.03.11 | 8 | 22 | | | | | | | | | | | Major Overhauling& Annual maint. | 45 |
| SURATGARH TPS | 1(250) | 29.09.11 | | | | | | | | | | | | | | |
| | 2(250) | 17.04.11 | | 15 | 4 | | | | | | | | | | Annual maint.&statutory boiler inspection | 21 |
| | 3(250) | 15.06.11 | | | 5 | | 29 | | | | | | | | Annual maint.&statutory boiler inspection | 55 |
| | 4(250) | 30.06.11 | | | | 1 | 21 | | | | | | | | Capital Overhauling | 21 |
| | 5(250) | 29.05.11 | | | | | 24 | 13 | | | | | | | Annual maint.&statutory boiler inspection | 21 |
| | 6(250) | 02.03.11 | 1 | 14 | | | | 15 | 25 | | | | | | Annual maint.&statutory boiler inspection | 14 & 11 |
| DHOLPUR GAS | 1(110) GT | | | | | | | 10 19 | | | | | | | Combustion Inspection | 10 |
| CCPP | 2(110) GT | | | | 24 | 3 | | | | | | | | | Combustion Inspection | 10 |
| | 3(110) ST | 18.07.11 | | | 24 | 14 | | | | | | | | | Annual maint. | 21 |
| GIRAL | 1(125) | 26.09.11 | | | | | 16 | 15 | | | | | | | Annual maint. | 31 |
| | 2(125) | 27.03.11 | | | | 1 | 31 | | | | | | | | Annual maint. | 31 |
| CHHABRA TPS | 1(250) | 11.01.12 | | | 16 | 5 | | | | | | | | | Annual maint. | 21 |
| | 2(250) | 29.12.11 1 | 21 | | | | | | | | | | | | Annual maint. | 21 |
| BARSINGSAR LTPS | 1(125) | | | | | | | | | | | | | | | |
| NLC | 2(125) | | | | | | | | | | | | | | | |
| RAJWEST Power | 1(135) | | 27 | 21 | | | | | | | | 20 3 | | | Refractory maint., Annual O/H +BLR | 25 & 15 |
| | 2(135) | | | 6 4 | | | | | | | | 23 6 | | | Refractory maint., Annual O/H +BLR | 30 & 15 |
| | 3(135) | | | | 25 4 | | | | | | | | 19 5 | | Refractory maint., Annual O/H +BLR | 10 & 15 |
| | 4(135) | | | | 28 7 | | | | | | | | 16 2 | | Refractory maint., Annual O/H +BLR | 10 & 15 |
| RAPS - A | 1(100) | | | | | | | | | | | | | | S/D since 09.10.2004--under review | |
| (CSGS Dedicated to Raj) | 2(200) | | 16 15 | | | | | | | | | | | | Biennial Shut Down | 30 |
| **MW outages on 1st & 15 th** | | | 350 588 | 833 768 | 595 820 | 1361 880 | 598 1128 | 685 670 | 100 100 | 100 100 | 100 100 | 100 100 | 370 235 | 370 100 | | |
| **Av. MW outages in 1st & 2nd fortnight** | | | 365 465 | 914 664 | 459 945 | 1031 880 | 754 966 | 729 440 | 100 100 | 100 100 | 100 100 | 100 262 | 181 343 | 181 100 | | |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Exhibit - f

**MAINTENANCE SCHEDULE OF THERMAL,GAS AND NUCLEAR UNITS OF**
**STATE SECTOR POWER STATIONS FOR THE PERIOD APRIL, 2012 TO MARCH, 2013**

| Station | U.No.(Cap.) | Date of Boiler License | APR 12 | MAY 12 | JUN. 12 | JUL. 12 | AUG. 12 | SEP. 12 | OCT. 12 | NOV. 12 | DEC.12 | JAN. 13 | FEB. 13 | Mar. 13 | | REMARKS/Reason | No.of days |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **UPSEB** | 1(210) | | | | | | 25 | | 23 | | | | | | | Annual Overhauling | 30 |
| **ANPARA** | 2(210) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (3x210+2x500) | 3(210) | | | 20 | 18 | | | | | | | | | | | Annual Overhauling | 30 |
| | 4(500) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 5(500) | | | | | 10 | 9 | | | | | | | | | Annual Overhauling | 31 |
| | 1(50) | | | | | | | | | 10 | 30 | | | | | Annual Overhauling | 21 |
| **OBRA** | 2(50) | | | 10 | 30 | | | | | | | | | | | Annual Overhauling | 21 |
| | 7(94) | 1 | | | | | | | | | | | | | 30.06.13 | Refurbishment | 365+(91) |
| (4x40+3x94+5x200) | 9(200) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (4x40+3x94+5x200) | 10(200) | 1 | | | | | | | | | | | | | 31 | Refurbishment | 365 |
| | 11(200) | 1 | | | | | | | | | | | | | 31 | Refurbishment | 365 |
| | 12(200) | | | | | | 1 | | 30 | | | | | | | Annual Overhauling | 30 |
| | 13(200) | | | | | 1 | 31 | | | | | | | | | Annual Overhauling | 31 |
| **PARICHHA** | 1(110) | | | | 1 | | | | | | | | | | 31 | Refurbishment | 274 |
| | 2(110) | 1 | | | | 30 | | | | | | | | | | Refurbishment | 91 |
| (2x110+2x210) | 3(210) | | | | 25 | | 5 | | | | | | | | | Annual Overhauling | 42 |
| | 4(210) | | | | | | 25 | | 5 | | | | | | | Annual Overhauling | 42 |
| | 5(250) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 6(250) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **PANKI** | 3(105) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (1x32+2x105) | 4(105) | | | | 1 | | | 31 | | | | | | | | Annual Overhauling | 62 |
| **H'GANJ** | 5(60) | | | | | 1 | 15 | | | | | | | | | Annual Overhauling | 15 |
| (2x40+2x55+2x60+1x | 7(105) | 1 | | | | | | | | | | 31 | | | | Refurbishment | 275 |
| 105+2x250) | 8(250) | | | | | | | | 16 | | 30 | | | | | Annual Overhauling | 46 |
| | 9(250) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **ROSA TPS ( IPP )** | 1(300) | | | | | | 15 | | 24 | | | | | | | Annual Overhauling | 40 |
| ( 3x300 ) | 2(300) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 3(300) | | | 1 | 10 | | | | | | | | | | | PG test | 10 |
| | 4(300) | | | | 17 | 26 | | | | | | | | | | PG test | 10 |
| **ANPARA - C( IPP )** | 1(600) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| LANCO | 2(600) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **MW outages on 1st & 15 th** | | | 709 709 | 709 759 | 1219 1219 | 1224 1724 | 1584 1114 | 1629 1629 | 919 959 | 959 1009 | 709 709 | 604 604 | 604 604 | 604 604 | | | |
| **Av. MW outages in 1st & 2nd fortnight** | | | 709 709 | 729 927 | 1099 1015 | 1424 1724 | 1318 1282 | 1629 1425 | 793 959 | 979 1009 | 709 709 | 604 604 | 604 604 | 604 604 | | | |

BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-13

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**
**NEW DELHI**

**Petition No. 90/2010**

**Coram:**
**1. Dr. Pramod Deo, Chairperson**
**2. Shri S.Jayaraman, Member**
**3. Shri V.S.Verma, Member**
**4. Shri M.Deena Dayalan, Member**

**DATE OF HEARING: 19.8.2010** **DATE OF ORDER: 15.6.2011**

**IN THE MATTER OF**

Approval of generation tariff for Bairasiul Hydroelectric Project, (3 x 66 MW) for the period from 1.4.2009 to 31.3.2014.

**AND IN THE MATTER OF**

NHPC Ltd, Faridabad ..... **Petitioner**
Vs
1. Punjab State Electricity Board, Patiala
2. Haryana Power Purchase Centre, Panchkula
3. BSES-Rajdhani Power Ltd, New Delhi
4. BSES-Yamuna Power Ltd, New Delhi
5. North Delhi Power Ltd, Delhi
6. Himachal Pradesh State Electricity Board, Shimla ....**Respondents**

**The following were present:**

1. Shri S.Balaji, NHPC
2. Shri A.K.Tewari, NHPC
3. Shri Ansuman Ray, NHPC
4. Shri S.K.Meena, NHPC
5. Ms. Reshma Hemrajan, NHPC
6. Shri K.K.Goel, NHPC
7. Shri M.M.Mishra, NHPC
8. Shri N.K.Chadha, NHPC
9. Shri Padamjit Singh, HPPC
10. Shri T.P.S.Bawa, HPPC

**ORDER**

This petition has been filed by the petitioner, NHPC Ltd, for approval of generation tariff for Bairasiul Hydroelectric Project (3 x 66 MW) (hereinafter referred to as "the generating station") for the period from 1.4.2009 to 31.3.2014 based on the

*(₹ in lakh)*

| Particulars | 2009-10 | 2010-11 | 2011-12 | 2012-13 | 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|
| Maintenance Spares | 900.86 | 952.39 | 1006.87 | 1064.46 | 1125.35 |
| O & M expenses (1 month) | 500.48 | 529.11 | 559.37 | 591.37 | 625.19 |
| Receivables | 1413.53 | 1477.46 | 1550.18 | 1625.74 | 1706.52 |
| Total | 2814.87 | 2958.95 | 3116.42 | 3281.56 | 3457.06 |
| Rate of interest | 12.25% | 12.25% | 12.25% | 12.25% | 12.25% |
| **Interest on working capital** | **344.82** | **362.47** | **381.76** | **401.99** | **423.49** |

**Annual Fixed Charges**

87. The annual fixed charges approved for the generating station for the period from 1.4.2009 to 31.3.2014 is as under:

*(₹ in lakh)*

| Particulars | 2009-10 | 2010-11 | 2011-12 | 2012-13 | 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|
| Return on Equity | 1386.33 | 1392.44 | 1406.01 | 1416.93 | 1427.62 |
| Interest on Loan | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Depreciation | 744.30 | 760.59 | 800.89 | 839.10 | 885.68 |
| Interest on Working Capital | 344.82 | 362.47 | 381.76 | 401.99 | 423.49 |
| O & M Expenses | 6005.74 | 6349.26 | 6712.44 | 7096.39 | 7502.31 |
| **Total** | **8481.19** | **8864.76** | **9301.10** | **9754.42** | **10239.10** |

88. The petitioner shall be entitled to compute and recover the annual fixed charges and energy charges in accordance with Regulation 22 of the 2009 regulations.

89. The recovery of the annual fixed charges shall be subject to truing up, in terms of Regulation 6 of the 2009 regulations.

**Design Energy**

90. The month-wise details of design energy in respect of the generating station is indicated in the table as under:

| Month | Design Energy (MUs) |
|---|---|
| April | 97.85 |
| May | 106 |
| June | 92.8 |
| July | 109.24 |
| August | 115.08 |
| September | 59.86 |
| October | 35.39 |
| November | 25.22 |
| December | 22.21 |
| January | 23.81 |
| February | 29.43 |
| March | 62.39 |
| **Total** | **779.28** |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**
**NEW DELHI**

**Petition No. 84/2010**

**Coram: 1. Dr. Pramod Deo, Chairperson**
**2. Shri S.Jayaraman, Member**
**3. Shri V.S.Verma, Member**
**4. Shri M.Deena Dayalan, Member**

**DATE OF HEARING: 7.12.2010** **DATE OF ORDER: 12.7.2011**

**IN THE MATTER OF**

Approval of generation tariff for Chamera-I Hydroelectric project, (540 MW) for the period from 1.4.2009 to 31.3.2014.

**AND IN THE MATTER OF**

NHPC Ltd, Faridabad ..... **Petitioner**

Vs

1. Punjab State Electricity Board, Patiala
2. Haryana Power Generation Corporation Ltd., Panchkula
3. BSES-Rajdhani Power Ltd., New Delhi
4. Uttar Pradesh Power Corporation Ltd, Lucknow
5. BSES-Yamuna Power Ltd., New Delhi
6. Rajasthan Rajya Vidyut Prasaran Nigam Ltd., Jaipur
7. North Delhi Power Ltd., Delhi
8. Uttaranchal Power Corporation of Ltd., Dehradun
9. Jaipur Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Jaipur9.
10. Himachal Pradesh State Electricity Board, Shimla
11. Jodhpur Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Jodhpur
12. Engineering Department, UT Secretariat, Chandigarh
13. Ajmer Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Ajmer
14. Power Development Department, Govt of J&K, Jammu ....**Respondents**

**The following were present:**

1. Shri S.Balaji, NHPC
2. Shri A.K.Tewari, NHPC
3. Shri Ansuman Ray, NHPC
4. Shri S.K.Meena, NHPC
5. Ms. Reshma Hemrajan, NHPC
6. Shri K.K.Goel, NHPC
7. Shri M.M.Mishra, NHPC
8. Shri N.K.Chadha, NHPC
9. Shri Padamjit Singh, HPPC
10. Shri T.P.S.Bawa, HPPC



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

75. Necessary computations in support of calculation of interest on working capital is as under:

*(₹in lakh)*

| Particulars | 2009-10 | 2010-11 | 2011-12 | 2012-13 | 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|
| Maintenance Spares | 1313.72 | 1388.86 | 1468.30 | 1552.29 | 1641.08 |
| O & M expenses (1 month) | 729.84 | 771.59 | 815.72 | 862.38 | 911.71 |
| Receivables | 4054.30 | 4151.82 | 4257.93 | 4365.31 | 4468.56 |
| Total | 6097.86 | 6312.27 | 6541.96 | 6779.98 | 7021.35 |
| Rate of interest | 12.25% | 12.25% | 12.25% | 12.25% | 12.25% |
| **Interest on working capital** | **746.99** | **773.25** | **801.39** | **830.55** | **860.12** |

**Annual Fixed Charges**

76. The annual fixed charges approved for the generating station for the period from 1.4.2009 to 31.3.2014 is as under:

*(₹in lakh)*

| Particulars | 2009-10 | 2010-11 | 2011-12 | 2012-13 | 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|
| Return on Equity | 10803.07 | 10832.26 | 10867.21 | 10893.56 | 10891.64 |
| Interest on Loan | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Depreciation | 4017.64 | 4046.32 | 4090.31 | 4119.14 | 4119.06 |
| Interest on Working Capital | 746.99 | 773.25 | 801.39 | 830.55 | 860.12 |
| O & M Expenses | 8758.11 | 9259.07 | 9788.69 | 10348.60 | 10940.54 |
| **Total** | **24325.81** | **24910.90** | **25547.60** | **26191.85** | **26811.36** |

77. The petitioner shall be entitled to compute and recover the annual fixed charges and energy charges in accordance with Regulation 22 of the 2009 regulations.

78. The recovery of the annual fixed charges shall be subject to truing up, in terms of Regulation 6 of the 2009 regulations.

**Design Energy**

79. The month-wise details of design energy in respect of the generating station is indicated in the table as under:

| Month | Design Energy (MUs) |
|---|---|
| April | 99.02 |
| May | 184.54 |
| June | 183.46 |
| July | 279.62 |
| August | 340.25 |
| September | 168.17 |
| October | 96.93 |
| November | 65.91 |
| December | 59.93 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | |
|---|---|
| January | 64.45 |
| February | 58.13 |
| March | 64.15 |
| **Total** | **1664.55** |

80. Monthly energy charges shall be computed in terms of the provisions contained in Regulation 22 of the 2009 regulations.

**Application fee and the publication expenses**

81. The petitioner has sought approval for the reimbursement of fee paid by it for filing the petition for determination of tariff for the generating station. However, the details of the actual expenditure incurred for publication of notice in the newspapers, has not been submitted by the petitioner.

82. Regulation 42 of the 2009 regulations provides as under:

> *"The application filing fee and the expenses incurred on publication of notices in the application for approval of tariff, may in the discretion of the Commission, be allowed to be recovered by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, directly from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be."*

83. The Commission in its order dated 11.1.2010 in Petition No.109/2009 (pertaining to approval of tariff for SUGEN power plant for the period from DOCO to 31.3.2014) had decided that filing fees in respect of main petitions for determination of tariff and the expenses on publication of notices are to be reimbursed.

84. Accordingly, the expenses incurred by the petitioner on application filing fees amounting to ₹10.80 lakh each for the years 2009-10 and 2010-11 respectively, in connection with the present petition, shall be directly recovered from the beneficiaries, on *pro rata* basis. The reimbursement of charges towards the publication of notices in newspapers shall be recovered on *pro rata* basis, on submission of documentary proof of the same.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**
**NEW DELHI**

**Petition No.66/2010**

**Coram: Dr. Pramod Deo, Chairperson**
**Shri S.Jayaraman, Member**
**Shri V.S.Verma, Member**
**Shri M.Deena Dayalan, Member**

**DATE OF HEARING: 19.8.2010** **DATE OF ORDER: 27.1.2012**

**In the matter of**

Approval of generation tariff in respect of Chamera Hydroelectric Project, Stage-II (3 x 100 MW) for the period from 1.4.2009 to 31.3.2014.

**And**

**In the matter of**

NHPC Ltd, Faridabad. **...Petitioner**

Vs

1. Punjab State Electricity Board, Patiala
2. Haryana Power Generation Corporation Ltd., Panchkula
3. BSES-Yamuna Power Ltd., New Delhi
4. Uttar Pradesh Power Corporation Ltd, Lucknow
5. BSES-Rajdhani Power Ltd., New Delhi
6. Rajasthan Rajya Vidyut Prasaran Nigam Ltd., Jaipur
7. North Delhi Power Ltd., Delhi
8. Uttarakhand Power Corporation of Ltd., Dehradun
9. Jaipur Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Jaipur
10. Himachal Pradesh State Electricity Board, Shimla
11. Jodhpur Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Jodhpur
12. Engineering Department, UT Secretariat, Chandigarh
13. Ajmer Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Ajmer
14. Power Development Department, Govt of J&K, Jammu **...Respondents**

**The following were present**

1. Shri S.Balaji, NHPC
2. Shri A.K.Tewari, NHPC
3. Ms. Reshma Hemrajani, NHPC
4. Shri Ansuman Ray, NHPC
5. Shri S.K.Meena, NHPC
6. Shri M.M.Mishra, NHPC
7. Shri N.K.Chadha, NHPC
8. Shri K.K.Goel, NHPC
9. Shri Padamjit Singh, HPPC
10. Shri T.P.S.Bawa, HPPC
11. Shri A.N.Ghosh, Consultant, UPPCL
12. Shri K.Prasad, UPPCL



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

73. Necessary computations in support of calculation of interest on working capital is as under:

(₹ in lakh)

| | 2009-10 | 2010-11 | 2011-12 | 2012-13 | 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|
| Maintenance Spares | 936.17 | 989.72 | 1046.33 | 1106.18 | 1169.45 |
| O & M expenses (*1 month)* | 520.09 | 549.84 | 581.29 | 614.54 | 649.70 |
| Receivables | 5917.92 | 5819.65 | 5726.95 | 5634.15 | 5524.23 |
| Total | 7374.18 | 7359.22 | 7354.57 | 7354.87 | 7343.38 |
| Rate of interest | 12.25% | 12.25% | 12.25% | 12.25% | 12.25% |
| **Interest on working capital** | **903.34** | **901.50** | **900.94** | **900.97** | **899.56** |

**Annual Fixed Charges**

74. The annual fixed charges approved for the generating station for the period from 1.4.2009 to 31.3.2014 is as under:

(₹ in lakh)

| | 2009-10 | 2010-11 | 2011-12 | 2012-13 | 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|
| Return on Equity | 10738.13 | 10740.22 | 10741.97 | 10743.28 | 10743.44 |
| Interest on Loan | 7133.24 | 6184.34 | 5247.76 | 4289.30 | 3209.08 |
| Depreciation | 10491.66 | 10493.75 | 10495.49 | 10496.80 | 10496.96 |
| Interest on Working Capital | 903.34 | 901.50 | 900.94 | 900.97 | 899.56 |
| O & M Expenses | 6241.13 | 6598.12 | 6975.53 | 7374.53 | 7796.35 |
| **Total** | **35507.50** | **34917.93** | **34361.69** | **33804.89** | **33145.39** |

75. The petitioner shall be entitled to compute and recover the annual fixed charges and energy charges in accordance with Regulation 22 of the 2009 regulations.

76. The recovery of the annual fixed charges shall be subject to truing up in terms of Regulation 6 of the 2009 regulations.

**Design Energy**

77. The month-wise details of design energy in respect of the generating station is indicated in the following table:

| Month | Design Energy (MUs) |
|---|---|
| April | 188.65 |
| May | 212.04 |
| June | 149.31 |
| July | 212.04 |
| August | 212.04 |
| September | 152.23 |
| October | 69.95 |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | |
|---|---|
| November | 48.98 |
| December | 39.55 |
| January | 39.29 |
| February | 56.43 |
| March | 119.38 |
| **Total** | **1499.89** |

78. The monthly energy charges shall be computed in terms of the provisions contained in Regulation 22 of the 2009 regulations.

**Application fee and the publication expenses**

79. The petitioner has sought approval for the reimbursement of fees of ₹6.00 lakh each paid by it for the years 2009-10 and 2010-11 towards filing of the petition for determination of tariff for the generating station. However, the details of the actual expenditure incurred for publication of notice in the newspapers, has not been submitted by the petitioner.

80. Regulation 42 of the 2009 regulations provides as under:

> *"The application filing fee and the expenses incurred on publication of notices in the application for approval of tariff, may in the discretion of the Commission, be allowed to be recovered by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, directly from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be."*

81. The Commission in its order dated 11.1.2010 in Petition No.109/2009 (pertaining to approval of tariff for SUGEN power plant for the period from DOCO to 31.3.2014) had decided that filing fees in respect of main petitions for determination of tariff and the expenses on publication of notices are to be reimbursed.

82. Accordingly, the expenses incurred by the petitioner on application filing fees amounting to ₹6.00 lakh each for the years 2009-10, 2010-11 and 2011-12 in connection with the present petition, shall be directly recovered from the beneficiaries, on *pro rata* basis. The expenditure on filing fees for the balance years of the tariff period shall be recovered after payment of the same based on the Central Electricity Regulatory Commission (Payment of Fees) Regulations, 2008 and/or its amendment.

**CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**
**NEW DELHI**

**Petition No. 109/2010**

**Coram: 1. Dr. Pramod Deo, Chairperson**
**2. Shri S.Jayaraman, Member**
**3. Shri V.S.Verma, Member**
**4. Shri M.Deena Dayalan, Member**

**DATE OF HEARING: 17.8.2010** **DATE OF ORDER: 14.3.2011**

**IN THE MATTER OF**

Approval of generation tariff for Dhauliganga Hydroelectric Project, Stage-I (4 x 70 MW) for the period from 1.4.2009 to 31.3.2014.

**AND IN THE MATTER OF**

NHPC Ltd, Faridabad ..... **Petitioner**
Vs
1. Punjab State Electricity Board, Patiala
2. Haryana Power Purchase Centre, Panchkula
3. BSES-Rajdhani Power Ltd, New Delhi
4. Uttar Pradesh Power Corporation Ltd, Lucknow
5. BSES-Yamuna Power Ltd, New Delhi
6. Rajasthan Rajya Vidyut Prasaran Nigam Ltd., Jaipur
7. North Delhi Power Ltd, Delhi
8. Jaipur Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Jaipur
9. Jodhpur Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Jodhpur
10. Uttarakhand Power Corporation of Ltd., Dehradun
11. Ajmer Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Ajmer
12. Himachal Pradesh State Electricity Board, Shimla
13. Engineering Department, UT Secretariat, Chandigarh
14. Power Development Department, Govt. of J&K, Jammu ....**Respondents**

**The following were present:**

1. Shri Sachin Datta, Advocate, NHPC
2. Shri N.K.Chadha, NHPC
3. Shri Prashant Kaul, NHPC
4. Shri A.K.Tewari, NHPC
5. Shri S.K. Meena, NHPC
6. Shri Ansuman Ray, NHPC
7. Shri M.M.Mishra, NHPC
8. Shri K.K.Goel, NHPC
9. Ms. Reshma Hemrajan, NHPC
10. Ms. Niti Singh, NHPC
11. Shri Padamjit Singh, HPPC
12. Shri T.P.S.Bawa, HPPC



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

49. The recovery of the annual fixed charges shall be subject to truing up in terms of Regulation 6 of the 2009 regulations.

**Design Energy**

50. The month-wise details of design energy in respect of the generating station is indicated in the following table:

| Month | Design Energy (MUs) |
|---|---|
| April | 56.08 |
| May | 91.26 |
| June | 144.33 |
| July | 208.32 |
| August | 208.32 |
| September | 160.00 |
| October | 94.40 |
| November | 52.48 |
| December | 31.69 |
| January | 31.62 |
| February | 25.89 |
| March | 30.30 |
| **Total** | **1134.69** |

51. Monthly energy charges shall be computed in terms of the provisions contained in Regulation 22 of the 2009 regulations.

**Application fee and the publication expenses**

52. The petitioner has sought approval for the reimbursement of fee paid by it for filing the petition for determination of tariff for the generating station. However, the details of the actual expenditure incurred for publication of notice in the newspapers, has not been submitted by the petitioner.

53. Regulation 42 of the 2009 regulations provides as under:

> *"The application filing fee and the expenses incurred on publication of notices in the application for approval of tariff, may in the discretion of the Commission, be allowed to be recovered by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, directly from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be."*

**CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**
**NEW DELHI**

**Petition No. 60/2010**

**Coram:**
**1. Dr. Pramod Deo, Chairperson**
**2. Shri S.Jayaraman, Member**
**3. Shri V.S.Verma, Member**
**4. Shri M.Deena Dayalan, Member**

**DATE OF HEARING: 20.7.2010** **DATE OF ORDER 30.5.2011**

**IN THE MATTER OF**

Approval of generation tariff for Dulhasti Hydroelectric Project, (3 x 130 MW) for the period from 1.4.2009 to 31.3.2014.

**AND IN THE MATTER OF**

NHPC Ltd, Faridabad ..... **Petitioner**
Vs
1. Punjab State Electricity Board, Patiala
2. Haryana Power Purchase Centre, Panchkula
3. BSES-Rajdhani Power Ltd, New Delhi
4. BSES-Yamuna Power Ltd, New Delhi
5. North Delhi Power Ltd, Delhi
6. Uttar Pradesh Power Corporation Ltd, Lucknow
7. Jaipur Vidyut Vitaran Nigam Ltd, Jaipur
8. Rajasthan Rajya Vidyut Prasaran Nigam Ltd, Jaipur
9. Uttarakhand Power Corporation of Ltd, Dehradun
10. Jodhpur Vidyut Vitaran Nigam Ltd, Jodhpur
11. Ajmer Vidyut Vitaran Nigam Ltd, Ajmer
12. Engineering Department, UT Secretariat, Chandigarh
13. Power Development Department, Govt. of J&K, Jammu ....**Respondents**

**The following were present:**

1. Shri N.K.Chadha, NHPC
2. Shri Prashant Kaul, NHPC
3. Shri Ansuman Ray, NHPC
4. Shri Surendra Kumar Meena, NHPC
5. Ms. Reshma Hemrajan, NHPC
6. Ms. Niti Singh, NHPC
7. Shri Padamjit Singh, HPPC
8. Shri T.P.S.Bawa, HPPC



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| Month | Design Energy (MUs) |
|---|---|
| April | 110.7 |
| May | 230.3 |
| June | 266.7 |
| July | 275.6 |
| August | 275.6 |
| September | 261.3 |
| October | 134.5 |
| November | 84.0 |
| December | 73.4 |
| January | 64.3 |
| February | 55.6 |
| March | 74.6 |
| **Total** | **1907** |

59. Monthly energy charges shall be computed in terms of the provisions contained in Regulation 22 of the 2009 regulations.

**Application fee and the publication expenses**

60. The petitioner has sought approval for the reimbursement of fee paid by it for filing the petition for determination of tariff for the generating station. However, the details of the actual expenditure incurred for publication of notice in the newspapers, has not been submitted by the petitioner.

61. Regulation 42 of the 2009 regulations provides as under:

> *"The application filing fee and the expenses incurred on publication of notices in the application for approval of tariff, may in the discretion of the Commission, be allowed to be recovered by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, directly from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be."*

62. The Commission in its order dated 11.1.2010 in Petition No.109/2009 (pertaining to approval of tariff for SUGEN power plant for the period from DOCO to 31.3.2014) had decided that filing fees in respect of main petitions for determination of tariff and the expenses on publication of notices are to be reimbursed.

**CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**
**NEW DELHI**

**Petition No.104/2010**

**Coram: Dr. Pramod Deo, Chairperson**
**Shri S.Jayaraman, Member**
**Shri V.S.Verma, Member**
**Shri M.Deena Dayalan, Member**

**DATE OF HEARING: 17.8.2010** **DATE OF ORDER: 27.6.2011**

**IN THE MATTER OF**

Approval of generation tariff in respect of Salal Hydroelectric Project (6 x 115 MW) for the period from 1.4.2009 to 31.3.2014.

**AND IN THE MATTER OF**

NHPC Ltd, Faridabad. **...Petitioner**

Vs

1. Punjab State Electricity Board, Patiala
2. Haryana Power Generation Corporation Ltd., Panchkula
3. BSES-Rajdhani Power Ltd., New Delhi
4. Uttar Pradesh Power Corporation Ltd, Lucknow
5. BSES-Yamuna Power Ltd., New Delhi
6. Rajasthan Rajya Vidyut Prasaran Nigam Ltd., Jaipur
7. North Delhi Power Ltd., Delhi
8. Jaipur Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Jaipur
9. Jodhpur Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Jodhpur
10. Uttarakhand Power Corporation of Ltd., Dehradun
11. Ajmer Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Ajmer
12. Himachal Pradesh State Electricity Board, Shimla
13. Engineering Department, UT Secretariat, Chandigarh
14. Power Development Department, Govt. of J&K, Jammu **...Respondents**

**The following were present**

1. Shri Sachin Datta, Advocate, NHPC
2. Shri N.K.Chadha, NHPC
3. Shri Prashant Kaul, NHPC
4. Shri A.K.Tewari, NHPC
5. Shri S.K. Meena, NHPC
6. Shri Ansuman Ray, NHPC
7. Shri M.M.Mishra, NHPC
8. Shri K.K.Goel, NHPC
9. Ms. Reshma Hemrajan, NHPC
10. Ms. Niti Singh, NHPC
11. Shri Padamjit Singh, HPPC
12. Shri T.P.S.Bawa, HPPC

81. The recovery of the annual fixed charges shall be subject to truing up in terms of Regulation 6 of the 2009 regulations.

**Design Energy**

82. The month-wise details of design energy in respect of the generating station is indicated in the following table:

| **Month** | **Design Energy (MUs)** |
|---|---|
| April | 189.52 |
| May | 324.94 |
| June | 471.9 |
| July | 487.70 |
| August | 487.70 |
| September | 424.30 |
| October | 229.61 |
| November | 128.63 |
| December | 94.57 |
| January | 60.69 |
| February | 68.97 |
| March | 113.47 |
| **Total** | **3082.00** |

83. The monthly energy charges shall be computed in terms of the provisions contained in Regulation 22 of the 2009 regulations.

**Application fee and the publication expenses**

84. The petitioner has sought approval for the reimbursement of fee paid by it for filing the petition for determination of tariff for the generating station. However, the details of the actual expenditure incurred for publication of notice in the newspapers, has not been submitted by the petitioner.

85. Regulation 42 of the 2009 regulations provides as under:

> *"The application filing fee and the expenses incurred on publication of notices in the application for approval of tariff, may in the discretion of the Commission, be allowed to be recovered by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, directly from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be."*

86. In terms of the Commission's order dated 11.1.2010 in Petition No.109/2009 (pertaining to approval of tariff for SUGEN power plant for the period from DOCO to

**CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**
**NEW DELHI**

**Petition No.75/2010**

**Coram: Dr. Pramod Deo, Chairperson**
**Shri S.Jayaraman, Member**
**Shri V.S.Verma, Member**
**Shri M.Deena Dayalan, Member**

**DATE OF HEARING: 19.8.2010** **DATE OF ORDER: 10.5.2011**

**IN THE MATTER OF**

Approval of generation tariff in respect of Tanakpur Hydroelectric Project (3 x 31.4 MW) for the period from 1.4.2009 to 31.3.2014.

**AND IN THE MATTER OF**

NHPC Ltd, Faridabad. **...Petitioner**

Vs

1. Punjab State Electricity Board, Patiala
2. Haryana Power Generation Corporation Ltd., Panchkula
3. BSES-Yamuna Power Ltd., New Delhi
4. Uttar Pradesh Power Corporation Ltd, Lucknow
5. BSES-Rajdhani Power Ltd., New Delhi
6. Rajasthan Rajya Vidyut Prasaran Nigam Ltd., Jaipur
7. North Delhi Power Ltd., Delhi
8. Uttarakhand Power Corporation of Ltd., Dehradun
9. Jaipur Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Jaipur
10. Himachal Pradesh State Electricity Board, Shimla
11. Jodhpur Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Jodhpur
12. Engineering Department, UT Secretariat, Chandigarh
13. Ajmer Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Ajmer
14. Power Development Deptt. Govt of J&K, Jammu **...Respondents**

**The following were present**

1. Shri S.Balaji, NHPC
2. Shri A.K.Tewari, NHPC
3. Ms. Reshma Hemrajani, NHPC
4. Shri Ansuman Ray, NHPC
5. Shri S.K.Meena, NHPC
6. Shri M.M.Mishra, NHPC
7. Shri N.K.Chadha, NHPC
8. Shri K.K.Goel, NHPC
9. Shri Padamjit Singh, HPPC
10. Shri T.P.S.Bawa, HPPC
11. Shri A.N.Ghosh, Consultant, UPPCL
12. Shri K.Prasad, UPPCL



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

79. The recovery of the annual fixed charges shall be subject to truing up in terms of Regulation 6 of the 2009 regulations.

**Design Energy**

80. The month-wise details of design energy in respect of the generating station is indicated in the following table:

| **Month** | **Design Energy (MUs)** |
|---|---|
| April | 19.71 |
| May | 28.94 |
| June | 42.29 |
| July | 66.59 |
| August | 66.59 |
| September | 64.44 |
| October | 51.92 |
| November | 31.12 |
| December | 24.13 |
| January | 21.25 |
| February | 17.12 |
| March | 18.09 |
| **Total** | **452.19** |

81. The monthly energy charges shall be computed in terms of the provisions contained in Regulation 22 of the 2009 regulations.

**Application fee and the publication expenses**

82. The petitioner has sought approval for the reimbursement of fee paid by it for filing the petition for determination of tariff for the generating station. However, the details of the actual expenditure incurred for publication of notice in the newspapers, has not been submitted by the petitioner.

83. Regulation 42 of the 2009 regulations provides as under:

> *"The application filing fee and the expenses incurred on publication of notices in the application for approval of tariff, may in the discretion of the Commission, be allowed to be recovered by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, directly from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be."*

84. The Commission in its order dated 11.1.2010 in Petition No.109/2009 (pertaining to approval of tariff for SUGEN power plant for the period from DOCO to

**CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**
**NEW DELHI**

**Petition No.74/2010**

**Coram: Dr. Pramod Deo, Chairperson**
**Shri S.Jayaraman, Member**
**Shri V.S.Verma, Member**
**Shri M.Deena Dayalan, Member**

**DATE OF HEARING: 20.7.2010** **DATE OF ORDER: 16.6.2011**

**IN THE MATTER OF**

Approval of generation tariff in respect of Uri Hydroelectric Project, Stage-II, (4 x 120 MW) for the period from 1.4.2009 to 31.3.2014.

