



भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण

EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4

PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित

PUBLISHED BY AUTHORITY



सं. 75]

नई दिल्ली, सोमवार, मार्च 26, 2001/चैत्र 5, 1923

No. 75]

NEW DELHI, MONDAY, MARCH 26, 2001/CHAITRA 5, 1923

केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

नई दिल्ली, 26 मार्च, 2001

सं. एल. 7/25(1)/2001-सी.ई.आर.सी. — विद्युत विनियामक आयोग अधिनियम, 1998 की धारा 28, इसके पश्चात् इस अधिनियम के रूप में उल्लिखित, की गई शक्तियों तथा इसकी ओर से प्रदत्त अन्य शक्तियों का प्रयोग करते हुए, केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग, तत्पश्चात् आयोग के रूप में उल्लिखित इन विनियमों द्वारा एतद्निबन्धन और शर्तें विहित की जाती हैं। इनके अनुसार इस अधिनियम के खण्ड-13 (क), (ख) एवं (ग) के तहत टैरिफ निश्चित किए जाएंगे।

अध्याय -1

प्रारंभिक

- 1.1 इन विनियमों को केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ की शर्तें एवं निबन्धन) विनियमन, 2001 कहा जाएगा।
- 1.2 ये विनियमन 1-4-2001 से लागू होंगे तथा ये तीन वर्ष की समयावधि के लिए लागू रहेंगे बशर्ते कि इनकी इससे पहले समीक्षा न की जाए अथवा आयोग द्वारा इनका समय न बढ़ाया गया हो।
- 1.3 ये विनियम वहाँ लागू होंगे जहाँ पूँजी लागत-आधारित टैरिफ आयोग द्वारा नियत हों।

- 1.4 इन विनियमों के तहत उत्पादन शुल्क स्टेशन-वार निर्धारित किए जाएंगे तथा ट्रांसमिशन टैरिफ लाइन-वार, उप-स्टेशन-वार, जैसी भी स्थिति हो, निर्धारित किया जाएगा तथा क्षेत्रीय शुल्क में सम्मिलित होगी।
- बशर्ते कि पूर्ण इकाईयों/प्रणालियों से संबंधित शुल्क के निर्धारण के लिए उपयोगिता के वास्ते आवेदन दर्ज किया जाए।
- 1.5 नई परियोजनाओं के मामले में, प्राधिकारी अथवा उत्पादक कम्पनी के निदेशक मण्डल के अलावा, किसी स्वतन्त्र एजेंसी द्वारा, जैसी भी स्थिति हो, यथा अनुमोदित परियोजना लागत के आधार पर परियोजना के पूर्ण होने की संभावित तिथि से कम से कम तीन माह पूर्व शुल्क निर्धारित करने के लिए इस अधिसूचना के परिशिष्ट-1 के अनुसार आवेदन प्रस्तुत करना होगा।
- 1.6 शुल्क के प्रयोजन से इस परियोजना की पूँजी लागत, विभिन्न चरणों में विभाजित तथा इस परियोजना के भाग संघटित कर इकाईयों को वर्गीकृत किया जाएगा। सामान्य सुविधाएँ, ऐसी परियोजनाओं जिनकी परियोजना लागत का वर्गीकरण नहीं हुआ है तथा जो निर्माणाधीन परियोजनाएँ हैं उनके मामले में इकाई तथा लाइन/उप-स्टेशन की स्थापित क्षमता के आधार पर आनुपातिक रूप में विभाजित की जाती हैं। सभी नए आवेदन परिशिष्ट-1 में दिए गए फार्म में प्रस्तुत किए जाएंगे।
- 1.7 आयकर और विदेशी मुद्रा के विनियमन के अन्तर की वसूली उपयोगकर्ताओं के माध्यम से प्रत्यक्ष रूप से लाभग्राहियों से आयोग के समक्ष और याचिका दायर किए बगैर वसूल की जाएगी, यदि इन सेवाओं के बदले में मांगी गई धनराशि के सम्बन्ध में लाभग्राहियों को कोई आपत्ति है, तो वे आयोग के समक्ष उचित ढंग से अनुरोध दर्ज कर सकते हैं।
- 1.8 अधिसूचना में वर्णित मुख्य व्यवसाय से तात्पर्य विद्युत उत्पादन एवं उसके ट्रांसमिशन से संबंधित गतिविधियों को विनियमित करना है तथा इसमें परामर्शी, दूरसंचार आदि जैसी विनियमित गतिविधियों या व्यवसायों को शामिल नहीं किया जाता है।
- 1.9 'स्वतंत्र एजेंसी' का तात्पर्य ऐसे अभिकरण से है, जिसे आयोग द्वारा पृथक् अधिसूचित किया है।
- 1.10 अनुमोदित परियोजना लागत के संबंध में पूँजीगत व्यय को ध्यान में रखते हुए टैरिफ अवधि के दौरान टैरिफ संशोधन केवल उस स्थिति में आयोग द्वारा किया जाएगा जबकि ऐसा व्यय अनुमोदित लागत का 20% बढ़ जाए, सभी मामलों में जहाँ इस प्रकार का व्यय 20% से कम होगा, वहाँ टैरिफ संशोधन पर अगली टैरिफ अवधि में विचार किया जाएगा।
- 1.11 किसी प्रकार की आशंका को दूर करने के लिए यह स्पष्ट किया जाता है कि एतद् उल्लिखित मानक मात्र सिलिंग मानक होंगे तथा यह उन्नत मानकों पर सहमति होने से उत्पादक कम्पनी तथा लाभग्राहियों को नहीं रोकेगा।
- 1.12 इन विनियमों के तहत विहित मानक नार्थ-ईस्ट इलैक्ट्रिक पावर कारपोरेशन के नियंत्रणाधीन उत्पादक स्टेशनों पर लागू नहीं होंगे।

1.13 अतिरिक्त रुपया दायित्व

- (क) संबंधित वर्ष में वास्तविक ब्याज भुगतान एवं ऋण भुगतान पर अतिरिक्त रुपये का अधिभार देय होगा, बशर्ते कि विदेशी मुद्रा की विनिमय दर में अन्तर होने से प्रत्यक्षतः ऐसा हो तथा सेवाओं या आपूर्ति या निविदाओं से इसकी भरपाई जब नहीं होती तो प्रत्येक सेवा में ऋणों के पुनर्भुगतान पर विनिमय दरों में आने वाले अन्तर के प्रभाव की गणना करने के लिए भारतीय चार्टर्ड एकाउन्ट संस्थान द्वारा जारी लेखा मानक 11 (ग्यारह) में दी गई पद्धति का अनुसरण करना होगा।
- (ख) विदेशी मुद्रा में देय इक्विटी अंशदान पर दिए जाने वाले लाभांश की सीमा तक विदेशी विनिमय दर में यदि कोई अन्तर आता है तो, देय सीमा के अन्तर्गत पुनर्भुगतान किया जाएगा। जब कभी भी भुगतान किया जाएगा तो इसका भुगतान बकाया धनराशि के रूप में बारह महीनों में किया जा सकता है।

1.14 कर-करार व्यवस्था (टैक्स इस्क्रो मेकेनिज्म)

- (1) लाभग्राही नियत बैंक में खाता खोलकर कर करार व्यवस्था के ब्याज का रखरखाव करेंगे। ब्याज की समस्त राशि उस लेखा में जमा होगी।
- (2) कर के दायित्व का आंकलन प्रत्येक वर्ष के प्रारम्भ में 2 माह पूर्व की जाएगी तथा लाभग्राहियों को सूचित किया जायेगा। कंपनी रा०वि० बोर्डों/लाभग्राहियों से कर वसूलने के दायित्व को निभायेगी।
- (3) केन्द्रीय क्षेत्र की सेवाएं (सी.एस.यू.), कम्पनी के सांविधिक लेखा परीक्षकों से प्राप्त प्रमाण पत्र के कर-धारकों को कर की देय राशि का भुगतान करने के लिए धनराशि की निकासी के लिए प्राधिकृत की जाएंगी।
- (4) ये सेवाएं, कर प्राधिकारी से प्राप्त किसी भी धनराशि का भुगतान कर-करार लेखा (टैक्स इस्क्रो एकाउन्ट) में करेंगी।
- (5) यदि कोई वापसी योग्य धनराशि होगी तो उसका भुगतान वापस लाभग्राहियों को नहीं किया जाएगा तथा उसे कर-करार लेखा में समायोजित किया जाएगा। यदि कोई धनराशि शेष वापसी योग्य होगी तो उसे अगले वर्ष में ले जाया जाएगा।
- (6) कर करार लेखा (इस्क्रो एकाउन्ट) को लाभग्राहियों की लेखा-पुस्तिका में, उनके बैंक लेखे के अनुसार दर्शाया जाएगा।

अध्याय-2

तापीय विद्युत उत्पादक केन्द्र

2.1 परिभाषा : इस अध्याय के इस प्रयोजन के लिए जब तक कि यह संदर्भ अन्यथा अपेक्षित न हो -

‘प्लान्ट लोड फैक्टर’ या ‘पी.एल.एफ.’ :- एक दिए गए समय के सन्दर्भ में, यह उल्लेखनीय है कि संस्थापित क्षमता, किसी उत्पादक टर्मिनल पर उत्पादित कुल कि० वाट घं का प्रतिशत किलोवाट में दर्शाया जाता है जिसे उस अवधि में घंटों की संख्या से गुणा किया जाता है।

‘प्राधिकरण’ ‘प्राधिकरण’ का तात्पर्य, विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम 1948 की धारा-3 के तहत गठित ‘केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण’ से है।

‘अतिरिक्त ऊर्जा उपभोग’ या ‘ए.यू.एक्स’ - किसी अवधि से तात्पर्य उस अनुपात से है - जिसे उत्पादक टर्मिनल पर उत्पादित किलोवाट हावर में ऊर्जा का दिया गया प्रतिशत है, उत्पादक स्टेशन स्विचयार्ड पर दी गई किलोवाट हावर में ऋणात्मक ऊर्जा, उत्पादक टर्मिनल पर उत्पादित किलोवाट हावर में कुल ऊर्जा से है।

‘उपलब्धता’ :- किसी अवधि के लिए तापीय उत्पादन स्टेशन की उपलब्धता से तात्पर्य इस अवधि के दौरान सभी समयावधि के लिए औसत भेजी गई क्षमता (एस.ओ.सी.) का प्रतिशत अनुपात तथा निम्न फार्मूले से उत्पादक स्टेशन पर दर्ज की गई एस.ओ.सी. से है :-

$$\text{उपलब्धता} = \left\{ \frac{\sum \text{एस.ओ.सी.}_{\text{आई}}}{(1 - \text{ए.यू. एक्स.} / 100) + \text{सी.एल.}} \times 100 / \text{एच} \times \text{आई.सी.} \right\}$$

$$\text{आई} = 1$$

जहाँ,

आई.सी. = स्टेशन की संस्थापित क्षमता मे.वा. में

एस.ओ.सी._{आई} = एक विशिष्ट समयावधि का एस.ओ.सी.

एन = इस अवधि के दौरान समय खण्डों की संख्या

ए.यू.एक्स = कुल उत्पादन के प्रतिशत के रूप में नियामक अतिरिक्त ऊर्जा उपभोग

एच = इस अवधि के दौरान घंटों की संख्या = एन / 4

सी. एल. = उत्पादन कार्यक्रम को ध्यान में रखते हुए बन्द पड़ी इकाई(यों) की कुल मे.वा.घं. क्षमता।

‘ब्लॉक’ कम्बुसन टर्बाइन सहित संयुक्त चक्रीय उत्पादन स्टेशन के संबंध में - जनरेटर, सम्बद्ध वेस्ट हीट रिकवरी ब्यायलर (रें), स्टीम टर्बाइन से जुड़ा-जनरेटर एवं सहायक उपकरण।

व्यावसायिक प्रचालन तिथि’ या सी.ओ.डी. :- एक इकाई का तात्पर्य उस तिथि से है जब तक मैक्सिमम कॉटीन्यूअस रेटिंग (एम.सी.आर.) या संस्थापित क्षमता सफल परीक्षण के दौरान प्रदर्शित की गई है। उत्पादन स्टेशन के सी.ओ.डी. की गणना अंतिम इकाईयों सी.ओ.डी. से की जाएगी, या

संयुक्त चक्रीय विद्युत उत्पादन स्टेशन की इकाई या ब्लॉक के संबंध में, समकालिक तिथि से

‘घोषित क्षमता’ या “डी.सी.” :- किसी अवधि या समयावधि (टाईम ब्लॉक) का तात्पर्य, उत्पादक कम्पनी द्वारा घोषित एक्स. बस में मेघावाट के लिए उत्पादक स्टेशन की क्षमता से है।

व्याख्या :- घोषित क्षमता संस्थापित क्षमता से अधिक नहीं होगी।

‘उत्पादन केन्द्र’ - का तात्पर्य इकाई तथा शेष संयंत्र से है तथा संयुक्त चक्रीय विद्युत उत्पादन केन्द्र से तात्पर्य ब्लॉक (ब्लाकों) तथा शेष संयंत्र से है।

सकल उष्णीयमान या जी.सी.वी.’ - एक किलो ठोस या द्रव्य ईंधन या एक घन मीटर गैसीय ईंधन के पूर्ण दहन द्वारा किलो कैलोरी में उत्पादित ऊर्जा जैसी भी स्थिति हो।

‘सकल स्टेशन ताप दर’ या जी.एच.आर. :- उत्पादन टर्मिनल पर एक किलोवाट घन्टा विद्युत ऊर्जा उत्पादन करने के लिए के० कैलोरी में आवश्यक ताप ऊर्जा।

संस्थापित क्षमता : विद्युत उत्पादन स्टेशन के संबंध में, इसका तात्पर्य दर्ज क्षमता या सविदात्मक क्षमता, जैसी भी स्थिति हो, से है।

अधिकतम सतत निर्धारण या एम.सी.आर.’ - एक इकाई के संबंध में, इसका तात्पर्य किसी उत्पादक टर्मिनल पर अधिकतम सतत उत्पादन, जिसकी गारन्टी निर्धारित मानकों पर उत्पादक द्वारा दी गई हो, से है, तथा

संयुक्त चक्रीय विद्युत उत्पादन स्टेशन की इकाई या ब्लॉक के संबंध में, इसका तात्पर्य उत्पादन टर्मिनल पर उस अधिकतम सतत उत्पादन से है, जिसकी गारन्टी उत्पादक द्वारा जल/स्टीम इन्जेक्शन (यदि लागू हो) और 50 एच जेड ग्रिड फ्रीक्वेंसी एवं स्थल स्थिति पर परिशोधित हो।

‘प्रचालन एवं रखरखाव व्यय’ या ओ. एण्ड एम. व्यय : किसी एक अवधि के संबंध में, इसका तात्पर्य, जन शक्ति, कल-पुर्जे, उप भोज्य बीमा सहित उत्पादक स्टेशन के प्रचालन एवं रख-रखाव में हुए व्यय से है।

‘निर्धारित क्षमता’ - उत्पादन स्टेशन के संबंध में इसका तात्पर्य उत्पादन स्टेशन में आने वाले ब्लॉकों की संख्या द्वारा गुणा किए गए ब्लॉक के अधिकतम सतत निर्धारण (एम.सी.आर.) से है।

‘सेन्ट आउट कैपेबिलिटी’ :- एक उत्पादक स्टेशन की सेन्ट आउट कैपेबिलिटी का तात्पर्य मेघावाट प्रति घन्टा एक्स-बस आपूर्ति की क्षमता से है। इसके आधार पर ‘उपलब्धता’ निकाली जाएगी।

तापीय स्टेशन के लिए एस.ओ.सी., सभी तथ्यों-संशोधन/अद्यतन सहित डी.सी. होगी।

नोट 1 :

गैस टर्बाइन/संयुक्त चक्रीय स्टेशनों के संबंध में जनरेटर, गैस ईंधन पर इकाई/मॉड्यूल के लिए डी.सी. देगा तथा द्रवीय ईंधन पर अलग से इकाईयों/मॉड्यूलों के लिए डी.सी. देगा, तथा इन दो का अलग-अलग तालिका बनेगी। किसी स्टेशन की कुल डी.सी. तथा कुल एस.जी. इन दोनों का जोड़ होगा।

नोट 2 :

किसी भी समयावधि के लिए गैस टर्बाइन। संयुक्त चक्रीय स्टेशनों के लिए औसत बारंबारता 49.52 एच. जेड है लेकिन 49.02 एच.जेड से कम नहीं है तथा एस.जी., डी.सी. का 98.5% अधिक है, एस.जी. इके डी.सी. का 98.5% तक कम होगा। तथा यदि समयावधि की औसत बारंबारता 49.02 से कम होती है तथा एस.जी.0, डी.सी.0 का 96.5% से अधिक है, एस.जी.0, डी.सी. का 96.5% तक कम हो सकती है।

‘इकाई’ का तात्पर्य स्टीम जनरेटर-टर्बाइन-जनरेटर तथा उनके सहायक उपकरणों से है अथवा

संयुक्त चक्रीय उत्पादक स्टेशन के सम्बन्ध में इसका अर्थ कम्बुस्टन टर्बाइन जनरेटर तथा अनुषंगी उपकरणों से है।

2.2 तापीय उत्पादन स्टेशनों से विद्युत बिक्री के लिए शुल्क (गैस तथा नाथपा आधारित स्टेशनों सहित) में दो भाग शामिल होंगे अर्थात् वार्षिक क्षमता अधिभारों की वसूली तथा ऊर्जा अधिभारों की वसूली। वार्षिक क्षमता (निर्धारित) अधिभारों में ऋण पूँजी पर ब्याज, अवमूल्यन, इक्विटी में वापस की जाने वाली राशि, अवमूल्यन, प्रचालन एवं रख-रखाव व्यय पर अग्रिम तथा कार्यकारी पूँजी पर ब्याज शामिल है, ऊर्जा (परिवर्तनशील) अधिभारों में ईंधन लागत आती है।

2.3 इस अधिसूचना में किसी बात के होते हुए भी -

- (क) एन0टी0पी0सी0 के विद्यमान स्टेशनों के सम्बन्ध में विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम, 1948 की धारा 43ए (2) के प्रावधानों के तहत केन्द्र सरकार द्वारा अलग-अलग विद्युत स्टेशनों के लिए जारी विद्यमान शुल्क विज्ञप्तियों में यथा उल्लिखित “लक्ष्य उपलब्धता” तथा “प्लान्ट लोड फैक्टर

से सम्बन्धित प्रचालनात्मक मानकों को छोड़कर ये प्रचालनात्मक मानक अन्य स्टेशनों पर लागू रहेंगे।

- (ख) एन.टी.पी.सी. के विद्यमान तथा नए स्टेशनों के लिए तथा एन.एल. सी. ऐसे स्टेशनों के लिए जिनके लिए केन्द्र सरकार द्वारा कोई शुल्क अधिसूचना जारी नहीं की है लेकिन विद्युत क्रय करार (पी. पी.ए.) / थोक विद्युत आपूर्ति करार (बी.पी.एस.ए.) जो इस अधिसूचना को जारी करने की तिथि को विद्यमान थे, को छोड़कर ये प्रचालनात्मक मानक लाभग्राहियों के साथ उत्पादन कम्पनियों द्वारा हस्ताक्षरित पी.पी.ए./बी.पी.एस.ए. द्वारा शासित होंगे।
- (ग) उत्पादक कम्पनी विशेष परिस्थिति में औचित्य को दर्शा कर “लक्ष्य उपलब्धता” में रियायत देने के लिए आयोग से सम्पर्क कर सकती है। विद्युत उत्पादक कंपनी द्वारा तैयार किए गए कारणों एवं औचित्य से संतुष्ट होने पर आयोग इस तरह की छूट जो उचित हो दे सकती है।

बशर्ते कि ऐसी रियायत से प्रभावित होने वाले संभावित पक्षकारों को बगैर सूचना दिए कोई रियायत नहीं दी जाएगी।

2.4 प्रचालन के मानक

(1) पूर्ण क्षमता के (निर्धारित) अधिभारों की वसूली के लिए लक्ष्य उपलब्धता:-

- | | |
|---|-----|
| (क) निम्न खण्ड (ख) के तहत आने वाले स्टेशनों को छोड़कर सभी थर्मल स्टेशनों के लिए 80% | |
| (ख) एन.एल.सी. (टी.पी.एस. II, चरण I एवं II) स्टेशनों | 72% |

(2) निश्चित ऊर्जा पर आधारित प्लान्ट लोड फैक्टर से बाहर प्रोत्साहन देय होगा।

- | | |
|--|-----|
| (क) निम्न खण्ड (ख) के तहत आने वाले स्टेशनों को छोड़कर सभी थर्मल स्टेशनों को छोड़कर | 77% |
| (ख) एन.एल.सी. (टी.पी.एस. II, चरण I एवं II) स्टेशनों | 72% |

(3) कोयला आधारित स्टेशनों के लिए सकल स्टेशन ताप दर

- | | |
|---------------------------|--------------------------------------|
| - स्थिरीकरण अवधि के दौरान | - 2600 कि० कैलोरी/कि०वाट प्रति घन्टा |
| - बाद की अवधि | - 2500 कि० कैलोरी/कि०वाट प्रति घन्टा |

500 मेगावाट इकाईयों के सम्बन्ध में, जहाँ बॉयलर फीड पम्प विद्युत की भाँति प्रचालित किए जाते हैं, वहाँ स्टेशन ताप दर से 40 कि० कैलोरी/कि० वाट प्रति घन्टा की दर से ताप दर कम होगी।

लिगनाइट से चलने वाले विद्युत स्टेशनों के मामले में उपरोक्त सकल स्टेशन ताप दरें निम्नानुसार गुणककारकों

का उपयोग करते हुए सुधारी जाएगी।

- (क) 50% आर्द्रता वाली लिगनाइट के लिए :1:10 का गुणन फैक्टर
- (ख) 40% आर्द्रता वाली लिगनाइट के लिए :1:07 का गुणन फैक्टर
- (ग) 30% आर्द्रता वाली लिगनाइट के लिए :1:04 का गुणन फैक्टर
- (घ) आर्द्रता की अन्य मानकों के लिए गुणन फैक्टर निर्धारित किया जाएगा।

(4) गैस तथा नाथपा आधारित स्टेशनों के लिए सकल स्टेशन ताप दर

- खुले साईकल के लिए - 2900 कि० कैलोरी/कि०वाट प्रति घन्टा
- संयुक्त साईकल के लिए - 2000 कि० कैलोरी/कि०वाट प्रति घन्टा

(5) कोयला आधारित स्टेशनों के लिए सहायक ईंधन तेल

- स्थरीकरण अवधि के लिए - 5 मि.ली./कि०वाट प्रति घन्टा
- बाद की अवधि के लिए - 3.5 मि.ली./कि० वाट प्रति घन्टा

(6) अतिरिक्त ऊर्जा खपत

	कूलिंग टावर के साथ	बगैर कूलिंग टावर के साथ
(क) कोयला आधारित स्टेशन		
200 मेगावाट श्रृंखला	9.5%	9.0%
500 मेगावाट श्रृंखला		
- भाप चालित पम्प	8.0%	7.5%
- विद्युत चालित पम्प	9.5%	9.0%
(ख) गैस तथा नाथपा आधारित स्टेशन		
संयुक्त साईकल	3.0%	
खुली साईकल	1.0%	

स्थरीकरण अवधि के दौरान, नियामक गौण खपत कुल मिलाकर उपरोक्त (क) एवं (ख) में दिए गए आँकड़ों का 0.5 प्रतिशत से गिना जाएगा।

(7) व्यावसायिक प्रचालन की तिथि

किसी इकाई के व्यावसायिक प्रचालन की तिथि की गणना इस प्रकार होगी :-

तापीय (कोयला/लिगनाइट) स्टेशन

समक्रमण की तिथि से 180 दिन

से अधिक नहीं

गैस तथा नाथपा आधारित स्टेशन

समक्रमण की तिथि से

(8) स्थाईकरण अवधि :- स्थाईकरण अवधि की गणना व्यावसायिक प्रचालन शुरू होने की तिथि से निम्नानुसार की जाएगी :-

(क) तापीय (कोयला/लिगनाइट) स्टेशन - 180 दिन

(ख) खुली साईकल गैस एवं नाथपा आधारित स्टेशन - 90 दिन

(ग) संयुक्त साईकल गैस एवं नाथपा आधारित स्टेशन - 90 दिन

“व्याख्या”

1. शुल्क की गणना करने के उद्देश्य से प्रचालन मापदण्ड, अर्थात् “स्टेशन ताप दर”, “सहायक ईंधन तेल उपभोग” तथा अतिरिक्त ऊर्जा खपत वास्तविक आधार पर तथा मानकों के आधार पर, जो भी कम हो निर्धारित किया जाएगा।

2.5 पूँजी व्यय

इस परियोजना का पूँजी व्यय, प्राधिकरण के तकनीकी, आर्थिक स्वीकृति में निर्धारित अनुमोदित वित्तीय पद्धति या उचित स्वतंत्र एजेन्सी, जैसी भी स्थिति हो, द्वारा अनुमोदित वित्तीय पैकेज के अनुसार वित्त पोषित किया जाएगा। यह परियोजना लागत, पूँजी में परिणत प्रारंभिक स्पेयर की उचित धनराशि में शामिल की जाएगी।

इस परियोजना के पूर्ण होने में किया गया वास्तविक पूँजी व्यय, टैरिफ के निर्धारण का आधार बनेगा, जहाँ वास्तविक व्यय, अनुमोदित परियोजना लागत से अधिक होगा वहाँ शुल्कों के निर्धारण के लिए प्राधिकरण तथा किसी उचित स्वतंत्र एजेन्सी द्वारा यथाअनुमोदित अधिक व्यय पर विचार किया जाएगा।

बशर्ते कि ऐसे अत्यधिक व्यय, उत्पादक कम्पनी या उसके आपूर्तिकर्ता या ठेकेदारों पर आरोप्य नहीं होंगे।

इसके अतिरिक्त, जहाँ उत्पादक कम्पनी तथा लाभग्राही के बीच विद्युत क्रय के करार में पूँजी व्यय की सीमा निर्धारित हो, वहाँ शुल्क के उपभोग के लिए ऐसी सीमा से अधिक पूँजी व्यय नहीं होगा।

2.6 अस्थिर (इन्फर्म) विद्युत :

इन्फर्म विद्युत से तात्पर्य इकाई के वाणिज्यिक प्रचालन से पहले विद्युत विक्रय से है, इस प्रकार की बिक्री से प्राप्त

राजस्व (ईंधन लागत के अलावा) पूँजी व्यय में कमी के रूप में माना जाएगा तथा कुल राजस्व के रूप में नहीं माना जाएगा।

2.7 क्षमता (निर्धारित) अधिभारों का भुगतान

क्षमता भुगतान की गणना निम्न आधार पर की जाएगी तथा इसकी वसूली का सम्बन्ध उपलब्धता से होगा।

(क) ऋण पूँजी पर ब्याज :

तदनुसार प्राधिकरण तथा उचित स्वतंत्र एजेंसी द्वारा अनुमोदित वित्तीय पैकेज के अनुसार जैसी भी स्थिति हो अदायगी के कार्यक्रम पर ध्यान देते हुए ऋण पूँजी पर ब्याज की गणना बकाया ऋण पर की जाएगी।

(ख) अवमूल्यन

(1) अवमूल्यन के उद्देश्य से मूल्य का आधार सम्पत्ति की ऐतिहासिक लागत है।

अवमूल्यन की गणना, इस अधिसूचना के परिशिष्ट-II में संलग्न कार्यक्रम में उल्लिखित अवमूल्यन दर पर सीधी पद्धति के अनुसार वार्षिक गणना की जाएगी।

बशर्ते कि परियोजना के जीवन के दौरान कुल अवमूल्यन; अनुमोदित मूल लागत का 90% से अधिक नहीं होगा। अनुमोदित मूल लागत विदेशी विनिमय पर परिवर्तन के संदर्भ में अतिरिक्त पूँजीकरण में शामिल होगी।

(2) मंजूरी योग्य अवमूल्यन के अतिरिक्त, अवमूल्यन पर अग्रिम (ए.ए.डी.), जहाँ कहीं कार्यक्रम के अनुसार मंजूरी योग्य अवमूल्यन से मूल निर्धारित ऋण अदायगी अधिक होगी वहाँ अवमूल्यन पर अग्रिम देने की अनुमति होगी तथा इसकी गणना निम्नवत् होगी :-

अवमूल्यन पर अग्रिम - कार्यक्रम के अनुसार अवमूल्यन के 1/12वाँ भाग की निर्धारित सीमा के अधीन अवमूल्यन पर अग्रिम धनराशि सूची के अनुरूप अवमूल्यन।

यदि किसी अवमूल्यन के लिए उपयोगी जीवन पर आँकी

(4) अवमूल्यन पहले वर्ष के प्रचालन से वसूल किया जाएगा। यदि सम्पत्ति का प्रचालन वर्ष के एक भाग के लिए होता है तो ऐसी स्थिति में अवमूल्यन को आनुपातिक आधार पर वसूल किया जाएगा।

- (5) पर्यावरणीय सुरक्षा से संबंधित सम्पत्ति का अवमूल्यन, पूर्व शुल्क अवधि के दौरान पालन किए गए यथा निर्धारित पर्यावरणीय मानकों की शर्तों के अधीन टैरिफ का निर्धारण करते समय अलग-अलग मामले के आधार पर किया जाएगा।

(ग) इक्विटी पर अदायगी :

इक्विटी पर अदायगी का निर्धारण भुगतान तथा अंशदायी पूँजी के आधार पर होगा तथा ऐसी पूँजी का 16 प्रतिशत होगी।

व्याख्या :

इस परियोजना के वित्त पोषण के लिए विद्यमान सेवाएं, यदि कोई हों, के मुक्त आरक्षण के लिए सृजित अंश पूँजी तथा निवेश या आन्तरिक संसाधन जारी करते समय उत्पादन कम्पनी द्वारा जुटाए गए प्रीमियम को इक्विटी की अदायगी की गणना करने के लिए भुगतान की गई पूँजी के रूप में भी समझा जाएगा बशर्ते कि प्रीमियम की ऐसी धनराशि और आन्तरिक संसाधन उत्पादन स्टेशन की पूँजी व्यय को पूरा करने के लिए उपयोग किए जाते हों तथा इस प्राधिकरण द्वारा स्वीकृत तकनीकी आर्थिक स्वीकृति अनुमोदित वित्तीय पैकेज का एक भाग या कोई स्वतंत्र एजेंसी द्वारा अनुमोदित हो।

(घ) बीमा सहित प्रचालन एवं रख-रखाव व्यय

- (1) 1999-2000 के आधार वर्ष में पाँच वर्ष या उससे अधिक समय तक प्रचालन में रही एन.टी.पी. सी. एवं एन.एल.सी. के विद्यमान स्टेशनों के लिए बीमा सहित (ओ. एण्ड एम. व्यय के रूप में उल्लिखित) प्रचालन एवं रख-रखाव व्यय वास्तविक ओ. एण्ड एम. व्ययों के आधार पर किए जाएंगे तथा अपसामान्य ओ. एण्ड एम. व्यय, यदि कोई हों तो वर्ष (1995-96 से 1999-2000 के लिए घटाए जाएंगे जिन्हें सांविधिक लेखापरीक्षा द्वारा प्रमाणित करना होगा।

वर्ष 1995-96 में 1999-2000 के लिए वास्तविक ओ.एच.एम. व्ययों का औसत वर्ष 1997-98 के लिए ओ. एण्ड एम. व्ययों के रूप में समझा जाएगा तथा इसे आधार वर्ष 1995-2000 के ओ. एण्ड एम. व्ययों को पूरा करने के लिए प्रति वर्ष 10 प्रतिशत की दर से दो बार निम्नानुसार बढ़ाए जाएंगे :-

बी.ओ. एवं एम 2000 - ए.वी.ओ. एवं एम ग $(1.10)^2$

बी. ओ. एवं एम 2000 आई = उत्पादन स्टेशन के लिए वर्ष 1999-2000 के लिए आधार स्तर ओ एवं एम. व्यय

ए. वी. ओ. एवं एम = उत्पादन स्टेशनों के लिए 1995-96 से 1999-2000 तक औसत ओ. एवं एम व्यय

वर्ष 1999-2000 के लिए आधार ओ. एण्ड. एस. व्यय में सम्बद्ध वर्ष के लिए देय ओ. एण्ड. एम.

- व्यय को पूरा करने के लिए 6 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से और वृद्धि होगी।
- (2) पाँच वर्षों की अवधि में अस्तित्व में न रहे एन.टी.पी.सी. तथा एन.एल.सी. के नए तापीय स्टेशनों के मामले में आधार ओ. एवं एम. व्यय, प्रचालन वर्ष में प्राधिकरण तथा उचित स्वतंत्र अभिकरण द्वारा, जैसी भी स्थिति हो, अनुमोदित वास्तविक पूँजी लागत का 2.5% निर्धारित होंगे तथा इनसे आधार वर्ष 1999-2000 के लिए ओ एण्ड एम. व्ययों को पूरा करने के लिए बाद के वर्षों के लिए 10 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से वृद्धि होंगे। इसके बाद आधार ओ एवं एस व्यय में सम्बद्ध वर्ष के ओ. एवं एम. देय व्यय पूरा करने के लिए 6 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से और वृद्धि की जाएगी।
- (3) टैरिफ अवधि (2001-02 से 2003-04) के दौरान शुरू किए गए संयंत्रों के लिए प्रचालन एवं रख-रखाव व्यय, उसके शुरू होने वाले वर्ष में प्राधिकरण तथा उचित विलेख अभिकरण द्वारा जैसी भी स्थिति हो, अनुमोदित वास्तविक पूँजी लागत का 2.5 प्रतिशत निर्धारित होगा तथा बाद के वर्ष में 6 प्रतिशत वार्षिक दर से वृद्धि होगी।
- (4) प्रति वर्ष 6 प्रतिशत की वृद्धि का उपयोग प्रचालन एवं रख-रखाव कार्यों के मूल आँकड़ों को संशोधित करने के लिए किया जाएगा। वृद्धि कारक एवं परिवर्तन की गणना वास्तविक मुद्रा स्फीति के उन आँकड़ों से की जाएगी जो 6 प्रतिशत उपरोक्त अधिसूचित वृद्धि दर के 20 प्रतिशत के भीतर आते हैं (ये 6 प्रतिशत को 1.2 प्रतिशत आँकी गई है। ये सेवाओं/लाभग्राहियों द्वारा समायोजित किए जाएंगे। दूसरे शब्दों में वृद्धिकारक की गणना 4.8 से 7.2 के बीच में आने वाले समायोजन सेवाओं द्वारा किया जाना चाहिए। इस सीमा से अधिक होने वाला किसी प्रकार का परिवर्तन, औद्योगिक श्रमिकों के लिए सी.पी.आई. के सकल मूल्य सूचांक तथा डब्ल्यू पी आई के कुछ चुने हुये कम्पोनेटों का सूचांक (डब्ल्यू पी आई ओ एम) निम्न खण्ड(5) में दिए गए फार्मूले के अनुसार, जिसके लिए उपयोगकर्ता आयोग में आवेदन कर सकते हैं, का उपयोग कर वास्तविक वृद्धि कारक के आधार पर समायोजित किया जाएगा।
- (5) वार्षिक व्ययों में वृद्धि की गणना शुल्क अवधि के लिए प्रकाशित आँकड़ों से निम्नानुसार की जाएगी: -

$$0.4 \times \text{आई.एन.एफ.एल.}_{\text{सी.पी.आई.}} + 0.6 \times \text{आई.एन.एफ.एल.}_{\text{डब्ल्यू.पी.आई.ओ.एम.}}$$

जहाँ :

$$\text{आई.एन.एफ.एल.}_{\text{सी.पी.आई.}} = \text{सी.पी.आई.}_\text{आई.डब्ल्यू.पी.आई.} \text{ में वार्षिक औसत वृद्धि}$$

$$\text{आई.एन.एफ.एल.}_{\text{डब्ल्यू.पी.आई.ओ.एम.}} = \text{डब्ल्यू.पी.आई.ओ.एम. में वार्षिक औसत वृद्धि}$$

जहाँ कहीं सरकार द्वारा सी.पी.आई.आई.डब्ल्यू.पी.आई. सीधे प्रकाशित की जाती है, वहाँ उद्योग मंत्रालय द्वारा प्रकाशित होल सेल कीमतों पर असंकलित आँकड़ों से डब्ल्यू.पी.आई.ओ.एम. की गणना की जाएगी।

टिप्पणी

विद्युत उत्पादन सेवाओं के लिए होलसेल कीमत के विशेष सूचकांक को निम्नानुसार असंकलित डब्ल्यू.

पी.आई. श्रृंखला (1993-94 = 100) से चयनित सम्बद्ध घटक के औसत वजन के रूप में प्राप्त किया जा सकता है।

वस्तुएँ	भार
1. लुब्रीकेन्ट	0.16367
2. सूती कपड़ा	0.90306
3. जूट, सन एवं मेस्ता कपड़ा	0.37551
4. कागज एवं कागज उत्पाद	2.04403
5. रबर एवं प्लास्टिक उत्पाद	2.38819
6. बेसिक हेवी इन आर्गैनिक रसायन	1.44608
7. बेसिक हेवी आर्गैनिक रसायन	0.45456
8. पेंट वार्निश एवं लैक्चर	0.49576
9. टर्पेनटाइन, सिन्थेटिक रेसिन, प्लास्टिक सामग्री आदि	0.74628
10. विस्फोटक माचिस एवं अन्य रसायन	0.94010
11. गैर-घातुई खनिज उत्पाद	2.51591
12. मूल घातुई एलॉय एवं घातु उत्पादन	8.34186
13. मशीनरी एवं मशीन उपकरण	8.36331
14. यातायात उपकरण एवं पार्ट्स	4.29475
उपरोक्त सभी (डब्ल्यू.पी.आई.ओ.एम.)	33.47307

$$\text{डब्ल्यू. पी.आई.ओ.एम.} = \frac{\sum_{i=1}^{14} \text{डब्ल्यू.आई. डब्ल्यू.पी.आई.आई.}}{\sum_{i=1}^{14} \text{डब्ल्यू. आई.}}$$

यहाँ डब्ल्यू.पी.आई. आई. दी गई वस्तुओं का होल सेल मूल्य सूचांक और डब्ल्यू आई सम्बन्धित वस्तु का वजन है।

टिप्पणी :

देय प्रचालन एवं रख-रखाव व्ययों की गणना के लिए उपयोग में लाए जाने वाले आँकड़े सांवाधिक लेखा परीक्षा द्वारा स्पष्ट होने चाहिए।

(इ) कार्यकारी पूँजी पर व्यय

कार्यकारी पूँजी पर ब्याज में निम्न शामिल होंगे :-

(1) एक माह की ईंधन लागत तथा वास्तविक रूप से आरक्षित उचित ईंधन सामग्री लेकिन यह पिट शीर्ष

स्टेशनों पर पन्द्रह दिनों तथा गैर-पिट शीर्ष स्टेशनों पर तीस दिनों के लिए “लक्ष्य उपलब्धता” के अनुकूल लागू होगा।

- (2) “लक्ष्य उपलब्धता” के अनुकूल सहायक ईंधन आयल के लिए 60 दिन का स्टॉक।
- (3) एक माह के लिए प्रचालन एवं रख-रखाव व्यय (नकद)
- (4) विद्यमान स्पेअर का रख-रखाव पूँजी लागत के एक प्रतिशत के अधिकतम के अधीन लेकिन पहले पाँच वर्षों के लिए पहले ही पूँजी में परिणत प्रारम्भिक स्पेअरों के पाँचवें भाग के मूल्य से कम एक वर्ष की आवश्यकताओं से अधिक नहीं।
- (5) “लक्ष्य उपलब्धता” के आधार पर विद्युत की बिक्री के लिए दो माह के औसत बिल के समान प्राप्य।
- (6) इस प्रयोजन के लिए ब्याज दर, शुल्क लगाते समय विद्यमान नकदी-साख दें होंगी।

2.8 खण्ड 2.4 (1) में दिए गए “लक्ष्य उपलब्धता” पर पूर्ण निर्धारित अधिभार वसूल किए जाने योग्य होंगे। लक्ष्य उपलब्धता के स्तर से नीचे क्षमता (निर्धारित) अधिभारों की वसूली आनुपातिक आधार पर की जाएगी। शून्य उपलब्धता पर, कोई भी क्षमता अधिभार वसूल नहीं किया जाएगा।

2.9 क्षमता अधिभार का भुगतान आवंटित क्षमता के अनुपात में रुपये/कि.वाट/माह में मासिक आधार पर किया जाएगा।

2.10 ऊर्जा अधिभार

- (1) ए.बी.टी. के अन्तर्गत आने वाले स्टेशनों के लिए ऊर्जा

(परिवर्तनीय) अधिभारों में ईंधन लागत शामिल होगी तथा यह निम्न फार्मूले के अनुसार उत्पादन स्टेशन से बाहर भेजने के लिए निर्धारित एक्स-बस ऊर्जा पर पैसे प्रति कि० वाट घन्टा के आधार पर निकाली जाएगी :-

ऊर्जा अधिकार = ऊर्जा अधिभार की दर X निर्धारित उत्पादन (एक्स बस)

- (2) ए. बी. टी. के अन्दर शामिल न किए गए स्टेशनों के लिए

ऊर्जा (परिवर्तनीय) अधिभारों में ईंधन लागत शामिल होगी तथा यह निम्न फार्मूले के अनुसार उत्पादन स्टेशन से बाहर भेजने के लिए निर्धारित (एक्स बस) ऊर्जा उत्पादन पर पैसे प्रति कि० वाट घन्टा के आधार पर निकाली जाएगी।

ऊर्जा अधिभार = ऊर्जा अधिभारों की दर X भेजी गई ऊर्जा (एक्स. बस)

जहाँ,

ऊर्जा अधिभारों की दर (आरईसी.), एक किलो वाट घन्टा विद्युत आपूर्ति (एक्स.बस) के लिए प्राथमिक एवं संघटक ईंधन की आदर्श मात्रा की लागत का जोड़ होगी तथा इसकी गणना निम्नानुसार की जाएगी :-

$$\text{आरईसी.} = \frac{\text{पी}_{\text{पी}} \times (\text{क्यू}_{\text{पी}})_{\text{एन}} + \text{पी}_{\text{एस}} \times (\text{क्यू}_{\text{एस}})_{\text{एन}}}{1 - (\text{एयू.एक्स.})}$$

जहाँ,

$\text{पी}_{\text{पी}}$ = प्राथमिक ईंधन की कीमत अर्थात् कोयला या लिगनाइट या गैस या नाफथा रुपया प्रति किलो

$(\text{क्यू}_{\text{पी.एस.}})_{\text{एन}}$ = उत्पादन टर्मिनलों में किलों में कि०वाट घन्टा विद्युत उत्पादन के लिए अपेक्षित प्राथमिक ईंधन की मात्रा तथा इसकी गणना सकल स्टेशन ताप दर के आधार पर (कोयला, लिगनाइट आधारित स्टेशनों के लिए सहायक ईंधन तेलों द्वारा उत्पादित कम ताप) तथा कोयला लिगनाइट या गैस या नाफथा (वास्तव में प्रज्वलित) की सकल कैलोरी मान के आधार पर की जाएगी।

$\text{पी}_{\text{एस}}$ = रुपया प्रति मिली लीटर में गौण ईंधन तेलों की कीमत।

$(\text{क्यू}_{\text{एस.}})_{\text{एन}}$ = खण्ड 2.4 (5) जैसी भी स्थिति हो, के आधार पर गौण ईंधन तेलों की मात्रा।

(एयू.एक्स.) = खण्ड 2.4 (6), जैसी भी स्थिति हो, के आधार पर सहायक ऊर्जा खपत।

ईंधन के मूल्य या उष्णीय मान में परिवर्तन का समायोजन

प्रारंभ में कोयला/लिगनाइट या गैस या नाफथा की सकल कैलोरी मान प्रारंभिक तीन महीनों में वास्तविक आधार पर निकाला जाएगा। किसी प्रकार का परिवर्तन वास्तव में प्राप्त तथा प्रज्वलित कोयले/लिगनाइट या गैस या नाफथा के सकल कैलोरीमान के आधार पर तथा कोयला/लिगनाइट, तेल या गैस या नाफथा की खरीद के लिए उत्पादन कम्पनी द्वारा व्यय की गई वास्तविक लागत, जैसी भी स्थिति हो, के आधार पर समायोजित किया जाएगा। ईंधन की कीमतों के समायोजन के लिए आयोग के समक्ष अलग से याचिका दायर नहीं की जाएगी। कोई विवाद होने पर, व्यावसायिक आचरण विनियम-1999 के अनुसार उचित याचिका आयोग के समक्ष दायर की जाएगी।

2.11 प्रोत्साहन

- (1) 21.5 पैसे प्रति कि०वाट घन्टा की सीमा के अधीन प्रोत्साहन मानकीय पी.एल.एफ. तथा 90% पी.एल.एफ. के बीच उत्पादन के लिए मानकीय पी.एल.एफ. पर निर्धारित क्षमता अधिभार/कि०वाट घन्टा का 50 प्रतिशत की दर से वसूल किया जाएगा।

- (2) 90% पी.एल.एफ. से अधिक उत्पादन के लिए प्रारंभ में दिए गए खण्डों के तहत पेय प्रोत्साहन का 50 प्रतिशत की दर से प्रोत्साहन की वसूली की जाएगी।

2.12 आय पर कर

उत्पादन कम्पनी की मुख्य गतिविधि से होने वाली आय, यदि कोई हो, की गणना व्यय के रूप में की जाएगी, तथा इसकी वसूली लाभग्राहियों से उत्पादन कम्पनियों द्वारा की जाएगी।

कर की कम या अधिक वसूली होने पर उसका सांविधिक लेखा परीक्षक द्वारा दिए गए प्रमाण पत्र के आधार पर प्रत्येक वर्ष समायोजन किया जाएगा।

बशर्ते कि :-

- (1) मुख्य गतिविधियों से होने वाली आय की अपेक्षा किसी अन्य स्रोत से होने वाली आय पर कर, यदि कोई हो, उत्पादन कम्पनी को प्राप्त होती है तो, यह शुल्क में बाह्य घटक के रूप में नहीं माना जाएगा। इस प्रकार की अन्य आय पर कर, उत्पादन कम्पनी द्वारा देय होगा।
- (2) कर से पूर्व एक वर्ष के लिए अग्रिम रूप से आँके गए स्टेशन-वार लाभ, समस्त स्टेशनों के कारपोरेट कर की देयता का वितरण करने के लिए आधार होगा।
- (3) आयकर अधिनियम 1961 की धारा, के प्रावधानों के अनुसार, जहाँ लागू हो कर छूट का लाभ, संबंधित स्टेशन को दिया जाएगा।
- (4) आगे ले जाए गए हानियों के लिए क्रेडिट, यदि कोई हो, तो उसे बराबर आधार पर सभी स्टेशनों को वितरित किया जाएगा।
- (5) स्टेशनों को आवंटित कर, वार्षिक निर्धारित अधिभारों के रूप में समान अनुपात में लाभग्राहियों से वसूल किए जाएंगे।

2.13 विकास अधिभार

जैनेरेटिंग कम्पनी, उत्पादन के सम्बन्ध में क्षेत्रीय आधार पर हर बिल में 5% की दर से विकास अधिभार प्राप्त कर सकती है। यह विकास अधिभार, किसी राज्य के भीतर संयंत्र संचालन के लिए देय नहीं होगा। विकास अधिभार की उगाही निम्न शर्तों के अधीन होगी :-

- (क) सेवाओं द्वारा एकत्र किया गया अधिभार एक अलग बैंक खाते में रखा जाएगा और यह आई.डी.एफ. सी. या आई.डी.बी.आई. जैसे की छूट वाले मान्यता प्राप्त अवसंरचनात्मक निधियों की प्रतिभूति में निवेश किया जाएगा तथा उससे होने वाली आय बैंक के लेखा में जमा होगी।
- (ख) उत्पादन कम्पनी अपनी पुस्तिका में अलग लेखा का रख-रखाव करेगी तथा विकास अधिभार आरक्षित

लेखा में अधिशेष दर्शाएंगी तथा तुलन पत्र में उसके लिए किए गए निवेश को दर्शाएंगी।

- (ग) संस्थान की खरीद या अन्य कोई ऐसी फुटकर खरीद पर आरक्षित तथा उसके अनुरूप निवेश बाद के संस्थान को हस्तांतरित हो जाएगा ताकि नई धारिता में उन उद्देश्यों को प्राप्त किया जा सके।
- (घ) संबंधित क्षेत्र में किसी अतिरिक्त क्षमता के लिए अपेक्षित इक्विटी का एक तिहाई तक निधि का उपयोग किया जा सकता है तथा शेष दो तिहाई उत्पादन कम्पनियों द्वारा दिया जा रहा है।
- (ङ) नई क्षमता में इक्विटी का जिस सीमा तक उपयोग किया जाता है, नई परियोजना के शुल्कों के निर्धारण में इक्विटी पर वापसी के लिए आनुपातिक कटौती की जाती है।
- (च) इन निधियों के उपयोग के सम्बन्ध में, प्रत्येक वर्ष निर्धारित प्रपत्र में एक प्रमाण पत्र आयोग को प्रस्तुत किया जाएगा, जो उत्पादन कम्पनी के सांविधिक लेखा परीक्षा द्वारा सत्यापित होगा।
- (छ) इन निधियों का किसी दूसरे ढंग से उपयोग या तो आयोग का प्रार्थना पत्र पर अनुमोदन प्राप्त कर किया जा सकता है या प्रेरणा से लेकिन इसके लिए सी.ई.आर.सी. विनियम के अनुसार निर्धारित प्रक्रिया का अनुपालन करना होगा।

2.14 ए.बी.टी. के तहत शामिल स्टेशनों पर लागू अनियत विनियम शुल्क

वास्तविक उत्पादन/निकासी तथा नियत उत्पादन/निकासी में होने वाले अन्तर की गणना अनियत विनियम (यू.एन.) शुल्कों के माध्यम से की जाएगी। उत्पादन स्टेशन के लिए अनियत विनियम उसके वास्तविक उत्पादन के बराबर तथा उसके नियत उत्पादन से कम होगा। लाभग्राहियों के लिए अनियत विनियम, कुल वास्तविक निकासी के बराबर तथा उसकी कुल नियत निकासी से कम होगा। अनियत विनियम, प्रत्येक 15 मिनट के समय ब्लॉकों के लिए निकाला जाएगा। सभी प्रकार के अनियत विनियम करने का शुल्क समय ब्लॉक की औसत बारम्बारता तथा निम्न दरों के आधार पर लिया जाएगा :-