**AND IN THE MATTER OF**

NHPC Ltd, Faridabad. **...Petitioner**

Vs

1. Punjab State Electricity Board, Patiala
2. Haryana Power Generation Corporation Ltd., Panchkula
3. BSES-Rajdhani Power Ltd., New Delhi
4. Uttar Pradesh Power Corporation Ltd, Lucknow
5. BSES-Yamuna Power Ltd., New Delhi
6. Rajasthan Rajya Vidyut Prasaran Nigam Ltd., Jaipur
7. North Delhi Power Ltd., Delhi
8. Jaipur Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Jaipur
9. Jodhpur Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Jodhpur
10. Uttarakhand Power Corporation of Ltd., Dehradun
11. Ajmer Vidyut Vitaran Nigam Ltd., Ajmer
12. Himachal Pradesh State Electricity Board, Shimla
13. Engineering Department, UT Secretariat, Chandigarh
14. Power Development Department, Govt. of J&K, Jammu **...Respondents**

**The following were present**

1. Shri N.K.Chadha, NHPC
2. Shri Prashant Kaul, NHPC
3. Shri Ansuman Ray, NHPC
4. Shri Surendra Kumar Meena, NHPC
5. Ms. Reshma Hemrajan, NHPC
6. Ms. Niti Singh, NHPC
7. Shri Padamjit Singh, HPPC
8. Shri T.P.S.Bawa, HPPC



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Design Energy**

78. The month-wise details of design energy in respect of the generating station is indicated in the following table:

| Month | Design Energy (MUs) |
|---|---|
| April | 328.32 |
| May | 339.26 |
| June | 328.32 |
| July | 339.26 |
| August | 302.63 |
| September | 209.24 |
| October | 117.69 |
| November | 72.21 |
| December | 71.39 |
| January | 81.09 |
| February | 133.09 |
| March | 264.88 |
| **Total** | **2587.38** |

79. The monthly energy charges shall be computed in terms of the provisions contained in Regulation 22 of the 2009 regulations.

**Application fee and the publication expenses**

80. The petitioner has sought approval for the reimbursement of fee paid by it for filing the petition for determination of tariff for the generating station. However, the details of the actual expenditure incurred for publication of notice in the newspapers, has not been submitted by the petitioner.

81. Regulation 42 of the 2009 regulations provides as under:

> *"The application filing fee and the expenses incurred on publication of notices in the application for approval of tariff, may in the discretion of the Commission, be allowed to be recovered by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, directly from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be."*

82. In terms of the Commission's order dated 11.1.2010 in Petition No.109/2009 (pertaining to approval of tariff for SUGEN power plant for the period from DOCO to 31.3.2014) the filing fees and the expenses on publication of notices incurred in respect of the petition for determination of tariff of the generating station are allowed to be recovered.

**CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**
**NEW DELHI**

**Petition No. 57/2010**

**Coram**
1. Dr. Pramod Deo, Chairperson
2. Shri S.Jayaraman, Member
3. Shri V.S.Verma, Member
4. Shri M.Deena Dayalan, Member

**DATE OF HEARING: 18.5.2010** **DATE OF ORDER: 6.9.2010**

**IN THE MATTER OF**

Approval of generation tariff of SEWA Hydro electric project, Stage-II (3 x 40 MW) located at Kathua, State of J&K, for the period from 1.3.2010 to 31.3.2014.

**AND IN THE MATTER OF**

NHPC Ltd. **…Petitioner**

Vs

1. Punjab State Electricity Board, Patiala
2. Haryana Power Generation Corporation Ltd, Panchkula
3. BSES-Yamuna Power Ltd, New Delhi
4. Uttar Pradesh Power Corporation Ltd, Lucknow
5. BSES-Rajdhani Power Ltd, New Delhi
6. Rajasthan Rajya Vidyut Prasaran Nigam Ltd, Jaipur
7. North Delhi Power Ltd, Delhi
8. Uttarakhand Power Corporation of Ltd, Dehradun
9. Jaipur Vidyut Vitaran Nigam Ltd, Jaipur
10. Himachal Pradesh State Electricity Board, Shimla
11. Jodhpur Vidyut Vitaran Nigam Ltd, Jodhpur
12. Engineering Deptt. UT Secretariat, Chandigarh
13. Ajmer Vidyut Vitaran Nigam Ltd, Ajmer
14. Power Development Department, Govt of J&K, Jammu …**Respondents**

**The following were present**

1. Shri Prashant Kaul, NHPC
2. Shri M.S.Babu, NHPC
3. Shri V.N.Tripathi, NHPC
4. Shri S.Balaji, NHPC
5. Shri Ansuman Ray, NHPC
6. Shri Padamjit Singh, HPPC
7. Shri T.P.S.Bawa, HPPC



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| Month | Design Energy (MU) |
|---|---|
| April | 55.93 |
| May | 39.01 |
| June | 81.92 |
| July | 76.69 |
| August | 84.82 |
| September | 40.90 |
| October | 21.36 |
| November | 14.66 |
| December | 11.70 |
| January | 9.72 |
| February | 22.61 |
| March | 74.21 |
| **Total** | **533.53** |

69. Monthly energy charges shall be computed in terms of the provisions contained in Regulation 22 of the 2009 regulations.

**Application fee and the publication expenses**

70. The petitioner has sought approval for the reimbursement of fee paid by it for filing the petition and for the expenses incurred for publication of notices in connection with the petition. However, the details of the actual expenditure incurred for publication of notice in the newspapers, has not been submitted by the petitioner.

71. Regulation 42 of the 2009 regulations provides as under:

> *"The application filing fee and the expenses incurred on publication of notices in the application for approval of tariff, may in the discretion of the Commission, be allowed to be recovered by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, directly from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be."*

72. The Commission in its order dated 11.1.2010 in Petition No.109/2009 (pertaining to approval of tariff for SUGEN power plant for the period from DOCO to 31.3.2014) had decided that filing fees in respect of main petitions for

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-14

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

Viniyamak Bhawan, 'C' Block, Shivalik, Malviya Nagar, New Delhi- 110017.

## Petition No. 01/2008

**In the matter of:** Review of reassignment Order of the Hon'ble DERC dated 31.03.2007 of Power Purchase Agreement to the Distribution Licensees including the Deemed Licensees in National Capital Territory of Delhi.

**AND**

**In the matter of:**

New Delhi Municipal Council
Through its: **Secretary,**
Palika Kendra, Sansad Marg,
New Delhi-110001.

**...Petitioner**

**Vs.**

1. Secretary (Power)
   Govt. of NCT of Delhi,
   Delhi Secretariat, I.P. Estate,
   New Delhi.

2. Chief Executive Officer,
   BSES Rajdhani Power Limited
   BSES Bhawan,
   Nehru Place,
   Delhi-110019.

3. Chief Executive Officer,
   BSES Yamuna Power Limited
   Shakti Kiran Building,
   Karkardooma,
   Delhi-110092.

4. Chief Executive Officer,
   North Delhi Power Limited,
   Sub-Station Building, Hudson Lines,
   Kingsway Camp, Delhi-110009

5. Managing Director
   Pragati Power Corporation Ltd. (PPCL),
   Himadari, Rajghat Power House,
   New Delhi-110002.

6. Chairman-cum-Managing Director
   Delhi Transco Limited
   Shakti Sadan, Kotla Road,
   New Delhi-110002.

**...Respondents**

**Coram:**

**Sh. Berjinder Singh, Chairman & Sh. K. Venugopal, Member.**

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

Viniyamak Bhawan, C-Block, Shivalik, Malviya Nagar, New Delhi – 110017

11(406)/DERC/2007-08/4722 Dated 07.03.08

To,

The Chief Executive Officer
BSES Rajdhani Power Ltd.
BSES Bhavan, Nehru Place,
New Delhi – 110 019

**Sub.:- Review of reassignment Order of the Hon'ble DERC dated 31.3.2007 of Power Purchase Agreement to the Distribution Licensees including the Deemed Licensees in National Capital Territory of Delhi.**

Sir,

I am directed to enclose here with a copy of the Order dated 7.3.08 in respect of NDMC on the review of reassignment Order of the Hon'ble DERC dated 31.3.2007 of Power Purchase Agreement to the Distribution Licensees including the Deemed Licensees in National Capital Territory of Delhi for necessary action at your end please.

Yours faithfully,

Ajay K. Arora
Dy. Director (Law)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Appearance**:

1. Sh. S.M. Ali, Director (Com), NDMC;
2. Sh. Gourab Banerji, Senior Advocate, NDMC;
3. Sh. Dinesh Kumar, Advocate, NDMC;
4. Sh. Saurav Agarwal, Advocate, NDMC;
5. Sh. Raj Kumar, SE(E), NDMC;
6. Sh. Harish Ahuja, Dy. Secretary (Power);
7. Sh. Vivek Singla, NDPL;
8. Sh. D.K. Daruwala, Manager, NDPL;
9. Sh. Anurag Bansal, Sr. Executive, NDPL;
10. Sh. Puneet Munjal, NDPL;
11. Smt. Prachi Jain, BRPL;
12. Sh. Ramesh, BSES
13. Sh. Sh. A.K. Kaul, SLDC;
14. Sh. V. Venugopal, SLDC;
15. Sh. R.K. Srivastav, IPGCL/PPCL;
16. Col. G. K. Pandita, CWE(U), MES;
17. Sh. Kamal Nayan, Offg. GE(U) E/S.

## ORDER

(Date of Hearing: 11.02.2008)
(Date of Order: 07.03.2008)

1. Parties present.

2. The NDMC has preferred the present Petition before the Commission seeking the following relief, mainly:

   (i) The order dated 31.03.2007 allocating 350 MW power to NDMC from the Badarpur TPS be suitably modified and the Petitioner be reallocated power, in terms of the statutory directions of the Government of India contained in the letter dated 18.12.2007, in the following manner:

| S. No. | Source | Power in MW |
|---|---|---|
| 1. | Badarpur Thermal Power Station of NTPC | 125 |
| 2. | Dadri Power Plant of NTPC | 125 |
| 3. | Pragati Power Plant of PPCL | 100 |
| **Total** | | **350** |

3. The Commission had issued an Order dated 31.03.2007 on the issue of reassignment of PPAs and made the following observations/directions, particularly in respect of NDMC and MES:

   (i) "The NDMC and the MES would be allocated a capacity of 350 MW and 50 MW, respectively from the Badarpur TPS. Though the Commission visualises pitfalls in allocating capacity only from a single

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

power station, the Commission has gone along with what was submitted by these two Licensees when consultations took place on the 30th of March 2007.

(ii) All existing PPAs (with the exception of Badarpur TPS, NCR Dadri TPS, IPGCL and the PPCL both existing and future capacities) shall be allocated amongst the three Distribution Companies, namely, the NDPL, BRPL and BYPL in a ratio which would be in proportion to the energy drawn by them from the date of unbundling to February 2007. For the NCR Dadri TPS, IPGCL and the PPCL, only 85% of the capacities shall be allocated amongst the three DISCOMs on the same principle. In so far as Badarpur is concerned, only 85% of the capacity left after allocating to the NDMC and the MES would be allocated between the three DISCOMs, again on similar lines. The capacity allotted to each of the Distribution Companies arrived at on the basis of this principle is annexed along with this Order.

(iii) 15% of the capacity of NCR Dadri TPS, IPGCL and PPCL and the balance of what is left from the Badarpur TPS after allocating to the NDMC and the MES would be treated as unallocated share, analogous to what is done in the Central sector in respect of the Central Public Sector Undertakings (CPSUs). This unallocated share of 15% would be at the disposal of the Government of NCT of Delhi and may be allotted by the Government to the Distribution Company(ies) whose consumers are likely to face a relatively higher retail tariff on account of this exercise of reassignment of PPAs. The cost of power from these plants are regulated and are lower than the cost at which power would be procured through bilateral arrangements and also through UI at present. In case no allocation from the unallocated capacity is done within the specified time frame, such unallocated capacity shall revert back to the three DISCOMs in the same ratio in which the capacity allocation was done. The Government may also use this unallocated share to meet any contingency or force-majeure condition that may arise in any particular geographical area in the NCT of Delhi.

(iv) If the allocation results in any excess capacity in the hands of any of the Distribution Companies/Agency at any time, such excess capacity shall be offered to other Distribution Utilities in Delhi at the first instance and only if such spare capacity cannot be absorbed within Delhi, it shall be offered to others. Necessary arrangements for

DERC RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

this purpose shall be evolved in the Power Procurement Group constituted by the Government of NCT of Delhi.

(v) All transactions for sale/banking of surplus power shall be done by a transparent competitive bidding process. Necessary procedure for the same shall be prepared by the interested stakeholders and submitted to the Commission for approval.

(vi) With the allocation arrangements discussed above, the allocations made from individual stations shall be effective during the period 1.04.2007 to 31.03.2011."

4. The present Petition has been moved by the NDMC seeking the reallocation of the capacity of 350 MW from three power stations instead of BTPS alone.

5. Sh. Gourab Banerji, Senior Advocate, appearing on behalf of NDMC, submitted that it is on the direction of the Govt. of India, Ministry of Home Affairs, that the NDMC has approached the Commission for the reassignment of the Order dated 31.03.2007 on Power Purchase Agreement because the Govt. of India vide its letter no. 14011/3/2006-Delhi-II dated 18.12.2007 have issued statutory directions to the NDMC in terms of sub-section 1 of Section 201 of the NDMC Act, 1994. In the said direction, the Central Government has prescribed these three plants from which the NDMC has to receive electricity in bulk.

6. Sh. Banerji further submitted that the NDMC is operating in the highest security zone where a large no. of Government offices, President's Estate, Parliament, Foreign Embassies and VIP residences are located. Because of the sensitivity of the area, the Government is concerned about the reliability of the supply of electricity in this area.

7. Sh. Banerji further submitted that they have come before the Commission with a very limited prayer to secure electricity from the three power stations as mentioned hereinabove. He submitted that the scope of the Petition may not be widened as they are only requesting to secure electricity from three power stations instead of one as mentioned herein. The object of his prayer is the reliability of electricity and nothing else. In this regard, he also relied upon the minutes of the meeting conducted by the Home Secretary, Govt. of India on 08.11.2007 at the instance of Chief Secretary, Govt. of NCT of Delhi to discuss the issue of bulk supply of

DELHI RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

electricity in NDMC area, which was attended by the Joint Secretary Ministry of Power, officers of CEA, Principal Secretary (Power) GNCTD and the Chairperson of NDMC and other officers. In the said meeting it was concluded that the requirement of electricity in NDMC area be secured as decided i.e. 125 MW from Badarpur Thermal Power Station of NTPC, 125 MW from Dadri Power Plant of NTPC and 100 MW from Pragati Power Plant of PPCL.

8. Sh. Vivek Singla, on behalf of NDPL, submitted before the Commission that the reliability and cheaper power are the concern of all DISCOMs. Why the NDMC be treated differently from others? He further submitted that even the other DISCOMs have a right to purchase the power from a place of their choice, as comparatively the BTPS Tariff is Rs. 2.77 which is higher than the Dadri TPS which is Rs. 2.10. It was also submitted that the DISCOMs have agreed on the issue of transfer of gas from IPGCL to PPCL for getting 20 to 30 MW extra power which they will not get if the arrangement proposed by NDMC is approved by the Commission. It was further submitted by Sh. Singla that because of higher PLF in the case of Dadri (97% PLF) as compared to BTPS with 87% PLF, NDMC will get 70 to 80 MUs extra. The DISCOMs will suffer in case the proposal of NDMC is approved.

9. The Petition of NDMC was also listed for hearing earlier on 04.02.2008 before the Commission. On the said date, Sh. S. M. Ali, Director (Commercial) NDMC, sought adjournment on the ground that he wanted to seek instructions from the NDMC/appropriate Govt. on the issue of surrendering extra allocation over and above their requirement considering the data available with the SLDC for the last nearly 8-10 months.

10. Sh. Rajendra Kumar, Secretary (Power), GNCTD who was present during the hearing on 04.02.2008, expressed the concern of the State Govt that the consumers of one Licensee may not be subsidised at the cost of other consumers residing in the area of some other Licensee. Therefore, the overall interest of the Delhi Power sector is required to be kept in mind. The case was adjourned for 11.02.2008 on the request of Sh. S. M. Ali, Director (Commercial) NDMC.

11. The Commission has considered the issues raised by the parties and gone through the minutes of the meeting held in the Ministry of Home Affairs, Govt. of India as also the decisions taken therein. The Commission also

appreciates the binding nature of the directions given to NDMC by the MHA in terms of sub-section 1 of Section 201 of the NDMC Act, 1994. The Commission feels that the concern of NDMC to secure reliable power is genuine considering the sensitivity of the area of its supply where many strategically important buildings and offices are located. It is also equally important for the Commission to ensure that the interests of the consumers living in other areas of Delhi are not jeopardised because of review of reassignment order and giving supply to NDMC from three different plants as proposed by it. It is an admitted fact that tariff from BTPS is relatively higher than the tariff from Dadri and Pragati Power Stations. The argument of DISCOMs that they will not be able to get extra power ranging from 20 to 30 MW due to transfer of gas from IPGCL to PPCL for which they have given their consent already, is not without substance. Similarly, it is also a fact that PLF in the case of Dadri TPS is 97% as compared to BTPS where PLF is 87% which will facilitate NDMC to get higher quantum of energy. The concern of DISCOMs that NDMC should not be treated differently and given preferential treatment at the cost of other consumers cannot be brushed aside. The Commission feels that the Review Petition of NDMC cannot be considered or decided in isolation. The Commission is under statutory obligation to watch the interests of the consumers as well as the electricity sector as a whole in NCT of Delhi. Once the Petitioner has made a request for review of the Reassignment Order, the Commission has to see that such review does not lead to discrimination or disadvantage and is not detrimental or cause any prejudice to the millions of other consumers residing in the area of other DISCOMs.

12. While considering the Petition of NDMC the Commission has also gone into the data available with SLDC for last 8-10 months which reveal that the actual consumption of electricity in the NDMC area at no point of time had exceeded 286/287 MW and that too for a very short duration. Infact, the NDMC has not been able to give any justification as to why it needs 350 MW. The experience of about 10 months of scheduling in the Intra-State ABT regime in Delhi also brings out this fact. The surplus power available with NDMC in 2007-08 has been disposed of by them which resulted in estimated average power purchase cost to be lower by atleast 50 paisa/kwhr when compared to other Distribution Companies.

13. Considering all the above factors and the overall interests of the consumers as well as the electricity sector as a whole in NCT of Delhi, the

Commission allows the Petition of NDMC with some rider, and reallocate power in the following manner:

| S. No. | Source | Power in MW |
|---|---|---|
| 1. | Badarpur Thermal Power Station of NTPC | 125 |
| 2. | Dadri Power Plant of NTPC | 125 |
| 3. | Pragati Power Plant of PPCL | 100 |
| **Total** | | **350** |

The above allocation shall be subject to the condition that 15% of this allocated power would be treated as unallocated share, analogous to what is done already by the Commission in its order dated 31.03.2007 and is also akin to the practice adopted by the Central Govt. in this regard. This unallocated share of 15% would be at the disposal of the Government of NCT of Delhi. **It is clarified here that by carving out 15% unallocated share from the allocation of NDMC, the total allocation is not reduced and as and when the NDMC needs more power the same would be available to it but, the only difference would be that NDMC would have to approach the Govt. of NCT of Delhi for allocation of power out of the unallocated share of 15%.** NDMC would also be eligible to get allocation from 299MW of unallocated capacity carved out in the Commission's Order dated 31.03.2007, if required. It is further clarified that the Government of NCT of Delhi may also use the total unallocated share of (299MW + 53MW) to meet any contingency or force majeure condition that may arise in any particular geographical area in the NCT of Delhi. The revised allocation of capacity is contained in the enclosed Annexure There would be no change in other terms and conditions contained in the previous order of the Commission dated 31st March, 2007 and the same will continue to apply in the NCT of Delhi as heretofore.

14. This Order will come into effect from 01st April, 2008.

15. Ordered accordingly.

Sd/-
(K. Venugopal)
Member

Sd/-
(Berjind er Singh)
Chairman

## EXISTING POWER STATIONS

*(in MW)*

| S. No. | Name of the Station | Basic capacity allocation to Delhi# | Proposed allocation based on energy consumption pattern of distribution licensees from July 2002 to February 2007 | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | NDPL | BRPL | BYPL |
| | | | 29.18% | 43.58% | 27.24% |
| **A** | **NTPC Stations** | | | | |
| 1 | Singrauli STPS | 150 | 44 | 65 | 41 |
| 2 | Rihand | 100 | 29 | 44 | 27 |
| 3 | Rihand Stage-II | 126 | 37 | 55 | 34 |
| 4 | Anta GPS | 44 | 13 | 19 | 12 |
| 5 | Auriya GPS | 72 | 21 | 31 | 20 |
| 6 | Dadri GPS | 91 | 26 | 40 | 25 |
| 7 | Dadri NCTPS (Th.) 756 MW* | 536 | 156 | 234 | 146 |
| 8 | Unchahar-I TPS | 24 | 7 | 10 | 7 |
| 9 | Unchahar-II TPS | 47 | 14 | 20 | 13 |
| 10 | Unchahar-III TPS | 29 | 8 | 13 | 8 |
| **B** | **NHPC Stations** | | | | |
| 1 | Bairasuil HPS | 20 | 6 | 9 | 5 |
| 2 | Salal HPS | 80 | 23 | 35 | 22 |
| 3 | Tanakpur HEP | 12 | 4 | 5 | 3 |
| 4 | Chamera HEP | 43 | 12 | 19 | 12 |
| 5 | Chamera-II HEP | 40 | 12 | 17 | 11 |
| 6 | Uri HEP | 53 | 16 | 23 | 14 |
| 7 | Dhauliganga HEP | 37 | 11 | 16 | 10 |
| **C** | **NPCIL** | | | | |
| 1 | Narora APS | 47 | 14 | 20 | 13 |
| **D** | **SJVNL** | | | | |
| 1 | Nathpa Jhakri HEP | 142 | 41 | 62 | 39 |
| **E** | **ER & Tala HEP** | 180 | 53 | 78 | 49 |
| **F** | **THDC** | | | | |
| 1 | Tehri HEP 1000 MW | 100 | 29 | 44 | 27 |

DELHI RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| S. No. | Name of the Station | Basic capacity allocation to Delhi# | Proposed allocation based on energy consumption pattern of distribution licensees from July 2002 to February 2007 | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | NDPL | BRPL | BYPL |
| | | | 29.18% | 43.58% | 27.24% |
| G | **Power Stations in Delhi System**** | | | | |
| 1 | BTPS (705 MW less 125 MW for NDMC & 50 MW for MES) | 451 | 131 | 197 | 123 |
| | **IPGCL/PPCL** | | | | |
| 1 | IP Station(185 MW) | 157 | 46 | 68 | 43 |
| 2 | Rajghat (135 MW) | 115 | 34 | 50 | 31 |
| 3 | GT (282 MW) | 240 | 70 | 105 | 65 |
| 4 | Pragati-I [330 MW less 100 MW for NDMC] | 196 | 57 | 86 | 53 |
| **TOTAL** | | **3132** | **914** | **1365** | **853** |
| **15% of the balance capacity of (BTPS+ Dadri NCTPS Thermal+ IP+RPH+GT+PPCL-I) (MW) after deducting the share of NDMC and MES, to be considered as unallocated share.** | | **299 MW** | | | |
| **15% of NDMC share of (125 MW in BTPS, 125 MW in Dadri NCTPS Thermal & 100 MW in PPCL-I) to be also considered as unallocated share.** | | **53 MW***** | | | |

*# Allocation of Gross Capacities has been reflected. Normative Auxiliary Power Consumption is to be considered for the purpose of Scheduling.*

*Unallocated Quota from Central Sector Generating Stations (CSGS), when allocated to Delhi by the Central Govt. shall be further allocated to BRPL, BYPL, NDPL in the ratio indicated above.*

**In Dadri NCTPS Thermal, the total installed capacity is 840 MW, and allocation to Delhi is 756 MW. Out of this, 125 MW is being allocated to NDMC, resulting in a balance of 631 MW. 15% of 631 MW i.e. 95 MW is being retained as unallocated share, to be allocated by GoNCTD atleast 3 days in advance to needy utilities. In case the unallocated quota is not allocated by the State Govt. atleast 3 days in advance, the unallocated quota shall revert back to NDPL, BRPL, BYPL & NDMC in proportion of 27.61%, 41.23%, 25.76% & 5.40% respectively as per relative pattern of energy consumption of these utilities during the period from July 2002 to February 2007.*

*** 15% of the installed capacity in Delhi [i.e. balance capacity of BTPS & PPCL-I, after allocation to NDMC & MES, plus capacity of IP Power Station, Rajghat Power Station and Gas Turbine Power Station of IPGCL] have been retained as unallocated quota, to be allocated by GoNCTD atleast 3 days in advance to needy utilities. In case the unallocated quota is not allocated by the State Govt. atleast 3 days in advance, the unallocated quota shall revert back to NDPL, BRPL, BYPL & NDMC in proportion of 27.61%, 41.23%, 25.76% & 5.40% respectively as per relative pattern of energy consumption of these utilities during the period from July 2002 to February 2007.*

**** 15% of the 350 MW i.e. 53 MW, allocated to NDMC has also been treated as unallocated share.This unallocated share of 15% would also be at the disposal of GoNCTD, to be allocated to the four Distribution Company(ies) viz., BRPL, BYPL, NDPL & NDMC. In case the unallocated quota is not allocated by the State Govt. atleast 3 days in advance, the unallocated quota shall revert back to NDPL, BRPL, BYPL & NDMC in proportion of 27.61%, 41.23%, 25.76% & 5.40% respectively as per relative pattern of energy consumption of these utilities during the period from July 2002 to February 2007.*

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-15

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

ऊर्जा विभाग, राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार
DEPARTMENT OF POWER, GOVERNMENT OF NCT OF DELHI
आठवाँ तल, ब–स्कन्ध, दिल्ली सचिवालय, इन्द्रप्रस्थ एस्टेट, नई दिल्ली–110113.
8TH LEVEL, B-WING, DELHI SECRETARIAT, I.P. ESTATE, NEW DELHI-110113
PH./FAX/MAIL: (011) - (☎) 23392188, (🖷) 23392153, (e-) jspower.delhi@nic.in

F.11/41/2007-Power/PF-I/1430 Dated: 20 /05/2011

ORDER

To,

1. Executive Director (Comml.), NTPC , N. Delhi
2. Executive Director, NRLDC, New Delhi
3. M.D., IPGCL/PPCL
4. Chairperson, NDMC
5. Chief Executive Officer, North Delhi Power Ltd. (NDPL)
6. Chief Executive Officer, BSES Yamuna Power Ltd. (BYPL)
7. Chief Executive Officer, BSES Rajdhani Power Ltd. (BRPL)
8. G.M, (SLDC), Delhi Transco Ltd (DTL)
9. Secretary (DERC)
10. Commander Works Engineer, Delhi Cantt.
11. Chairman, DPPG , Delhi

Subject : **Allocation of unallocated power generation share of Govt. of NCT of Delhi in Central Power Station (Dadri and BTPS) and Delhi Power Generation Stations (RPH,GT,PPCL) for the period 01/04/2011 onwards.**

In continuation to this office Order No.11(41)/2007/Power/P.F.-I/3903 dated 31/12/2010 and its subsequent corrigendum No. 11(41)/2007/Power/P.F.-I/03 dated 03/01/2011, the allocation of 323.5 MW of unallocated power quota is hereby allocated/extended as under w.e.f. 01/04/2011.

1. **Auxiliary Power for I.P. Station:**

| Period | Quantum of Power |
|---|---|
| From 01.04.2011 onwards | 1.0 MW |

2. 0.9MW power, which was allocated to Arawali Power Plant, Jhajjar for construction activities remains available with us as the Power Plant at Jhajjar has become operational, this power (.09MW) has been allocated equally to three private DISCOMs i.e. 0.3MW to each DISCOM.
3. Allocation of balance 321.6 MW power quota among Distribution Companies:

| S. No. | DISCOMS | Quantum of Power |
|---|---|---|
| 1. | North Delhi Power Ltd (NDPL) | 23.19 % of available Power i.e 74.5 MW +0.3MW =**74.8MW** |
| 2. | BSES Rajdhani Power Ltd (BRPL) | 39.65 % of available power i.e 127.5 MW +0.3MW =**127.8MW** |
| 3. | BSES Yamuna Power Ltd (BYPL) | a) 30.94 % of the available Power i.e 99.5 MW + 0.3MW =**99.8MW (From 10:00 A.M to 05:00 P.M)**<br>b) 37.16 % of the available power i.e 119.5 MW + 0.3MW =**119.8MW (For the rest of time)** |
| 4. | New Delhi Municipal Corporation (NDMC) | 6.22 % of the available Power i.e **20 MW (10:00 A.M to 05:00 P.M)** |



BSES RAJDHANI POWER LTD NEW DELHI

The beneficiary distribution companies will accordingly open/enhance the Letter of Credit commensurate with the aforesaid allocation of power.

If this allocation results in any excess capacity in the hands of BRPL/BYPL/NDPL/NDMC at any time, such excess capacity shall be offered to other Distribution Utility in Delhi at the first instance and only if such spare capacity cannot be absorbed within Delhi, it shall be offered to others. The entire process shall be done as per the directions on the subject issued by DERC from time to time. All transactions for sale/banking of surplus power (if any) shall be done by transparent bidding process. Necessary procedure shall be prepared by the beneficiary distribution companies and submitted to the Commission for approval. The treatment of surplus power by BYPL/NDPL/BRPL/NDMC will be strictly as per DERC order dated 31.03.2007, 12.06.2007 & 14.08.2007 and is subject to review by the Government.

The above allocation will further be subject to the beneficiary DISCOMs ensuring compliance with financial and commercial terms (including coverage for Letter of Credit) of the PPA signed with NTPC, IPGCL/PPCL, the tariff notification and any other directives/guidelines issued by the Govt. of India, CERC, DERC and Govt. of NCT of Delhi from time to time.

The aforesaid allocation shall be valid **w.e.f. 01/04/2011 till further orders.**

This issues with prior approval of competent authority.

(Y.V.V.J. RAJASEKHAR)
JOINT SECRETARY (POWER)

Copy to :-
1. Principal Secretary to Chief Minister, Delhi
2. OSD to Chief Secretary /Principal Secretary (Power)



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-16

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

# DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISISON

Viniyamak Bhawan, C-Block, Shivalik, Malviya Nagar, New Delhi-17

F.3 (288)/Tariff/DERC/2010-11/ 2485/777 15.05.2012

To,

The Chief Executive Officer,
BSES Rajdhani Power Ltd
BSES Bhavan, Nehru Place
New Delhi-110019

The Chief Executive Officer,
Tata Power Delhi Distribution Ltd.,
33 KV Grid Sub-station,
Hudson Lane,
Kingsway Camp,
Delhi – 110 009

**Subject: - Surrender of allocated capacity of power from Mejia TPS Units 7 & 8 and Durgapur TPS Units 1 & 2**

Sir,

This has reference to the representation made by BRPL (letter no. RA/2012-13/01/A/034 dt. 23.04.2012) and Tata Power – DDL (letter no. TPDDL/PM&CC/2012-13/DERC dt. 07.05.2012 regarding above mentioned subject.

2 In this regard, the approval of the Commission is conveyed for surrendering the power from Mejia TPS units 7 & 8 and Durgapur TPS units 1 & 2. BRPL and Tata Power – DDL (TPDDL) are directed to initiate action to surrender surplus power from the above mentioned DVC plants and pursue the matter with DVC for signing supplementary agreement.

Yours faithfully,

(Anjuli Chandra)
ED(Engg./ Tariff)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-17

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

रजिस्ट्री सं. डी.एल.–33002/99 भारत सरकार REGISTERED No. D.L.—33002/99
GOVERNMENT OF INDIA

# दिल्ली राजपत्र
# Delhi Gazette

असाधारण
EXTRAORDINARY
प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 4] दिल्ली, सोमवार, अक्तूबर 1, 2012/आश्विन 9, 1934 [रा.रा.रा.क्षे.दि. सं. 151
No. 4] DELHI, MONDAY, OCTOBER 1, 2012/ASVINA 9, 1934 [N.C.T.D. No. 151

भाग—III
PART—III
राष्ट्रीय राजधानी राज्य क्षेत्र, दिल्ली सरकार
GOVERNMENT OF THE NATIONAL CAPITAL TERRITORY OF DELHI

## दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग

## अधिसूचना

दिल्ली, 1 अक्तूबर, 2012

**दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरणीय क्रय दायित्व एवं नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र रूप-रेखा को लागू करने विषयक) विनियम, 2012**

**सं. एफ. 3( 292 )/टैरिफ/डी.ई.आर.सी./2010-11/3026.**—विद्युत अधिनियम, 2003 के खंड 61, 62 (1), 66, 86 (1)(ड.) और 181 के तहत प्रदत्त शक्तियों और इसे इस प्रयोजनार्थ समर्थकारी बनाने वाली सभी अन्य शक्तियों का इस्तेमाल करते हुए, और पिछले प्रकाशन के बाद दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग ने एतद द्वारा नवीकरणीय क्रय दायित्व और नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र रूप-रेखा को लागू करने हेतु निम्नवत विनियम बनाए हैं:

**1. संक्षिप्त नाम एवं प्रारंभ:**

(1) इन विनियमों को दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरणीय क्रय दायित्व और नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र रूप-रेखा को लागू करने विषयक) विनियम, 2012 कहा जाए।
(2) ये विनियम दिल्ली के गजट में इनके प्रकाशित होने की तारीख से लागू होंगे।
(3) ये विनियम इस आयोग के क्षेत्राधिकार में आने वाले सभी क्षेत्रों पर लागू होंगे।



DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**2. परिभाषाएं एवं निर्वचन:**

(i) इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ में अन्यथा अपेक्षित न हो,

क) **"अधिनियम"** से अभिप्राय विद्युत अधिनियम, 2003 (वर्ष 2003 का अधिनियम सं. 36) और इस अधिनियम में बाद में किए गए संशोधन (संशोधनों) से है;

ख) **"आपूर्ति क्षेत्र"** से अभिप्राय ऐसे क्षेत्र (क्षेत्रों) से है, वितरण लाइसेंसधारी जिसमें/जिनमें बिजली की आपूर्ति करने के लिए प्राधिकृत है;

ग) **"सीमित उपयोगकर्ता (कैप्टिव यूसर)"** का अर्थ वही होगा जो अर्थ विद्युत नियमावली 2005 के नियम 3(2) में निर्धारित किया गया है;

घ) **"केन्द्रीय अभिकरण"** से अभिप्राय ऐसे अभिकरण से है, केन्द्रीय आयोग द्वारा जिसे केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन हेतु नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र को मान्यता देने और उसे जारी करने संबंधी निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2010 के तहत समय-समय पर नियुक्त किया गया हो;

ड.) **"केन्द्रीय आयोग"** से अभिप्राय इस अधिनियम के खंड 76 के उप-खंड (1) में उल्लिखित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग से है;

च) **"प्रमाणपत्र"** से अभिप्राय केन्द्रीय अभिकरण द्वारा निर्धारित प्रक्रियाओं के अनुसार और केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन हेतु नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र को मान्यता देने और उसे जारी करने संबंधी निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2010 में निर्धारित प्रावधानों के तहत केन्द्रीय अभिकरण द्वारा जारी नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाण पत्र से है;

छ) **"आयोग"** से अभिप्राय इस अधिनियम के खंड 82 के उप-खंड (1) में उल्लिखित दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग से है;

ज) **"वितरण लाइसेंसधारी"** से अभिप्राय ऐसे लाइसेंसधारी से है जिसे इस अधिनियम में परिभाषित अपने आपूर्ति के क्षेत्र में उपभोक्ताओं को बिजली की आपूर्ति करने हेतु वितरण प्रणाली का प्रचालन और उसका रखरखाव करने हेतु प्राधिकृत किया गया हो;

झ) **"इंटर-कनैक्शन प्वांइट"** से अभिप्राय पारेषण अथवा वितरण प्रणाली, जो भी मामला हो, के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के इंटरफेस प्वांइट से है;

ञ ) **"न्यूनतम निर्दिष्ट मूल्य"** से अभिप्राय समय-समय पर संशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन हेतु नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र को मान्यता देने और उसे जारी करने संबंधी निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2010 के अनुसार केन्द्रीय आयोग द्वारा निर्धारित न्यूनतम मूल्य से;

ट ) **"सहिष्णुता मूल्य"** से अभिप्राय समय-समय पर संशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन हेतु नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र को मान्यता देने और उसे जारी करने संबंधी निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2010 के अनुसार केन्द्रीय आयोग द्वारा निर्धारित उच्चतम मूल्य से है;

ठ) **"एमएनआरई"** से अभिप्राय नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत सरकार से है;

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

ड) **"बाध्यकारी कंपनी/संस्था"** से अभिप्राय राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली में वितरण लाइसेंसधारी, सीमित उपयोगकर्ता और मुक्त पहुंच वाले उपभोक्ता (ओपन एक्सेस कंस्युमर्स) से है जिसे/जिन्हें इन विनियमों के तहत नवीकरणीय क्रय दायित्व को पूरा करने का कार्य सौंपा गया है;

ढ) **"मुक्त पहुंच उपभोक्ता (ओपन एक्सेस कंस्युमर्स)"** से अभिप्राय ऐसे उपभोक्ता से है जिसे इस आयोग द्वारा अनुमति दी गई हो कि वह मुक्त पहुंच (ओपन एक्सेस) का लाभ उठा चुके और मुक्त पहुंच का लाभ उठाने की मंशा रखने वाले अपने आपूर्ति के क्षेत्र के वितरण लाइसेंसधारियों के अतिरिक्त किसी अन्य व्यक्ति से बिजली की आपूर्ति प्राप्त कर सके;

ण) **"व्यक्ति"**शब्द में कोई कंपनी अथवा निगम निकाय अथवा संघ अथवा व्यक्तियों का निकाय, चाहे वे निगमित हों अथवा न हों, अथवा कृत्रिम वैधिक व्यक्ति शामिल होगा;

त) **"पावर एक्सचेंज"** से अभिप्राय केन्द्रीय आयोग द्वारा जारी आदेश (आदेशों) के अनुसार बिजली के पावर एक्सचेंज के रूप में कार्य करने वाले किसी एक्सचेंज से होगा;

थ) **"अधिमान्य टैरिफ"** से अभिप्राय पूंजीगत आर्थिक सहायताओं/जीबीआई/कार्बन क्रेडिटों आदि पर विचार करने के बाद विभिन्न नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन के लिए इस आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ से होगा;

द) **"क्रय की मात्रा"** से अभिप्राय बाध्यकारी कंपनी/संस्था द्वारा क्रय किए जाने वाले नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से बिजली के उस हिस्से से होगा, जिसे इन विनियमों में अपने कुल उपभोग की प्रतिशतता के रूप में व्यक्त किया गया है। यह मात्रा नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के आधार पर उत्पादन केन्द्र (केन्द्रों) से किए गए सभी प्रकार के प्रत्यक्ष क्रय का कुल जोड़ होगी।

ध) **"नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत"** से अभिप्राय नवीकरणीय स्रोतों से है जैसे लघु जल विद्युत, वायु, सौर, जिनमें संयुक्त साइकल सहित इसका समेकन भी शामिल है, जैव-ईंधन, जैव ईंधन सह-उत्पादन, शहरी अथवा महानगरीय अपशिष्ट पदार्थों तथा ऐसे ही अन्य स्रोत जिन्हें एमएनआरई की मान्यता अथवा अनुमोदन प्राप्त है;

न) **"नवीकरणीय क्रय दायित्व (आरपीओ)"** से अभिप्राय नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से बिजली खरीदने के लिए बाध्यकारी कंपनी/संस्था हेतु इस अधिनियम के खंड 86 के उप-खंड (1) की क्लॉज(ड.) के तहत इन विनियमों के अंतर्गत निर्धारित अनिवार्यता से है;

प) **"राज्य अभिकरण"** से अभिप्राय राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली के ऐसे अभिकरण से है, जिसे इस आयोग द्वारा इन विनियमों के तहत पंजीकरण करने तथा कार्यों को आरंभ करने हेतु नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं को आधिकारिक मान्यता और संस्तुति देने के लिए अभिकरण के रूप में कार्य करने हेतु नियुक्त किया गया हो;

फ) **"राज्य"** से अभिप्राय राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली से है;

ब ) **"वर्ष"** से अभिप्राय वित्तीय वर्ष से है।

(ii) ऐसे शब्द एवं अभिव्यक्तियां, जिनका इन विनियमों में उपयोग तो किया गया है पर जिन्हें इन विनियमों में परिभाषित नहीं किया गया है, किंतु आयोग द्वारा जारी अधिनियम अथवा विनियमों में जिन्हें परिभाषित किया गया है, का वही अभिप्राय अथवा वही अर्थ होगा जो अर्थ व अभिप्राय आयोग द्वारा जारी इस अधिनियम अथवा इन विनियमों में है।

**3. प्रयोजनीयता :**

ये विनियम निम्नवत पर लागू होंगे:

(i) राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली में कार्य करने वाले वितरण लाइसेंसधारी;

(ii) कोई भी सीमित उपयोगकर्ता (कैप्टिव यूसर), जो अन्य नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का 1 मेगावाट से अधिक इस्तेमाल कर रहा है; और

(iii) कोई भी मुक्त पहुंच उपभोक्ता (ओपन एक्सेस कंस्युमर) जिसके पास ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों के अतिरिक्त स्रोतों से 1 मेगावाट से अधिक संविदागत मांग है।

**4. नवीकरणीय क्रय दायित्व:**

(i) प्रत्येक बाध्यकारी कंपनी/संस्था नवीकरणीय क्रय दायित्व के तहत कुल उपभोग की निर्धारित न्यूनतम प्रतिशतता की पूर्ति के लिए नवीकरणीय स्रोतों से बिजली (कि.वा./घंटा में) खरीदेगी जैसा कि नीचे तालिका में दिया गया है, जो कि नोट 1 के तहत निहित होगा :

| **तालिका 1 –कुल उपभोग के नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (कि.वा./घंटा के समकक्ष ऊर्जा के अनुसार) से क्रय (प्रतिशतता में) की निर्धारित न्यूनतम मात्रा वर्ष** | **सौर** | **कुल** |
|---|---|---|
| (1) | (2) | (3) |
| 2012-13 | 0.15% | 3.40% |
| 2013-14 | 0.20% | 4.80% |
| 2014-15 | 0.25% | 6.20% |
| 2015-16 | 0.30% | 7.60% |
| 2016-17 | 0.35% | 9.00% |

**नोट-1**

विनियमन 7(1) के तहत बाध्यकारी कंपनी/संस्था (यदि वह राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली में विद्युत आपूर्ति हेतु वितरण लाइसेंसधारी है) हेतु नवीकरणीय ऊर्जा, जिसमें सौर ऊर्जा भी शामिल है, की खरीद एआरआर में दी गई नवीकरणीय ऊर्जा की कुल लागत से अधिक नहीं होनी चाहिए। उक्त के अतिरिक्त कोई लागत टैरिफ में नहीं जुड़ेगी।

**नोट-2**

जहां तक व्यक्तिगत उपभोक्ताओं के ऑफ ग्रिड नवीकरणीय उपयोग/विद्युत उत्पादन को बढ़ावा देने के लिए राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार द्वारा प्रारंभ स्कीमों का संबंध है, ऐसी स्कीमों के अंतर्गत एकबारगी पूंजीगत आर्थिक सहायता अथवा उत्पादन आधारित प्रोत्साहन का लाभ प्राप्त करने वाले सभी संस्थापनों को राज्य नोडल ऐजेंसी के पास स्वयं को रजिस्टर करना होगा। यह राज्य नोडल एजेंसी ऐसी आर्थिक सहायताओं/प्रोत्साहनों को प्राप्त करने के लिए स्वीकृति जारी करेगी।

यदि ऐसी स्कीमों के अंतर्गत स्थापित कुल ऑफ ग्रिड उपयोग/उत्पादन क्षमता, संबंधित श्रेणी में दिल्ली वितरण लाइसेंसधारियों के कुल आरपीओ दायित्व के 10 प्रतिशत से अधिक है, तो यह आयोग ऐसे ऑफ ग्रिड उपयोग/उत्पादन क्षमता के मद्देनज़र वितरण लाइसेंसधारियों के आरपीओ दायित्वों को पुन:निर्धारित कर सकता है।

बशर्ते कि सौर ऊर्जा से नवीकरणीय क्रय दायित्व, जैसा कि तालिका 1 के कॉलम 2 में निर्धारित किया गया है, केवल सौर स्रोतों पर आधारित उत्पादन से ही पूरा किया जाए;

बशर्ते यह भी कि नवीकरणीय ऊर्जा के क्रय हेतु ऐसे दायित्व में संबंधित बाध्यकारी कंपनी/संस्था द्वारा पहले से ही आपूर्ति किए जा रहे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से किसी प्रकार का क्रय, यदि कोई हो, शामिल होगा;

बशर्ते यह भी कि वितरण लाइसेंसधारी (लाइसेंसधारियों) द्वारा पहले से ही संपन्न और इस आयोग द्वारा स्वीकृत, विद्युत क्रय करार (करारों) के तहत नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत का क्रय उनकी वर्तमान वैधता तक किया जाता रहेगा, चाहे ऐसे करार (करारों) के अंतर्गत कुल क्रय ऊपर निर्धारित प्रतिशतता से अधिक हो।

(2) प्रत्येक बाध्यकारी कंपनी/संस्था अपने स्वयं के उत्पादन द्वारा अथवा अन्य लाइसेंसधारी (लाइसेंसधारियों)/स्रोत (स्रोतों) से क्रय के द्वारा अथवा नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र (प्रमाणपत्रों) के क्रय के द्वारा अथवा उक्त विकल्पों में से किसी एक के संयोजन के द्वारा अपने आरपीओ लक्ष्य को पूरा करेगी। कोई भी दीर्घावधि विद्युत करार इस आयोग के पूर्वानुमोदन के अनुसार ही किया जाएगा।

(3)(i) यह आयोग दीर्घावधि विद्युत क्रय करारों (पीपीए) को दीर्घावधि व्यवहार्यता बनाम अन्य विकल्पों के आधार पर मदवार अनुमोदन प्रदान करेगा।

(3)(ii) यदि किसी विशिष्ट वर्ष में पूंजीगत आर्थिक सहायताओं/जीबीआई/कार्बन क्रेडिटों आदि के मद्देनज़र टैरिफ औसत विद्युत क्रय लागत (एपीपीसी) से कम हो तो वर्ष दर वर्ष आधार पर स्वत: अनुमोदन प्रदान किया जाएगा।

(4) लाइसेंसधारी अपने आपूर्ति के क्षेत्र (क्षेत्रों) में उत्पादनकर्ता द्वारा स्वयं इस्तेमाल की जाने वाली अथवा मुक्त पहुंच के तहत तीसरे पक्ष को बेची जाने वाली नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से बिजली की क्षमता वृद्धि, उत्पादन और क्रय के संबंध में इस आयोग के समक्ष छमाही प्रगति रिपोर्ट प्रस्तुत करेगा/करेंगे और इसे अपनी वेबसाइट पर भी पोस्ट करेगा/करेंगे।

**5. केन्द्रीय आयोग के विनियमों के तहत प्रमाणपत्र**

(1) इन विनियमों में निहित निबंधन एवं शर्तों के तहत, केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन हेतु नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र को मान्यता देने एवं उसे जारी करने संबंधी निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2010 के तहत जारी प्रमाणपत्र, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से बिजली खरीदने के लिए बाध्यकारी कंपनियों/संस्थाओं के लिए इन विनियमों में निर्धारित अनिवार्य दायित्वों को पूरा करने के वैध साधन होंगे।

बशर्ते कि बाध्यकारी कंपनी/संस्था यदि प्रमाणपत्रों के क्रय द्वारा नवीकरणीय क्रय दायित्व को पूरा कर रही है, तो नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत के रूप में सौर ऊर्जा पर आधारित उत्पादन से बिजली के क्रय दायित्व को केवल सौर प्रमाणपत्रों के क्रय द्वारा ही पूरा किया जा सकता है तथा सौर ऊर्जा के अतिरिक्त नवीकरणीय ऊर्जा पर आधारित उत्पादन से बिजली के क्रय दायित्व को गैर-सौर प्रमाणपत्रों के क्रय द्वारा ही पूरा किया जा सकता है।

3759 DG/12-2

DELHI RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(2) इस आयोग द्वारा समय-समय पर दिए जाने वाले निदेश के अनुसार बाध्यकारी कंपनी/संस्था, इन विनियमों के अंतर्गत नवीकरणीय क्रय दायित्व को पूरा करने के लिए इन प्रमाणपत्रों की खरीद के संबंध में केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन हेतु नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र को मान्यता देने और उसे जारी करने संबंधी शर्तें एवं विनियम) विनियम, 2010 के अनुसार कार्य करेगी/करेंगे।

(3) इन विनियमों के अनुसार बाध्यकारी कंपनियों/संस्थाओं द्वारा विद्युत के विनियम से खरीदे गए प्रमाणपत्रों को इस केन्द्रीय अभिकरण द्वारा निर्धारित प्रक्रिया के अनुसार बाध्यकारी कंपनियों/संस्थाओं द्वारा इस आयोग के पास जमा कराया जाएगा।

**6. राज्य अभिकरण**

(1) यह आयोग इन विनियमों के तहत पंजीकरण करने और कार्यों को आरंभ करने के लिए नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं को आधिकारिक मान्यता और संस्तुति देने के लिए राज्य अभिकरण के रूप में किसी अभिकरण को नियुक्त करेगा।

(2) यह राज्य अभिकरण इस आयोग द्वारा जारी निदेशों के अनुसार कार्य करेगा और केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन हेतु नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र को मान्यता देने और उसे जारी करने संबंधी शर्तें एवं विनियम) विनियम, 2010 के तहत केन्द्रीय अभिकरण द्वारा अपने कार्यों को करने के लिए निर्धारित प्रक्रियाओं/नियमों के अनुसार कार्य करेगा।

(3) यह राज्य अभिकरण नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन कंपनियों, बाध्यकारी कंपनियों/संस्थाओं, एसएलडीसी, मुख्य विद्युत निरीक्षक आदि जैसे विभिन्न स्रोतों से नियमित आधार पर सूचना एकत्र करने हेतु उपयुक्त प्रोटोकॉल का विकास करेगा और ऐसी बाध्यकारी कंपनियों/संस्थाओं द्वारा आरपीओ लक्ष्य के अनुपालन के परिकलन के लिए ऐसी सूचना का संकलन करेगा।

(4) राज्य अभिकरण द्वारा विभिन्न बाध्यकारी कंपनियों/संस्थाओं के नवीकरणीय ऊर्जा प्रापण तथा आरपीओ अनुपालन का संक्षिप्त विवरण प्रत्येक माह संचयी आधार पर अगले माह के दसवें दिन अपनी वेबसाइट पर प्रकाशित किया जाएगा।

(5) इस सूचना में प्रत्येक बाध्यकारी कंपनी/संस्था द्वारा अधिमान्य टैरिफ रूट तथा आरईसी क्रियाविधि के माध्यम से नवीकरणीय ऊर्जा प्रापण के तहत किया गया नवीकरणीय ऊर्जा प्रापण शामिल होगा।

(6) यह राज्य अभिकरण बाध्यकारी कंपनियों/संस्थाओं द्वारा नवीकरणीय क्रय दायित्व के अनुपालन के संबंध में इस आयोग द्वारा निर्धारित अवधि के भीतर और फार्मेट में आयोग को तिमाही प्रगति रिपोर्ट प्रस्तुत करेगा और नवीकरणीय क्रय दायित्व के अनुपालनार्थ इस आयोग को, यदि आवश्यक हुआ तो, उपयुक्त कार्रवाई का सुझाव भी देगा।

(7) यह आयोग राज्य अभिकरणों को अपने कार्यों को करने के लिए देय पारिश्रमिक और प्रभारों का समय-समय पर निर्धारण करेगा और मान्यता प्राप्त संस्थाओं और बाध्यकारी कंपनियों/ संस्थाओं से इनकी वसूली भी की जाएगी।

(8) यदि आयोग यह समझता है कि राज्य अभिकरण अपने कार्यों को संतोषजनक रूप से पूरा करने में अक्षम है, तो वह आदेश द्वारा, और कारणों को लिखित में दर्ज करने के बाद, राज्य अभिकरण के रूप में कार्य करने हेतु अन्य उपयुक्त एजेंसी को नियुक्त कर सकता है।

RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**7. वितरण लाइसेंसधारी:**

(1) प्रत्येक वितरण लाइसेंसधारी इस आयोग द्वारा अधिसूचित विनियमों के अनुसार टैरिफ/वार्षिक राजस्व आवश्यकता (एआरआर) आवेदन में आगामी वर्ष के लिए नवीकरणीय स्रोतों से क्रय की अनुमानित मात्रा को उपयुक्त प्रमाणों सहित इंगित करेगा।

(2) विद्युत क्रय करारों अथवा विद्युत विनिमय तंत्र अथवा अपने स्वयं के नवीकरणीय स्रोतों के तहत नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से ऊर्जा की उपलब्धता के बावजूद, यदि वितरण लाइसेंसधारी नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्रय की अधिकतम मात्रा को पूरा करने में असफल रहता है तो वह इन विनियमों की क्लॉज 11 के अनुसार उत्तरदायी होगा।

**8. सीमित उपभोक्ता (कैप्टिव यूज़र) और मुक्त पहुंच उपभोक्ता (ओपन एक्सेस कंस्युमर):**

(1) प्रत्येक सीमित उपभोक्ता और मुक्त पहुंच उपभोक्ता आरपीओ को पूरा करने के लिए बिजली के कुल उपभोग और नवीकरणीय स्रोतों से ऊर्जा की खरीद के संबंध में आवश्यक विवरण वार्षिक आधार पर दिनांक 30 अप्रैल को अथवा उससे पहले राज्य अभिकरण को प्रस्तुत करेगा।

(2) सीमित उपभोक्ता और मुक्त पहुंच उपभोक्ता इन विनियमों की क्लॉज 4(1) में उल्लिखितानुसार नवीकरणीय ऊर्जा और/अथवा नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र खरीदेगा अथवा अपने स्वयं के उपभोग हेतु नवीकरणीय ऊर्जा का सृजन करेगा जिस पर राज्य नोडल एजेंसी द्वारा प्रमाणन के बाद ही आरपीओ प्रयोजनार्थ विचार किया जाएगा। यदि सीमित उपभोक्ता और मुक्त पहुंच उपभोक्ता इन विनियमों की क्लॉज 4(1) में उल्लिखित मानदंड को पूरा करने में असमर्थ रहता है तो क्लॉज 11 के अनुसार लक्षित मात्रा की कमी हेतु विनियामक प्रभार का भुगतान करना होगा।

**9. नवीकरणीय ऊर्जा का मूल्यनिर्धारण:**

(1) प्रचालन अवधि के दौरान चालू की गई नवीन नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना में निम्नवत विकल्प होंगे, या तो आयोग के सम्बद्ध प्रौद्योगिकी विशिष्ट टैरिफ विनियमों में निर्धारित टैरिफ निर्धारण संरचना को अपनाना, अथवा इस परियोजना से सृजित बिजली के मूल्य निर्धारण हेतु आरईसी कार्य प्रणाली को अपनाना।

(2) अधिमान्य टैरिफ के विकल्प का चयन करने वाली परियोजनाओं को विद्युत क्रय करार की वैधता के समाप्त होने तक उसी टैरिफ मूल्य निर्धारण संरचना को जारी रखना होगा।

(3) ऐसी नवीन नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना वितरण लाइसेंसधारी अथवा मुक्त पहुंच उपभोक्ता, जैसा भी मामला हो, से विद्युत क्रय करार करने से पहले उपयुक्त मूल्यनिर्धारण तंत्र का चयन अपनी पसंद से कर सकती है।

(4) नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से बिजली प्राप्त करने वाले मुक्त पहुंच उपभोक्ता, आयोग द्वारा समय-समय पर निर्धारित क्रॉस-सब्सिडी प्रभार से आरपीओ की सीमा तक मुक्त होंगे। तथापि, मुक्त पहुंच के माध्यम से नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से बिजली की आपूर्ति हेतु कोई बैंकिंग सुविधा उपलब्ध नहीं करवाई जाएगी।

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**नोट 1-** आरईसी तंत्र नवीकरणीय ऊर्जा सृजन के पर्यावरणीय गुणों को प्रस्तुत करने वाले दो घटकों नामत: बिजली घटक और नवीकरणीय ऊर्जा घटक का मूल्य निर्धारण करता है । प्रचालन अवधि के प्रयोजनार्थ प्रभावी बिजली घटक मूल्य, वितरण लाइसेंसधारी के "विद्युत क्रय की संयोजित कीमत" के समकक्ष होगा जबकि आरईसी का मूल्य विद्युत विनिमय में पता लगाए गए मूल्य के समान होगा।

**नोट 2-** "विद्युत क्रय की संयोजित कीमत" संतुलित औसत संयोजित मूल्य है जिस पर वितरण लाइसेंसधारी सभी दीर्घावधि एवं अल्पावधि ऊर्जा आपूर्तिकर्ताओं से गत वर्षों में स्व-सृजन की लागत, यदि कोई हो, सहित बिजली खरीदता है, परंतु इसमें नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित ऊर्जा आपूर्तिकार सम्मिलित नहीं हैं।

**नोट 3-** केन्द्रीय आयोग सौर और गैर-सौर नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाण पत्र (प्रमाण पत्रों) हेतु न्यूनतम और उच्चतम मूल्य को अलग से निर्धारित करने के लिए समय-समय पर केन्द्रीय अभिकरण और फोरम ऑफ रेगूलेटर्स से परामर्श कर सकता है।

**10. मुक्त पहुंच हेतु प्राथमिकता:**

(1) अधिष्ठापित क्षमता पर ध्यान दिए बिना नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से बिजली सृजित करने वाली कंपनी/संस्था की किसी लाइसेंसधारी की पारेषण प्रणाली अथवा वितरण प्रणाली अथवा ग्रिड, जैसा भी मामला हो, तक मुक्त पहुंच होगी और ऐसा लाइसेंसधारी वाणिज्यिक प्रचालन के प्रारंभ होने से पूर्व, जहां तक संभव हो सकेगा, उपयुक्त अंत: संबंध सुविधाएं उपलब्ध कराएगा।

(2) अंत: संबंध सुविधाएं, जब भी उपलब्ध कराई जाएंगी, उनमें भारतीय विद्युत ग्रिड कोड/राज्य ग्रिड कोड में विनिर्दिष्ट ग्रिड कनेक्टिविटि मानकों का अनुपालन किया जाएगा।

**11. चूक का परिणाम:**

(1) यदि बाध्यकारी कंपनी/संस्था इन विनियमों में दिए गए नवीकरणीय क्रय दायित्व का किसी वर्ष के दौरान निर्वहन नहीं कर पाती है और प्रमाण पत्र भी नहीं खरीदती है, तो आयोग बाध्यकारी कंपनी/संस्था को पृथक निधि जमा कराने का निदेश दे सकता है और आयोग द्वारा दिए गए निदेशानुसार इसका सृजन और रखरखाव किया जाएगा; आयोग आरपीओ की यूनिटों में आई कमी और केन्द्रीय आयोग द्वारा निर्धारित सहिष्णुता मूल्य के आधार पर ऐसी राशि का निर्धारण कर सकता है:

बशर्ते कि इस प्रकार सृजित निधि का उपयोग आरईसी की खरीद और/अथवा ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों को बढ़ावा देने के लिए आयोग द्वारा दिए गए निदेशों के अनुसार किया जाए;

बशर्ते यह भी कि आयोग, इस निधि की राशि में से, दायित्वों के निर्वहन में आई कमी के बराबर प्रमाण पत्रों की अपेक्षित संख्या के विद्युत विनियम से खरीद करने के लिए राज्य अभिकरण के किसी अधिकारी को अधिकृत कर सकता है;

बशर्ते यह भी कि यदि वितरण लाइसेंसधारी आयोग द्वारा तय राशि को, निदेश दिए जाने के 15 दिन के भीतर जमा कराने में असमर्थ रहता है, तो वह अपनी लाइसेंस शर्तों का उल्लंघन करता है।

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(2) जहां कोई बाध्यकारी कंपनी/संस्था नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्रय की अपेक्षित न्यूनतम मात्रा अथवा नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाण पत्रों को खरीदने के दायित्व का निर्वहन करने में असफल रहती है तो वह इस अधिनियम के खंड 142 के तहत आयोग द्वारा निर्धारित दंड की भागीदार होगी।

बशर्ते कि प्रमाण पत्र (प्रमाण पत्रों) की अनुपलब्धता के कारण नवीकरणीय क्रय दायित्व के अनुपालन में वास्तविक कठिनाई आने पर बाध्यकारी कंपनी/संस्था आयोग से अनुपालन आवश्यकता को अगले वर्ष पूरा करने के लिए आग्रह कर सकती है। तथापि, अधिक नवीकरणीय ऊर्जा खरीद हेतु जमा को अगले वर्ष समायोजित नहीं किया जाएगा।

बशर्ते कि जब आयोग ने अनुपालन आवश्यकता को अगले वर्ष पूरा करने की सहमति दे दी हो, तो भी इस विनियम की क्लॉज 11(1) के प्रावधान अथवा इस अधिनियम के खंड 142 के प्रावधान का उपयोग नहीं किया जाएगा;

(3) यदि बाध्यकारी कंपनी/संस्था वितरण लाइसेंसधारी है, तो आयोग द्वारा बाध्यकारी कंपनी/संस्था पर लगाए गए दंड को समग्र राजस्व आवश्यकता के माध्यम से समाप्त नहीं किया जाएगा।

**12. अनुपालन परीक्षकों की नियुक्ति:**

(1) यह आयोग इन विनियमों के अनुपालन की जांच करने और रिपोर्ट के लिए समय-समय पर अनुपालन परीक्षकों को नियुक्त कर सकता है। यह परीक्षक इन विनियमों की क्लॉज 11(1) के तहत सृजित इस निधि को प्रमाणित भी करेगा।

(2) यह परीक्षक ऐसा व्यक्ति अथवा ऐसी फर्म होगी, जिसमें वित्त अथवा लेखा और इंजीनियरी की शैक्षिक योग्यता एवं अनुभव रखने वाले व्यक्ति होंगे।

**13. छूट की शक्ति:**

यह आयोग, आदेश द्वारा, लिखित में रिकॉर्ड किए जाने वाले कारणों हेतु, और प्रभावित होने वाली पार्टियों को सुनवाई का अवसर देने के बाद अपने स्वयं के प्रस्ताव अथवा किसी व्यक्ति द्वारा इसके समक्ष प्रस्तुत आवेदन के आधार पर इन विनियमों के किसी प्रावधान में छूट दे सकता है।

**14. संशोधन की शक्ति:**

यह आयोग इन विनियमों के किसी प्रावधान में समय-समय पर जोड़, फेर-बदल, परिवर्तन, निलंबन, आशोधन, संशोधन अथवा निरसन कर सकता है।

**15. कठिनाइयां समाप्त करने की शक्ति:**

(1) इन विनियमों के किसी प्रावधान को लागू करने में आने वाली किसी कठिनाई के मामले में यह आयोग, आदेश द्वारा, किसी उत्पादन कंपनी, वितरण लाइसेंसधारी, सीमित उपभोक्ता, और मुक्त पहुंच उपभोक्ता को उचित कार्रवाई करने के लिए उपयुक्त निदेश जारी कर सकता है, जो इस अधिनियम के प्रावधानों से असंगत न हों, जो आयोग को इन कठिनाई को समाप्त करने के लिए आवश्यक अथवा व्यावहारिक प्रतीत होते हों।

3759 DG/12-3

DERC RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(2) कोई उत्पादन कंपनी, वितरण लाइसेंसधारी, सीमित उपभोक्ता, और मुक्त पहुंच उपभोक्ता इस आयोग से आवेदन कर सकते हैं और इन विनियमों को लागू करने में आने वाले किसी कठिनाई को समाप्त करने के लिए उपयुक्त आदेश प्राप्त कर सकते हैं।

**16. बचाव:**

(1) इन विनियमों में ऐसा कुछ नहीं है जिससे न्याय करने अथवा आयोग की प्रक्रिया के दुरुपयोग को रोकने के लिए आवश्यक समझे जाने वाले ऐसे आदेश देने के लिए इस आयोग की मूलभूत शक्ति सीमित अथवा अन्यथा प्रभावित होती हो।

(2) यदि आयोग मामले की विशेष परिस्थिति अथवा मामलों की श्रेणी के मद्देनजर और लिखित में रिकॉर्ड किए जाने वाले कारणों हेतु ऐसे मामले अथवा मामलों की श्रेणी पर कार्रवाई करने हेतु आवश्यक अथवा व्यावहारिक समझता हो तो इन विनियमों में ऐसा कुछ नहीं है जिससे इस आयोग को विद्युत अधिनियम 2003 (वर्ष 2003 का 36) के प्रावधानों के अनुसार ऐसी प्रक्रिया, जो इन विनियमों के किसी प्रावधान से भिन्न हो, को अपनाने में बाधा आएगी, ।

(3) इन विनियमों में ऐसा कुछ नहीं है जिससे आयोग को स्पष्ट रूप से अथवा अंतर्निहित रूप से किसी मामले पर कार्रवाई करने अथवा विद्युत अधिनियम 2003 (वर्ष 2003 का 36) के तहत किसी शक्ति का उपयोग करने में बाधा आती हो, जिसके लिए कोई विनियम तैयार नहीं किए गए हैं और यह आयोग ऐसे मामलों, शक्तियों, कार्यों के संबंध में, जैसा वह उचित समझता है, कार्रवाई कर सकता है।

सुनीता यादव, सचिव

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

## NOTIFICATION

Delhi, the 1st October, 2012

## DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION (RENEWABLE PURCHASE OBLIGATION AND RENEWABLE ENERGY CERTIFICATE FRAMEWORK IMPLEMENTATION) REGULATIONS, 2012

**No. F. 3(292)/Tariff/DERC/2010-11/3026.**— In exercise of powers conferred under sections 61, 62(1), 66, 86(1)(e) and 181 of the Electricity Act, 2003 and all other powers enabling it in this behalf, and after previous publication, the Delhi Electricity Regulatory Commission hereby makes the following regulations for the Renewable Purchase Obligation and Renewable Energy Certificate Framework Implementation:

**1. Short Title and Commencement:**

(1) These regulations may be called the Delhi Electricity Regulatory Commission (Renewable Purchase Obligation and Renewable Energy Certificate Framework Implementation) Regulations, 2012.

(2) These regulations shall come into force from the date of their publication in the Delhi Gazette

(3) These Regulations shall extend to all the areas under jurisdiction of the Commission.

**2. Definitions and Interpretation:**

(i). In these regulations, unless the context otherwise requires,

a) "**Act**" means the Electricity Act, 2003 (Act No. 36 of 2003) and subsequent amendment(s) thereof;

b) "**Area of Supply**" means the area(s) within which the distribution licensee is authorized to supply electricity;

c) "**Captive user**" shall have same meaning as defined in rule 3(2) of Electricity Rules 2005;

d) "**Central Agency**" means the agency, as the Central Commission may designate from time to time, under Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for recognition and issuance of Renewable Energy Certificate for Renewable Energy Generation) Regulations, 2010;

e) "**Central Commission**" means the Central Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of section 76 of the Act;

f) "**Certificate**" means the Renewable Energy Certificate (REC) issued by the Central Agency in accordance with the procedures prescribed by it and under the provisions specified in the Central

Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for recognition and issuance of Renewable Energy Certificate for Renewable Energy Generation) Regulations, 2010;

g) "**Commission**" means the Delhi Electricity Regulatory Commission as referred in subsection (1) of section 82 of the Act;

h) "**Distribution Licensee**" means a licensee authorized to operate and maintain a distribution system for supplying electricity to the consumers in his area of supply as defined in the Act;

i) "**Inter-connection point** "shall mean the interface point of the Renewable Energy Project with the transmission system or distribution system as the case may be;

j) "**Floor price**" means the minimum price as determined by the Central Commission in accordance with Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for recognition and issuance of Renewable Energy Certificate for Renewable Energy Generation) Regulations, 2010, as amended from time to time;

k) "**Forbearance Price**" means the ceiling price as determined by the Central Commission in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for recognition and issuance of Renewable energy Certificate for Renewable Energy Generation) Regulations 2010 as amended from time to time;

l) "**MNRE**" means the Ministry of New and Renewable Energy, Government of India;

m) "**Obligated Entity**" means the distribution licensee(s), Captive user(s) and Open Access Consumer(s) in the National Capital Territory of Delhi, which is mandated to fulfill Renewable Purchase Obligation under these Regulations;

n) "**Open access consumer**" means a consumer permitted by the Commission to receive supply of electricity from a person, other than distribution licensee of his area of supply, who has availed of or intends to avail of open access;

o) "**Person**" shall include any company or body corporate or association or body of individuals, whether incorporate or not, or artificial juridical person;

p) "**Power Exchange**" means any exchange operating as the power exchange for electricity in terms of the order(s) issued by the Central Commission;

q) "**Preferential Tariff**" means the tariff fixed by the Commission for generation from various renewable energy sources after considering capital subsidies/GBI/Carbon Credits, etc.;

r) "**Quantum of Purchase**" means the share of electricity from renewable energy sources required to be purchased by obligated entity/entities, expressed as a percentage of its total consumption, as specified in these regulations. The quantum would be the sum of all direct purchase from generating station(s) based on renewable energy sources.

s) "**Renewable Energy Sources**" means renewable sources such as small hydro, wind, solar including its integration with combined cycle, biomass, bio fuel cogeneration, urban or municipal waste and such other sources as recognized or approved by MNRE;

t) "**Renewable Purchase Obligation (RPO)**" means the requirement as specified under these Regulations under clause (e) of sub-section (1) of section 86 of the Act for the obligated entity to purchase electricity from renewable energy sources;

u) "**State Agency**" means the agency in the National Capital Territory of Delhi, as may be designated by the Commission to act as the agency for accreditation and recommending the renewable energy projects, for registration and to undertake functions under these regulations;

v) "**State**" means the National Capital Territory of Delhi.

w) "**Year**" means a financial year.

(ii). Words and expressions used in these Regulations and not defined herein but defined in the Act or the regulations issued by the Commission, shall have the same meaning assigned to them respectively in the Act or such regulations issued by the Commission.

**3. Applicability:**

These Regulations shall apply to:

(i) Distribution Licensee(s) operating in the National Capital Territory of Delhi;

(ii) Any Captive user, using other than renewable energy sources exceeding 1 MW; and,

(iii) Any Open Access Consumer with a contract Demand exceeding 1 MW from sources other than renewable sources of energy.

**4. Renewable Purchase Obligation:**

(1) Every obligated entity shall purchase electricity (in kWh) from renewable sources for fulfillment of a defined minimum percentage of the total quantum/consumption under the Renewable Purchase Obligation as specified in the Table below subject to Note 1:

| **Table -Defined Minimum Quantum of Purchase (in %age) from Renewable Energy Sources (in terms of energy equivalent in kWh) of Total Consumption Year** | **Solar** | **Total** |
|---|---|---|
| **(1)** | **(2)** | **(3)** |
| 2012-13 | 0.15% | 3.40% |
| 2013-14 | 0.20% | 4.80% |
| 2014-15 | 0.25% | 6.20% |
| 2015-16 | 0.30% | 7.60% |
| 2016-17 | 0.35% | 9.00% |

3759 DG/12-4

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Note-1**

Purchase of renewable energy including solar shall not exceed the total cost of renewable energy as given in ARR under Regulation 7(1) for the obligated entity (if it is a distribution licensee supplying power in the GoNCT of Delhi). Any cost in excess of the above shall not be a pass through in tariff.

**Note-2**

In case of any schemes introduced by GoNCTD for promotion of Off Grid renewable use/power generation by individual consumers, all installations seeking to avail the benefits of one time capital subsidy or generation based incentive under such schemes shall need to register themselves with the State Nodal Agency who will issue clearance for their availing any such subsidies/incentives.

In case the total off grid usage/generation capacity established under such schemes exceeds 10 Percent of the total RPO obligation of Delhi Distribution Licensees in the relevant category, the Commission may re-fix the RPO obligations of the distribution licensees taking into consideration such off grid usage/generation capacity.