समय ब्लॉकों की औसत बारम्बारता	अनियत विनियम दर (पैसे प्रति किलो वाट घण्टा)
50.5 एच जेड और ऊपर	0.00
50.5 एच. जेड से नीचे और 50.48 एच जेड तक	5.60
49.04 एच. जेड नीचे तथा 49.02 एच जेड तक ऊपर	414.40
49.02 एच. जेड नीचे	420.00
50.5 एच. जेड तथा 49.02 एच.जेड. के बीच	0.02 एच जेड स्टेप में लीनियर

(उपर्युक्त सीमा में प्रत्येक 0.02 एच जेड स्टेप 5.6 पैसे प्रति कि० वाट घण्टा के बराबर है)

उपरोक्त बारम्बारता सीमा तथा अनियत विनियम दर, समय-समय पर जारी अलग अधिसूचना के माध्यम से परिवर्तनाधीन हैं।

अनियत विनियम से संबंधित प्रावधान, एबीटी. के कार्यान्वयन के बाद निम्न समय सारिणी के अनुसार लागू होंगे :-

दक्षिणी क्षेत्र	: 01-04 -2001
पूर्वी क्षेत्र	: 01-05 -2001
उत्तरी क्षेत्र	: 01-06 -2001
पश्चिमी क्षेत्र	: 01-08 -2001

2.15 रियायत

सार्व पत्र द्वारा बिल का भुगतान करने के लिए 2.5 प्रतिशत की रियायत देने की अनुमति होगी। यदि उत्पादन कम्पनी द्वारा सार्व पत्र के अनिवार्य अन्य माध्यम से भुगतान किया जाता है लेकिन यह भुगतान बिल भेजने के एक माह के भीतर किया जाता है तो 1 प्रतिशत छूट की अनुमति होगी।

2.16 विलम्ब से भुगतान करने पर अधिकार

बिल जारी करने की तिथि से एक माह की अवधि के बिल के भुगतान में लाभग्राहियों द्वारा अधिक विलम्ब करने पर उत्पादन कम्पनी द्वारा 1.5 प्रतिशत की दर से विलम्ब-भुगतान अधिभार वसूल किया जाएगा।

2.17 अनुसूची तैयार करना

(इसे अनुसूची तैयार करने के लिए प्रक्रिया सम्बन्धी आई.ई.जी.सी. के अध्याय-7 के साथ पढ़ा जाएगा)

अनुसूची की पद्धति तथा उपलब्धता गणना की पद्धति इस प्रकार होगी :-

(1) प्रत्येक दिन शून्य घन्टे से शुरू होकर, 15 मिनट के 96 समय खण्डों में विभाजित होगा।

(2) उत्पादक, अपने उत्पादन स्टेशन की क्षमता की अग्रिम घोषणा करेगा। यह घोषणा उस क्षमता के लिए की जाएगी जो वास्तव में उपलब्ध हो सकेगी।

यह घोषणा, उत्पादन स्टेशन की क्षमता के लिए होगी ताकि दिन के प्रत्येक समय खण्ड के लिए एक्स-बस मेगावाट प्रति घन्टा आपूर्ति की जा सके। उत्पादक द्वारा यथा घोषित क्षमता, डी.सी. के रूप में यथा उल्लिखित, उत्पादन अनुसूची के आधार पर होगी।

(3) घोषित क्षमता की घोषणा या उसे संशोधित करते हुए, उत्पादक यह सुनिश्चित करेगा कि उसके द्वारा घोषित क्षमता व्यस्ततम समय के दौरान अन्य समय की तुलना में कम नहीं होगी। तथापि, ऐसे

मामलों में जब यूनिट ट्रिप करे उसका पुनः समक्रमण हो जिसके परिणामस्वरूप यूनिट के बल का लोप हो जाए।

- (4) उत्पादन अनुसूची, आई.ई.जी.सी. में दिए गए अनुसार, प्राचालन प्रक्रिया के अनुपालन में तैयार की जाएगी।
- (5) उत्पादन की घोषणा के आधार पर, आर.एल.डी.सी., लाभग्राहियों की अपने शेयरों की सूचना देना जिसमें वे अपनी मांग देगे।
- (6) लाभग्राहियों द्वारा दी गई मांग के आधार पर तथा उत्पादन के परिवर्तन पर तकनीकी संसाधनों और ट्रांसमिशन प्रणाली की कठिनाईयों, यदि कोई हो, पर ध्यान देते हुए आर.एल.डी.सी., विपक्षी अनुकूल उत्पादन अनुसूची तथा निकासी अनुसूची तैयार करेगी तथा उसकी सूचना लाभग्राहियों एवं उत्पादकों को देगी।

आर.एल.डी.सी., दीर्घकालीन एवं अल्पकालीन (दैनिक अनुसूची) दोनों की फुटकर आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए क्रियाविधि तैयार करेगी।

- (7) अनुसूची उत्पादन एवं वास्तविक उत्पादन, उत्पादक के एक्स-बस पर होगा। लाभग्राहियों के लिए, नियत एवं वास्तविक कुल निकासी उनके सम्बन्ध प्राप्ति स्थल पर होंगे।
- (8) लाभग्राहियों की कुल निकासी समय की गणना करने के लिए ट्रांसमिशन हानि को उनकी निकासियों में बराबर बांटा जाएगा।
- (9) एस.जी. के रूप में उल्लिखित, प्रत्येक समय खण्ड के लिए उत्पादन स्टेशन के नियत उत्पादन का तात्पर्य उत्पादन स्टेशन से बाहर भेजने के लिए निर्धारित मेगावाट घन्टा है।
- (10) ए.जी. के रूप में उल्लिखित, प्रत्येक समय खण्ड के लिए स्टेशन के वास्तविक उत्पादन से तात्पर्य उत्पादन स्टेशन से वास्तव में बाहर भेजे जाने वाला वास्तविक मेगावाट घन्टा है।
- (11) किसी इकाई का बल लोप हो जाने पर, आर.एल.डी.सी., संशोधित घोषित क्षमता के आधार पर अनुसूची को संशोधित करेगा। संशोधित अनुसूची चौथे समय खण्ड से प्रभावित होगी, सगव खण्ड की गणना उत्पादक द्वारा संशोधन के लिए दिए गए परामर्श से होगी, इसे पहला समय खण्ड माना जाएगा। संशोधित घोषित क्षमता भी चौथे टाइम ब्लॉक से प्रभावी होगी।
- (12) किसी समस्या, लोप, ट्रांसमिशन प्रणाली में खराबी या बाधा आने, सम्बद्ध विद्युतार्थ तथा रीजियन के स्वामित्व वाले उप-केन्द्रों (आर.एल.डी.सी. द्वारा प्रमाणित) में बाधा आने पर जब उत्पादन न करेगी

- करना आवश्यक हो जाए तो, आर.एल.डी.सी. अनुसूची को संशोधित करेगा। यह चौथे समय खण्ड से प्रभावी होगा, इसकी गणना, उस समय खण्ड से की जाएगी जब विद्युत आपूर्ति में बाधा आएगी। ऐसे मामले में, प्रथम, द्वितीय एवं तृतीय समय खण्ड में, स्टेशन का निर्धारित उत्पादन, वास्तविक उत्पादन के बराबर करने के लिए संशोधित किया जाएगा तथा लाभग्राहियों की निर्धारित निकासी भी वास्तविक निकाली के बराबर करने के लिए संशोधित होगी।
- (13) किसी गिड में व्यवधान पैदा होने पर सभी उत्पादन स्टेशनों का निर्धारित उत्पादन एवं सभी लाभग्राहियों की निर्धारित निकासी, गिड में व्यवधान आने से प्रभावित सभी समय खण्डों के लिए उनके वास्तविक उत्पादन/निकासी के बराबर करने के लिए संशोधित की जाएगी। गिड में व्यवधान आने और उसके समय का प्रमाण आर.एल.डी.सी. द्वारा देना होगा।
- (14) उत्पादक(कों) द्वारा घोषित क्षमता का संशोधन तथा उस दिन की शेष अवधि के लिए लाभग्राहियों की मांग अग्रिम सूचना द्वारा दी जा सकती है। ऐसे मामलों में, संशोधित अनुसूची/घोषित क्षमता, छठे समय खण्ड से प्रभावी होगी, इसकी गणना उस समय से की जाएगी, जब आर.एल.डी.सी. में संशोधन के लिए अनुरोध प्राप्त होगा।
- (15) यदि किसी भी समय, आर.एल.डी.सी. यह पाती है कि उचित प्रचालन प्रणाली के लिए अनुसूची में संशोधन करने की आवश्यकता है, यह स्वयं ऐसा कर सकती है तथा ऐसे मामले में, संशोधित अनुसूची चौथे समय खण्ड से प्रभावित होगी, इसकी गणना, आर.एल.डी.सी. द्वारा जारी संशोधित अनुसूची के समय से, उसे प्रथम समय खण्ड मानते हुए की जाएगी।
- (16) आर.एल.डी.सी. द्वारा जारी/संशोधित उत्पादन अनुसूची तथा निकासी अनुसूची, संचार सफलता का लिहाज किए बगैर ही निर्धारित समय-खण्ड से प्रभावी होंगी।
- (17) निर्धारित उत्पादन का संशोधन तथा कार्योत्तर समझे जाने वाला संशोधन करने के लिए, लाभग्राहियों के निर्धारित निकासी के अनुरूप संशोधन किया जाएगा।
- (18) समय मान को ध्यान में रखते अनुसूची में परिवर्तन करने सम्बन्धी सूचना दर्ज करने के लिए सी. टी.यू. द्वारा प्रक्रिया तैयार करनी होगी।

2.18 घोषित क्षमता का प्रदर्शन

उत्पादन स्टेशन जिस क्षेत्र में स्थित है, उस क्षेत्र के आर.एल.डी.सी. द्वारा जब कभी भी यह कहा जाएगा कि उत्पादन कम्पनी अपने उत्पादन स्टेशनों की घोषित क्षमता का प्रदर्शन करे तो वे घोषित क्षमता का प्रदर्शन करें तो वे घोषित क्षमता प्रदर्शित कर सकते हैं। घोषित क्षमता का प्रदर्शन करते समय जनरेटर के बन्द हो

जाने पर, जर्नेटर के कारण हुए क्षमता अधिभार दण्ड के रूप में कम किए जाएंगे। एक दिन में किसी समय/समय-खण्ड के लिए पहली गलत घोषणा के लिए दण्ड, आने वाले दो दिनों के निर्धारित अधिभारों के बराबर वसूल किया जाएगा। दूसरी गलत घोषणा के लिए दण्ड, चार दिनों के लिए निर्धारित अधिभार के बराबर होगा और बाद की गलत-घोषणा के लिए, आयोग के आदेश के अनुसार, दण्ड ज्यामीतीय क्रम में गुणात्मक रूप में लगाया जाएगा।

टिप्पणी :

यदि यह पाया जाता है कि उत्पादक द्वारा अपनी क्षमता की घोषणा कम और कट की गई है तथा वास्तविक उत्पादन डी.सी. की तुलना में अधिक है, तो ऐसी स्थिति में, ऐसे अतिरिक्त उत्पादन को ध्यान में रखते हुए, जर्नेटर के कारण हुए यू.एन. अधिभार, कम करके शून्य कर दी जाएंगी तथा इस स्थिति में क्षमता के अनुपात में यह धनराशि लाभग्राहियों के यू.एन. लेखा में जमा कर दी जाएगी।

2.19 मीटरिंग तथा गणना करना

संस्थापन, परीक्षण तथा प्रचालन सहित मीटर की व्यवस्था करना तथा मीटर का रखरखाव एवं संग्रहण, परिवहन एवं ऊर्जा एक्स-रेंजों की गणना तथा 15 मिनट समय खण्ड के आधार पर औसत बारम्बारता की व्यवस्था पावरग्रिड/आर.एल.डी.सी. द्वारा की जाएगी। मीटरों के संसाधित आँकड़ों के साथ-साथ घोषित क्षमता तथा अनुसूची आदि से संबंधित आँकड़ों की आर.एल.डी.सी. द्वारा आई.बी. को आपूर्ति की जाएगी तथा आर.ई.बी. मासिक आधार पर ऊर्जा से संबंधित क्षेत्रीय लेखों के साथ-साथ यू.एन. शुल्कों को जारी करेगा। यू.एन. की गणना प्रक्रिया आयोग के आदेश द्वारा शापित की जाएगी।

2.20 बिल तैयार करना तथा क्षमता शुल्कों का भुगतान

बिल तथा क्षमता शुल्कों का भुगतान निम्न प्रकार मासिक आधार पर किया जाएगा :-

- (1) प्रत्येक लाभग्राही, स्टेशन की कुल बिक्री योग्य क्षमता में उसके प्रतिशत अंश के अनुपात में, क्षमता शुल्कों का भुगतान करेगा। बिक्री कर क्षमता का तात्पर्य गृह राज्य (राज्यों), यदि कोई हो तो कुल क्षमता ऋण (माइनस) स्वतंत्र क्षमता से है।

टिप्पणी-1

केन्द्रीय क्षेत्र के स्टेशनों की कुल क्षमता का आवंटन केन्द्र सरकार द्वारा समय-समय पर किया जाता है, इसका गैर-आवंटन भाग भी होता है, गैर आवंटन भाग के लिए आवंटन, केन्द्र सरकार द्वारा समय-समय पर, कुल गैर-आवंटित क्षमता के लिए किया जाता है। किसी लाभग्राही की कुल क्षमता शेयर, गैर-आवंटित भाग को छोड़कर क्षमता शेयर तथा आवंटन के जोड़ के बराबर होगा। केन्द्र सरकार द्वारा गैर-आवंटित विद्युत का विशेष

वितरण न करने पर यथा आवंटित शेयरों के अनुपात में आवंटित शेयरों में गैर आवंटित शेयरों को जोड़ दिया जाएगा।

टिप्पणी-2

- लाभग्राही, क्षेत्र के भीतर/बाहर अन्य राज्यों को अपने आवंटित शेयर का भाग देने के लिए प्रस्ताव कर सकता है, ऐसे मामले में, विद्युत आपूर्ति की तकनीकी व्यावहारिकता पर निर्भर करते हुए तथा शेयर हस्तांतरण के लिए क्षेत्र के भीतर तथा बाहर अन्य राज्य के साथ उत्पादक कम्पनी द्वारा विशेष करार करने पर, लाभग्राही के शेयर, विशेष अवधि के लिए केन्द्रीय उत्पादन एजेन्सी द्वारा पुनः आवंटित किए जा सकते हैं। जब ऐसा पुनः आवंटन किया जाता है। शेयर को देने वाला लाभग्राही, दिए गए शेयर के लिए क्षमता शुल्क का भुगतान नहीं करेगा सौंपी गई क्षमता के लिए क्षमता शुल्क एवं उपरोक्त पुनः आवंटित क्षमता के लिए क्षमता शुल्क उस राज्य द्वारा दिया जाएगा जिसे त्यागी गई क्षमता आवंटित की जाती है। केवल, जैसा कि ऊपर उल्लेख किया गया है, क्षमता के पुनः आवंटन अवधि के लिए उत्पादन स्टेशन के लाभग्राही, आवंटित क्षमता शेयरों के अनुसार पूर्ण निर्धारित शुल्क देंगे।
- (2) लाभग्राहियों को अपने क्षमता शेयरों का उपयोग करने के लिए किसी भी प्रकार का लेन-देन करने की पूर्ण स्वतंत्रता होगी। ऐसे मामलों में, ऐसे लाभग्राही जिनके पास उत्पादन स्टेशन की क्षमता में आवंटन है, उन्हें अपने क्षमता शेयरों से नियत और अनियत सभी प्रकार से कारोबार के लिए क्षमता शुल्क तथा ऊर्जा शुल्क (उनके द्वारा किए गए व्यावसायिक वार्ता के तहत विद्युत बिक्री सहित) का पूर्ण भुगतान करना होगा।
- (3) यदि कोई ऐसी क्षमता है, जिसकी दिन प्रति-दिन के प्रचालन में मांग नहीं की जाती है तो ऐसे मामले में आर.एल.डी.सी., क्षेत्र के लाभग्राहियों तथा अन्य आर.एल.डी.सी. को परामर्श देगी ताकि इस प्रकार की क्षमता की, उत्पादन कम्पनी/लाभग्राहियों के साथ द्विपक्षीय वार्ता कर मांग की जा सकती है। इसकी सूचना आर.एल.डी.सी. को दी जानी होती है।
- (4) उत्पादक के क्षेत्र के बाहर रहने वालों सहित लाभग्राहियों द्वारा प्रत्येक माह निम्न फार्मूले के अनुसार क्षमता शुल्क देय होगा :-

उत्पादक को देने के लिए कुल क्षमता शुल्कों के लिए :-

पहले माह	=	$(1 \times \text{ए.सी.सी0 1})/12$
दूसरे माह	=	$(2 \times \text{ए.सी.सी0 2} - 1 \times \text{ए.सी.सी0 1})/12$
तीसरे माह	=	$(3 \times \text{ए.सी.सी0 3} - 2 \times \text{ए.सी.सी0 2})/12$
चौथे माह	=	$(4 \times \text{ए.सी.सी0 4} - 3 \times \text{ए.सी.सी0 3})/12$

पाँचवे माह	=	(5 X ए.सी.सी0 5 - 4 X ए.सी.सी0 4) / 12
छठे माह	=	(6 X ए.सी.सी0 6 - 5 X ए.सी.सी0 5) / 12
सातवें माह	=	(7 X ए.सी.सी0 7 - 6 X ए.सी.सी0 6) / 12
आठवाँ माह	=	(8 X ए.सी.सी0 8 - 7 X ए.सी.सी0 7) / 12
नौवां माह	=	(9 X ए.सी.सी0 9 - 8 X ए.सी.सी0 8) / 12
दसवां माह	=	(10 X ए.सी.सी0 10 - 9 X ए.सी.सी0 9) / 12
ग्यारहवां माह	=	(11 X ए.सी.सी0 11 - 10 X ए.सी.सी0 10) / 12
बारहवां माह	=	(12 X ए.सी.सी0 12 - 11 X ए.सी.सी0 11) / 12

और उत्पादन स्टेशन की क्षमता में निश्चित आबंटन वाले प्रत्येक लाभग्राही को देना होगा :-

पहले माह	=	(ए.सी.सी. 1 X डब्ल्यू.बी 1) / 1200
दूसरे माह	=	(2 X ए.सी.सी.2 X डब्ल्यू.बी 2 - 1 X ए.सी.सी. 1 X डब्ल्यू.बी 1) / 1200
तीसरे माह	=	(3 X ए.सी.सी.3 X डब्ल्यू.बी 3 - 2 X ए.सी.सी. 2 X डब्ल्यू.बी 2) / 1200
चौथे माह	=	(4 X ए.सी.सी.4 X डब्ल्यू.बी 4 - 3 X ए.सी.सी. 3 X डब्ल्यू.बी 3) / 1200
पाँचवे माह	=	(5 X ए.सी.सी.5 X डब्ल्यू.बी 5 - 4 X ए.सी.सी. 4 X डब्ल्यू.बी 4) / 1200
छठे माह	=	(6 X ए.सी.सी.6 X डब्ल्यू.बी 6 - 5 X ए.सी.सी. 5 X डब्ल्यू.बी 5) / 1200
सातवें माह	=	(7 X ए.सी.सी.7 X डब्ल्यू.बी 7 - 6 X ए.सी.सी. 6 X डब्ल्यू.बी 6) / 1200
आठवाँ माह	=	(8 X ए.सी.सी.8 X डब्ल्यू.बी 8 - 7 X ए.सी.सी. 7 X डब्ल्यू.बी 7) / 1200
नौवाँ माह	=	(9 X ए.सी.सी.9 X डब्ल्यू.बी 9 - 8 X ए.सी.सी. 8 X डब्ल्यू.बी 8) / 1200
दसवाँ माह	=	(10 X ए.सी.सी.10 X डब्ल्यू.बी 10 - 9 X ए.सी.सी. 9 X डब्ल्यू.बी 9) / 1200
ग्यारहवां माह	=	(11 X ए.सी.सी.11 X डब्ल्यू.बी 11 - 10 X ए.सी.सी. 10 X डब्ल्यू.बी 10) / 1200
बारहवां माह	=	(12 X ए.सी.सी.12 X डब्ल्यू.बी 12 - 11 X ए.सी.सी. 11 X डब्ल्यू.बी 11) / 1200

यहाँ

ए.सी.सी.पी.1, ए.सी.सी.2, ए.सी.सी.3, ए.सी.सी.3, ए.सी.सी.4, ए.सी.सी.5, ए.सी.सी.6, ए.सी.सी.7, ए.सी.सी.8, ए.सी.सी.9, ए.सी.सी.10, ए.सी.सी.11 एवं ए.सी.सी.12 वार्षिक क्षमता शुल्क की राशि है जो क्रमशः प्रथम, द्वितीय, तृतीय, चतुर्थ, पांचवां, छठवां, सातवां, आठवां, नौवां, दसवां, ग्यारवां तथा बारहवां माह की समाप्ति तक संचयी अवधि के लिए उपलब्धता के अनुरूप है।

तथा डब्ल्यू वी.1, डब्ल्यू वी.2, डब्ल्यू वी.3, डब्ल्यू वी.4, डब्ल्यू वी.5, डब्ल्यू वी.6, डब्ल्यू वी.7, डब्ल्यू वी.8, डब्ल्यू वी.9, डब्ल्यू वी.10, डब्ल्यू वी.11, डब्ल्यू वी.12, क्रमशः पहले, दूसरे, तीसरे, चौथे, पांचवें, छठे, सातवें, आठवें, नौवें, दसवें, ग्यारहवें एवं बारहवें माह तक संचयी अवधि के दौरान लाभग्राहियों को आवंटित क्षमता शेयरों का कुल औसत प्रतिशत है।

और,

वर्ष से तात्पर्य वित्तीय वर्ष है,

जब विज्ञप्ति के अनुसार शुल्क परिवर्तन का माह वित्तीय वर्ष का पहला माह नहीं होगा तो ऐसी स्थिति में, परिवर्तन से पूर्व उस वर्ष के लिए (उपलब्धता'' वास्तविक उत्पादन तथा छोड़े ए (बीचिंग डाऊन) के आधार पर "संभावित पी0एल0एफ0" निर्धारित किया जाएगा तथा लाभग्राही का आवंटित क्षमता शेयर का कुल औसत प्रतिशत स्टेशन से कुल निकासी के बराबर होगा (क्षेत्रीय ऊर्जा गणना के अनुसार) जो कुल एक्स-बस उत्पादन के प्रतिशत के रूप में व्यक्त होगा। परिवर्तन से पूर्व की अवधि के लिए क्षमता शुल्कों का भुगतान परिवर्तन की तिथि तक लागू शुल्क तथा आनुपातिक प्रोत्साहन, जो भी लागू हो, के अनुसार विनियामित किया जाएगा। शुल्क में परिवर्तन के बाद वाले माह के लिए क्षमता शुल्क का भुगतान इस आदेश के अनुसार उपरोक्त फार्मूले के अनुरूप किया जाएगा।

अध्याय-3

जल विद्युत उत्पादक केन्द्र

3.1 परिभाषा : इस अध्याय के उद्देश्य से जब तक कि इस संदर्भ में अन्यथा अपेक्षित न हो,

‘वास्तविक ऊर्जा’ :- का तात्पर्य किसी विशेष अवधि (दिन, वर्ष आदि) में संयंत्र द्वारा उत्पादित वास्तविक ऊर्जा की मात्रा है। वास्तविक ऊर्जा का मापन “एक्स-बस” होगा तथा यह स्टेशन बस बार से बाहर भेजी गई ऊर्जा होगी।

‘प्राधिकरण’ :- का तात्पर्य विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम, 1948 की धारा-3 के तहत गठित केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण से है।

‘सहायक स्वपत’ :- का तात्पर्य परियोजना के सहायक उपकरणों द्वारा स्वपत की गई ऊर्जा की मात्रा से है।

‘क्षमता सूचांक’ :- का तात्पर्य एक वर्ष तक दैनिक क्षमता का औसत से है।

‘दैनिक क्षमता सूचांक’ :- का तात्पर्य एक दिन के लिए अत्यधिक उपलब्ध क्षमता की तुलना में घोषित क्षमता का प्रतिशत से है।

$$\text{घोषित क्षमता सूचांक} = \frac{\text{घोषित क्षमता (मेगावाट)}}{\text{अधिकतम उपलब्ध क्षमता (मेगावाट)}} \times 100$$

‘घोषित क्षमता (मेगावाट)’ :- का तात्पर्य उत्पादक द्वारा यथाघोषित दूसरे दिन न्यूनतम समय में, उपलब्ध क्षमता से है। व्यस्ततम समय 24 घण्टे की अवधि में तीन घण्टों से कम नहीं होगा।

‘घोषित ऊर्जा’ :- का तात्पर्य, उत्पादक द्वारा यथा घोषित आगामी 24 घण्टों की अवधि में संयंत्र में उत्पादित कुल अपने से है।

‘आँका गया उत्पादन’ :- का तात्पर्य उस उत्पादन से है, जिसका उत्पादन करने के लिए उत्पादन स्टेशन सक्षम है परन्तु उत्पादक के नियंत्रण के बाहर ग्रिड/विद्युत प्रणाली के कारण जिसका उत्पादन नहीं हो सका है तथा इनके परिणाम स्वरूप जल का रिसाव होता है।

‘अभिकल्पित ऊर्जा’ :- का तात्पर्य ऊर्जा की उस मात्रा से है जिसमें स्टेशन की संस्थापित क्षमता के 95 प्रतिशत सहित वर्ष में 90 प्रतिशत विश्वसनीय उत्पादन हो।

व्याख्या :- उपलब्ध जल वैज्ञानिक आँकड़ों वाले वर्षों में कुल ऊर्जा उत्पादन (एन. वर्ष) को आरोही क्रम में व्यवस्थित किया जाता है, इस [(एन + 1) × 0.9]th वर्ष का अर्थ 90 प्रतिशत विश्वसनीय वर्ष से है, 90 प्रतिशत विश्वसनीय

वर्ष वह वर्ष है, जिसमें इस स्कीम के प्रचालन की संभावित अवधि के 90 प्रतिशत से अधिक या लगभग उसके समान वार्षिक ऊर्जा उत्पादन को।

- (क) प्राधिकरण के तकनीकी-आर्थिक स्वीकृति में निर्धारित अभिकल्पित ऊर्जा पर शुल्क के निर्धारण के लिए विचार किया जाएगा।
- (ख) बहु-इकाई वाली परियोजनाओं के मामले में, इकाईयों के शुरू होने पर लागू अभिकल्पित ऊर्जा, अधिकरण के तकनीकी-आर्थिक स्वीकृति में सम्बन्धित इकाई के लिए निर्धारित की जाएगी।
- (ग) प्राधिकरण के उपलब्ध होने योग्य अतिरिक्त जल वैज्ञानिक आँकड़ों तथा जल के संयुक्त उपयोग सहित ऊपरी धारा पर स्थित परियोजनाओं के शुरू होने तथा पूर्ण होने की अद्यतन स्थिति पर विचार करने के लिए परियोजना के पूर्ण होने पर नियोजित ऊर्जा की समीक्षा करनी चाहिए।
- (घ) यह प्राधिकरण, जब कभी भी प्राधिकरण की जानकारी में ऊपरी घाटा के जल के स्वतन्त्र उपयोग में परिवर्तन या आपके बहने सम्बन्धी सूचना लाई जाती है तो वह परियोजना के शुरू होने के बाद अभिकल्पित ऊर्जा की समीक्षा कर सकता है।
- (ङ) वर्तमान में उपयोग की जा रही अभिकल्पित ऊर्जा को शुल्क परियोजना के लिए उपयोग किया जाता रहेगा, तथापि इस अधिसूचना को जारी करने की तिथि से 2 वर्ष की अवधि के भीतर सभी विद्यमान परियोजनाओं की अभिकल्पित ऊर्जा का प्राधिकरण समीक्षा करते हैं।

‘इनफर्म विद्युत’ :- का तात्पर्य उत्पादन इकाई के व्यावसायिक प्रचालन से पूर्व विद्युत की बिक्री से है।

‘संस्थापित क्षमता’ :- का तात्पर्य एक स्टेशन में उत्पादन इकाईयों की नाम पट्ट क्षमता के संकलन या ऊँची दर, कम दर को ध्यान में रखते हुए जो भी लागू हो, पर समय-समय पर विचार करने के लिए प्राधिकरण के परामर्श में यथानिर्धारित क्षमता का संकलन है।

‘अधिकतम उपलब्ध क्षमता (मेगावाट)’ :- का तात्पर्य जल स्तरों, प्रवाहों तथा 100% खुले द्वारों की मौजूदा दशाओं के तहत सभी चल रही इकाईयों से उत्पादित संयंत्र की अधिकतम क्षमता से है। व्यस्ततम समय, 24 घन्टे की अवधि में तीन घन्टों से कम नहीं होगा।

‘प्राथमिक ऊर्जा’ :- का तात्पर्य किसी स्टेशन में वास्तव आधार पर अभिकल्पित ऊर्जा की तुलना में उत्पादित ऊर्जा की मात्रा से है।

‘परियोजना’ :- में बांध, इनटेक, जल कन्डक्टर प्रणाली, विद्युत स्टेशन, विद्युत उत्पादन की तुलना में इस स्कीम की उत्पादन इकाईयों जैसे सभी घटकों सहित पूर्ण जल विद्युत उत्पादन सुविधाएं आती हैं।

‘बिक्री योग्य प्राथमिक ऊर्जा’ :- का तात्पर्य गृह राज्य को मुफ्त ऊर्जा की अनुमति देने के बाद बिक्री के लिए उपलब्ध प्राथमिक ऊर्जा की मात्रा से है।

‘बिक्री योग्य गौण ऊर्जा’ :- का तात्पर्य गृह राज्य को मुफ्त ऊर्जा की अनुमति देने के बाद बिक्री के लिए उपलब्ध गौण ऊर्जा की मात्रा से है।

‘नियत ऊर्जा’ :- का तात्पर्य, आर.एल.डी.सी. द्वारा निर्धारित आगामी 24 घण्टे की अवधि में संयंत्र पर उत्पादन की जाने वाली ऊर्जा की मात्रा से है।

‘गौण ऊर्जा’ :- से तात्पर्य स्टेशन में वार्षिक आधार पर अभिकल्पित ऊर्जा से अधिक उत्पादित ऊर्जा की मात्रा से है।

‘स्टेशन’ :- से तात्पर्य एक ऐसे जल विद्युत उत्पादक केन्द्र से है, जिसमें रिवर्सिबल इकाई सहित एक या उससे अधिक जल विद्युत पैदा करने वाली इकाईयाँ संस्थापित हैं।

3.2 प्रचालन के मापदण्ड

प्रचालन के मापदण्ड इस प्रकार हैं :-

(1) **मानक क्षमता सूचकांक :-** 85 प्रतिशत

(2) **सहायक स्वपत :-**

(क) सतही जल विद्युत स्टेशन जिनमें जनरेटर के शीर्ष पर लगाए गए चक्करदार उद्दीपक = विद्युत उत्पादन का 0.2 प्रतिशत।

(ख) सतही जल विद्युत स्टेशन जिसमें स्टेटिक एक्साइटेशन प्रणाली है = उत्पादित ऊर्जा का 0.5 प्रतिशत।

(ग) भूमिगत जल विद्युत स्टेशन जिनमें जनरेटर के शाफ्ट पर चक्करदार उद्दीपक लगा हो = उत्पादित ऊर्जा का 0.4 प्रतिशत।

(घ) भूमिगत जल विद्युत केन्द्र, स्टेटिक एक्साइटेशन के साथ = विद्युत उत्पादन का 0.7 प्रतिशत।

(3) **ट्रांसफरमेशन में होने वाली क्षति :-**

(उत्पादन वोल्टेज से ट्रांसमिशन वोल्टेज तक) उत्पादित ऊर्जा का 0.5 प्रतिशत।

(4) **व्यावसायिक प्रचालन की तिथि :-**

सिक्रोनाइजेशन की तिथि से 15 दिन से अधिक नहीं होना चाहिए।

3.3 पूँजीगत व्यय

इस परियोजना के पूँजीगत व्यय का प्राधिकरण की तकनीक-आर्थिक स्वीकृति में निर्धारित अनुमोदित वित्तीय पैकेज या उचित स्वतंत्र इकाई द्वारा यथा अनुमोदित, जैसी भी स्थिति हो, के अनुसार वित्त पोषण किया जाएगा। इस पूँजीगत लागत में पूँजीकृत प्रारम्भिक उपकरणों की उचित धनराशि शामिल की जाएगी।

इस परियोजना के पूरा होने में वास्तव में व्यय की गई पूँजी के आधार पर शुल्कों का निर्धारण किया जाए, कहीं-कहीं अनुमोदित परियोजना लागत की तुलना में वास्तविक व्यय अधिक होगा, वही प्राधिकरण तथा उचित स्वतंत्र अतिकरण द्वारा यथा अनुमोदित अधिक व्यय पर शुल्कों के निर्धारण के लिए विचार किया जाएगा।

बशर्ते कि इस प्रकार का अधिक व्यय उत्पादक कम्पनी या आपूर्तिदाताओं या ठेकेदारों पर नहीं लगाया जाएगा।

बशर्ते कि जहाँ उत्पादक कम्पनी तथा लाभग्राहियों के बीच विद्युत क्रय करार हुआ हो वहाँ पूँजीगत व्यय की सीमा की व्यवस्था है, यह पूँजीगत व्यय, शुल्क की गणना के लिए ऐसी सीमा से अधिक नहीं होगा।

3.4 इन्फर्म विद्युत :-

इन्फर्म विद्युत की बिक्री से प्राप्त राजस्व को पूँजीगत मत व्यय में कभी नहीं माना जाएगा तथा सकल राजस्व के रूप में नहीं माना जाएगा।

3.5 वार्षिक शुल्कों की गणना :-

एक जल विद्युत स्टेशन से विद्युत की बिक्री के लिए इस द्वि-भागीय शुल्क में वार्षिक क्षमता शुल्कों तथा प्राथमिक ऊर्जा शुल्कों की वसूली शामिल है। एक स्टेशन के लिए शुल्कों को निम्नानुसार विनियामित किया जाएगा :-

क्षमता प्रभार को निम्नलिखित आधार पर परिकलित किया जाएगा।

क्षमता प्रभार = (वार्षिक निर्धारित लागत - ऊर्जा प्रभार)

जहाँ,

वार्षिक निर्धारित लागत (ए एफ सी) निम्नवत् होगी :

ए एफ सी = आई ओ एल + डी ई पी + आर ओ ई + ओ एवं एम + आई डब्ल्यू सी

ओ एल = ऋण पूँजी पर ब्याज

डी ई पी = अवमूल्यन के मुकाबले अवमूल्यन तथा अग्रिम

आर ओ ई = इक्विटी पर वसूली

ओ एवं एम = प्रचालन एवं रख-रखाव खर्च

आई डब्ल्यू सी = कार्यशील पूंजी पर ब्याज

जब क्षमता प्रभार नकारात्मक होगा, यह राशि शून्य मानी जाएगी।

(क) ऋण पूंजी पर ब्याज

प्राधिकारी द्वारा अथवा किसी उपयुक्त स्वतंत्र एजेंसी द्वारा अनुमोदित वित्तीय पैकेज के अनुसार, जैसा भी मामला हो, पुनः भुगतान के नियत समय पर यथा विचार करते हुए ऋण पूंजी पर ब्याज बकाया ऋण पर परिकलित किया जाएगा।

(ख) अवमूल्यन

- (1) अवमूल्यन के उद्देश्य के लिए मूल्य आधार परिसंपत्ति की ऐतिहासिक लागत होगी।
- (2) “इस अधिसूचना के परिशिष्ट-II में संलग्न अनुसूची में विहित अवमूल्यन दर पर स्टेटलाइन पद्धति के अनुसार अवमूल्यन का वार्षिक परिकलन किया जाएगा।

बशर्ते कि परियोजना अवधि के दौरान कुल अवमूल्यन स्वीकृत मूल लागत के 90: से अधिक न हो। स्वीकृत मूल लागत में विदेशी विनिमय दर परिवर्तन के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण भी शामिल होगा।

- (3) अनुमोदय अवमूल्यन के अतिरिक्त, अवमूल्यन के मुकाबले अग्रिम (ए ए डी) को स्वीकृत किया जाएगा जहाँ कहीं मूल रूप से नियत ऋण पुनः भुगतान अनुसूची के अनुसार अनुमोदय अवमूल्यन से अधिक हो तथा निम्नवत् परिकलित किया जाएगा :

ए ए डी - मूल रूप से नियत ऋण पुनः भुगतान राशि जो मूल ऋण राशि की 1/12वां उच्चतम सीमा हो - अनुसूची के अनुसार अवमूल्यन

- (4) संपूर्ण ऋण के पुनः भुगतान पर, शेष अवमूल्य कीमत परिसंपत्ति के शेष उपयोगी जीवन में फैला दी जाएगी।
- (5) अवमूल्यन प्रचालन के प्रथम वर्ष से प्रभार्य होगा। वर्ष के हिस्से के लिए परिसंपत्ति के परिचालन के मामले में, अवमूल्यन प्रो-रैटा आधार पर प्रभारित किया जाएगा।
- (6) पर्यावरण संरक्षण से संबंधित परिसंपत्तियों के मुकाबले अवमूल्यन को टैरिफ निर्धारण के समय मामला - दर-मामला आधार पर स्वीकृति दी जाएगी बशर्ते यथानिर्धारित पर्यावरण संबंधी मानक पिछली टैरिफ अवधि के दौरान संग्रहीत कर लिए गए हों।

(ग) इक्विटी पर वसूली :

इक्विटी पर वसूली भुगतान की गई तथा स्वीकृत पूंजी पर परिकलित की जाएगी तथा ऐसी पूंजी का 16 प्रतिशत होगी।

व्याख्या :

परियोजना के वित्त पोषण के लिए विद्यमान उपयोगिता, यदि कोई है, के फ्री रिजर्व से सृजित आंतरिक संसाधनों के विनियोग तथा अंश पूंजी जारी करने में जैनरेटिंग कंपनी द्वारा बढ़ाया गया प्रीमियम भी इक्विटी पर रिटर्न के परिकलन के उद्देश्य के लिए भुगतान की गई पूंजी माना जाएगा, बशर्ते यह प्रीमियम राशि और आंतरिक संसाधन वास्तव में बिजली उत्पादन परियोजना का पूंजी व्यय पूरा करने के लिए उपयोग किए गए हों तथा प्राधिकारी अथवा किसी उपयुक्त स्वतंत्र अभिकरण द्वारा, जैसा भी मामला हो, स्वीकृत तकनीकी-आर्थिक निपटान में तय स्वीकृत वित्तीय पैकेज का भाग हो।

(घ) प्रचालन एवं रख-रखाव खर्च (ओ एवं एम)

- (1) एन एच पी सी के विद्यमान स्टेशन, जो 1999-2000 का आधार वर्ष में 5 वर्ष या उससे अधिक से प्रचालन में हैं, के लिए बीमा (अब से प्रचालन एवं रख-रखाव खर्च के रूप में जिक्र किया जाएगा) सहित प्रचालन और रख-रखाव खर्च (ओ एवं एम) वास्तविक ओ एवं एम खर्चों के आधार पर लिए जाएंगे, इसमें असामान्य ओ एवं एम खर्च यदि कोई 1995-96 से 1999-2000 के लिए हैं, साविधिक लेखा-परीक्षकों द्वारा यथाप्रमाणित हैं, शामिल नहीं किए जाएंगे।

1995-96 से 1999-2000 वर्षों के लिए वास्तविक ओ एवं एम खर्चों का औसत, वर्ष 1997-98 के लिए मानकर ओ एवं एम खर्च को 1999-2000 आधार वर्ष के ओ एवं एम खर्चों तक पहुँचाने के लिए 10 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से दुगुना बढ़ा दिया जाएगा, जैसा कि, नीचे दिया गया है :

$$\text{बी ओ एवं एम 2000} = \text{ओ एवं एम का औसत} \times (1.10)^2$$

जहाँ

बी ओ एवं एम 2000 = जैनरेटिंग स्टेशन के लिए 1999-2000 के लिए ओ एवं एम मूल स्तर

ए बी ओ एवं एम = जैनरेटिंग स्टेशन के लिए 1995-96 से 1999-2000 तक ओ एवं एम का औसत

वर्ष 1999-2000 के लिए आधार ओ एवं एम खर्चों को संबद्ध वर्ष के स्वीकार्य ओ एवं एम खर्चों तक पहुँचाने के लिए 6 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से और बढ़ा दिया जाएगा।

- (2) एन एच पी सी के नए हाइड्रो स्टेशन के मामले में, जो पांच वर्ष की अवधि जिनका अस्तित्व नहीं था, आधार ओ एवं एम खर्च प्राधिकारी अथवा किसी उपयुक्त स्वतंत्र अभिकरण द्वारा स्वीकृत वास्तविक पूंजी लागत के 1.5 प्रतिशत पर निर्धारण किया जाएगा, तथा आधार वर्ष 1999-2000 के लिए ओ एवं एम खर्च तक पहुँचाने के लिए अनुवर्ती वर्ष से 10 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से और बढ़ा दिया जाएगा।

- (3) टैरिफ अवधि (2001-02 से 2003-04) के दौरान शुरु किए संयंत्रों के लिए, आधार ओ एवं एम खर्च प्राधिकारी अथवा किसी उपयुक्त स्वतंत्र अभिकरण द्वारा स्वीकृत वास्तविक पूंजी लागत के 1.5 प्रतिशत पर निर्धारित किए जाएंगे, मामला कमीशनिंग वर्ष में हो तथा अनुवर्ती वर्ष के लिए 6 प्रतिशत प्रतिवर्ष की वार्षिक वृद्धि के अधीन होगा।
- (4) 6 प्रतिशत प्रति वर्ष का वृद्धि घटक ओ एवं एम खर्चों के आधा आंकड़ों में संशोधन के लिए उपयोग किया जाएगा। वृद्धि घटक में डेविएशन वास्तविक, स्फीति डाटा से परिकलित किया जाएगा। जो उपर्युक्त 6 प्रतिशत के अधिसूचित वृद्धि घटक (जो 6 प्रतिशत के किसी भी तरफ 1.2 प्रतिशतता बिंदु होता है) के 20 प्रतिशत के भीतर होता है, को उपयोगिता/लाभार्थियों द्वारा आमेलित किया जाएगा। दूसरे शब्दों में, परीक्षित आंकड़ों से परिकलित वृद्धि घटक 4.8 से 7.2 प्रतिशत की सीमा में है, इस परिवर्तन को यूटीलिटी में आमेलित किया जाए। इस सीमा से परे कोई भी डेविएशन, जो नीचे नोट 2 से खंड (5) में दिए गए फार्मूला के अनुसार, जिसके लिए यूटीलिटी एक याचिका के साथ आयोग में पहुँचेगी, औद्योगिक कार्मिकों (सी पी आई - आई डबल्यू) के लिए सी पी आई के तैलित मूल्य सूचकांक तथा डबल्यू पी आई (डबल्यू पी आई ओ एम) के चयन घटकों के एक सूचकांक को लागू करके वास्तविक वृद्धि घटक के आधार पर समायोजित किया जाएगा।
- (5) टैरिफ अवधि के लिए प्रकाशित आंकड़ों से वार्षिक खर्चों की वृद्धि निम्नवत होगी :

$$\text{वृद्धि} = 0.55 \times \text{स्फी.}_{\text{सीपीआई}} + 0.45 \times \text{स्फी.डबल्यूपीआईओएम}$$

जहाँ

$$\text{स्फी.}_{\text{सीपीआई}} = \text{सीपीआई_आईडबल्यू में वार्षिक औसत स्फीति}$$

$$\text{स्फी.}_{\text{डबल्यूपीआईओएम}} = \text{डबल्यू पी आई ओएम में वार्षिक औसत स्फीति}$$

नोट 1 :

जबकि सीपीआई _आईडबल्यूसी में सरकार द्वारा प्रकाशित किए जाते हैं, डबल्यू पी आईओ एम उद्योग मंत्रालय द्वारा प्रकाशित थोक मूल्यों पर डिसएग्रीमेंट आंकड़ों से परिकलित किए जाएंगे।

नोट 2 :

डबल्यूपीआई डिसएग्रीमेंटिड डबल्यू पीआई सीरीज (1993-94 = 100) से चयनित संबद्ध घटकों की तैलित औसत के रूप में प्राप्त किए जाएं, जैसे कि नीचे दिए गए हैं :

जिस	वजन
1. लुब्रिकेंट	0.16367
2. सूती कपड़ा	0.90306
3. पटसन, सन और मेस्ता कपड़ा	0.37551
4. पेपर और पेपर उत्पाद	2.04403
5. रबर और प्लास्टिक उत्पाद	2.38819
6. मूल भारी अकार्बनिक रसायन	1.44608
7. मूल भारी कार्बनिक रसायन	0.45456
8. पेंट, वार्निश एवं लैकर्स	0.49576
9. तारपीन, सिंथेटिक रेजिन प्लास्टिक सामग्री आदि	0.74628
10. माचिस, विस्फोटक एवं अन्य रसायन	0.94010
11. गैर-धात्विक खनिज उत्पाद	2.51591
12. बेसिक मेटल एलोय और मेटल उत्पाद	8.34186
13. मशीनरी एवं मशीन टूल	8.36331
14. परिवहन उपकरण एवं जुड़नार	4.29475
उपर्युक्त सभी (डबल्यूपीआईओएम)	33.47307

$$\text{डबल्यू पी आई ओ.एम.} = \frac{\sum_{i=1}^{14} \text{डबल्यू आई डबल्यूपीआईआई}}{\sum_{i=1}^{14} \text{डबल्यू आई}} \quad \text{जहाँ}$$

डबल्यू पी आई जिस का थोक मूल्य सूचकांक है और डबल्यू आई संबंधित वजन है।

नोट : 3

स्वीकार्य ओ एवं एम स्वर्च के परिकलन के लिए प्रयुक्त आंकड़े संबंधित लेखा परीक्षकों द्वारा प्रमाणित किए जाएंगे।

नोट : 4

सी पी आई आई डबल्यू सीधे केंद्र सरकार द्वारा प्रकाशित किए जाएंगे, जबकि डबल्यू पी आई ओ एम उद्योग मंत्रालय

द्वारा प्रकाशित थोक मूल्यों पर इस एग्रीमेंट आंकड़ों से परिकलित किए जाएंगे।

(ऊ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज

कार्यशील पूंजी पर ब्याज निम्नलिखित को कवर करेगी :

- (1) एक माह के लिए प्रचालन एवं रखरखाव खर्च
- (2) विद्यमान स्पेअर का रख-रखाव वास्तविक तक लेकिन पहले पांच वर्षों के लिए पहले ही पूंजी में परिणत प्रारम्भिक स्पेअरों के पांचवें भाग के मूल्य से कम से कम एक वर्ष की आवश्यकताओं से अधिक नहीं।
- (3) बिजली की बिक्री के लिए औसत बिलिंग के दो माह के बराबर प्राप्य।
- (4) इस उद्देश्य के लिए ब्याज दर टैरिफ फाइल करते समय प्रचलित नकद-ऋण दरें होंगी।

3.5.2 पूर्ण क्षमता प्रभार पुनः वसूली योग्य होगी यदि केन्द्र 85% क्षमता सूचकांक प्राप्त कर लेता है। क्षमता प्रभार मासिक आधार पर परिगणित किया जाएगा और ₹/कि०वा०/माह में जानी जाएगी।

3.5.3 प्राथमिक ऊर्जा प्रभार

ऊर्जा प्रभार गृह राज्य को दी गई निःशुल्क बिजली के समायोजन के बाद जेनरेटिंग स्टेशन से भेजे जाने के लिए तय एक्स-बस ऊर्जा पर पैसे प्रति कि.वा. के आधार पर रखा जाएगा।

पम्प स्टोरेज स्टेशनों के अलावा सभी हाइड्रो स्टेशनों के लिए प्राथमिक ऊर्जा दर संबंधित क्षेत्र के केन्द्रीय क्षेत्र थर्मल पावर स्टेशन के न्यूनतम परिवर्तनीय प्रभारों के 90% के रूप में ली जाएगी। प्राथमिक ऊर्जा दर परियोजना की प्राथमिक ऊर्जा दर तथा बिक्री योग्य ऊर्जा के आधार पर परिकलित की जाएगी। यह दर संयंत्र के मैरिट ऑर्डर डिस्पैच में प्रयुक्त होने वाली दर भी होगी।

प्राथमिक ऊर्जा प्रभार = प्राथमिक बिक्री योग्य ऊर्जा (एक्स-बस)*

प्राथमिक ऊर्जा दर / (1-आर)

गौण ऊर्जा प्रभार = गौण बिक्री योग्य ऊर्जा (एक्स बस)*

गौण ऊर्जा दर / (1-आर)

आर = 0.12 तथा गृह राज्य को 12% निःशुल्क बिजली का परिचायक है।

गौण ऊर्जा दर प्राथमिक ऊर्जा दर के बराबर होगी।

3.6 उत्प्रेरक/अनुत्प्रेरक

‘क्षमता प्रभार’ तथा ‘प्राथमिक ऊर्जा प्रभार’ के अतिरिक्त, जब क्षमता सूचकांक (सी आई) 85% के मानक क्षमता सूचकांक लक्ष्य से अधिक होगा तो जेनरेटर को उत्प्रेरक दिया जाएगा। उत्प्रेरक 100% के अधिकतम क्षमता सूचकांक तक प्राप्त होंगे। यदि क्षमता सूचकांक 85% से कम होगा, क्षमता सूचकांक मूल्य के प्रो-रैटा आधार पर जेनरेटिंग कंपनी को भुगतान किए गए क्षमता प्रभारों से अनुत्प्रेरक काट लिया जाएगा।