Provided that the Renewable Purchase Obligation from solar as specified in column 2 of Table 1 shall be fulfilled from the generation based on solar sources only;
Provided further, such obligation to purchase renewable energy shall be inclusive of the purchases, if any, from renewable energy sources already being made by concerned obligated entity;

Provided further that the power purchase from renewable energy sources under the power purchase agreement(s) already entered into by the distribution licensee(s) and consented to by the Commission, shall continue to be made till their present validity, even if the total purchase under such agreement(s) exceeds the percentage as specified herein above.

(2) Every obligated entity shall meet its RPO target by way of its own generation or by way of purchase from other licensee(s)/source(s) or by way of purchase of Renewable Energy Certificate(s) or by way of combination of any of the above options. Any Long term Power Purchase arrangements shall be made only with the prior approval of the Commission.

(3)(i) The Commission shall approve long term PPAs on case to case basis.
(3)(ii) There shall be automatic approval on year to year basis if tariff considering capital subsidies/GBI/Carbon credits etc. is < Average Power Purchase Cost (APPC) during a particular year.

(4) The Licensee(s) shall submit half yearly progress report to the Commission, on the capacity addition, generation and purchase of electricity from renewable energy sources in their area(s) of

supply, which is used by generator itself or sold to the third party under open access, and also post them on their website.

**5. Certificates under the Regulations of the Central Commission:**

(1) Subject to the terms and conditions contained in these regulations, the Certificates issued under the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for recognition and issuance of Renewable Energy Certificate for Renewable Energy Generation) Regulations, 2010 shall be the valid instruments for the discharge of the mandatory obligations set out in these regulations for the obligated entities to purchase electricity from renewable energy sources.

Provided that in the event of the obligated entity fulfilling the renewable purchase obligation by purchase of certificates, the obligation to purchase electricity from generation based on solar as renewable energy source can be fulfilled by purchase of solar certificates only, and the obligation to purchase electricity from generation based on renewable energy other than solar can be fulfilled by purchase of non solar certificates.

(2) Subject to such direction as the Commission may give from time to time, the obligated entity shall act consistent with the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for recognition and issuance of Renewable Energy Certificate for Renewable Energy Generation) Regulations, 2010 in regard to the procurement of the certificates for fulfillment of the Renewable Purchase Obligation under these regulations.

(3) The Certificates purchased by the obligated entities from the power exchange in terms of these regulation shall be deposited by the obligated entities to the Commission in accordance with the procedure prescribed by the Central Agency.

**6. State Agency:**

(1) The Commission shall designate an agency, as the State Agency, for accreditation and recommending the renewable energy projects for registration and to undertake functions under these regulations.

(2) The State Agency shall function in accordance with the directions issued by the Commission and shall act in consistent with the procedures/rules laid by Central Agency for discharge of its functions under the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for recognition and issuance of Renewable Energy Certificate for Renewable Energy Generation) Regulations, 2010.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(3) The State Agency shall develop suitable protocol for collection of information from various sources such as renewable energy generating companies, obligated entities, SLDC, chief electrical inspector etc., on regular basis and compile such information to compute the compliance of RPO target by such obligated entities.

(4) The summary statement of renewable energy procurement and RPO compliance by different obligated entities shall be published by the State Agency on a cumulative basis every month by 10th day of the next month on its website.

(5) The information shall cover renewable energy procurement by each obligated entity comprising renewable energy procurement under preferential tariff route as well as renewable energy procurement through REC mechanism.

(6) The State Agency shall submit quarterly progress report to the Commission in respect of compliance of renewable purchase obligation by the obligated entities in the format and within the period as stipulated by the Commission and may suggest appropriate action to the Commission, if required, for compliance of the Renewable Purchase Obligation.

(7) The Commission may from time to time fix the remuneration and charges payable to the State Agency for discharge of its functions and the same shall be recovered from the accredited entities and the obligated entities.

(8) If the Commission is satisfied that the State Agency is not able to discharge its functions satisfactorily, it may by Order, and after recording reasons in writing, designate another agency to function as State Agency, as it considers appropriate.

**7. Distribution Licensee(s):**

(1) Each distribution licensee shall indicate along with sufficient proof thereof, the estimated quantum of purchase from renewable sources for the ensuing year in tariff/annual revenue requirement (ARR) petition in accordance with the regulations notified by the Commission.

(2) Despite availability of energy from renewable energy sources under the Power Purchase Agreements or the power exchange mechanism or from its own renewable sources, if the distribution licensee fails to fulfill the minimum quantum of purchase from renewable energy sources, it shall be liable as per clause 11 of these regulations.

**8. Captive User(s) and Open Access Consumer(s):**

(1) Every Captive User and Open Access Consumer shall submit necessary details regarding total consumption of electricity and purchase of energy from renewable sources for fulfillment of RPO on yearly basis on or before 30th April to the State Agency.

(2) Captive User(s) and Open Access Consumer(s) shall purchase renewable energy and/or Renewable Energy Certificate(s) as stated in clause 4(1) of these Regulations or generate renewable energy for its own consumption, which shall be considered for RPO purposes only after certification by the State Nodal Agency. If the Captive user(s) and Open Access consumer(s) are unable to fulfill the criteria as specified in clause 4(1) of these Regulations, the shortfall of the targeted quantum would attract payment of regulatory charge as per clause11.

**9. Renewable Energy Pricing:**

(1) A new renewable energy project commissioned during the operative period shall have an option of following, either the tariff pricing structure, as may be stipulated in the relevant technology specific tariff regulations of the Commission, or adopt the REC mechanism for pricing of the electricity generated from the project.

(2) Projects which opt for preferential tariff shall have to continue with the same tariff pricing structure until the validity of Power Purchase Agreement ceases.

(3) Such new renewable energy project shall exercise its choice for selection of appropriate pricing mechanism prior to execution of the Power Purchase Agreement with the distribution licensee or with open access consumer, as the case may be.

(4) Open access consumer receiving electricity from renewable energy sources shall be exempted from the cross-subsidy surcharge determined by the Commission from time to time to the extent of RPO. However, no banking facility shall be provided for supply of electricity from renewable energy sources through open access.

**Note 1** - The REC mechanism entails pricing of two components, namely, electricity component and renewable energy component representing environmental attributes of renewable energy generation. For the purpose of the operating period, the effective electricity component price shall be equivalent to "Pooled Cost of Power Purchase" of the distribution licensee, whereas, the price of RECs shall be as discovered in the Power Exchange.

**Note 2** - "Pooled Cost of Power Purchase" is the weighted average pooled price at which the distribution licensee has purchased the electricity including cost of self-generation, if any, in the previous year from all the long-term and short-term energy suppliers, but excluding those based on renewable energy sources.

3759 DG/12-5

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Note 3** - The Central Commission may, in consultation with the Central Agency and the Forum of Regulators, from time to time prescribe the Floor price and the forbearance price separately for solar and non-solar Renewable Energy Certificate(s).

**10. Priority for Open Access:**

(1) An entity generating electricity from renewable energy sources irrespective of installed capacity shall have open access to any licensee's transmission system or distribution system or grid, as the case may be, and such a licensee shall provide appropriate interconnection facilities, as far as possible, before commercial operation commences.

(2) The interconnection facilities, whenever provided, shall follow the grid connectivity standards as specified in the Indian Electricity Grid Code/State Grid Code.

**11. Effect of default:**

(1) If an obligated entity fails to fulfill the Renewable Purchase Obligation as provided in these regulations during any year and also does not purchase the Certificates, the Commission may direct the obligated entity to deposit into a separate fund, to be created and maintained in the manner as directed by the Commission, such amount as the Commission may determine on the basis of the shortfall in units of RPO and the forbearance price decided by the Central Commission:
Provided that the fund so created shall be utilized, as may be directed by the Commission, for purchase of the REC and/or promotion of renewable sources of energy;

Provided further that the Commission may empower an officer of the State Agency to procure from the power exchange the required number of certificates to the extent of the shortfall in the fulfillment of the obligations, out of the amount in the fund;

Provided further that the distribution licensee shall be in breach of its license condition, if it fails to deposit the amount directed by the Commission within 15 days of the communication of the direction;

(2) Where any obligated entity fails to comply with the obligation to purchase the required minimum quantum of purchase from Renewable Energy Sources or the Renewable Energy Certificate(s), it shall also be liable for penalty, as may be decided by the Commission, under section 142 of the Act;

Provided that in case of genuine difficulty in complying with the renewable purchase obligation because of non-availability of Certificate(s), the obligated entity may approach the Commission for

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

carry forward of compliance requirement to the next year. However, credit for excess renewable energy purchase would not be adjusted in the next year.

Provided that where the Commission has consented to the carry forward of compliance requirement, the provision of clause 11(1) of the Regulation or the provision of section 142 of the Act shall not be invoked;

(3) The penalty enforced by the Commission on the obligated entity shall not be a pass through in the Aggregate Revenue Requirement, in case the obligated entity is a Distribution Licensee.

**12. Appointment of Compliance Auditors:**

(1) The Commission may appoint, from time to time, Compliance Auditors to inquire into and report on compliance of these Regulations. The Auditor shall also certify the fund created under clause 11(1) of these Regulations.

(2) The Auditor(s) shall be an individual person or a firm having persons with qualification and experience in Finance or Accounts and Engineering.

**13. Power to Relax:**

The Commission may, by order, for reasons to be recorded in writing, and after giving an opportunity of being heard to the parties likely to be affected, may relax any of the provisions of these regulations on its own motion or on an application made before it by a person.

**14. Power to Amend:**

The Commission may from time to time add, vary, alter, suspend, modify, amend or repeal any provision of these regulations.

**15. Power to Remove Difficulties:**

(1) In case of any difficulty in giving effect to any of the provisions of these regulations, the Commission may by order, issue appropriate directions to any generating company, distribution licensee, captive user, and open access consumer, to take suitable action, not being inconsistent with the provisions of the Act, which appear to the Commission to be necessary or expedient for the purpose of removing the difficulty.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(2) Any generating company, distribution licensee, captive user, open access consumer may make an application to the Commission and seek suitable orders to remove any difficulties that may arise in implementation of these Regulations.

**16. Savings:**

(1) Nothing in these Regulations shall be deemed to limit or otherwise affect the inherent power of the Commission to make such orders as may be necessary to meet the ends of justice or to prevent abuses of the process of the Commission.

(2) Nothing in these Regulations shall bar the Commission from adopting in conformity with the provisions of the Electricity Act 2003 (36 of 2003) a procedure, which is at variance with any of the provisions of these Regulations, if the Commission, in view of the special circumstances of a matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient for dealing with such a matter or class of matters.

(3) Nothing in these Regulations shall, expressly or impliedly, bar the Commission dealing with any matter or exercising any power under the Electricity Act 2003 (36 of 2003) for which no Regulations have been framed, and the Commission may deal with such matters, powers and functions in a manner it thinks fit.

SUNITA YADAV, Secy.

Printed by the Manager, Government of India Press, Ring Road, Mayapuri, New Delhi-110064
and Published by the Controller of Publications, Delhi-110054.

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-18

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

# CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION
# NEW DELHI

No.L-7/145(160)/2008-CERC Dated 19th January, 2009

## NOTIFICATION

In exercise of powers conferred under section 178 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), and all other powers enabling it in this behalf, and after previous publication, the Central Electricity Regulatory Commission hereby makes the following regulations, namely:

## CHAPTER - 1

## PRELIMINARY

1. **Short title and commencement.** (1) These regulations may be called the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2009.

(2) These regulations shall come into force on 1.4.2009, and unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force for a period of 5 years from the date of commencement:

Provided that where a project, or a part thereof, has been declared under commercial operation before the date of commencement of these regulations and whose tariff has not been finally determined by the Commission till that date, tariff in respect of such project or such part thereof for the period ending 31.3.2009 shall be determined in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2004.

2. **Scope and extent of application.** These regulations shall apply in all cases where tariff for a generating station or a unit thereof (other than those based on non-conventional



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

energy sources) and the transmission system is to be determined by the Commission under section 62 of the Act read with section 79 thereof.

3. **Definitions.** - In these regulations, unless the context otherwise requires,-

(1) **'Act'** means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);

(2) **'expenditure incurred'** means the fund, whether the equity or debt or both, actually deployed and paid in cash or cash equivalent, for creation or acquisition of a useful asset and does not include commitments or liabilities for which no payment has been released;

(3) **'additional capitalisation'** means the capital expenditure incurred or projected to be incurred, after the date of commercial operation of the project and admitted by the Commission after prudence check, subject to provisions of regulation 9;

(4) **'auxiliary energy consumption' or 'AUX'** in relation to a period in case of a generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station, and transformer losses within the generating station, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units of the generating station;

(5) **'auditor'** means an auditor appointed by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, in accordance with the provisions of sections [1][224, 233B and 619 of the Companies Act, 1956 (1 of 1956)], or any other law for the time being in force;

(6) **'beneficiary'** in relation to a generating station means the person purchasing electricity generated at such a generating station whose tariff is determined under these regulations;

[1] Substituted vide Corrigendum to Central Electricity Regulatory Commission (Terms & Conditions of Tariff) Regulations 2009, published in the Gazette of India (Extraordinary) Part III, Section 4 on 10.6.2009

RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(7) '**block**' in relation to a combined cycle thermal generating station includes combustion turbine-generator, associated waste heat recovery boiler, connected steam turbine- generator and auxiliaries;

(8) **'capital cost'** means the capital cost as defined in regulation 7;

(9) **'change in law'** means occurrence of any of the following events:

(i) the enactment, bringing into effect, adoption, promulgation, amendment, modification or repeal of any law; or

(ii) change in interpretation of any law by a competent court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentality which is the final authority under law for such interpretation; or

(iii) change by any competent statutory authority, in any consent, approval or licence available or obtained for the project.

(10) **'Commission'** means the Central Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of section 76 of the Act;

(11) **'cut-off date'** means 31st March of the year closing after two years of the year of commercial operation of the project, and in case the project is declared under commercial operation in the last quarter of a year, the cut-off date shall be 31st March of the year closing after three years of the year of commercial operation;

(12) **'date of commercial operation' or 'COD'** means

(a) in relation to a unit or block of the thermal generating station, the date declared by the generating company after demonstrating the maximum continuous rating (MCR) or the installed capacity (IC) through a successful trial run after notice to the beneficiaries, from 0000 hour of which scheduling process as per the Indian Electricity Grid Code (IEGC) is fully implemented, and in relation to the generating station as a whole, the date of commercial operation of the last unit or block of the generating station;



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(b) in relation to a unit of hydro generating station, the date declared by the generating company from 0000 hour of which, after notice to the beneficiaries, scheduling process in accordance with the Indian Electricity Grid Code is fully implemented, and in relation to the generating station as a whole, the date declared by the generating company after demonstrating peaking capability corresponding to installed capacity of the generating station through a successful trial run, after notice to the beneficiaries:

**Note**

1. In case the hydro generating station with pondage or storage is not able to demonstrate peaking capability corresponding to the installed capacity for the reasons of insufficient reservoir or pond level, the date of commercial operation of the last unit of the generating station shall be considered as the date of commercial operation of the generating station as a whole, provided that it will be mandatory for such hydro generating station to demonstrate peaking capability equivalent to installed capacity of the generating unit or the generating station as and when such reservoir pond level is achieved.

2. In case of purely run-of-river hydro generating station if the unit or the generating station is declared under commercial operation during lean inflows period when the water is not sufficient for such demonstration, it shall be mandatory for such hydro generating station or unit to demonstrate peaking capability equivalent to installed capacity as and when sufficient inflow is available.

(c) in relation to the transmission system, the date declared by the transmission licensee from 0000 hour of which an element of the transmission system is in regular service after successful charging and trial operation:



DSEG RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Provided that the date shall be the first day of a calendar month and transmission charge for the element shall be payable and its availability shall be accounted for, from that date:

Provided further that in case an element of the transmission system is ready for regular service but is prevented from providing such service for reasons not attributable to the transmission licensee, its suppliers or contractors, the Commission may approve the date of commercial operation prior to the element coming into regular service.

(13) **'day'** means the 24 hour period starting at 0000 hour;

(14) '**declared capacity**' or '**DC**' in relation to a generating station means, the capability to deliver ex-bus electricity in MW declared by such generating station in relation to any time-block of the day or whole of the day, duly taking into account the availability of fuel or water, and subject to further qualification in the relevant regulation;

(15) **'design energy'** means the quantum of energy which can be generated in a 90% dependable year with 95% installed capacity of the hydro generating station;

(16) `**existing generating station'** means a generating station declared under commercial operation from a date prior to 1.4.2009;

(17) `**existing project'** means the project declared under commercial operation from a date prior to 1.4.2009;

(18) `**gross calorific value'** or '**GCV'** in relation to a thermal generating station means the heat produced in kCal by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(19) '**gross station heat rate' or 'GHR'** means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;

(20) '**infirm power**' means electricity injected into the grid prior to the commercial operation of a unit or block of the generating station;

(21) '**installed capacity' or 'IC**' means the summation of the name plate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the generating station (reckoned at the generator terminals), approved by the Commission from time to time;

(22) '**implementation agreement**' means the agreement, contract or memorandum of understanding, or any such covenant, entered into between the transmission licensee and the long-term transmission customer for construction of the transmission system;

(23) '**inter-State generating station' or 'ISGS'** has the meaning as assigned in the Indian Electricity Grid Code specified by the Commission;

(24) '**long-term transmission customer**' means a person having a long-term contractual right to use inter-State transmission system by paying transmission charges;

(25) '**maximum continuous rating' or 'MCR'** in relation to a unit of the thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer at rated parameters, and in relation to a block of a combined cycle thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer with water or steam injection (if applicable) and corrected to 50 Hz grid frequency and specified site conditions;

(26) '**medium term**' in the context of usage of transmission system means the period exceeding three months and up to three years.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(27) '**normative annual plant availability factor' or 'NAPAF'** in relation to a generating station means the availability factor specified in regulation 26 for thermal generating station and in regulation 27 for hydro generating station;

(28) **'operation and maintenance expenses' or 'O&M expenses'** means the expenditure incurred on operation and maintenance of the project, or part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, insurance and overheads;

(29) '**original project cost'** means the capital expenditure incurred by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, within the original scope of the project up to the cut-off date as admitted by the Commission;

(30) **'plant availability factor (PAF)'** in relation to a generating station for any period means the average of the daily declared capacities (DCs) for all the days during that period expressed as a percentage of the installed capacity in MW reduced by the normative auxiliary energy consumption.

(31) **'project'** means a generating station or the transmission system, as the case may be, and in case of a hydro generating station includes all components of generating facility such as dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as apportioned to power generation;

(32) **'run-of-river generating station'** means a hydro generating station which does not have upstream pondage;

(33) '**run –of-river generating station with pondage'** means a hydro generating station with sufficient pondage for meeting the diurnal variation of power demand;



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(34) **'rated voltage'** means the manufacturer's design voltage at which the transmission system is designed to operate and includes such lower voltage at which any transmission line is charged or for the time being charged, in consultation with long-term transmission customers;

(35) **'scheduled energy'** means the quantum of energy scheduled by the concerned Load Despatch Centre to be injected into the grid by a generating station over a day ;

(36) **`scheduled generation' or 'SG'** at any time or for any period or time-block means schedule of generation in MW or MWh ex-bus, given by the concerned Load Despatch Centre;

**Note**

For the open cycle gas turbine generating station or a combined cycle generating station if the average frequency for any time-block, is below 49.52 Hz but not below 49.02 Hz and the scheduled generation is more than 98.5% of the declared capacity, the scheduled generation shall be deemed to have been reduced to 98.5% of the declared capacity, and if the average frequency for any time-block is below 49.02 Hz and the scheduled generation is more than 96.5% of the declared capacity, the scheduled generation shall be deemed to have been reduced to 96.5% of the declared capacity.

(37) **`small gas turbine generating station'** means and includes open cycle gas turbine or combined cycle generating stations with gas turbines in the capacity range of 50 MW or below;

(38) **'storage type generating station'** means a hydro generating station associated with large storage capacity to enable variation of generation of electricity according to demand;

(39) **'transmission service agreement'** means the agreement, contract, memorandum of understanding, or any such covenant, entered into between the transmission licensee

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

and the long-term transmission customer for the operational phase of the transmission system.

(40) **'transmission system'** means a line or a group of lines with or without associated sub-station, and includes equipment associated with transmission lines and sub-stations;

(41) **'Unit'** in relation to a thermal generating station other than combined cycle thermal generating station means steam generator, turbine-generator and auxiliaries, or in relation to a combined cycle thermal generating station, means turbine-generator and auxiliaries, and in relation to a hydro generating station means turbine-generator and its auxiliaries;

(42) **'useful life'** in relation to a unit of a generating station and transmission system from the COD shall mean the following, namely:-

| | | |
|---|---|---|
| (a) | Coal/Lignite based thermal generating station | 25 years |
| (b) | Gas/Liquid fuel based thermal generating station | 25 years |
| (c) | AC and DC sub-station | 25 years |
| (d) | Hydro generating station | 35 years |
| (e) | Transmission line | 35 years |

(43) **'year'** means a financial year.

(44) The words and expressions used in these regulations and not defined herein but defined in the Act shall have the meaning assigned to them under the Act.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## CHAPTER - 2

## PROCEDURE FOR TARIFF DETERMINATION AND COMPUTATION OF CAPITAL COST AND CAPITAL STRUCTURE

4. **Tariff determination.** (1) Tariff in respect of a generating station may be determined for the whole of the generating station or a stage or unit or block of the generating station, and tariff for the transmission system may be determined for the whole of the transmission system or the transmission line or sub-station.

(2) For the purpose of determination of tariff, the capital cost of the project may be broken up into stages and distinct units or blocks, transmission lines and sub-systems forming part of the project, if required:

Provided that where break-up of the capital cost of the project for different stages or units or blocks and transmission lines or sub-stations is not available and in case of on-going projects, the common facilities shall be apportioned on the basis of the installed capacity of the units, line length and number of bays:

Provided further that in relation to multi-purpose hydro schemes, with irrigation, flood control and power components, the capital cost chargeable to the power component of the scheme only shall be considered for determination of tariff.

5. **Application for determination of tariff.** (1) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, may make an application for determination of tariff in accordance with Central Electricity Regulatory Commission (Procedure for making of application for determination of tariff, publication of the application and other related matters) Regulations, 2004, as amended from time to time or any statutory re-enactment thereof, in respect of the units of the generating station or the transmission lines or sub-stations of the transmission system, completed or projected to be completed within six months from the date of application.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(2) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall make an application as per **Appendix I** to these regulations, for determination of tariff based on capital expenditure incurred duly certified by the auditors or projected to be incurred up to the date of commercial operation and additional capital expenditure incurred duly certified by the auditors or projected to be incurred during the tariff period of the generating station or the transmission system:

Provided that in case of an existing project, the application shall be based on admitted capital cost including any additional capitalization already admitted up to 31.3.2009 and estimated additional capital expenditure for the respective years of the tariff period 2009-14:

Provided further that application shall contain details of underlying assumptions for projected capital cost and additional capital expenditure, where applicable.

(3) In case of the existing projects, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall continue to provisionally bill the beneficiaries or the [2][transmission customers] with the tariff approved by the Commission and applicable as on 31.3.2009 for the period starting from 1.4.2009 till approval of tariff by the Commission in accordance these regulations:

Provided that where the tariff provisionally billed exceeds or falls short of the final tariff approved by the Commission under these regulations, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall refund to or recover from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be, within six months along with simple interest at the rate equal to short-term Prime Lending Rate of State Bank of India on the 1st April of the concerned/respective year.

6. **Truing up of Capital Expenditure and Tariff.**

(1) The Commission shall carry out truing up exercise along with the tariff petition filed for the next tariff period, with respect to the capital expenditure including additional capital expenditure

[2] Substituted vide Corrigendum to Central Electricity Regulatory Commission (Terms & Conditions of Tariff) Regulations 2009, published in the Gazette of India (Extraordinary) Part III, Section 4 on 10.6.2009



RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

incurred up to 31.3.2014, as admitted by the Commission after prudence check at the time of truing up.

Provided that the generating company or the transmission licensee, as the case may be, may in its discretion make an application before the Commission one more time prior to 2013-14 for revision of tariff.

(2) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall make an application, as per Appendix I to these regulations, for carrying out truing up exercise in respect of the generating station a unit or block thereof or the transmission system or the transmission lines or sub-stations thereof by 31.10.2014;

(3) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall submit for the purpose of truing up, details of capital expenditure and additional capital expenditure incurred for the period from 1.4.2009 to 31.3.2014, duly audited and certified by the auditors;

(4) Where after the truing up the tariff recovered exceeds the tariff approved by the Commission under these regulations the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall refund to the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be, the excess amount so recovered along with simple interest at the rate equal to short-term Prime Lending Rate of State Bank of India as on 1st April of the respective year.

(5) Where after the truing up the tariff recovered is less than the tariff approved by the Commission under these regulations the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall recover from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be, the under-recovered amount along with simple interest at the rate equal to the short-term Prime Lending Rate of State Bank of India as on 1st April of the respective year.

(6) The amount under-recovered or over-recovered, along with simple interest at the rate equal to the short-term Prime Lending Rate of State Bank of India as on 1st April of the respective year, shall be recovered or refunded by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, in six equal monthly installments starting within three months from the date of the tariff order issued by the Commission after the truing up exercise.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

7. **Capital Cost.** (1) Capital cost for a project shall include:

(a) the expenditure incurred or projected to be incurred, including interest during construction and financing charges, any gain or loss on account of foreign exchange risk variation during construction on the loan - (i) being equal to 70% of the funds deployed, in the event of the actual equity in excess of 30% of the funds deployed, by treating the excess equity as normative loan, or (ii) being equal to the actual amount of loan in the event of the actual equity less than 30% of the funds deployed, - up to the date of commercial operation of the project, as admitted by the Commission, after prudence check;

(b) capitalised initial spares subject to the ceiling rates specified in regulation 8; and

(c) additional capital expenditure determined under regulation 9:

Provided that the assets forming part of the project, but not in use shall be taken out of the capital cost.

(2) The capital cost admitted by the Commission after prudence check shall form the basis for determination of tariff:

Provided that in case of the thermal generating station and the transmission system, prudence check of capital cost may be carried out based on the benchmark norms to be specified by the Commission from time to time:

Provided further that in cases where benchmark norms have not been specified, prudence check may include scrutiny of the reasonableness of the capital expenditure, financing plan, interest during construction, use of efficient technology, cost over-run and time over-run, and such other matters as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff:



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Provided also that the Commission may issue guidelines for vetting of capital cost of hydro-electric projects by independent agency or expert and in that event the capital cost as vetted by such agency or expert may be considered by the Commission while determining the tariff for the hydro generating station:

Provided also that the Commission may issue guidelines for scrutiny and approval of commissioning schedule of the hydro-electric projects of a developer, not being a State controlled or owned company as envisaged in the tariff policy as amended vide Government of India Resolution No 23/2/2005-R&R (Vol.IV) dated 31st March 2008:

Provided also that in case the site of a hydro generating station is awarded to a developer (not being a State controlled or owned company), by a State Government by following a two stage transparent process of bidding, any expenditure incurred or committed to be incurred by the project developer for getting the project site allotted shall not be included in the capital cost:

Provided also that the capital cost in case of such hydro generating station shall include:

(a) cost of approved rehabilitation and resettlement (R&R) plan of the project in conformity with National R&R Policy and R&R package as approved; and

(b) cost of the developer's 10% contribution towards Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana (RGGVY) project in the affected area:

Provided also that where the power purchase agreement entered into between the generating company and the beneficiaries or the implementation agreement and the transmission service agreement entered into between the transmission licensee and the long-term transmission customer, as the case may be, provide for ceiling of actual expenditure, the capital expenditure admitted by the Commission shall take into consideration such ceiling for determination of tariff:

Provided also that in case of the existing projects, the capital cost admitted by the Commission prior to 1.4.2009 and the additional capital expenditure projected to be incurred for



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

the respective year of the tariff period 2009-14, as may be admitted by the Commission, shall form the basis for determination of tariff.

8. **Initial Spares.** Initial spares shall be capitalised as a percentage of the original project cost, subject to following ceiling norms:

| | | | |
|---|---|---|---|
| (i) | Coal-based/lignite-fired thermal generating stations | - | 2.5% |
| (ii) | Gas Turbine/Combined Cycle thermal generating stations | - | 4.0% |
| (iii) | Hydro generating stations | - | 1.5% |
| (iv) | Transmission system | | |
| | (a) Transmission line | - | 0.75% |
| | (b) Transmission Sub-station | - | 2.5% |
| | (c) Series Compensation devices and HVDC Station | - | 3.5% |

Provided that where the benchmark norms for initial spares have been published as part of the benchmark norms for capital cost under first proviso to clause (2) of regulation 7, such norms shall apply to the exclusion of the norms specified herein.

9. **Additional Capitalisation.** (1) The capital expenditure incurred or projected to be incurred, on the following counts within the original scope of work, after the date of commercial operation and up to the cut-off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

(i) Undischarged liabilities;

(ii) Works deferred for execution;

(iii) Procurement of initial capital spares within the original scope of work, subject to the provisions of regulation 8;

(iv) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court; and

(v) Change in law:



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Provided that the details of works included in the original scope of work along with estimates of expenditure, undischarged liabilities and the works deferred for execution shall be submitted along with the application for determination of tariff.

(2) The capital expenditure incurred on the following counts after the cut-off date may, in its discretion, be admitted by the Commission, subject to prudence check:

(i) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court.

(ii) Change in law;

(iii) Deferred works relating to ash pond or ash handling system in the original scope of work;

(iv) In case of hydro generating stations, any expenditure which has become necessary on account of damage caused by natural calamities (but not due to flooding of power house attributable to the negligence of the generating company) including due to geological reasons after adjusting for proceeds from any insurance scheme, and expenditure incurred due to any additional work which has become necessary for successful and efficient plant operation; and

(v) In case of transmission system any additional expenditure on items such as relays, control and instrumentation, computer system, power line carrier communication, DC batteries, replacement of switchyard equipment due to increase of fault level, emergency restoration system, insulators cleaning infrastructure, replacement of damaged equipment not covered by insurance and any other expenditure which has become necessary for successful and efficient operation of transmission system:

Provided that in respect sub-clauses (iv) and (v) above, any expenditure on acquiring the minor items or the assets like tools and tackles, furniture, air-conditioners, voltage stabilizers, refrigerators, coolers, fans, washing machines, heat convectors, mattresses, carpets etc. brought after the cut-off date shall not be considered for additional capitalization for determination of tariff w.e.f. 1.4.2009



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

10. **Renovation and Modernisation.** (1) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, for meeting the expenditure on renovation and modernization (R&M) for the purpose of extension of life beyond the useful life of the generating station or a unit thereof or the transmission system, shall make an application before the Commission for approval of the proposal with a Detailed Project Report giving complete scope, justification, cost-benefit analysis, estimated life extension from a reference date, financial package, phasing of expenditure, schedule of completion, reference price level, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, record of consultation with beneficiaries and any other information considered to be relevant by the generating company or the transmission licensee:

Provided that in case of coal-based/lignite fired thermal generating station, the generating company, may, in its discretion, avail of a 'special allowance' in accordance with the norms specified in clause (4), as compensation for meeting the requirement of expenses including renovation and modernisation beyond the useful life of the generating station or a unit thereof, and in such an event revision of the capital cost shall not be considered and the applicable operational norms shall not be relaxed but the special allowance shall be included in the annual fixed cost:

Provided also that such option shall not be available for a generating station or unit for which renovation and modernization has been undertaken and the expenditure has been admitted by the Commission before commencement of these regulations, or for a generating station or unit which is in a depleted condition or operating under relaxed operational and performance norms.

(2) Where the generating company or the transmission licensee, as the case may be, makes an application for approval of its proposal for renovation and modernisation, the approval shall be granted after due consideration of reasonableness of the cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, and such other factors as may be considered relevant by the Commission.

(3) Any expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after prudence check based on the estimates of renovation and modernization expenditure and life extension, and after deducting the accumulated depreciation already recovered from the original project cost, shall form the basis for determination of tariff.

(4) A generating company on opting for the alternative in the first proviso to clause (1) of this regulation, for a coal-based/lignite fired thermal generating station, shall be allowed special allowance @ Rs. 5 lakh/MW/year in 2009-10 and thereafter escalated @ 5.72% every year during the tariff period 2009-14, unit-wise from the next financial year from the respective date of the completion of useful life with reference to the date of commercial operation of the respective unit of generating station:

Provided that in respect of a unit in commercial operation for more than 25 years as on 1.4.2009, this allowance shall be admissible from the year 2009-10.

11. **Sale of Infirm Power**. Supply of infirm power shall be accounted as Unscheduled Interchange (UI) and paid for from the regional or State UI pool account at the applicable frequency-linked UI rate:

Provided that any revenue earned by the generating company from sale of infirm power after accounting for the fuel expenses shall be applied for reduction in capital cost:

12. **Debt-Equity Ratio**. (1) For a project declared under commercial operation on or after 1.4.2009, if the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan:

Provided that where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, the actual equity shall be considered for determination of tariff:

Provided further that the equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Explanation.**- The premium, if any, raised by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, while issuing share capital and investment of internal resources created out of its free reserve, for the funding of the project, shall be reckoned as paid up capital for the purpose of computing return on equity, provided such premium amount and internal resources are actually utilised for meeting the capital expenditure of the generating station or the transmission system.

(2) In case of the generating station and the transmission system declared under commercial operation prior to 1.4.2009, debt-equity ratio allowed by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2009 shall be considered.

(3) Any expenditure incurred or projected to be incurred on or after 1.4.2009 as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of tariff, and renovation and modernisation expenditure for life extension shall be serviced in the manner specified in clause (1) of this regulation.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## CHAPTER – 3

## COMPUTATION OF TARIFF

13. **Components of Tariff.** (1) The tariff for supply of electricity from a thermal generating station shall comprise two parts, namely, capacity charge (for recovery of annual fixed cost consisting of the components specified to in regulation 14) and energy charge (for recovery of primary fuel cost and limestone cost where applicable).

(2) The tariff for supply of electricity from a hydro generating station shall comprise capacity charge and energy charge to be derived in the manner specified in regulation 22, for recovery of annual fixed cost (consisting of the components referred to in regulation 14) through the two charges.

(3) The tariff for transmission of electricity on inter-State transmission system shall comprise transmission charge for recovery of annual fixed cost consisting of the components specified in regulation 14.

14. **Annual Fixed Cost.** The annual fixed cost (AFC) of a generating station or a transmission system shall consist of the following components –

(a) Return on equity;
(b) Interest on loan capital;
(c) Depreciation;
(d) Interest on working capital.
(e) Operation and maintenance expenses;
(f) Cost of secondary fuel oil (for coal-based and lignite fired generating stations only);
(g) Special allowance in lieu of R&M or separate compensation allowance, wherever applicable.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

15. **Return on Equity**. (1) Return on equity shall be computed in rupee terms, on the equity base determined in accordance with regulation 12.

(2) Return on equity shall be computed on pre-tax basis at the base rate of 15.5% to be grossed up as per clause (3) of this regulation:

Provided that in case of projects commissioned on or after 1st April, 2009, an additional return of 0.5% shall be allowed if such projects are completed within the timeline specified in **Appendix-II**:

Provided further that the additional return of 0.5% shall not be admissible if the project is not completed within the timeline specified above for reasons whatsoever.

(3) The rate of return on equity shall be computed by grossing up the base rate with the normal tax rate for the year 2008-09 applicable to the concerned generating company or the transmission licensee, as the case may be:

Provided that return on equity with respect to the actual tax rate applicable to the generating company or the transmission licensee, as the case may be, in line with the provisions of the relevant Finance Acts of the respective year during the tariff period shall be trued up separately for each year of the tariff period along with the tariff petition filed for the next tariff period.