निम्नलिखित सूत्र के अनुसार उत्प्रेरक भुगतान योग्य होगा :-

$$(क) \quad \text{उत्प्रेरक} = (\text{वार्षिक निर्धारित लागत} - \text{प्राथमिक ऊर्जा प्रभार}) \times (\text{सीआई}_{\text{प्रतिशत}} - \text{सीआई}_{\text{मानक}})$$

(यह सकारात्मक या नकारात्मक मात्रा हो सकती है)

जहाँ,

सीआई_{प्रतिशत} प्राप्त क्षमता प्रभार है तथा सीआई_{मानक} प्रतिशत में क्षमता सूचकांक का मानक मूल्य है।

उत्प्रेरक के प्रयोजन से टैरिफ अवधि के प्रथम वर्ष के लिए निर्धारित प्राथमिक ऊर्जा दर संपूर्ण टैरिफ अवधि के दौरान स्थिर रहेगा।

उच्च क्षमता सूचकांक तथा गौण ऊर्जा के कारण उत्प्रेरक मासिक आधार पर दिए जाएंगे, जो वित्तीय वर्ष के प्रत्येक माह में संचयी समायोजन के अधीन होंगे तथा अंतिम समायोजन वित्तीय वर्ष के अंत में किया जाएगा।

वार्षिक आधार पर परिकल्पित कुल उत्प्रेरक भुगतान विभिन्न लाभार्थियों द्वारा उनके व्यक्तिगत आबंटित क्षमता के अनुसार शेयर किया जाएगा।

3.7 आय पर कर

जेनरेटिंग कंपनी की मुख्य गतिविधि से आय पर कर, यदि कोई है, व्यय के रूप में परिकल्पित किया जाएगा तथा जेनरेटिंग कंपनी द्वारा लाभार्थियों ने वसूल किया जाएगा। कर के तहत कोई भी वसूली सांवाधिक नैस्वा-परीक्षाओं के प्रमाण-पत्र के आधार पर प्रत्येक वर्ष समायोजित की जाएगी।

बशर्ते कि

- (1) जेनरेटिंग कंपनी को मुख्य गतिविधि से आय के अलावा होने वाली किसी अन्य आय पर कर, यदि कोई है, की टैरिफ में घटक के जरिए पास (पास थू कंपोनेंट) के रूप में नहीं माना जाएगा। ऐसी

किसी अन्य आय पर कर का भुगतान जेनरेटिंग कंपनी द्वारा किया जाएगा।

- (2) टैक्स से पहले स्टेशन-वार लाभ, जैसाकि वर्ष के लिए अंतिम अनुमान किया गया है, निगमित कर के वितरण का आधार होगा, जो सभी स्टेशनों की देयता होगी।
- (3) कर अवकाश का लाभ, जहाँ आयकर अधिनियम, 1961 के उपबन्धों के अनुसार उपयोज्य है, संबंधित स्टेशनों को पास कर दिया जाएगा।
- (4) आगे ले जाने वाले नुकसानों के लिए ऋण भी, यदि कोई है, सभी स्टेशनों के लिए साम्य ढंग से दिया जाएगा।
- (5) स्टेशनों को आबंटित कर वार्षिक निर्धारित लागतों के रूप में समान अनुपातों में लाभार्थियों से प्रभारित किया जाएगा।

3.8 विकास अधिभार

जेनरेटिंग कंपनी नई क्षमता शामिल करने तथा परियोजना विकास गतिविधियों के उद्देश्य के लिए क्षमता तथा प्राथमिक ऊर्जा प्रभारों दोनों पर 5% विकास अधिभार की हकदार होगी। विकास अधिभार का अनन्य रूप से किसी एक राज्य में प्रचालन के लिए भुगतान नहीं किया जाएगा। विकास अधिभार की नीची निम्नलिखित शर्तों के अधीन होगी :

- (क) यूटिलिटी द्वारा संचित अधिभार को एक अलग बैंक खाते में रखा जाएगा तथा आई सी एफ सी अथवा आई बी आई कर मुक्त बांडों जैसे मान्यताप्राप्त बुनियादी कोष की सिक्कॉरिंटिजे में निवेश किया जाएगा तथा उससे प्राप्त आय को भी बैंक खाते में जमा किया जाएगा।
- (ख) जेनरेटिंग कंपनी अपने बहियों में अलग खाने रखेगी तथा विकास अधिभार रिजर्व खाने में शेष गजि तथा इसके मुकाबले किए गए निवेश को अपने तुलन-पत्र में दिखाएगी,
- (ग) उपक्रम की खरीद अथवा किसी अन्य ऐसी आवश्यकता पर रिजर्व तथा वायसर्पेडिंग निवेशों का नई क्षमता शामिल करने के उद्देश्य से उत्तराधिकारी उपक्रम को अनर्गल कर दिया जाएगा;
- (घ) इस धनराशि को संबंधित क्षेत्र में किस क्षमता जुड़ाव के लिए इच्छित आवश्यकता के 1/3 की सीमा तक इस्तेमाल किया जा सकता है, तथा शेष 2/3 जेनरेटिंग कंपनी द्वारा मुहैया कराया जाएगा।

- (ङ) उस सीमा तक जिसमें किसी नई क्षमता जुड़ाव में इक्विटी के रूप में धन प्रयुक्त किया जाता है, नई परियोजना के टैरिफ निर्धारण में इक्विटी पर वसूली के लिए प्रो-रैटा कमी की अनुमति दी जाएगी;
- (च) इन धनराशियों के उपयोग से संबंधित विहित प्रपत्र में जैनेरेंटिंग कंपनी के सांघिक लेखा-परीक्षकों द्वारा यथा सत्यापित प्रमाण-पत्र प्रति वर्ष आयोग में फाइल किया जाए;
- (छ) किसी भी तरीके से इन धनराशियों का उपयोग या तो याचिका द्वारा या स्वतः ही आयोग की पूर्वानुमति से होगा जिसके लिए सी ई आर सी (व्यापार आचार) विनियमन का पालन किया जाएगा।

3.9 असारणीबद्ध अन्तः परिवर्तन (यू आई)

वास्तविक जैनेरेशन/ड्रॉल तथा सारणीबद्ध जैनेरेशन/ड्रॉल में परिवर्तन असारणीबद्ध अन्तः परिवर्तन (यूआई) के माध्यम से होगा। किसी जैनेरेंटिंग स्टेशन के लिए यू आई इसके वास्तविक जैनेरेशन के बराबर होगा जिसमें सारणीबद्ध जैनेरेशन नहीं होगा। किसी लाभार्थी के लिए यूआई इसके कुल वास्तविक ड्रॉल, जिसमें कुल सारणीबद्ध ड्रॉल नहीं होगा, के बराबर होगा। प्रत्येक 15 मिनट के टाइम ब्लॉकों में यू आई काम करेगा। सभी यू आई आवागमन के लिए प्रभार टाइम ब्लॉक की औसत फ्रीक्वेंसी पर निर्भर करेंगे।

$$\text{यू आई प्रभार} = (\text{वास्तविक ऊर्जा} - \text{सारणीबद्ध ऊर्जा}) * \text{यू आई पर}$$

यह सकारात्मक या नकारात्मक मात्रा हो सकती है।

निम्नलिखित यू आई दरें लागू होंगी :

टाइम ब्लॉक की औसत फ्रीक्वेंसी	यू आई दर (पैसे प्रति कि.वाट घण्टा)
50.5 एच जैड तथा अधिक	0.0
50.5 एच जैड से कम तथा 49.48 एच जैड तक	5.6
49.04 एच जैड से कम तथा 49.02 एच जैड तक	414.4
49.02 एच जैड से कम	420.00
50.5 एच जैड तथा 49.02 एच जैड के बीच	0.02 एच जैड स्टेप में लीनियर

(उपर्युक्त सीमा में प्रत्येक 0.02 एच जैड स्टेप 5.6 पैसे प्रति कि.वा. घण्टा के बराबर है)

उपर्युक्त औसत फ्रीक्वेंसी सीमा तथा यू आई दरें अलग अधिसूचना अथवा समय-समय पर आयोग के आदेश के माध्यम से परिवर्तन के अधीन हैं।

यू आई से संबंधित प्रावधान ए बी टी के कार्यान्वयन के बाद, निम्नलिखित समय सूची के अनुसार लागू होगी।

दक्षिणी क्षेत्र	:	01-04-2001
पूर्वी क्षेत्र	:	01-05-2001
उत्तरी क्षेत्र	:	01-06-2001
पश्चिमी क्षेत्र	:	01-08-2001
पूर्वोत्तर क्षेत्र	:	तिथि बाद में अधिसूचित की जाएगी।

3.10 छूट

ऋण पत्र के माध्यम से बिलों के भुगतान पर 2.5 प्रतिशत की छूट की अनुमति होगी। जहाँ भुगतान ऋण पत्र के खोलने अथवा बाद में, किंतु जैनरेटिंग कंपनी द्वारा बिलों के दिए जाने के एक महीने के भीतर किए जाएंगे, 1 प्रतिशत की छूट की अनुमति होगी।

3.11 विलंब भुगतान अधिभार

यदि लाभार्थी/लाभार्थियों द्वारा बिलों के भुगतान में विल देने की तारीख से 1 महीने की अवधि से अधिक विलंब होता है, जैनरेटिंग कंपनी द्वारा 1.5 प्रतिशत प्रति माह की दर से विलंब भुगतान अधिभार लेवी किया जाएगा।

3.12 डीण्ड जैनरेशन

यदि कम जैनरेशन, जैनरेटिंग कंपनी के नियंत्रण के परे कारणों की वजह से है अथवा बोर्ड की पारेषण लागू की अनुपलब्धता के कारण है, अथवा संबंधित क्षेत्रीय लोड डिस्पैच केंद्र से अनुदेशों को वापस लिए जाने के कारण जिसके परिणामस्वरूप जल फैलाव है, ऐसे फैलाव पर ऊर्जा प्रभार का भुगतान जैनरेटिंग कंपनी द्वारा किया जाएगा। ऐसे स्पिलेज के लिए लाभार्थियों में ऊर्जा प्रभारों का बंटवारा स्टेशन की बिक्री योग्य क्षमता में उनके शेयरों के अनुपात में होगा। उपर्युक्त एक्जेंट पर ऊर्जा प्रभार स्वीकार्य नहीं होंगे यदि वर्ष भर में उत्पन्न ऊर्जा डिजाइन ऊर्जा के बारबर या उससे अधिक हो।

3.13 अनुसूची तैयार करना

अनुसूची की पद्धति तथा उपलब्धता गणना की पद्धति इस प्रकार होगी :-

- (1) प्रत्येक दिन शून्य घंटे से शुरू होकर, 15 मिनट के 96 समय खण्डों में विभाजित होगा।

- (2) उत्पादक, अपने उत्पादन स्टेशन की क्षमता की अधिक घोषणा करेगा। यह घोषणा उस क्षमता के लिए होगी जिसे 24 घंटे की अवधि में 3 घण्टे की समय अवधि के लिए वास्तव में उपलब्ध कराया जा सकता है।

जेनरेटर आर एल डी सी को सारणी तैयार करने में समर्थ बनाने के लिए घोषित क्षमता (एमडबल्यू), अधिकतम उपलब्ध क्षमता (एम डबल्यू) तथा कुल एक्स-बस (एमडबल्यूएच) की सूचना देगा।

घोषणा में जल उपयोग आदि पर प्रतिबंध(ि) के कारण दिन की किसी विशिष्ट समयावधि के दौरान जेनरेशन की सीमा भी शामिल होगी।

यह सुनिश्चित किया जाएगा कि घोषित क्षमता साधारणतः संयंत्र की संस्थापित क्षमता से अधिक न हो। संयंत्र की अति भार क्षमता भी, जहाँ उपलब्ध है, सिस्टम आवश्यकताओं के मामले में घोषित की जाएगी।

- (3) घोषित क्षमता की घोषणा या उसे संशोधित करते हुए, उत्पादक यह सुनिश्चित करेगा कि उसके द्वारा घोषित क्षमता व्यस्ततम समय के दौरान अन्य समय की तुलना में कम नहीं होगी। तथापि, ऐसे मामलों में जब यूनिट ट्रिप करे उसका पुनः समक्रमण हो जिसके परिणामस्वरूप यूनिट के बल का लोप हो जाए।
- (4) उत्पादन अनुसूची, आईईजीसी. में दिए गए अनुसार, प्राचालन प्रक्रिया के अनुपालन में तैयार की जाएगी।
- (5) उत्पादन की घोषणा के आधार पर, आर.एल.डी.सी., लाभग्राहियों की अपने शेयरों की सूचना देंगे जिसमें वे अपनी मांग देगे।
- (6) लाभग्राहियों द्वारा दी गई मांग के आधार पर तथा उत्पादन के परिवर्तन पर तकनीकी सीमाओं और ट्रांसमिशन प्रणाली की कठिनाईयों, यदि कोई हो, पर ध्यान देते हुए आर.एल.डी.सी., किफायती अनुकूल उत्पादन अनुसूची तथा निकासी अनुसूची तैयार करेगी तथा उसकी सूचना लाभग्राहियों एवं उत्पादकों को देगी।
- आर.एल.डी.सी., दीर्घकालीन एवं अल्पकालीन (दैनिक अनुसूची) दोनों की फुटकर आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए क्रियाविधि तैयार करेगी।
- (7) अनुसूची उत्पादन एवं वास्तविक उत्पादन, उत्पादक के एक्स-बस पर होगा। लाभग्राहियों के लिए, नियत एवं वास्तविक कुल निकासी उनके सम्बन्ध प्राप्ति स्थल पर होंगे।
- (8) लाभग्राहियों की कुल निकासी समय की गणना करने के लिए ट्रांसमिशन हानि को उनकी निकासियों में बराबर बांटा जाएगा।

- (9) प्रत्येक टाइम ब्लॉक के लिए जेनरेटिंग स्टेशन के सारणीबद्ध जैनरेशन का अभिप्राय सारणीबद्ध एम डबल्यू एच जैनरेशन का अभिप्राय सारणीबद्ध एम डबल्यू एच जैनरेटिंग स्टेशन से एक्स-बस बाहर भेजे गये।
- (10) प्रत्येक टाइम ब्लॉक के लिए जेनरेटिंग स्टेशन का वास्तविक जैनरेशन का अभिप्राय वास्तविक एम डबल्यू एच जैनरेटिंग स्टेशन से एक्स-बस बाहर भेजे गए।
- (11) किसी इकाई का बल लोप हो जाने पर, आर.एल.डी.सी., संशोधित घोषित क्षमता के आधार पर अनुसूची को संशोधित करेगा। संशोधित अनुसूची चौथे समय खण्ड से प्रभावित होगी, समय खण्ड की गणना उत्पादक द्वारा संशोधन के लिए दिए गए परामर्श से होगी, इसे पहला समय खण्ड माना जाएगा। संशोधित घोषित क्षमता भी चौथे टाइम ब्लॉक से प्रभावी होगी।
- (12) किसी समस्या, लोप, ट्रांसमिशन प्रणाली में खराबी या बाधा आने, सम्बद्ध स्विचयार्ड तथा सी.टी.यू. के स्वामित्व वाले उप-केन्द्रों (आर.एल.डी.सी. द्वारा प्रमाणित) में बाधा आने पर जब उत्पादन में कमी करना आवश्यक हो जाए तो, आर.एल.डी.सी. अनुसूची को संशोधित करेगा। यह चौथे समय खण्ड से प्रभावी होगा, इसकी गणना, उस समय खण्ड से की जाएगी जब विद्युत आपूर्ति में बाधा आएगी। ऐसे मामले में, प्रथम, द्वितीय एवं तृतीय समय खण्ड में, स्टेशन का निर्धारित उत्पादन, वास्तविक उत्पादन के बराबर करने के लिए संशोधित किया जाएगा तथा लाभग्राहियों की निर्धारित निकासी भी वास्तविक निकासी के बराबर करने के लिए संशोधित होगी।
- (13) किसी ग्रिड में व्यवधान पैदा होने पर सभी उत्पादन स्टेशनों का निर्धारित उत्पादन एवं सभी लाभग्राहियों की निर्धारित निकासी, ग्रिड में व्यवधान आने से प्रभावित सभी समय खण्डों के लिए उनके वास्तविक उत्पादन/निकासी के बराबर करने के लिए संशोधित की जाएगी। ग्रिड में व्यवधान आने और उसके समय का प्रमाण आर.एल.डी.सी. द्वारा देना होगा।
- (14) उत्पादक(कों) द्वारा घोषित क्षमता का संशोधन तथा उस दिन की शेष अवधि के लिए लाभग्राहियों की मांग अग्रिम सूचना द्वारा दी जा सकती है। ऐसे मामलों में, संशोधित अनुसूची/घोषित क्षमता, ठीके समय खण्ड से प्रभावी होगी, इसकी गणना उस समय से की जाएगी, जब आर.एल.डी.सी. में संशोधन के लिए अनुरोध प्राप्त होगा।
- (15) यदि किसी भी समय, आर.एल.डी.सी. यह पाती है कि उचित प्रचालन प्रणाली के लिए अनुसूची में संशोधन करने की आवश्यकता है, यह स्वयं ऐसा कर सकती है तथा ऐसे मामले में, संशोधित अनुसूची

चौथे समय खण्ड से प्रभावित होगी, इसकी गणना, आर.एल.डी.सी. द्वारा जारी संशोधित अनुसूची के समय से, उसे प्रथम समय खण्ड मानते हुए की जाएगी।

- (16) आर.एल.डी.सी. द्वारा जारी/संशोधित उत्पादन अनुसूची तथा निकासी अनुसूची, संचार सफलता का लिहाज किए बगैर ही निर्धारित समय-खण्ड से प्रभावी होंगी।
- (17) निर्धारित उत्पादन का संशोधन तथा कार्योत्तर समझे जाने वाला संशोधन करने के लिए, लाभग्राहियों के निर्धारित निकासी के अनुरूप संशोधन किया जाएगा।
- (18) समय मान को ध्यान में रखते अनुसूची में परिवर्तन करने सम्बन्धी सूचना दर्ज करने के लिए सी. टी.यू. द्वारा प्रक्रिया तैयार करनी होगी।
- (19) (क) रन-ऑफ-रिवर किस्म के हाइड्रो-स्टेशन

चूंकि ऐसे स्टेशनों में कोई नियमन संभव नहीं है, इन्हें अवश्यम्भावी रन स्टेशन माना जाएगा। अतिभार क्षमता के मद्दे-नजर अधिकतम घोषित क्षमता उपलब्ध पल के पूर्व उपयोग करने के लिए आवश्यक क्षमता के बराबर या अधिक होनी चाहिए। कोई गिराव नहीं होगा, जब तक कि संयंत्र अपनी पूर्ण संयंत्र क्षमता से संचलित न हो रहा हो।

- (ख) दैनिक भंडारण तथा दीर्घकालिक भंडारण हाइड्रो स्टेशन

इस तरह के हाइड्रो स्टेशन सर्वाधिक व्यस्त घंटों के दौरान व्यस्ततम घंटा मांग प्रणाली के दौरान प्रचालन के लिए अभिकल्पित किए जाते हैं। घोषित क्षमता अतिभार क्षमता, जहाँ लागू हो, सहित संयंत्र की अधिकतम उपलब्ध क्षमता के बराबर होगी। आर एल डी सी यह सुनिश्चित करेगी कि इस तरह के स्टेशनों की जेनरेशन सारणी तैयार की जाए तथा स्टेशनों को तदनुसार विशिष्ट प्रणाली आवश्यकताओं/समस्याओं की स्थिति में भेजा जाए।

3.14 घोषित क्षमता का प्रदर्शन

उस क्षेत्र की आर एल डी सी, जहाँ जेनरेटिंग स्टेशन स्थित हैं, द्वारा जब कभी कहा जाए, जेनरेटिंग कंपनी को अपने जेनरेटिंग स्टेशन की घोषित क्षमता का प्रदर्शन करने की आवश्यकता है। सी टी यू द्वारा विनिर्दिष्ट उचित

सीमा के अंदर जैनेटिंग कंपनी द्वारा घोषित क्षमता के प्रदर्शन में असफल हो जाने की स्थिति में जैनेटिंग कंपनी पर देय क्षमता प्रभार को दंड के रूप में कर दिया जाता है।

किसी भी 24 घंटे की अवधि के लिए पहली गलत घोषणा के लिए दंड के रूप में दो दिनों के लिए निर्धारित प्रभारों के बराबर प्रभारित किया जाएगा। दूसरी गलत घोषणा के लिए चार दिनों के लिए निर्धारित प्रभार तथा अनुवर्ती गलत घोषणाओं के लिए आयोग के आदेशानुसार दंड को ज्योमीट्रिकल ढंग से बहुगुणित कर दिया जाएगा।

रन-ऑफ-रिवर तथा पाडेज-टाइप-हाइड्रो स्टेशनों के मामले में न्यूनतम उपलब्ध प्रवाही स्थिति में स्टेशन की घोषित क्षमता के परीक्षण के लिए प्रक्रिया आर एल डी सी द्वारा विकसित की जाएगी।

नोट :

यदि यह महसूस किया जाता है कि घोषित क्षमता या जैनेटर द्वारा दी गई घोषित क्षमता सी टी यू द्वारा विनिर्दिष्ट सहन क्षमता के भीतर वास्तविक जैनेशन की तुलना में पुनः पुनः कम आंकी जाती है, तो ऐसे अतिरिक्त जैनेशन के कारण जैनेटर को देय यू आई प्रभार को शून्य तक घटा दिया जाता है तथा धनराशि को लाभार्थियों को उनकी क्षमता शेयर के अनुपात में कंपनी के यू आई खातों में जमा कर दिया जाता है।

जैनेटिंग स्टेशन की प्रचालन लॉग बुक आर एल डी सी द्वारा पुनरीक्षा के लिए उपलब्ध होगी। इन बुक्स में मशीन प्रचालन तथा रख-रखाव, जलाशय स्तर तथा उत्पन्न-मार्ग प्रचालन का अभिलेख रखा जाता है।

3.15 मीटरन तथा लेखांकन

मीटरों के संस्थापन, परीक्षण तथा संचालन और रख-रखाव तथा ऊर्जा प्रभारों के एवं 15 मिनट टाइम ब्लॉक पर औसत फ्रीक्वेंसी के लेखांकन के लिए आवश्यक आंकड़े तैयार करने के लिए एवं परिवर्तन सहित मीटर संबंधी व्यवस्थाएं पावर ग्रिड/आर एल डी सी द्वारा मुहैया कराई जाएंगी।

घोषित क्षमता तथा सारणियों आदि से संबंधित आंकड़ों के साथ-साथ मीटरों के तैयार आंकड़े आर एल डी सी द्वारा आर ई बी को दिए जाएंगे तथा आर ई बी मासिक आधार पर ऊर्जा के क्षेत्रीय खाने तथा यू आई प्रभार जारी करेगा। यू आई लेखांकन प्रक्रिया आयोग के आदेशों द्वारा संचालित होगी।

3.16 क्षमता प्रभारों के बिल तथा भुगतान

क्षमता प्रभारों के बिल तथा भुगतान सामिक आधार पर निम्नलिखित तरीके से किए जाएंगे :-

- (1) प्रत्येक लाभार्थी स्टेशन की कुल बिक्री योग्य क्षमता में अपने प्रतिशत शेयर के अनुपात में क्षमता प्रभार का भुगतान करेगा, गृह राज्य निःशुल्क क्षमता समायोजित की जाएगी।

नोट-1 :

केन्द्रीय क्षेत्र के स्टेशनों की कुल क्षमता का आबंटन भारत सरकार द्वारा समय-समय पर किया जाता है, जिसमें अनाबंटित भाग भी होता है। अनाबंटित भाग का आबंटन भारत सरकार द्वारा कुल अनाबंटित क्षमता के लिए समय-समय पर किया जाता है। किसी लाभार्थी की कुल क्षमता अंश उसकी क्षमता अंश तथा अनाबंटित भाग में से आबंटन का जोड़ होता है। भारत सरकार द्वारा अनाबंटित बिजली के किसी विशिष्ट वितरण न होने की दशा में, अनाबंटित बिजली उसी अनुपात में आबंटित शेयरों में शामिल कर दी जाएगी जैसे आबंटित शेयरों में की जाती है।

नोट-2 :

लाभार्थी दूसरे राज्य क्षेत्र में/राज्य से बाहर क्षेत्र में अपने आबंटित शेयर के अंश के प्रत्यर्पण का प्रस्ताव रख सकते हैं। ऐसे मामलों में, यह बिजली अंतरण की तकनीकी व्यवहार्यता तथा ऐसे अंतरणों के लिए क्षेत्र में/बाहर दूसरे राज्यों के साथ जैनेरेटिंग कंपनी द्वारा किए गए विशेष करार पर निर्भर करता है, लाभार्थियों के शेयर एक विशिष्ट अवधि के लिए भारत सरकार द्वारा पुनः आबंटित किए जा सकते हैं। जब इस तरह के पुनः आबंटन किए जाने हैं, तो लाभार्थी जिसने अपने शेयर प्रत्यर्पित कर दिए हैं, प्रत्यर्पित शेयरों के लिए क्षमता प्रभार के भुगतान के लिए जिम्मेदार नहीं होगा। प्रत्यर्पित क्षमता तथा उपर्युक्त पुनः आबंटित के लिए क्षमता प्रभार का भुगतान उस राज्य(ों) द्वारा किया जाएगा, जिसे प्रत्यर्पित क्षमता प्रत्यर्पित की गई है। जैसा कि ऊपर है, क्षमता के पुनः आबंटन की अवधि के अतिरिक्त जैनेरेटिंग स्टेशन के लाभार्थी आबंटित क्षमता शेयरों के अनुसार पूर्व निर्धारित प्रभार का भुगतान करता रहेगा।

- (2) लाभार्थियों को क्षमता शेयरों के उपयोग के लिए किसी लेन-देन पर बातचीत की पूर्ण स्वतंत्रता होगी। ऐसे मामलों में, जैनेरेटिंग स्टेशन की क्षमता में आबंटन रखने वाले लाभार्थी क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा

प्रभार (उनके द्वारा की गई बातचीत में तय लेन देन के तहत बिजली की बिक्री सहित) अपने क्षमता शेषों से सूचित और अनुसूचित लेन-देन के लिए पूर्व भुगतान के लिए जिम्मेदार होगा।

- (3) यदि कोई क्षमता दिन-प्रति-दिन प्रचालन के दौरान अवांछित रहती है, आर एल डी सी क्षेत्र के सभी लाभार्थियों को तथा अन्य आर एल डी सी को परामर्श देगी जिससे कि आर एल डी सी का सूचना के तहत संबंधित जैनरेटिंग कंपनी/लाभार्थियों को द्विपक्षीय व्यवस्था के माध्यम से इस क्षमता की मांग रहे।
- (4) क्षमता प्रभारों का भुगतान लाभार्थी/लाभार्थियों, क्षेत्र से बाहर रहने वालों सहित, प्रत्येक माह निम्नलिखित सूत्रों के अनुसार जैनरेटर को करना होगा :

पहले माह	=	(1 X ए.सी.सी0 1)/12
दूसरे माह	=	(2 X ए.सी.सी0 2 - 1 X ए.सी.सी0 1)/12
तीसरे माह	=	(3 X ए.सी.सी0 3 - 2 X ए.सी.सी0 2)/12
चौथे माह	=	(4 X ए.सी.सी0 4 - 3 X ए.सी.सी0 3)/12
पाँचवे माह	=	(5 X ए.सी.सी0 5 - 4 X ए.सी.सी0 4)/12
छठे माह	=	(6 X ए.सी.सी0 6 - 5 X ए.सी.सी0 5)/12
सातवाँ माह	=	(7 X ए.सी.सी0 7 - 6 X ए.सी.सी0 6)/12
आठवाँ माह	=	(8 X ए.सी.सी0 8 - 7 X ए.सी.सी0 7)/12
नौवाँ माह	=	(9 X ए.सी.सी0 9 - 8 X ए.सी.सी0 8)/12
दसवाँ माह	=	(10 X ए.सी.सी0 10 - 9 X ए.सी.सी0 9)/12
ग्यारहवाँ माह	=	(11 X ए.सी.सी0 11 - 10 X ए.सी.सी0 10)/12
बारहवाँ माह	=	(12 X ए.सी.सी0 12 - 11 X ए.सी.सी0 11)/12

$$j^{\text{th}}\text{-महीना} = \frac{\text{ए सी सी}_j}{12} + \frac{(i-1)}{12} * (\text{ए सी सी}_j - \text{ए सी सी}_{i-1})$$

और प्रत्येक लाभार्थी जैनरेटिंग स्टेशन से क्षमता में मजबूत आबंटन रखने पर निम्नलिखित भुगतान करेगा :-

पहले माह	=	(ए.सी.सी. 1 X डब्ल्यू.बी 1)/1200
दूसरे माह	=	(2 X ए.सी.सी.2 X डब्ल्यू.बी 2 - 1 X ए.सी.सी. 1 X डब्ल्यू.बी 1)/1200
तीसरे माह	=	(3 X ए.सी.सी.3 X डब्ल्यू.बी 3 - 2 X ए.सी.सी. 2 X डब्ल्यू.बी 2)/1200

चौथे माह	=	(4 X ए.सी.सी.4 X डब्ल्यू.बी 4 - 3 X ए.सी.सी. 3 X डब्ल्यू.बी 3) / 1200
पाँचवें माह	=	(5 X ए.सी.सी.5 X डब्ल्यू.बी 5 - 4 X ए.सी.सी. 4 X डब्ल्यू.बी 4) / 1200
छठे माह	=	(6 X ए.सी.सी.6 X डब्ल्यू.बी 6 - 5 X ए.सी.सी. 5 X डब्ल्यू.बी 5) / 1200
सातवाँ माह	=	(7 X ए.सी.सी.7 X डब्ल्यू.बी 7 - 6 X ए.सी.सी. 6 X डब्ल्यू.बी 6) / 1200
आठवाँ माह	=	(8 X ए.सी.सी.8 X डब्ल्यू.बी 8 - 7 X ए.सी.सी. 7 X डब्ल्यू.बी 7) / 1200
नौवाँ माह	=	(9 X ए.सी.सी.9 X डब्ल्यू.बी 9 - 8 X ए.सी.सी. 8 X डब्ल्यू.बी 8) / 1200
दसवाँ माह	=	(10 X ए.सी.सी.10 X डब्ल्यू.बी 10 - 9 X ए.सी.सी. 9 X डब्ल्यू.बी 9) / 1200
ग्यारहवाँ माह	=	(11 X ए.सी.सी.11 X डब्ल्यू.बी 11 - 10 X ए.सी.सी. 10 X डब्ल्यू.बी 10) / 1200
बारहवाँ माह	=	(12 X ए.सी.सी.12 X डब्ल्यू.बी 12 - 11 X ए.सी.सी. 11 X डब्ल्यू.बी 11) / 1200

$$i^{\text{th}}\text{-महीना} = \frac{\text{ए सी सी}_i^* \text{ डब्ल्यू बी}_i}{12} + \frac{(i-1)}{12} * (\text{ए सी सी}_i^* \text{ डब्ल्यू बी}_i - \text{ए सी सी}_{i-1}^* \text{ डब्ल्यू बी}_{i-1})$$

जहाँ

पहले, दूसरे, तीसरे, चौथे, पाँचवें, छठे, 7वें, 8वें, 9वें, 10वें, 11वें और 12वें महीने के अंत तक क्षमता प्रभार की रशि ए.सी.सी.1, ए.सी.सी.2, ए.सी.सी.3, ए.सी.सी.3, ए.सी.सी.4, ए.सी.सी.5, ए.सी.सी.6, ए.सी.सी.7, ए.सी.सी.8, ए.सी.सी.9, ए.सी.सी.10, ए.सी.सी.11 एवं ए.सी.सी.12 है।

तथा डब्ल्यू बी.1, डब्ल्यू बी.2, डब्ल्यू बी.3, डब्ल्यू बी.4, डब्ल्यू बी.5, डब्ल्यू बी.6, डब्ल्यू बी.7, डब्ल्यू बी.8, डब्ल्यू बी.9, डब्ल्यू बी.10, डब्ल्यू बी.11, डब्ल्यू बी.12, संचयी अवधि क्रमशः पहले, दूसरे, तीसरे, चौथे, पाँचवें, छठे, सातवें, आठवें, नौवें, दसवें, ग्यारहवें एवं बारहवें महीनेकी अवधि के दौरान लाभार्थी को प्रतिशत आबंटित क्षमता शेयर का तौलित औसत है।

वर्ष से तात्पर्य वित्तीय वर्ष है,

जब इस अधिसूचना के अनुसार टैरिफ पर परिवर्तन का महीना वित्तीय वर्ष का पहला महीना है, तो स्विचओवर से पहले वर्ष के भाग के लिए 'क्षमता सूचकांक' डीम्ड क्षमता सूचकांक' माना जाएगा जो वास्तविक जैनरेशन के आधार पर निर्धारित तथा बैकिंग डाउन एवं लाभार्थी के प्रतिशत आबंटित क्षमता शेयर की तौलित औसत कुल एक्स-बस जैनरेशन के प्रतिशत के रूप में व्यक्त स्टेशन से इसकी कुल निकासी (क्षेत्रीय ऊर्जा लेखांकन के अनुसार) के बराबर होगा। स्विच ओवर से पूर्व अवधि के लिए क्षमता प्रभार का भुगतान स्विचओवर की तिथि तथा प्रो-रैटा उत्प्रेरक की

प्रयोज्य टैरिफ के अनुसार विनियमित किया जाएगा, जैसा भी उपयोज्य हो, भुगतान किया जाएगा। टैरिफ

ओवर के बाद भार के लिए क्षमता प्रभारों का भुगतान ऊपर दिए गए फार्मूला (सूत्र) के अनुसार किया

जाएगा।

अध्याय 4

अंतर्राज्यीय संचरण

4.1 परिभाषाएँ :

जहाँ संदर्भ में अन्यथा अपेक्षित न हो, इस अध्याय के प्रयोजन के लिए :—

- (1) “**प्राधिकरण**” :—विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम, 1948 की धारा 3 के अंतर्गत स्थापित केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण से है।
- (2) किसी दी गई अवधि के लिए संचरण प्रणाली के संबंध में ‘उपलब्धता’ से घंटों में वह समय अभिप्रेत है, जिस अवधि के दौरान संचरण प्रणाली आपूर्ति बिन्दु से वितरण बिन्दु तक निर्धारित वोल्टेज पर विद्युत संचरण में समर्थ हो तथा इसे दी गई अवधि में कुल घंटों के प्रतिशत में व्यक्त किया जाएगा।
- (3) “**आयोग**” से विद्युत विनियामक आयोग अधिनियम, 1998 की धारा 3 के अधीन संस्थापित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग से है।
- (4) “**कान्ट्रैक्ट पाथ**” से संचरण पथ की श्रेणी से बना हुआ वह लघुतम पथ अभिप्रेत है जो वहीलिंग प्रणाली में प्राप्ति के बिन्दु से वितरण के बिन्दु के बीच संविदा की हुई विद्युत शक्ति को देने में समर्थ हो।
- (5) “**कान्ट्रैक्टेड पावर**” से एम. डब्ल्यू. में वह विद्युत अभिप्रेत है जिसके देने की सहमति वहीलिंग संस्था ने दी है अथवा जो आयातक और निर्यातक सेवा के बीच आबंटन/समझौता के अनुसार वहीलिंग संस्था के द्वारा ढोया जाना अपेक्षित है।
- (6) “**रेटेड वोल्टेज**” से विनिर्माता डिजाइन वोल्टेज अभिप्रेत है। जिस पर संचरण प्रणाली प्रचलन के लिए अभिकल्पित की गई है अथवा ऐसा कम वोल्टेज है जिस पर बिजली के आपूर्तिकर्ता और प्राप्तकर्ता के परामर्श से पथ को आवेशित किया गया है।
- (7) “**संचरण सेवा समझौता**” से ऐसा समझौता संविदा, समझौता ज्ञापन अथवा ऐसा कोई प्रसंविदा अभिप्रेत है जो संचरण सेवा की संचरण सेवा और लाभानुभोगी सेवा के बीच हुआ हो।
- (8) “**संचरण प्रणाली**” से संचरण पथ के साथ सह उप केन्द्रों अथवा अंतर्संयोजित पथों के साथ-साथ सह उग केन्द्रों का समूह अभिप्रेत है।
- (9) “**वहीलिंग संस्था**” से कोई ऐसी उत्पादक कम्पनी, बोर्ड, लाइसेंसी अथवा ऐसा अन्य व्यक्ति अभिप्रेत

है जो ऊर्जा के अंतर्राज्यीय संचरण में लगा हुआ हो।

- (10) 'व्हीलिंग' से ऐसा प्रचालन अभिप्रेत है, जिसके द्वारा संचरण प्रणाली और संचरण संस्था की सह सुविधाएँ विद्युत प्रवहण के लिए दूसरे व्यक्तियों द्वारा उपयोग में लाई जाती हैं।

4.2 प्रचालन का प्रतिमान

प्रचालन के प्रतिमान, समय-समय पर उनके संशोधन के अधीन निम्नलिखित होंगे :-

(1) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख इसके निर्धारित वोल्टेज स्तर और तारीख के सात दिन बाद, जब संचरण सेवा द्वारा चार्ज करने के लिए तैयार घोषित की गयी है, की तारीख होगी, किन्तु ऐसे कारणों के लिए चार्ज करने में समर्थ न हो जो इसके आपूर्तिकर्ता और ठेकेदारों को आरोप्य न हो।

(2) उपकेन्द्र में अनुषंगी विद्युत की खपत

(क) ए० सी० प्रणाली - शून्य

नोट

एयर कंडिशनिंग, लाइटिंग, तकनीकी खपत के प्रयोजन के लिए ए० सी० उपकेन्द्रों में अतिरिक्त खपत अपने प्रचालन और अनुसंधान व्यय के रूप में संचरण कम्पनी द्वारा वहन किया जाएगा।

(ख) एच. वी. डी. सी. उप केन्द्र

एच. वी. डी. सी. केन्द्रों में विद्युत की अतिरिक्त खपत के लिए भारत सरकार उस क्षेत्र में आई०एस०जी०एस०/केन्द्रीय विद्युत केन्द्रों से उचित अंश आवंटित करेगी। ऐसे विद्युत के लिए उस क्षेत्र के लाभभोगियों द्वारा निर्धारित प्रभार वहन किया जाएगा और आई०एस०जी०एस० केवल परिवर्तनीय के प्रभार के लिए संचरण संस्था को बिल भेजेगा।

(3) संचरण प्रणाली की मानक उपलब्धता

संचरण प्रणाली की मानक उपलब्धता 98% है तथा इसकी गणना इस अधिसूचना के परिशिष्ट-III में निहित प्रक्रिया के अनुसार की जाएगी।

4.3 पूंजीगत लागत और पूंजीगत संरचना

- (क) संचरण प्रणाली का पूंजीगत व्यय का प्राधिकरण की तकनीकी आर्थिक मंजूरी में निर्धारित अनुमोदित वित्तीय पैकेज के अनुसार अथवा उपयुक्त स्वतंत्र एजेंसी, जैसी भी स्थिति हो, द्वारा वित्त पोषण किया जाएगा।
- (ख) पूंजीगत लागत में प्रचालन के प्रथम पाँच वर्षों के लिए पूंजीकृत प्रारंभिक अतिरिक्त कल पुर्जे शामिल होंगे। अनुमोदित परियोजना लागत वह लागत होगी जो प्राधिकरण की तकनीकी आर्थिक मंजूरी में विनिर्दिष्ट की गयी हो, अथवा उपयुक्त स्वतंत्र एजेंसी द्वारा अनुमोदित की गई हो, जैसी भी स्थिति हो।
- (ग) परियोजना की समाप्ति पर वहन किया गया वास्तविक पूंजीगत व्यय टैरिफ निर्धारित करने के लिए मानदंड होगा। जहाँ वास्तविक व्यय अनुमोदित परियोजना लागत से अधिक हो जाता है वहाँ प्राधिकरण अथवा उपयुक्त स्वतंत्र एजेंसी, जैसी भी स्थिति हो द्वारा यथानुमोदित अधिक-व्यय टैरिफ निर्धारित करने के प्रयोजन के लिए वास्तविक पूंजीगत व्यय माना जाएगा बशर्ते कि अधिक व्यय संचरण कम्पनी अथवा इसके आपूर्तिकर्ता अथवा ठेकेदारों को आरोप्य न हो।

आगे यह भी प्रावधान है कि जहाँ संचरण संस्था और लाभभोगियों के बीच संचरण सेवा के लिए समझौता हुआ हो और इसमें पूंजीगत व्यय पर परिसीमा को व्यवस्था हो, वहाँ पूंजीगत व्यय ऐसी परिसीमा से अधिक नहीं होगा।

4.4 संचरण प्रभार का परिकलन

संचरण प्रणाली द्वारा बिजली के संचरण के लिए सिंगल पार्ट टैरिफ में वार्षिक संचरण प्रभार में ऋण पूंजी पर ब्याज, मूल्य ह्रास, मूल्य ह्रास के प्रति अग्रिम राशि, प्रचालन और अनुरक्षण व्यय, इक्विटी पर लाभ और नियामक उपलब्धता स्तर पर कार्यशील पूंजी पर ब्याज शामिल होंगे। प्रमुख व्यवसाय पर वास्तविक राशि पर आय पर कर को व्यय के रूप में गिना जाना है तथा एफ.ई.आर.वी. यथानिर्धारित रूप में विनियमित किया जाएगा।

वार्षिक संचरण प्रभार की गणना निम्नलिखित आधार पर की जाएगी, अर्थात्

(क) ऋण पूँजी पर ब्याज

ऋण पूँजी पर ब्याज प्राधिकरण अथवा किसी स्वतंत्र एजेंसी द्वारा अनुमोदित वित्तीय पैकेज के अनुसार वापसी की अनुसूची को विधिवत् ध्यान में रखते हुए बकाया ऋण परिकलित किया जाएगा।

(ख) मूल्य ह्रास

- (1) मूल्य ह्रास के प्रयोजन से मूल्य आधार परिसंपत्ति की पुरानी लागत होगी।
- (2) मूल्यह्रास का परिकलन परिशिष्ट-II में इस अधिसूचना में उपाबद्ध अनुसूची में यथानिर्धारित मूल्यह्रास की दर पर स्टेट लाइन तरीके के अनुसार वार्षिक रूप से किया जाएगा।

बशर्ते परियोजना की अवधि के दौरान कुल मूल्यह्रास अनुमोदित मूल लागत के 90% से अधिक नहीं होगा। अनुमोदित मूल लागत में विदेशी विनिमय दर विचालन के कारण अतिरिक्त पूँजीकरण शामिल होगा।

- (3) अनुमत मूल्यह्रास के अलावा मूल्यह्रास के लिए अग्रिम की अनुमति तब दी जाएगी जहाँ कहीं प्रारंभिक रूप से अनुसूचित ऋण की वापसी अनुसूची के अनुसार अनुमत मूल्यह्रास से अधिक हो तथा उसकी गणना निम्न प्रकार से की जाएगी।

मूल्यह्रास के प्रति प्रतिशत = मूल ऋण धनराशि के 1/12 की परिसीमा के अधीन मूल रूप से अनुसूचित ऋण वापसी की धनराशि - अनुसूची के अनुसार मूल्य ह्रास

- (4) समस्त ऋण की वापसी पर शेष मूल्य ह्रास को मूल्य परिसंपत्ति के शेष उपयोग करने की अवधि में लिया जाएगा।
- (5) मूल्यह्रास प्रचालन के प्रथम वर्ष से ही प्रभारित किया जाएगा। वर्ष के किसी भाग के लिए परिसंपत्ति के प्रचालन के मामले में मूल्यह्रास यथानुपात आधार पर प्रभारित किया जाएगा।
- (6) पर्यावरणीय सुरक्षा से संबंधित परिसंपत्ति के लिए मूल्यह्रास की टैरिफ के निर्धारण के समय मान दर मामले आधार पर अनुमति दी जाएगी। यह इस शर्त के अधीन होगी कि यथानिर्धारित पर्यावरणीय मानकों का पिछली टैरिफ अवधि के दौरान अनुपालन किया गया है।

(ग) इक्विटी पर लाभ

इक्विटी पर लाभ संचरण प्रणाली के संबंध में प्रदत्त और अभिदत्त पूंजी पर परिकलित किया जाएगा तथा ऐसी पूंजी का 16% होगा।

स्पष्टीकरण-1

परियोजना के वित्त पोषण के लिए शेयर पूंजी जारी करते समय संचरण कम्पनी द्वारा वसूले गए प्रीमियम और वर्तमान सेवा के स्वतंत्र रिजर्व से सृजित संसाधन यदि कोई हो, को इक्विटी पर लाभ की गणना करने के प्रयोजन से प्रदत्त पूंजी के रूप में माना जाएगा, बशर्ते ऐसी प्रीमियम धनराशि और आंतरिक संसाधन का संचरण परियोजना का पूंजीगत व्यय वहन करने के लिए उपयोग किया जाता है तथा यह अनुमोदित वित्तीय पैकेज का भाग है जैसा कि प्राधिकरण द्वारा दी गई तकनीकी आर्थिक मंजूरी में निर्धारित है।

(घ) प्रचालन और अनुरक्षण व्यय

प्रचालन और अनुरक्षण व्यय जिसमें गीमा पर व्यय भी सम्मिलित है, यदि कोई हो (एतत् पश्चात् प्रचालन और अनुरक्षण व्यय कहा जाए) निम्न प्रकार से परिकलित किया जाएगा :-

- (1) जहाँ उप केन्द्रों (ओ0 एम0 एस0) और पथ (ओ0 एम0 एल0) पर असामान्य व्यय, यदि कोई हो, के अलावा प्रचालन और अनुरक्षण व्यय प्रत्येक क्षेत्र के लिए अलग से उपलब्ध हो, इसे क्रमशः खंडीय संख्या और पथ की लम्बाई से भाग देकर सामान्य बनाया जाएगा। जहाँ उपयुक्त आंकड़े उपलब्ध न हों, वहाँ क्षेत्र का प्रचालन और अनुरक्षण व्यय 30 : 70 के आधार पर 'संविभाजित' किया जाएगा और इसे निम्न प्रकार से सामान्य बनाया जाएगा :-

किलोमीटर में पथ की लम्बाई की प्रति यूनिट प्रचालन और अनुरक्षण व्यय

ओ0एम0एल0एल0 = पथों के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्यय (ओ.एम.एल.) / किलोमीटर में पथ की औसत लम्बाई (एल.एन.)

उपकेन्द्रों के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्यय

ओ.एम.बी.एन0 = उप केन्द्रों के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्यय (ओ. एम. एस.) / खंडों की औसत संख्या। (बी. एन.)