(4) Rate of return on equity shall be rounded off to three decimal points and be computed as per the formula given below:

Rate of pre-tax return on equity = Base rate / (1-t)

Where t is the applicable tax rate in accordance with clause (3) of this regulation.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Illustration.-**

(i) In case of the generating company or the transmission licensee paying Minimum Alternate Tax (MAT) @ 11.33% including surcharge and cess:

Rate of return on equity 15.50/ (1-0.1133) = 17.481%

(ii) In case of generating company or the transmission licensee paying normal corporate tax @ 33.99% including surcharge and cess:

Rate of return on equity 15.50/ (1-0.3399) = 23.481%

16. **Interest on loan capital.** (1) The loans arrived at in the manner indicated in regulation 12 shall be considered as gross normative loan for calculation of interest on loan.

(2) The normative loan outstanding as on 1.4.2009 shall be worked out by deducting the cumulative repayment as admitted by the Commission up to 31.3.2009 from the gross normative loan.

(3) The repayment for the year of the tariff period 2009-14 shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for that year.

(4) Notwithstanding any moratorium period availed by the generating company or the transmission licensee, as the case may be the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed..

(5) The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio at the beginning of each year applicable to the project.:

Provided that if there is no actual loan for a particular year but normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest shall be considered:

Provided further that if the generating station or the transmission system, as the case may be, does not have actual loan, then the weighted average rate of interest of the generating company or the transmission licensee as a whole shall be considered.

(6) The interest on loan shall be calculated on the normative average loan of the year by applying the weighted average rate of interest.

(7) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall make every effort to re-finance the loan as long as it results in net savings on interest and in that event the costs associated with such re-financing shall be borne by the beneficiaries and the net savings shall be shared between the beneficiaries and the generating company or the transmission licensee, as the case may be, in the ratio of 2:1.

(8) The changes to the terms and conditions of the loans shall be reflected from the date of such re-financing.

(9) In case of dispute, any of the parties may make an application in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulations, 1999, as amended from time to time, including statutory re-enactment thereof for settlement of the dispute:

Provided that the beneficiary or the transmission customers shall not withhold any payment on account of the interest claimed by the generating company or the transmission licensee during the pendency of any dispute arising out of re-financing of loan.

17. **Depreciation**. (1) The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset admitted by the Commission.

(2) The salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the capital cost of the asset.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Provided that in case of hydro generating stations, the salvage value shall be as provided in the agreement signed by the developers with the State Government for creation of the site:

Provided further that the capital cost of the assets of the hydro generating station for the purpose of computation of depreciable value shall correspond to the percentage of sale of electricity under long-term power purchase agreement at regulated tariff.

(3) Land other than the land held under lease and the land for reservoir in case of hydro generating station shall not be a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing depreciable value of the asset.

(4) Depreciation shall be calculated annually based on Straight Line Method and at rates specified in **Appendix-III** to these regulations for the assets of the generating station and transmission system:

Provided that, the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 12 years from date of commercial operation shall be spread over the balance useful life of the assets.

(5) In case of the existing projects, the balance depreciable value as on 1.4.2009 shall be worked out by deducting [3][the cumulative depreciation including Advance against Depreciation] as admitted by the Commission upto 31.3.2009 from the gross depreciable value of the assets.

(6) Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation. In case of commercial operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on *pro rata* basis.

18. **Interest on Working Capital.** (1) The working capital shall cover :

(a) Coal-based/lignite-fired thermal generating stations

[3] Substituted vide Corrigendum to Central Electricity Regulatory Commission (Terms & Conditions of Tariff) Regulations 2009, published in the Gazette of India (Extraordinary) Part III, Section 4 on 10.6.2009



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(i) Cost of coal or lignite and limestone, if applicable, for 1½ months for pit-head generating stations and two months for non-pit-head generating stations, for generation corresponding to the normative annual plant availability factor;

(ii) Cost of secondary fuel oil for two months for generation corresponding to the normative annual plant availability factor, and in case of use of more than one secondary fuel oil, cost of fuel oil stock for the main secondary fuel oil.

(iii) Maintenance spares @ 20% of operation and maintenance expenses specified in regulation 19.

(iv) Receivables equivalent to two months of capacity charges and energy charges for sale of electricity calculated on the normative annual plant availability factor, and

(v) Operation and maintenance expenses for one month.

(b) Open-cycle Gas Turbine/Combined Cycle thermal generating stations

(i) Fuel cost for one month corresponding to the normative annual plant availability factor, duly taking into account mode of operation of the generating station on gas fuel and liquid fuel;

(ii) Liquid fuel stock for ½ month corresponding to the normative annual plant availability factor, and in case of use of more than one liquid fuel, cost of main liquid fuel.

(iii)Maintenance spares @ 30% of operation and maintenance expenses specified in regulation 19.

(iv) Receivables equivalent to two months of capacity charge and energy charge for sale of electricity calculated on normative plant availability factor, duly taking



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

into account mode of operation of the generating station on gas fuel and liquid fuel. and (v) Operation and maintenance expenses for one month.

(c) in case of hydro generating station and transmission system.

(i) Receivables equivalent to two months of fixed cost.

(ii) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses specified in regulation 19;

(iii) Operation and maintenance expenses for one month.

(2) The cost of fuel in cases covered under sub-clauses (a) and (b) of clause (1) shall be based on the landed cost incurred (taking into account normative transit and handling losses) by the generating company and gross calorific value of the fuel as per actual for the three months preceding the first month for which tariff is to be determined and no fuel price escalation shall be provided during the tariff period.

(3) Rate of interest on working capital shall be on normative basis and shall be equal to the short-term Prime Lending Rate of State Bank of India as on 1.4.2009 or on 1st April of the year in which the generating station or a unit thereof or the transmission system, as the case may be, is declared under commercial operation, whichever is later.

(4) Interest on working capital shall be payable on normative basis notwithstanding that the generating company or the transmission licensee has not taken loan for working capital from any outside agency.

19. **Operation and Maintenance Expenses.** Normative operation and maintenance expenses shall be as follows, namely:



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(a) Coal based and lignite fired (including those based on CFBC technology) generating stations, other than the generating stations referred to in clauses (b) and (d):

(Rs. in lakh/MW)

| Year | 200/210/250 MW sets | 300/330/350 MW sets | 500 MW sets | 600 MW and above sets |
|---|---|---|---|---|
| 2009-10 | 18.20 | 16.00 | 13.00 | 11.70 |
| 2010-11 | 19.24 | 16.92 | 13.74 | 12.37 |
| 2011-12 | 20.34 | 17.88 | 14.53 | 13.08 |
| 2012-13 | 21.51 | 18.91 | 15.36 | 13.82 |
| 2013-14 | 22.74 | 19.99 | 16.24 | 14.62 |

Provided that the above norms shall be multiplied by the following factors for additional units in respective unit sizes for the units whose COD occurs on or after 1.4.2009 in the same station:

| | | |
|---|---|---|
| 200/210/250 MW | Additional 5th & 6th units | 0.9 |
| | Additional 7th & more units | 0.85 |
| 300/330/350 MW | Additional 4th & 5th units | 0.9 |
| | Additional 6th & more units | 0.85 |
| 500 MW and above | Additional 3rd & 4th units | 0.9 |
| | Additional 5th & above units | 0.85 |

(b) Talcher Thermal Power Station(TPS), Tanda TPS, Badarpur TPS of NTPC and Bokaro TPS, Chandrapura TPS and Durgapur TPS of DVC

(Rs. in lakh/MW)

| Year | Talcher TPS | Tanda and Chandrapura TPS | Badarpur, Bokaro and Durgapur TPS |
|---|---|---|---|
| 2009-10 | 32.75 | 26.25 | 31.35 |

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| 2010-11 | 34.62 | 27.75 | 32.25 |
| 2011-12 | 36.60 | 29.34 | 33.17 |
| 2012-13 | 38.70 | 31.02 | 34.12 |
| 2013-14 | 40.91 | 32.79 | 35.09 |

(c) Open Cycle Gas Turbine/Combined Cycle generating stations

(Rs. in lakh/MW)

| Year | Gas Turbine/ Combined Cycle generating stations other than small gas turbine power generating stations | Small gas turbine power generating stations | Agartala GPS |
|---|---|---|---|
| (1) | (2) | (3) | (4) |
| 2009-10 | 14.80 | 22.90 | 31.75 |
| 2010-11 | 15.65 | 24.21 | 33.57 |
| 2011-12 | 16.54 | 25.59 | 35.49 |
| 2012-13 | 17.49 | 27.06 | 37.52 |
| 2013-14 | 18.49 | 28.61 | 39.66 |

(d) Lignite-fired generating stations

(Rs. in lakh/MW)

| Year | 125 MW Sets | TPS-I of NLC |
|---|---|---|
| 2009-10 | 24.00 | 27.00 |
| 2010-11 | 25.37 | 28.54 |
| 2011-12 | 26.82 | 30.18 |
| 2012-13 | 28.36 | 31.90 |
| 2013-14 | 29.98 | 33.73 |

(e) In case of coal-based or lignite-fired thermal generating station a separate compensation allowance unit-wise shall be admissible to meet expenses on new assets of



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

capital nature including in the nature of minor assets, in the following manner from the year following the year of completion of 10, 15, or 20 years of useful life:

| Years of operation | Compensation Allowance (Rs lakh/MW/year) |
|---|---|
| 0-10 | Nil |
| 11-15 | 0.15 |
| 16-20 | 0.35 |
| 21-25 | 0.65 |

(f) Hydro generating station

(i) Operation and maintenance expenses, for the existing generating stations which have been in operation for 5 years or more in the base year of 2007-08, shall be derived on the basis of actual operation and maintenance expenses for the years 2003-04 to 2007-08, based on the audited balance sheets, excluding abnormal operation and maintenance expenses, if any, after prudence check by the Commission.

(ii) The normalised operation and maintenance expenses after prudence check, for the years 2003-04 to 2007-08, shall be escalated at the rate of 5.17% to arrive at the normalized operation and maintenance expenses at the 2007-08 price level respectively and then averaged to arrive at normalized average operation and maintenance expenses for the 2003-04 to 2007-08 at 2007-08 price level. The average normalized operation and maintenance expenses at 2007-08 price level shall be escalated at the rate of 5.72% to arrive at the operation and maintenance expenses for year 2009-10:

Provided that operation and maintenance expenses for the year 2009-10 shall be further rationalized considering 50% increase in employee cost on account of pay revision of the employees of the Public Sector Undertakings to arrive at the permissible operation and maintenance expenses for the year 2009-10.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(iii) The operation and maintenance expenses for the year 2009-10 shall be escalated further at the rate of 5.72% per annum to arrive at permissible operation and maintenance expenses for the subsequent years of the tariff period.

(iv) In case of the hydro generating stations, which have not been in commercial operation for a period of five years as on 1.4.2009, operation and maintenance expenses shall be fixed at 2% of the original project cost (excluding cost of rehabilitation & resettlement works). Further, in such case, operation and maintenance expenses in first year of commercial operation shall be escalated @ 5.17% per annum up to the year 2007-08 and then averaged to arrive at the O&M expenses at 2007-08 price level. It shall be thereafter escalated @ 5.72% per annum to arrive at operation and maintenance expenses in respective year of the tariff period. [4][The impact of pay revision on employee cost for arriving at the operation and maintenance expenses for the year 2009-10 shall be considered in accordance with the procedure given in proviso to sub-clause (ii) of clause (f) of this regulation.]

(v) In case of the hydro generating stations declared under commercial operation on or after 1.4.2009, operation and maintenance expenses shall be fixed at 2% of the original project cost (excluding cost of rehabilitation & resettlement works) and shall be subject to annual escalation of 5.72% per annum for the subsequent years.

(g) Transmission system

(i) Norms for operation and maintenance expenses shall be as under:

[4] Inserted vide Addendum to Central Electricity Regulatory Commission (Terms & Conditions of Tariff) Regulations 2009, published in the Gazette of India (Extraordinary) Part III, Section 4 on 10.6.2009



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## Norms for O&M expenditure for Transmission System

| | 2009-10 | 2010-11 | 2011-12 | 2012-13 | 2013-14 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Norms for sub-station (Rs Lakh per bay)** | | | | | |
| 765 kV | 73.36 | 77.56 | 81.99 | 86.68 | 91.64 |
| 400 kV | 52.40 | 55.40 | 58.57 | 61.92 | 65.46 |
| 220 kV | 36.68 | 38.78 | 41.00 | 43.34 | 45.82 |
| 132 kV and below | 26.20 | 27.70 | 29.28 | 30.96 | 32.73 |
| **Norms for AC and HVDC lines (Rs Lakh per km)** | | | | | |
| Single Circuit (Bundled conductor with four or more sub-conductors) | 0.537 | 0.568 | 0.600 | 0.635 | 0.671 |
| Single Circuit (Twin & Triple Conductor) | 0.358 | 0.378 | 0.400 | 0.423 | 0.447 |
| Single Circuit (Single Conductor) | 0.179 | 0.189 | 0.200 | 0.212 | 0.224 |
| Double Circuit (Bundled conductor with four or more sub-conductors) | 0.940 | 0.994 | 1.051 | 1.111 | 1.174 |
| Double Circuit (Twin & Triple Conductor) | 0.627 | 0.663 | 0.701 | 0.741 | 0.783 |
| Double Circuit (Single Conductor) | 0.269 | 0.284 | 0.301 | 0.318 | 0.336 |
| **Norm for HVDC Stations** | | | | | |
| HVDC Back-to-back stations (Rs lakh per 500 MW) | 443.00 | 468.00 | 495.00 | 523.00 | 553.00 |
| Rihand-Dadri HVDC bipole scheme (Rs Lakh) | 1450.00 | 1533.00 | 1621.00 | 1713.00 | 1811.00 |
| Talcher-Kolar HVDC bipole scheme (Rs Lakh) | 1699.00 | 1796.00 | 1899.00 | 2008.00 | 2122.00 |

(ii) The total allowable operation and maintenance expenses for the transmission system shall be calculated by multiplying the number of bays and kms of line length with the applicable norms for the operation and maintenance expenses per bay and per km respectively.

20. **Expenses on secondary fuel oil consumption for coal-based and lignite-fired generating station**. (1) Expenses on secondary fuel oil in Rupees shall be computed corresponding to normative secondary fuel oil consumption (SFC) specified in clause (iii) of regulation 26, in accordance with the following formula:

$$= SFC \times LPSF_i \times NAPAF \times 24 \times NDY \times IC \times 10$$



DELHI

**Where,**

SFC – Normative Specific Fuel Oil consumption in ml/kWh

$LPSF_i$ – Weighted Average Landed Price of Secondary Fuel in Rs./ml considered initially

NAPAF – Normative Annual Plant Availability Factor in percentage

NDY – Number of days in a year

IC – Installed Capacity in MW.

(2) Initially, the landed cost incurred by the generating company on secondary fuel oil shall be taken based on actuals of the weighted average price of the three preceding months and in the absence of landed costs for the three preceding months, latest procurement price for the generating station, before the start of the year.

The secondary fuel oil expenses shall be subject to fuel price adjustment at the end of the each year of tariff period as per following formula:

$$SFC \times NAPAF \times 24 \times NDY \times IC \times 10 \times (LPSF_v - LPSF_i)$$

Where,

$LPSF_v$ – The weighted average landed price of secondary fuel oil for the year in Rs. /ml

## 21. Computation and Payment of Capacity Charge and Energy Charge for Thermal Generating Stations

(1) The fixed cost of a thermal generating station shall be computed on annual basis, based on norms specified under these regulations, and recovered on monthly basis under capacity charge. The total capacity charge payable for a generating station shall be shared by its beneficiaries as per their respective percentage share / allocation in the capacity of the generating station.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(2) The capacity charge (inclusive of incentive) payable to a thermal generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae :

(a) Generating stations in commercial operation for less than ten (10) years on 1st April of the financial year :

AFC x ( NDM / NDY ) x ( 0.5 + 0.5 x PAFM / NAPAF ) (in Rupees):
Provided that in case the plant availability factor achieved during a financial year (PAFY) is less than 70%, the total capacity charge for the year shall be restricted to

AFC x ( 0.5 + 35 / NAPAF ) x ( PAFY / 70 ) (in Rupees).

(b) For generating stations in commercial operation for ten (10) years or more on 1st April of the year:

AFC x ( NDM / NDY ) x ( PAFM / NAPAF ) (in Rupees).

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees.
NAPAF = Normative annual plant availability factor in percentage
NDM = Number of days in the month
NDY = Number of days in the year
PAFM = Plant availability factor achieved during the month, in percent:
PAFY = Plant availability factor achieved during the year, in percent

(3) The PAFM and PAFY shall be computed in accordance with the following formula:

$$\text{PAFM or PAFY} = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} DC_i / \{ N \times IC \times ( 100 - AUX ) \} \%$$

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage.
$DC_i$ = Average declared capacity (in ex-bus MW), subject to clause



DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(4) below, for the $i^{th}$ day of the period i.e. the month or the year as the case may be, as certified by the concerned load dispatch centre after the day is over.

IC = Installed Capacity (in MW) of the generating station

N = Number of days during the period i.e. the month or the year as the case may be.

Note : $DC_i$ and IC shall exclude the capacity of generating units not declared under commercial operation. In case of a change in IC during the concerned period, its average value shall be taken.

(4) In case of fuel shortage in a thermal generating station, the generating company may propose to deliver a higher MW during peak-load hours by saving fuel during off-peak hours. The concerned Load Despatch Centre may then specify a pragmatic day-ahead schedule for the generating station to optimally utilize its MW and energy capability, in consultation with the beneficiaries. $DC_i$ in such an event shall be taken to be equal to the maximum peak-hour ex-power plant MW schedule specified by the concerned Load Despatch Centre for that day.

(5) The energy charge shall cover the primary fuel cost and limestone consumption cost (where applicable), and shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to such beneficiary during the calendar month on ex-power plant basis, at the energy charge rate of the month (with fuel and limestone price adjustment). Total Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

(Energy charge rate in Rs./kWh) x {Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh.}

(6) Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis shall be determined to three decimal places in accordance with the following formulae :

(a) For coal based and lignite fired stations



DSEG RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

ECR = { (GHR – SFC x CVSF) x LPPF / CVPF + LC x LPL } x 100 / (100 – AUX)

(b) For gas and liquid fuel based stations

ECR = GHR x LPPF x 100 / {CVPF x (100 – AUX) }

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage.

CVPF = Gross calorific value of primary fuel as fired, in kCal per kg, per litre or per standard cubic metre, as applicable.

CVSF = Calorific value of secondary fuel, in kCal per ml.

ECR = Energy charge rate, in Rupees per kWh sent out.

GHR = Gross station heat rate, in kCal per kWh.

LC = Normative limestone consumption in kg per kWh.

LPL = Weighted average landed price of limestone in Rupees per kg.

LPPF = Weighted average landed price of primary fuel, in Rupees per kg, per litre or per standard cubic metre, as applicable, during the month.

SFC = Specific fuel oil consumption, in ml per kWh.

(7) The landed cost of fuel for the month shall include price of fuel corresponding to the grade and quality of fuel inclusive of royalty, taxes and duties as applicable, transportation cost by rail / road or any other means, and, for the purpose of computation of energy charge, and in case of coal/lignite shall be arrived at after considering normative transit and handling losses as percentage of the quantity of coal or lignite dispatched by the coal or lignite supply company during the month as given below :

| | | |
|---|---|---|
| Pithead generating stations | : | 0.2% |
| Non-pithead generating stations | : | 0.8% |

(8) The landed price of limestone shall be taken based on procurement price of limestone for the generating station, inclusive of royalty, taxes and duties as applicable and transportation cost for the month.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(9) The tariff structure as provided in this regulation may be adopted by the Department of Atomic Energy, Government of India for the nuclear generating stations by specifying annual fixed cost (AFC), normative annual plant availability factor (NAPAF), installed capacity (IC), normative auxiliary power consumption (AUX) and energy charge rate (ECR) for such stations.

22. **Computation and Payment of Capacity charge and Energy Charge for Hydro Generating Stations.**

(1) The fixed cost of a hydro generating station shall be computed on annual basis, based on norms specified under these regulations, and recovered on monthly basis under capacity charge (inclusive of incentive) and energy charge, which shall be payable by the beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the generating station, that is to say, in the capacity excluding the free power to the home State:

Provided that during the period between the date of commercial operation of the first unit of the generating station and the date of commercial operation of the generating station, the annual fixed cost shall provisionally be worked out based on the latest estimate of the completion cost for the generating station, for the purpose of determining the capacity charge and energy charge payment during such period.

(2) The capacity charge (inclusive of incentive) payable to a hydro generating station for a calendar month shall be

AFC x 0.5 x NDM / NDY x ( PAFM / NAPAF ) (in Rupees)

Where,



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees.

NAPAF = Normative plant availability factor in percentage

NDM = Number of days in the month

NDY = Number of days in the year

PAFM = Plant availability factor achieved during the month, in percentage

(3) The PAFM shall be computed in accordance with the following formula :

$$PAFM = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} DC_i / \{ N \times IC \times ( 100 - AUX ) \} \%$$

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage

$DC_i$ = Declared capacity (in ex-bus MW) for the $i^{th}$ day of the month which the station can deliver for at least three (3) hours, as certified by the nodal load dispatch centre after the day is over.

IC = Installed capacity (in MW) of the complete generating station

N = Number of days in the month



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(4) The energy charge shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to the beneficiary, excluding free energy, if any, during the calendar month, on ex power plant basis, at the computed energy charge rate. Total Energy charge payable to the generating company for a month shall be :

(Energy charge rate in Rs. / kWh) x {Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh} x (100 – FEHS) / 100.

(5) Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis, for a hydro generating station, shall be determined up to three decimal places based on the following formula, subject to the provisions of clause (7) :

ECR = AFC x 0.5 x 10 ^ { DE x ( 100 – AUX ) x ( 100 – FEHS )}

Where,

DE = Annual design energy specified for the hydro generating station,

In MWh, subject to the provision in clause (6) below. FEHS = Free energy for home State, in per cent, as defined in regulation 32.

(6) In case actual total energy generated by a hydro generating station during a year is less than the design energy for reasons beyond the control of the generating company, the following treatment shall be applied on a rolling basis:

(i) in case the energy shortfall occurs within ten years from the date of commercial operation of a generating station, the ECR for the year following the year of energy shortfall shall be computed based on the formula specified in clause (5) with the modification that the DE for the year shall be considered as equal to the actual energy generated during the year of the shortfall, till



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

the energy charge shortfall of the previous year has been made up, after which normal ECR shall be applicable:

(ii) in case the energy shortfall occurs after ten years from the date of commercial operation of a generating station, the following shall apply:

Suppose the specified annual design energy for the station is DE MWh, and the actual energy generated during the concerned (first) and the following (second) financial years is A1 and A2 MWh respectively, A1 being less than DE. Then, the design energy to be considered in the formula in clause (5) of this Regulation for calculating the ECR for the third financial year shall be moderated as (A1 + A2 – DE) MWh, subject to a maximum of DE MWh and a minimum of A1 MWh.

(iii) Actual energy generated (e.g. A1, A2) shall be arrived at by multiplying the net metered energy sent out from the station by 100 / (100 – AUX).

(7) In case the energy charge rate (ECR) for a hydro generating station, as computed in clause (5) above, exceeds eighty paise per kWh, and the actual saleable energy in a year exceeds { DE x ( 100 – AUX ) x ( 100 - FEHS ) / 10000 } MWh, the Energy charge for the energy in excess of the above shall be billed at eighty paise per kWh only:

Provided that in a year following a year in which total energy generated was less than the design energy for reasons beyond the control of the generating company, the energy charge rate shall be reduced to eighty paise per kWh after the energy charge shortfall of the previous year has



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

been made up.

(8) The concerned Load Despatch Centre shall finalise the schedules for the hydro generating stations, in consultation with the beneficiaries, for optimal utilization of all the energy declared to be available, which shall be scheduled for all beneficiaries in proportion to their respective allocations in the generating station.

**23. Computation and Payment of Transmission Charge for Inter-State Transmission System**

(1) The fixed cost of the transmission system shall be computed on annual basis, in accordance with norms contained in these regulations, aggregated as appropriate, and recovered on monthly basis as transmission charge from the users, who shall share these charges in the manner specified in Regulation 33.

(2) The transmission charge (inclusive of incentive) payable for a calendar month for a transmission system or part thereof shall be

AFC x ( NDM / NDY ) x ( TAFM / NATAF )

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees NATAF = Normative annual transmission availability factor, in per cent NDM = Number of days in the month NDY = Number of days in the year

TAFM = Transmission system availability factor for the month, in Percent, computed in accordance with Appendix IV.–.

(3) The transmission charges shall be calculated separately for part of the transmission system having differing NATAF, and aggregated thereafter, according to their sharing by the beneficiaries.

(4) The transmission licensee shall raise the bill for the transmission charge (inclusive of incentive) for a month based on its estimate of TAFM. Adjustments, if any, shall be made on the



DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

basis of the TAFM to be certified by the Member-Secretary of the Regional Power Committee of the concerned region within 30 days from the last day of the relevant month.

24 **Unscheduled Interchange(UI) Charges**. (1) All variations between actual net injection and scheduled net injection for the generating stations, and all variations between actual net drawal and scheduled net drawal for the beneficiaries shall be treated as their respective Unscheduled Interchanges (UI), charges for which shall be governed by the relevant regulations specified by the Commission from time to time.

(2) Actual net unscheduled interchange of every inter-State entity shall be metered on its periphery through special energy meters (SEMs) installed by the Central Transmission Utility (CTU), and computed in MWh for each 15-minute time block by the concerned Regional Load Despatch Centre.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## CHAPTER - 4

## NORMS OF OPERATION

25. (1) Recovery of capacity charge, energy charge, transmission charge and incentive by the generating company and the transmission licensee shall be based on the achievement of the operational norms specified in this Chapter.

(2) The Commission may on its own revise the norms of Station Heat Rate specified in this Chapter in respect of any of the generating stations for which relaxed norms have been provided

(3) The savings on account of secondary fuel oil consumption in relation to norms shall be shared with beneficiaries in the ratio of 50:50, in accordance with the following formula at the end of the year:

$$(SFC \times NAPAF \times 24 \times NDY \times IC \times 10 - AC_{sfoy}) \times LPSF_y \times 0.5$$

Where,

$AC_{sfoy}$ – Actual consumption of secondary fuel oil during the year in ml

### *Norms of operation for thermal generating station*

26. The norms of operation as given hereunder shall apply to thermal generating station:

**(i) Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF)**

(a) All thermal generating stations, except those covered under clauses (b), (c), (d), (e) & (f) - 85%

(b) Following Coal-Based Thermal Generating Stations of NTPC Ltd

| | |
|---|---|
| Talcher TPS | 82% |
| Badarpur TPS | 82% |



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(c) Following Lignite-firedThermal generating stations of Neyveli Lignite Corporation Ltd. other than specified in sub-clause (b)

| | |
|---|---|
| TPS-I | 72% |
| TPS-II Stage-I & II | 75% |
| TPS-I (Expansion) | 80% |

(d) Following Thermal Generating Stations of Damodar Valley Corporation (DVC):

| | |
|---|---|
| Mejia TPS Unit-I to IV | 82% |
| Bokaro TPS | 75% |
| Chandrapura TPS | 60% |
| Durgapur TPS | 74% |

(e) Following Gas-Based Thermal Generating Station of NEEPCO :

Assam GPS 72%

(f) Lignite-fired Generating Stations using Circulatory Fluidized Bed Combustion (CFBC) Technology –

1. First three years from COD – 75%
2. From next year after completion of 3 years of COD – 80%

**(ii) <u>Gross Station Heat Rate</u>**

**A. Existing Thermal Generating Station**

(a) Existing Coal-based Thermal Generating Stations, other than those covered under clauses (b) and (c) below



RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| 200/210/250 MW Sets | 500 MW Sets (Sub-critical) |
|---|---|
| 2500 KCal/kWh | 2425 kCal/kWh |

**Note 1**

In respect of 500 MW and above units where the boiler feed pumps are electrically operated, the gross station heat rate shall be 40 kCal/kWh lower than the gross station heat rate specified above.

**Note 2**

For the generating stations having combination of 200/210/250 MW sets and 500 MW and above sets, the normative gross station heat rate shall be the weighted average gross station heat rate of the combinations.

(b) Thermal generating stations of NTPC Ltd.:

| | |
|---|---|
| Badarpur TPS | 2825 kCal/kWh |
| Talcher TPS | 2950 kCal/kWh |
| Tanda TPS | 2825 kCal/kWh |

(c) Thermal Generating Stations of Damodar Valley Corporation (DVC):

| | |
|---|---|
| Bokaro TPS | 2700kCal/kWh |
| Chandrapura TPS | 3100 kCal/kWh |
| Durgapur TPS | 2820 kCal/kWh |

(d) Lignite-fired Thermal Generating Stations

(1) For lignite-fired thermal generating stations, except for TPS-I and TPS-II (Stage I & II) of Neyveli Lignite Corporation Ltd, the gross station heat



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

rates specified under sub-clause (a) for coal-based thermal generating stations shall be applied with correction, using multiplying factors as given below:

(i) For lignite having 50% moisture: 1.10

(ii) For lignite having 40% moisture: 1.07

(iii) For lignite having 30% moisture: 1.04

(iv) For other values of moisture content, multiplying factor shall be pro-rated for moisture content between 30-40% and 40-50% depending upon the rated values of multiplying factor for the respective range given under sub-clauses (i) to (iii) above.

(2) TPS-I and TPS-II (Stage I & II) of Neyveli Lignite Corporation Ltd

| | |
|---|---|
| TPS-I | 4000 kCal/kWh |
| TPS-II | 2900 kCal/kWh |

(c) Open Cycle Gas Turbine/Combined Cycle generating stations

Existing generating stations of NTPC Ltd and NEEPCO

| Name of generating station | Combined cycle (kCal/kWh) | Open cycle (kCal/kWh) |
|---|---|---|
| Gandhar GPS | 2040 | 2960 |
| Kawas GPS | 2075 | 3010 |
| Anta GPS | 2075 | 3010 |
| Dadri GPS | 2075 | 3010 |
| Auraiya GPS | 2100 | 3045 |
| Faridabad GPS | 2000 | 2900 |
| Kayamkulam GPS | 2000 | 2900 |
| Assam GPS | 2400 | 3440 |
| Agartala GPS | | 3500 |



RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**B. New Thermal Generating Station achieving COD on or after 1.4.2009**

(a) Coal-based and lignite-fired Thermal Generating Stations

= 1.065 X Design Heat Rate (kCal/kWh)

Where the Design Heat Rate of a unit means the unit heat rate guaranteed by the supplier at conditions of 100% MCR, zero percent make up, design coal and design cooling water temperature/back pressure.

Provided that the design heat rate shall not exceed the following maximum design unit heat rates depending upon the pressure and temperature ratings of the units:

| Pressure Rating (Kg/cm2) | 150 | 170 | 170 | 247 | 247 |
|---|---|---|---|---|---|
| SHT/RHT (0C) | 535/535 | 537/537 | 537/565 | 537/565 | 565/593 |
| Type of BFP | Electrical Driven | Turbine driven | Turbine driven | Turbine driven | Turbine driven |
| Max Turbine Cycle Heat rate (kCal/kWh) | 1955 | 1950 | 1935 | 1900 | 1850 |
| Min.Boiler Efficiency | | | | | |
| Sub-Bituminous Indian Coal | 0.85 | 0.85 | 0.85 | 0.85 | 0.85 |
| Bituminous Imported Coal | 0.89 | 0.89 | 0.89 | 0.89 | 0.89 |
| Max Design Unit Heat rate (kCal/kWh) | | | | | |
| Sub-Bituminous Indian Coal | 2300 | 2294 | 2276 | 2235 | 2176 |
| Bituminous Imported Coal | 2197 | 2191 | 2174 | 2135 | 2079 |

Provided further that in case pressure and temperature parameters of a unit are different from above ratings, the maximum design unit heat rate of the nearest class shall be taken:

Provided also that where unit heat rate has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler efficiency are guaranteed separately by the same supplier or different suppliers, the unit design heat rate shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency.

Provided also that if one or more units were declared under commercial operation prior to 1.4.2009, the heat rate norms for those units as well as units declared under commercial operation on or after 1.4.2009 shall be lower of the heat rate norms arrived at by above methodology and the norms as per the regulation 26 (ii) A (a).

Provided also that in case of lignite-fired generating stations (including stations based on CFBC technology), maximum design heat rates shall be increased using factor for moisture content given in sub clause (1) of clause (ii) A(d) of this regulation.

Note: In respect of units where the boiler feed pumps are electrically operated, the maximum design unit heat rate shall be 40 kCal/kWh lower than the maximum design unit heat rate specified above with turbine driven BFP.

(b) Gas-based / Liquid-based thermal generating unit(s)/ block(s)

= 1.05 X Design Heat Rate of the unit/block for Natural Gas and RLNG (kCal/kWh)

= 1.071 X Design Heat Rate of the unit/block for Liquid Fuel (kCal/kWh)

Where the Design Heat Rate of a unit shall mean the guaranteed heat rate for a unit at 100% MCR and at site ambient conditions; and the Design Heat Rate of a block shall mean the guaranteed heat rate for a block at 100% MCR, site ambient conditions, zero percent make up, design cooling water temperature/back pressure.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(iii) **Secondary fuel oil consumption**

(a) Coal-based generating stations other than at (c) below : 1.0 ml/kWh

(b) (i) Lignite-fired generating stations except stations based on CFBC technology and TPS-I (ii) TPS-I : 2.0 ml/kWh : 3.5 ml/kWh
(iii) Lignite-fired generating stations based on CFBC technology : 1.25 ml/kWh

(c) Coal-based generating stations of DVC

| | |
|---|---|
| Mejia TPS Unit I to IV | 2.0 ml/kWh |
| Bokaro TPS | 2.0 ml/kWh |
| Chandrapura TPS | 3.0 ml/kWh |
| Durgapur TPS | 2.4ml/kWh |

(iv) **Auxiliary Energy Consumption**

(a) Coal-based generating stations except at (b) below:

| | | **With Natural Draft cooling tower or without cooling tower** |
|---|---|---|
| (i) | 200 MW series | 8.5% |
| (ii) | [5][300/330/350/500 MW and above] | |
| | Steam driven boiler feed pumps | 6.0% |
| | Electrically driven boiler feed pumps | 8.5% |

[5] Substituted vide Corrigendum to Central Electricity Regulatory Commission (Terms & Conditions of Tariff) Regulations 2009, published in the Gazette of India (Extraordinary) Part III, Section 4 on 10.6.2009



DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Provided further that for thermal generating stations with induced draft cooling towers, the norms shall be further increased by 0.5%.

(b) Other Coal-based generating stations:

| | | |
|---|---|---|
| (i) | Talcher Thermal Power Station | 10.5% |
| (ii) | Tanda Thermal Power Station | 12.0% |
| (iii) | Badarpur Thermal Power Station | **9.5%** |
| (iv) | Bokaro Thermal Power Station | 10.25% |
| (v) | Chandrapura Thermal Power Station | 11.50% |
| (vi) | Durgapur Thermal Power Station | 10.50% |

(c) Gas Turbine/Combined Cycle generating stations:

(i) Combined cycle 3.0%

(ii) Open cycle 1.0%

(d) Lignite-fired thermal generating stations:

(i) All generating stations with 200 MW sets and above:

The auxiliary energy consumption norms shall be 0.5 percentage point more than the auxiliary energy consumption norms of coal-based generating stations at (iv) (a) above.

Provided that for the lignite fired stations using CFBC technology, the auxiliary energy consumption norms shall be 1.5 percentage point more than the auxiliary energy consumption norms of coal-based generating stations at (iv) (a) above.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(ii) Barsingsar Generating station of NLC using CFBC technology: 11.5%

(iii) TPS-I, TPS-I (Expansion) and TPS-II Stage-I&II of Neyveli Lignite Corporation Ltd.:

| | |
|---|---|
| TPS-I | 12.0% |
| TPS-II | 10.0% |
| TPS-I (Expansion) | 9.50% |

(iv) Lime stone consumption for lignite-based generating station using CFBC technology:

Barsingsar :0.056 kg/kWh.

TPS-II (Expansion) :0.046 kg/kWh.

*Norms of operation for hydro generating stations*

27. **The norms of operation as given hereunder shall apply to hydro generating station:**

(i) Normative annual plant availability factor (NAPAF) for hydro generating stations

(1) Normative annual plant availability factor (NAPAF) for hydro generating stations shall be determined by the Commission as per the following criteria :

(i) Storage and Pondage type plants with head variation between Full Reservoir Level (FRL) and Minimum Draw Down Level (MDDL) of up to 8%, and where plant availability is not affected by silt : 90%



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(ii) Storage and Pondage type plants with head variation between FRL and MDDL of more than 8%, where plant availability is not affected by silt : Plant-specific allowance to be provided in NAPAF for reduction in MW output capability as reservoir level falls over the months. As a general guideline the allowance on this account in terms of a multiplying factor may be worked out from the projection of annual average of net head, applying the formula:

(Average head / Rated head) · 0.02

Alternatively in case of a difficulty in making such projection, the multiplying factor may be determined as:

(Head at MDDL/Rated head) x 0.5 + 0.52

(iii) Pondage type plants where plant availability is significantly affected by silt : 85%.

(iv) Run-of-river type plants : NAPAF to be determined plant-wise, based on 10-day design energy data, moderated by past experience where available/relevant.

(2) A further allowance may be made by the Commission in NAPAF determination under special circumstances, e.g. abnormal silt problem or other operating conditions, and known plant limitations.

(3) A further allowance of 5% may be allowed for difficulties in North East Region.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(4) In case of a new hydro electric project the developer shall have the option of approaching the Commission in advance for fixation of NAPAF based on the principles enumerated in sub-clauses (1), (2) and (3) of this regulation.

(5) Based on the above, the Normative annual plant availability factor (NAPAF) of the hydro generating stations already in operation shall be as follows :-

| Station | Type of Plant | Plant Capacity No. of Units x MW | NAPAF (%) |
|---|---|---|---|
| **NHPC** | | | |
| Chamera – I | Pondage | 3 x 180 | 90 |
| Biarasiul | Pondage | 3 x 60 | 85 |
| Loktak | Storage | 3 x 35 | 85 |
| Chamera-II | Pondage | 3 x 100 | 90 |
| Rangit | Pondage | 3 x 20 | 85 |
| Dhauliganga | Pondage | 4 x 70 | 85 |
| Teesta – V | Pondage | 3 x 170 | 85 |
| Dulhasti | Pondage | 3 x 130 | 90 |
| Salal | ROR | 6 x 115 | 60 |
| Uri | ROR | 4 x 120 | 60 |
| Tanakpur | ROR | 3 x 31.4 | 55 |
| **NHDC** | | | |
| Indirasagar | Storage | 8 x 125 | 85 |
| Omkareshwar | Pondage | 8 x 65 | 90 |

RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

| | | | |
|---|---|---|---|
| **THDC** | | | |
| Tehri Stg – 1 | Storage | 4 x 250 | 77 |
| | | | |
| **SJVNL** | | | |
| Nathpa Jhakri | Pondage | 6 x 250 | 82 |
| | | | |
| **NEEPCO** | | | |
| Kopili Stg – 1 | Storage | 4 x 50 | 79 |
| Khandong & Kopili Stg. - 2 | Storage | 3 x 25 | 69 |
| Doyang | Storage | 3 x 25 | 73 |
| Ranganadi | Pondage | 3 x 135 | 85 |
| | | | |
| **DVC** | | | |
| Panchet | Storage | 2 x 40 | 80 |
| Tilaiya | Storage | 2 x 2 | 80 |
| Maithon | Storage | 3 x 20 | 80 |

(ii) **Auxiliary Energy Consumption (AUX)** :

(a) Surface hydro generating stations

(i) with rotating exciters mounted on the generator shaft : 0.7%

(ii) with static excitation system : 1%

(b) Underground hydro generating stations

(i) with rotating exciters mounted on the

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

generator shaft : 0.9%

(ii) with static excitation system : 1.2%

***Norms of operation for transmission system***

28. **Normative Annual Transmission System Availability Factor (NATAF)** shall be as under:

| | | | |
|---|---|---|---|
| (1) | AC system | : | 98% |
| (2) | HVDC bi-pole links | : | 92% |
| (3) | HVDC back-to-back Stations | : | 95% |

29. **Auxiliary Energy Consumption in the sub-station.**

(a) AC System

The charges for auxiliary energy consumption in the AC sub-station for the purpose of air-conditioning, lighting and consumption in other equipment shall be borne by the transmission licensee and included in the normative operation and maintenance expenses.

(b) HVDC sub-station

For auxiliary energy consumption in HVDC sub-stations, the Central Government may allocate an appropriate share from one or more ISGS . The charges for such power shall be borne by the transmission licensee and are included in the normative operation and maintenance expenses.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## CHAPTER - 5

## SCHEDULING, ACCOUNTING AND BILLING

30. **Scheduling**. The methodology for scheduling and dispatch for the generating station shall be as specified in the Indian Electricity Grid Code, as amended from time to time.

31. **Metering and Accounting**. The provisions of the Indian Electricity Grid Code, as amended from time to time shall be applicable.

32. **Billing and Payment of charges.** (1) Bills shall be raised for capacity charge, energy charge and the transmission charge on monthly basis by the generating company and the transmission licensee in accordance with these regulations, and payments shall be made by the beneficiaries or the transmission customers directly to the generating company or the transmission licensee, as the case may be.

(2) Payment of the capacity charge for a thermal generating station shall be shared by the beneficiaries of the generating station as per their percentage shares for the month (inclusive of any allocation out of the unallocated capacity) in the installed capacity of the generating station. Payment of capacity charge and energy charge for a hydro generating station shall be shared by the beneficiaries of the generating station in proportion to their shares (inclusive of any allocation out of the unallocated capacity) in the saleable capacity (to be determined after deducting the capacity corresponding to free energy to home State as per Note 3 herein.

**Note 1**

Shares / allocations of each beneficiary in the total capacity of Central sector generating stations shall be as determined by the Central Government, inclusive of any allocation made out of the unallocated capacity. The shares shall be applied in percentages of installed capacity and shall normally remain constant during a month. Based on the decision of the Central Government the changes in allocation shall be communicated by the Member-Secretary, Regional Power Committee in advance, at least three days prior to beginning of a calendar month, except in case of an emergency calling for an urgent

change in allocations out of unallocated capacity. The total capacity share of a beneficiary would be sum of its capacity share plus allocation out of the unallocated portion. In the absence of any specific allocation of unallocated power by the Central Government, the unallocated power shall be added to the allocated shares in the same proportion as the allocated shares.

**Note 2**

The beneficiaries may propose surrendering part of their allocated firm share to other States within / outside the region. In such cases, depending upon the technical feasibility of power transfer and specific agreements reached by the generating company with other States within outside the region for such transfers, the shares of the beneficiaries may be prospectively re-allocated by the Central Government for a specific period (in complete months) from the beginning of a calendar month. When such re-allocations are made, the beneficiaries who surrender the share shall not be liable to pay capacity charges for the surrendered share. The capacity charges for the capacity surrendered and reallocated as above shall be paid by the State(s) to whom the surrendered capacity is allocated. Except for the period of reallocation of capacity as above, the beneficiaries of the generating station shall continue to pay the full capacity charges as per allocated capacity shares. Any such reallocation and its reversion shall be communicated to all concerned by the Member Secretary, Regional Power Committee in advance, at least three days prior to such reallocation or reversion taking effect.

**Note 3**

FEHS = Free energy for home State, in percent and shall be taken as 12%

Provided that in cases where the site of a hydro project is awarded to a developer (not being a State controlled or owned company), by a State Government by following a two stage transparent process of bidding, the 'free energy' shall be taken as 13%, which shall also include energy corresponding to 100 units of electricity to be provided free of cost



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

every month to every project affected family for a period of 10 years from the date of commercial operation of the generating station.

(3) The monthly energy account issued by Member-Secretary of the Regional Power Committee shall also include a statement specifying the ratio in which transmission charges for that month are to be shared by the transmission users in accordance with regulation 33.

33. **Sharing of transmission charges.** (1) The following shall be added up to arrive at the regional transmission charges payable for a month by the users of the concerned regional (common) transmission system .

(a) Amounts payable for the month for all components of inter-State transmission system (ISTS) in the region, charges for which have been agreed to be pooled and shared by all regional beneficiaries. These shall necessarily include all components of ISTS in commercial operation on 1.4.2008, as also components of transmission system associated with a generating station [6][at least one generating unit] of which was declared under commercial operation upto 31.3.2008.

(b) Amounts payable for the month for those parts or the whole of all new transmission systems for which regional beneficiaries have agreed to pay the charges on pooled basis, or it has been so decided by the Commission. These may include an appropriate share of the total charges of a new associated transmission system commensurate with extra capacity built therein to cater to future generation addition and/or for system strengthening not directly attributable to the concerned power plant

(2) The above regional transmission charges (grossed up) shall be shared by the following :

(i) All regional beneficiaries, in proportion to the sum of their respective entitlements (in MW) during the month in the inter-State generating stations in that region and in other regions, but excluding any generating capacity for which charges of associated transmission system are not being fully pooled.

(ii) Beneficiaries in other regions having entitlements in any generating station in the

[6] Substituted vide Corrigendum to Central Electricity Regulatory Commission (Terms & Conditions of Tariff) Regulations 2009, published in the Gazette of India (Extraordinary) Part III, Section 4 on 10.6.2009



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

concerned region, in proportion to such entitlement (in MW) during the month, but excluding any generating capacity for which charges of associated transmission system are not being fully pooled.

(iii) Generating companies owning generating stations connected to inter-state transmission system in the region, but for which the associated transmission system has not been fully commissioned for any reason, in proportion to the gap (in MW) between the generating capacity commissioned up to the end of the month and the capacity for which the designated associated transmission system has been commissioned up to the beginning of the month.

(iv) Medium-term users of the regional transmission system, in proportion to the MW for which medium-term usage has been approved by the Central Transmission Utility for that month.

(3) The transmission charges for inter-regional links shall be shared in the following manner, except where specifically agreed otherwise :

(i) The amount payable for the month for inter-regional links between Eastern and Northern / Western / Southern regions shall be borne by the beneficiaries in the latter region (Northern / Western / Southern), in proportion to the sum of their respective entitlements (in MW) in the inter-State generating stations in their own region and in Eastern region, but excluding any generating capacity for which charges of associated transmission system are not being fully pooled.

(ii) The amounts payable for the month for inter-regional links between Northern and Western regions, between Western and Southern regions, and between Eastern and North-eastern regions shall be borne by the linked regions in 50 : 50 ratio, and shared by the beneficiaries in the concerned region in proportion to the sum of their respective entitlements ( in MW ) in the inter – State generating stations in their own region, but excluding any generating capacity for which charges of associated transmission system are not being fully pooled.



DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Provided that 220 kV Birpara – Salakati transmission line shall be treated as a part of the Eastern Region transmission system and its charges shall be borne by the beneficiaries in Eastern Region only.

(4) For those associated transmission systems or part thereof which are not agreed to be commercially pooled with the Regional transmission system, the applicable transmission charges shall be borne by the beneficiaries of the concerned generating station(s) or the generating company as the case may be and shared between them as mutually agreed or as decided by the Commission.

(5) Transmission charges for 400 / 220 kV step down transformers (ICTS) and downstream systems, under inter-state transmission schemes brought under commercial operation after 28.03.2008 shall be determined separately (i.e. segregated from the rest of the scheme) and shall be payable only by the beneficiary directly served.

(6) Entitlements of Eastern Region beneficiaries in Chukha, Tala and Kurichchu hydro-electric generating stations in Bhutan shall be considered as their entitlements in ISGS in their own region, for the purpose of clauses (2)(i) and (3)(ii) above.

(7) Transmission charges corresponding to any plant capacity for which a beneficiary has not been identified and contracted shall be paid by the concerned generating company.

34. **Rebate.** (1) For payment of bills of the generating company and the transmission licensee through letter of credit on presentation, a rebate of 2% shall be allowed. (2) Where payments are made other than through letter of credit within a period of one month of presentation of bills by the generating company or the transmission licensee, a rebate of 1% shall be allowed.

35. **Late payment surcharge.** In case the payment of any bill for charges payable under these regulations is delayed by a beneficiary beyond a period of 60 days from the date of billing a late payment surcharge at the rate of 1.25% per month shall be levied by the generating company or the transmission licensee, as the case may be.

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## CHAPTER – 6
## MISCELLANEOUS PROVISIONS

36. **Sharing of CDM Benefits**. The proceeds of carbon credit from approved CDM project shall be shared in the following manner, namely-

(a) 100% of the gross proceeds on account of CDM to be retained by the project developer in the first year after the date of commercial operation of the generating station or the transmission system, as the case may be;

(b) in the second year, the share of the beneficiaries shall be 10% which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, whereafter the proceeds shall be shared in equal proportion, by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, and the beneficiaries.

37. **Norms of operation to be ceiling norms**. Norms of operation specified in these regulations are the ceiling norms and shall not preclude the generating company or the transmission licensee, as the case may be, and the beneficiaries and the long-term transmission customers from agreeing to the improved norms of operation and in case the improved norms are agreed to, such improved norms shall be applicable for determination of tariff.

38. **Deviation from norms**. (1) Tariff for sale of electricity by the generating company or for transmission charges of the transmission licensee, as the case may be, may also be determined in deviation of the norms specified in these regulations subject to the conditions that-



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(a) the levelised tariff over the useful life of the project on the basis of the norms in deviation does not exceed the levelised tariff calculated on the basis of the norms specified in these regulations; and

(b) any deviation shall come into effect only after approval by the Commission, for which an application shall be made by the generating company or the transmission licensee, as the case may be.

Explanation.- For the purpose of calculating the levelised tariff referred to in sub-clause (a) of clause (1), the discounting factor shall be as notified by the Commission from time to time.

(2) The tariff of the existing generating stations of Neyveli Lignite Corporation Ltd, namely, TPS-I and TPS-II (Stage I & II) and TPS-I(Expansion) and Badarpur TPS of NTPC Ltd., whose tariff for the tariff period 2004-09 has been determined by following the Net Fixed Assets approach, shall continue to be determined by adopting Net Fixed Assets approach.

39. **Tax on Income.** Tax on the income streams of the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall not be recovered from the beneficiaries, or the long-term transmission customers, as the case may be:

Provided that the deferred tax liability, excluding Fringe Benefit Tax, for the period up to 31st March, 2009 whenever it materializes, shall be recoverable directly from the beneficiaries and the long-term customers:

40. **Foreign Exchange Rate Variation.** (1) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign loan acquired for the generating station or the

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

transmission system, in part or full in the discretion of the generating company or the transmission licensee.

(2) Every generating company and transmission licensee shall recover the cost of hedging of foreign exchange rate variation corresponding to the normative foreign debt, in the relevant year on year-to-year basis as expense in the period in which it arises and extra rupee liability corresponding to such foreign exchange rate variation shall not be allowed against the hedged foreign debt.

(3) To the extent the generating company or the transmission licensee is not able to hedge the foreign exchange exposure, the extra rupee liability towards interest payment and loan repayment corresponding to the normative foreign currency loan in the relevant year shall be permissible provided it is not attributable to the generating company or the transmission licensee or its suppliers or contractors.

(4) Every generating company and the transmission licensee shall recover the cost of hedging and foreign exchange rate variation on year-to-year basis as income or expense in the period in which it arises.

41. **Recovery of cost of hedging Foreign Exchange Rate Variation.** Recovery of cost of hedging and foreign exchange rate variation shall be made directly by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be, without making any application before the Commission:

Provided that in case of any objections by the beneficiaries to the amounts claimed on account of cost of hedging or foreign exchange rate variation, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, may make an appropriate application before the



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

Commission for its decision.

42. **Application fee and the publication expenses**. The application filing fee and the expenses incurred on publication of notices in the application for approval of tariff, may in the discretion of the Commission, be allowed to be recovered by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, directly from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be:

43. **Special Provisions relating to Damodar Valley Corporation**. (1) Subject to clause (2), these regulations shall apply to determination of tariff of the projects owned by Damodar Valley Corporation (DVC).

(3) The following special provisions shall apply for determination of tariff of the projects owned by DVC:

(i) Capital Cost: The expenditure allocated to the object 'power', in terms of sections 32 and 33 of the Damodar Valley Corporation Act, 1948, to the extent of its apportionment to generation and inter-state transmission, shall form the basis of capital cost for the purpose of determination of tariff:

Provided that the capital expenditure incurred on head office, regional offices, administrative and technical centers of DVC, after due prudence check, shall also form part of the capital cost.

(ii) Debt Equity Ratio: The debt equity ratio of all projects of DVC commissioned prior to 01.01.1992 shall be 50:50 and that of the projects commissioned thereafter shall be 70:30.



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(iii) Depreciation: The depreciation rate stipulated by the Comptroller and Auditor General of India in terms of section 40 of the Damodar Valley Corporation Act, 1948 shall be applied for computation of depreciation of projects of DVC.

(iv) Funds under section 40 of the Damodar Valley Corporation Act, 1948: The Fund(s) established in terms of section 40 of the Damodar Valley Corporation Act, 1948 shall be considered as items of expenditure to be recovered through tariff.

(3) The provisions in clause (2) of this regulation shall be subject to the decision of the Hon'ble Supreme Court in Civil Appeal No 4289 of 2008 and other related appeals pending in the Hon'ble Court and shall stand modified to the extent they are inconsistent with the decision.

44. **Power to Relax**. The Commission, for reasons to be recorded in writing, may relax any of the provisions of these regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

Sd/-

(Alok Kumar)

**Secretary**

Note: The principal regulations were published on 20th January 2009 in Part III Section 4 of G.I. No. 11 on 20.1.2009 and amended vide corrigendum and addendum published in the Gazette of India (Extraordinary) Part III, Section 4 on 10.6.2009



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-19

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

GOVERNMENT OF INDIA
भारत सरकार
CENTRAL ELECTRICITY AUTHORITY
केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण
F & C A Division, E & C Wing
वि0 एवं वा0 मूल्यांकन प्रभाग, आ0 एवं वा0 स्कंध
SEWA BHAWAN, R. K. PURAM, NEW DELHI – 110 066
सेवा भवन, रा0 क0 पुरम, नई दिल्ली – 110066

ISO : 9001 – 2008
आईसओ: 9001 – 2008

# Tariff for sale of power from various Atomic Power Stations of NPCIL

**(As on 01.07.2012)**

| Sl. No. | Name of Power Stations | Capacity (MW) | Tariff (P/Kwh) | Tariff Validity |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Kakrapar Unit – 1 & 2 | 2x220 | **231.42†** | **01.04.2012 to 30.06.2015** |
| 2 | Tarapur Unit – 1 & 2 | 2x160 | 94.83** | 01.07.2010 to 30.06.2015 |
| 3 | Tarapur Unit – 3 & 4 | 2x540 | 280.13* | 01.07.2010 to 30.06.2015 |
| 4 | Narora Unit – 1 & 2 | 2x220 | **242.59†** | **01.04.2012 to 30.06.2015** |
| 5 | Madras Unit – I & 2 | 2x220 | **203.11†** | **01.04.2012 to 30.06.2015** |
| 6 | Rajasthan Unit – 2,3 & 4 | 1x200 + 2x220 | **274.12†** | **01.04.2012 to 30.06.2015** |
| 7 | Rajasthan Unit –5 & 6 | 2x220 | 340.83* | 01.07.2010 to 30.06.2015 |
| 8 | Kaiga Unit – 1 to 4 (Pooled tariff) | 4x220 | 298.37 * | 01.07.2010 to 30.06.2015 |

**Note:**

† DAE notification dated 22.06.2012 (Tariff inclusive of additional charges on account of retrospective revision of Heavy Water Price).

** DAE notified on 25th May,2012

* DAE notified on 8th February,2012

DSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-20

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

# BSES RAJDHANI POWER LTD.

## BSES BHAWAN, NEHRU PLACE
## NEW DELHI-110019

# COST AUDIT REPORT

# FINANCIAL YEAR 2011-12

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

॥ श्री गणेशाय नमः ॥

Off. : 011-27695200
Resi. : 011-2789559
Mob. : 0-9891060620

# S. CHANDER & ASSOCIATES

**COST ACCOUNTANTS**

**SATISH CHANDER**
B.Com., FICWA

212, (IInd Floor), Sarai Pipal Thala,
G.T. Karnal Road, Adarsh Nagar, Delhi-110033

Ref. No. .....

## COST AUDIT REPORT

We, S. Chander & Associates, Cost Accountants, having been appointed as cost auditor(s) under Section 233B of the Companies Act, 1956 [1 of 1956] of M/s BSES Rajdhani Power Ltd. having its registered office at BSES Bhawan, Nehru Place, New Delhi – 110 019 (hereinafter referred to as the Company) have audited the books of accounts prescribed under clause (d) of Sub-section (1) of Section 209 of the said Act, and other relevant records in respect of, distribution and retail supply of electricity of the Company in South and West areas of Delhi for the year ended 31st March, 2012, maintained by the Company and report, in addition to our observations and suggestions in Para 2 –

(i) We have obtained all the information and explanations, which to the best of our knowledge and belief were necessary for the purpose of this audit.

(ii) In our opinion, proper cost records, as per Companies (Cost Audit Report) Rules, 2011 prescribed under clause (d) of sub-section (1) of section 209 of the Companies Act, 1956, have been maintained by the Company so as to give a true and fair view of the cost of production/operation, cost of sales and margin of the product/activity groups under reference.

(iii) In our opinion, proper returns/information adequate for the purpose of the Cost Audit has been received from the branches/divisions not visited by us.

(iv) In our opinion and to the best of our information, the said books and records give the information required by the Companies Act, 1956, in the manner so required.

(v) In our opinion, the said books and records are in conformity with the Cost Accounting Standards issued by The Institute of Cost Accountants of India to the extent these are found to be relevant and applicable.

(vi) In our opinion, Company has adequate system of internal audit of cost records which to our opinion is commensurate to its nature and size of its business.

(vii) Detailed unit-wise and product wise cost statements and schedules thereto in respect of the product groups under reference of the Company duly audited and certified by us are kept in the Company.

(viii) As required under the provisions of The Companies (Cost Audit Report) Rules, 2011, we have furnished Performance Appraisal Report, to the Company, on the prescribed form.

2 Observations and suggestions, if any, of the Cost Auditor, relevant to the cost audit.

a) There is continuous increase in the losses ( prior to accounting for regulatory assets) mainly due to the fact that bulk supply tariff is rising continuously on year to year basis, which the Company is unable to pass on to the consumers in the absence of cost reflective tariff. Further, the T & D losses of the Company are still higher. T & D losses for the current year are 19.31 % and previous year it was 18.02 %. The T & D loss varies from the division to division.

b) Figures have been rounded off to the nearest lakhs wherever required.

c) Financial Statements have been prepared as per the revised Schedule VI of the Companies Act., 1956. and accordingly the previous year figures have also been rearranged / regrouped wherever required.

d) Due to implementation of the Cost Audit Report Rules, 2011 and Cost Accounting Standards issued by ICAI from current year previous year's figures have been re-arranged/ re-grouped accordingly to make them comparable with the current year's figures.

e) Sale of Energy (net of Electricity tax) is inclusive of billed and unbilled sales after adjustment of previous year's unbilled sales.

f) Cost of power purchased for distribution to consumers is calculated after deduction of bulk sales & others and transmission losses from the total cost of power purchased.

g) Cost of Power is bifurcated as under:

1. Transmission & Wheeling charges.
2. Cost of power purchased.

* Transmission & Wheeling charges are taken in Distribution Cost.
* Cost of power purchased is taken in consumer servicing and Billing.

h) Depreciation on fixed assets has been provided on straight line method as per the rates mentioned in schedule XIV of the Companies Act, 1956 for those assets for which specific rates have been mentioned therein. Assets for which specific rates have not been prescribed in schedule XIV of the Companies Act, 1956, the Company has, in accordance with the permission obtained by it from the Ministry of Corporate affairs, provided depreciation at the rates calculated by taking the life of assets as mentioned in the CERC notification no. L-7/25(5)/2003-CERC dated 26th March 2004 or as per independent valuer's certification whichever is lower.

i) The Company has accounted for Regulatory Assets amounting to Rs. 2498.49 crores, which is recoverable from future tariff and accordingly it has not been considered in Cost Statement but shown in the Statement of Reconciliation of margin as per the Cost Records with Profit/Loss as per the Financial Records.

j) Para 3, 8 and 9 of the Cost Audit Report Rule, 2011 which are required to be reported " for the Company as a whole " are based on Audited Financial Statements.

k) The energy sales for the FY 2011-12 include income on account of theft of power amounting to Rs.26.11 cr (excluding E.Tax) booked on collection basis. DERC vide their tariff order dated 26th August,2011 has mentioned that since theft units are billed at twice the normal billing rate, the theft units should be derived by dividing the amount collected by twice the ABR. The ABR for the year excluding Electricity tax is Rs. 4.95 per unit. Based on the methodology adopted by DERC the theft units collected during the year comes to 26.37 MUs. The methodology adopted by DERC has been challenged by the Company before the Hon'ble ATE and hence Subjudice. However, pending adjudication by Hon'ble ATE, for the Cost Audit purpose, 26.37 MUs has been considered towards theft. The Company has, however, through a letter No. RA/2012-13/01/A/82 dated 25th May 2012 informed DERC of theft units of 151 MUs, which has been arrived at on the basis of difference between the actual theft units billed during the MYT period and the theft units considered by DERC on the basis of collection.

S. Chandra & Associates Cost Accountants DELHI

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

l) As explained to us by the Management, that the Company has instituted its own system of internal check to ensure proper allocation of cost centres to the transactions to be recorded. Proper allocation of cost centres to the transaction facilitates proper collection of cost with respect to cost centres.

**Dated:** 21-09-2012
**Place:** Delhi

**For S.Chander & Associates**
Cost Accountants

**(Satish Chander)**
Membership Number:-9455

# BSES RAJDHANI POWER LIMITED

## ANNEXURE TO THE COST AUDIT REPORT FOR THE FINANCIAL YEAR 2011-12

| I | GENERAL INFORMATION : | |
|---|---|---|
| 1 | CIN or GLN of the Company : | U74899DL2001PLC111527 |
| 2 | Name of the Company : | BSES Rajdhani Power Limited |
| 3 | Registered office address : | BSES Bhawan, Nehru Place, New Delhi-110019 |
| 4 | Corporate office address : | BSES Bhawan, Nehru Place, New Delhi-110019 |
| 5 | E-mail address of the Company : | Harish.Dewan@relianceada.com |
| 6 | Company's financial year to which the Cost Audit Report relates : | 2011-12 |
| 7 | Details of Cost Auditor(s) | |
| (i) | Name | M/s S.Chander & Associates, Cost Accountants |
| (ii) | Address | 212 (II nd Floor), Saral Pipal Thala, G.T.Karnal Road, Adarsh Nagar, Delhi-110033 |
| (iii) | Membership number | 9455 |
| (iv) | E-mail address | schander_55@yahoo.com |
| 8 | SRN Number and date of filing of FORM 23C with the Central Government | SRN No. - S05382262<br>Dated - 22.06.2011 |
| 9 | Date of Board of Directors' meeting wherein the Annexure to the cost audit report were approved : | 13.08.2012 |
| 10 | No. of Audit Committee meetings held by the company, and attended by the Cost Auditor during the year : | Five Audit Committee meetings were held by the Company & one meeting was attended by the Cost Auditor |

S. Chander & Associates

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# BSES RAJDHANI POWER LIMITED

ANNEXURE TO THE COST AUDIT REPORT FOR THE FINANCIAL YEAR 2011-12

## 2 Cost Accounting Policy :

| | | |
|---|---|---|
| 1 | **Briefly describe the cost accounting Policy adopted by the Company keeping in view the requirements of the Companies (cost Accounting Records) Rules, 2011 , the Companies (Cost Audit Report) Rules, 2011, cost accounting standards and its adequacy otherwise to determine correctly the cost of production/operation, cost of sales, sales realization and margin of the product/activity groups under reference separately for each product/activity group.** ***The policy should cover, inter alia, the following areas :*** | * The Company's accounts are maintained on SAP - ERP.<br>* The cost centres are well designed & cost is collected under these cost centres. The basis of collection is identification of cost with respect to them and cost of common cost centres is further apportioned to cost centres on suitable basis. |
| a) | **Identification of cost centres/cost objects and cost drivers.** | Cost centre have been identified properly & these are inbuilt within the the system itself |
| b) | **Accounting for material cost including packing materials, stores and spares etc., employee cost, utilities and other relevant cost components.** | 1. Cost of consumption Stores, Repair & Maintainence, Employee Related Expenses, Lease Rent, Meter Reading Expenses & Other expenses are directly booked to Cost centre.<br>2. Cost collected under common cost centres are further apportioned to operational cost centres i.e. divisions on suitable basis.<br>3. Insurance expenses are booked to common cost centres are further apportioned to operational cost centres i.e.divisions on the following basis |

| Description of Insurance Expenses | Basis of Apportionment |
|---|---|
| (i) Fleet Assets | Gross Block of assets |
| (ii) Medical | Total salary |
| (iii) Stock | Total consumable stores |
| (iv) Other | Sales of Units |

| | | | |
|---|---|---|---|
| c) | **Accounting, allocation and absorption of overheads** | **1. Accounting of Overheads** : Following expenses are treated as overheads, i.e. other admin & selling. | |
| | | **Description of Overheads** | **Expenses** |
| | | (i) Other overheads | Inspection Fees |
| | | (ii) Administration Overheads | Picture Ramping Charges |
| | | | Legal Claims |
| | | | Licence Fees |
| | | | Lodging and Boarding |
| | | | Postage and Telegram |
| | | | Printing and Stationary |
| | | | Professional Charges |
| | | | Rent Rates and Taxes |
| | | | Security Expenses |
| | | | Statutory Auditors' Expenses |
| | | | Vehicle & Equipment Hire Charges |
| | | | Vehicle Running Expenses |
| | | | Sundry Expenses |
| | | (iii) Selling Overheads | Advertisement Expenses |
| | | | Sales Promotion Expenses |
| | | | Call centre Expenses |
| | | **2(a). Most of the expenses are directly booked under cost centres & are collected as overheads.**<br>**2(b). Overheads collected under common cost centres are apportioned to operational cost centres i.e. divisions on suitable basis.** | |
| | | **3. Cost of divisions relating to relevant cost components including over heads are first apportioned to activities which are "(i) Distribution (ii) Consumer Servicing & Billing and are further apportioned to voltage levels of operational cost centres i.e. divisions.** | |
| d) | **Accounting for Depreciation/Amortization** | **1. Cost of depreciation is directly booked to cost centres & cost collected under common cost centres is further apportioned to operational cost centres i.e. divisions on suitable basis.** | |
| | | **2. Cost of divisions relating to depreciation are first apportioned to activities which are "(i) Distribution (ii) Consumer Servicing & Billing and are further apportioned to voltage levels of operational cost centres i.e. divisions.** | |

| Description of Depreciable Asset | Basis of Apportionment | |
|---|---|---|
| | Distribution | Consumer servicing & billing |
| Transformers >100KVA | 100% | |
| Transformers <100KVA | 100% | |
| Switchgear | 100% | |
| Lightning Arrestor | 100% | |
| Batteries | 100% | |
| Underground Cables | 100% | |
| Overhead Lines | 100% | |
| Temporary Structures | 100% | |
| Fence Roads | 100% | |
| Fault Locating Equipments | 100% | |
| Misc. Equipments | 100% | |
| Energy Meters | | 100% |

Depreciation cost of the following fleet assets collected under common cost centres is apportioned to the operational cost centres i.e. divisions on the basis of their employee cost.