- (2) पथों और खंडों के लिए सामान्यीकृत प्रचालन और अनुरक्षण व्यय को पाँच वर्ष के औसत (1995-96 से 1999-2000 की अवधि) में दो वर्षों (1998-99 और 1999-2000) के लिए प्रति वर्ष 10% की वृद्धि की जाएगी ताकि वर्ष 1999-2000 के लिए पथ की लम्बाई की प्रति यूनिट और प्रति खंड प्रचालन और अनुरक्षण के प्रतिमान पर पहुँचा जा सके।

पथ की लम्बाई का प्रति यूनिट मानक प्रचालन और अनुरक्षण (एन०ओ०एम०एल०एल०) = ए.वी. ओ.एम.एल.एल. x (1.10)²

प्रति खंड मानक प्रचालन और अनुरक्षण (एन.ओ.एम.बी.एन.) = ए.वी.ओ.एम.बी.एन. x (1.10)²

जहाँ ए.वी. ओ. एम. एल. और ए.वी.ओ.एम.बी.एन. क्रमशः पथ की लम्बाई के प्रति यूनिट और प्रति खंड प्रचालन और अनुरक्षण व्यय हो।

$$\text{ए.वी.ओ.ओ.एम.एल.एल.} = \frac{\sum_{i=1995-96}^{1999-2000} \text{ओ० एम० एल०}}{\sum_{i=1995-96}^{1999-2000} \text{एल० एल०}}$$

$$\text{ए.वी.ओ.ओ.एम.बी.एन.} = \frac{\sum_{i=1995-96}^{1999-2000} \text{ओ० एम० एन०}}{\sum_{i=1995-96}^{1999-2000} \text{बी० एन०}}$$

जहाँ एल० एल० आई० और बी० एन० आई० किसी दिए गए वर्ष में क्रमशः पथ की औसत लम्बाई और खंडों की संख्या है।

- (3) पिछले पैरा से लिए गए क्षेत्र के लिए एन० ओ० एम० एल० एल० और एन० ओ० एम० बी० एन० में प्रति वर्ष 6% की दर से वृद्धि की जाएगी ताकि संगत वर्ष में पथ की लम्बाई की प्रति यूनिट और प्रति खंड प्रचालन और अनुरक्षण खर्च का मानक मूल्य प्राप्त किया जा सके। उस प्रणाली के लिए अनुमत प्रचालन और अनुरक्षण खर्च की गणना करने के लिए उस वर्ष में मानक मूल्यों को पथ की लम्बाई और खंडों की संख्या (जैसी स्थिति हो) से गुणा किया जाएगा।
- (4) प्रति वर्ष 6% का वृद्धिकरण का प्रयोग प्रचालन और अनुरक्षण खर्च के मानक आधार आंकड़े में

संशोधन करने के लिए किया जाएगा। वास्तविक स्फीति आंकड़े, जो 6% के उपर्युक्त अधिसूचित वृद्धि कारक के 20% के अंदर है (जो 6% की दोनों ओर 12% बिन्दु होता है), को सेवाओं/लाभानुभोगियों द्वारा समायोजित किया जाएगा। दूसरे शब्दों में यदि प्रेक्षित आंकड़े परिकलित वृद्धि कारक 4.8 से 7.2% के अंतर्गत है, यह विचलन कम्पनियों द्वारा वहन किया जाना चाहिए। इस सीमा से अधिक विचलन औद्योगिक कमी के लिए सी0 पी0 आई0 के भारत मूल्य सूचकांक और डब्ल्यू. पी.आई. (डब्ल्यू. पी. आई. टी. आर.) के चयनित घटकों के सूचकांक के आधार पर निर्णित वास्तविक वृद्धि कारक के आधार पर समायोजित किया जाएगा, जिसका सूत्र नीचे दिया गया है, इसके लिए कम्पनी याचिका के साथ आयोग के पास जा सकती है।

(5) टैरिफ अवधि के दौरान वास्तविक वृद्धिकारक का परिकलन प्रकाशित आंकड़े से किया जाएगा, जो इस प्रकार है :-

$$\text{वृद्धि} = 0.55 \times \text{स्फीति}_{\text{सी.पी.आई.}} + 0.45 \times \text{स्फीति}_{\text{डब्ल्यू.पी.आई.टी.आर.}}$$

जहाँ

$$\text{स्फीति}_{\text{सी.पी.आई.}} = \text{सी.पी.आई.आई.} \text{ — डब्ल्यू में वार्षिक औसत स्फीति}$$

$$\text{स्फीति}_{\text{डब्ल्यू.पी.आई.टी.आर.}} = \text{डब्ल्यू.पी.आई.टी.आर. में वार्षिक औसत स्फीति (इसे निम्न प्रकार से परिकलित किया जाए)}$$

(6) डब्ल्यू.पी.आई.टी.आई. आर0 का परिकल्पन गैर समुच्चयित (डिस्एग्रिगेटेड) डब्ल्यू पी आई श्रेणियों (1993-94 = 100) से चयनित सगत कारकों (निम्न सूचीबद्ध) के भारत औसत के रूप में किया जाता है।

जिन्स	वजन
1. सूती कपड़ा	0.90306
2. कागज एवं कागज उत्पाद	2.04403
3. रबड़ तथा प्लास्टिक उत्पाद	2.38819
4. पेन्ट, वार्निश एवं रोगन	0.49576
5. तारपीन, सिंथेटिक रेजीन प्लास्टिक सामग्री आदि	0.74628
6. अधातु खनिज उत्पाद	2.51591
7. मूल धातु मिश्रधातु तथा धात्विक उत्पाद	8.34186
8. मशीनरी तथा मशीन टूल्स	8.36331
9. परिवहन उपकरण एवं पुर्जे	4.29475

उपर्युक्त सभी डब्ल्यू पी आई टी आर

30.0931

$$\text{डब्ल्यूपीआईटीआर} = \frac{\sum_{i=1}^9 \text{डब्ल्यू आई डब्ल्यू पी आई}}{\sum_{i=1}^9 \text{डब्ल्यू 0}}$$

जहाँ डब्ल्यू पी आई, वें उप समूह का थोक मूल्य सूचकांक है और डब्ल्यू, इससे संबंधित भार है।

टिप्पणी

किसी भी वित्तीय वर्ष में ओ तथा एम व्यय की गणना संबंधित नियामक ओ तथा एम व्यय की प्रति इकाई लाइन लम्बाई अथवा बेयों की संख्या के आधार पर की जाएगी। वर्ष 1999-2000 के नियामक ओ तथा एम व्यय (एन ओ एम एल एल तथा एन ओ एम बी एन, जैसी भी स्थिति हो) में 6 प्रतिशत प्रतिवर्ष की वृद्धि दी जाएगी ताकि उन्हें संबंधित वर्ष के स्तर पर लाया जा सके। इन नियामक खर्चों को लाइन लम्बाई अथवा खण्डों की संख्या, जो भी स्थिति हो, से गुणा करके जिन वर्षों में विस्तार हुआ है उनकी संख्या जोड़ने पर प्रति वर्ष नेटवर्क विस्तार के कारण हुआ ओ एंड एम खर्च प्राप्त होगा। स्थापना वर्ष के लिए लाइनों तथा खण्डों के ओ एंड एम खर्च उक्त वर्ष के दौरान वे जितने माह कार्यशील रहे उनकी संख्या से विभाजित किए जाएंगे।

टिप्पणी

जबकि सी पी आई—आई डब्ल्यू सरकार द्वारा प्रकाशित किया जाता है, डब्ल्यू पी आई टी आर की गणना उद्योग मंत्रालय द्वारा प्रकाशित थोक मूल्यों के विच्छिन्न आंकड़ों से की जाएगी।

टिप्पणी

अनुमत्य ओ एंड एम व्यय की गणना के लिए उपयोग किए गए आंकड़े सांविधिक लेखा परीक्षकों द्वारा प्रमाणित किए जाएंगे।

(ड) कार्यशील पूँजी पर ब्याज

कार्यशील पूँजी पर ब्याज में निम्नलिखित शामिल होगा :-

- (1) एक माह का प्रचालन तथा रख-रखाव व्यय (नकद)
- (2) पूँजी लागत के 1% नियामक दर से रखरखाव स्पेयर घटा प्रारंभिक पूँजीगत स्पेयर का 1/5 हिस्सा बाद के प्रत्येक वर्ष में रख-रखाव स्पेयर की लागत में ओ एंड एम ट्रान्समिशन प्रणाली के व्यय में संशोधन के लिए लागू दर से संशोधन दिया जाएगा तथा
- (3) दो माह के औसत बिल से प्राप्त धनराशि जिसकी गणना नियामक उपनियमना स्तर के आधार पर की जाएगी।

4.5 आय पर कर

ट्रांसमिशन यूटिलिटी की प्रमुख गतिविधि से सृजित आय पर कर यदि हो, की गणना व्यय के रूप में दी जाएगी और इसकी वसूली लाभानुभोगियों से की जाएगी।

कर वसूली में हुई कमी अथवा अधिकता से संबंधित राशि का समायोजन सांविधिक लेखा परीक्षकों के प्रमाण-पत्र के आधार पर प्रतिवर्ष किया जाएगा।

बशर्ते :

- (1) मूल गतिविधि के अलावा अन्य किसी गतिविधि से प्राप्त आय पर कर में दर के घटक से छूट नहीं दी जाएगी। ऐसी अन्य आय पर कर का भुगतान ट्रांसमिशन यूटिलिटी द्वारा किया जाएगा।
- (2) किसी वर्ष में कर से पूर्व आंका गया क्षेत्रवार लाभ सभी क्षेत्रों को भिन्न-भिन्न कर देयता के वितरण का आधार होगा।
- (3) आयकर अधिनियम 1961 के प्रावधानों के अनुसार लागू कर अवकाश का लाभ लाभानुभोगियों को दिलाया जाएगा।
- (4) आगे ले जाए जाने के दौरान हुई हानि का उत्तरदायित्व किसी अन्य समान आधार के अभाव में ऊपर उल्लिखित अनुपात (उप खण्ड (ii)) में दिया जाएगा।
- (5) क्षेत्रों को आवंटित कर लाभानुभोगियों से प्रभारित किया जाएगा, जिस तरह वार्षिक निर्धारित प्रभार/मौजूदा प्रभार लिए जाते हैं।

4.6 ट्रांसमिशन प्रभार का भुगतान

पूर्ण वार्षिक ट्रांसमिशन प्रभार प्रचालन की 98% उपलब्धता पर वसूल किया जाएगा। 98% से कम ट्रांसमिशन प्रभार का भुगतान अनुपातिक आधार पर किया जाएगा। 98% से अधिक उपलब्धता पर वार्षिक ट्रांसमिशन प्रभार का भुगतान नहीं किया जाएगा। ट्रांसमिशन प्रभार का परिकलन सहित वार किया जाएगा। ट्रांसमिशन प्रणाली में एक से अधिक लाभानुभोगी होने पर प्रत्येक लाभानुभोगी के लिए ट्रांसमिशन प्रभार की गणना निम्नलिखित सूत्र से की जाएगी।

$$\text{ट्रांसमिशन प्रभार} = \frac{\text{टी. सी}}{12} \times \frac{\text{ई. बी}}{\text{ई. एस.}}$$

जहां टी.सी = लाभानुभोगियों द्वारा भुगतान किया जाने वाला वार्षिक ट्रांसमिशन प्रभार।

ई.बी = क्षेत्री ऊर्जा खपत के अनुसार प्रत्येक लाभानुभोगी को केन्द्रीय क्षेत्र स्टेशनों से की गई मासिक ऊर्जा बिक्री

ई.एस. = केन्द्रीय क्षेत्र स्टेशनों से कुल मासिक ऊर्जा बिक्री।

टिप्पणी

लाभानुभोगियों द्वारा जहां सृजन/अनिर्धारित इंटरचेंज प्रभार के भुगतान के लिए उपलब्धता आधारित सृजन दर तथा अनिर्धारित इंटरचेंज दर लागू की जाती है वहां प्रत्येक लाभानुभोगी पर प्रभारित मासिक ट्रांसमिशन प्रभारों की गणना संबंधित आई.एस.जी.एस. द्वारा आबंटित क्षमता अथवा ट्रांसमिशन अनुबंध, यदि किया गया हो के आधार पर की जाएगी।

4.7 प्रोत्साहन

98% से अधिक उपलब्धता के मामले में ट्रांसमिशन यूटिलिटी निम्नलिखित सारणी के अनुसार प्रोत्साहन की प्रपात्र होगी।

उपलब्धता %	साम्य के % के रूप में प्रोत्साहन	साम्य के % के रूप में संचित प्रोत्साहन
98 % तथा इससे कम	0.00	0.00
98.01% - 98.50%	1.00	1.00
98.51% - 99.00%	1.00	2.00
99.01% - 99.50%	1.00	3.00
99.51% - 99.75%	1.00	4.00

4.8 लाभानुभोगियों द्वारा एच.वी.डी.सी. सहित अंतरक्षेत्रीय परिसम्पत्तियों के ट्रांसमिशन प्रभार को वहन करने का सिद्धांत

दो निम्न स्थित क्षेत्रों द्वारा एच.वी.डी.सी. प्रणाली सहित अंतरक्षेत्रीय परिसम्पत्तियों के ट्रांसमिशन प्रभार 50 : 50 के अनुपात में वहन किए जाएंगे। ये ट्रांसमिशन प्रणाली ट्रांसमिशन प्रभारों के साथ अंतरक्षेत्रीय परिसम्पत्तियों के ट्रांसमिशन प्रभारों की 50% राशि मिलाकर लाभानुभोगियों से वसूल किए जाएंगे।

4.9 अन्तर्राज्यीय ट्रांसमिशन के विलिंग प्रभार

4.9.1 पावरग्रिड/लाइसेन्सी प्रणाली पर विलिंग

4.9.1.1 किसी पावर ग्रिड अथवा किसी लाइसेन्सी की ट्रांसमिशन प्रणाली के माध्यम से बिजली के अन्तर्राज्यीय पारेषण के मामले में उन्हें लेने वाले, देने वाले तथा मध्यस्थ क्षेत्रों (यदि कोई हों) से मिलने वाले कुल मासिक प्रभार अपरिवर्तित रहेंगे।

4.9.1.2 ए.बी.टी. लागू होने तक, मासिक पारेषण प्रभार ऊर्जा प्राप्त करने के अनुपात में वहन किए जाएंगे। लेने वाले

क्षेत्र के मामले में पावरग्रिड/लाइसेन्सी को अदा किए जाने वाले मासिक पारेषण प्रभार देने वाले क्षेत्र से प्राप्त ऊर्जा सहित क्षेत्रीय ऊर्जा लेखा के अनुसरण में प्राप्त ऊर्जा के अनुपात में वहन किए जाएंगे। देने वाले के मामले में पावरग्रिड/लाइसेन्सी को अदा किए जाने वाले पारेषण प्रभार इसके क्षेत्र के बाहर के घटकों तथा लाभानुभोगियों (आयातक यूटिलिटीज) द्वारा क्षेत्रीय ऊर्जा लेखा के अनुसार आहरित ऊर्जा के अनुपात में वहन किए जाएंगे। एबीटी. लागू होने के बाद मासिक पारेषण प्रभार क्षमता आवंटन तथा कॉन्ट्रैक्टेड बिजली के आधार पर लिए जाएंगे। तथापि मध्यस्थ क्षेत्र (क्षेत्रों) में पावरग्रिड/लाइसेन्सी के उपयोग के लिए आयातक यूटिलिटी द्वारा कोई पारेषण प्रभार अदा नहीं किया जाएगा।

4.9.1.3 पावरग्रिड/लाइसेन्सी की प्रणाली हेतु उपयोग के लिए पारेषण में हुए नुकसान का भुगतान किया जाएगा।

4.9.2 राज्य विद्युत बोर्ड/राज्य की संस्था के माध्यम से व्हीलिंग

4.9.2.1 राज्य विद्युत बोर्ड/राज्य की संस्था के माध्यम से बिजली की व्हीलिंग के मामले में व्हीलिंग यूटिलिटी व्हीलिंग प्रभार तथा पारेषण प्रभार वहन करने के लिए परस्पर सहमत होने का प्रयास करेंगे। ऐसे मामलों में आयोग की मंजूरी अपेक्षित नहीं होगी। तथापि केवल व्हीलिंग प्रभार के बारे में अनुबंध न होने के आधार पर व्हीलिंग यूटिलिटी अपनी प्रणाली के उपयोग से इंकार नहीं करेगी।

4.9.2.2 यदि पक्ष व्हीलिंग प्रभार पर सहमत नहीं होते तो व्हीलिंग प्रभार की गणना के लिए कान्ट्रैक्ट पाथ विधि का उपयोग किया जाएगा। इस पाथ के मासिक पारेषण प्रभार कान्ट्रैक्टड पाथ में कान्ट्रैक्टड पावर तथा एस.आई.एल. लाइनों के अनुरूप आने वाले अनुपात में अदा किए जाएंगे। कान्ट्रैक्ट पाथ के लिए मासिक पारेषण प्रभार की गणना इस अधिसूचना के प्रावधानों के अनुसरण में की जाएगी।

4.9.2.3 यदि विनिमय की सुविधा के लिए व्हीलिंग यूटिलिटी द्वारा कोई विशेष व्यवस्था (जैसे सस्ते जैनरेशन को बैकिंग डाउन करना) की जाती है, तो सत्यापनीय अवसर लागत अथवा कान्ट्रैक्ट पाथ विधि के आधार पर ज्ञात किए गए प्रभार, जो भी अधिक हो, का भुगतान व्हीलिंग यूटिलिटी को किया जाएगा। किसी भी मामले में व्हीलिंग प्रभार कान्ट्रैक्ट पाथ में पर्याप्त क्षमता वाली नई पारेषण लाइन के प्रभार से अधिक नहीं होंगे। जिस क्षेत्र में व्हीलिंग यूटिलिटी स्थित है उसके क्षेत्रीय बिजली बोर्ड के सदस्य सचिव व्हीलिंग प्रभार की गणना ऊपर उल्लिखित सिद्धान्त के अनुसार करेंगे।

4.9.2.4 व्हीलिंग के कारण हुई इन्क्रिमेंटल पारेषण हानि का भुगतान वस्तु रूप में किया जाएगा, अर्थात् पारेषण हानि की प्रतिपूर्ति आयातक यूटिलिटी द्वारा प्रभारित ऊर्जा की समान मात्रा के रूप में की जाएगी। पारेषण हानि के संबंध में असहमति होने के मामले में व्हीलिंग यूटिलिटी प्रणाली में इन्क्रिमेंटल पारेषण हानि ज्ञान करने के लिए संबंधित क्षेत्र के सदस्य सचिव द्वारा अध्ययन कराया जाएगा।

4.9.2.5 क्षेत्रीय विद्युत बोर्ड के सदस्य सचिव के निर्णय से असहमति के मामले में आयोग से सम्पर्क किया जा सकता है। आयोग द्वारा अन्तिम आदेश दिए जाने तक क्षेत्रीय विद्युत बोर्ड के सदस्य सचिव के निर्णय का अनुपालन अनन्तिम आधार पर किया जाएगा।

4.10 विकास सरचार्ज

ट्रान्समिशन यूटिलिटी को क्षेत्रीय स्तर पर परीक्षण प्रभार से संबंधित प्रत्येक बिल पर 10 प्रतिशत विकास सरचार्ज की पात्रता होगी। विकास सरचार्ज निम्नलिखित शर्तों पर लेवी किया जाएगा :-

- (क) ट्रान्समिशन यूटिलिटी द्वारा प्राप्त सरचार्ज एक अलग बैंक खाते में रखा जाएगा और इसका निवेश मान्यता प्राप्त संस्थाओं के फंड जैसे आई डी एफ सी अथवा आई डी बी आई टैक्स फ्री बॉण्ड में किया जाएगा और प्राप्त आय बैंक खाते में जमा की जाएगी।
- (ख) ट्रान्समिशन यूटिलिटी अलग बही खाते रखेगी तथा बकाया राशि को विकास सरचार्ज आरक्षी खाते में दर्शाएगी और इसके निवेश को तुलन पत्र में दर्शाएगी।
- (ग) उपक्रम की खरीद होने अथवा अन्य किसी आपात स्थिति में आरक्षी निधि तथा तदनुसंग निवेश उत्तराधिकारी उपक्रम क्षमता वर्धन के उद्देश्य से अन्तरित कर दिया जाएगा।
- (घ) इस कोष का उपयोग संबंधित क्षेत्र में क्षमता वर्धन की साम्य आवश्यकता के 1/3 हिस्से की सीमा तक किया जा सकेगा और शेष 2/3 ट्रान्समिशन यूटिलिटी द्वारा दिया जाएगा।
- (ङ) किसी भी नई क्षमता वर्धन के लिए जिस सीमा तक कोष का उपयोग साम्य के रूप में किया जाता है, नई परियोजना के टैरिफ निर्धारण में साम्य से प्राप्त आय में अनुपातिक कमी करने के अनुमति दी जाएगी।
- (च) इस कोष के उपयोग के बारे में एक प्रमाण पत्र निर्धारित प्रपत्र में आयोग को प्रस्तुत किया जाएगा, जो ट्रान्समिशन यूटिलिटी के सांविधिक लेखा परीक्षकों द्वारा विधिवत् सत्यापित होगा।
- (छ) अन्य किसी प्रकार से इस कोष का उपयोग आयोगी की पूर्व अनुमति से याचिका द्वारा अथवा स्वयमेव किया जा सकेगा। जिसके लिए सीईआरसी (कार्य संचालन) विनियम में निर्धारित प्रक्रिया अपनाई जाएगी।

4.11 छूट

ऋण पत्र प्रस्तुत करने के माध्यम से बिलों का भुगतान करने पर 2.5% की छूट दी जाएगी। यदि भुगतान

बाद में ऋण पत्र खोलकर अथवा अन्यथा किया जाता है, परन्तु ट्रांसमिशन यूटिलिटी द्वारा बिल प्रस्तुत करने के एक माह के भीतर किया जाता है तो एक प्रतिशत की छूट दी जाएगी।

4.12 विलम्ब से भुगतान करने पर सरचार्ज

यदि लाभानुभोगी द्वारा बिल का भुगतान बिल में उल्लिखित तिथि से एक माह की अवधि के बाद किया जाता है तो ट्रांसमिशन यूटिलिटी द्वारा प्रतिमाह 1.5% की दर से विलम्ब सरचार्ज लिया जाएगा।

के. वेणुगोपाल, सचिव

[विज्ञापन III/IV/असा./150/2000]

परिशिष्ट-1

ताप केन्द्रों के लिए टैरिफ फाइलिंग के दस्तावेजों की जांच-सूची (भाग-1)

1. सक्षम प्राधिकारी से परियोजना का अनुमोदन
2. सक्षम प्राधिकारी से पूंजीगत लागत अनुमोदन
3. इक्विटी सहभागिता करार एवं विदेशी इक्विटी के लिए आवश्यक अनुमोदन
4. वित्त वर्ष 1998-99 एवं उससे आगे के केन्द्रवार/कार्पोरेट लेखा परीक्षित तुलन-पत्र एवं लाभ तथा हानि खाते और सभी अनुसूची एवं अनुबंध
5. भारत सरकार की परियोजना विशिष्ट टैरिफ अधिसूचना या लाभभोगियों सहित पी. पी.ए. की एक प्रति।
6. टैरिफ प्रस्ताव का विवरण (फार्म-1)
7. मानकीय तकनीकी/वित्तीय/समष्टि- आर्थिक धारणा/ऊर्जा उत्पादन मापदण्ड (फार्म-2)
8. पावर स्टेशन बुनियादी सूचना तथा तकनीकी विशेषताएं (फार्म सं0 2 ए.)
9. नियत-प्रभार के विभिन्न घटकों का सार (फार्म-3)

10. ऋण पर ब्याज का अभिकलन (फार्म-4)
11. कार्यशील पूंजीगत ऋण पर ब्याज की औसत दर परिकलन का विवरण (फार्म सं०-5)
12. सी.ई.आर.सी. मानदण्डों के अनुसार परिसम्पत्तियों पर मूल्यहास का विवरण (फार्म सं०-6)
13. परिचालन एवं रखरखाव व्यय परिकलन (फार्म सं०-7)
14. पूंजीगत लागत एवं वित्त-पोषण ढांचे का विवरण (फार्म सं०-8)
15. वास्तव में किए गए पूंजीगत व्यय एवं पूंजीकृत तथा अनुमोदित व्यय का विवरण (फार्म सं०-9)
16. पर्यावरण संबंधी मामलों एवं इसके संबंधित विषयों की सूचना (फार्म सं० 9 ए)
17. बकाया ऋण, ब्याज एवं उस पर वित्त पोषण - प्रभारों का विवरण (फार्म सं. 10)
18. वित्तीय पैकेजों के विवरण (फार्म सं.-11)
19. परिचालन एवं रख-रखाव व्यय के विवरण (फार्म सं०-12)
20. कोयला/लिग्नाइट आधारित केन्द्रों के ऊर्जा प्रभार के अभिकलन के लिए प्रस्तुत किए जाने वाले विवरण/सूचना (फार्म सं० 13 एवं 13 ए)
21. गैस/ नाफ्था ईंधन आधारित केन्द्रों/ठोस ईंधन केन्द्रों के लिए माध्यमिक ईंधन तेल से ऊर्जा प्रभार के अभिकलन के लिए प्रस्तुत किए जाने वाले विवरण/सूचना (फार्म सं. 14 एवं 14 ए.)
22. ऊर्जा प्रभार दर की परिकलन की पद्धति (फार्म-15)
23. कोई अन्य संबंधित सूचना (कृपया उल्लेख करें)

फार्म-1

टैरिफ फाइलिंग फार्म- भाग-1 (ताप उत्पादक कंपनी)

कंपनी का नाम

उत्पादक केन्द्र का नाम

टैरिफ फाइलिंग के कारण का संक्षिप्त विवरण

-----से ----- तक की टैरिफ अवधि को शामिल करने के लिए टैरिफ प्रस्तावों का विवरण

विवरण	वर्तमान 2000-01	प्रस्तावित		
		2001-02	2002-03	2003-04
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1. नियत प्रभार का विवरण (करोड़ ₹)				
1.1 ऋण पर ब्याज (फार्म-3)				
1.2 कार्यशील पूंजी पर ब्याज (फार्म-3)				
1.3 मूल्यह्रास (फार्म-3)				
1.4 मूल्यह्रास पर अग्रिम (फार्म-3)				
1.5 इक्विटी पर प्रतिफल (फार्म-3)				
1.6 परिचालन एवं रख-रखाव व्यय (फार्म-3)				
कुल				
2. ऊर्जा प्रभार दर का परिकलन (₹0/के.डब्ल्यू.एच.) (फार्म-15)	स्थिरीकरण के समय		स्थिरीकरण के बाद	
2.1 प्राथमिक ईंधन से ऊर्जा प्रभार की दर (आर.ई.सी.) _क				
2.2 साध्यमिक/वैकल्पिक ईंधन से ऊर्जा प्रभार की दर (आर.ई.सी.) _{एक}				
2.3 ऊर्जा प्रभार की दर (आर.ई.सी.)				

टिप्पणी : परवर्ती वर्षों में वृद्धि पर निगरानी रखने के लिए ईंधन-लागत में किसी भी वृद्धि पर या एफ.पी.ए. के लिए विचार किया जाए।

(याचिकाकर्ता)

शक्ति केन्द्र का नाम :

विवरण	मार्च को समाप्त वर्ष	वर्तमान		प्रस्तावित	
		2000-01	2001-02	2002-03	2003-04
1. मानकीय मापदण्ड (सी.ई.आर.सी. द्वारा यथा निर्धारित)					
लक्ष्य उपलब्धि					
मानकीय पी.एल.एफ.					
अतिरिक्त खपत (%)					
केन्द्र ताप दर के.केल./के.डब्ल्यू.एच.					
लक्ष्य उपलब्धि में परिचालन के घटे					
लक्ष्य पी.एल.एफ. में परिचालन के घटे					
विशेष तेल खपत (एम.एल./के.डब्ल्यू.एच.)					
परिचालन एवं रख-रखाव प्रभार (5 वर्ष से कम पुराने संयंत्रों की सी.सी. की प्रतिशतता (5 वर्षों से अधिक पुराने संयंत्रों के वास्तविक आंकड़ों पर आधारित)					
कार्यशील पूंजी (डब्ल्यू.सी.) के लिए महीनों में कोयला भंडार तथा व्यय					
कार्यशील पूंजी के लिए महीनों में तेल-भंडार					
कार्यशील पूंजी के लिए स्पेयर्स भंडार -					
परिचालन एवं रख-रखाव के % के रूप में					
कार्यशील पूंजी के लिए महीनों में वसूल किए जाने योग्य इक्विटी पर प्रतिफल की दर (%)					
2. ऊर्जा उत्पादन					
अनुमानित उपलब्धता					
वास्तविक / अनुमानित पी.एल.एफ.					
उत्पादित ऊर्जा					
बेची गई ऊर्जा					

(याचिकाकर्ता)

शक्ति केन्द्र का नाम		फार्म-3								
मार्च को समाप्त वर्ष		व्यावसायिक परिचालन की तिथि से टैरिफ अवधि तक								
नियत प्रभावे के विभिन्न घटकों का सार		1	2	3	4	5	2000-01	01-02	02-03	03-04
1.1 ऋण पर ब्याज (फार्म-4 के अनुसार)										
1.2 कार्यशील पूंजी पर ब्याज (फार्म-5 के अनुसार)										
1.3 मूल्यह्रास (ए) (फार्म-6 के अनुसार)										
1.4 मूल्यह्रास पर अग्रिम वर्ष के दौरान ऋण का ब्याज सहित भुगतान (फार्म-4 के अनुसार) ऋण का बारहवां भाग (फार्म-4 के अनुसार ऋण) ए.ए.सी. के अंतर्गत देय राशि (बी) मूल्यह्रास पर अग्रिम (बी-ए.)										
1.5 इक्विटी पर प्रतिफल इक्विटी - विदेशी - भारतीय कुल इक्विटी (करोड़ ₹) विदेशी इक्विटी पर प्रतिफल भारतीय इक्विटी पर प्रतिफल इक्विटी पर प्रतिफल (करोड़ ₹)										
1.6 परिचालन एवं रखरखाव व्यय (फार्म-7 के अनुसार)										

(याचिकाकर्ता)

शक्ति केन्द्र का नाम :

कार्यशील पूंजीगत ऋण पर ब्याज की औसत दर (सी.सी.) तथा कार्यशील पूंजी की राशि के परिकलन का विवरण

क्रम सं०	ऋण का संक्षिप्त विवरण	राशि (करोड़ ₹ में)	ब्याज दर सी.सी.:	ब्याज	टिप्पणी
1	2	3	4	5=3*4	
क					
ख					
ग					
घ					
ङ					
	कुल				
	ब्याज की भारित औसत दर (5/3)				
	वर्ष को समाप्त वर्ष	2000-01	2001-02	2002-03	2003-04
	कार्यशील पूंजी पर ब्याज				
				
	कोयला भंडार-1 या 1/2 महीना				
	तेल भंडार - 2 महीने				
	परिचालन एवं रखरखाव व्यय - 1 महीना				
	स्पेयर्स - 1 वर्ष = परि एवं रख. का				
	40% घटा पांचवां भाग				
	प्रथम 5 वर्षों के प्रारंभिक पूंजीकृत स्पेयर्स का				
	प्राप्त करने योग्य = 2 महीने				
	कुल कार्यशील पूंजी (करोड़ ₹ में)				
	अनुमत कार्यशील पूंजीगत ऋण				
	भारित औसत ब्याज दर				
	कार्यशील पूंजी पर ब्याज (करोड़ ₹ में)				
	सी.सी. : नकद उधार				

(याचिकाकर्ता)

शक्ति केन्द्र का नाम

फार्म-7

परिचालन एवं रस्तरस्वाव व्यय का परिकलन

(1)	95-96	96-97	97-98	98-99	99-00	औसत 95-96 से 99-00	आधार 99-00	आधार 2000-01	टैरिफ अवधि		2003-04
	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
	नामानसू-1 : परि एवं रस्तर वास्तविक आंकड़ों के आधार पर (1995-96 से 1999-2000 तक)										
(क) कुल परि एवं रस्तर व्यय											
(ख) असामान्य परि एवं रस्तर व्यय*											
- पानी प्रसार के कारण											
- अन्य तथ्यों के कारण											
(ग) आधार परि एवं रस्तर का परिकलन(क-ख)						E	$X=Ex(1-1)^2$	$X \times (1-06)$	$XX(1-06)^2$	$XX(1-06)^2$	$XX(1-06)^4$
नामानसू-2 : वर्तमान संबंधित जिनके लिए पिछले 5 वर्षों - 1995-96 से 1999-2000 तक के परि एवं रस्तर आंकड़े उपलब्ध नहीं हैं और कुछ नए संबंध जो टैरिफ में आए।											
चालू होने का वर्ष											
आधार परि व रस्तर का परिकलन **							Y	$Y \times (1.06)$	$Y \times (1.06)^2$	$Y \times (1.06)^3$	$Y \times (1.06)^4$

टिप्पणी :

- * असाधारण परि एवं रस्तर व्यय जिसे पानी के प्रसार आदि में अत्यधिक वृद्धि, जो प्रकृति में असाधारण है और जिसके लिए प्रयोक्ता एक पृथक याचिका दर्ज करेगा।
 - * आधार परि एवं रस्तर (Y) = $(0.025 \times \text{पूँजीगत लागत})$ इसे 1999-2000 स्तर तक साले के लिए चालू होने के लिए वर्ष के बाद 10 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से बढ़ाया गया।
- उदाहरण के लिए यदि 1996-97 में चालू संबंध की पूँजीगत लागत 100 करोड़ है तो 1999-2000 के आधार को इस प्रकार अभिकल्पित किया जा रहा है : 1999-2000 का आधार परि एवं रस्तर (आर में Y) = $(0.025 \times 100)^* (1.10)^3$

(याचिकाकर्ता)

शक्ति केन्द्र का नाम

फार्म - ४

पूँजीगत लागत एवं वित्तपोषण दांचे का विवरण

व्यावसायिक परिवर्तन की तिथि से मार्च को समाप्त वर्ष	1	2	3	2000-01	01-02	02-03	03-04
परियोजना के बुनियादी वित्तीय मापदण्ड								
परियोजना के प्रारंभ में अनुमानित पूंजीगत लगत								
वर्ष के दौरान वृद्धि								
वर्ष के दौरान वित्तीय								
सकल पूंजीगत लागत (करोड़ ₹) (क)								
टैरिफ के अनुसार मूल्यहास (करोड़ ₹) (ख)								
संचित मूल्यहास (करोड़ ₹) (ख)								
घटाई जाने वाली निवल परिसम्पत्तियां (ग = क - ख)								
कार्यशील पूंजी अंतर (का पूंजी का 25%) (घ)								
क्षीयकालीन वित्त से पूरी की गई कुल लागत (ग + घ)								
घटाए जाने योग्य सकल परिसम्पत्तियां								
मूल परियोजना लागत की तुलना में इक्विटी								
वर्ष के दौरान वृद्धि								
इक्विटी उप-योग (इ)								
मूल पूंजीगत लागत पर बकाया ऋण								
वर्ष के दौरान जोड़े गए ऋण								
ऋण उप-योग (च)								
कुल वित्तपोषण (इ + च)								

टिप्पणी : अनुमोदित या वास्तविक पूंजीगत लागत - जो भी कम हो

(यादिकारकर्ता)

फार्म-9

अवित्त केन्द्र का नाम
कास्तव में किए गए पूंजीगत व्यय एवं पूंजीकृत/अनुमोदित व्यय का विवरण

विवरण	वार्षिक प्रकृत सी विधि से बर्त को संचयन			2000-01	2001-02	2002-03	2003-04	कुल अनुमोदित व्यय	रिप्ली
	1	2	3						
(क) (i) सभी मुख्य बदे	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(12)
(क) भूमि									
(ख) भवन									
(ग) संयंत्र एवं मशीनरी									
(क) (ii) अन्य छोटी बदे									
कुल (क)									
(ख) उक्त (क) में शामिल की गई निम्नलिखित बदों का उल्लेख करें									
(क) पूंजीकृत प्रारंभिक सेपर्स									
(ख) पूंजीकृत निर्माण के दौरान ब्याज									
(ग) प्रदूषण नियंत्रण के उपकरण									
कुल (ख)									
वित्त पोषण के स्रोतों का ब्यौरा									
(क) ऋण/उधार									
—									
(ख) इक्विटी									
—									
(ग) अन्य									
कुल (क+ख+ग)									

रिप्ली :

- जहां कहीं ब्यौरा देना आवश्यक हो ऋण एवं इक्विटी वित्त पोषण के संबंध में दें और उसके समर्थन में ऋण दस्तावेज जमाई रक्षित करें।
- चरित्रोत्तर, उसके उपकरणों की तबयत तथा वित्त की योजना के संबंध में पी.आई.डी./सी.ई.ए./एम.ओ.एफ./सकन प्राधिकारियों के अनुमोदन की प्रतियां प्रस्तुत करें।

(याचिकाकर्ता)

बकाया ऋण, ब्याज एवं उन पर वित्तीय प्रभावों का विवरण

विवरण		व्यावसायिक परिवर्तन के वर्षों से							
		1	2	3	2000-01	01-02	02-03	03-04
प्रारंभ में शेष	(2)								
वर्ष के दौरान वृद्धि (ऋण के नए ट्रेंच)	(3)								
वर्ष के दौरान पुनर्भुगतान	(4)								
काल्प (3) या कॉलम(4) में परिकल्पित न की गई वृद्धि/विलोप (समायोजन के कारण) द्वारा अन्य समायोजन	(5)								
वर्ष के अंत में शेष	(6)=(2+3-4-5)								
वर्ष/अवधि के लिए संचित ब्याज	(7)								
वर्ष के दौरान देय वित्तकरण प्रभार	(8)								
वर्ष के दौरान भुगताना गया ब्याज /	(9)								
वित्त करण प्रभार									
अगले वर्षों में ले जाया गया शेष बकाया	(10)=(7+8-9)								
टिप्पणी	(11)								
ऋण राशि का 1/12 वां भाग	(12)								
सं. (12) एवं रॉ (4) की न्यूनतम राशि	(13)								

टिप्पणी :

- यह फार्म प्रत्येक ऋण/उधार के लिए भरा जाए और बाद में एरीगेट कर लिया जाए। इसके साथ संबंधित ऋण दस्तावेज प्रस्तुत करें।
- रॉ (1) में उल्लिखित वित्तीय वर्षों में, ऋण लेने के समय से मूल्य निर्धारण तक की अवधि या बकाया पूरे ऋण के पुनर्भुगतान तक की अवधि, जो भी कम हो, शामिल की जाएगी। व्यावसायिक उत्पादन की तारीख के अनुरूप वित्तीय वर्ष के संबंध में सूचना, निर्माण-अवधि के दौरान कुल ब्याज एवं अन्य वित्तपोषण प्रभावों पर सूचना के अभिविश्लेषण को सरल बनाने के लिए विभाजित करें।
- टिप्पणी रॉ का उपयोग, यदि आवश्यक हो, तो आंकड़ों/प्रस्तावों का ब्यौरा देने/स्पष्ट करने के लिए किया जा सकता है।

(याविकाकर्ता)

शक्ति केन्द्र का नाम

फार्म - 11

वित्तीय पैकेज का विवरण

निधि का स्रोत ऋण	रुपि एफ.सी. में (मुद्रा का नाम)	विनिमय दर	रुपि भारतीय मुद्रा में (करोड़ रु में)	रुपि कुल (करोड़ रु में)	पुनर्भुक्तन की अवधि	छूट अवधि	ब्याज की दर	गारंटी कमीशन	अपफ्रंट शुल्क एक्सपो- प्रामुल्क	कुल ऋण की %	कुल पीसी की %
विदेशी											
ऋण-1											
ऋण-2											
ऋण-3											
ऋण-4											
भारतीय											
ऋण-1											
ऋण-2											
कुल ऋण (क)											
इक्विटी											
विदेशी											
भारतीय											
कुल इक्विटी (ख)											
कुल वित्त पोषण (क+ख)											
कुल परियोजना लागत											

टिप्पणी : परियोजना के अनुमोदन के समय सहस्र प्राधिकारी द्वारा यथाअनुसूचित, वित्तीय पैकेज के विवरण प्रारूप (फार्मेट) में प्रस्तुत करें।

एफ.सी. = विदेशी मुद्रा

पीसी = परियोजना लागत

(याचिकाकर्ता)

शक्ति केन्द्र का नाम :

फार्म-12

परिचालन एवं रखरखाव व्यय का विवरण

		95-96	96-97	97-98	98-99	99-2000
	1	2	3	4	5	6
(क)	परिचालन एवं रखरखाव व्यय का ब्योरा					
	1. कर्मचारी लागत					
	2. मरम्मत एवं रख-रखाव					
	3. भंडार-जिसकी खपत की गई					
	4. शक्ति प्रभार					
	5. जल प्रभार					
	6. संचार व्यय					
	7. यात्रा व्यय					
	8. बीमा					
	- संयंत्र एवं मशीनरी					
	- अन्य					
	9. किराया					
	10. सुरक्षा-व्यय					
	11. व्यावसायिक व्यय					
	12. मुद्रण एवं लेखन सामग्री					
	13. कार्पोरेट कार्यालय व्यय विनिधान					
	14. अन्य व्यय					
	15. कुल (1 से 14)					
	घटाए : वसुली (यदि कोई हो)					
	निवल व्यय					
	टिप्पणी :					
	1. उत्पादक केन्द्रों को कार्पोरेट व्यय के विनिधान की प्रक्रिया विनिर्दिष्ट की जाए।					
	2. दिए गए शीर्ष के अंतर्गत परि एवं रख-रखाव व्यय में वार्षिक वृद्धि (20 प्रतिशत से अधिक का स्पष्टीकरण दिया जाए)					
	3. आकड़े सांविधिक लेखापरीक्षकों द्वारा प्रमाणित किए जाए।					
(ख)	कार्पोरेट कार्यालय व्यय					
	(कुल)					
	- प्रत्यक्ष कर्मचारी व्यय					
	- रिपेयर एवं रखरखाव					
	- प्रशिक्षण एवं भर्ती					
	- संचार					
	- यात्रा					
	- सुरक्षा					
	- किराया					
	- अन्य					

(याचिकाकर्ता)

कोयला/लिग्नाइट आधारित केन्द्रों के ऊर्जा प्रभारों के अभिकलन के लिए प्रस्तुत किए जाने वाले विवरण/सूचना

कंपनी

उत्पादक केन्द्र

स्थापित क्षमता (मे.वाट.)

संयंत्र का कन्फिगरेशन

क्र. सं.	विवरण	ऊर्जा प्रभार अभिकलन के लिए विचारित व्यय		
		भारत सरकार की परियोजना विशिष्ट टैरिफ अधिसूचना के अनुसार	लाभभोगियों के पी.पी.ए./बी.पी.एस.ए. के अनुसार	सी.ई.आर.सी. की अधिसूचना के अनुसार
1.	केन्द्र का सी.ओ.डी.			
	इकाई-I			
	इकाई-II			
			
	इकाई-एन			
	टिप्पणी : केन्द्र का सी.ओ.डी. चालू अंतिम इकाई का सी.ओ.डी. होगा			
2.	सकल केन्द्र ताप दर (के.केल./के.डब्ल्यू.एच.) जी.एच.आर.			
	- स्थिरीकरण अवधि के दौरान			
	- परवर्ती अवधि			
3.	माध्यमिक ईंधन तेल खपत (एम.एल./के.डब्ल्यू.एच.) (क्यू)			
	- स्थिरीकरण अवधि के दौरान			
	- परवर्ती अवधि			
4.	अतिरिक्त ऊर्जा की खपत (%) (अतिरिक्त)			
	- स्थिरीकरण अवधि के दौरान			
	- कूलिंग टावर के साथ			
	- कूलिंग टावर के बिना			
	परवर्ती अवधि			
	- कूलिंग टावर के साथ			
	- कूलिंग टावर के बिना			
	बी.एफ.पी. की प्रकृति का उल्लेख करें -			
	क्या विद्युत चालित है या वाष्प चालित			
5.	टैरिफ फाइलिंग के महीने से पिछले तीन महीनों की कोयले/लिग्नाइट की वेटेड औसत जी.सी.वी. (के.केल./कि.ग्रा.) (जी.सी.वी.) ₄ (फार्म 13-ए में विस्तृत वर्कशीट प्रस्तुत करें)			

कोयला/लिग्नाइट आधारित केन्द्रों के ऊर्जा प्रभारों के अभिकलन के लिए प्रस्तुत किए जाने वाले विवरण/सूचना

कंपनी

उत्पादक केन्द्र

स्थापित क्षमता (मे.वाट.)

सयंत्र का कन्फीगरेशन

क्र. सं.	विवरण	ऊर्जा प्रभार अभिकलन के लिए विचारित व्यय		
		भारत सरकार की परियोजना विशिष्ट टैरिफ अधिसूचना के अनुसार	लाभभोगियों के पी.पी.ए./बी.पी.एस.ए. के अनुसार	सी.ई.आर.सी. की अधिसूचना के अनुसार
1.	केन्द्र का सी.ओ.डी.			
	इकाई-I			
	इकाई-II			
			
	इकाई-एन			
	टिप्पणी : केन्द्र का सी.ओ.डी. चालू अंतिम इकाई का सी.ओ.डी. होगा			
2.	सकल केन्द्र ताप दर (के.केल./के.डब्ल्यू.एच.) जी.एच.आर.			
	- स्थिरकरण अवधि के दौरान			
	- परवर्ती अवधि			
3.	माध्यमिक ईंधन तेल स्वपत (एम.एल./के.डब्ल्यू.एच.) (क्यू)			
	- स्थिरकरण अवधि के दौरान			
	- परवर्ती अवधि			
4.	अतिरिक्त ऊर्जा की स्वपत (%) (अतिरिक्त)			
	- स्थिरकरण अवधि के दौरान			
	- कूलिंग टावर के साथ			
	- कूलिंग टावर के बिना			
	परवर्ती अवधि			
	- कूलिंग टावर के साथ			
	- कूलिंग टावर के बिना			
	बी.एफ.पी. की प्रकृति का उल्लेख करें -			
	क्या विद्युत चालित है या वाष्प चालित			
5.	टैरिफ फाइलिंग के महीने से पिछले तीन महीनों की कोयले/लिग्नाइट की बेटेड औसत जी.सी.वी. (के.केल./कि.ग्रा.) (जी.सी.वी.) _क (फार्म 13-ए में विस्तृत वर्कशीट प्रस्तुत करें)			

**गैस/नाफ्था/तरल ईंधन आधारित केन्द्रों के ऊर्जा प्रभारों के अभिकलन के लिए प्रस्तुत
किए जाने वाले विवरण/सूचना**

कंपनी

उत्पादक केन्द्र

स्थापित क्षमता (मे.वाट.)

संयंत्र का कन्कीगेशन

क्र. सं.	विवरण	ऊर्जा प्रभार अभिकलन के लिए विचारित व्यय		
		भारत सरकार की परियोजना विशिष्ट टैरिफ अधिसूचना के अनुसार	लाभभोगियों के पी.पी.ए./बी.पी.एस.ए. के अनुसार	सी.ई.आर.सी. की अधिसूचना के अनुसार
1.	केन्द्र का सी.ओ.डी.			
	इकाई/ब्लॉक-I			
	इकाई/ब्लॉक-II			
	इकाई/ब्लॉक-एन			
	टिप्पणी : केन्द्र का सी.ओ.डी. वह होगा जो पिछली चालू			
	अंतिम इकाई/ब्लॉक का सी.ओ.डी. होगा			
2.	केन्द्र की सकल ताप दर (के.केल./के.डब्ल्यू.एच.) जी.एच.आर.			
	- ओपन साइकिल परिचालन			
	- संयुक्त साइकिल परिचालन			
3.	अतिरिक्त ऊर्जा खपत (%) (अतिरिक्त)			
	-ओपन साइकिल परिचालन			
	- स्थिरीकरण अवधि में परवर्ती अवधि			
	संयुक्त साइकिल परिचालन			
	- स्थिरीकरण अवधि में परवर्ती अवधि			
4.	टैरिफ फाइलिंग के महीने से पिछले तीन महीनों के लिए गैस/नाफ्था/द्रव्य ईंधन/ एस.एफ.ओ. के जी.सी.वी. वेटेड औसत/के.केल./एस.सी.एम. या के.केल./कि.ग्रा.) (जी.सी.वी.) _{११} या (जी.सी.वी.) _{१२} (फार्म 14-ए में विस्तृत वर्कशीट प्रस्तुत करें)			
5.	टैरिफ फाइलिंग के महीने से पिछले तीन महीनों के लिए गैस/नाफ्था/द्रव्य ईंधन/एस.एस.ओ. का वेटेड औसत मूल्य (₹0/हजार सी.एम.या ₹0/एमटी.) - (पी.) _{११} (फार्म 14-ए में विस्तृत वर्कशीट प्रस्तुत करें)			
6.	ईंधन मूल्य समायोजन सिद्धांत का उल्लेख करें - ओपन साइकिल परिचालन - स्थिरीकरण अवधि में - परवर्ती अवधि - संयुक्त साइकिल परिचालन			

कंपनी

उत्पादक केन्द्र

स्थापित क्षमता (मे.वाट.)