1. Vehicles
2. Furniture & Fixtures
3. Office Equipments
4. Motors/Pumps etc
5. Offices & Show rooms
6. Computers
7. Communication Equipments

K. Chander & Associates
DELHI
Cost Accountants

BSES RAJDHANI POWER LTD
NEW DELHI

| | | |
|---|---|---|
| e) | Accounting for by-products/joint-products, scarps, wastage etc. | 1. The following items of income are considered as other income:<br>1. Sale of Scrap<br>2. Sale of traded goods<br>3. Recoveries from employees<br>4. Penalty received from contractors, etc. |
| f) | Accounting for Interest and Finance Charges, etc. | Interest and Finance Charges are directly allocated to activities |
| g) | Accounting for Sale of Power. | 2. Income from operation consists of :<br>1. Income from Sale of Power (E'nergy)<br>2. Income from Operations (Non Energy) |
| h) | Basis for Inventory Valuation | Inventories of stores and spares and know tools are valued at lower of cost and net realizable value. Cost is determined on the "Weighted Average" basis. Unserviceable / damaged stores and spares are identified and written down based on technical evaluation. |
| i) | Methodology for valuation of Inter-Unit/Inter Company and Related Party transactions. | 1.Banking transactions are cash neutral transactions no payments are made or received. Units sent or received are accounted for at Rs. 4.00 per unit normally after adjusting any shortnessas received as per agreements. Wherever applicable facilitation fee is linked to trading margin levels specified by CERC.<br>2.Sale/Purchase rates are arrived at on the basis of bilateral agreements entered with RETL for ultimate buyers after evaluation of current market prices. The transactions including Open Access is facilitation by RETL for which margin is paid as per CERC guidelines.<br>3.Margin charged on IEX transactions done through RETL is as per terms and conditions at which RETL charges to other customers.<br>4.Price charges for sale/purchase from BSPL is part of the inter DISCOM transfer scheme applied by SLDC. The prices are determined on the basis and methodology mentioned in DERC order dated 14.08.2007.<br>5.The related party sale and purchase is on the basis of per unit rate. MAP ( Moving Average Price ) or Last purchase price whichever is higher plus taxes as per prevailing rates.<br>6.The basis of valuation of R-Infra employees is on their cost to company (CTC) basis. |
| j) | Treatment of abnormal and non-recurring costs including classification of other non-cost items. | The following items are considered as Non cost items :<br>(a) Provision for doubtful debts<br>(b) Loss on foreign exchange<br>(c) Loss in disarming assets<br>(d) EC & SHEC<br>(e) Prov for Rest of Fixed Asset<br>(f) Wealth Tax |
| k) | In case the Company has adopted IFRS, variations (if any) in treatment of cost accounting arising out of adoption of IFRS in | IFRS has not been adopted by the Company. |
| l) | Other relevant cost accounting policy adopted by the Company | Cost of power purchase for supply to consumers is calculated after deducting value of Bulk Sale. |
| 2 | Briefly specify the changes, if any, made in the cost accounting policy for the product/activity group(s) under audit during the current financial year as compared to the previous financial year. | 1. Insurance - Group Medical Cover is included in employee cost to the various cost Previously it was considered as part of Insurance cost. Now previous year's figure have been arranged accordingly.<br>2. The following items of Income were called considered as part of other income, but in current year, these items are treated as part of Non Energy Income:<br>(a). Power Purchase Rebate.<br>(b) Delayed payment charges (LPSC).<br>(c) Collection Charges - Electricity Tax.<br>(d) Consumer Contribution for Capital Works.<br>Now previous year's figure have been re-arranged accordingly. |
| 3 | Observations of the Cost Auditor regarding adequacy or otherwise of the Budgetary Control System, if any, followed by the company. | Budgetary control system seems to be adequate. |

Chander & Associates
DELHI
COST ACCOUNTANTS

BSES RAJDHANI POWER LTD.
NEW DELHI

# BSES RAJDHANI POWER LIMITED

ANNEXURE TO THE COST AUDIT REPORT FOR THE FINANCIAL YEAR 2011-12

Product Group Code 5406

## 4. QUANTITATIVE INFORMATION

**- Activity - Distribution of Electricity**

Name of the Company : **BSES RAJDHANI POWER LIMITED**

Name of the Product Group : **Distribution of Electricity**

Name of the Products covered in the Product Group : **Distribution of Electricity**

Financial Year : **2011-12**

| S. No. | Particulars | 2011-12 Units ( In MU) | 2010-11 Units ( In MU) |
|---|---|---|---|
| 1 | **Available Capacity** | | |
| (a) | Installed Capacity | NA | NA |
| (b) | Capacity enhanced during the year, if any | NA | NA |
| (c) | Capacity available through leasing arrangements, if | NA | NA |
| (d) | Capacity available through loan license / third parties | NA | NA |
| (e) | **Total Available Capacity(a+b+c+d)** | NA | NA |
| 2 | **Actual Production** | | |
| (a) | Self manufactured | NA | NA |
| (b) | Produced under leasing arrangements | NA | NA |
| (c) | Produced on loan license / by third parties on job work | NA | NA |
| (d) | **Total Production(a+b+c)** | NA | NA |
| 3 | **Production as per Excise Records** | - | - |
| 4 | **Capacity Utilization (in-house)** | - | - |
| 5 | **Electricity purchased for supply** | | |
| (a) | Domestic Purchase for supply | 11,457.46 | 11,229.30 |
| (b) | Imports | - | - |
| (c) | **Total Purchases(a+b)** | 11,457.46 | 11,229.30 |
| 6 | **Stock & Other Adjustments** | | |
| (a) | Change in Stock of Finished Goods | - | - |
| (b) | Self / Captive Consumption (incl. samples etc.) | - | - |
| (c) | Other Quantitative Adjustments, if any (wastage etc.). Transmission Losses | 555.27 | 768.31 |
| (d) | **Total Adjustments(a+b+c)** | 555.27 | 768.31 |
| 7 | **Total Available Quantity for Supply [2(d) + 5(c) - 6(d)]** | 10,902.20 | 10,461.00 |
| 8 | **Actual Sales** | | |
| (a) | Domestic Sales (manufacturing) | - | - |
| (b) | Domestic Sales (trading) | 8,893.08 | 8,511.18 |
| (c) | Export Sale (manufacturing) | - | - |
| (d) | Export Sale (trading) | - | - |
| | **Total Quantity Sold(a+b+c+d)** | 8,893.08 | 8,511.18 |

**Notes :**

| | |
|---|---|
| 1 | The difference between total availble quantity for supply (on s. no.7) and " Total Quantity Sold " is due to distribution losses of 2009.12 MUs |

| 2 | Particulars | 2011-12 Units ( In MU) | 2010-11 Units ( In MU) |
|---|---|---|---|
| | Total purchases of energy | 13,850.84 | 13,519.14 |
| | Less : Bulk sale to out side parties | 2,393.38 | 2,289.83 |
| | **Net purchases of energy for supply** | 11,457.46 | 11,229.30 |
| | Less : Transmission Losses | 555.27 | 768.31 |
| | **Energy availble for supply** | 10,902.20 | 10,461.00 |
| | Less : Distribution losses | 2,009.12 | 1,949.82 |
| | **Energy supplied to consumers** | 8,893.08 | 8,511.18 |

| 3 | Particulars | 2011-12 Units ( In MU) | 2011-12 ₹ in Lakhs | 2010-11 Units ( In MU) | 2010-11 ₹ in Lakhs |
|---|---|---|---|---|---|
| | **Power Supplied** | | | | |
| | Billed Units | 8,798.88 | 437,179.04 | 8,576.15 | 381,122.00 |
| | Add: Unbilled in Current Year | 594.71 | 33,667.73 | 496.52 | 20,324.00 |
| | Less: Unbilled in Previous Year | 498.52 | 20,323.85 | 563.49 | 24,246.00 |
| | **Energy supplied to consumers** | 8,893.08 | 450,523.52 | 8,511.18 | 377,200.00 |

| 4 | Units of Energy supplied to consumers includes 26.37 MUs on account of theft which have been calculated as per DERC guidelines provided in tariff order dated 26th August,2011 |
|---|---|

S. Chander & Associates

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# BSES RAJDHANI POWER LIMITED

ANNEXURE TO THE COST AUDIT REPORT FOR THE FINANCIAL YEAR 2011-12

Product Group Code 5406

## 5. ABRIDGED COST STATEMENT
## - Activity - Distribution of Electricity

| Sno. | Particulars | Units(MU) | Rate (₹) | Amount (₹ In lakhs) | Rate per unit ( In ₹) | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Current Year | Previous Year |
| 1 | Total cost of power purchase for supply | 10,902.20 | 5.32 | 579,521.24 | 6.52 | 5.30 |
| (a) | Power purchase Cost | 10,902.20 | 4.52 | 492,520.64 | 5.54 | 4.80 |
| (b) | Transmission & Open Acess Charges | 10,902.20 | 0.80 | 87,000.60 | 0.98 | 0.50 |
| 2 | Direct Employees Cost (O &M ) | | - | 21,079.04 | 0.24 | 0.23 |
| 3 | Employee costs on Administration | | - | 7,908.21 | 0.09 | 0.07 |
| 4 | Lease Rent | | - | 134.66 | 0.00 | 0.00 |
| 5 | Consumable Stores & Spares | | - | 6,079.67 | 0.07 | 0.05 |
| 6 | Repairs & Maintenance | | - | 6,221.97 | 0.07 | 0.06 |
| (a) | Land and building | | - | 108.47 | 0.00 | 0.00 |
| (b) | Plant and machinery | | - | 5,447.69 | 0.06 | 0.06 |
| (c) | Others-Vehicles and others | | - | 665.81 | 0.01 | 0.00 |
| 7 | Insurance | | - | 165.76 | 0.00 | 0.00 |
| 8 | Depreciation/Amortization | | - | 15,717.35 | 0.18 | 0.17 |
| 9 | Other Overheads | | - | 54.17 | 0.00 | 0.00 |
| 10 | Administrative Overheads | | - | 6,710.50 | 0.08 | 0.07 |
| 11 | Total ( 1 to 10 ) | | - | 643,592.57 | 7.24 | 5.95 |
| 12 | Less: Credits , If any | | - | 6,917.21 | 0.08 | 0.01 |
| 13 | Meter Reading and Bill Distribution | | - | 1,057.58 | 0.01 | 0.01 |
| 14 | Interest & Financing Charges | | - | 57,541.26 | 0.65 | 0.52 |
| 15 | Selling expenses | | - | 318.24 | 0.00 | 0.00 |
| 16 | Total Cost of POWER SUPPLY (excluding electricity duty & other statutory levies, if any) (11-12+13+14+15) | - | - | 695,592.44 | 7.82 | 6.47 |
| 17 | Total Sales Realization from energy ( Excluding Taxes and Duties) | - | - | 464,899.26 | 5.23 | 4.59 |
| a) | (1) Energy Income | 8,893.08 | 5.07 | 450,523.52 | 5.07 | 4.43 |
| b) | (2) Non-Energy Income | | - | 14,375.74 | 0.16 | 0.16 |
| 18 | Margin (Profit/(Loss) as per Cost Accounts) | | - | (230,693.18) | (2.59) | (1.88) |

NOTES:

1. The Proforma has been suitably modified to meet the requirement of the industry.

2. Statement showing "total units and cost of purchase of energy" & "net units and cost of energy" available for supply :

| Particulars | 2011-12 | | 2010-11 | |
|---|---|---|---|---|
| | Units (MU) | Amount (₹ in Lakhs) | Units (MU) | Amount (₹ in Lakhs) |
| Energy Purchased | 13,850.84 | 569,838.20 | 13,519.14 | 482,369.50 |
| Less : Transmission Losses | 455.27 | - | 768.31 | - |
| Less: Bulk Sale to Outside parties | 2,393.38 | 77,317.56 | 2,289.83 | 73,503.19 |
| Total cost of power purchase for supply | 10,902.20 | *492,520.64* | 10,461.00 | *408,866.31* |
| Distribution Losses | 2,009.12 | - | 1,949.82 | - |
| Energy Supplied to Consumers | 8,893.08 | | 8,511.18 | |

3. Units of Energy supplied to consumers includes 26.37 MUs on account of theft which have been calculated as per DERC guidelines provided in tariff order dated 26th August,2011.

S. Chander & Associates

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# BSES RAJDHANI POWER LIMITED

ANNEXURE TO THE COST AUDIT REPORT FOR THE FINANCIAL YEAR 2011-12

Product Group Code 5406

## 6. OPERATING RATIO ANALYSIS
## - Activity - Distribution of Electricity

| S. No. | Particulars | Unit | 2011-12 | 2010-11 | 2009-10 |
|---|---|---|---|---|---|
| | **Ratio of Operating Expenses to Cost of Sales** | | | | |
| 1 | Power Purchase Cost | % | 83.31 | 81.91 | 81.04 |
| 2 | Direct Employees Cost (O &M ) | % | 3.03 | 3.51 | 5.37 |
| 3 | Employee costs on Administration | % | 1.14 | 1.07 | 1.91 |
| 4 | Lease Rent | % | 0.02 | 0.03 | 0.03 |
| 5 | Consumable Stores & Spares | % | 0.87 | 0.78 | 0.67 |
| 6 | Repairs & Maintenance Cost | % | 0.89 | 0.95 | 0.76 |
| 7 | Insurance Cost | % | 0.02 | 0.04 | 0.06 |
| 8 | Depreciation / Amortization Cost | % | 2.26 | 2.60 | 3.02 |
| 9 | Other Overheads | % | 0.01 | 0.01 | 0.02 |
| 10 | Administrative Overheads | % | 0.96 | 1.07 | 1.04 |
| 11 | Interest & Financing Charges | % | 8.27 | 7.99 | 6.24 |
| 12 | Meter reading & Bill Distribution | % | 0.15 | 0.18 | 0.03 |
| 13 | Selling & Distribution Overheads | % | 0.05 | 0.05 | 0.05 |
| 14 | **Less : Credits** | % | 0.99 | 0.18 | 0.24 |
| **15** | **Total** | **%** | **100.00** | **100.00** | **100.00** |

**Notes :**

1. Ratios of current year have been calculated after regrouping and the previous years figures have also been re-arranged / re-grouped accordingly

2. In the current year Insurance – Group Medical Cover is included in the **Employee Cost** and **Other income items** i.e Power Purchase Rebate, Delayed payment charges (LPSC), Collection Charges - Electricity Tax, Consumer Contribution for Capital Works are included in Income from operation ( Non Energy ) and previous years' figures have been rearranged / regrouped accordingly.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# BSES RAJDHANI POWER LIMITED

ANNEXURE TO THE COST AUDIT REPORT FOR THE FINANCIAL YEAR 2011-12

Product Group Code 5406

## 7. PROFIT RECONCILIATION
## (for the company as a whole)

| S no. | Particulars | 2011-12 ₹ in lakhs | 2010-11 ₹ in lakhs | 2009-10 ₹ in lakhs |
|---|---|---|---|---|
| 1 | **Profit or Loss as per Cost Accounting Records** | **(230,693.18)** | **(160,060.71)** | **(57,256.12)** |
| | (a) For the audited product groups | (230,693.18) | (160,060.71) | (57,256.12) |
| | (b) For the un-audited product groups | - | - | - |
| 2 | **Add: Incomes not considered in cost accounts** | **251,320.73** | **209,621.69** | **85,040.21** |
| | (a)Excess Provision written back | 803.50 | 349.00 | 2,257.86 |
| | (b)Income recoverable from future tariff | 249,849.00 | 209,147.00 | 82,779.00 |
| | (c)Profit on foreign exchange | - | 0.96 | 0.38 |
| | (d) Profit on sale of Fixed Asset | 0.45 | 3.53 | 2.97 |
| | (e) Bad Debts Recovered | 667.79 | 121.21 | - |
| 3 | **Less: Expenses not considered in cost accounts** | **8,150.27** | **3,544.47** | **9,294.92** |
| | (a)Provision for doubtful debts | 6,595.33 | 2,024.36 | - |
| | (b)Loss on foreign exchange | 1.44 | 0.26 | - |
| | (c)Loss in discarding assets | 229.36 | 288.16 | 22.22 |
| | (d) Provision for Retd of Fixed Asset | 1,318.23 | 1,229.06 | 1,448.34 |
| | (e) Wealth Tax | 5.91 | 2.62 | - |
| | (f) Amount Written off | - | - | 7,824.37 |
| 4 | Add: Overvaluation of closing stock in financial accounts | - | - | - |
| 5 | Add: Undervaluation of opening stock in financial accounts | - | - | - |
| 6 | Less: Undervaluation of closing stock in financial accounts | - | - | - |
| 7 | Less: Overvaluation of opening stock in financial accounts | - | - | - |
| 8 | Adjustments for others, if any (specify) | - | - | - |
| 9 | **Profit or Loss as per Financial Accounts** | **12,477.28** | **46,016.51** | **18,489.17** |

J. Chander & Associates Cost Accountants DELHI

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# BSES RAJDHANI POWER LIMITED

ANNEXURE TO THE COST AUDIT REPORT FOR THE FINANCIAL YEAR 2011-12

Product Group Code 5406

## 8. VALUE ADDITION AND DISTRIBUTION OF EARNINGS
## (for the company as a whole)

| Sno. | Particulars | 2011-12 | 2010-11 | 2009-10 |
|---|---|---|---|---|
| | **Value Addition:** | ₹ in Lakh | ₹ in Lakh | ₹ in Lakh |
| 1 | Gross Sales(including E Tax) | 561,238.39 | 480,635.53 | 453,121.95 |
| 2 | Less: E Tax | 19,021.57 | 16,884.53 | 14,941.95 |
| **3** | **Net Sales** | **542,216.82** | **463,751.00** | **438,180.00** |
| 4 | Add: Export Incentives | - | - | - |
| 5 | Add/Less: Adjustment in Finished Stocks | - | - | - |
| 6 | Less: Cost of bought out inputs | | | |
| (a) | Cost of Power Purchased | 656,838.80 | 524,697.84 | 412,217.10 |
| (b) | Repair & Maintenance | 6,465.09 | 5,409.18 | 3,423.19 |
| (c) | Consumption of Stores & Spares | 4,875.67 | 4,284.86 | 2,921.25 |
| (d) | Lease Rentals | 134.66 | 155.35 | 153.55 |
| (e ) | Administration Expenses | 7,400.76 | 6,503.75 | 4,120.45 |
| (f) | Other Expenses | 1,476.26 | 191.68 | 8,141.54 |
| | **Total Cost of bought out inputs** | **677,191.24** | **541,242.66** | **430,977.07** |
| 7 | Value Added | (134,974.42) | (77,491.66) | 7,202.93 |
| 8 | Add: Income from any other sources | | | |
| (i) | Other Income | 9,123.74 | 2,410.18 | 3,466.13 |
| (ii) | Income Recoverable through Future Tariff | 249,849.00 | 209,147.00 | 82,779.00 |
| **9** | **Earnings available for distribution** | **123,998.32** | **134,065.53** | **93,448.06** |
| | **Distribution of Earnings to:** | | | |
| 1 | Employees as salaries & wages, retirement benefits, etc. | 28,543.33 | 25,082.32 | 31,910.91 |
| 2 | Shareholders as dividend | - | | |
| 3 | Government Taxes: | 1,120.58 | 7,886.06 | 736.75 |
| 4 | Interest Charges | 58,277.49 | 44,421.51 | 27,560.15 |
| 5 | Depreciation & Amortisation | 15,717.35 | 14,298.06 | 13,254.91 |
| 6 | Retained funds | 12,134.41 | 38,806.54 | 18,488.27 |
| 7 | Provisions and Written Offs | 8,142.88 | 3,541.53 | 1,470.56 |
| 8 | Others | 62.28 | 49.52 | 48.73 |
| **9** | **Total distribution of earnings** | **123,998.32** | **134,065.53** | **93,448.06** |

**Notes :**

1. **Values** are taken from Audited Profit & Loss Account
2. **Retained funds** means profit after tax
3. Income from any other source includes "***Income Recoverable through Future Tariff***".

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# BSES RAJDHANI POWER LIMITED

ANNEXURE TO THE COST AUDIT REPORT FOR THE FINANCIAL YEAR 2011-12

Product Group Code 5406

## 9. FINANCIAL POSITION AND RATIO ANALYSIS (For the company as a whole)

| Sno. | Particulars | Unit | 2011-12 | 2010-11 | 2009-10 |
|---|---|---|---|---|---|
| A. | **Financial Position** | | | | |
| 1 | Paid-up Capital | ₹/Lakh | 104,000.0 | 46,000.0 | 46,000.0 |
| 2 | Reserves & Surplus | ₹/Lakh | 22,599.0 | 10,464.6 | 3,626.4 |
| 3 | Loans (secured & unsecured) | ₹/Lakh | 203,779.5 | 280,669.5 | 198,297.2 |
| 4 | (a) Gross Fixed Assets | ₹/Lakh | 436,449.1 | 430,396.6 | 395,607.4 |
| | (b) Net Fixed Assets | ₹/Lakh | 273,570.2 | 276,038.1 | 255,103.1 |
| 5 | (a) Total Current Assets | ₹/Lakh | 144,610.0 | 90,905.4 | 107,010.2 |
| | (b) Less: Current Liabilities & Provisions | ₹/Lakh | 554,833.9 | 263,789.1 | 179,915.0 |
| | **(c) Net Current Assets** | **₹/Lakh** | **(410,223.9)** | **(172,883.7)** | **(72,904.8)** |
| 6 | Capital Employed | ₹/Lakh | (16,749.7) | 142,676.4 | 191,949.8 |
| 7 | Net Worth | ₹/Lakh | 156,729.8 | 85,551.6 | 61,032.4 |
| B. | **Financial Performance** | | | | |
| 1 | Cost of Production | ₹/Lakh | NA | NA | NA |
| **2** | **Cost of Sales** | **₹/Lakh** | **529,739.54** | **417,734.50** | **419,691.73** |
| 3 | Net Sales | ₹/Lakh | 542,216.82 | 463,751.00 | 438,180.00 |
| 4 | Value Added | ₹/Lakh | (134,974.42) | (77,491.66) | 7,202.93 |
| 5 | Profit before Tax (PBT) | ₹/Lakh | 12,477.28 | 46,019.13 | 18,488.27 |
| C. | **Profitability Ratios** | | | | |
| 1 | PBT to Capital Employed (B5/A6) | % | (74.49) | 32.25 | 9.63 |
| 2 | PBT to Net Worth (B5/A7) | % | 7.96 | 53.79 | 30.29 |
| 3 | PBT to Net Sales (B5/B3) | % | 2.30 | 9.92 | 4.22 |
| 4 | PBT to Value Added (B5/B4) | % | (9.24) | (59.39) | 256.68 |
| D. | **Other Financial Ratios** | | | | |
| 1 | Debt-Equity Ratio | | 1.61 | 4.97 | 3.76 |
| 2 | Current Assets to Current Liabilities | | 0.26 | 0.34 | 0.59 |
| 3 | Valued Added to Net Sales | % | (24.89) | (16.71) | 1.64 |
| E. | **Working Capital Ratios** | | | | |
| 1 | Net Working Capital to Cost of Sales excl. depreciation | Months | (9.58) | (5.14) | (1.78) |
| 2 | Raw Materials Stock to Consumption | Months | NA | NA | NA |
| 3 | Stores & Spares to Consumption | Months | 25.04 | 37.50 | 54.36 |
| 4 | Work-in-Progress Stock to Cost of Production | Months | NA | NA | NA |
| 5 | Finished Goods Stock to Cost of Sales | Months | NA | NA | NA |

**Notes:**

1. Figures are taken from Audited Balance Sheet and Profit & Loss Account.
2. **Capital Employed** is averaged.
3. **Cost of sales is calculated** as under
   - (i) Total expenses as per profit & loss account
   - (ii) Less : other income as per profit & loss account
   - (iii) Less : Income recoverable from future tariff
4. **Cost of sales** as calculated above has been reconciled with that of cost accounts. The statement of reconciliation of both figures is given below :

| Particulars | 2011-12 | 2010-11 |
|---|---|---|
| **Cost of Sales as per Cost Records** | 695,592.44 | 550,835.41 |
| **Add/Less : Expenses/Income not considered in CAR** | | |
| Add : Interest Income | 734.79 | 417.47 |
| Add : Other Expenses | 8,150.27 | 3,541.85 |
| Add : Sale of power to out side parties | 77,317.56 | 75,303.19 |
| Add : Other Credits | 6,917.21 | 998.76 |
| Less : Other Income | 9,173.74 | 2,410.18 |
| Less : Income Recoverable from future Tariff | 249,849.00 | 209,147.00 |
| **Cost of Sales** | **529,739.54** | **417,734.50** |

5. Capital employed is average of net fixed assets ( excluding intangible assets, effect of revaluation of fixed assets, and capital work-in-progress) plus net current assets existing at the beginning and close of the financial year
6. Net Worth means share capital plus reserves and surplus ( excluding revaluation reserves) less accumulated losses and intangible assets.
7. Debts means long term borrowing for the purpose of calculation of debts equity ratio
8. Net Working Capital means current assets less current liabilities.
9. Figures for the FY 2009-10 are as per old Schedule VI of the Companies Act, 1956.

Chandra & Associates Accountants

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# BSES RAJDHANI POWER LIMITED

ANNEXURE TO THE COST AUDIT REPORT FOR THE FINANCIAL YEAR 2011-12

Product Group Code 5406

## 10. RELATED PARTY TRANSACTIONS
(for the company as a whole)

| Sno. | Name & Address of the Related Party | Name of the Product / Service Group | Nature of Transaction (Sale, Purchase, etc.) | Quantity (In MU's) | Transfer Price/ Unit | Total Actual Value (₹ in Lakhs) | Normal Value/Unit | Basis adopted to determine the Normal Price |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Reliance Energy Trading Ltd. | Power Related | Sale of power - Banking | 307.44 | 3.34 | 10,254.94 | 3.34 | Ref. Note : 2 |
| | | | Sale of power- Bilateral Agreement | 0.82 | 3.35 | 27.57 | 3.35 | Ref. Note : 1 |
| 2 | Reliance Energy Trading Ltd. | Power Related | Purchase of power- Banking | 239.87 | 4.04 | 9,690.67 | 4.04 | Ref. Note : 2 |
| | | | IEX Margin | 951.44 | 0.02 | 180.87 | 0.02 | Ref. Note : 3 |
| | | | Open access charges | | | 825.00 | | |
| 3 | BSES Yamuna Power Ltd | Power Related | Sale of power | 0.09 | 3.70 | 3.39 | 3.70 | Ref. Note : 4 |
| 4 | BSES Yamuna Power Ltd. | Power Related | Purchase of power | 40.89 | 3.80 | 1,554.12 | 3.80 | Ref. Note : 4 |
| 5 | BSES Yamuna Power Ltd. | Capital Goods Related | Sale of capital goods | - | - | 32.30 | - | Ref. Note : 5 |
| 6 | BSES Yamuna Power Ltd. | Capital Goods Related | Purchase of capital goods | - | - | 27.56 | - | Ref. Note : 5 |
| 7 | Reliance Infrastucture Ltd. | Services Related | Services received | - | - | 96.99 | - | Ref. Note : 6 |

**Notes :**

1

Sale/Purchase rates are arrived at on the basis of bilateral aggreements entered with RETL for ultimate buyers after evaluation of current market prices. The transactions including Open Access is facilitation by RETL for which margin is paid as per CERC guidelines.

2

Banking transactions do not involve cash payments/cash receives. Units sent or received are accounted for at Rs. 4.00 per unit normally after adjusting any short/excess received as per agreements. Wherever applicable facilitation fee is linked to trading margin levels specified by CERC.

3

Margin charged on IEX transactions done through RETL is as per terms and conditions at which RETL charges to other customers.

4

Price charges for sale/purchase from BYPL is part of the inter DISCOM transfer scheme applied by SLDC. The prices are determined on the basis and methodology mentioned in DERC order dated 14.08.2007

5

The related party sale and purchase is on the basis of per unit rate, MAP ( Moving Average Price ) or Last purchase price whichever is higher plus taxes as per prevailing rates.

6

The basis of valuation of R-Infra employees is on their cost to company (CTC) basis.

7

Information of transactions relating to related parties have been provided by the management.

Chander & Associates
Cost Accountants

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# BSES RAJDHANI POWER LIMITED

ANNEXURE TO THE COST AUDIT REPORT FOR THE FINANCIAL YEAR 2011-12

Product Group Code 5406

(Amount in ₹)

## 11. RECONCILIATION OF INDIRECT TAXES
## - Service Tax for the company as a whole

| Particulars | Assessable Value | Excise Duty | ServiceTax*** | Cess & Others |
|---|---|---|---|---|
| Total Clearances | - | | | |
| Domestic | | | | |
| Export | | | | |
| Stock Transfers (Net) | | | | |
| Others, if any | 302,128,132 | - | 31,119,199 | |
| **Total** | **302,128,132** | **-** | **31,119,199** | |
| Duties/Taxes Payable | | | | |
| Duties/Taxes Paid | | | | |
| Cenvat/VAT Credit Utilised - Inputs | - | - | - | - |
| Cenvat/VAT Credit Utilised - Capital Goods | - | - | - | - |
| ** Cenvat/VAT Credit Utilised - Input Services | - | - | | - |
| Cenvat/VAT Credit Utilised - Others | - | - | 27,776,018 | |
| **Total** | **-** | **-** | **27,776,018** | **-** |
| Paid through PLA/Cash | | | 3,343,184 | |
| Total Duties/Taxes Paid | - | - | 31,119,202 | - |
| Duties/Taxes Recovered | - | - | | - |
| Difference between Duties/Taxes Paid and Recovered | - | - | | - |
| * Interest/Penalty/Fines Paid (Including arrears details as under) | - | - | 2,926,579 | - |

**Notes :**

*** Arrears of Service Tax paid during the year**

| Particulars | Amount in ₹ |
|---|---|
| Arrears pertaining to period July to September 2009 | 2,104,626 |
| Interest on the above amount | 821,953 |
| Total of arrears of Service Tax including interest paid during the year | 2,926,579 |

**** Service Tax**

| Particulars | Amount in ₹ |
|---|---|
| **Input Services** | |
| **Opening Balance** | **21,881,755** |
| Add : Availed during the year | 5,942,260 |
| Total Credit Available | 27,824,015 |
| Less : Utilised during the year | 27,776,018 |
| **Closing Balance** | **47,997** |

*****Service Tax is inclusive Education Cess & Higher Education Cess**

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

# BSES RAJDHANI POWER LIMITED

ANNEXURE TO THE COST AUDIT REPORT FOR THE FINANCIAL YEAR 2011-12

Product Group Code 5406

(Amount in ₹)

## 11. RECONCILIATION OF INDIRECT TAXES

### - VAT for the company as a whole

| Particulars | Assessable Value | VAT | Cess & Others |
|---|---|---|---|
| Total Clearances | | | |
| Domestic | | | |
| Export | | | |
| Stock Transfers (Net) | - | - | - |
| Others. (Sale of Scrap) | 80,821,638.00 | 4,045,357.00 | - |
| **Total** | **80,821,638.00** | | |
| Duties/Taxes Payable | | 4,045,357.00 | |
| Duties/Taxes Paid | | | |
| Cenvat/VAT Credit Utilised - Inputs | - | - | - |
| Cenvat/VAT Credit Utilised - Capital Goods | - | - | - |
| Cenvat/VAT Credit Utilised - Input Services | - | - | - |
| Cenvat/VAT Credit Utilised - Others | - | - | - |
| **Total** | - | - | - |
| Paid through PLA/Cash | | 4,045,357.00 | |
| **Total Duties/Taxes Paid** | - | **4,045,357.00** | - |
| Duties/Taxes Recovered | - | - | - |
| Difference between Duties/Taxes Paid and Recovered | - | - | - |
| Interest/Penalty/Fines Paid | - | - | - |

**Notes :**

**VAT does not include CST, however CST is paid by the company details of which are as follows :**

| Particulars | Amount in ₹ |
|---|---|
| Value of Inter-state Sales | 18,982,441.00 |
| CST on Inter-state Sales | 379,647.00 |
| CST Paid | 379,647.00 |

Signature
For S.Chander & Associates
Cost Accountants

Satish Chander
Seal
Date

Director

Signature
Harish Dewan
Company Secretary

Stamp

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-21

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

**Sanjay Srivastav/REL/RelianceADA**
11/29/2012 05:17 PM

To Abhishek Mahapatra/REL/RelianceADA@INFOCOMM
cc
bcc
Subject Fw: consumption10-11 & 11-12

With Regards
Sanjay Srivastav
Contact No. 011-39999036 / 9312147045
e-mail : sanjay.srivastav@relianceada.com

----- Forwarded by Sanjay Srivastav/REL/RelianceADA on 11/29/2012 05:17 PM -----

**Energy Accounting Cell SLDC Delhi <dtldata@gmail.com>**
11/29/2012 05:08 PM

To "sanjay.srivastav" <sanjay.srivastav@relianceada.com>
cc
Subject consumption10-11 & 11-12

--

*Energy Accounting Cell*

*(System Operation)*

*SLDC, Delhi.*

*011-232 11 207*

consumption 11-12 & 10-11.xls

DELHI POWER LTD. NEW DELHI

# DELHI TRANSCO LTD.

## STATE LOAD DESPATCH CENTER

(REGD. OFFICE : SHAKTI SADAN BUILDING, KOTLA ROAD, NEW DELHI-110002

### Details of Transmiossion Losses of STU(Delhi) for FY 11-12

| | Apr | May | June | July | Aug | Sept | Oct | Nov | Dec | Jan | Feb | Mar | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| NDPL | 557.46 | 718.36 | 732.66 | 766.91 | 740.32 | 701.49 | 580.55 | 480.64 | 519.69 | 528.61 | 486.11 | 497.82 | 7310.61 |
| BRPL | 829.02 | 1129.35 | 1148.88 | 1181.80 | 1140.52 | 1051.68 | 845.33 | 677.06 | 732.24 | 792.12 | 678.53 | 695.66 | 10902.20 |
| BYPL | 484.15 | 639.80 | 650.08 | 669.94 | 652.15 | 603.60 | 504.69 | 387.25 | 402.65 | 429.75 | 382.84 | 396.34 | 6203.23 |
| NDMC | 102.74 | 139.79 | 146.59 | 151.18 | 144.04 | 140.34 | 113.15 | 90.36 | 94.18 | 104.36 | 93.18 | 90.29 | 1410.18 |
| MES | 15.38 | 19.88 | 20.34 | 21.38 | 20.61 | 19.48 | 15.36 | 13.65 | 19.25 | 24.26 | 18.12 | 14.63 | 222.34 |
| IP | 0.31 | 0.33 | 0.31 | 0.32 | 0.32 | 0.31 | 0.32 | 0.31 | 0.32 | 0.32 | 0.30 | 0.33 | 3.82 |
| **Consumption** | 1989.06 | 2647.50 | 2698.85 | **2791.54** | **2697.97** | **2516.90** | **2059.40** | **1649.27** | **1768.33** | **1879.42** | **1659.08** | **1695.06** | 26052.39 |
| GT | 89.63 | 113.78 | 104.72 | 97.24 | 102.32 | 83.05 | 115.20 | 120.20 | 136.71 | 114.08 | 54.06 | 62.16 | 1193.16 |
| RPH | 77.50 | 78.91 | 72.63 | 19.98 | 60.62 | 49.60 | 67.02 | 51.94 | 52.37 | 47.31 | 63.22 | 61.65 | 702.76 |
| PPCL | 157.63 | 202.59 | 181.47 | 213.84 | 215.82 | 212.18 | 223.95 | 215.32 | 223.28 | 223.73 | 204.43 | 217.89 | 2492.13 |
| BTPS | 394.53 | 412.00 | 356.31 | 371.16 | 387.59 | 346.04 | 284.32 | 292.82 | 333.18 | 410.83 | 371.59 | 401.38 | 4361.75 |
| NRPC | 1291.80 | 1875.10 | 2015.44 | 2122.31 | 1962.54 | 1855.64 | 1361.68 | 927.81 | 1009.70 | 1055.92 | 902.53 | 917.51 | 17297.98 |
| Bawana | 4.59 | -0.23 | -0.24 | -0.17 | 1.63 | -0.74 | 34.07 | 62.29 | 35.06 | 52.43 | 83.13 | 51.39 | 323.20 |
| **Actual drawal** | 2015.69 | 2682.16 | 2730.34 | **2824.36** | **2730.52** | **2545.76** | **2086.25** | **1670.38** | **1790.30** | **1904.30** | **1678.96** | **1711.98** | 26370.98 |
| **Lossess in Mus** | 26.63 | 34.66 | 31.49 | 32.82 | 32.54 | 28.86 | 26.85 | 21.11 | 21.97 | 24.88 | 19.88 | 16.91 | 318.59 |
| **Lossess in %** | 1.32 | 1.29 | 1.15 | 1.16 | 1.19 | 1.13 | 1.29 | 1.26 | 1.23 | 1.31 | 1.18 | 0.99 | 1.21 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Rithala** | 23.10 | 24.50 | 26.64 | 29.25 | 28.79 | 20.84 | 18.29 | 16.77 | 2.73 | 12.92 | 13.74 | 19.90 | 237.48 |
| **Renewable solar** | 0.25 | 0.26 | 0.24 | 0.18 | 0.15 | 0.23 | 0.21 | 0.16 | 0.14 | 0.16 | 0.18 | 0.29 | 2.44 |
| **Non sloar** | | | | | | | | | | 0.11 | 0.88 | 0.88 | 1.87 |
| **Delhi Consumption** | 2039.03 | 2706.91 | 2757.22 | 2853.80 | 2759.46 | 2566.82 | 2104.75 | 1687.31 | 1793.17 | 1917.49 | 1693.76 | 1733.04 | 26612.77 |

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-22

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

BSES

**BSES Rajdhani Power Limited**
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

Ref: RA/2011-12/01/A/399

DATE: 5th MARCH, 2012

**The Secretary,**
Delhi Electricity Regulatory Commission
Viniyamak Bhawan
C – Block, Shivalik
Malviya Nagar,
**New Delhi – 110 017**

**Sub: Trajectory of AT&C Losses for the MYT Control Period FY 2012-15**

Dear Madam,

We refer to the meeting held in the Office of Hon'ble Commission on 28.02.2012 on the above mentioned subject.

In the meeting, the Commission informed that it is intending to fix certain AT&C loss targets for each Distribution Licensee for the 2nd MYT Control Period (FY 2012-15) and sought the views of the Licensees on the same.

During the meeting, CEO, BRPL made the following submissions:-

1. (i) **Business Plan**: AT&C loss trajectory to be achieved by each distribution licensee during each year of the control period needs to be evaluated by the Commission after deliberating upon the Business Plan submitted by the distribution licensee as the business plan document explains in detail, the various assumptions / justification based on which the projections for the AT&C loss levels, collection efficiency, capital investment, the O&M expenses, the sales / demand forecast, power procurement plans etc. have been projected and incorporated in the ARR filings for the Control period FY 2012-15.
CEO, BRPL informed in the meeting that BRPL Business Plan is ready and will be submitted to the Commission shortly after approval of the Board of Directors as required under the MYT Regulations.

(ii) **Abraham Committee Report on AT&C Loss Reduction**: The Abraham Committee Report (the Taskforce constituted by MOP, GOI) had observed that high loss reductions are possible in the initial years when the utility's losses are very high, i.e., more than 40%. If the losses are in the range of 30% and lower, effective yearly reduction is bound to be less as compared to a situation of high loss levels. The Committee also felt that targets should be recast in a manner that they are realistic and achievable based on the present level of AT&C losses. The Division wise targets that have been proposed into the Business Plan for each individual Division incorporate similar aggressive loss reduction trajectory as mentioned in the Abraham Committee Report.

(iii) **Experience of loss reduction in Metro Utilities**: The experience in urban utilities which have been in existence for far longer periods than Discoms in Delhi where loss reductions have almost plateaued after reaching sub 20% levels is a clear pointer that only incremental reductions are possible in such situations. Higher targets in such scenario are not only extremely difficult to be met but also not techno-economic as they entail a very high quantum of capex which would further add to the tariff burden.