संयंत्र का कन्फ़ीगरेशन

क्र. सं.	विवरण	ऊर्जा प्रभार अभिकलन के लिए विचारित व्यय		
		भारत सरकार की परियोजना विशिष्ट टैरिफ अधिसूचना के अनुसार	लाभभोगियों के पी.पी.ए. / बी.पी.एस.ए. के अनुसार	सी.ई.आर.सी. की अधिसूचना के अनुसार
	- स्थिरीकरण अवधि में			
	- परवर्ती अवधि			

टिप्पणी :

1. भारत सरकार की परियोजना विशिष्ट टैरिफ अधिसूचना या लाभभोगियों के पी.पी.ए. की एक प्रति प्रस्तुत करें।
2. ओपन साइकिल एवं संयुक्त साइकिल परिचालन के ऊर्जा प्रभार के समर्थन में परिकलन के विवरण फार्म-15 में अलग-अलग दें।
3. कोई अन्य संबंधित सूचना प्रस्तुत करें।
4. जो लागू न हो उसे काट दें।

(याचिकाकर्ता)

फॉर्म-14 ए

गैस/नाफथा/द्रव्य ईंधन आधारित केन्द्रों/गैस ईंधन आधारित एस.एफ.ओ. के ऊर्जा प्रभार के परिकलन के लिए प्रस्तुत किया जाने वाला विवरण/सूचना

	कुल वेटेड औसत	कुल	प्रथम महीने के लिए		दूसरे महीने के लिए		तीसरे महीने के लिए		सभी तीनों महीनों के लिए	
			कुल	कुल वेटेड औसत	कुल	कुल वेटेड औसत	कुल	कुल वेटेड औसत	कुल	कुल वेटेड औसत
तिथि										
कन्साइनमेंट सं.										
द्रव्य ईंधन/एस.एफ.ओ./गैस की मात्रा		(रु/एमटी)/रु/एमटी								
द्रव्य ईंधन/एस.एफ.ओ./गैस की प्रकृति/ग्रेड										
ईंधन कम्पनी द्वारा ली गई राशि		(रु)								
कोयले की प्रकृति/ग्रेड										
कोयला कं० द्वारा वसूल की गई राशि		(रु)								
रेल/शिप/सड़क/पाइपलाइन द्वारा परिवहन		(रु)								
भुगतान किया गया कुल मूल्य		(रु)								
भेजे गए द्रव्य ईंधन/गैस का इकाई मूल्य		(रु/एमटी)								
ईंधन का जी.सी.वी.		केकेल/मि.ग्राम या केकेल/घन मीटर								
ईंधन कंपनी द्वारा वसूल की गई राशि	आधार मूल्य	(रु)								
	रायल्टी	(रु)								
	सेस या इयूटी	(रु)								
	विक्रय कर	(रु)								
	परिवहन	(रु)								
	कुल	(रु)								
रेल/शिप/सड़क मार्ग द्वारा परिवहन	दूरी	(कि.मी.)								
	दर	(रु/कि.मी./एमटी)								
	कुल राशि	(रु)								
कुल भुगतान किया गया		(रु)								

(याचिकाकर्ता)

टिप्पणी : 1 उक्त दी गई सूचना के समर्थन में दस्तावेजी प्रमाण दें।

2 ईंधन कंपनी एवं परिवहन कंपनी द्वारा लिए गए मूल्य का विवरण दें।

3 सी.ई.आर.सी. को तिमाही आधार पर माह प्रति माह आधार पर ईंधन मूल्य समायोजन के आंकड़े इस प्रारूप में दें।

ऊर्जा प्रभार दर परिकलन की पद्धति

क्रम सं०	विवरण	फार्मूला	कीमत
1.	माध्यमिक ईंधन तेल/वैकल्पिक ईंधन से ऊर्जा प्रभार की दर (आरईसी) _{एन}	$= (\text{क्यू}_{\text{एन}})_{\text{एन}} \times \text{पी}_{\text{एन}}$	
2.	एस.एफ.ओ./वैकल्पिक ईंधन से हीट योगदान (एच) _{एन}	$= (\text{क्यू}_{\text{एन}})_{\text{एन}} \times \text{जीसीवी}_{\text{एन}}$	
3.	एस.एफ.ओ./वैकल्पिक ईंधन से हीट योगदान (एच) _क	$= \text{जीएचआर} - \text{एच}_{\text{एन}}$	
4.	विशिष्ट प्राथमिक ईंधन खपत (क्यू _क) _क	$= \text{एच}_{\text{क}} / (\text{जीसीवी})_{\text{क}}$	
5.	प्राथमिक ईंधन से ऊर्जा प्रभार की दर (आरईसी) _क	$= (\text{क्यू}_{\text{क}})_{\text{क}} \times \text{पी}_{\text{क}}$	
6.	ऊर्जा प्रभार एक्स-बस प्रति के. डब्ल्यू.एच. दर (आरईसी)	$= (\text{आरईसी})_{\text{एन}} + (\text{आरईसी})_{\text{क}} / (1 - \text{एयूएक्स})$	

टिप्पणी :

- कोयला/लिग्नाइट ज्वलित संयंत्रों के मामले में स्थिरीकरण अवधि एवं परवर्ती अवधि के लिए ऊर्जा प्रभार की दर अलग-अलग परिकलित की जाएगी।
- गैस/द्रव्य ईंधन ज्वलित संयंत्रों के मामले में स्थिरीकरण अवधि तथा परवर्ती अवधि के लिए तथा ओपन साइकिल एवं संयुक्त साइकिल के लिए ऊर्जा प्रभार दर अलग-अलग परिकलित की जाएगी।
- सम्पूर्ण ऊर्जा प्रभार, एबीटी. द्वारा कवर्ड संयंत्रों के मामले में भेजी जाने वाली एक्स-बस ऊर्जा डिलीवर्ड/सेट आउट के आधार पर तैयार किए जाएंगे।

परिशिष्ट-1

हाइड्रो केन्द्रों के लिए टैरिफ फाइलिंग के दस्तावेजों की जांच-सूची (भाग-2)

- सक्षम प्राधिकारी से परियोजना का अनुमोदन
- सक्षम प्राधिकारी से पूंजीगत लागत अनुमोदन
- इक्विटी सहभागिता करार एवं विदेशी इक्विटी के लिए आवश्यक अनुमोदन
- वित्त वर्ष 1998-99 एवं उससे आगे के केन्द्रवार/कार्पोरेट लेखा परीक्षित तुलन-पत्र एवं लाभ तथा हानि खाते और सभी अनुसूची एवं अनुबंध

- | | |
|--|----------------------|
| 5. भारत सरकार की परियोजना विशिष्ट टैरिफ अधिसूचना या लाभभोगियों सहित पी. पी.ए. की एक प्रति। | <input type="text"/> |
| 6. टैरिफ प्रस्ताव का विवरण (फार्म-1) | <input type="text"/> |
| 7. ऊर्जा प्रभार के अभिकलन के लिए अपेक्षित सूचना एवं क्षमता-सूची (फार्म-2) | <input type="text"/> |
| 8. नियत-प्रभार के विभिन्न घटकों का सार (फार्म-3) | <input type="text"/> |
| 9. ऋण पर ब्याज का अभिकलन (फार्म-4) | <input type="text"/> |
| 10. कार्यशील पूंजीगत ऋण पर ब्याज की औसत दर परिकलन का विवरण (फार्म सं०-5) | <input type="text"/> |
| 11. सी.ई.आर.सी. मानदण्डों के अनुसार परिसम्पत्तियों पर मूल्यह्रास का विवरण (फार्म सं०-6) | <input type="text"/> |
| 12. परिचालन एवं रखरखाव व्यय परिकलन (फार्म सं०-7) | <input type="text"/> |
| 13. पूंजीगत लागत एवं वित्त-पोषण ढांचे का विवरण (फार्म सं०-8) | <input type="text"/> |
| 14. वास्तव में किए गए पूंजीगत व्यय तथा पूंजीकृत अनुमोदित व्यय का विवरण (फार्म सं०-9) | <input type="text"/> |
| 15. पर्यावरण संबंधी मामलों एवं इसके संबंधित विषयों की सूचना (फार्म सं० 9 ए) | <input type="text"/> |
| 16. बकाया ऋण, ब्याज एवं उस पर वित्त पोषण - प्रभारों का विवरण (फार्म सं. 10) | <input type="text"/> |
| 17. वित्तीय पैकेजों के विवरण (फार्म सं.-11) | <input type="text"/> |
| 18. परिचालन एवं रख-रखाव व्यय के विवरण (फार्म सं०-12) | <input type="text"/> |
| 19. कोई अन्य संबंधित सूचना (कृपया उल्लेख करें) | <input type="text"/> |

टैरिफ फाइलिंग फार्म- भाग-II (हाइड्रो उत्पादक कंपनी)

कंपनी का नाम

उत्पादक केन्द्र का नाम

टैरिफ फाइलिंग के कारण का संक्षिप्त विवरण _____

-----से ----- तक की टैरिफ अवधि को शामिल करने के लिए टैरिफ प्रस्तावों का विवरण

विवरण	वर्तमान 2000-01	प्रस्तावित		
		2001-02	2002-03	2003-04
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1. नियत प्रभार का विवरण (करोड़ ₹0)				
1.1 ऋण पर ब्याज (फार्म-3)				
1.2 कार्यशील पूंजी पर ब्याज (फार्म-3)				
1.3 मूल्यहास (फार्म-3)				
1.4 मूल्यहास पर अग्रिम (फार्म-3)				
1.5 इक्विटी पर प्रतिफल (फार्म-3)				
1.6 परिचालन एवं रख-रखाव व्यय (फार्म-3)				
कुल				
2. प्राथमिक ऊर्जा प्रभार (करोड़ ₹0)				
(फार्म-2 के अनुरूप)				

टिप्पणी :

वार्षिक क्षमता प्रभार + वार्षिक ऊर्जा प्रभार, वार्षिक नियत प्रभारों के बराबर होंगे।

(याचिकाकर्ता)

शक्ति केन्द्र का नाम :

फार्म -2

ऊर्जा प्रभार के अभिकलन के लिए अपेक्षित सूचना एवं क्षमता-सूची

क्र. स.	विवरण		मौजूदा 2000-2001	टैरिफ अवधि 2001-2004 के लिए सी.ई.आर.सी मानवर्णों के अनुसार
1.	स्थापित क्षमता	मे.वाट		
2.	गृह राज्य को नि:शुल्क शक्ति	%		
3.	व्यावसायिक परिचालन की तारीख			
		इकाई-1		
		इकाई-2		
		इकाई-3		
4.	केन्द्र की प्रकृति			
	(क) सर्फेस			
	(ख) भूमिगत			
5.	निकाम की प्रकृति			
	(क) जेनरेटर पर रोटेटिंग एक्साईटर			
	(ख) स्टैटिक एक्साईटेशन प्रणाली			
6.	डिजाइन ऊर्जा	पैसे/के.डब्ल्यू.एच.		
7.	अतिरिक्त खपत	%		
8.	ट्रांसफॉर्मेशन हानि	%		
9.	प्राथमिक ऊर्जा दर (संबंधित क्षेत्र के केन्द्रीय उत्पादक केन्द्र का 90% एल.वी.सी.)	पैसे/के.डब्ल्यू.एच.		
10.	प्राथमिक ऊर्जा प्रभार	करोड़ ₹ में		
11.	क्षमता-सूची			
f	नॉमेटिव क्षमता सूचकांक	85%		

(याचिकाकर्ता)

[illegible]

शक्ति केन्द्र का नाम :

कार्यशील पूंजीगत ऋण पर ब्याज की औसत दर तथा कार्यशील पूंजी की राशि के परिकलन का विवरण

क्रम सं०	ऋण का संक्षिप्त विवरण	राशि (करोड़ ₹ में)	ब्याज दर (%) (सीसी)	ब्याज	
1	2	3	4	5=3*4	
क					
ख					
ग					
घ					
ङ					
	कुल				
	ब्याज की भारित औसत दर (5/3)				
	मार्च को समाप्त वर्ष	2000-01	2001-02	2002-03	2003-04
	कार्यशील पूंजी पर ब्याज				
	परिचालन एवं रखरखाव व्यय - 1 महीना				
	स्पेयर्स*				
	प्राप्त करने योग्य = 2 महीने				
	कुल कार्यशील पूंजी (करोड़ ₹ में)				
	कार्यशील पूंजी ऋण अनुमत				
	भारित औसत ब्याज दर				
	कार्यशील पूंजी पर ब्याज (करोड़ ₹ में)				
	* रखरखाव स्पेयर वास्तविक आधार पर किन्तु एक वर्ष की आवश्यकता घटा प्रारम्भिक स्पेयर के पाँचवें भाग से अधिक नहीं। प्रारम्भिक स्पेयर का यह मूल्य पूँजीकृत है। सीसी = कैश क्रेडिट				

(याचिकाकर्ता)

शक्ति केन्द्र का नाम

फार्म - 7

परिचालन एवं रखरखाव व्यय का परिकलन

	1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-2000	औसत 95-98 में 99-00	आधार 1999-2000	आधार 2000-2001	टैरिफ़ अर्वाधि	
									2001-2002	2002-2003
	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
										(12)

तालिका-1 : परि एवं रखर आंकड़े 1995-96 से 1999-2000 तक उपलब्ध हैं :-

(क) कुल परि एवं रखर व्यय										
(ख) अमान्य परि एवं रखर व्यय*										
- अनिश्चित सुरक्षा व्यय										
- गोट										
- ओवर स्ट्रेटिंग										
- अन्य कोई										
(ग) आधार परि एवं रखर का परिकलन (क-ख)						E	X=Ex(1.1) ¹	X x (1.06) ²	Xx(1.06) ³	Xx(1.06) ⁴

तालिका-2 : वर्तमान संयंत्र जिनके लिए पिछले 5 वर्षों - 1995-96 से 1999-2000 तक के परि एवं रखर आंकड़े उपलब्ध नहीं हैं।

चानू होने का वर्ष										
आधार परि व रखर का परिकलन **							Y	Y x (1.06) ⁵	Y x (1.06) ⁶	Y x (1.06) ⁷

* अमान्य परिचालन एवं रख-रखाव व्यय, जैसे :-

- इन्सुलेशन के कारण सुरक्षा व्यय

- अमान्य स्थिति के कारण

- एन.एच.पी.सी की पूरी हुई परियोजनाओं से वर्ष 1999-2000 के दौरान निर्माणधीन परियोजनाओं में कर्मचारियों को पुनः तैनात किया गया है। इससे 1999-2000 में परिचालन तथा रखरखाव व्यय में महत्वपूर्ण कमी आई है।

इसलिए परिचालन एवं रखरखाव के वास्तविक व्यय के पिछले आंकड़ों के आधार पर मानदण्ड नियामक आधार से अधिमूल्यकित होंगे।

एन.एच.पी.सी. को परिचालन एवं रखरखाव आंकड़े 1999-2000 में रोजगार स्तर की धारणा के अंतर्गत कम समायोजित करने चाहिए।

इसका अर्थ है कि विमत आंकड़ों के लिए कर्मचारी वेतन, 1999-2000 में रोजगार के आधार पर समायोजित किया जाए।

प्रयोज्य अमान्य परि एवं रखर व्यय लेने के लिए एक पृथक याचिका दर्ज करे।

आधार परि एवं रखर = $(0.015 \times \text{पूँजीगत लागत})$ 1999-2000 के स्तर पर लाने के लिए 10 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर पर बढ़ाया गया।

उदाहरण के लिए यदि 1996-97 में चानू संयंत्र की पूँजीगत लागत 100 करोड़ ₹0 है तो 1999-2000 का आधार इस प्रकार अभिकलित किया जाता है :-

$$1999-2000 \text{ का आधार परि एवं रखर} = (0.015 \times 100) \times (1.10)^3$$

(याचिकाकर्ता)

शक्ति केन्द्र का नाम										फार्म - 8			
पूँजीगत लागत एवं वित्तपोषण ढाँचे का विवरण													
नियत तिथि में मार्च को समाप्त वर्ष	1	2	3	2000-01	01-02	02-03	03-04					
बुनियादी परियोजना वित्तीय मापदण्ड													
परियोजना के प्रारंभ में अनुमोदित पूँजीगत लागत													
वर्ष के दौरान वृद्धि													
वर्ष के दौरान विलोप													
सकल पूँजीगत लागत (करोड़ ₹०) (क)													
टैरिफ के अनुसार मूल्यहास (करोड़ ₹०)													
संचित मूल्यहास (करोड़० ₹०) (ख)													
मूल्यहास के योग्य निवल परिसम्पत्तियाँ (ग=क-ख)													
कार्यशील पूँजी अंतर (कापूँजी. का 25%) (घ)													
दीर्घकालीन वित्त से पूरी की गई कुल लागत (ग+घ)													
मूल्यहास के योग्य सकल परिसम्पत्तियाँ													
मूल परियोजना लागत की तुलना में इक्विटी													
वर्ष के दौरान वृद्धि													
इक्विटी उप-योग (ङ)													
मूल पूँजीगत लागत पर बकाया ऋण													
वर्ष के दौरान जोड़े गए ऋण													
ऋण उप-योग (च)													
कुल वित्तपोषण (ङ + च)													
टिप्पणी : अनुमोदित या वास्तविक पूँजीगत लागत - जो भी कम हो													
										(याचिकाकर्ता)			

शक्ति केन्द्र का नाम

फार्म-9

वास्तव में किए गए पूंजीगत व्यय एवं पूंजीकृत/अनुमोदित व्यय का विवरण

(रु० करोड़ों में)

विवरण	नियत तिथि से मार्च को समाप्त वर्ष			2000-01	2001-02	2002-03	2003-04	कुल	कुल अनुमोदित व्यय	टिप्पणी
	1	2	3							
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
(क) (i) सभी मुख्य मदें										
(क) भूमि										
(ख) भवन										
(ग) सयंत्र एवं मशीनरी										
(क) (ii) अन्य छोटी मदें										
कुल (क)										
(ख) उक्त (क) में शामिल की गई निम्नलिखित मदों का उल्लेख करें										
(क) पूंजीकृत प्रारम्भिक स्पेयर्स										
(ख) निर्माण के दौरान पूंजीकृत ब्याज प्रावधान										
(ग) प्रदूषण नियंत्रण के उपकरण										
कुल (ख)										
वित्त पोषण के स्रोतों का ब्यौरा										
(क) ऋण/उधार										
(ख) इक्विटी										
(ग) अन्य										
कुल (क) + (ख) + (ग)										

टिप्पणी :

- * जहां कहीं ब्यौरा देना अपेक्षित एवं आवश्यक हो ऋण एवं इक्विटी वित्त पोषण के संबंध में दें और उसके समर्थन में ऋण दस्तावेज अग्रे संलग्न करें।
- * परियोजना, उसके उपकरणों की लागत तथा वित्त की योजना के संबंध में पी.आई.बी./सी.ई.ए./एच.ओ.एफ./सहज प्राधिकारियों के अनुमोदन की प्रतियां प्रस्तुत करें।

(याचिकाकर्ता)

शक्ति केन्द्र का नाम		फार्म -10						
बकाया ऋण, ब्याज एवं उन पर वित्तीय प्रभावों का विवरण		व्यावसायिक परिचालन के वर्षों से						
विवरण	(1)	1	2	3	2000-01	01-02	02-03	03-04
प्रारंभ में शेष	(2)							
वर्ष के दौरान वृद्धि (ऋण के नए ट्रेच)	(3)							
वर्ष के दौरान पुनर्भुगतान	(4)							
रो (3) या रो(4) में परिकल्पित न की गई वृद्धि/विलोप (समायोजन के कारण) द्वारा अन्य समायोजन	(5)							
वर्ष के अंत में शेष	(6)=(2+3-4-5)							
वर्ष/अवधि के लिए संचित ब्याज	(7)							
वर्ष के दौरान देय वित्तकरण प्रभार	(8)							
वर्ष के दौरान भुगताया गया ब्याज/वित्त करण प्रभार	(9)							
अगले वर्षों में ले जाया गया शेष बकाया	(10)=(7+8-9)							
टिप्पणी	(11)							
ऋण राशि का 1/12 वां भाग	(12)							
रो (12) एवं रो (4) की न्यूनतम राशि	(13)							

टिप्पणी :

1. यह फार्म प्रत्येक ऋण/उधार के लिए भरा जाए और बाद में एंटीग्रेट कर लिया जाए। इसके साथ संबंधित ऋण दस्तावेज प्रस्तुत करें।
2. रो (1) में उल्लिखित वित्तीय वर्षों में, ऋण लेने के समय से मूल्य निर्धारण तक की अवधि या बकाया पूरे ऋण के पुनर्भुगतान तक की अवधि, जो भी बाद हो, शामिल की जाएगी। व्यावसायिक उत्पादन की तारीख के अनुरूप वित्तीय वर्ष के संबंध में सूचना, निर्माण-अवधि के दौरान कुल ब्याज एवं अन्य वित्तपोषण प्रभावों पर सूचना के अभिनिश्चयन को सरल बनाने के लिए विभाजित करें।
3. टिप्पणी रो का उपयोग, यदि आवश्यक हो, तो आंकड़ों/प्रस्तावों का ब्यौरा देने/स्पष्ट करने के लिए किया जा सकता है।

(याचिकाकर्ता)

शक्ति केन्द्र का नाम										फार्म - 11	
वित्तीय पैकेज का विवरण											
निधि का स्रोत ऋण	राशि एफ.सी. में (मुद्रा का नाम)	विनिमय दर	राशि भारतीय मुद्रा में (करोड़ ₹ में)	राशि कुल (करोड़ ₹ में)	पुनर्भुगतन की अवधि	छूट अवधि	ब्याज की दर (%)	गारंटी कमीशन	अपकृत शुल्क एकसय प्राशुल्क	कुल ऋण की %	कुल फीस की %
विदेशी											
ऋण-1											
ऋण-2											
ऋण-3											
ऋण-4											
भारतीय											
ऋण-1											
ऋण-2											
कुल ऋण (क)											
इक्विटी											
विदेशी											
भारतीय											
कुल इक्विटी (ख)											
कुल वित्त पोषण (क+ख)											
कुल परियोजना लागत											

टिप्पणी : परियोजना के अनुमोदन के समय सख्त प्राधिकारी द्वारा यथाअनुमोदित, वित्तीय पैकेज के विवरण प्राश्य (फार्मेट) में प्रस्तुत करें।

एफ.सी. = विदेशी मुद्रा

पी.सी. = परियोजना लागत

(याचिकाकर्ता)

शक्ति केन्द्र का नाम :

फार्म-12

परिचालन एवं रखरखाव व्यय का विवरण

		95-96	96-97	97-98	98-99	99-2000
	1	2	3	4	5	6
(क)	परिचालन एवं रखरखाव व्यय का झोरा					
	1. स्टोर्स और स्पेयर्स की खपत					
	2. मरम्मत एवं रख-रखाव					
	3. प्रशासनिक व्यय					
	- बीमा					
	- किराया					
	- विद्युत प्रभार					
	- यात्रा और परिवहन					
	- स्टाफ कार					
	- टेलीफोन, टैलेक्स और डाक					
	- विज्ञापन					
	- मनोरंजन					
	- निगमित प्रबंध प्रभार					
	- अन्य					
	4. कर्मचारी लागत					
	- वेतन, मजदूरी और भत्ते					
	- कर्मचारी कल्याण व्यय					
	5. कार्पोरेट कार्यालय व्यय विनिधान					
	6. कुल (1 से 5)					
	घटाए : वसूली (यदि कोई हो)					
	निवल व्यय					
	टिप्पणी :					
	1. उत्पादक केन्द्रों को कार्पोरेट व्यय के विनिधान की प्रक्रिया विनिर्दिष्ट की जाए।					
	2. दिए गए शीर्ष के अंतर्गत परि एवं रख-रखाव व्यय में वार्षिक वृद्धि (20 प्रतिशत से अधिक का स्पष्टीकरण दिया जाए)					
	3. आंकड़े सांविधिक लेखापरीक्षकों द्वारा प्रमाणित किए जाएं।					
(ख)	कार्पोरेट कार्यालय व्यय (एग्जीगेट)					
	- कर्मचारी व्यय					
	- रिपेयर एवं रखरखाव					
	- प्रशिक्षण एवं भर्ती					
	- संचार					
	- यात्रा					
	- सुरक्षा					
	- किराया					
	- अन्य					

(याचिकाकर्ता)

ट्रांसमिशन प्रणाली के लिए टैरिफ फाइलिंग के दस्तावेजों की जांच-सूची (भाग-3)

1. सक्षम प्राधिकारी से परियोजना का अनुमोदन
2. सक्षम प्राधिकारी से पूंजीगत लागत अनुमोदन
3. इक्विटी सहभागिता करार एवं विदेशी इक्विटी के लिए आवश्यक अनुमोदन
4. वित्त वर्ष 1998-99 एवं उससे आगे के क्षेत्रवार/कार्पोरेट लेखा परीक्षित तुलन-पत्र एवं लाभ तथा हानि खाते और सभी अनुसूची एवं अनुबंध
5. भारत सरकार की परियोजना विशिष्ट टैरिफ अधिसूचना या लाभभोगियों सहित बी.पी.टी.ए. की एक प्रति।
6. टैरिफ प्रस्ताव का विवरण (फार्म-1)
7. ट्रांसमिशन लाइनों एवं सब-स्टेशनों के विवरण (फार्म-2)
8. नियत-प्रभार के विभिन्न घटकों का सार (फार्म-3)
9. ऋण पर ब्याज का अभिकलन (फार्म-4)
10. कार्यशील पूंजीगत ऋण पर ब्याज की औसत दर परिकलन का विवरण (फार्म सं०-5)
11. सी.ई.आर.सी. मानदण्डों के अनुसार परिसम्पत्तियों पर मूल्यहास का विवरण (फार्म सं०-6)

- | | |
|--|----------------------|
| 12. परिचालन एवं रखरखाव व्यय परिकलन (फार्म सं०-7) | <input type="text"/> |
| 13. पूंजीगत लागत एवं वित्त-पोषण ढांचे का विवरण (फार्म सं०-8) | <input type="text"/> |
| 14. वास्तव में किए गए पूंजीगत व्यय एवं पूंजीकृत तथा अनुमोदित व्यय का विवरण (फार्म सं०-9) | <input type="text"/> |
| 15. पर्यावरण संबंधी मामलों एवं उससे संबंधित विषयों की सूचना (फार्म सं० 9 ए) | <input type="text"/> |
| 16. बकाया ऋण, ब्याज एवं उन पर वित्त पोषण - प्रभारों का विवरण (फार्म सं. 10) | <input type="text"/> |
| 17. वित्तीय पैकेजों के विवरण (फार्म सं.-11) | <input type="text"/> |
| 18. परिचालन एवं रख-रखाव व्यय के विवरण (फार्म सं०-12) | <input type="text"/> |
| 19. कोई अन्य संबंधित सूचना (कृपया उल्लेख करें) | <input type="text"/> |

फार्म -1

टैरिफ फाइलिंग फार्म - भाग -III (ट्रांसमिशन कंपनी)

कंपनी का नाम

पावर प्रणाली का नाम

प्रारंभ होने की तिथि

टैरिफ फाइलिंग के कारण का संक्षिप्त विवरण _____

-----से ----- तक की टैरिफ अवधि को शामिल करने के लिए टैरिफ प्रस्तावों का विवरण

विवरण	वर्तमान 2000-01	प्रस्तावित		
		2001-02	2002-03	2003-04
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1. नियत प्रभार का विवरण (करोड़ ₹)				
1.1 ऋण पर ब्याज (फार्म-3)				
1.2 कार्यशील पूंजी पर ब्याज (फार्म-3)				
1.3 मूल्यहास (फार्म-3)				
1.4 मूल्यहास पर अग्रिम (फार्म-3)				
1.5 इक्विटी पर प्रतिफल (फार्म-3)				
1.6 परिचालन एवं रख-रखाव व्यय (फार्म-3)				
कुल				

(याचिकाकर्ता)

ट्रांसमिशन लाइनों एवं सब-स्टेशनों के विवरण

वर्ष 1995-96 से 1999-2000

क्षेत्र का नाम :

पावर प्रणाली का नाम :

ट्रांसमिशन लाइन :

क्र. सं.	लाइन का नाम से तक	लाइन की प्रकृति ए.सी. / एच.वी.डी.सी.	एस.सी. या डी.सी.	वोल्टेज स्तर कि.वो.	लाइन की लंबाई कि.मी.	वाणिज्यिक परिचालन की तारीख
1.						
2.						
3.						
4.						

सब स्टेशन

क्र. सं.	सब स्टेशन का नाम	सब स्टेशन की प्रकृति परम्परागत / जी.आई.एस.	वोल्टेज स्तर कि.वो0	ट्रांसफार्मर की संख्या और एम.वी.ए. क्षमता / रिएक्टर	वाणिज्यिक परिचालन की तारीख
1.					
2.					
3.					
4.					

74867/2001-13

(याचिकाकर्ता)

पावर प्रणाली का नाम
व्यावसायिक परिचालन तिथि से

फार्म - 4

[illegible]

फार्म-7

टिप्पणी :

- (1) * असामान्य परि एवं रखर व्यय जैसे सुरक्षा व्यय के कारण, जो प्रकृति में असामान्य है, जिसके लिये प्रयोक्ता एक पृथक याचिका फाइल करेगा।
- (2) * कॉलम 7 में लिखे जाने वाला औसत - 1995-96 से 1999-2000 की अवधि के ओ.एच.एल. का जोड़ की गणना की पद्धति
(लाइनों के लिए सामान्यकृत परि एवं रखर, 1995-96 से 1999-2000 की अवधि के एस्.एल. का जोड़ ई.2) ।
- (3) बेज की संख्या के आधार पर सब-स्टेशनों के लिए सामान्यकृत परि एवं रखर व्यय के औसत के परिकलन के लिए भी यही पद्धति लागू की जाए।
किरी दिए गए वित्त वर्ष में नेटवर्क विस्तार के कारण संबंधित नॉर्मेटिव परि एवं रखर-रखाव व्यय का अभिकलन लाइन की लंबाई की प्रति इकाई या बेज की संख्या के आधार पर किया जाएगा।
1999-2000 के नॉर्मेटिव परि एवं रखरखाव (एन.ओ.एच.एल.एल. या एन.ओ.एम.बी.एन. जैसी भी स्थिति हो) को संबंधित वर्ष के स्तर पर लाने के लिए 6 प्रतिशत प्रति वर्ष पर बढ़ाया जाएगा। उस वर्ष, जिसमें विस्तार किया गया है, के लिए लाइन की लंबाई या बेज की संख्या-जैसी भी स्थिति हो, द्वारा सुचित ये नॉर्मेटिव व्यय, नेटवर्क विस्तार के कारण प्रति वर्ष का कारण परि एवं रखरखाव व्यय देंगे।
चालू करने के वर्ष के लिए, जोड़ी गई लाइनों तथा बेज के लिए परि एवं रखरखाव व्यय को उस वर्ष के दौरान उनके परिचालन के श्रद्धीनों के आधार पर श्रद्धीभोजित किया जाएगा।

(याचिकाकर्ता)

पावर प्रणाली का नाम

फार्म-9

वास्तव में किए गए पूंजीगत व्यय एवं पूंजीकृत/अनुमोदित व्यय का विवरण

विवरण	व्या. परि तिथि से कार्य को समाप्त वर्ष				2000-01	2001-02	2002-03	2003-04	कुल अनुमोदित व्यय	टिप्पणी
	1	2	3	4						
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(12)
(क) 1. सभी मुख्य बंदे										
(क) भूमि										
(ख) भवन										
(ग) संयंत्र एवं मशीनरी										
(क) 2. अन्य छोटी बंदे										
कुल (क)										
(ख) उक्त (क) में शामिल की गई निम्नलिखित बंदों का उल्लेख करें										
(क) पूंजीकृत प्रारंभिक सेयर										
(ख) निर्माण के दौरान पूंजीकृत ब्याज प्रावधान										
(ग) प्रदूषण नियंत्रण के उपकरण										
कुल (ख)										
वित्त पोषण के स्रोतों का ब्यौर										
(क) ऋण/उधार										

(ख) इक्विटी										

(ग) अन्य										
कुल (क)+(ख)+(ग)										

टिप्पणी :

- * जहां कहीं ब्यौर देना अपेक्षित एवं आवश्यक हो ऋण एवं इक्विटी वित्त पोषण के संबंध में दें और उसके समर्थन में ऋण दस्तावेज आदि संलग्न करें।
- * परियोजना, उसके उपकरणों की लागत तथा वित्त की योजना के संबंध में पी.आई.बी./सी.ई.ए./एच.ओ.एफ./सहज प्राधिकारियों के अनुमोदन की प्रतियां प्रस्तुत करें।

(याचिकाकर्ता)

पावर प्रणाली का नाम		फार्म-10							
बकाया ऋण, ब्याज एवं उन पर वित्तीय प्रभावों का विवरण		व्यावसायिक परिचालन के वर्षों से							
विवरण	(1)	1	2	3	2000-01	01-02	02-03	03-04
प्रारंभ में शेष	(2)								
वर्ष के दौरान वृद्धि (ऋण के नए ट्रेच)	(3)								
वर्ष के दौरान पुनर्भुगतान	(4)								
रो (3) या रो(4) में परिकल्पित न की गई वृद्धि/विलोप (समायोजन के कारण) द्वारा अन्य समायोजन	(5)								
वर्ष के अंत में शेष	(6)=(2+3-4-5)								
वर्ष/अवधि के लिए मचित ब्याज	(7)								
वर्ष के दौरान देय वित्तकरण प्रभार	(8)								
वर्ष के दौरान भुगताया गया ब्याज/वित्तकरण प्रभार	(9)								
अगले वर्षों में ले जाया गया शेष बकाया	(10)=(7+8-9)								
टिप्पणी	(11)								
ऋण राशि का 1/12 वां भाग	(12)								
रो(12) एवं रो(4)की न्यूनतम राशि	(13)								

टिप्पणी :

- यह फार्म प्रत्येक ऋण/उधार लेने के समय भरा जाए और बाद में एप्रीमेंट कर लिया जाए। इसके साथ संबंधित ऋण दस्तावेज प्रस्तुत करें।
- रो (1) में उल्लिखित वित्तीय वर्षों में, ऋण लेने के समय से मूल्य निर्धारण तक की अवधि या बकाया पूरे ऋण के पुनर्भुगतान तक की अवधि, जो भी बाद हो, शामिल की जाएगी। व्यावसायिक परिचालन की तारीख के अनुरूप वित्तीय वर्ष के संबंध में सूचना, निर्माण-अवधि के दौरान कुल ब्याज एवं अन्य वित्तपोषण प्रभावों पर सूचना के अभिनिर्देशन को सरल बनाने के लिए विभाजित करें।
- टिप्पणी रो का उपयोग, यदि आवश्यक हो, तो आंकड़ों/प्रस्तावों का ब्यौरा देने/स्पष्ट करने के लिए किया जा सकता है।
(याचिकाकर्ता)

पावर प्रणाली का नाम

फार्म -11

वित्तीय पैकेज का विवरण

ऋण का स्रोत	राशि एफ.सी. में (मुद्रा का नाम)	विनिमय दर	राशि भारतीय मुद्रा में (करोड़ ₹ में)	कुल राशि (करोड़ ₹ में)	पुनर्भुगतान की अवधि	छूट अवधि	ब्याज की दर	गारंटी कमीशन	अपक्रेड शुल्क एक्सपो. प्राशुल्क	कुल ऋण की %	कुल पी.सी. की %
ऋण - विदेशी											
ऋण-1											
ऋण-2											
ऋण-3											
ऋण-4											
भारतीय											
ऋण-1											
ऋण-2											
कुल ऋण (क)											
इक्विटी											
विदेशी											
भारतीय											
कुल इक्विटी (ख)											
कुल वित्त पोषण (क+ख)											
कुल परियोजना लागत											

टिप्पणी : परियोजना के अनुमोदन के समय सक्षम प्राधिकारी द्वारा यथासम्बोधित तथा परवर्ती संशोधन, वित्तीय पैकेज और कोई परवर्ती संशोधन हो तो उसके विवरण प्रारूप (फार्मेट) में प्रस्तुत करें।

एफ.सी. = विदेशी मुद्रा

पी.सी. = परियोजना लागत

(याचिकाकर्ता)

टिप्पणी : परियोजना के अनुमोदन के समय सक्षम प्राधिकारी द्वारा यथासम्बोधित तथा परवर्ती संशोधन, वित्तीय पैकेज और कोई परवर्ती संशोधन हो तो उसके विवरण प्रारूप (फॉर्मेट) में प्रस्तुत करें।

एफ.सी. = विदेशी मुद्रा

पी.सी. = परियोजना लागत

(याचिकाकर्ता)

पावर प्रणाली का नाम :

फार्म-12

परिचालन एवं रखरखाव व्यय का विवरण

	ऋण का संक्षिप्त विवरण 1	95-96 2	96-97 3	97-98 4	98-99 5	99-2000 6
(क)	परिचालन एवं रखरखाव व्यय का ब्यौरा					
	कर्मचारी लागत					
	मरम्मत एवं रख-रखाव					
	पावर प्रभार					
	प्रशिक्षण एवं भर्ती					
	संचार व्यय					
	यात्रा व्यय					
	मुद्रण एवं लेखन सामग्री					
	किराया					
	विविध-व्यय					
	बीमा					
	अन्य					
	कापोरेट कार्यालय व्यय विनिधान					
	महा योग					
	घटाएँ : वसूली (यदि कोई हो)					
	निवल परि एवं रखरखाव व्यय					
	टिप्पणी . 1. विभिन्न प्रणालियों को कापोरेट व्यय के विनिधान की प्रक्रिया का उल्लेख करें। 2. दिए गए शीर्ष में परि एवं रख-रखाव व्यय में वार्षिक वृद्धि (20 प्रतिशत से अधिक का स्पष्टीकरण दिया जाए) 3. आंकड़ों को साविधिक लेखापरीक्षकों द्वारा प्रमाणित किए जाएं।					
(ख)	कापोरेट कार्यालय व्यय (कुल)					
	- कर्मचारी लागत					
	- मरम्मत एवं रखरखाव					
	- पावर प्रभार					
	- प्रशिक्षण एवं भर्ती					
	- यात्रा व्यय					
	- मुद्रण एवं लेखन सामग्री					
	- किराया					
	- अन्य					
	- कुल					
	घटाएँ - वसूली (यदि कोई हो)					
	निवल कापोरेट व्यय					

(याचिकाकर्ता)

परिशिष्ट-II

अवमूल्यन अनुसूची

सम्पत्तियों का विवरण	उपयोगी जीवन वर्ष	परिकलित दर (90 % के आधार पर परिकलित)	
		1	2 = 1*2
अ. पूर्ण स्वामित्व में भूमि	अपरिमित	---	
ब. पट्टे पर ली गई भूमि			
(1) भूमि में निवेश के लिए	पट्टे की अवधि या पट्टे के आबंटन पर समाप्त न हुई शेष अवधि	---	
(2) क्लीरिंग स्थल की लागत	स्थल की क्लीरिंग की तिथि को पट्टे की शेष बची हुई अवधि	---	
स. सम्पत्ति			
खरीदी गई नई सम्पत्ति			
(क) संयंत्र नींव सहित उत्पादन स्टेशनों में संयंत्र एवं मशीनरी			
(1) जल विद्युत	35	2.57	90
(2) स्टीम -विद्युत एन.एच.आर.एस. एवं वेस्ट हीट रिकवरी बॉयलर/ संयंत्र	25	3.60	90
(3) डीजल-विद्युत एवं गैस संयंत्र	15	6.00	90
(ख) कूलिंग टावर एवं चक्करदार जल प्रणाली	25	3.60	90

(ग) जल-विद्युत प्रणाली के भाग के**रूप में जलीय कार्य जिसमें शामिल हैं-**

(1) बाँध, स्पिलवे वियर, नहर-पुनः पक्के, फ्लूमेल एवं साइफन	50	1.80	90
(2) पुनः पक्की की गई पाइप लाईन, एवं सर्ज (टैंक) जलीय नियंत्रण वाल्व एवं अन्य जलीय कार्य	35	2.57	90

(घ) स्थाई प्रकृति के भवन एवं सिविल**इंजीनियरिंग कार्य, जिनका ऊपर
उल्लेख नहीं है :-**

(1) कार्यालय एवं शोरूम	50	1.80	90
(2) तापीय-विद्युत उत्पादन संयंत्र	25	3.60	90
(3) जल-विद्युत उत्पादन संयंत्र	35	2.57	90
(4) लकड़ी से बने अस्थाई खड़ी संरचना	5	18.0	90
(5) कच्ची के अतिरिक्त अन्य सड़कें	50	1.80	90
(6) अन्य	50	1.80	90

(ङ) ट्रांसफार्मर्स, ट्रांसफार्मर (कियोस्क)**उप-स्टेशन उपकरण एवं अन्य लगे उपस्कर
(संयंत्र नींव सहित)**

(1) ट्रांसफार्मर (नींव सहित) 100 कि. वोल्ट एम्पियर एवं ऊपर के रेटिंग वाले	25	3.60	90
(2) अन्य	25	3.60	90

(च) स्विचगियर, केबल कनेक्शन सहित

25

3.60

90

(छ) लाइटनिंग अरेस्टर

(1) स्टेशन टाइप	25	3.60	90
(2) पोल टाइप	15	6	90
(3) सिन्क्रोनस कन्डेसर	35	2.57	90

(ज) बैटरी	5	18.00	90
(1) ज्वाइन्ट बॉक्स तथा तथा डिस्कनेक्टेड बॉक्स सहित भूमिगत केबल	35	2.57	90
(2) केबल डकट प्रणाली	50	1.80	90
(झ) सपोर्ट सहित आवर हेड लाइन			
(1) 66 के.वी. से अधिक के नामिनल वोल्टेज पर फैब्रिकेटेड स्टील प्रचालन पर लाइनें	35	2.57	90
(2) 13.2 कि. वाट से अधिक, लेकिन 66 किलोवाट से अधिक नहीं, नामिनल वोल्टेज पर स्टील सपोर्ट प्रचालन पर लाईन	25	3.60	90
(3) स्टील या इन्फोर्सड कंक्रीट सपोर्ट्स लाइनें	25	3.60	90
(4) शोधित लकड़ी सपोर्ट्स पर लाइन	25	3.60	90
(ञ) मीटर	15	6.00	90
(ट) सेल्फ प्रोपेल्ड वेहिकल	5	18.00	90
(ठ) वातानुकूलित संयंत्र			
(1) स्टेटिक	15	6.00	90
(2) पोर्टेबल	5	18.00	90
(ड) (1) कार्यालय का फर्नीचर एवं फिटिंग	15	6.00	90
(2) कार्यालय के उपकरण	15	6.00	90
(3) फिटिंग एवं उपस्करों सहित आंतरिक वायरिंग	15	6.00	90
(4) स्ट्रीट लाइट की फिटिंग	15	6.00	90
(ढ) किराये पर लिए गए उपस्कर			
(1) मोटर के अलावा	5	18.00	90
(2) मोटर	15	6.00	90

(ग) संचार उपकरण

(1) रेडियो एवं उच्च बारम्बारता कैरियर प्रणाली	15	6.00	90
(2) टेलीफोन लाइन एवं टेलीफोन	15	6.00	90
(ग) पुरानी खरीदी गई सम्पत्ति तथा अनुसूची में अन्यथा न दी गई सम्पत्ति	मालिक द्वारा अधिग्रहण करते समय सम्पत्ति की प्रकृति, आय एवं दशा को ध्यान में रखते हुए प्रत्येक मामले में सक्षम सरकार द्वारा यथा निर्धारित उचित अवधि		

परिशिष्ट-III

ट्रांसमिशन प्रणाली उपलब्धता की गणना संबंधी प्रक्रिया

1. क्षेत्रीय ट्रांसमिशन प्रणाली की उपलब्धता की गणना के लिए ट्रांसमिशन एलिमेंट को निम्न प्रकार के समूह में बांटा जाएगा :-
 - (1) ए. सी. ट्रांसमिशन लाइनें :- ए.सी. ट्रांसमिशन लाइन की प्रत्येक सर्किट को एक एलिमेंट समझा जाएगा।
 - (2) इन्टर-कनेक्टिंग ट्रांसफार्मर (आई.सी.टी.) : प्रत्येक आई.सी.टी. बैंक (3 सिंगल फेज ट्रांसफार्मर एक साथ) से एक एलिमेंट बनेगा।
 - (3) स्टेटिक वी.ए.आर. कम्पनसेटर (एस.वी.सी.) :- एस.वी.सी. एवं एस.वी.सी. ट्रांसफार्मर को मिलाकर एक एलिमेंट बनेगा। तथापि, 50% क्रेडिट, इन्डक्टिव तथा 50% कैपेसिटिव दर निर्धारण के लिए दिया जाएगा।
 - (4) स्वीचइ बस रिएक्टर : प्रत्येक स्वीचइ बस रिएक्टर को एक एलिमेंट समझा जाएगा।
 - (5) एच. वी. डी. सी. लाइनें :- दोनों छोरों पर सहायक उपकरणों के साथ एच. वी. डी. सी. के प्रत्येक पोल को एक एलिमेंट समझा जाएगा।
 - (6) एच. वी.डी. सी. बैक-टू-बैक स्टेशन : एच. वी. डी. सी. बैक-टू-बैक स्टेशन का प्रत्येक ब्लॉक एक एलिमेंट माना जाएगा। यदि सम्बद्ध ए. सी. लाइन (एच वी डी सी बैक-टू-बैक के जरिए अन्तः क्षेत्रीय विद्युत के स्थानान्तरण के लिए आवश्यक) उपलब्ध नहीं है, तो एच. वी. डी. सी. बैक-टू-बैक स्टेशन ब्लॉक को भी अनुपलब्ध माना जाएगा।

2. क्षेत्रीय ट्रांसमिशन प्रणाली की उपलब्धता की गणना इस प्रकार की जाएगी :-

% प्रणाली उपलब्धता

$$= \frac{\text{ओ} \times \text{ए.वी.}_{\text{ओ}} + \text{पी} \times \text{ए.वी.}_{\text{पी}} + \text{क्यू} \times \text{ए.पी.}_{\text{क्यू}} + \text{आर} \times \text{ए.वी.}_{\text{आर}} + \text{एस} \times \text{ए.वी.}_{\text{एस}} + \text{टी} \times \text{ए.वी.}_{\text{टी}}}{\text{ओ} + \text{पी} + \text{क्यू} + \text{आर} + \text{एस} + \text{टी}} \times 100$$

यहाँ

ओ = कुल ए. सी. लाइनों की संख्या

ए.वी._ओ = ओ ए. सी. लाइनों की उपलब्धता

पी = एच. वी. डी. सी. पोलों की कुल संख्या

ए.वी._{पी} = पी. एच. वी. डी. सी. पोलों की उपलब्धता

क्यू = आई. सी. टी. की कुल संख्या

ए.वी._{क्यू} = क्यू आई. सी. टी. की उपलब्धता

आर = एस.वी.सी की कुल संख्या

ए.वी._{आर} = आर एस.वी.सी की उपलब्धता

एस = स्वीचड बस रिएक्टर की कुल संख्या

ए.वी._{एस} = एस स्वीचड बस रिएक्टरों की उपलब्धता

टी = एच.वी.डी.सी. बैंक-टू-बैंक की कुल संख्या

ए.वी._{टी} = टी एच.वी.डी.सी. बैंक-टू-बैंक स्टेशन ब्लाकों की उपलब्धता

3. ट्रांसमिशन तत्वों की प्रत्येक श्रेणी के लिए वेटेज फैक्टर इस प्रकार होगा :-

(क) ए. सी. लाइन के प्रत्येक सर्किट के लिए, गैर प्रतिकरण (अनकम्पसेटेड लाइन) लाइन के लिए सर्ज इम्पेडेंस लोडिंग को सर्किट कि.मी. से गुणा किया जाना है। विभिन्न वोल्टेज लैवल तथा संचालक कन्फिगरेशन के लिए एस. आई. एल. इस परिशिष्ट अनुलग्नक-1 में दिया गया है। अंतर क्षेत्रीय ए. सी. लाइनों के लिए प्रत्येक क्षेत्र को 50% वेटेज फैक्टर आवंटित किया जाएगा।

(ख) प्रत्येक एच.वी.डी.सी. पोल के लिए निर्धारित एम डब्ल्यू क्षमता X सर्किट कि.मी.

(ग) प्रत्येक आई.सी.टी. बैंक के लिए - निर्धारित एम.वी.ए. क्षमता

- (घ) एस.वी.सी. के लिए निर्धारित एम.वी.ए.आर. क्षमता (इन्टैक्टिव एवं केपेसिटिव)
- (ङ) स्वीचइ बस रिएक्टर के लिए - निर्धारित एम.वी.ए.आर. क्षमता
- (च) दो क्षेत्रीय ग्रिडों को जोड़ने वाले एच.वी.डी.सी. बैक-टू-बैक स्टेशन - प्रत्येक क्षेत्र के प्रत्येक ब्लॉक की निर्धारित एम.डब्ल्यू क्षमता का 50%।
4. ट्रांसमिशन एलीमेंट की प्रत्येक श्रेणी के लिए उपलब्धता को वेटेज फैक्टर, विचाराधीन कुल घन्टे तथा उस श्रेणी के प्रत्येक एलीमेंट के लिए गैर-उपलब्ध घन्टों के आधार गणना की जाएगी। ट्रांसमिशन एलीमेंट की प्रत्येक श्रेणी की उपलब्धता की गणना के लिए फार्मूला इस परिशिष्ट के अनुलग्नक-II में दिया गया है।
5. निम्न कारणों से बाधित ट्रांसमिशन एलीमेंट, पावरग्रिड पर आरोप्य नहीं होगा तथा उसे उपलब्ध समझा जाएगा।
- (1) पावरग्रिड ट्रांसमिशन प्रणाली की बन्दी जिसे किसी अन्य अभिकरण/अभिकरणों ने अपनी ट्रांसमिशन लाइनों के रख-रखाव तथा निर्माण के लिए प्राप्त किया है।
 - (2) अत्यधिक वोल्टेज के कारण पावरग्रिड लाइनों की मैनुअल ट्रिपिंग तथा आर.एल.डी.सी. के निर्देशों के अनुसार स्वीचइ बस रिएक्टर की मैनुअल ट्रिपिंग।
6. निम्न कारणों के लिए पावरग्रिड ट्रांसमिशन एलीमेंटों को आउटेज समय, विचाराधीन अवधि के अन्तर्गत एलीमेंट के कुल समय से घटा दिया जाएगा।
- (1) प्राकृतिक कारणों से तथा पावरग्रिड के नियंत्रण के बाहर के कारणों से होने वाला एलीमेंट आउटेज तथापि, आई.ई.बी. के सदस्य सचिव द्वारा संतुष्ट होने पर, उपरोक्त कारणों से होने के कारण होने वाला लोप, पावरग्रिड का समझा जाएगा। इस एलीमेंट को पुनः ठीक करने के लिए उपयुक्त समय आर.ई.बी. के सदस्य सचिव द्वारा दिया जाएगा तथा इस उचित समय के अलावा पुनः एलीमेंट को ठीक करने के लिए पावर ग्रिड द्वारा मांगा गया अतिरिक्त समय पावरग्रिड को दिया गया लोप समय माना जाएगा। सदस्य सचिव-आर.ई.बी. समय वृद्धि के आकलन के लिए पावरग्रिड तथा किसी विशेषज्ञ से सम्पर्क कर सकते हैं। ई. आर. एस. की सहायता से चालू किया गया सर्किट उपलब्ध माना जाएगा।
 - (2) ग्रिड में किसी घटना/व्यवधान के कारण होने वाले लोप पावरग्रिड पर आरोपित नहीं किया जाएगा अर्थात् अन्य अभिकरण द्वारा अपने स्वामित्व में लिए गए सब स्टेशन तथा बेज में होने वाला फाल्ट, जिससे पावर ग्रिड एलीमेंट का लोप हो। तथापि, यदि आर.एल.डी.सी. से निर्देश प्राप्त करने पर भी एलीमेंट को पुनः ठीक नहीं किया जाता है तो ग्रिड की घटना/व्यवधान को उचित समय में इस प्रणाली को सामान्य बनाते समय यह समझा जाएगा कि समस्त समयावधि के लिए यह एलीमेंट उपलब्ध नहीं है तथा लोप समय, पावरग्रिड पर आरोपित किया जाएगा।
7. यदि किसी तत्व के लोप होने पर केन्द्रीय क्षेत्र के स्टेशन में उत्पादन में हानि होती है तो एलीमेंट की लोप अवधि, उस दिन, जब उत्पादन की ऐसी क्षति हुई थी, के लिए वास्तविक लोप अवधि से दुगुनी अवधि मानी जाेगी।

अनुलग्नक-I

ए.सी. लाइनों की सर्ज इम्पेडेस लोडिंग (एस.आई.एल.)

क्रम सं०	लाइन वोल्टेज	कन्डक्टर कन्फ्यूगरेशन	एस.आई.एल.
1.	765	क्वैड वेर्सिमिस	2250
2.	400	क्वैड वेर्सिमिस	691
3.	400	द्वीन गूस	515
4.	400	द्वीन ए.ए.ए.सी.	425
5.	400	क्वैड जेबरा	647
6.	400	क्वैड ए.ए.ए.सी.	646
7.	400	ट्रिपल स्नोबर्ड	605
8.	400	ए.सी.के.सी (500/26)	556
9.	400	द्वीन ए.सी.ए.आर.	557
10.	220	द्वीन जेबरा	175
11.	220	सिंगल जेबरा	132
12.	132	सिंगल पैन्थर	50
13.	66	सिंगल हॉग	10

ट्रांसमिशन एलिमेंट के प्रत्येक श्रेणी की उपलब्धता की गणना संबंधी सूत्र

$$\text{ए.वी.}_{\text{ओ}} = (\text{ए. सी. लाइनों की ओ संख्या की उपलब्धता}) = \frac{\sum_{i=1}^O \frac{W_i(T_i - T_{NAi})}{T_i}}{\sum_{i=1}^O W_i}$$

$$\text{ए.वी.}_{\text{पी}} = (\text{एच. वी. डी. पी. पोल की पी संख्या की उपलब्धता}) = \frac{\sum_{j=1}^P \frac{W_j(T_j - T_{NAj})}{T_j}}{\sum_{j=1}^P W_j}$$

$$\text{ए.वी.}_{\text{क्यू}} = (\text{आई. सी. टी. की क्यू संख्या की उपलब्धता}) = \frac{\sum_{k=1}^q \frac{W_k(T_k - T_{NAk})}{T_k}}{\sum_{k=1}^q W_k}$$

$$\text{ए.वी.}_{\text{आर}} = (\text{एस वी सी की आर संख्या की उपलब्धता})$$

$$\left[= \frac{\sum_{l=1}^r 0.5W_l(T_l - T_{NA,l})}{T_l} + \frac{\sum_{l=1}^r 0.5W_c(T_c - T_{NA,c})}{T_c} \right] \Bigg/ \left[= \sum_{l=1}^r 0.5W_l + \sum_{l=1}^r 0.5W_c \right]$$

$$\text{ए.वी.}_{\text{एम}} = (\text{स्वीचड बस रिएक्टरों की एस संख्या की उपलब्धता}) = \frac{\sum_{m=1}^s \frac{W_m(T_m - T_{NA,m})}{T_m}}{\sum_{m=1}^s W_m}$$

$$\text{ए.वी.}_{\text{थ}} = \text{एच.पी.डी.सी. बैक-टू-बैक स्टेशन ब्लॉकों की टी संख्या की उपलब्धता} = \frac{\sum_{n=1}^t \frac{W_n(T_n - T_{NAn})}{T_n}}{\sum_{n=1}^t W_n}$$

जब

W_i = i^{th} ट्रांसमिशन लाइन के लिए भार घटक

W_j = j^{th} एच वी डी सी पोल के लिए भार घटक

W_k = k^{th} आई सी टी के लिए भार घटक

W_l & W_{cl} = l^{th} एस वी सी के इन्डक्टिव और कैपेसिटिव प्रचालन के लिए भार घटक

W_m = m^{th} बस रिएक्टर के लिए भार घटक

W_n = n^{th} एच वी डी सी बैक-टू-बैक ब्लॉक के लिए भार घटक

$T_i, T_j, T_k, T_l, T_c,$
 $T_m \text{ \& } T_n$ = i^{th} ए.सी. लाइन, j^{th} एच वी डी सी पोल,
 k^{th} आई सी टी, l^{th} एस वी सी (इन्डक्टिव प्रचालन)
 i^{th} एस वी सी (कैपेसिटिव प्रचालन), m^{th} स्विचड बस रिएक्टर और
 n^{th} एच वी डी सी बैक टू-बैक ब्लॉक के लिये कुल घंटे
 (उस अवधि के अलावा जिसका आउटेज पावरग्रिड को पैराग्राफ 6 के अनुसार
 आरोप्य नहीं है।)

$T_{NAi}, T_{NAj}, T_{NAk}, T_{NAl},$
 $T_{NAm}, T_{NAn} \text{ \& } T_{NAn}$ = i^{th} ए.सी. लाइन, j^{th} एच वी डी सी पोल,
 k^{th} आई सी टी, l^{th} एस वी सी (इन्डक्टिव प्रचालन),
 i^{th} एस वी सी (कैपेसिटिव प्रचालन)
 m^{th} स्विचड बस रिएक्टर तथा n^{th} एच वी डी सी बैक-टू-बैक ब्लॉक के लिए
 विचाराधीन अवधि के दौरान अनुपलब्ध घंटे (पावर ग्रिड के लिए जिम्मेदार न ठहराए
 जाने वाले आउटेजिस की समय-अवधि को छोड़कर, जिसे प्रक्रिया के पैरा 5 के
 अनुसार उपलब्ध समझा गया।)

CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

NOTIFICATION

New Delhi, the 26th March, 2001

No. L-7/25(1)/2001-CERC.—In exercise of powers conferred under Section 28 of the Electricity Regulatory Commission Act, 1998, hereinafter referred to as the Act and all other powers enabling in this behalf, the Central Electricity Regulatory Commission, hereinafter referred to as the Commission, hereby prescribes through these Regulations the terms and conditions in accordance with which the tariff under clauses (a), (b) and (c) of Section 13 of the Act shall be determined.

CHAPTER 1

PRELIMINARY

- 1.1 These Regulations shall be called the Central Electricity Regulatory Commission (Terms & Conditions of Tariff) Regulations, 2001.
- 1.2 These Regulations shall come into force w.e.f. 1-4-2001, and shall remain in force for a period of 3 years, unless reviewed earlier or extended by the Commission.
- 1.3 These Regulations shall apply where the capital cost-based tariff is determined by the Commission.

- 1.4 The generation tariff under these Regulations shall be determined station-wise and transmission tariff shall be determined line-wise, sub station-wise, as the case may be, and aggregated to regional tariff.
- Provided that a utility may file a petition for fixation of tariff in respect of the completed units/systems.
- 1.5 In case of new projects, a utility shall submit the petition as per Appendix I to this notification, for determination of tariff at least 3 months in advance of the anticipated date of completion of project based on the project cost as approved by the Authority or an appropriate independent agency, other than the Board of Directors of the Generating Company, as the case may be.
- 1.6 For the purpose of tariff the capital cost of the project shall be broken up into stages and by distinct units forming part of the project. The common facilities shall be apportioned on the basis of the installed capacity of the units and lines/sub Stations where break up of the project cost is not available and in case of on-going projects. All fresh petitions shall also be filed in the form as per Appendix I.
- 1.7 Recovery of Income Tax and Foreign Exchange Rate Variation shall be done directly by the utilities from the beneficiaries without filing a petition before the Commission. In case of any objections by the beneficiaries to the amounts claimed on these counts, they may file an appropriate petition before the Commission.
- 1.8 The core business as described in this notification refers to regulated activities of generation or transmission of electricity and does not include other business or activities of the regulated utility like consultancy, telecommunication, etc.
- 1.9 'Independent agency' means the agency approved by the Commission by a separate notification.
- 1.10 Tariff revisions during the tariff period on account of capital expenditure within the approved project cost incurred during the tariff period may be entertained by the Commission only if such expenditure exceeds 20% of the approved cost. In all cases, where such expenditure is less than 20%, tariff revision shall be considered in the next tariff period.
- 1.11 For removal of doubts, it is clarified that the norms prescribed herein are the ceiling norms only and this shall not preclude the Generating Company and other beneficiaries from agreeing to improved norms.
- 1.12 The norms prescribed under these Regulations shall not apply to the Generating Stations under the control of North East Electric Power Corporation.

1.13 Extra Rupee Liability

- (a) Extra rupee liability towards interest payment and loan repayment actually incurred, in the relevant year shall be admissible; provided it directly arises out of foreign exchange rate variation and is not attributable to Utility or its suppliers or contractors. Every utility shall follow the method as per the Accounting Standard-11(Eleven) as issued by the Institute of Chartered Accountants of India to calculate the impact of exchange rate variation on loan repayment.
- (b) Any foreign exchange rate variation to the extent of the dividend paid out on the permissible equity contributed in foreign currency, subject to the ceiling of permissible return shall be admissible. This as and when paid, may be spread over the twelve-month period in arrears.

1.14 Tax Escrow Mechanism

- (i) The beneficiaries shall maintain an interest bearing tax escrow account in a scheduled bank. All amounts of interest shall be credited to that account.
- (ii) The tax liability shall be estimated two months before the commencement of each year and intimated to the beneficiaries. The company shall endeavour to minimize its liability on account of taxes recoverable from SEBs/ beneficiaries.
- (iii) Central Sector Utilities (CSUs) shall be authorised to withdraw the amounts for settling the tax liability on presentation to the escrow holder of a certificate from the company's statutory auditors that such amounts are immediately due and payable to the taxing authority.
- (iv) The utilities shall pay into the tax escrow account any refund received from the taxing authority.
- (v) The refunds if any shall not be paid back to the beneficiaries and shall be adjusted in the escrow account. Any balance due or returnable shall be rolled over to the next year.
- (vi) The Escrow Accounts shall be reflected in the books of the beneficiaries as their bank account.

CHAPTER 2

THERMAL POWER GENERATING STATIONS

2.1 DEFINITIONS- Unless the context otherwise requires for the purpose of this chapter,

'Plant Load Factor' or 'PLF' - In relation to a given period, is expressed as the percentage of total kWh generated at generator terminals to Installed Capacity, expressed in kilowatts (kW) multiplied by number of hours in that period.

'Authority' means Central Electricity Authority constituted under Section 3 of the Electricity (Supply) Act 1948.

'Auxiliary Energy Consumption' or 'AUX' - In relation to any period, means the ratio, expressed as a percentage, of energy in kWh generated at Generator terminals minus energy in kWh delivered at the Generating Station Switchyard to gross energy in kWh generated at the Generator terminals.

'Availability'- Availability of thermal generating station for any period shall be the percentage ratio of average Sent Out Capability (SOC) for all the time blocks during that period and rated SOC of the generating station as per the following formula:

$$\text{Availability} = \left\{ \left(\sum_{i=1}^n \text{SOC}_i / (1 - \text{AUX}/100) \right) + \text{CL} \right\} \times 100 / h \times \text{I.C.}$$

where,

I.C. = Installed Capacity of the station in MW

SOC_i = SOC of the i th time block of the period

n = Number of time blocks during the period

AUX = Normative Auxiliary Energy Consumption as a percentage of gross generation.

h = Number of hours during the period = $n/4$

CL = Gross MWh of capacity of unit(s) kept closed on account of Generation scheduling order.

'Block' – In relation to Combined Cycle Generating Station includes Combustion turbine – generator(s), associated Waste Heat Recovery boiler(s), connected Steam Turbine – generator and auxiliaries.

'Commercial Operation Date' or 'COD' - In relation to a Unit means date by which the Maximum Continuous Rating (MCR) or Installed Capacity is demonstrated through a successful trial run. The COD of the Generating Station shall be reckoned from the COD of the last Unit or

94855/201-16

in relation to a Unit or Block of a combined cycle generating station, the date of synchronization.

'Declared Capacity' or 'DC' - In relation to any period or time block, means the capability of the Generating Station to deliver ex-bus MWh declared by the generating company.

Explanation: The Declared Capacity shall not exceed the Installed Capacity.

'Generating Station' means Units and balance of plant and,

In relation to Combined Cycle Generating Station means Block(s) and balance of plant.

'Gross Calorific Value' or 'GCV' - The heat produced in kCal by complete combustion of one kg. of solid fuel or liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be.

'Gross Station Heat Rate' or 'GHR' - The heat energy in kCal input required to generate one kWh of electric energy at Generator terminals.

'Installed Capacity' - In relation to a Generating Station means Rated Capacity or the contracted capacity as the case may be.

'Maximum Continuous Rating' or 'MCR'- In relation to a Unit means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturers at rated parameters and,

In relation to a Unit or Block of a combined cycle Generating Station means the maximum continuous output at the Generator(s) terminals, guaranteed by the manufacturer with Water/steam injection (if applicable) and corrected to 50 Hz grid frequency and site conditions.

'Operation and Maintenance Expenses' or 'O&M Expenses' - In relation to a period means the expenditure incurred in operation and maintenance of the generating station including manpower, spares, consumables, insurance and overheads.

'Rated Capacity' - In relation to the Generating Station means the Maximum Continuous Rating (MCR) of a Unit multiplied by number of Units in the Generating Station and ,

In relation to the Combined Cycle Generating Station means the Maximum Continuous Rating (MCR) of Block multiplied by the number of Blocks in the Generating Station.

'Sent Out Capability'- Sent Out Capability (SOC) of a Generating Station means the capability to deliver ex-bus MWh based on which 'availability' shall be worked out.

SOC for Thermal Stations shall be the DC, with all before-the-fact revisions/updating.

Note 1:

In case of gas turbine/combined cycle stations, the generator shall give DC for units/modules on gas fuel and DC for units/modules on liquid fuel separately, and the two shall be scheduled separately. Total DC and total SG for the station shall be the sum of the two.

Note 2:

For the gas turbine/combined cycle stations for any time block, the average frequency is below 49.52 Hz but not below 49.02 Hz and SG is more than 98.5% of DC, SG shall be deemed to have been reduced to 98.5% of DC and if the average frequency of the time block is below 49.02 Hz and SG is more than 96.5% of DC, SG shall be deemed to have been reduced to 96.5% DC.

'Unit' means Steam Generator - Turbine - Generator and their auxiliaries, or ,

In relation to Combined Cycle Generating Station, means Combustion Turbine-Generator and auxiliaries.

2.2 The tariff for sale of electricity from Thermal Generating Stations (including Gas and Naphtha based stations) shall comprise of two parts, namely, the recovery of annual Capacity (Fixed) Charges and Energy (Variable) Charges. The annual Capacity (Fixed) Charges shall consist of interest on loan capital, depreciation, return on equity, advance against depreciation, operation and maintenance expenses, and interest on working capital. The Energy (Variable) Charges shall cover fuel cost.

2.3 Notwithstanding anything contained in this notification,

- (a) the operational norms except those relating to "Target Availability" and "Plant Load Factor", as contained in the existing tariff notifications for individual power stations issued by the Central Government under proviso to Section 43 A(2) of the Electricity (Supply) Act, 1948 in respect of the existing stations of NTPC shall continue to apply for those stations.
- (b) The operational norms, except those relating to "Target Availability" and "Plant Load Factor" for the existing and the new stations of NTPC and NLC for which no tariff notification has been issued by the Central Government but Power Purchase Agreements (PPAs)/ Bulk Power Supply Agreements (BPSAs) exist on the date of issue of this notification, shall be governed by the respective PPAs / BPSAs signed by the Generating Company with the beneficiaries.
- (c) The Generating Company may approach the Commission for relaxation of "Target Availability" in exceptional circumstances with due justification. The Commission on being satisfied of the reasons and justification furnished by the Generating Company may grant such relaxation as may be considered appropriate.

Provided that no relaxation shall be granted without notice to the parties likely to be affected by such relaxation.

2.4 **Norms of Operation**

(i) **Target Availability for recovery of full Capacity (Fixed) charges**

- (a) For all thermal Stations except those covered under clause (b) below - 80%
- (b) For NLC (TPS-II, Stage I&II) Stations - 72%

(ii) **Plant Load Factor based on scheduled energy beyond which Incentive shall be payable**

- (a) For all Thermal Stations except those covered under clause (b) below - 77%
- (b) For NLC (TPS-II, Stage I&II) Stations - 72%

(iii) **Gross Station Heat Rate for coal based stations**

- During stabilization period - 2600 K. Cal/kWh
- Subsequent period - 2500 K. Cal/kWh

In respect of 500 MW units where the boiler feed pumps are electrically operated, the heat rate of 40 K. Cal/kWh shall be reduced from Station Heat Rate.

In case of lignite fired power stations, the Gross Station Heat rates indicated above shall be corrected using multiplying factors as follows:

- (a) For lignite having 50% moisture: Multiplying factor of 1.10
- (b) For lignite having 40% moisture: Multiplying factor of 1.07
- (c) For lignite having 30% moisture: Multiplying factor of 1.04
- (d) For other values of moisture content, multiplying factor shall be pro-rated.

(iv) **Gross Station Heat Rate for gas and Naphtha based stations**

- For open cycle - 2900 K. Cal/kWh
- For combined cycle - 2000 K. Cal/kWh

(v) Secondary fuel oil consumption for coal based stations

-During stabilization period	-	5 ml/kWh
-Subsequent period	-	3.5 ml/kWh

(vi) Auxiliary Energy Consumption**With cooling tower****Without cooling tower****(a) Coal based stations**

200 MW series	9.5 per cent	9.0 per cent
500 MW series		
-Steam driven pumps	8.0 per cent	7.5 per cent
-Electrically driven pumps	9.5 per cent	9.0 per cent

(b) Gas and Naphtha based stations

Combined cycle	3.0 per cent
Open cycle	1.0 per cent

During the stabilization period, normative auxiliary consumption shall be reckoned at 0.5 per cent over and above the figures specified at (a) and (b) above.

(vii) Date of Commercial Operation

The date of commercial operation of individual units shall be reckoned as follows:-

Thermal (coal/lignite) Station:	Not exceeding 180 days from the date of synchronization.
Gas and Naphtha based Station:	From the date of synchronization.

(viii) Stabilization period

Stabilization period commencing from the date of commercial operation shall be reckoned as follows:

- (a) Thermal (coal/lignite) station - 180 days
- (b) Open cycle gas and Naphtha based station - 90 days
- (c) Combined cycle gas and Naphtha based station - 90 days

"Explanations:-"

1. For the purpose of calculating the tariff, the operating parameters, i.e. "Station Heat Rate", "Secondary Fuel Oil Consumption" and "Auxiliary Consumption" shall be determined on the basis of actuals or norms, whichever is lower.

2.5 Capital Expenditure

The capital expenditure of the project shall be financed as per the approved financial package set out in the techno-economic clearance of the Authority or as approved by an appropriate independent agency as the case may be. The project cost shall include reasonable amount of capitalized initial spares.

The actual capital expenditure incurred on completion of the project shall form the basis for fixation of tariff. Where the actual expenditure exceeds the approved project cost, the excess expenditure as allowed by the Authority or an appropriate independent agency shall be considered for the purpose of fixation of tariff.

Provided that such excess expenditure is not attributable to the Generating Company or its suppliers or contractors;

Provided further that where a Power Purchase Agreement entered into between the Generating Company and the beneficiary provides a ceiling on capital expenditure, the capital expenditure shall not exceed such ceiling for computation of tariff.

2.6 Infirm Power

In respect of infirm power, that is sale of electricity prior to commercial operation of the unit, any revenue from such sale (other than the fuel cost), shall be taken as reduction in capital expenditure and not as net revenue.

2.7 Payment of Capacity (Fixed) Charges

The Capacity Charges shall be computed on the following basis and its recovery shall be related to Availability.

a) Interest on loan capital

Interest on loan capital shall be computed on the outstanding loans, duly taking into account the schedule of repayment, as per the financial package approved by the Authority or an appropriate independent agency, as the case may be.

b) Depreciation:

- (i) The value base for the purpose of depreciation shall be the historical cost of the asset.

Depreciation shall be calculated annually as per straight line method at the rate of depreciation as prescribed in the Schedule attached to this notification as **Appendix-II**.

Provided that the total depreciation during the life of the project shall not exceed 90% of the approved original cost. The approved original cost shall include additional capitalization on account of foreign exchange rate variation also.

- (iii) Advance against depreciation (AAD), in addition to allowable depreciation, shall be permitted wherever originally scheduled loan repayment exceeds the depreciation allowable as per schedule and shall be computed as follows:

AAD = Originally scheduled loan repayment amount subject to a ceiling of $1/12^{\text{th}}$ of original loan amount minus Depreciation as per schedule

- (iv) On repayment of entire loan, the remaining depreciable value shall be spread over the balance useful life of the asset.
- (v) Depreciation shall be chargeable from the first year of operation. In case of operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on pro-rata basis.
- (vi) Depreciation against assets relating to environmental protection shall be allowed on case-to-case basis at the time of fixation of tariff subject to the condition that the environmental standards as prescribed have been complied with during the previous tariff period.

(c) **Return on Equity:**

Return on equity shall be computed on the paid up and subscribed capital and shall be 16 percent of such capital.

Explanation:-

Premium raised by the Generating Company while issuing share capital and investment or internal resources created out of free reserve of the existing utility, if any, for the funding of the project, shall also be reckoned as paid up capital for the purpose of computing the return on equity, provided such premium amount and internal resources are actually utilised for meeting the capital expenditure of the generating station and forms part of the approved financial package as set out in the techno-economic clearance accorded by the Authority or approved by an appropriate independent agency, as the case may be.

(d) **Operation and Maintenance expenses including insurance**

- (i) Operation and Maintenance expenses including insurance (hereinafter referred to as O&M expenses) for the existing stations of NTPC and NLC which have been

in operation for 5 years or more in the base year of 1999-2000, shall be derived on the basis of actual O&M expenses, excluding abnormal O&M expenses, if any, for the years 1995-96 to 1999-2000 duly certified by the statutory auditors.

The average of actual O&M expenses for the years 1995-96 to 1999-2000 considered as O&M expenses for the year 1997-98 shall be escalated twice at the rate of 10 percent per annum to arrive at O&M expenses for the base year 1999-2000, as given below:

$$BO\&M2000_i = AVO\&M_i \times (1.10)^2$$

Where $BO\&M2000_i$ = Base level O&M expenses for 1999-2000 for i th generating station

$AVO\&M_i$ = Average O&M expenses from 1995-96 to 1999-2000 for the i th generating station

The Base O&M expenses for the year 1999-2000 shall be further escalated at the rate of 6 percent per annum to arrive at permissible O&M expenses for the relevant year.

- (ii) In the case of new thermal stations of NTPC and NLC which have not been in existence for a period of five years, the Base O&M expenses shall be fixed at 2.5 percent of the actual capital cost as approved by the Authority or an appropriate Independent agency, as the case may be, in the year of commissioning and shall be escalated at the rate of 10 percent per annum for subsequent years to arrive at O&M expenses for the base year 1999-2000 level. Thereafter the Base O&M expenses shall be further escalated at the rate of 6 percent per annum to arrive at permissible O&M expenses for the relevant year.
- (iii) For plants commissioned during the tariff period (2001-02 to 2003-04), the Base O&M expenses shall be fixed at 2.5 percent of actual capital cost as approved by the Authority or an appropriate Independent agency, as the case may be, in the year of commissioning and shall be subject to an annual escalation of 6 per cent per annum from the subsequent year.
- (iv) The escalation factor of 6 percent per annum shall be used to revise the base figure of O&M expenses. A deviation of the escalation factor computed from the actual inflation data that lies within 20 percent of the above notified escalation factor of 6 percent (which works out to be 1.2 percentage points on either side of 6 percent) shall be absorbed by the utilities/beneficiaries. In other words if the escalation factor computed from the observed data lies in the range of 4.8 to 7.2 percent, this variation should be absorbed by the utilities. Any deviations beyond this limit shall be adjusted on the basis of the actual escalation factor arrived at by applying a weighted price index of CPI for industrial workers (CPI_IW) and an index of select components of WPI (WPIOM) as per formula given in note below clause (v) herein below, for which the utility shall approach the Commission with a petition.

- (v) The escalation of yearly expenses from the published data for the tariff period shall be computed as follows:

$$0.4 \times \text{INFL}_{\text{CPI}} + 0.6 \times \text{INFL}_{\text{WPIOM}}$$

where:

INFL_{CPI} = Annual Average Inflation in CPI_IW

$\text{INFL}_{\text{WPIOM}}$ = Annual Average Inflation in WPIOM

Where as CPI_IW is directly published by the Government, WPIOM shall be computed from disaggregated data on wholesale prices published by Ministry of Industry.

Note

The special index of wholesale prices for power generating utilities (WPIOM) may be obtained as a weighted average of relevant components selected from disaggregated WPI series (1993-94=100) as given below:

COMMODITIES	WEIGHTS
1. Lubricants	0.16367
2. Cotton Cloth	0.90306
3. Jute, Hemp and Mesta Cloth	0.37551
4. Paper & Paper Products	2.04403
5. Rubber & Plastic Products	2.38819
6. Basic Heavy Inorganic Chemical	1.44608
7. Basic Heavy Organic Chemical	0.45456
8. Paints Varnishes & Lacquers	0.49576
9. Turpentine, Synthetic Resins, Plastic materials etc	0.74628
10. Matches Explosives & Other Chemicals	0.94010
11. Non-Metallic Mineral Products	2.51591
12. Basic Metals Alloys & Metals Products	8.34186
13. Machinery & Machine Tools	8.36331
14. Transport Equipment & Parts	4.29475
All the Above (WPIOM)	33.47307

$$WPIOM = \frac{\sum_{i=1}^{14} w_i WPI_i}{\sum_{i=1}^{14} w_i}$$
 where WPI_i is the wholesale price index of the i th commodity and w_i is the respective weight

Note

The data used for computing the permissible O&M expenses shall be certified by the statutory auditors,

(e) Interest on Working Capital

Interest on Working Capital shall cover:

- (i) Fuel cost for one month and reasonable fuel stocks as actually maintained but limited to fifteen days for pit head stations and thirty days for non pit-head stations, corresponding to the "Target Availability"
- (ii) sixty days stock of secondary fuel oil, corresponding to the "Target Availability"
- (iii) Operation and Maintenance expenses (cash) for one month;
- (iv) maintenance spares at actuals subject to a maximum of one per cent of the capital cost but not exceeding one year's requirements less value of one fifth of initial spares already capitalized for first five years;
- (v) receivables equivalent to two months' average billing for sale of electricity calculated on "Target Availability"; and
- (vi) The interest rate for this purpose shall be the cash-credit rates prevailing at the time of tariff filing.

2.8 Full Fixed Charges shall be recoverable at "Target Availability" specified in clause 2.4(i). Recovery of Capacity (Fixed) Charges below the level of Target Availability shall be on pro-rata basis. At zero availability, no Capacity Charge shall be payable.

2.9 The payment of Capacity Charges shall be on monthly basis in Rs/kW/Month in proportion to the allocated capacity.

2.10 Energy Charges

(i) For stations covered under ABT

Energy (variable) Charges shall cover fuel costs and shall be worked out on the basis of paise per kWh on ex-bus energy scheduled to be sent out from the generating station as per the following formula:

Energy Charges = Rate of Energy Charges X Scheduled Generation (ex-bus)

(ii) For stations other than those covered under ABT

Energy (variable) charges shall cover fuel costs and shall be worked out on the basis of paise per kWh on ex-bus energy delivered / sent out from the generating station as per the following formula:

Energy Charges = Rate of Energy Charges X Energy delivered (ex-bus)

Where,

Rate of Energy Charges (REC) shall be the sum of the cost of normative quantities of primary and secondary fuel for delivering ex-bus one kWh of electricity and shall be computed as under:

$$REC = \frac{P_p \times (Q_p)_n + P_s \times (Q_s)_n}{(1 - (AUX))}$$

Where,

P_p = Price of primary fuel namely coal or Lignite or Gas or Naphtha in Rs/Kg

$(Q_p)_n$ = Quantity of primary fuel required for generation of one kWh of electricity at generator terminals in Kg, and shall be computed on the basis of Gross Station Heat Rate (less heat contributed by secondary fuel oil for coal/lignite based stations) and gross calorific value of coal/lignite or gas or Naphtha actually fired.

P_s = Price of Secondary fuel oil in Rs./ml,

$(Q_s)_n$ = Quantity of Secondary fuel oil as per clause 2.4 (v),

(AUX) = Auxiliary Energy Consumption as per clause 2.4 (vi) ,as the case may be.

Adjustment on account of variation in price or heat value of fuels

Initially Gross Calorific Value of coal/lignite or gas or naphtha shall be taken as per actual in the preceding three months. Any variation shall be adjusted on a month to month basis on the basis of Gross Calorific Value of coal/lignite or gas or naphtha actually received and burnt and actual landed cost incurred by the Generating Company for procurement of coal/lignite, oil, or gas or Naphtha as the case may be. No separate petition need to be filed with the Commission for fuel price adjustment. In case of any disputes an appropriate petition in accordance with CERC (Conduct of Business Regulations) 1999 shall be filed before the Commission.

2.11 Incentive

- (i) An incentive shall be allowed to be recovered @ 50% of the fixed cost/kWh at normative PLF for generation between normative PLF and up to 90% PLF, subject to a ceiling of 21.5 paise/kWh.
- (ii) For generation beyond 90% PLF, incentive shall be allowed to be recovered @ 50% of the incentive payable under the preceding clause.

2.12 Tax on income

Tax on income from core-activity of the Generating Company, if any, is to be computed as an expense and shall be recoverable by the Generating Company from the beneficiaries.

Any under or over recoveries of tax shall be adjusted every year on the basis of certificate of statutory auditors.

Provided that:

- i) Tax on any income streams other than income from core-activity, if any, accruing to the Generating Company shall not constitute as a pass through component in the tariff. Tax on such other income shall be payable by the Generating Company.
- ii) The station-wise profit before tax as estimated for a year in advance shall constitute the basis for distribution of the Corporate tax liability to all the stations.
- iii) The benefit of Tax Holiday where applicable as per the provisions of the Income Tax Act, 1961 shall be passed on to the respective stations.
- iv) The credit for carry forward losses, if any, shall be given in an equitable manner for all stations.

- v) The tax allocated to stations shall be charged to the beneficiaries in the same proportion as annual fixed charges.

2.13 **Development Surcharge**

The Generating Company shall be entitled to a Development Surcharge of 5% on every bill for Fixed Charges raised by it in respect of generation at regional level. The Development Surcharge shall not be payable for plants operating exclusively within a State. The levy of Development Surcharge shall be subject to the following conditions:

- (a) Surcharge collected by the utilities shall be kept in a separate bank account and may be invested in securities of recognised infrastructure funds like IDFC or IDBI Tax free bonds and income therefrom shall also be credited to that bank account;
- (b) The Generating Company shall maintain separate accounts in its books and reflect the balance in the Development Surcharge Reserve Account and the statement represented against the same in the balance sheet;
- (c) On the purchase of the undertaking or on any other such contingency the reserve and the corresponding investments shall be transferred to the successor undertaking to subserve the same objective of fresh capacity addition;
- (d) The fund can be made use of to the extent of 1/3rd of the equity requirement for any capacity addition in the respective region and the balance 2/3rd being provided by the Generating Company;
- (e) To the extent to which the fund is used as equity in any new capacity addition, pro rata reduction for the return on equity in the determination of tariff of the new project shall be allowed;
- (f) A certificate in the prescribed form regarding the use of these funds shall be filed with the Commission every year, duly verified by the statutory auditors of the Generating Company;
- (g) The use of these funds in any other manner shall be only with the prior approval of the Commission either on petition or suo motto for which the due process as per the CERC (Conduct of Business) Regulations shall be followed.

2.14 **Unschedule Interchange(UI) Charges applicable to stations covered under ABT**

Variation in actual generation/drawal and scheduled generation/drawal shall be accounted for through Unscheduled Interchange (UI) Charges. UI for Generating Station shall be equal to its actual generation minus its scheduled generation. UI for beneficiary shall be equal to its total actual drawal minus its total scheduled drawal. UI shall be

worked out for each 15 minute time block. Charges for all UI transactions shall be based on average frequency of the time block and the following rates shall apply:

Average Frequency of time block	UI Rate (Paise per kWh)
50.5 Hz and above	0.00
Below 50.5 Hz and up to 50.48 Hz	5.60
Below 49.04 Hz and up to 49.02 Hz	414.40
Below 49.02 Hz	420.00
Between 50.5 Hz and 49.02 Hz	linear in 0.02 Hz step

(Each 0.02 Hz step is equivalent to 5.6 paise /kWh within the above range)

The above average frequency range and UI rates are subject to change through a separate notification from time to time.

The provisions relating to UI shall come into force in accordance with the following time schedule, after implementation of ABT.

Southern Region	:	01-04-2001
Eastern Region	:	01-05-2001
Northern Region	:	01-06-2001
Western Region	:	01-08-2001

2.15. **Rebate**

For payment of bills through letter of credit, a rebate of 2.5 per cent shall be allowed. If the payments are made by a mode other than through letter of credit but within a period of one month of presentation of bills by the Generating Company, a rebate of 1 per cent shall be allowed.

2.16 **Late Payment Surcharge**

In case the payment of bills by the beneficiary (ies) is delayed beyond a period of 1 month from the date of billing a late payment surcharge at the rate of 1.5 percent per month shall be levied by the Generating Company.

2.17 **Scheduling:**

(This shall be read with Chapter 7 of IEGC regarding procedure for scheduling).

Methodology of Scheduling and Calculating Availability shall be as under:

- (i) Each day starting from 00.00 hrs. shall be divided into 96 time blocks of 15 minutes intervals.

- (ii) The generator shall make an advance declaration of capability of its generating station. The declaration shall be for that capability which can be actually made available.

The declaration shall be for the capability of the Generating Station to deliver ex-bus MWh for each time block of the day. The capability as declared by generator, referred to as DC, would form the basis of generation scheduling.

- (iii) While making or revising their declaration of capability, the generator shall ensure that its declared capability during peak hours is not less than that during other hours. However, exception to this rule shall be allowed in case of tripping/re-synchronisation of units as a result of forced outage of units.
- (iv) The generation scheduling shall be done in accordance with the operating procedure, as stipulated in the IEGC.
- (v) Based on the declaration of the generator, RLDC shall communicate their shares to the beneficiaries out of which they shall give their requisitions.
- (vi) Based on the requisitions given by the beneficiaries and taking into account technical limitations on varying the generation and also taking into account transmission system constraints, if any, RLDC shall prepare the economically optimal generation schedules and drawal schedules and communicate the same to the generator and the beneficiaries.

RLDC shall also formulate the procedure for meeting contingencies both in the long run and in the short run (Daily scheduling).

- (vii) The scheduled generation and actual generation shall be at the generator's ex-bus. For beneficiaries, the scheduled and actual net drawals shall be at their respective receiving points.
- (viii) For calculating the net drawal schedules of beneficiaries, the transmission losses shall be apportioned to their drawals.
- (ix) Scheduled generation of the generating station for each time block, referred to as SG shall mean the Scheduled MWh to be Sent Out Ex-bus from the Generating Station.
- (x) Actual generation of the station for each time block, referred to as AG, shall mean actual MWh actually Sent Out Ex-bus from the generating station.
- (xi) In case of forced outage of a unit, RLDC shall revise the schedules on the basis of revised declared capability. The revised schedules shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the revision is advised by the

generator to be the first one. The revised declared capability shall also become effective from the 4th time block.

- (xii) In the event of bottleneck in evacuation of power due to any constraint, outage, failure or interruption in the transmission system, associated switchyard and substation, notified by CTU (as certified by RLDC) necessitating reduction in generation, RLDC shall revise the schedules which shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the bottleneck in evacuation of power has taken place to be the first one. Also, during the first, second and third time blocks of such an event, the scheduled generation of the station shall be deemed to have been revised to be equal to actual generation and also the scheduled draws of the beneficiaries shall be deemed to have been revised to be equal to their actual draws.
- (xiii) In case of any grid disturbance, scheduled generation of all the Generating Stations and scheduled drawal of all the beneficiaries shall be deemed to have been revised to be equal to their actual generation/drawal for all the time blocks affected by the grid disturbance. Certification of grid disturbance and its duration shall be done by RLDC.
- (xiv) Revision of declared capability by the generator(s) and requisition by beneficiary(ies) for the remaining period of the day shall also be permitted with advance notice. Revised schedules/declared capability in such cases shall become effective from the 6th time block, counting the time block in which the request for revision has been received in RLDC to be the first one.
- (xv) If, at any point of time, RLDC observes that there is need for revision of the schedules in the interest of better system operation, it may do so on its own and in such cases, the revised schedules shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the revised schedule is issued by RLDC to be the first one.
- (xvi) Generation schedules and drawal schedules issued/revised by RLDC shall become effective from designated time block irrespective of communication success.
- (xvii) For any revision of scheduled generation, including post facto deemed revision, there shall be a corresponding revision of scheduled draws of the beneficiaries.
- (xviii) A procedure for recording the communication regarding changes to schedules duly taking into account the time factor shall be evolved by CTU.

2.18 **Demonstration of Declared Capability**

The Generating Company may be required to demonstrate the declared capability of its Generating Station as and when asked by the RLDC of the region in which the Generating Station is situated. In the event of generator failing to demonstrate the declared capability, the capacity charges due to the generator shall be reduced as a

measure of penalty. The quantum of penalty for the first mis-declaration for any duration/block in a day shall be the charges corresponding to two days Fixed Charges. For the second mis-declaration the penalty shall be equivalent to Fixed Charges for four days and for subsequent mis-declarations, the penalty shall be multiplied in the geometrical progression as per the order of the Commission.

Note:

In case it is observed that the declaration of its capability by the generator is on lower side and the actual generation is more than DC, then UI charges due to the generator on account of such extra generation shall be reduced to zero and the amount shall be credited towards UI account of beneficiaries in the ratio of their capacity share in the station.

2.19 Metering and Accounting

Metering arrangements, including installation, testing and operation and maintenance of meters and collection, transportation and processing of data required for accounting of energy exchanges and average frequency on 15 minute time block basis shall be provided by the POWERGRID/RLDCs. Processed data of the meters along with data relating to declared capability and schedules etc., shall be supplied by RLDCs to REBs and REBs shall issue the Regional Accounts for energy as well as UI charges on monthly basis. The UI accounting procedures shall be governed by the orders of the Commission.

2.20 Billing and Payment of Capacity Charges

Billing and Payment of Capacity Charges shall be done on a monthly basis in the following manner:

- (i) Each beneficiary shall pay the Capacity Charges in proportion to its percentage share in total saleable capacity of the station. Saleable capacity shall mean total capacity minus free capacity to Home State(s), if any.

Note I

Allocation of total capacity of Central Sector Stations is made by Central Government from time to time which also has an unallocated portion. Allocation of the unallocated portion shall be made by the Central Government from time to time, for the total unallocated capacity. The total capacity share of any beneficiaries would be sum of its capacity share plus allocation out of the unallocated portion. In case of no specific distribution 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 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 beneficiaries may be re-allocated by the Central Generating for a specific period. 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 fixed charges as per allocated capacity shares.

- (ii) The beneficiaries shall have full freedom for negotiating any transaction for utilisation of their capacity shares. In such cases, the beneficiary having allocation in the capacity of the generating station shall be liable for full payment of Capacity Charges and Energy Charges (including that for sale of power under the transactions negotiated by them) for all its scheduled and unscheduled transactions from its capacity share.
- (iii) If there is any capacity which remains un-requisitioned during day-to-day operation, RLDC shall advise all beneficiaries in the region and the other RLDCs so that such capacity may be requisitioned through bilateral arrangements with the concerned generating company/beneficiary(ies) under intimation to the RLDC.
- (iv) The Capacity Charges shall be paid by the beneficiary(ies) including those outside the Region to the generator every month in accordance with the following formula:

Total Capacity Charges payable to the generator for the:

- 1st month = $(1 \times \text{ACC1})/12$
- 2nd month = $(2 \times \text{ACC2} - 1 \times \text{ACC1})/12$
- 3rd month = $(3 \times \text{ACC3} - 2 \times \text{ACC2})/12$
- 4th month = $(4 \times \text{ACC4} - 3 \times \text{ACC3})/12$
- 5th month = $(5 \times \text{ACC5} - 4 \times \text{ACC4})/12$
- 6th month = $(6 \times \text{ACC5} - 5 \times \text{ACC5})/12$
- 7th month = $(7 \times \text{ACC7} - 6 \times \text{ACC6})/12$
- 8th month = $(8 \times \text{ACC8} - 7 \times \text{ACC7})/12$
- 9th month = $(9 \times \text{ACC9} - 8 \times \text{ACC8})/12$
- 10th month = $(10 \times \text{ACC10} - 9 \times \text{ACC9})/12$
- 11th month = $(11 \times \text{ACC11} - 10 \times \text{ACC10})/12$
- 12th month = $(12 \times \text{ACC12} - 11 \times \text{ACC11})/12$

and, Each beneficiary having firm allocation in capacity of the generating station shall pay for the :

$$\begin{aligned}
 1^{\text{st}} \text{ month} &= [\text{ACC1} \times \text{WB1}] / 1200 \\
 2^{\text{nd}} \text{ month} &= [2 \times \text{ACC2} \times \text{WB2} - 1 \times \text{ACC1} \times \text{WB1}] / 1200 \\
 3^{\text{rd}} \text{ month} &= [3 \times \text{ACC3} \times \text{WB3} - 2 \times \text{ACC2} \times \text{WB2}] / 1200 \\
 4^{\text{th}} \text{ month} &= [4 \times \text{ACC4} \times \text{WB4} - 3 \times \text{ACC3} \times \text{WB3}] / 1200 \\
 5^{\text{th}} \text{ month} &= [5 \times \text{ACC5} \times \text{WB5} - 4 \times \text{ACC4} \times \text{WB4}] / 1200 \\
 6^{\text{th}} \text{ month} &= [6 \times \text{ACC5} \times \text{WB6} - 5 \times \text{ACC5} \times \text{WB5}] / 1200 \\
 7^{\text{th}} \text{ month} &= [7 \times \text{ACC7} \times \text{WB7} - 6 \times \text{ACC6} \times \text{WB6}] / 1200 \\
 8^{\text{th}} \text{ month} &= [8 \times \text{ACC8} \times \text{WB8} - 7 \times \text{ACC7} \times \text{WB7}] / 1200 \\
 9^{\text{th}} \text{ month} &= [9 \times \text{ACC9} \times \text{WB9} - 8 \times \text{ACC8} \times \text{WB8}] / 1200 \\
 10^{\text{th}} \text{ month} &= [10 \times \text{ACC10} \times \text{WB10} - 9 \times \text{ACC9} \times \text{WB9}] / 1200 \\
 11^{\text{th}} \text{ month} &= [11 \times \text{ACC11} \times \text{WB11} - 10 \times \text{ACC10} \times \text{WB10}] / 1200 \\
 12^{\text{th}} \text{ month} &= [12 \times \text{ACC12} \times \text{WB12} - 11 \times \text{ACC11} \times \text{WB11}] / 1200
 \end{aligned}$$

Where,

ACC1, ACC2, ACC3, ACC4, ACC5, ACC6, ACC7, ACC8, ACC9, ACC10, ACC11 and ACC12 are the amount of Annual Capacity Charge corresponding to 'Availability' for the cumulative period up to the end of 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th months respectively.

And, WB1, WB2, WB3, WB4, WB5, WB6, WB7, WB8, WB9, WB10, WB11 and WB12 are the weighted average of percentage allocated capacity share of the beneficiary during the cumulative period up to 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th month respectively.

And,

Year means the financial year.

When the month of changeover to tariff as per this notification is not the first month of a financial year, then 'Availability' for the part of the year prior to switchover shall be "deemed PLF" determined on the basis of actual generation plus backing down and weighted average of percentage allocated capacity share of the beneficiary shall be equal to his total drawal from station (as per regional energy accounting) expressed as percentage of total ex-bus generation. Payment of capacity charges for the period prior to switchover shall be regulated as per tariff applicable till the date of switchover and pro-rata incentive, as applicable, shall be paid. Payment of Capacity Charges for the month after the switchover to tariff as per this order shall be as per the formula given above.

CHAPTER 3

HYDRO POWER GENERATING STATIONS

3.1 Definitions: Unless the context otherwise requires for the purpose of this chapter,

' Actual energy ' means the quantum of energy actually generated by the plant over a specified period (day, year, etc.). The measurement of Actual energy shall be "ex-bus" and shall reflect the energy sent out at the station bus bars.

' Authority ' means Central Electricity Authority constituted under Section 3 of the Electricity (Supply) Act 1948.

' Auxiliary Consumption ' means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the project.

'Capacity Index' means the average of the daily capacity indices over one year.

' Daily Capacity Index' means percentage of the declared capacity to the maximum available capacity for the day.

$$\text{Daily Capacity Index} = \frac{\text{Declared Capacity (MW)}}{\text{Maximum Available Capacity (MW)}} \times 100$$

'Declared capacity' (MW) means the capacity to be available from the plant over the peaking hours of the next day, as declared by the generator. The peaking hours shall be not less than 3 hours within a 24- hour period,

' Declared Energy' means amount of energy to be generated at the plant over the next 24-hour period, as declared by the generator.

' Deemed Generation ' means the energy which a generating station was capable of generating but could not generate due to grid/power system conditions beyond the control of generator and it results in spillage of water.

'Design Energy' means the quantum of energy which could be generated in a 90 percent dependable year with 95 percent installed capacity of the station.

Explanation - If the total energy generation in the years for which hydrological data is available (say N years) is arranged in descending order, the $[(N + 1) \times 0.9]^{\text{th}}$ year would represent the 90 percent dependable year. The 90 per cent dependable year is a year in which the annual energy generation has the probability of being equal to or in excess of 90 per cent of the expected period of operation of the scheme.

- (a) Design Energy set out in the Techno-Economic Clearance of the Authority shall be considered for fixation of tariff.
- (b) In case of multi-unit projects, the Design Energy applicable on commissioning of units shall be as set out for the respective unit in the Techno-Economic Clearance of the Authority.
- (c) The Authority may review the Design Energy on completion of the project to consider additional hydrological data which would become available and latest status of completion/commissioning of upstream projects involving consumptive use of water.
- (d) The Authority may also review the Design Energy subsequent to the commissioning of the project as and when any specific information about the change in consumptive use of water upstream or in run off is brought to the notice of the Authority.
- (e) The Design Energy presently in use shall continue to be used for tariff purposes. However, the Authority may review the design energy of all existing projects within a period of 2 years from the issue of this notification.

'Infirm power' means sale of electricity prior to commercial operation of the generating unit.

'Installed Capacity' means the summation of the name plate capacity of the generating units in the station or the capacity as determined in consultation with the Authority from time to time considering the uprating, derating as may be applicable.

'Maximum available capacity' (MW) means the maximum capacity the plant could generate with all units running, under the prevailing conditions of water levels, flows and with 100% gate openings. The peaking hours shall not be less than 3 hours within a 24 hours period.

'Primary energy' means the quantum of energy generated up to Design Energy on an annual basis in the station.

'Project' includes the complete hydro power generating facility covering all components such as dam, intake, water conductor systems, power station, generating units of the scheme as apportioned to power generation.

' **Saleable Primary energy** ' means the quantum of primary energy available for sale after allowing for free energy to the home state.

' **Saleable Secondary energy** ' means the quantum of secondary energy available for sale after allowing for free energy to the home state.

' **Scheduled energy** ' means the quantum of energy to be generated at the plant over the next 24-hour period, as scheduled by the RLDC.

' **Secondary Energy** ' means the quantum of energy generated in excess of the design energy on an annual basis in the station.

' **Station** ' means a hydro generating station having an installation of one or more hydro generating units, including reversible units

3.2 Norms of Operation:

The norms of operation shall be as under:

(i) **Normative Capacity Index** = 85 percent

(ii) **Auxiliary consumption** :

a) Surface hydro stations with rotating exciters mounted on the generator shaft = 0.2% of energy generated

b) Surface hydro stations with static excitation system
= 0.5% of energy generated

c) Underground hydro stations with rotating exciters mounted on the generator shaft = 0.4% of energy generated

d) Underground hydro stations with static excitation system
= 0.7% of energy generated

(iii) **Transformation losses**
(from generation voltage to transmission voltage)

0.5 percent of energy generated.

(iv) **Date of Commercial Operation:**

Not exceeding 15 days from the date of synchronization.

3.3 Capital Expenditure

The capital expenditure of the project shall be financed as per the approved financial package set out in the techno-economic clearance of the Authority or as approved by an appropriate independent agency, as the case may be. The project cost shall include reasonable amount of capitalized initial spares.

The actual capital expenditure incurred on completion of the project shall form the basis for fixation of tariff. Where the actual expenditure exceeds the approved project cost, the excess expenditure as allowed by the Authority or an appropriate independent agency shall be considered for the purpose of fixation of tariff.

Provided that such excess expenditure is not attributable to the Generating Company or its suppliers or contractors;

Provided further that where a Power Purchase Agreement entered into between the Generating Company and the beneficiary provides a ceiling on capital expenditure, the capital expenditure shall not exceed such ceiling for computation of tariff.

3.4 Infirm power

Any revenue from sale of infirm power shall be taken as reduction in capital expenditure and not as net revenue.

3.5 Computation of Annual Charges

The two-part tariff for sale of electricity from a hydro power station shall comprise the recovery of Annual Capacity Charge and Primary Energy Charges. The charges for a station shall be regulated as follows:

3.5.1 Capacity Charges

The Capacity Charge shall be computed on the following basis.

Capacity Charge = (Annual Fixed Costs- Primary Energy Charge)

Where,

Annual Fixed Costs (AFC) shall be as follows:

$AFC = IOL + DEP + ROE + O\&M + IWC$

Where,

IOL = Interest on Loan Capital

DEP = Depreciation and Advance against depreciation

ROE = Return on equity

O&M	=	Operation & Maintenance expenses
IWC	=	Interest on working capital

When the capacity charge is negative, this amount shall be set to zero *

(a) **Interest on loan capital**

Interest on loan capital shall be computed on the outstanding loans duly taking into account the schedule of repayment, as per the financial package approved by the Authority or an appropriate independent agency, as the case may be.

(b) **Depreciation**

- (i) The value base for the purpose of depreciation shall be the historical cost of the asset.
- (ii) Depreciation shall be calculated annually as per straight line method at the rate of depreciation as prescribed in the Schedule attached to this notification as **Appendix-II**.

Provided that the total depreciation during the life of the project shall not exceed 90% of the approved original cost. The approved original cost shall include additional capitalization on account of foreign exchange rate variation also.

- (iii) Advance against depreciation (AAD), in addition to allowable depreciation, shall be permitted wherever originally scheduled loan repayment exceeds the depreciation allowable as per schedule and shall be computed as follows:

AAD = Originally scheduled loan repayment amount subject to a ceiling of $1/12^{\text{th}}$ of original loan amount minus Depreciation as per schedule

- (iv) On repayment of entire loan, the remaining depreciable value shall be spread over the balance useful life of the asset.
- (v) Depreciation shall be chargeable from the first year of operation. In case of operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on pro-rata basis.
- (vi) Depreciation against assets relating to environmental protection shall be allowed on case-to-case basis at the time of fixation of tariff subject to the condition that the environmental standards as prescribed have been complied with during the previous tariff period.

(c) **Return on Equity:**

Return on equity shall be computed on the paid up and subscribed capital and shall be 16 percent of such capital.

Explanation:

Premium raised by the Generating Company while issuing share capital and investment of internal resources created out of free reserve of the existing utility, if any, for the funding of the project, shall also be reckoned as paid up capital for the purpose of computing the return on equity, provided such premium amount and internal resources are actually utilized for meeting the capital expenditure of the power generation project and forms part of the approved financial package as set out in the techno-economic clearance accorded by the Authority or approved by an appropriate independent agency, as the case may be.

(d) Operation and Maintenance expenses

- (i) The Operation and Maintenance expenses including insurance (hereinafter referred to as O&M expenses) for the existing stations of NHPC which have been in operation for 5 years or more in the base year of 1999-2000 shall be derived on the basis of actual O&M expenses, excluding abnormal O&M expenses if any for the years 1995-96 to 1999-2000, duly certified by the statutory auditors.

The average of actual O&M expenses for the years 1995-96 to 1999-2000 considered as O&M expenses for the year 1997-98 shall be escalated twice at the rate of 10 percent per annum to arrive at O&M expenses for the Base year 1999-2000, as given below:

$$BO\&M2000_i = AVO\&M_i \times (1.10)^2$$

Where

$BO\&M2000_i$ = Base level O&M expenses for 1999-2000 for ith generating station.