(iv) **High Distribution Loss Areas**: It is pertinent to note that the AT&C loss level in the BRPL licensed area in South Delhi is already around 11% whereas scenario in the West Delhi licensed area is quite different (more than double). This is so because West Delhi is an

agglomeration of large tracts of Rural and partly urban areas. High distribution loss areas in west are also plagued with high technical loss (e.g. feeder lengths upto 32 kms.) and reduction of loss in such areas where they are presently in excess of 40% would require large capital expenditure for implementation of loss reduction schemes besides it being difficult to justify ROI in the present circumstances. For instance, in high loss divisions like, Jaffarpur, Najafgarh & Mundka a very high level of Capital expenditure would be required for each 1% reduction of technical loss from the current level, which we have seen may not be justifiable on an ROI basis.

It needs to be appreciated that even to sustain the distribution losses at existing level, the capex and opex ought to be commensurate with load growth.

(v) **Collection efficiency – Change in MYT Regulations 2011**: Given the fact that the collection efficiency is an important factor for the purpose of AT&C loss computation the collection efficiency levels need to be set on reasonable / realistic levels and at levels generally followed in the electricity distribution business. One of the main reasons, BRPL was able to achieve a high collection efficiency in the previous years was on account of the fact that the company was able to recover the arrears of past period including the arrears on account of DVB, which now have been either collected or written off. Further, as per the earlier MYT Regulations, 2007 the Collection Efficiency included portion of revenue realization from electricity duty and the late payment surcharge collected during the financial year. For example in FY 10-11, while distribution losses were in the range of 18.02%, the AT&C loss of 16.85% could be achieved through higher collection efficiency of 101.4%. If the Petitioner was required to exclude the same, the Collection Efficiency would be normal. Hence, BRPL had projected collection efficiency as per the revised definition in the MYT Regulations, 2011, would not be more than 98.5% as per the industry standards. For example in the highly regulated telecom industry, the collection efficiencies are not more than 98%.

In view of the above, the collection efficiency would remain at the most in the range of 98.5% and the focus should, therefore, shift to reduction in T&D loss going forward with commensurate capital investments being approved by the Commission.
CEO, BRPL requested the Commission to consider incentivising T&D loss reduction with a view to carry forward the loss reduction which has been consistently reduced over the past few years by BRPL.

(vi) **Method of computation of theft units for AT&C Computation – Change in MYT Regulations 2011**: Additionally, the revised method adopted by the Commission for computing the units realized on account of theft will also impact the AT&C loss computation (which is different from what has been consistently followed in all the previous tariff orders). This coupled with lack of CISF / police support (despite vigorously pursuing the matter with the GoNCTD), it is becoming extremely difficult to conduct raids in high loss areas due to organized resistance by vested interests leading to serious law and order situations and affecting the personal safety of the Company's staff. The following tables illustrates the effect of change in computation of theft units on AT&C loss computation:-

**Table -A: As per past method of calculation of theft units**

| S.no. | Particulars | UoM | Formula | 2010-11 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Collection (X) | Crs | | 32.87 |
| 2 | ABR (Y) | Rs/Unit | | 4.64 |
| 3 | Units Collected (Z) | MU | Z=(X*10)/Y | 70.85 |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Table -B: As per current method of calculation of theft units**

| S.no. | Particulars | UoM | Formula | 2010-11 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Collection (X) | Crs | | 32.87 |
| 2 | ABR (Y) | Rs/Unit | | 4.64 |
| 3 | Units Collected (Z) | MU | Z=(X*10)/(2*Y) | 35.43 |

**Table -C: With new method of calculation of theft units**

| S.no. | Particulars | UoM | Formula | Agriculture | Commercial | Domestic | Industrial | 2010-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Collection (X) | Crs | | 0.01 | 12.61 | 15.68 | 4.57 | 32.87 |
| 2 | ABR (Y) | Rs/Unit | | 1.72 | 6.01 | 3.33 | 4.90 | 4.24 |
| 3 | Units Collected (Z) | MU | Z=(X*10)/Y | 0.07 | 20.98 | 47.10 | 9.33 | 77.48 |

Note:

1 The impact of higher theft units collected on T&D and AT&C computation, as per the method suggested by the commission during the meeting on 28.02.2012 (as opposed to dividing the amount collected by twice the ABR across all categories as in table B).

2 Theft collection excludes collection against misuse

CEO, BRPL requested the commission to suitably compensate BRPL in the computation of theft units undertaken for financial year 2008-09 and 2009-10 in the last tariff order.

(vii) **Capex commensurate with desired loss reduction**: Timely approval of capital investment schemes is also an important contributory factor for reducing the loss in targeted high loss areas. The experience so far has been that the approvals are generally delayed and received either in the third or fourth quarter of the financial year with the result there is hardly any time left for initiating procurement action in compliance with the procedures laid down by the Commission, award of work, execution and commercial operation, with the result the targets for meeting the load growth loss reduction etc. cannot be achieved.

Approvals at the in principle stage need to be faster based on a standard template which would prima-facie satisfy the Commission on the need for the scheme. The scheme after execution would in any case be subject to a more detailed scrutiny before it being allowed to be capitalized by the Commission. This would greatly obviate the problems being experienced presently in execution of schemes meant for a financial year to be completed in that year itself, to achieve the targets set. This is generally in line with what is being followed by most Regulatory Commission in India.

(viii) **Cost Reflective Tariff**: Moreover, it needs to be appreciated that rising cost of power procurement without corresponding cost reflective retail tariffs also likely to affect the capex and loss reduction effort.

2. After hearing the distribution licensees, the Commission said, it is willing to consider the submissions and desired that the following may be furnished before a view is taken on finalizing the AT&C loss trajectory for the control period F.Y 2012-15:-

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(i) Business Plan duly approved by the Board of Directors.
(ii) The collection efficiency for the years from 2007-08 to 2010-11 without the element of arrears of past period including the arrears on account of DVB & LPSC.

Accordingly, the Business Plan which was deliberated and agreed to by the Board of Directors in the Board Meeting held on 01.03.2012 is enclosed. The copy of the Resolution approving the Business Plan would follow shortly once the minutes are finalized and approved by the BOD.

As regards the collection efficiency data as at 2 (ii) above, the following table presents the picture with and without the component of arrears & LPSC:-

**Table -A As per current method of calculation of collection efficiency for computation of AT&C**

| S.no. | Particulars | Formula | UoM | 2007-08 | 2008-09 | 2009-10 | 2010-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Input | | MU | 9272 | 8965 | 9666 | 10461 |
| 2 | Energy Billed (A) | | MU | 6408 | 7014 | 7840 | 8576 |
| 3 | Amount billed (B) | | Crs | 2890 | 3223 | 3594 | 3980 |
| 4 | Collection (C) | | Crs | 3045 | 3271 | 3589 | 4037 |
| 5 | Overall Collection Efficiency (X) | Y=(C/B)* 100 | % | 105.36% | 101.50% | 99.84% | 101.43% |

**Table -B With arrear on account of DVB dues etc & LPSC coming down, yearly collection efficiency for computation of AT&C without Arrear & LPSC**

| S.no. | Particulars | Formula | UoM | 2007-08 | 2008-09 | 2009-10 | 2010-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Amount billed (B) | | Crs | 2890 | 3223 | 3594 | 3980 |
| 2 | Collection (C) | | Crs | 3045 | 3271 | 3589 | 4037 |
| 3 | Collection against DVB arrear (D) | | Crs | 65 | 3 | 0 | 0 |
| 4 | LPSC collection (E) | | Crs | 32 | 28 | 28 | 29 |
| 5 | Billing of 21 days of March is collected as arrear in next financial year (F) | | Crs | 65 | 69 | 73 | 103 |
| 6 | Collection net of arrear & LPSC (G) | G=C-(D+E+F) | Crs | 2884 | 3171 | 3488 | 3905 |
| 7 | Current Demand Collection Efficiency (Y) | Y=(G/B)*100 | % | 99.78% | 98.40% | 97.03% | 98.11% |

Note:

1 DVB arrear de-linked in financial year 2008-09.
2 Enforcement collection included in amount billed and collected.
3 E-Tax included in amount billed and amount collected.

We trust that this would enable the Commission to arrive at a realistic assessment while fixing the T&D loss trajectory / collection efficiency targets based on the ground realities and the industry practice more so in the context of the change in Regulation. We would also request the Commission to provide us an opportunity to present and explain the above submissions before finalizing the loss trajectory.

Thanking you,

Yours faithfully,

(Y.M. Saxena)
V.P. (Business)

Encl: As above

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-23

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

BSES

**BSES Rajdhani Power Limited**
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

Ref: RA/2012-13/01/A/ 268

October 15, 2012

To,
The Secretary
Delhi Electricity Regulatory Commission
Viniyamak Bhawan, "C" Block, Shivalik,
Malviya Nagar,
New Delhi-110017

**Subject: Meeting of Discoms with the Commission on October 9, 2012**

Madam,

We write in reference to the meeting with the Commission on the 9th October 2012, to discuss various tariff and billing issues. During the course of the meeting, with the permission of the Chair, the following points with respect to implementation of the RPO obligations to be met by Licensees in terms of the DERC (Renewable Purchase Obligation and Renewable Energy Certificate Framework implementation) Regulations, 2012:

a) The issue of difficulties in mobilizing resources to meet the RPO announced by the Commission was discussed, in view of the fact that already half of the year has elapsed, the Commission may consider waiving the RPO obligations for the current financial year as has been done by SERCs in some states post notification of RPO Regulations.

b) It was also discussed in the meeting that while it may be possible to meet the non-solar obligation through purchase of REC for the remaining part of the year, the same may not be possible for Solar RPO as Solar RECs are not readily available in the market.

c) Further, the RPO regulations notified by the Commission state that:
*"Purchase of renewable energy including **solar shall not exceed the total cost of renewable energy as given in ARR** under Regulation 7(1) for the obligated entity (if it is a distribution licensee supplying power in GoNCT of Delhi). Any cost in excess of the above shall not be a pass through in tariff"*

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

RECEPTION 16/10/12

Pursuant to the regulations above, we request the Commission to notify the costs for purchase of Renewable Energy at the earliest so as to enable the licensee to plan for procurement of the same.

d) The Commission had in-principle approved to consider the above submissions and review the position w.r.t. the difficulties in implementation of RPO regulation. We therefore seek the Hon'ble Commission's indulgence in the matter.

Thanking you,

Yours faithfully,
For BSES Rajdhani Power Limited

Aditya Pyasi
D.G.M. (Regulatory Affairs)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-24

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

BSES

**BSES Rajdhani Power Limited**
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

दि.वि.वि.अ. 7/12/12 DERC

Ref: RA/2012-13/01/A/ 315

7th December, 2012

To,
The Secretary
Delhi Electricity Regulatory Commission
Viniyamak Bhawan, "C" Block, Shivalik,
Malviya Nagar,
New Delhi-110017

**Subject: Theft / Enforcement cases for FY 2007-08 to FY 2011-12- Auditor Certificate.**

Madam,

1. By this letter, we seek to place for consideration of the Hon'ble Commission a certificate issued by Statutory Auditor certifying theft / Enforcement cases (in MUs and amount) for FY 2007-08 to FY 2011-12. The said Auditor Certificate is attached as ATTACHMENT-1.

2. The context in which the Certificate is being submitted for the submission of the Hon'ble Commission is as under:

   (a) Conventionally, the Hon'ble Commission has derived MUs recorded as sales against cases of enforcement by dividing the total payment received / collected against enforcement cases by ABR / two times ABR for the respective year. The energy sales (MU) and amount collected so derived are incorporated in Form 2.1 a-D. This practice is in contrast to what is followed for all other categories where actual energy sales billed and amount billed are incorporated in Form 2.1 a-D.

   (b). It is respectful submission of BSES that the methodology followed by Hon'ble Commission to derive the Energy Sales for Enforcement (assuming amount billed is equal to amount collected) is erroneous and not an appropriate methodology considering that:



BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(i) In practical scenarios, the amount collected always differs to a large extent from the amount billed.

(ii) The derived MUs are far from being accurate as overall ABR (average of all categories) is used to derive the quantum of energy (MUs) instead of category wise ABR which differs significantly across various categories.

These shortcomings were highlighted in various previous occasions including our letter no. RA/2011-12/-1/A/339 dated 05.03.2012, which is attached as ATTACHMENT- 2.

3. In order to deal with the above anomaly in the methodology, actual energy sales (MU) billed and amount billed during the MYT Period (FY 2007-08 till FY 2011-12) have been extracted from billing system and the same has been verified by Statutory Auditors of the Company (the Auditor Certificate).

4. Also, the incremental units and incremental amount billed during the MYT period have been computed as illustrated in the table below. The 'Units Billed' and 'Amount Billed' figures have been derived from the auditor's report while 'Units Approved' and 'Collected Amount Approved' figures have been taken from respective Tariff Orders of the Hon'ble Commission in the MYT period:

| | As per audited certificate dated 29.11.2012 | | As per DERC Tariff Orders | | Incremental Units & Amount | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Financial Year | Units Billed (MU) | Amount billed (Rs. Crs.) | Units Approved by DERC (MU) | Collected Amount approved by DERC (Rs. Crs.) | Incremental units (MU) | Incremental Amount billed (Rs. Crs.) |
| A | B | C | D | E | F=B-D | G=C-E |
| 2007-08 | 185.37 | 95.75 | 135 | 60 | 50.37 | 35.75 |
| 2008-09 | 132.66 | 60.09 | 132 | 60 | 0.66 | 0.09 |
| 2009-10 | 57.75 | 32.46 | 43 | 39 | 14.75 | -6.54 |
| 2010-11 | 43.9 | 23.08 | 36 | 34 | 7.9 | -10.92 |
| 2011-12 | 62.1 | 30.56 | 0 | 0 | 62.1 | 30.56 |
| Total | 481.78 | 241.95 | 346 | 193 | 135.78 | 48.94 |

The total incremental units of 135.78 MUs thus computed and corresponding incremental amount of Rs. 48.94 crores billed will be accordingly incorporated in Form 2.1 a-D for FY 2011-12, which is being submitted shortly.

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

5. We trust the Hon'ble Commission will duly consider submissions made herein above and take into consideration the Auditor certificate and take into account the enforcement related units and also the corresponding difference in amount billed in Form 2.1 a-D for FY 2011-12.

Thanking you,

Yours faithfully,
For BSES Rajdhani Power Limited

Rajeev Chowdhury
Head (Regulatory Affairs)

Encl.: As above

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

## A. Introduction

This report has been issued at the request of BSES Rajdhani Power Ltd (the Company) for submission to Delhi Electricity Regulatory Commission.

We have checked the statement of billing for theft cases (enforcement) showing the status as on 31st Aug 2012 for the financial years 2007-08 to 2011-12 prepared by the Company.

## B. Compilation of the theft billing data

The company maintains complete data of billing for theft cases, including the following in ISU billing system / Enforcement billing module:

a. Consumer reference no
b. Consumer name and address
c. Assessed units
d. Assessed amount
e. Inspection date
f. Bill date
g. Credit given for amount already paid in regular bills
h. Rebate Amount
i. Amount Collected

Further, the amount paid by the consumers against theft billing is also credited into respective consumer account on realization of payment and the same is also fed into the ISU billing system. The data for theft billing was extracted from the aforementioned software for bills generated during FY 2007-08 to 2011-12 and we have verified the appropriate sample size of the same.

## C. Report

We have examined the report of theft cases generated from the aforementioned billing system and based on this report, the year-wise summary of theft billing cases as on 31st Aug 2012 for the FY 2007-08 to 2011-12 are given below:

1. Summary of total cases:

| Financial Year | No. of Cases | Assessed Units | Assessed Amount | Credit Units # | Credit Amount # | Net Units Billed | Net Assessed Amount | Rebate Amount (Note 1 & 2) | Net Amount Billed | Net Amount Collected |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | MUs | Rs. in Crores | MUs | Rs. in Crores | MUs | Rs. in Crores | Rs. in Crores | Rs. in Crores | Rs. in Crores |
| 2007-08 | 18,380 | 190.71 | 197.17 | (5.34) | (4.64) | 185.37 | 192.53 | (96.78) | 95.75 | 68.79 |
| 2008-09 | 16,012 | 141.09 | 133.10 | (8.43) | (6.62) | 132.66 | 126.48 | (66.39) | 60.09 | 44.99 |
| 2009-10 | 11,010 | 66.76 | 63.49 | (9.01) | (7.88) | 57.75 | 55.62 | (23.16) | 32.46 | 25.35 |
| 2010-11 | 9,442 | 50.52 | 46.81 | (6.63) | (6.21) | 43.90 | 40.60 | (17.52) | 23.08 | 17.61 |
| 2011-12 | 12,970 | 66.07 | 59.80 | (3.97) | (3.46) | 62.10 | 56.34 | (25.78) | 30.56 | 16.49 |
| Total | 67,814 | 515.15 | 500.38 | (33.37) | (28.81) | 481.78 | 471.57 | (229.62) | 241.95 | 173.24 |

**Note 1- Rebate is given on the assessed amount and not on units assessed.**
**Note 2- Includes deemed rebate for open cases.**

2. Further, year wise summary of open cases i.e. where only part payment/ no payment has been received till 31st Aug'12 (included in the table above) are given below:

| Financial Year l | No. of Cases | Assessed Units | Assessed Amount | Credit Units # | Credit Amount # | Net Units Billed | Net Assessed Amount | Deemed Rebate * | Net Recoverable | Net Amount Collected |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | MUs | Rs. in Crores | MUs | Rs. in Crores | MUs | Rs. in Crores | Rs. in Crores | Rs. in Crores | Rs. in Crores |
| 2007-08 | 4,837 | 68.87 | 75.34 | (0.53) | (0.46) | 68.34 | 74.88 | (44.49) | 30.39 | 3.44 |
| 2008-09 | 3,573 | 44.53 | 44.69 | (1.22) | (1.01) | 43.31 | 43.68 | (25.92) | 17.76 | 2.66 |
| 2009-10 | 1,915 | 17.77 | 18.50 | (1.55) | (1.41) | 16.21 | 17.10 | (8.47) | 8.63 | 1.51 |
| 2010-11 | 2,583 | 15.21 | 14.18 | (1.50) | (1.51) | 13.71 | 12.67 | (6.25) | 6.41 | 0.94 |
| 2011-12 | 6,758 | 36.35 | 33.92 | (1.49) | (1.33) | 34.86 | 32.59 | (16.15) | 16.44 | 2.37 |
| Total | 19,666 | 182.72 | 186.63 | (6.28) | (5.72) | 176.44 | 180.91 | (101.28) | 79.63 | 10.92 |

*Note:*

** Deemed Rebate:*

In the theft cases, billing is being done on penal rates and generally settlements are done after allowing some rebate to realize the disputed amount and avoid protracted litigation. The 'open cases' have been given at the deemed settled amount i.e. after considering allowable rebate at the rates mentioned below:

- If the theft billing is recorded during 01.04.06 to 31.03.09 the deemed settled amount has been calculated by considering rebate at the rate of 60%.
- For all other cases, 50% rebate has been considered

*# Credit given for payment in Regular Bills:*

When the bill for theft is generated, credit is given for the payments *already made by the consumer for the period of the assessment billed* in the normal course.

The units for which credit has been given to the consumer have been calculated using the following formula:

*Credit Amount Average unit rate*

*Where, Average unit rate Gross Amount Assessed Gross units assessed*

For and on Behalf of
**T. R. Chadha & Co.**
**( Firm Registration No. 006711N )**
**Chartered Accountants**

Neena Goel
(Partner)
M. No. 57986

Place: New Delhi

Date: 29th November 2012

BSES

**BSES Rajdhani Power Limited**
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

Ref: RA/2011-12/01/A/399

DATE: 5th MARCH, 2012

**The Secretary,**
Delhi Electricity Regulatory Commission
Viniyamak Bhawan
C – Block, Shivalik
Malviya Nagar,
**New Delhi – 110 017**

**Sub: Trajectory of AT&C Losses for the MYT Control Period FY 2012-15**

Dear Madam,

We refer to the meeting held in the Office of Hon'ble Commission on 28.02.2012 on the above mentioned subject.

In the meeting, the Commission informed that it is intending to fix certain AT&C loss targets for each Distribution Licensee for the 2nd MYT Control Period (FY 2012-15) and sought the views of the Licensees on the same.

During the meeting, CEO, BRPL made the following submissions:-

1. (i) **Business Plan**: AT&C loss trajectory to be achieved by each distribution licensee during each year of the control period needs to be evaluated by the Commission after deliberating upon the Business Plan submitted by the distribution licensee as the business plan document explains in detail, the various assumptions / justification based on which the projections for the AT&C loss levels, collection efficiency, capital investment, the O&M expenses, the sales / demand forecast, power procurement plans etc. have been projected and incorporated in the ARR filings for the Control period FY 2012-15.
CEO, BRPL informed in the meeting that BRPL Business Plan is ready and will be submitted to the Commission shortly after approval of the Board of Directors as required under the MYT Regulations.

(ii) **Abraham Committee Report on AT&C Loss Reduction**: The Abraham Committee Report (the Taskforce constituted by MOP, GOI) had observed that high loss reductions are possible in the initial years when the utility's losses are very high, i.e., more than 40%. If the losses are in the range of 30% and lower, effective yearly reduction is bound to be less as compared to a situation of high loss levels. The Committee also felt that targets should be recast in a manner that they are realistic and achievable based on the present level of AT&C losses. The Division wise targets that have been proposed into the Business Plan for each individual Division incorporate similar aggressive loss reduction trajectory as mentioned in the Abraham Committee Report.

(iii) **Experience of loss reduction in Metro Utilities**: The experience in urban utilities which have been in existence for far longer periods than Discoms in Delhi where loss reductions have almost plateaued after reaching sub 20% levels is a clear pointer that only incremental reductions are possible in such situations. Higher targets in such scenario are not only extremely difficult to be met but also not techno-economic as they entail a very high quantum of capex which would further add to the tariff burden.

(iv) **High Distribution Loss Areas**: It is pertinent to note that the AT&C loss level in the BRPL licensed area in South Delhi is already around 11% whereas scenario in the West Delhi licensed area is quite different (more than double). This is so because West Delhi is an

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

agglomeration of large tracts of Rural and partly urban areas. High distribution loss areas in west are also plagued with high technical loss (e.g. feeder lengths upto 32 kms.) and reduction of loss in such areas where they are presently in excess of 40% would require large capital expenditure for implementation of loss reduction schemes besides it being difficult to justify ROI in the present circumstances. For instance, in high loss divisions like, Jaffarpur, Najafgarh & Mundka a very high level of Capital expenditure would be required for each 1% reduction of technical loss from the current level, which we have seen may not be justifiable on an ROI basis.

It needs to be appreciated that even to sustain the distribution losses at existing level, the capex and opex ought to be commensurate with load growth.

(v) **Collection efficiency – Change in MYT Regulations 2011**: Given the fact that the collection efficiency is an important factor for the purpose of AT&C loss computation the collection efficiency levels need to be set on reasonable / realistic levels and at levels generally followed in the electricity distribution business. One of the main reasons, BRPL was able to achieve a high collection efficiency in the previous years was on account of the fact that the company was able to recover the arrears of past period including the arrears on account of DVB, which now have been either collected or written off. Further, as per the earlier MYT Regulations, 2007 the Collection Efficiency included portion of revenue realization from electricity duty and the late payment surcharge collected during the financial year. For example in FY 10-11, while distribution losses were in the range of 18.02%, the AT&C loss of 16.85% could be achieved through higher collection efficiency of 101.4%. If the Petitioner was required to exclude the same, the Collection Efficiency would be normal. Hence, BRPL had projected collection efficiency as per the revised definition in the MYT Regulations, 2011, would not be more than 98.5% as per the industry standards. For example in the highly regulated telecom industry, the collection efficiencies are not more than 98%.

In view of the above, the collection efficiency would remain at the most in the range of 98.5% and the focus should, therefore, shift to reduction in T&D loss going forward with commensurate capital investments being approved by the Commission.
CEO, BRPL requested the Commission to consider incentivising T&D loss reduction with a view to carry forward the loss reduction which has been consistently reduced over the past few years by BRPL.

(vi) **Method of computation of theft units for AT&C Computation – Change in MYT Regulations 2011**: Additionally, the revised method adopted by the Commission for computing the units realized on account of theft will also impact the AT&C loss computation (which is different from what has been consistently followed in all the previous tariff orders). This coupled with lack of CISF / police support (despite vigorously pursuing the matter with the GoNCTD), it is becoming extremely difficult to conduct raids in high loss areas due to organized resistance by vested interests leading to serious law and order situations and affecting the personal safety of the Company's staff. The following tables illustrates the effect of change in computation of theft units on AT&C loss computation:-

**Table -A: As per past method of calculation of theft units**

| S.no. | Particulars | UoM | Formula | 2010-11 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Collection (X) | Crs | | 32.87 |
| 2 | ABR (Y) | Rs/Unit | | 4.64 |
| 3 | Units Collected (Z) | MU | Z=(X*10)/Y | 70.85 |

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**Table -B: As per current method of calculation of theft units**

| S.no. | Particulars | UoM | Formula | 2010-11 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Collection (X) | Crs | | 32.87 |
| 2 | ABR (Y) | Rs/Unit | | 4.64 |
| 3 | Units Collected (Z) | MU | Z=(X*10)/(2*Y) | 35.43 |

**Table -C: With new method of calculation of theft units**

| S.no. | Particulars | UoM | Formula | Agriculture | Commercial | Domestic | Industrial | 2010-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Collection (X) | Crs | | 0.01 | 12.61 | 15.68 | 4.57 | 32.87 |
| 2 | ABR (Y) | Rs/Unit | | 1.72 | 6.01 | 3.33 | 4.90 | 4.24 |
| 3 | Units Collected (Z) | MU | Z=(X*10)/Y | 0.07 | 20.98 | 47.10 | 9.33 | 77.48 |

Note:

1 The impact of higher theft units collected on T&D and AT&C computation, as per the method suggested by the commission during the meeting on 28.02.2012 (as opposed to dividing the amount collected by twice the ABR across all categories as in table B).

2 Theft collection excludes collection against misuse

CEO, BRPL requested the commission to suitably compensate BRPL in the computation of theft units undertaken for financial year 2008-09 and 2009-10 in the last tariff order.

(vii) **Capex commensurate with desired loss reduction**: Timely approval of capital investment schemes is also an important contributory factor for reducing the loss in targeted high loss areas. The experience so far has been that the approvals are generally delayed and received either in the third or fourth quarter of the financial year with the result there is hardly any time left for initiating procurement action in compliance with the procedures laid down by the Commission, award of work, execution and commercial operation, with the result the targets for meeting the load growth loss reduction etc. cannot be achieved.

Approvals at the in principle stage need to be faster based on a standard template which would prima-facie satisfy the Commission on the need for the scheme. The scheme after execution would in any case be subject to a more detailed scrutiny before it being allowed to be capitalized by the Commission. This would greatly obviate the problems being experienced presently in execution of schemes meant for a financial year to be completed in that year itself, to achieve the targets set. This is generally in line with what is being followed by most Regulatory Commission in India.

(viii) **Cost Reflective Tariff**: Moreover, it needs to be appreciated that rising cost of power procurement without corresponding cost reflective retail tariffs also likely to affect the capex and loss reduction effort.

2. After hearing the distribution licensees, the Commission said, it is willing to consider the submissions and desired that the following may be furnished before a view is taken on finalizing the AT&C loss trajectory for the control period F.Y 2012-15:-

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

(i) Business Plan duly approved by the Board of Directors.
(ii) The collection efficiency for the years from 2007-08 to 2010-11 without the element of arrears of past period including the arrears on account of DVB & LPSC.

Accordingly, the Business Plan which was deliberated and agreed to by the Board of Directors in the Board Meeting held on 01.03.2012 is enclosed. The copy of the Resolution approving the Business Plan would follow shortly once the minutes are finalized and approved by the BOD.

As regards the collection efficiency data as at 2 (ii) above, the following table presents the picture with and without the component of arrears & LPSC:-

**Table -A As per current method of calculation of collection efficiency for computation of AT&C**

| S.no. | Particulars | Formula | UoM | 2007-08 | 2008-09 | 2009-10 | 2010-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Input | | MU | 9272 | 8965 | 9666 | 10461 |
| 2 | Energy Billed (A) | | MU | 6408 | 7014 | 7840 | 8576 |
| 3 | Amount billed (B) | | Crs | 2890 | 3223 | 3594 | 3980 |
| 4 | Collection (C) | | Crs | 3045 | 3271 | 3589 | 4037 |
| 5 | Overall Collection Efficiency (X) | Y=(C/B)* 100 | % | 105.36% | 101.50% | 99.84% | 101.43% |

**Table -B With arrear on account of DVB dues etc & LPSC coming down, yearly collection efficiency for computation of AT&C without Arrear & LPSC**

| S.no. | Particulars | Formula | UoM | 2007-08 | 2008-09 | 2009-10 | 2010-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Amount billed (B) | | Crs | 2890 | 3223 | 3594 | 3980 |
| 2 | Collection (C) | | Crs | 3045 | 3271 | 3589 | 4037 |
| 3 | Collection against DVB arrear (D) | | Crs | 65 | 3 | 0 | 0 |
| 4 | LPSC collection (E) | | Crs | 32 | 28 | 28 | 29 |
| 5 | Billing of 21 days of March is collected as arrear in next financial year (F) | | Crs | 65 | 69 | 73 | 103 |
| 6 | Collection net of arrear & LPSC (G) | G=C-(D+E+F) | Crs | 2884 | 3171 | 3488 | 3905 |
| 7 | Current Demand Collection Efficiency (Y) | Y=(G/B)*100 | % | 99.78% | 98.40% | 97.03% | 98.11% |

Note:

1 DVB arrear de-linked in financial year 2008-09.
2 Enforcement collection included in amount billed and collected.
3 E-Tax included in amount billed and amount collected.

We trust that this would enable the Commission to arrive at a realistic assessment while fixing the T&D loss trajectory / collection efficiency targets based on the ground realities and the industry practice more so in the context of the change in Regulation. We would also request the Commission to provide us an opportunity to present and explain the above submissions before finalizing the loss trajectory.

Thanking you,

Yours faithfully,

(Y.M. Saxena)
V.P. (Business)

Encl: As above

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

BSES Rajdhani Power Limited

# Annexure-25

True up for FY 2011-12,
Review & Provisional True up for FY 2012-13
&
ARR for FY 2013-14

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

सत्यमेव जयते

# दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग
# Delhi Electricity Regulatory Commission

दि वि वि आ
DERC

F.No. 3(331)/Tariff/DERC/2011-12/3263/6313 15.02.2012

To

The Chief Executive Officer,
M/s BSES Rajdhani Power Ltd.,
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi – 110019

The Chief Executive Officer,
M/s BSES Yamuna Power Ltd.,
Shakti Kiran Building,
Karkardooma, Delhi – 110092

The Chief Executive Officer,
M/s North Delhi Power Limited,
33 KV Grid Sub-station Building,
Hudson Lines, Kingsway Camp,
New Delhi – 110009

Chairperson,
New Delhi Municipal Council
Palika Kendra, Sansad Marg
New Delhi 110001

**Sub: ARR Petition for FY 2012-13 to FY 2014-15 and True-up Petition for FY 2010-11**

Sir,

As per the directions of the Commission, the Hindi version of the petition filed by the power utilities for ARR Petition for FY 2012-13 to FY 2014-15 and True-up Petition for FY 2010-11 may be submitted to the Commission at the earliest.

Chandra

(Anjuli Chandra)
ED (Engg./Tariff)

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited**
BSES Bhawan, Nehru Place,
New Delhi - 110 019, India.
Tel.: +91 11 3009 9999
Fax: +91 11 2641 9833
www.bsesdelhi.com

Ref: RA/2011-12/01/A/338

Date: 5th March, 2012

The Secretary
Delhi Electricity Regulatory Commission
Viniyamak Bhavan, "C" Block, Shivalik
Malviya Nagar
New Delhi-110017

**Sub.: Hindi Version of Petition/ Application for True up for FY 2010-11, Review & Provisional True up for FY 2011-12 & MYT Petition for Distribution (Wheeling & Retail Supply) Business for FY 2012-12 to FY 2014-15.**

**Ref.: i) DERC's Letter No. F.3 (290)/ Tariff/ DERC/ 2011-12/ C.F.3180/5214 dated 02.12.2011**
**ii) BRPL's Letter No. RA/2011-12/01/A/279 dated 02.01.2012**
**iii) DERC's Letter No. F. 3 (331)/ Tariff/ DERC/ 2011-12/ 3263/5784 dated 16.01.2012**
**iv)BRPL's Letter No. RA/2011-12/01/A/338 dated 30.01.2012**

Madam,

We write with reference to the aforestated subject matter and letters.

We enclose herewith a Hindi Version of the Petition/ Application for True up for FY 2010-11, Review & Provisional True up for FY 2011-12 & MYT Petition for Distribution (Wheeling & Retail Supply) Business for FY 2012-12 to FY 2014-15. We are also enclosing the soft copy of the Petition along with the Annexures in a CD.

Kindly aknowledge receipt.

Thanking you,

Yours faithfully

***For BSES Rajdhani Power Ltd.***

Rajeev Chowdhury
Head (Regulatory)
Encl.: As above.

RECEPTION DERC

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

TAX INVOICE TIN NO.-07660321276

# VIJAY AMMONIA PRINTS

Ammonia Prints, R.T.F., Electrostat, Colour Xerox, D.T.P. Printing, Big Size Drawing (A0 TO A4), (Binding Spiral & Spico), Xeroxing Machine Available On Rental Basis

**B-8A, Manjusha, 57, Nehru Place, New Delhi-110019**

**Phone:26230504,26215078**

NO. 374

Date 2/4/12

M/s. B.S.E.S. G.R.P.L.

B.S.E.S. BHAVAN NEHRU PLACE

| S. No. | PARTICULARS | QTY | RATE | AMOUNT Rs. | Ps. |
|---|---|---|---|---|---|
| | Bill of Month of March - 2012 | | | | |
| (1) | A4-Size B/W photocopy | 197363 | .150 | 99681 | 50 |
| (2) | A4 Size Spiral Book Binding | 661 | 16/- | 10576 | 00 |
| (3) | A3-Size Spiral Binding | 3 | 35/- | 105 | 00 |
| (4) | A4-Size Colour Printout | 5343 | 10/- | 53430 | 00 |
| (5) | A3-Size Colour Printout | 120 | 15/- | 1800 | 00 |
| (6) | A4-Size Lamination | 62 | 8/- | 496 | 00 |
| (7) | A0-Size Colour copy | 4 | 220/- | 880 | 00 |
| (8) | A0-Size B/W copy | 4 | 22/- | 88 | 00 |
| (9) | A1-Size Colour copy | 12 | 105/- | 1260 | 00 |
| (10) | A1-Size B/W copy | 6 | 11/- | 66 | 00 |
| (11) | A2-Size Colour copy | 2 | 88/- | 176 | 00 |
| (12) | A4-Size B/W out size photocopy | 14775 | .150 | 7387 | 50 |
| | | | | 1 | |

Sharma Printers, GF-9,56 Eros Appt. Nehru Place, invoice Printed 1+2+50, No. 251 To 350, (Books 6 To 7)

| | | |
|---|---|---|
| Total | 175946 | 00 |
| +VAT | — | |
| Total Sales Price Inclusive of VAT | 175946 | 00 |

E.&.O.E.

For VIJAY AMMONIA PRINTS

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI

**BSES Rajdhani Power Limited**
**BSES Bhawan, Nehru Place, New Delhi – 19**
PAN : AHGPK 1450H → AHIPK1450H
INVOICE NO AK 2011-12/Feb/334
***Dtd 02/02/12***

Alka Kaushik
D-35, Old Gupta Colony
Delhi – 110 009

9810601152

---

---

*Translation & typesetting charges for **ARR Peetion FY 2012-13, 2013-14 and 15***

= 40,000.00

*@ Rs 400/pp*

Total pages = 100

*(Rupees: Forty Thousand Only)* **TOTAL** **= 40,000.00**

( PS: Cheque should be in favour of **Alka Kaushik**

Bill with Ack

**(Alka Kaushik)**

1550301
VC-2527958

541145

BSES RAJDHANI POWER LTD. NEW DELHI