$AVO\&M_i$ = Average O&M expenses from 1995-96 to 1999-2000 for the ith generating station.

The Base O&M expenses for the year 1999-2000 shall be escalated further at the rate of 6 percent per annum to arrive at permissible O&M expenses for the relevant year.

- (ii) In case of new hydro stations of NHPC, which have not been in existence for a period of five years, the Base O&M expenses shall be fixed at 1.5 per cent of the actual capital cost as approved by the Authority or an appropriate Independent agency, as the case may be in the year of commissioning and shall be escalated at the rate of 10 percent per annum from the subsequent year to arrive at O&M expenses for the base year 1999-2000. The Base O&M expenses shall be further escalated at the rate of 6 percent per annum to arrive at permissible O&M expenses for the relevant year.

- (iii) For plants commissioned during the tariff period (2001-02 to 2003-04), the Base O&M expenses shall be fixed at 1.5 percent of the actual capital cost as approved by the Authority or an appropriate Independent agency, as the case may be in the year of commissioning and shall be subject to an annual escalation of 6 percent per annum for the subsequent year.
- (iv) The escalation factor of 6 percent per annum shall be used to revise the base figure of O&M expenses. A deviation of the escalation factor computed from the actual inflation data that lies within 20 percent of the above notified escalation factor of 6 percent (which works out to be 1.2 percentage points on either side of 6 percent) shall be absorbed by the utilities/beneficiaries. In other words if the escalation factor computed from the observed data lies in the range of 4.8 to 7.2 percent, this variation should be absorbed by the utilities. Any deviation beyond this limit shall be adjusted on the basis of the actual escalation factor arrived at by applying a weighted price index of CPI for industrial workers (CPI_IW) and an index of select components of WPI (WPIOM) as per formula given in note 2 to clause (v) below, for which the utility shall approach the Commission with a petition.
- (v) The escalation of yearly expenses from published data for the tariff period shall be as below:

$$\text{Escalation} = 0.55 \times \text{Infl}_{\text{CPI}} + 0.45 \times \text{Infl}_{\text{WPIOM}}$$

Where

$$\text{Infl}_{\text{CPI}} = \text{Annual Average Inflation in CPI_IW}$$

$$\text{Infl}_{\text{WPIOM}} = \text{Annual Average Inflation in WPIOM}$$

Note 1

Where as CPI_IW is directly published by the Government, WPIOM shall be computed from disaggregated data on wholesale prices published by Ministry of Industry.

Note 2

WPIOM may be obtained as a weighted average of relevant components selected from disaggregated WPI series (1993-94=100) as given below:

COMMODITIES	WEIGHT
1. Lubricants	0.16367
2. Cotton Cloth	0.90306

3. Jute, Hemp and Mesta Cloth	0.37551
4. Paper & Paper Products	2.04403
5. Rubber & Plastic Products	2.38819
6. Basic Heavy Inorganic Chemical	1.44608
7. Basic Heavy Organic Chemical	0.45456
8. Paints Varnishes & Lacquers	0.49576
9. Turpentine, Synthetic Resins, Plastic materials etc	0.74628
10. Matches Explosives & Other Chemicals	0.94010
11. Non-Metallic Mineral Products	2.51591
12. Basic Metals Alloys & Metals Products	8.34186
13. Machinery & Machine Tools	8.36331
14. Transport Equipment & Parts	4.29475
All the Above (WPIOM)	33.47307

$$WPIOM = \frac{\sum_{i=1}^{14} w_i WPI_i}{\sum_{i=1}^{14} w_i}$$
 where WPI_i is the wholesale price index of the i th commodity and w_i is the respective weight

Note 3

The data used for computing the permissible O&M expenses shall be certified by the statutory auditors,

Note 4

Where as CPI_ IW is directly published by the Central Government WPIOM shall be computed from disaggregated data on wholesale prices published by Ministry of Industry.

(e) Interest on Working Capital

Interest on Working Capital shall cover;

- (i) Operation and Maintenance expenses for one month;
- (ii) Maintenance spares at actuals but not exceeding one year's requirements less value of one fifth of initial spares already capitalized for the first five years; and
- (iii) Receivables equivalent to two months of average billing for sale of electricity.

- (iv) The interest rate for this purpose shall be the cash-credit rates prevailing at the time of tariff filing.

3.5.2 Full Capacity Charges shall be recoverable if the station achieves Capacity Index of 85%. The Capacity Charges shall be calculated on monthly basis and denominated in Rs./kW/month.

3.5.3 Primary Engery Charges

Energy Charges shall be worked out on the basis of paise per kWh rate on ex-bus energy scheduled to be sent out from the Generating Station after adjusting for the free power delivered to the home state.

Rate of Primary Energy for all hydro stations except for pumped storage stations, shall be taken as 90% of the lowest variable charges of the central sector thermal power station of the concerned region. The primary energy charge shall be computed based on the primary energy rate and saleable energy of the project. This rate shall also be the rate to be used in merit order despatch of the plants.

Primary Energy Charge = Primary Saleable Energy (Ex-Bus) * Primary Energy Rate/(1-r)

Secondary Energy Charge = Secondary Saleable Energy(Ex-Bus)*
Secondary Energy Rate/(1-r)

$r = 0.12$ and represents 12% free power to the home state.

Secondary Energy Rate shall be equal to Primary Energy Rate.

3.6 Incentive/Disincentive

In addition to the 'Capacity Charge' and 'Primary Energy Charge', the generator shall be paid incentive when the Capacity Index (CI) exceeds the normative Capacity Index target of 85%. Incentive shall accrue up to a maximum Capacity Index of 100%. When Capacity Index is less than 85%, disincentive shall be deducted from Capacity Charges paid to the Generating Company on pro-rata basis of the Capacity Index Value.

Incentive shall be payable in accordance with the following formula:

- (a) Incentive = (Annual Fixed Costs - Primary Energy Charge)
x $(CI_A - CI_N)$
(This may be a positive or negative quantity)

Where, CI_A is the Capacity Index achieved and CI_N is the normative value of Capacity Index in percent.

For the purpose of incentive, the primary energy rate determined for the first year of tariff period shall remain constant throughout the entire tariff period.

The incentives on account of higher Capacity Index and secondary energy shall be payable on monthly basis, subject to cumulative adjustment in each month of the financial year and final adjustment shall be made at the end of the financial year.

The total incentive payment calculated on an annual basis shall be shared by the various beneficiaries as per their individual allocated capacity.

3.7 Tax on Income

Tax on income from core activity of the Generating Company, if any, is to be computed as an expense and shall be recoverable by the Generating Company from the beneficiaries.

Any under or over recoveries of tax shall be adjusted every year on the basis of certificate of statutory auditors.

Provided that:

- (i) Tax on any income streams other than the income from core activity, if any, accruing to the Generating Company shall not constitute as a pass through component in the tariff. Tax on such other income shall be payable by the Generating Company.
- (ii) The station-wise profit before tax as estimated for a year in advance shall constitute the basis for distribution of the Corporate tax liability to all the stations.
- (iii) The benefit of Tax Holiday where applicable as per the provisions of the Income Tax Act, 1961 shall be passed on to the respective stations.
- (iv) The credit for carry forward losses if any shall also be given in an equitable manner for all stations.
- (v) The tax allocated to stations shall be charged to the beneficiaries on the same proportions as annual fixed costs.

3.8 Development Surcharge

The Generating Company shall be entitled to a Development Surcharge of 5% on both Capacity and Primary Energy Charges for the purpose of fresh capacity addition and

project development activities. The Development Surcharge shall not be payable for operations exclusively within a State. The levy of Development Surcharge shall be subject to the following conditions:

- (a) Surcharge collected by the utilities shall be kept in a separate bank account and may be invested in securities of recognised infrastructure funds like IDFC or IDBI Tax free bonds and income therefrom shall also be credited to that bank account;
- (b) The Generating Company shall maintain separate accounts in its books and reflect the balance in the Development Surcharge Reserve Account and the investment represented against the same in their balance sheet;
- (c) On the purchase of the undertaking or on any other such contingency the reserve and the corresponding investments shall be transferred to the successor undertaking to subserve the same objective of fresh capacity addition;
- (d) The fund can be made use of to the extent of $1/3^{\text{rd}}$ of the equity requirement for any capacity addition in the respective region and the balance $2/3^{\text{rd}}$ being provided by the Generating Company
- (e) To the extent to which the fund is used as equity in any new capacity addition, pro rata reduction for the return on equity in the determination of tariff of the new project shall be allowed;
- (f) A certificate in the prescribed form regarding the use of these funds shall be filed with the Commission every year, duly verified by the statutory auditors of the Generating Company;
- (g) The use of these funds in any other manner shall be only with the prior approval of the Commission either on petition or suo motto for which the due process as per the CERC (Conduct of Business) Regulations shall be followed.

3.9 Unscheduled Interchange (UI)

Variation in actual generation/drawal and scheduled generation/drawal shall be accounted for through Unscheduled Interchange (UI). UI for a Generating Station shall be equal to its actual generation minus its scheduled generation. UI for a beneficiary shall be equal to its total actual drawal minus its total scheduled drawal. UI shall be worked out for each 15 minute time block. Charges for all UI transactions shall be based on average frequency of the time block.

UI Charges = (Actual Energy - Scheduled Energy) * UI Rate

This may be a positive or negative quantity

The following UI rates shall apply:

Average Frequency of time block	UI rate (Paise per kWh)
50.5 Hz and above	0.0
Below 50.5 Hz and up to 50.48 Hz	5.6
Below 49.04 Hz and up to 49.02 Hz	414.4
Below 49.02 Hz	420.0
Between 50.5 Hz and 49.02 Hz	linear in 0.02 Hz step

(each 0.02 Hz step is equivalent to 5.6 paise/kWh within the above range)

The above average frequency range and UI rates are subject to change through a separate notification or order of the Commission from time to time.

The provisions relating to UI shall come into force in accordance with the following time schedule, after implementation of ABT.

Southern Region	:	01-04-2001
Eastern Region	:	01-05-2001
Northern Region	:	01-06-2001
Western Region	:	01-08-2001
North Eastern Region	:	Date will be notified subsequently.

3.10 Rebate

For payment of bills through letter of credit on presentation, a rebate of 2.5 percent shall be allowed. Where payments are made subsequently through opening of letter of credit or otherwise, but within a period of one month of presentation of bills by the Generating Company, a rebate of 1 percent shall be allowed.

3.11 Late Payment Surcharge

In case the payment of bills by the beneficiary (ies) is delayed beyond a period of 1 month from the date of billing a late payment surcharge at the rate of 1.5 percent per month shall be levied by the Generating Company.

3.12 Deemed Generation

In case of reduced generation due to the reasons beyond the control of Generating Company or on account of non-availability of board's transmission lines or on receipt of backing down instructions from the concerned Regional Load Despatch Centre resulting in spillage of water, the energy charges on account of such spillage shall be payable to the Generating Company. Apportionment of energy charges for such spillage among the beneficiaries shall be in proportion to their shares in saleable capacity of the station.

Energy charges on the above account shall not be admissible if the energy generated during the year is equal to or more than Design Energy.

3.13 Scheduling

The methodology of scheduling shall be as under:

- (i) Each day starting from 00.00 hrs. shall be divided into 96 time blocks of 15 minutes intervals.
- (ii) The generator shall make an advance declaration of capacity of its generating station. The declaration shall be for that capacity which can be actually made available for a period of time not less than 3 hours within a 24 hour period.

The generator shall intimate the declared capacity(MW), maximum available capacity(MW) and total Ex-Bus (MWh) to RLDC to enable it to prepare the schedule.

The declaration should also include limitation on generation during any specific time period of the day on account of restriction(s) on water usage, etc.

It shall be ensured that declared capacity does not exceed the installed capacity of the plant ordinarily. The over load capacity of the plant, wherever available, shall also be declared in case of systems requirements.

- (iii) While making or revising its declaration of capacity, the generator shall ensure that its declared capacity during peak hours is not less than that during other hours. However, exception to this rule shall be allowed in case of tripping /re-synchronization of units as a result of forced outage of units.
- (iv) The generation scheduling shall be done in accordance with the operating procedure, as stipulated in the IEGC.
- (v) Based on the declaration of the generator, RLDC shall communicate to the beneficiaries their shares out of which they shall give their requisitions.
- (vi) Based on the requisitions given by the beneficiaries and taking into account technical limitations on varying the generation and also taking into account transmission system constraints, if any, RLDC shall prepare the economically optimal generation schedules and drawal schedules and communicate the same to generator and the beneficiaries.

RLDC shall also formulate the procedure for meeting contingencies both in the long run and in the short run (Daily scheduling).

- (vii) The scheduled generation and actual generation shall be at the generating station's ex-bus MWh. For beneficiaries, the scheduled and actual net drawals shall be at their receiving points.
- (viii) For calculating the net drawal schedules of beneficiaries, the transmission losses shall be apportioned in proportion to their drawals.
- (ix) Scheduled generation of the generating station for each time block shall mean the Scheduled MWh Sent Out Ex-bus from the generating station.
- (x) Actual generation of the generating station for each time block shall mean the actual MWh Sent Out Ex-bus from the generating station.
- (xi) In case of forced outage of a unit, RLDC shall revise the schedules on the basis of revised declared capacity. The revised schedules shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the revision is advised by the generator to be first one. The revised declared capacity shall also become effective from the 4th time block.
- (xii) In the event of bottleneck in evacuation of power due to any constraint, outage, failure or limitation in the transmission system, associated switchyard and sub stations owned by CTU (as certified by RLDC) necessitating reduction in generation, RLDC shall revise the schedules which shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the bottleneck in evacuation of power has taken place to be the first one. Also, during the first, second and third time blocks of such an event, the scheduled generation of the station shall be deemed to have been revised to be equal to actual generation and also the scheduled drawals of the beneficiaries shall be deemed to have been revised to be equal to their actual drawals.
- (xiii) In case of any grid disturbance, scheduled generation of all the generating stations and scheduled drawal of all the beneficiaries shall be deemed to have been revised to be equal to their actual generation/drawal for all the time blocks affected by the grid disturbance. Certification of grid disturbance and its duration shall be done by RLDC.
- (xiv) Revision of declared capability by generator(s) and requisition by beneficiary(ies) for the remaining period of the day shall also be permitted with advance notice. Revised schedules/declared capability in such cases shall become effective from the 6th time block, counting the time block in which the request for revision has been received in RLDC to be the first one.

- (xv) If, at any point of time, RLDC observes that there is need for revision of the schedules in the interest of better system operation, it may do so on its own and in such cases, the revised schedules shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the revised schedule is issued by RLDC to be the first one.
- (xvi) Generation schedules and drawal schedules issued/revised by RLDC shall become effective from designated time block irrespective of communication success.
- (xvii) For any revision of scheduled generation, including post facto deemed revision, there shall be a corresponding revision of scheduled drawals of the beneficiaries.
- (xviii) A procedure for recording the communication regarding changes to schedule duly taking into account the time factor shall be evolved by CTU.
- (xix) a) Run-of-River type hydro stations

Since there is no regulation possible in such stations, these shall be treated as must run stations. The maximum declared capacity, duly taking into account the over load capability, must be equal to or greater than that required to make full use of the available water. There shall be no spillage, unless plant is operating at full plant capacity.

b) Diurnal storage & long term Storage hydro stations

These type of hydro stations are designed to operate during peak hours to meet system peak demand. The declared capacity shall be equal the maximum available capacity of the plant including overload capacity, wherever applicable. RLDCs shall ensure that generation schedules of such type of stations shall be prepared and the stations dispatched accordingly except in the event of specific system requirements/constraints.

3.14 Demonstration of Declared Capacity

The Generating Company may be required to demonstrate the declared capacity of its generating station as and when asked by the RLDC of the region in which the generating station is situated. In the event of Generating Company failing to demonstrate the declared capacity within a tolerance limit specified by CTU, the capacity charges due to the Generating Company shall be reduced as a measure of penalty.

The quantum of penalty for the first mis-declaration for any 24 hour period shall be the charges corresponding to two days fixed charges. For the second mis-declaration the penalty shall be equivalent to fixed charges for four days and for

subsequent mis-declarations, the penalty shall be multiplied in the geometrical progression as per the order of the Commission.

A procedure shall be evolved by RLDCs for testing the declared capacity of a station in the event of minimum flow available in case of Run-of-River and pondage type hydro stations.

Note :

In case it is observed that the declared capacity and/or declared energy given by the generator is repeatedly under-stated compared with actual generation within a tolerance specified by the CTU, then UI charges due to the generator on account of such extra generation shall be reduced to zero and the amount shall be credited towards UI account of beneficiaries in the ratio of their capacity share in the station.

The operating log books of the generating station shall be available for review by the RLDC. These books keep record of machine operation and maintenance, reservoir level and spillway gate operation.

3.15 Metering and Accounting

Metering arrangements, including installation, testing and operation and maintenance of meters and collection, transportation and processing of data required for accounting of energy exchanges and average frequency on 15 minute time block basis shall be provided by the POWERGRID/RLDC. Processed data of the meters along with data relating to declared capability and schedules etc., shall be supplied by RLDCs to REBs and REBs shall issue the Regional Accounts for energy as well as UI charges on monthly basis. The UI accounting procedures shall be governed by the orders of the Commission.

3.16 Billing and Payment of Capacity Charges

Billing and Payment of Capacity Charges shall be done on a monthly basis in the following manner:

- (i) Each beneficiary shall pay the Capacity Charges in proportion to its percentage share in total saleable capacity of the station, adjusted for the home state free capacity.

Note 1: Allocation of total capacity of Central Sector Stations is made by Gol from time to time which also has an unallocated portion. Allocation of the unallocated portion shall be made by the Gol from time to time, for the total unallocated capacity. The total capacity share of any beneficiary would be sum of its capacity share plus allocation out of the unallocated portion. In case of no specific distribution of unallocated power by the Gol,

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 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 beneficiaries may be re-allocated by the GoI for a specific period. 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 charge for 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 fixed charges as per allocated capacity shares.

- (ii) The beneficiaries shall have full freedom for negotiating any transaction for utilization of capacity shares. In such cases, the beneficiary having allocation in the capacity of the generating station shall be liable for full payment of capacity charge and energy charge (including that for sale of power under the transactions negotiated by them) for all its scheduled and unscheduled transactions from its capacity shares.
- (iii) If there is any capacity which remains un-requisitioned during day-to-day operation, RLDC shall advise all beneficiaries in the region and the other RLDCs so that such capacity may be requisitioned through bilateral arrangements with the concerned generating company/beneficiary(ies) under intimation to the RLDC.
- (iv) The capacity charges shall be paid by the beneficiary(ies) including those outside the Region to the generator every month in accordance with the following formulae:

$$\begin{aligned}
 1^{\text{st}} \text{ month} &= (1 \times \text{ACC}_1) / 12 \\
 2^{\text{nd}} \text{ month} &= (2 \times \text{ACC}_2 - 1 \times \text{ACC}_1) / 12 \\
 3^{\text{rd}} \text{ month} &= (3 \times \text{ACC}_3 - 2 \times \text{ACC}_2) / 12 \\
 4^{\text{th}} \text{ month} &= (4 \times \text{ACC}_4 - 3 \times \text{ACC}_3) / 12 \\
 5^{\text{th}} \text{ month} &= (5 \times \text{ACC}_5 - 4 \times \text{ACC}_4) / 12 \\
 6^{\text{th}} \text{ month} &= (6 \times \text{ACC}_6 - 5 \times \text{ACC}_5) / 12 \\
 7^{\text{th}} \text{ month} &= (7 \times \text{ACC}_7 - 6 \times \text{ACC}_6) / 12 \\
 8^{\text{th}} \text{ month} &= (8 \times \text{ACC}_8 - 7 \times \text{ACC}_7) / 12 \\
 9^{\text{th}} \text{ month} &= (9 \times \text{ACC}_9 - 8 \times \text{ACC}_8) / 12 \\
 10^{\text{th}} \text{ month} &= (10 \times \text{ACC}_{10} - 9 \times \text{ACC}_9) / 12 \\
 11^{\text{th}} \text{ month} &= (11 \times \text{ACC}_{11} - 10 \times \text{ACC}_{10}) / 12 \\
 12^{\text{th}} \text{ month} &= (12 \times \text{ACC}_{12} - 11 \times \text{ACC}_{11}) / 12
 \end{aligned}$$

$$i^{\text{th}} \text{ month} = \frac{\text{ACC}_i}{12} + \frac{(i-1)}{12} * (\text{ACC}_i - \text{ACC}_{i-1})$$

and, each beneficiary having firm allocation in capacity from the generating station shall pay:

$$\begin{aligned}
 1^{\text{st}} \text{ month} &= [\text{ACC1} \quad \text{xWB1}] / 1200 \\
 2^{\text{nd}} \text{ month} &= [2 \times \text{ACC2} \quad \text{xWB2} \quad - 1 \times \text{ACC1} \times \text{WB1}] / 1200 \\
 3^{\text{rd}} \text{ month} &= [3 \times \text{ACC3} \quad \text{xWB3} \quad - 2 \times \text{ACC2} \times \text{WB2}] / 1200 \\
 4^{\text{th}} \text{ month} &= [4 \times \text{ACC4} \quad \text{xWB4} \quad - 3 \times \text{ACC3} \times \text{WB3}] / 1200 \\
 5^{\text{th}} \text{ month} &= [5 \times \text{ACC5} \quad \text{xWB5} \quad - 4 \times \text{ACC4} \times \text{WB4}] / 1200 \\
 6^{\text{th}} \text{ month} &= [6 \times \text{ACC6} \quad \text{xWB6} \quad - 5 \times \text{ACC5} \times \text{WB5}] / 1200 \\
 7^{\text{th}} \text{ month} &= [7 \times \text{ACC7} \quad \text{xWB7} \quad - 6 \times \text{ACC6} \times \text{WB6}] / 1200 \\
 8^{\text{th}} \text{ month} &= [8 \times \text{ACC8} \quad \text{xWB8} \quad - 7 \times \text{ACC7} \times \text{WB7}] / 1200 \\
 9^{\text{th}} \text{ month} &= [9 \times \text{ACC9} \quad \text{xWB9} \quad - 8 \times \text{ACC8} \times \text{WB8}] / 1200 \\
 10^{\text{th}} \text{ month} &= [10 \times \text{ACC10} \quad \text{xWB10} \quad - 9 \times \text{ACC9} \times \text{WB9}] / 1200 \\
 11^{\text{th}} \text{ month} &= [11 \times \text{ACC11} \quad \text{xWB11} \quad - 10 \times \text{ACC10} \times \text{WB10}] / 1200 \\
 12^{\text{th}} \text{ month} &= [12 \times \text{ACC12} \quad \text{xWB12} \quad - 11 \times \text{ACC11} \times \text{WB11}] / 1200
 \end{aligned}$$

$$i^{\text{th}} \text{ month} = \frac{\text{ACC}_i * \text{WB}_i}{12} + \frac{(i-1)}{12} * (\text{ACC}_i * \text{WB}_i - \text{ACC}_{i-1} * \text{WB}_{i-1})$$

Where

ACC1, ACC2, ACC3, ACC4, ACC5, ACC6, ACC7, ACC8, ACC9, ACC10, ACC11 and ACC12 are the amount of Capacity Charge for the period up to the end of 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th, and 12th months respectively.

And, WB1, WB2, WB3, WB4, WB5, WB6, WB7, WB8, WB9, WB10, WB11 and WB12 are the weighted average of percentage allocated capacity share of the beneficiary during the cumulative period upto 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th, and 12th months respectively.

Year means the financial year.

When the month of change over to tariff as per this notification is the first month of a financial year, then 'capacity index' for the part of the year prior to switchover shall be "deemed capacity index" determined on the basis of actual generation plus backing down and weighted average of percentage allocated capacity share of the beneficiary shall be equal to its total drawal from station (as per regional energy accounting) expressed as percentage of total ex-bus generation. Payment of capacity charges for the period prior to switchover shall be regulated as per tariff applicable till the date of switchover and pro-rata incentive, as applicable shall be paid. Payment of Capacity Charges for the month after the switchover to tariff shall be as per the formula given above.

CHAPTER 4

INTER-STATE TRANSMISSION

4.1. Definitions

Unless the context otherwise requires, for the purpose of this chapter:

- (i) **'Authority'** means Central Electricity Authority established under section 3 of the Electricity (Supply) Act, 1948.
- (ii) **'Availability'** in relation to a transmission system for a given period means the time in hours during that period the transmission system is capable to transmit electricity at its rated voltage from the supply point to the delivery point and shall be expressed in percentage of total hours in the give period.
- (iii) **'Commission'** means the Central Electricity Regulatory Commission established under Section 3 of the Electricity Regulatory Commissions Act, 1998.
- (iv) **'Contract Path'** means the shortest route formed by a series of transmission lines capable of carrying contracted power between the point of receipt to point of delivery in the wheeling system.
- (v) **'Contracted Power'** means the power in MW which the wheeling utility has agreed to carry or which the wheeling utility is required to carry as per allocation/agreement between the importing and exporting utility.
- (vi) **'Rated Voltage'** means the manufacturers design voltage at which the transmission system is designed to operate or such lower voltage at which the line is charged, for the time being, in consultation with supplier and receiver of electricity.
- (vii) **'Transmission Service Agreement'** means the agreement, contract, memorandum of understanding, or any such covenants, entered into between the Transmission Utility and the beneficiary of the transmission service.
- (viii) **'Transmission System'** means a line with associated Sub-Stations or a group of lines inter-connected together alongwith associated sub-stations
- (ix) **'Transmission Utility'** means any Generating Company, board, licensee or other person engaged in the inter-state transmission of energy

- (x) ' **Wheeling** ' means the operation whereby the transmission system and associated facilities of Transmission Utility are used by another person for conveyance of electricity.

4.2 Norms of Operation

The norms of operation, subject to modifications thereof from time to time shall be as under:-

(i) Date of Commercial Operation

The date of commercial operation shall be the date of charging the transmission system to its rated voltage level or seven days after the date on which it is declared ready for charging by the transmission utility, but not able to charge for reasons not attributable to its suppliers or contractors.

(ii) Auxiliary Power Consumption in the Sub-Station:

- (a) AC System - NIL

Note

The auxiliary consumption in the AC sub-station for the purpose of air-conditioning, lighting, technical consumption, etc. shall be borne by the transmission utility as part of its operation & maintenance expenses.

- (b) For HVDC Sub-station -

For Auxiliary power consumption in HVDC stations GoI shall allocate appropriate share from the ISGS / Central Power Stations in the region. Fixed charges for such power shall be borne by the beneficiaries of the region and ISGS shall bill the Transmission Utility only for the variable charges.

(iii) Normative Availability of the Transmission System

The Normative Availability of the Transmission System shall be 98% and shall be calculated as per the procedure contained in **Appendix - III** to this notification.

4.3. Capital Cost and capital structure

- (a) The capital expenditure of the Transmission System shall be financed as per the approved financial package set out in the

techno-economic clearance of the Authority or as approved by an appropriate independent agency, as the case may be.

- (b) The capital cost shall include capitalised initial spares for the first 5 years of operation. The approved project cost shall be the cost which has been specified in the techno-economic clearance of the Authority or as approved by an appropriate independent agency, as the case may be.
- (c) The actual capital expenditure incurred on completion of the project shall be the criterion for the fixation of tariff. Where the actual expenditure exceeds the approved project cost the excesses as approved by the Authority or an appropriate independent agency, as the case may be, shall be deemed to be the actual capital expenditure for the purpose of determining the tariff, provided that excess expenditure is not attributable to the 'Transmission Utility' or its suppliers or contractors.

Provided further that where a transmission services agreement entered into between the Transmission Utility and the beneficiary provides a ceiling on capital expenditure, the capital expenditure shall not exceed such ceiling.

4.4 Computation of Transmission Charges

The single part tariff for transmission of electricity by a transmission system shall comprise the recovery of annual transmission charges consisting of interest on loan capital, depreciation, advance against depreciation, operation and maintenance expenses, return on equity and interest on working capital at a normative availability level. The taxes on income reckoned as expenses at actuals on core business and FERV shall be regulated as prescribed.

The annual Transmission Charges shall be computed on the following basis, namely -

(a) Interest on loan Capital

Interest on loan capital shall be computed on the outstanding loans, duly taking into account the schedule of repayment, as per the financial package approved by the Authority or any independent agency.

(b) Depreciation :

- (i) The value base for the purpose of depreciation shall be the historical cost of the asset.

- (ii) Depreciation shall be calculated annually as per straight line method at the rate of depreciation as prescribed in the Schedule attached to this notification in **Appendix II**.

Provided that the total depreciation during the life of the project shall not exceed 90% of the approved Original Cost. The approved original cost shall include additional capitalization on account of foreign exchange rate variation also.

- (iii) Advance against depreciation (AAD), in addition to allowable depreciation, shall be permitted wherever originally scheduled loan repayment exceeds the depreciation allowable as per schedule and shall be computed as follows:

AAD = Originally scheduled loan repayment amount subject to a ceiling of $1/12^{\text{th}}$ of original loan amount Depreciation as per the schedule

- (iv) On repayment of entire loan, the remaining depreciable value shall be spread over the balance useful life of the asset.
- (v) Depreciation shall be chargeable from the first year of operation. In case of operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on pro-rata basis.
- (vi) Depreciation against assets relating to environmental protection shall be allowed on case-to-case basis at the time of fixation of tariff subject to the condition that the environmental standards as prescribed have been complied with during the previous tariff period.

(c) **Return on Equity**

Return on equity shall be computed on the paid up and subscribed capital relating to the transmission system and shall be 16 percent of such capital.

Explanation:-1

Premium raised by the Transmission Utility while issuing share capital & investment of internal resources created out of free reserve of the existing utility, if any, for the funding of the project, shall also be reckoned as paid up capital for the purpose of computing the return on equity, provided such premium amount and internal resources are actually utilised for meeting the capital expenditure of the Transmission project and forms part of the approved financial package as set out in the techno-economic clearance accorded by the Authority.

(d) Operation and Maintenance expenses

Operation and maintenance expenses including expenses on insurance, if any, (hereinafter referred to as O&M expenses) shall be calculated as under

- i) Where the O&M expenses, excluding abnormal O&M expenses if any on sub-stations (OMS) and lines (OML), are separately available for each region, these shall be normalized by dividing them by number of bays and line length respectively. Where data as aforesaid is not available, O&M expenses in the region shall be apportioned to the sub-stations and lines on the basis of 30:70 ratio and these shall be normalized as below :

O&M Expenses per unit of line length in Kilometers (OMLL)

OMLL = O&M expenses for lines (OML) / Average line length in kilometers (LL).

O&M expenses for Sub stations (OMBN)

OMBN = O&M expenses for substations (OMS) / Average number of bays (BN).

- ii) The five years average of the normalized O&M expenses for lines and for bays (for the period 1995-96 to 1999-2000) shall be escalated at 10 percent per annum for two years (1998-99 and 1999-2000) to arrive at the norm for O&M expenses per unit of line length and per bay for 1999-2000.

Normative O&M per unit of line length (NOMLL) = $AVOMLL \times (1.10)^2$

Normative O&M per bay (NOMBN) = $AVOMBN \times (1.10)^2$

Where AVOMLL & AVOMBN are average O&M expenses per unit of line length and per bay respectively.

$$AVOMLL = \frac{\sum_{i=1995-96}^{1999-2000} OML_i}{\sum_{i=1995-96}^{1999-2000} LL_i}$$

$$AVOMBN = \frac{\sum_{i=1995-96}^{1999-2000} OMS_i}{\sum_{i=1995-96}^{1999-2000} BN_i}$$

Where LL_i and BN_i is the average line length and number of bays respectively in the given year i .

- (iii) NOMLL & NOMBN for the regions derived in the preceding paragraph shall be escalated at the rate of 6 percent per annum to obtain the normative values of O&M expenses per unit of line length and per bay in the relevant year. These normative values shall be multiplied by the line

length and number of bays (as the case may be) in a given system in that year to compute the permissible O&M expenses for that system.

- (iv) The escalation factor of 6 percent per annum shall be used to revise the normative base figure of O&M expenses. A deviation of the escalation factor computed from the actual inflation data that lies within 20 percent of the above notified escalation factor of 6 percent (which works out to be 1.2 percentage points on either side of 6 percent) shall be absorbed by the utilities/beneficiaries. In other words if the escalation factor computed from the observed data lies in the range of 4.8 to 7.2 percent, this variation should be absorbed by the utilities. Deviations beyond this limit shall be adjusted on the basis of the actual escalation factor arrived at on the basis of a weighted price index of CPI for industrial workers (CPI_IW) and an index of select components of WPI (WPITR) as per formula given below, for which the utility shall approach the Commission with a petition:
- (v) The actual escalation factor during the tariff period shall be computed from the published data as below:

$$\text{Escalation} = 0.55 \times \text{Infl}_{\text{CPI}} + 0.45 \times \text{Infl}_{\text{WPITR}}$$

Where

Infl_{CPI} = Annual Average Inflation in CPI_IW.

$\text{Infl}_{\text{WPITR}}$ = Annual Average Inflation in WPITR (to be calculated as under)

- (vi) WPITR is computed as a weighted average of relevant components (listed below) selected from disaggregated WPI series (1993-94=100).

<u>COMMODITIES</u>	<u>WEIGHT</u>
1. Cotton Cloth	0.90306
2. Paper & Paper Products	2.04403
3. Rubber & Plastic Products	2.38819
4. Paints Varnishes & Lacquers	0.49576
5. Turpentine, Synthetic Resins, Plastic Materials etc	0.74628
6. Non-Metallic Mineral Products	2.51591
7. Basic Metals Alloys & Metals Products	8.34186
8. Machinery & Machine Tools	8.36331
9. Transport Equipment & Parts	4.29475
All the Above (WPITR)	30.0931

$$WPITR = \frac{\sum_{i=1}^9 w_i WPI_i}{\sum_{i=1}^9 w_i}$$

where WPI_i is the Wholesale Price Index for the i th sub-group and w_i is its respective weight

Note

O&M expenses on account of network expansion in a given Financial Year shall be computed on the basis of relevant normative O&M expenses per unit of line length or number of bays. The normative O&M expenses for 1999-2000 (NOMLL and NOMBAN as the case may be) shall be escalated at 6 percent per annum to bring them to level of relevant year. These normative expenses multiplied by the line length or the number of bays, as the case may be, for added the year in which expansion has taken place shall give the O&M expenses on account of network expansion per year. For the year of commissioning, the O&M expenses for lines and bays added shall be apportioned for on the basis of their months in operation during that year.

Note

Where as CPI_IW is directly published by the Government, WPITR shall be computed from disaggregated data on wholesale prices published by Ministry of Industry.

Note

The data used for computing the permissible O&M expenses shall be certified by the statutory auditors,

(e) Interest on Working Capital

Interest on working capital shall cover;

- (i) operation and maintenance expenses (cash) for one month;
- (ii) maintenance spares at a normative rate of 1% of the Capital cost less 1/5th of the initial capitalized spares. Cost of maintenance spares for each subsequent year shall be revised at the rate applicable for revision of expenditure on O&M of transmission system and
- (iii) receivables equivalent to two months' average billing calculated on normative availability level.

4.5 Tax on Income

Tax on the income streams of the Transmission Utility from core activity, if any, to be computed as an expense at shall and shall be recovered from the beneficiaries.

Any under-recoveries or over recoveries of tax shall be adjusted every year on the basis of certificate of statutory Auditors.

Provided:

- (i) Tax on any other income streams, other than the core activity, shall not constitute a pass through component in the tariff. Tax on such other income shall be payable by the Transmission Utility.
- (ii) The region-wise profit before tax as estimated for a year in advance shall constitute the basis for distribution of the Corporate tax liability to all the regions.
- (iii) The benefits of Tax Holiday applicable as per the provisions of the Income Tax Act, 1961 shall be passed on to the beneficiaries.
- (iv) The credit for carry forward losses could also be given in the same proportion as mentioned above (in the Sub clause (ii)) in the absence of any other equitable basis.
- (v) The tax allocated to regions shall be charged to the beneficiaries on the same lines as annual fixed charges/existing charges.

4.6. Payment of Transmission Charges

Full annual transmission charges shall be recoverable at 98 percent Availability of Operation. Payment of transmission charge below 98 percent shall be on pro-rata basis. There shall not be any payment of annual transmission charges for availability level above 98 percent. The transmission charge shall be calculated on monthly basis. In case of more than one beneficiaries of the transmission system, the monthly transmission charge leviable to each beneficiary shall be computed as per the following formula.

$$\text{Transmission Charges} = \frac{\text{TC}}{12} \times \frac{\text{EB}}{\text{ES}}$$

Where TC = Annual Transmission Charges payable by the beneficiaries.

EB = Monthly energy sale from Central Sector Stations as may come in the system to each beneficiary individually as per Regional Energy Account.

ES = Total monthly energy sale from Central Sector Stations.

Note

When availability based generation tariff and unscheduled interchange tariff is introduced for payment of 'generation/ unscheduled interchange charges by the beneficiaries, the monthly transmission charges leviable to each beneficiary shall be computed as per their respective capacity allocation from ISGS or per the transmission agreement, if any.

4.7 Incentive

The Transmission Utility shall be entitled to incentive beyond the Availability of 98% as per table below:

Availability %	Incentive As a percent of equity	Cumulative Incentive As a percent of equity
98% and below	0.00	0.00
98.01% - 98.50%	1.00	1.00
98.51% - 99.00%	1.00	2.00
99.01% - 99.50%	1.00	3.00
99.51 - 99.75%	1.00	4.00

4.8 Principle of sharing of Transmission Charges of the inter-regional assets including HVDC system by the beneficiaries

The Transmission Charges of the inter-regional assets including HVDC system shall be shared in the ratio of 50:50 by the two contiguous regions. These Transmission Charges shall be recovered from the beneficiaries by pooling 50% of the Transmission Charges for such inter-regional assets with the Transmission Charges for transmission system of the respective regions.

4.9 **Wheeling Charges for inter-state transmission :**

4.9.1 Wheeling on POWERGRID/Licensee's system:

- 4.9.1.1 In case of inter-regional transmission of power through the transmission system belonging to POWERGRID or any Licensee, the total monthly charges payable to them by the importing, exporting and intermediary regions (if any) shall remain the same.
- 4.9.1.2 Till introduction of ABT, the sharing of monthly transmission charges shall be in proportion to energy drawal. In case of importing region, the monthly transmission charges payable to POWERGRID/Licensee shall be shared in proportion to energy drawal as per Regional Energy Accounting including energy drawn from exporting region. In case of exporting region, the monthly transmission charges payable to POWERGRID/Licensee shall be shared by its constituents and beneficiaries (importing utilities) outside the region in proportion to energy drawal as per Regional Energy Accounting. Subsequent to introduction of ABT, sharing of the monthly transmission charges shall be on the basis of capacity allocation and contracted power. No transmission charges shall, however, be payable by the importing utility for utilisation of POWERGRID/Licensee system in intermediary region(s).
- 4.9.1.3 The transmission losses shall be payable for utilisation of the POWERGRID/Licensee's system.

4.9.2 Wheeling through SEB/State Utility system:

- 4.9.2.1 In case of wheeling of power through SEB/state utility system, the importing utility and the wheeling utility shall endeavour to mutually agree on wheeling charges as well as transmission losses. In such cases, approval of the Commission shall not be required. However, the wheeling utility shall not deny use of its system merely on the basis of non-agreement on wheeling charges.
- 4.9.2.2 If the parties are not able to agree on the wheeling charges, the Contract Path method shall be used for calculation of wheeling charges. Monthly transmission charges of this path would be payable in proportion to contracted power vis-à-vis SIL of the lines in the contracted path. The monthly transmission charges for the contract path shall be calculated as per the provisions of this notification.
- 4.9.2.3 In case, wheeling utility makes some special arrangement (such as backing down cheaper generation) to facilitate exchange, the verifiable opportunity cost or the charges calculated as per contract path method, which ever is higher, shall be payable to the wheeling utility. In any case, the wheeling charges shall not exceed the charges corresponding to a new transmission line of adequate capacity along the contracted path. The Member Secretary, REB of the region in which wheeling utility is located, shall calculate wheeling charges by applying the principles enumerated above.
- 4.9.2.4 The incremental transmission losses on account of wheeling shall be payable in kind i.e. the transmission losses shall be compensated by an equivalent amount of energy charged to the importing utility. In case of non-agreement on the issue of transmission losses, the studies to determine incremental transmission losses in the wheeling utility system shall also be carried out by the Member Secretary of the region concerned.
- 4.9.2.5 The Commission may be approached in case of disagreement with the decision of Member Secretary, REB. Pending the final order of the Commission, decision of the Member Secretary, REB shall be implemented on provisional basis.

4.10 Development Surcharge

The Transmission Utility shall be entitled to a Development Surcharge of 10 percent on every bill raised by it on account of transmission charges at regional level. The levy of Development Surcharge shall be subject to the following conditions:

- (a) Surcharge collected by the transmission utility shall be kept in a separate bank account and may be invested in securities of recognised infrastructure funds like IDFC or IDBI Tax free bonds and income therefrom shall also be credited to that bank account;

- (b) The transmission utility shall maintain separate accounts in its books and reflect the balance in the Development Surcharge Reserve Account and the investment represented against the same in its balance sheet;
- (c) On the purchase of the undertaking or on any other such contingency the reserve and the corresponding investments shall be transferred to the successor undertaking to subserve the same objective of fresh capacity addition;
- (d) The fund can be made use of to the extent of $1/3^{\text{rd}}$ of the equity requirement for any capacity addition in the respective region and the balance $2/3^{\text{rd}}$ being provided by the transmission utility;
- (e) To the extent to which the fund is used as equity in any new capacity addition, pro rata reduction for the return on equity in the determination of tariff of the new project shall be allowed ;
- (f) A certificate in the prescribed form regarding the use of these funds shall be filed with the Commission every year, duly verified by the statutory auditors of the Transmission Utility.
- (g) The use of these funds in any other manner shall be only with the prior approval of the Commission either on petition or suo motto for which the due process as per the CERC (Conduct of Business) Regulations shall be followed.

4.11 Rebate

For payment of bills through letter of credit on presentation, a rebate of 2.5 percent shall be allowed. Where payments are made subsequently through opening of letter of credit or otherwise, but within a period of one month of presentation of bills by the Transmission Utility, a rebate of 1 percent shall be allowed.

4.12 Late payment surcharge

In case the payment of bills by the beneficiary (s) is delayed beyond a period of 1 month from the date of billing a late payment surcharge at the rate of 1.5 percent per month shall be levied by the 'Transmission Utility'

K. VENUGOPAL, Secy.

[ADVT III/IV/Exty./150/2000]

(Appendix-I)

Checklist of Documents for tariff filing for Thermal Stations(Part-I)

- | | | |
|-----|--|--------------------------|
| 1. | Approval of the Project from Competent Authority. | <input type="checkbox"/> |
| 2. | Capital cost approval from the Competent Authority. | <input type="checkbox"/> |
| 3. | Equity participation agreements and necessary approval for foreign equity. | <input type="checkbox"/> |
| 4. | Stationwise/Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss A/c with all the schedules & annexes from the Financial year 1998-99 and onward. | <input type="checkbox"/> |
| 5. | A copy of project specific tariff Notification of GOI or PPA with beneficiaries. | <input type="checkbox"/> |
| 6. | Statement of Tariff proposal (Form No.1) | <input type="checkbox"/> |
| 7. | Normative Technical/Financial/Macro-Economic assumptions/Energy Generation Parameters (Form No.2) | <input type="checkbox"/> |
| 8. | Power Station Basic Information and Technical Characteristics (Form No.2A) | <input type="checkbox"/> |
| 9. | Summary of various components of Fixed charge (Form No.3) | <input type="checkbox"/> |
| 10. | Computation of Interest on Loans(Form No.4) | <input type="checkbox"/> |
| 11. | Statement of Calculation of Average Rate of Interest on Working Capital Loans (Form No.5) | <input type="checkbox"/> |
| 12. | Statement of Depreciation on various assets as per CERC norms (Form No.6) | <input type="checkbox"/> |
| 13. | Calculation of Operation & Maintenance Expenses (Form No.7) | <input type="checkbox"/> |
| 14. | Details of Capital Cost and Financing structure (Form No.8) | <input type="checkbox"/> |
| 15. | Statement of Capital expenditure actually incurred and capitalised/ approved expenditure (Form No.9) | <input type="checkbox"/> |
| 16. | Information of Environmental matters and its related issues (Form No.9A) | <input type="checkbox"/> |
| 17. | Statement of outstanding loan, interest and financing charges thereon (Form No.10). | <input type="checkbox"/> |
| 18. | Details of Financial packages (Form No.11) | <input type="checkbox"/> |
| 19. | Details of Operation and Maintenance expenses (Form No.12) | <input type="checkbox"/> |
| 20. | Details/information to be submitted for computation of energy charges of coal/lignite based stations (Form No.13 & 13A) | <input type="checkbox"/> |
| 21. | Details/information to be submitted for computation of energy charges of gas/naphtha fuel based stations/secondary fuel oil for solid fuel stations (Form No.14 & 14A) | <input type="checkbox"/> |
| 22. | Method of calculation of rate of energy charge (Form No.15) | <input type="checkbox"/> |
| 23. | Any other relevant information,(Please Specify) | <input type="checkbox"/> |

TARIFF FILING FORMS -PART-I (THERMAL GENERATING COMPANY)

FORM-1

Name of the Company

Name of the Generating Station :

Brief Description of event leading to tariff filing:-

STATEMENT OF TARIFF PROPOSALS FOR—COVERING TARIFF PERIOD FROM --- TO----

PARTICULARS	As existing		Proposed	
	2000-01	01-02	02-03	03-04
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1.Calculation of Fixed Charges(Rs. Crs)				
1.1 Interest on Loan [FORM-3]				
1.2 Interest on Working Capital [FORM-3]				
1.3 Depreciation [FORM-3]				
1.4 Advance against Depreciation[FORM-3]				
1.5 Return on Equity(FORM-3)				
1.6 O & M Expenses [FORM-3]				
TOTAL				
2.Calculation of Rate of Energy Charge(Rs./Kwh)[FORM-15]				
	During Stabilisation		After Stabilisation	
Rate of Energy Charge from Primary Fuel (REC) _p				
Rate of Energy Charge from Alternate/ Secondary Fuel (REC) _s				
Rate of Energy Charge (REC)				
NOTE: Any escalation in fuel cost to be considered for subsequent years or FPA to take care of the escalation.				

(PETITIONER)

Power Station BASIC INFORMATION AND TECHNICAL CHARACTERISTICS

FORM 2 A

Financial Year

NAME OF THE POWER STATION:

Location	Region	State	District
----------	--------	-------	----------

Plant Basic Characteristics and Fuel Type

Plant Basic Characteristics (see Note 1)	
Contracted Capacity	
Fuel Type	

Capacity (based on Performance Tests if any) : The data must be provided for each single Unit (with a turbo generator), starting with the Module 1 (or Stage 1)

Module (Block) Name or Number								
Unit Number								
Date of Synchronisation								
Capacity at the date of synchronisation								
Date of entry into commercial								
Capacity at the date of entry into commercial operation								
Date of stabilisation								
Capacity at the date of stabilisation								
Rated Capacity								

Type of Drive for Boiler Feed Pump, if any (see Note 2)

Type of Cooling system for condenser, if any (see Note 3)

Type of cooling system for electric generator (see Note 4)

Other Main Characteristics

Note 1 Ex. for Coal Plant: (a) conventional steam generator; (b) circulating fluidized bed combustion generator; (c) sub critical once through steam generator; etc

Note 2 (a) motor driven; (b) steam turbine driven; other (describe) _____

Note 3 (a) once through cooling system; (b) closed cycle cooling using wet cooling tower; (c) other (describe) _____

Note 4 (a) air cooled; (b) water cooled; (c) hydrogen cooled; (d) other (describe) _____

(PETITIONER)

NAME OF POWER STATION :		FORM-3									
		FROM C.O.D. TO END OF THE TARIFF PERIOD									
Year ending March		1	2	3	4	5	2000-01	01-02	02-03	03-04
SUMMARY OF VARIOUS COMPONENTS OF FIXED CHARGES											
1.1	INTEREST ON LOAN (As per Form-4)										
1.2	INTEREST ON WORKING CAPITAL (As per Form-5)										
1.3	DEPRECIATION (A) (As per Form-6)										
1.4	ADVANCE AGAINST DEPRECIATION Loan repayment during year (As per Form 4) 1/12th of the Loan (Loan as per Form 4) AMOUNT ADMISSIBLE UNDER AAD (B)										
	ADVANCE AGAINST DEPRECIATION (B-A)										
1.5	RETURN ON EQUITY Equity —Foreign —Indian Total Equity (Rs Crs) Return on foreign Equity Return on Indian Equity RETURN ON EQUITY (Rs crs)										
1.6	O & M EXPENSES (As per Form-7)										
(PETITIONER)											

NAME OF POWER STATION : _____					FORM-4				
FROM THE C.O.D. _____									
Year ending March	1	2	3	4	2000-01	01-02	02-03	03-04	
COMPUTATION OF INTEREST ON LOANS									
COMPUTATION OF DEBT CHARGES									
LOAN-1 Loan in Original Currency									
Principal Repayment									
Balance Payable									
Interest in Rs Crs									
LOAN-2 Loan in Original Currency									
Principal Repayment									
Balance Payable									
Interest in Rs Crs									
LOAN-3 Loan in Original Currency									
Principal Repayment									
Balance Payable									
Interest in Rs Crs									
LOAN-4 Loan in Original Currency									
Principal Repayment									
Balance Payable									
Interest in Rs Crs									
Yearly installment(RS Crs)									
Cummulative Repayment									
Year End Debt(Curr Exc Rate)									
B/S Debt									
Total interest payment									
INTEREST ON LOAN FOR TARIFF									
Interest charged to IDC									
NOTE Repeat details for additional loans, if any					(PETITIONER)				

NAME OF POWER STATION						FORM-6											
STATEMENT OF DEPRECIATION																	
Details of approved Expenditure on Assets	Actual cost base limited to Approved Cost for Generation alone						Additions due to FERV upto the end of FY preceding start of tariff period already included in col.(7)	Additional capitalisation upto the end of FY preceding start of tariff period already included in col.(7)	Total Approved Cost	Difference, if any with justification	Rate of Depreciation (As Notified by CERC)	Depreciation as considered in Tariff for 2000-2001	Amount of Depreciation during the pricing				Total Depreciation
	YEAR ENDING MARCH FROM C.O.D. TPO THE END OF TARIFF PERIOD												01-02	02-03	03-04		
	1	2	3	4	5	6							7	8	9	10	
A) ALL MAJOR ITEMS																	
a) LAND																	
b) BUILDING																	
c) PLANT & MACHINERY																	
d)																	
A) OTHER MINOR ITEMS																	
Total (A)																	
B) Specify following items included in A' above																	
a) Capitalised Initial Spares																	
b) Interest During Construction Capitalised																	
c) Equipments for pollution Control																	
Total (B)																	

(PETITIONER)

NAME OF POWER STATION :
CALCULATION OF OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES

FORM-7

						Average	Base	Base	Tariff Period		
	95-96	96-97	97-98	98-99	99-00	95-96 TO 99-00	1999-00	2000-01	2001-02	2002-03	2003-04
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CASE I: O&M data available for 1995-96 to 1999-2000											
(Base O&M on the basis of actual data)											
A) Total O&M Expenses											
B) Abnormal O&M expenses*											
- On account of water charges											
- On account of other factors											
C) Calculation of Base O&M (A-B)						E	$X=Ex(1.1)^2$	$X \times 1.06$	$X \times (1.06)^2$	$X \times (1.06)^3$	$X \times (1.06)^4$
CASE II: Recent Plants for which O&M data for five year data for 1995-96 to 1999-2000 is not available											
and other new plants which come up during the tariff period											
Year of Commissioning											
Calculation of Base O&M**							Y	$Y \times 1.06$	$Y \times (1.06)^2$	$Y \times (1.06)^3$	$Y \times (1.06)^4$

Notes:

* Abnormal O&M expenses such as on account sharp increase in water charges etc which are abnormal in nature and for which the utility shall file a separate petition

** Base O&M (Y) = $(0.025 \times \text{Capital cost})$ escalated at the rate of 10 percent per annum after the year of commissioning to bring it to 1999-2000 level
 For example if the capital cost of the plant commissioned in 1996-97 is Rs 100 cores then the base for 1999-2000 is computed as Base O&M for 1999-2000 ('Y' in the format) = $(0.025 \times 100) \times (1.10)^3$

(PETITIONER)

NAME OF POWER STATION

FORM-9

STATEMENT OF CAPITAL EXPENDITURE ACTUALLY INCURRED AND CAPITALISED/APPROVED EXPENDITURE

YEAR ENDING MARCH FROM C.O.D

PARTICULARS	YEAR ENDING MARCH FROM C.O.D							TOTAL	TOTAL APPROVED EXPENDITURE	REMARKS	
	1	2	3	2000-01	'01-02	'02-03	'03-04				
(1)	(2)	(3)	(4)	..	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
A) I ALL MAJOR ITEMS											
a) LAND.....											
b)BUILDING											
c)PLANT & MACHINERY											
.....											
A)IOTHER MINOR ITEMS											
Total (A)											
B) Specify following items included in 'A' above											
a) Capitalised Initial Spares											
b)Interest During Construction Capitalised											
c) Equipments for pollution Control											
Total (B)											
Break up of sources of financing											
a) Loans/ Borrowings											
b) Equity											
i)											
c) Others											
Total(a+b+c)											

NOTES:

i) The break up wherever required and necessary may be given in respect of Loans and Equity financing supported with respective loan documents etc.

ii) Copies of Approval of PIB/CEA/MOF/Competent authorities may be furnished in respect of cost of project, its components and scheme of finance.

(PETITIONER)

INFORMATION ON ENVIRONMENTAL MATTERS AND ITS RELATED ISSUES Name of the company NAME OF THE POWER STATION:	FORM-9A
---	----------------

A. Details of Equipment, Machinery and Other Capital Assets related to environmental issues

No.	Name of the Equipment etc	Amount Included in Approved Cost Estimates of CEA (As reckoned for tariff)	Amount Actually incurred on the Equipment etc	Reasons for Deviations between col(3) and Col(4)	Impact (to be quantified) ,if any, of reasons identified in col(5) on emission levels etc achieved against standards
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)

- B Whether the equipments listed under (A) above were in operation throughout the year . If not list the reasons therefor along with extent of duration when the equipments etc were out of operation.
- C Enclose copies of the applicable Govt and Quasi Govt approvals / clearances relating to environmental issues
- D Measures incurred for rehabilitation and resettlement
- E Enclose copies of inspection report / certificates, issued by competent enforcement agencies of Central and State Govts.
- F List details as to time ,duration and reasons for instructions, if any, issued by environmental enforcement agency for partial or complete shutdown.
- G Spell out details of corrective action taken to overcome the causes for such partial or complete shutdown referred to in (F) above. (PETITIONER)

NAME OF POWER STATION :		FORM-10								
STATEMENT OF OUTSTANDING LOAN , INTEREST & FINANCING CHARGES THEREON										
Particulars		From the Year of Commercial Operation					2000-01	01-02	02-03	03-04
		1	2	3	...					
Balance at the Beginning	(2)									
Additions During the Year (New Tranche of Loan)	(3)									
Repayments during the year	(4)									
Other adjustments by additions /deletions (on account of adjustments) not accounted in Col(3) or Col(4)	(5)									
Balance at the end of the year	(6) = (2+3-4-5)									
Interest Accrued for the year/period	(7)									
Financing Charges payable during the year	(8)									
Interest/financing charges paid during the year	(9)									
Balance Outstanding c/f to next year	10) = (7+8-9)									
Remarks	(11)									
1/12 of the loan amount	(12)									
Min. of amount of Row(12) & Row(4)	(13)									

NOTES:

i) This form is to be filled for each loan/borrowing and subsequently to be aggregated. This may be supported by respective loan documents.

ii) The Financial years referred to in Row (1) will have to cover the period commencing from drawl of loan to the end of pricing period or till full repayment of outstanding loan whichever is later. The information in respect of financial year coinciding with the date of commercial production may be bifurcated to facilitate ascertainment of information on total Interest and Other financing Charges during construction period.

iii) Remark row may be used wherever necessary to explain or clarify figures/proposals, if required.

(PETITIONER)

NAME OF POWER STATION											FORM-11
DETAILS OF FINANCIAL PACKAGES											
SOURCES OF FUNDS	Amount		Amount in	Amount	Period	Grace	Interest	Guarantee	Upfront	% of	% of
DEBT	in FC	Exchange	Indian	TOTAL	of	Period	rate %	Commission	Fees/Exposr	Total	Total
	(Name of	Rate	Currency	Rs Crs	Rpymt				Premium	Debt	P C
	Currency)		(Rs in Crs)								
Foreign											
Loan 1											
Loan 2											
Loan 3											
Loan 4											
Indian											
Loan-1											
Loan-2											
Total Loan (A)											
EQUITY											
Foreign											
Indian											
Total Equity(B)											
TOTAL FINANCING(A+B)											
Total Project Cost											
NOTE Financial package details, as approved by the Competent Authority at the time of approval of the Project, shall be furnished in the Format											
FC- Foreign Currency											
PC- Project Cost											
											(PETITIONER)

NAME OF POWER STATION :		FORM-12				
DETAILS OF OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES						
		95-96	96-97	97-98	98-99	99-00
	1	2	3	4	5	6
(A)	Breakup of O&M expenses					
	1 Employee cost					
	2 Repair and Maintenance					
	3 Stores consumed					
	4 Power Charges					
	5 Water Charges					
	6 Communication expenses					
	7 Travelling expenses					
	8 Insurance					
	- Plant and Machinery					
	- Other					
	9 Rent					
	10 Security expenses					
	11 Professional expenses					
	12 Printing and stationery					
	13 Corporate office expenses allocation					
	14 Other Expenses					
	15 Total (1 to 14)					
	LESS: RECOVERED (IF ANY)					
	Net Expenses					
<p>Notes:</p> <p>I The process of allocation of corporate expenses to generating stations should be specified</p> <p>II. An annual increase in O&M expenses under a given head (in excess of 20 percent should be explained)</p> <p>III The data should be certified by statutory auditors.</p>						
(B)	Corporate office expenses					
	(aggregate)					
	- Direct employee expense					
	- Repair and maintenance					
	- Training and Recruitment					
	- Communication					
	- Travelling					
	- Security					
	- Rent					
	- Others					
(PETITIONER)						

Form-13

DETAILS/INFORMATION TO BE SUBMITTED FOR COMPUTATION OF ENERGY CHARGES OF A COAL/LIGNITE BASED STATIONS

Company: _____		Generating Station: _____		
Installed Capacity (MW): _____		Configuration of Plant: _____		
S.No.	Description	Value considered for Energy Charge computations		
		As per project specific tariff notification of Gol	As per PPA/ BPSA with beneficiaries	As per notification of CERC
1	COD of Station Unit I Unit-II Unit-N Note- COD of station shall be COD of last Unit commissioned			
2	Gross Station Heat Rate (kCal/kWh)-GHR -During stabilisation Period -Subsequent Period			
3	Secondary Fuel Oil Consumption (ml/kWh)- (Q_o) _n -During stabilisation Period -Subsequent Period			
4	Auxiliary Energy Consumption (%) - (AUX) During stabilisation Period -with Cooling Towers -without Cooling Towers Subsequent Period -with Cooling Towers -without Cooling Towers Specify type of BFP whether Electrical driven or Steam driven			
5	Weighted average GCV of Coal/Lignite for the the preceding 3 months from the month of tariff filing (Kcal/Kg)- (GCV) _n (Submit detailed worksheet in the form 13A)			
6	Weighted average Price of Coal/Lignite for the the preceding 3 months from the month of tariff filing (Rs /MT) - (P_p) (Submit detailed worksheet in the form 13A)			
7	Weighted average GCV of Secondary Fuel Oil for the the preceding 3 months from the month of tariff filing (Kcal/Kg or Kcal/Litre) - (GCV) _n (Submit detailed worksheet in the form 14A)			
8	Weighted average Price of Sec Fuel Oil for the the preceding 3 months from the month of tariff filing (Rs./MT) (P_s) (Submit detailed worksheet in the form 13A)			
9	Specify Fuel Price adjustment formula -During stabilisation Period -Subsequent Period			

Note:

1. Submit a copy of project specific tariff Notification of Gol or PPA with beneficiaries
2. Submit detailed calculations in support of Energy charge for stabilisation period and subsequent period separately as per Form-15
3. Furnish any other relevant information
4. Strike-out whichever is not applicable

PETITIONER

DETAILS/INFORMATIONS TO BE SUBMITTED FOR COMPUTATION OF ENERGY CHARGES OF A COAL/LIGNITE BASED STATIONS										FORM 13 A
		For 1st Month		For 2nd Month		For 3rd Month		For all prev Three Months		
		Total	Weighted average	Total	Weighted average	Total	Weighted average	Total	Weighted average of 3 months	
Date										
Consignment Nos. use multiple nos if quality and price are same										
Quantity of Coal/Lignite		(MMT)								
Type/Grade of Coal										
Amount charged by the coal Co		(Rs)								
Transportation by rail/ship/road		(Rs)								
Total Price Paid		(Rs)								
Unit price of Coal/Lignite delivered		(Rs/MT)								
GCV of coal/Lignite		(Kcal/Kg)								
Amount charged by the Coal Co										
	Base price	(Rs)								
	Royalty	(Rs)								
	Cess or duty	(Rs)								
	Sales Tax	(Rs)								
	Transportation	(Rs)								
	Total	(Rs)								
Transportation by rail/ship/road										
	Distance	(Km)								
	Rate	(Rs./ Km/MT)								
	Total Amount	(Rs)								
Total Price Paid		(Rs)								
Note.										
1	Furnish the documentary proof in support of monthly data furnished above.									
2	Furnish details of price charged by the coal/lignite Co. and by the transport Co.									
3	Submit monthly data for fuel price adjustment on month to month basis in this format to CERC on quarterly basis.									
PETITIONER										

Form 14

DETAILS/INFORMATIONS TO BE SUBMITTED FOR COMPUTATION OF ENERGY CHARGES OF A GAS/ NAPHTHA/ LIQUID FUEL BASED STATIONS

Company

Generating Station

Installed Capacity(MW)

Configuration of Plant

S.No.	Description	Value considered for Energy Charge computations		
		As per project specific tariff notification of GoI	As per PPA/ BPSA with beneficiaries	As per notification of CERC
1	COD of Station			
	Unit/ Block I			
	Unit/Block --			
	Unit/ Block N			
	—			
	—			
	Note- COD of station shall be COD of last Unit/Block commissioned			
2	Gross Station Heat Rate (kCal/kWh) GHR			
	Open Cycle Operation			
	Combined Cycle Operation			
3	Auxiliary Energy Consumption (%) (AUX)			
	Open Cycle Operation			
	—			
	During stabilisation Period			
	Subsequent Period			
	—			
	Combined Cycle Operation			
	—			
	During stabilisation Period			
	Subsequent Period			
4	Weighted average GCV of gas/Naphtha/ liquid Fuel/SFO for the preceding 3 months from the month of tariff filing (Kcal/ SCM or Kcal/Kg) (GCV), or (GCV),			
	(Submit detailed worksheet in the form 14A)			
5	Weighted average Price of gas/Naphtha/ liquid Fuel/SFO for the preceding 3 months from the month of tariff filing (Rs / Thousand CM or Rs./MT) (Pp)			
	(Submit detailed worksheet in the form 14A)			
6	Specify Fuel Price adjustment formula			
	Open Cycle Operation			
	During stabilisation Period			
	Subsequent Period			
	Combined Cycle Operation			
	During stabilisation Period			
	Subsequent Period			

Note

1. Submit a copy of project specific tariff Notification of GoI or PPA with beneficiaries
2. Submit detailed calculations in support of Energy charge for open cycle and combined cycle operation separately as per form- 15
3. Furnish any other relevant information
4. Strike-out whichever is not applicable

PETITIONER

FORM-14A

DETAILS/INFORMATIONS TO BE SUBMITTED FOR COMPUTATION OF ENERGY CHARGES OF A GAS/ NAPHTHA/ LIQUID FUEL BASED STATIONS/ SFO IN SOLID FUEL BASED

			STATIONS									
			For 1st Month		For 2nd Month		For 3rd Month		For all prev. Three Months			
			Total	Weighted average	Total	Weighted average	Total	Weighted average	Total	Weighted average	Total	Weighted average of 3
Date												
Consignment No												
Quantity of Liquid Fuel/SFO/ Gas			(MMT) / MCM									
Type/ Grade or Liquid Fuel/SFO												
Amount charged by the Fuel Co			(Rs)									
Transportation by rail/ ship/ road												
Pipeline			(Rs)									
Total Price Paid			(Rs)									
Unit price of Liquid Fuel /GAS delivered			(Rs/MT) / (Rs/1000CM)									
GCV of Fuel												
Amount charged by the Fuel Co.												
	Base price	(Rs.)										
	Royalty	(Rs.)										
	Cess or duty	(Rs.)										
	Sales Tax	(Rs.)										
	Transportation	(Rs.)										
	Total	(Rs.)										
Transportation by rail/ ship/ road												
	Distance	(Kms)										
	Rate	(Rs./ Km/MT)										
	Total Amount	(Rs)										
Total Price Paid			(Rs)									
Note.												
1	Furnish the documentary proof in support of monthly data furnished above											
2	Furnish details of price charged by the Fuel Co. and by the transport Co											
3	Submit monthly data for fuel price adjustment on month to month basis in this format to CERC on quarterly basis											
PETITIONER												

FORM-15

METHOD OF CALCULATION OF RATE OF ENERGY CHARGE

Sr.No.	Description	Formula	Value
1	Rate of Energy Charge from Sec. Fuel Oil/ Alternate Fuel - $(REC)_s$	$= (Q_s)_n \times P_s$	
2	Heat Contribution from SFO / Alternate Fuel - (H_s)	$= (Q_s)_n \times (GCV)_s$	
3	Heat Contribution from SFO / Alternate Fuel - (H_p)	$= GHR - H_s$	
4	Specific Primary Fuel Consumption - $(Q_p)_n$	$= H_p / (GCV)_p$	
5	Rate of Energy charge from Primary Fuel - $(REC)_p$	$= (Q_p)_n \times P_p$	
6	Rate of Energy charge ex-bus per kWh - (REC)	$= ((REC)_s + (REC)_p) / (1-(AUX))$	

Note

1. The rate of energy charge shall be computed separately for stabilisation period and subsequent period in case of coal/ lignite fired plants.
2. The rate of energy charge shall be computed for stabilisation period and subsequent period and for open cycle and combined cycle, separately, in case of gas/ liquid fuel fired plants.
3. The total energy charge shall be worked out based on ex-bus energy scheduled to be sent out in case of plants covered by ABT, and ex-bus energy delivered/ sent out in case of plants not covered by ABT, as the case may be.

Checklist of Documents for tariff filing for Hydro Stations(Part-II)

- | | | |
|-----|--|--------------------------|
| 1. | Approval of the Project from Competent Authority. | <input type="checkbox"/> |
| 2. | Capital cost approval from the Competent Authority. | <input type="checkbox"/> |
| 3. | Equity participation agreements and necessary approval for foreign equity. | <input type="checkbox"/> |
| 4. | Stationwise/Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss A/c with all the schedules & annexes from the Financial year 1998-99 onward. | <input type="checkbox"/> |
| 5. | A copy of project specific tariff Notification of GOI or PPA with beneficiaries. | <input type="checkbox"/> |
| 6. | Statement of Tariff proposal (Form No.1) | <input type="checkbox"/> |
| 7. | Information required for computation of energy charge & capacity index. (Form No.2) | <input type="checkbox"/> |
| 8. | Summary of various components of Fixed charge (Form No.3) | <input type="checkbox"/> |
| 9. | Computation of Interest on Loan (Form No.4) | <input type="checkbox"/> |
| 10. | Statement of Calculation of Average Rate of Interest on Working Capital Loans (Form No.5) | <input type="checkbox"/> |
| 11. | Statement of Depreciation on various assets as per CERC norms (Form No.6) | <input type="checkbox"/> |
| 12. | Calculation of Operation & Maintenance Expenses (Form No.7) | <input type="checkbox"/> |
| 13. | Details of Capital Cost and Financing structure (Form No.8) | <input type="checkbox"/> |
| 14. | Statement of Capital expenditure actually incurred and capitalised/ approved expenditure (Form No.9) | <input type="checkbox"/> |
| 15. | Information of Environmental matters and its related issues (Form No.9A) | <input type="checkbox"/> |
| 16. | Statement of outstanding loan, interest and financing charges thereon (Form No.10). | <input type="checkbox"/> |
| 17. | Details of Financial packages (Form No.11) | <input type="checkbox"/> |
| 18. | Details of Operation and Maintenance expenses (Form No.12) | <input type="checkbox"/> |
| 19. | Any other relevant information(Please Specify) | <input type="checkbox"/> |

TARIFF FILING FORMS -PART-II (HYDRO GENERATING COMPANY)

FORM-1																																																																														
Name of the Company _____																																																																														
Name of the Power Station : _____																																																																														
Brief Description of event leading to tariff filing:- _____																																																																														
<p>STATEMENT OF TARIFF PROPOSALS FOR --COVERING TARIFF PERIOD FROM -- TO --</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin-top: 10px;"> <thead> <tr> <th rowspan="2" style="width: 40%; text-align: center;">PARTICULARS</th> <th colspan="2" style="text-align: center;">As existing</th> <th colspan="2" style="text-align: center;">Proposed</th> </tr> <tr> <th style="text-align: center;">2000-01</th> <th style="text-align: center;">01-02</th> <th style="text-align: center;">02-03</th> <th style="text-align: center;">03-04</th> </tr> <tr> <th style="text-align: center;">(1)</th> <th style="text-align: center;">(2)</th> <th style="text-align: center;">(3)</th> <th style="text-align: center;">(4)</th> <th style="text-align: center;">(5)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="5" style="padding: 5px;">1. Calculation of Fixed Charges (Rs In Crs)</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">1.1 Interest on Loan [FORM-3]</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">1.2 Interest on Working Capital [FORM-3]</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">1.3 Depreciation [FORM-3]</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">1.4 Advance against Depreciation [FORM-3]</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">1.5 Return on Equity (FORM-3)</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">1.6 O & M Expenses [FORM-3]</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: right; padding: 5px;">TOTAL</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="5" style="padding: 5px;">2. Primary Energy Charges in Rs Crs.</td> </tr> <tr> <td colspan="5" style="padding: 5px;">(As per FORM-2)</td> </tr> <tr> <td colspan="5" style="padding: 5px;"> Note: Annual Capacity charges plus annual primary energy charges shall be equal to the Annual Fixed Charges </td> </tr> <tr> <td colspan="5" style="text-align: right; padding: 10px;">(PETITIONER)</td> </tr> </tbody> </table>					PARTICULARS	As existing		Proposed		2000-01	01-02	02-03	03-04	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	1. Calculation of Fixed Charges (Rs In Crs)					1.1 Interest on Loan [FORM-3]					1.2 Interest on Working Capital [FORM-3]					1.3 Depreciation [FORM-3]					1.4 Advance against Depreciation [FORM-3]					1.5 Return on Equity (FORM-3)					1.6 O & M Expenses [FORM-3]					TOTAL					2. Primary Energy Charges in Rs Crs.					(As per FORM-2)					Note: Annual Capacity charges plus annual primary energy charges shall be equal to the Annual Fixed Charges					(PETITIONER)				
PARTICULARS	As existing		Proposed																																																																											
	2000-01	01-02	02-03	03-04																																																																										
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)																																																																										
1. Calculation of Fixed Charges (Rs In Crs)																																																																														
1.1 Interest on Loan [FORM-3]																																																																														
1.2 Interest on Working Capital [FORM-3]																																																																														
1.3 Depreciation [FORM-3]																																																																														
1.4 Advance against Depreciation [FORM-3]																																																																														
1.5 Return on Equity (FORM-3)																																																																														
1.6 O & M Expenses [FORM-3]																																																																														
TOTAL																																																																														
2. Primary Energy Charges in Rs Crs.																																																																														
(As per FORM-2)																																																																														
Note: Annual Capacity charges plus annual primary energy charges shall be equal to the Annual Fixed Charges																																																																														
(PETITIONER)																																																																														

NAME OF POWER STATION :			FORM-2	
INFORMATION REQUIRED FOR COMPUTATION OF PRIMARY ENERGY CHARGE & CAPACITY INDEX				
Sl. No.	Description		Existing 2000-2001	As per CERC norms for tariff period 2001-2004
1	Installed Capacity	MW		
2	Free power to home state	%		
3	Date of commercial operation			
	Unit-1			
	Unit-2			
	Unit-3			
4	Type of Station			
	a) Surface			
	b) Underground			
5	Type of excitation			
	a) Rotating exciters on generator			
	b) Static excitation			
6	Design Energy	Gwh		
7	Auxiliary Consumption	%		
8	Transformation losses	%		
9	Primary Energy Rate	paise/Kwh		
	(90% LVC of central generating station of the concerned Region)			
10	Primary Energy Charge	Rs in Crs		
11	Capacity Index			
	Normative value	85%		

(PETITIONER)

NAME OF POWER STATION		FORM-3 FROM C.O.D. TO END OF THE TARIFF PERIOD								
Year ending March		1	2	3	4	5	2000-01	01-02	02-03	03-04
SUMMARY OF VARIOUS COMPONENTS OF FIXED CHARGES										
1 1	INTEREST ON LOAN (As per Form-4)									
1 2	INTEREST ON WORKING CAPITAL (As per Form-5)									
1 3	DEPRECIATION (A) (As per Form-6)									
1 4	ADVANCE AGAINST DEPRECIATION Loan repayment during year (As per Form 4) 1/12th of the Loan (Loan as per Form 4) AMOUNT ADMISSIBLE UNDER AAD (B) ADVANCE AGAINST DEPRECIATION (B-A)									
1 5	RETURN ON EQUITY Equity —Foreign —Indian Total Equity (Rs Crs) Return on foreign Equity Return on Indian Equity RETURN ON EQUITY (Rs crs)									
1 6	O & M EXPENSES (As per Form-7)									
							(PETITIONER)			

NAME OF POWER STATION : FROM THE C.O.D.					FORM-4			
Year ending March	1	2	3	4	2000-01	01-02	02-03	03-04
COMPUTATION OF INTEREST ON LOAN								
COMPUTATION OF DEBT CHARGES								
LOAN-1 Loan in Original Currency								
Principal Repayment								
Balance Payable								
Interest in Rs Crs								
LOAN-2 Loan in Original Currency								
Principal Repayment								
Balance Payable								
Interest in Rs Crs								
LOAN-3 Loan in Original Currency								
Principal Repayment								
Balance Payable								
Interest in Rs Crs								
LOAN-4 Loan in Original Currency								
Principal Repayment								
Balance Payable								
Interest in Rs Crs								
Yearly instalment (Rs. Crs)								
Cummulative Repayment								
Year End Debt(Curr Exc Rate)								
B/S Debt								
Total Interest payment								
INTEREST ON LOAN FOR TARIFF								
Interest charged to IDC								
NOTE: Repeat details for additional loans, if any.					(PETITIONER)			

NAME OF POWER STATION :						FORM-6		(Rs. in Crs)								
STATEMENT OF DEPRECIATION																
Details of approved Expenditure on Assets	Actual cost base limited to Approved Cost for Generation alone					Additions due to FERY upto the end of FY preceeding start of tariff period already included in col.(7)	Additional capitalisation upto the end of FY preceeding start of tariff period already included in col.(7)	Total Approved Cost	Difference, if any with justification	Rate of Depreciation (As Notified byCERC)	Depreciation as considered in Tariff for 2008-2001	Amount of Depreciation during the Tariff period				
	YEAR ENDING MARCH FROM C.O.D. UPTO THE END OF TARIFF PERIOD											01-02	02-03	03-04	Total Depreciation	
	1	2	3	2008-01	TOTAL as on 2008-01											
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)=(10)-(7)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)
A) ALL MAJOR ITEMS																
a) LAND																
b) BUILDING																
c) PLANT & MACHINERY																
d) ...																
A) OTHER MINOR ITEMS																
Total (A)																
B) Specify following items included in 'A' above.																
a) Capitalised Initial Spares																
b) Interest During Construction Capitalised																
c) Equipments for pollution Control																
Total (B)																
(PETITIONER)																

NAME OF POWER STATION							FORM-7						
CALCULATION OF OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES													
							Average	Base	Base	Tariff Period			
		1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-00	95-96 to 99-00	1999-00	2000-01	2001-02	2002-03	2003-04	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
CASE I: O&M data available for 1995-96 to 1999-2000													
(Base O&M on the basis of actual data)													
	A) Total O&M Expenses												
	B) Abnormal O&M expenses*												
	- Additional security expenses												
	- Siltation												
	- Over staffing												
	- Any Other												
	C) Calculation of Base O&M (A-B)						E	$X = E \times (1.1)^2$	$X \times 1.06$	$X \times (1.06)^2$	$X \times (1.06)^3$	$X \times (1.06)^4$	
CASE II: Recent Plants for which O&M data for 1995-96 to 1999-2000 is not available													
	Year of Commissioning												
	Calculation of Base O&M**						Y	$Y \times 1.06$	$Y \times (1.06)^2$	$Y \times (1.06)^3$	$Y \times (1.06)^4$		
<p>* Abnormal O&M expenses such as</p> <ul style="list-style-type: none"> - Security expenses on account of insurgency - Due to abnormal siltation - There has been a significant redeployment of staff from completed projects of NHPC to those under construction during 1999-2000 <p>This led to a significant drop in O&M expenses in 1999-2000</p> <p>Therefore, the norms based on past data of actual O&M expenses will overestimate the normative base</p> <p>NHPC should adjust the O&M data downwards under the assumption of employment level as in 1999-2000</p> <p>This implies that employee remuneration for the past data should be adjusted on the basis of employment in 1999-00</p> <p>The utility shall file a separate petition for claiming the abnormal O&M expenses</p> <p>** Base O&M= (0.015 x Capital cost) escalated at the rate of 10 percent per annum to bring it to 1999-2000 level</p> <p>For example if the capital cost of the plant commissioned in 1996-97 is Rs 100 cores then the base for 1999-2000 is computed as follows</p> <p>Base O&M for 1999-2000= $(0.015 \times 100) \times (1.10)^3$</p> <p style="text-align: right;">(PETITIONER)</p>													

NAME OF POWER STATION										FORM-9	
STATEMENT OF CAPITAL EXPENDITURE ACTUALLY INCURRED AND CAPITALISED/APPROVED EXPENDITURE											
PARTICULARS	YEAR ENDING MARCH FROM C.O.D								TOTAL	TOTAL APPROVED EXPENDITURE	REMARKS
	1	2	3	...	2000-01	01-02	02-03	03-04			
(1)	(2)	(3)	(4)	...	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
A) ALL MAJOR ITEMS											
a) LAND.....											
b) BUILDING											
c) PLANT & MACHINERY											
.....											
AND OTHER MINOR ITEMS											
Total (A)											
B) Specify following items included in 'A' above.											
a) Capitalised Initial Spares											
b) Interest During Construction Capitalised											
c) Equipments for pollution Control											
Total (B)											
Break up of sources of financing											
a) Loans/ Borrowings											
.....											
b) Equity											
c) Others											
.....											
Total(a+b+c)											

NOTES:

i) The break up wherever required and necessary may be given in respect of Loans and Equity financing supported with respective loan documents etc.

ii) Copies of Approval of PIB/CEA/MOF/Competent authorities may be furnished in respect of cost of project, its components and scheme of finance.

(PETITIONER)

NAME OF THE POWER STATION INFORMATION OF ENVIRONMENTAL MATTERS AND ITS RELATED ISSUES								FORM-9A
A. Details of environmental issues								
Amount Included in Approved Cost by CEA (As reckoned for tariff) (1)	Amount Actually incurred (2)	Reasons for Deviations between col(1) and Col(2) (3)	Amount included in for Catchment area treatment (4)	R & R Charges (5)	Compensator y Afforestation (6)	Amount included for environment management plan (7)	Any other issue, please specify (8)	Total
B. Enclose copies of the applicable Govt and Quasi Govt approvals / clearances relating to environmental issues C. Enclose copies of inspection report / certificates, issued by competent enforcement agencies of Central and State Govts. D. List details as to time ,duration and reasons for instructions, if any, issued by environmental enforcement agency for partial or complete shutdown E. Spell out details of corrective action taken to overcome the causes for such partial or complete shutdown referred to in (D) above.								
<u>(PETITIONER)</u>								

NAME OF POWER STATION :		FORM-10							
STATEMENT OF OUTSTANDING LOAN , INTEREST & FINANCING CHARGES THEREON									
		From the Year of Commercial Operation							
Particulars		1	2	3		2000-01	01-02	02-03	03-04
Balance at the Beginning	(2)								
Additions During the Year (New Tranche of Loan)	(3)								
Repayments during the year	(4)								
Other adjustments by additions /deletions (on account of adjustments) not accounted in Col(3) or Col(4)	(5)								
Balance at the end of the year	(6) = (2+3-4-5)								
Interest Accrued for the year/period	(7)								
Financing Charges payable during the year	(8)								
Interest/financing charges paid during the year	(9)								
Balance Outstanding c/f to next year	10) = (7+8-9)								
Remarks	(11)								
1/12 of the loan amount	(12)								
Min. of amount of Row(12) & Row(4)	(13)								
NOTES: i) This form is to be filled for each loan/borrowing and subsequently to be aggregated. This may be supported by respective loan documents. ii) The Financial years referred to in Row (1) will have to cover the period commencing from drawl of loan to the end of pricing period or till full repayment of outstanding loan whichever is later. The information in respect of financial year coinciding with the date of commercial production may be bifurcated to facilitate ascertainment of information on total interest and Other financing Charges during construction period. iii) Remark row may be used wherever necessary to explain or clarify figures/proposals, if required <div style="text-align: right;">(PETITIONER)</div>									

NAME OF POWER STATION :											FORM-11
DETAILS OF FINANCIAL PACKAGES											
SOURCES OF FUNDS	Amount		Amount in	Amount	Period	Grace	Interest	Guarantee	Upfront	% of	% of
DEBT	in FC	Exchange	Indian	TOTAL	of	Period	rate %	Commission	Fees/Exposr.	Total	Total
	(Name of	Rate	Currency	Rs Crs	Rpymt				Premium	Debt	P.C.
	Currency)		(Rs. in Crs)								
Foreign											
Loan 1											
Loan 2											
Loan 3											
Loan 4											
Indian.											
Loan 1											
Loan 2											
Total Loan (A)											
EQUITY											
Foreign.											
Indian											
Total Equity(B)											
TOTAL FINANCING(A+B)											
Total Project Cost											
NOTE : Financial package details, as approved by the Competent Authority at the time of approval of the Project,											
shall be furnished in the Format											
FC- Foreign Currency											
PC- Project Cost											
(PETITIONER)											

NAME OF THE POWER STATION

FORM-12

DETAILS OF OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES

		1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-00
	1	2	3	4	5	6
(A)	Breakup of O&M expenses					
	1 Consumption of Stores and Spares					
	2 Repair and Maintenance					
	3 Administrative Expenses					
	- Insurance					
	- Rent					
	- Electricity Charges					
	- Travelling and conveyance					
	- Staff Car					
	- Telephone, telex and postage					
	- Advertising					
	- Entertainment					
	- Corporate management expenses					
	- Others					
	4 Employee Cost					
	- Salaries, wages and allowances					
	- Staff welfare expenses					
	5 Corporate office expenses allocation					
	6 Total (1 to 5)					
	LESS: RECOVERED (IF ANY)					
	Net Expenses					
	Notes:					
	I. The process of allocation of corporate expenses to generating stations should be specified					
	II. An annual increase in O&M expenses under a given head (in excess of 20 percent should be explained)					
	III. The data should be certified by statutory auditors					
(B)	Breakup of corporate expenses (Aggregate)					
	- Employee expenses					
	- Repair and maintenance					
	- Training and Recruitment					
	- Communication					
	- Travelling					
	- Security					
	- Rent					
	- Others					

(PETITIONER)

Checklist of Documents for tariff filing for Transmission Systems(Part-III)

- | | | |
|-----|---|--------------------------|
| 1. | Approval of the Project from Competent Authority. | <input type="checkbox"/> |
| 2. | Capital cost approval from the Competent Authority. | <input type="checkbox"/> |
| 3. | Equity participation agreements and necessary approval for foreign equity. | <input type="checkbox"/> |
| 4. | Regionwise/Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss A/c with all the schedules & annexes from the Financial year 1998-99 onward. | <input type="checkbox"/> |
| 5. | A copy of project specific tariff Notification of GOI or BPTA with beneficiaries. | <input type="checkbox"/> |
| 6. | Statement of Tariff proposal (Form No.1) | <input type="checkbox"/> |
| 7. | Details of Transmission lines & substations. (Form No.2) | <input type="checkbox"/> |
| 8. | Summary of various components of Fixed charge (Form No.3) | <input type="checkbox"/> |
| 9. | Computation of Interest on Loan (Form No.4) | <input type="checkbox"/> |
| 10. | Statement of Calculation of Average Rate of Interest on Working Capital Loans (Form No.5) | <input type="checkbox"/> |
| 11. | Statement of Depreciation on various assets as per CERC norms (Form No.6) | <input type="checkbox"/> |
| 12. | Calculation of Operation & Maintenance Expenses (Form No.7) | <input type="checkbox"/> |
| 13. | Details of Capital Cost and Financing structure (Form No.8) | <input type="checkbox"/> |
| 14. | Statement of Capital expenditure actually incurred and capitalised/ approved expenditure (Form No.9) | <input type="checkbox"/> |
| 15. | Information of Environmental matters and its related issues (Form No.9A) | <input type="checkbox"/> |
| 16. | Statement of outstanding loan, interest and financing charges thereon (Form No.10). | <input type="checkbox"/> |
| 17. | Details of Financial packages (Form No.11) | <input type="checkbox"/> |
| 18. | Details of Operation and Maintenance expenses (Form No.12) | <input type="checkbox"/> |
| 19. | Any other relevant information (please specify) | <input type="checkbox"/> |

TARIFF FILING FORMS PART III (TRANSMISSION COMPANY)**FORM-1****Name of the Company****Name of the Power System :****Date of COMMISSIONING****Brief Description of event leading to tariff filing:-****STATEMENT OF TARIFF PROPOSALS FOR -----COVERING TARIFF PERIOD FROM -----****-----TO....**

		As existing		Proposed	
PARTICULARS		2000-01	01-02	02-03	03-04
(1)		(2)	(3)	(4)	(5)
1.Calculation of Fixed Charges(Rs. In Crs.)					
1 1	Interest on Loan [FORM-3]				
1 2	Interest on Working Capital [FORM-3]				
1 3	Depreciation [FORM-3]				
1 4	Advance against Depreciation[FORM-3]				
1 5	Return on Equity(FORM-3)				
1 6	O & M Expenses [FORM-3]				
	TOTAL				

PETITIONER

FORM-2

DETAILS OF TRANSMISSION LINES & SUBSTATIONS

Year: 1995-96 to 1999-2000

NAME OF REGION -**NAME OF POWER SYSTEM****Transmission lines**

S.NO.	Name of line	Type of line AC/HVDC	S/C or D/C	Voltage level kV	Line length Km.	Commercial operation Date
	From - To					
1						
2						
3						
4						
-						
-						
-						

Substations

S.NO.	Name of Substation	Type of Substation Conventional / GIS	Voltage level kV	No. of transformers & MVA capacity / Reactors	Commercial operation Date
1					
2					
3					
4					
-					
-					

(PETITIONER)

NAME OF POWER SYSTEM		FORM-3								
		FROM C.O.D. TO END OF THE TARIFF PERIOD								
Year ending March		1	2	3	4	5	2000-01	01-02	02-03	03-04
Summary of various components of Fixed charge										
11	INTEREST ON LOAN (As per Form-4)									
12	INTEREST ON WORKING CAPITAL (As per Form-5)									
13	DEPRECIATION (A) (As per Form-6)									
14	ADVANCE AGAINST DEPRECIATION (AAD) Loan repayment during year (As per Form 4) 1/12th of the Loan (Loan as per Form 4) AMOUNT ADMISSIBLE UNDER AAD (B) ADVANCE AGAINST DEPRECIATION (B A)									
15	RETURN ON EQUITY Equity —Foreign —Indian Total Equity (Rs in Crs) Return on foreign Equity Return on Indian Equity RETURN ON EQUITY (Rs in Crs)									
16	O & M EXPENSES Length of all the lines in the system in kms. (LLs) No of Bays in the System (BNs) Total O&M allowed for all lines (TOMLL) = LLs x NOMLL (Form 7) Total O&M allowed for all SubStns (TOMBN) = BNs x NOMBN (Form 7) Total permissible O&M = (TOMLL+TOMBN)									
(PETITIONER)										

NAME OF POWER SYSTEM : FROM THE C.O.D.							FORM-4			
Year ending March							2000-01	01-02	02-03	03-04
10		1	2	3	4					
COMPUTATION OF INTEREST ON LOAN										
COMPUTATION OF DEBT CHARGES										
LOAN-1 Loan in Original Currency										
Principal Repayment										
Balance Payable										
Interest in Rs Crs										
LOAN-2 Loan in Original Currency										
Principal Repayment										
Balance Payable										
Interest in Rs Crs										
LOAN-3 Loan in Original Currency										
Principal Repayment										
Balance Payable										
Interest in Rs Crs										
LOAN-4 Loan in Original Currency										
Principal Repayment										
Balance Payable										
Interest in Rs Crs										
Yearly instalment (Rs in Crs)										
Cumulative Repayment										
Year End Debt(Curr Exc Rate)										
B/S Debt										
Total Interest payment										
INTEREST ON LOAN for tariff										
Interest charged to IDC										
NOTE Repeat details for additional loans if any										
							(PETITIONER)			

NAME OF POWER SYSTEM :							FORM-6										
STATEMENT OF DEPRECIATION																	
Actual cost base limited to Approved Cost for transmission alone							Additions due to FERY upto the end of FY preceeding start of tariff period already included in col.(7)	Additional capitalisation upto the end of FY preceeding start of tariff period already included in col.(7)	Total Approved Cost	Difference, if any with justification	Rate of Depreciation (As Notified by CERC)	Depreciation as considered in Tariff for 2000-2001	Amount of Depreciation during the Tariff period				Total Depreciation
Details of approved Expenditure on YEAR ENDING MARCH FROM C.O.D.TPO THE END OF TARIFF PERIOD Assets													01-02	02-03	03-04		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11 = (10) - (7)	12	13	14	15	16	17	
A) ALL MAJOR ITEMS																	
a) LAND																	
b) BUILDING																	
c) PLANT & MACHINERY																	
d)																	
A) OTHER MINOR ITEMS																	
Total (A)																	
B) Specify following items included in 'A' above																	
a) Capitalised Initial Spares																	
b) Interest During Construction Capitalised																	
c) Equipments for pollution Control																	
Total (B)																	
(PETITIONER)																	

TARIFF FILING REQUIREMENT FOR OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES AND ITS COMPUTATION

	1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-2000	Average 95-96 to 99-00	Base 1999-2000	Base 2000-01	Tariff Period		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	2001-02 10	2002-03 11	2003-04 12
(A) Total O&M Expenses											
(B) Abnormal O&M expenses*											
- On account of additional security expenses											
- On any other reason											
(C) Data for calculation of Base O&M (A-B)											
OML (O&M for lines) = 0.7 x (C)											
OMS (O&M for substations) = 0.3 x (C)											
Line Length at the beginning of the year in Kms											
Line Length added in the the year in Kms											
Line length at the end of the year											
LL (Average Line length in the Region in Kms)											
No of Bays at the beginning of the year											
Bays added in the year											
No of bays at the end of the year											
BN (Average Number of Bays in the Region)											
AVOMLL (OML/LL)**						E2					
AVOMBN (OMS/BN)**						F2					
NOMLL (Allowable O&M per unit of line length)							$E3 = E2 \times (1.1)^2$	$E3 \times (1.06)$	$E3 \times (1.06)^2$	$E3 \times (1.06)^3$	$E3 \times (1.06)^4$
NOMBN (Allowable O&M per bay)							$F3 = F2 \times (1.1)^2$	$F3 \times (1.06)$	$F3 \times (1.06)^2$	$F3 \times (1.06)^3$	$F3 \times (1.06)^4$

NOTES:

- 1) * Abnormal O&M expenses such as on account of security expenses which are abnormal in nature for which the utility shall file a separate petition
- 2) ** Average to be reported in column 7 should be computed as
- (Normalised O&M expenses for lines, E2) Sum of OML for the period 1995-96 to 1999-2000
- (Normalised O&M expenses for substations, F2) Sum of LL for the period 1995-96 to 1999-2000

Same procedure is to adopted for computing the average of normalised O&M expenses for sub stations on the basis of number of bays (F2)

- 3) O&M Expenses on account of network expansion in an given financial year shall be computed on the basis of relevant normative O&M expenses per unit of line length or number of bays. The normative O&M for 1999-2000 (NOMLL or NOMBN as the case may be) shall be escalated at 6 percent per annum to bring them to the level of relevant year. These normative expenses multiplied by the line length or number of bays as the case may be, for the year in which expansion has taken place shall give the O&M expenses on account of network expansion per year. For the year of commissioning, the O&M expenses for lines and for bays added shall be apportioned for on the basis of their months in operation during that year

PETITIONER

NAME OF POWER SYSTEM :				FORM-8				
				CAPITAL COST AND FINANCING STRUCTURE				
Year ending March from C.O.D	1	2	3	2000-2001	01-02	02-03	03-04
BASIC PROJECT FINANCIAL PARAMETERS								
Approved Capital Cost at the beginning of the Project								
Addition during the year								
Deletion during the year								
Gross Capital Cost (Rs crs) (A)								
Depreciation as per Tariff (Rs cr)								
Cummulative Dep (Rs cr) (B)								
Net asset to be depreciated (C=A-B)								
Working Capital Margin (25% of WC) (D)								
Total Cost met from long term finance (C+D)								
Depreciable Gross Assets								
Equity against Original Project Cost								
Addition during the year								
Equity Sub-Total (E)								
Debt outstanding against the original Capital cost								
New Loans added during the year								
Debt Sub-Total (F)								
Total Financing (E+F)								
NOTE : Approved or Actual Capital Cost whichever is less.								
(PETITIONER)								

NAME OF POWER SYSTEM		FORM-9									
STATEMENT OF CAPITAL EXPENDITURE ACTUALLY INCURRED AND CAPITALISED/APPROVED EXPENDITURE											
PARTICULARS	YEAR ENDING MARCH FROM C O D										REMARKS
	1	2	3	2000-01	01-02	02-03	03-04	TOTAL	TOTAL APPROVED EXPENDITURE		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	
A) ALL MAJOR ITEMS											
a) LAND											
b) BUILDING											
c) PLANT & MACHINERY											
A) OTHER MINOR ITEMS											
Total (A)											
B) Specify following items included in 'A' above											
a) Capitalised Initial Spares											
b) Interest During Construction Capitalised											
c) Provision for pollution Control											
+++++											
Break up of sources of financing											
a) Loans/ Borrowings											
b) Equity											
i)											
c) Others											
Total(a+b+c)											

NOTES:-

i) The break up wherever required and necessary may be given in respect of Loans and Equity financing supported with respective loan documents etc

ii) Copies of Approval of PIB/CEA/MOF/Competent authorities may be furnished in respect of cost of project, its components and scheme of finance

(PETITIONER)

NAME OF THE POWER SYSTEM					FORM-9A	
INFORMATION ON ENVIRONMENTAL MATTERS AND ITS RELATED ISSUES						
A. Details of environmental issues						
Amount Included in Approved Cost by CEA (As reckoned for tariff) (1)	Amount Actually Incurred (2)	Reasons for Deviations between col(1) and Col(2) (3)	Compensatory Afforestation (4)	Amount included for environment management plan (5)	Any other issue, please specify (6)	Total
B. Enclose copies of the applicable Govt and Quasi Govt approvals / clearances relating to environmental issues						
<u>(PETITIONER)</u>						

NAME OF POWER SYSTEM :		FORM-10							
STATEMENT OF OUTSTANDING LOAN , INTEREST & FINANCING CHARGES THEREON									
Particulars		From the Year of Commercial Operation							
		1	2	3	...	2000-01	01-02	02-03	03-04
Balance at the Beginning	(2)								
Additions During the Year (New Tranche of Loan)	(3)								
Repayments during the year	(4)								
Other adjustments by additions /deletions (on account of adjustments) not accounted in row(3) or row(4)	(5)								
Balance at the end of the year	(6) = (2+3-4-5)								
Interest Accrued for the year/period	(7)								
Financing Charges payable during the year	(8)								
Interest/financing charges paid during the year	(9)								
Balance Outstanding c/f to next year	10) = (7+8-9)								
Remarks	(11)								
1/12 of the loan amount	(12)								
Min. of amount of Row(12) & Row(4)	(13)								

NOTES:

i) This form is to be filled for each loan/borrowing and subsequently to be aggregated. This may be supported by respective loan documents.

ii) The Financial years referred above will have to cover the period commencing from drawl of loan to the end of pricing period or till full repayment of outstanding loan whichever is later. The information in respect of financial year coinciding with the date of commercial operation may be bifurcated to facilitate ascertainment of information on total Interest and Other financing Charges during construction period.

iii) Remark row may be used wherever necessary to explain or clarify figures/proposals ,if required.

(PETITIONER)

NAME OF POWER SYSTEM								FORM-11			
Financial package details :											
SOURCES OF FUNDS	Amount		Amount in	Amount	Period	Grace	Interest	Guarantee	Upfront	% of	% of
DEBT	in FC	Exchange	Indian	TOTAL	of	Period	rate %	Commission	Fees/Exposr	Total	Total
	(Name of	Rate	Currency	Rs Crs	Rpymt				Premium	Debt	P C
	Currency)		(Rs in Crs)								
Foreign											
Loan 1											
Loan 2											
Loan 3											
Loan 4											
Indian											
Loan1											
Loan2											
Total Loan (A)											
EQUITY											
Foreign											
Indian											
Total Equity(B)											
TOTAL FINANCING(A+B)											
Total Project Cost											
NOTE Financial package details, as approved by the Competent Authority at the time of approval of the Project, and any subsequent modifications shall be furnished in the Format											
FC- Foreign Currency											
PC- Project Cost											
(PETITIONER)											

NAME OF POWER SYSTEM:		FORM-12				
DETAILS OF OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES						
	1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-2000	
1	2	3	4	5	6	
(A) Breakup of O&M expenses						
Employee Cost						
Repair and Maintenance						
Power Charges						
Training and Recruitment						
Communication Exp						
Travelling Exp						
Printing and Stationery						
Rent						
Misc Exp						
Insurance						
Others						
Corporate office expenses allocation						
Grand total						
Less: Recovery (if any)						
Net O& M expenses						
Notes:						
I. The process of allocation of corporate expenses to various systems should be specified						
II. An annual increase in O&M expenses under a given head in excess of 20 percent should be explained						
III. The data should be certified by statutory auditors.						
(B) Corporate office Expenses						
(aggregate)						
Employee Cost						
Repair and Maintenance						
Power Charges						
Training and Recruitment						
Travelling Expenses						
Printing and Stationery						
Rent						
Others						
Total						
Less: Recovery (if any)						
Net Corporate expenses						

(PETITIONER)

Appendix II**Depreciation Schedule**

Description of Assets	Useful Life(yrs)	Rate (Calculated w.r.t. 90%)	
	1	2	3=1*2
A. Land owned under full title	Infinity	---	
B. Land held under lease:			
(a) for investment in land.	The period of lease or the period remaining unexpired on the Assignment of the lease.	---	
(b) for cost of clearing site	The period of lease remaining unexpired at the date of clearing the site.	---	
C. Assets:			
Purchased new :			
(a) Plant and machinery in generating Stations including plant foundations :-			
(i) Hydro-electric	35	2.57	90
(ii) Steam-electric NHRS & Waste Heat Recovery Boilers/Plants	25	3.60	90
(iii) Diesel-electric & gas plant	15	6.00	90
(b) Cooling towers and circulating water systems	25	3.60	90

(c) Hydraulic works forming Part of hydro-electric system including:-			
(i) Dams, Spilways weirs, canals reinforced concrete Flumes & syphons	50	1.80	90
(ii) Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge (tanks) hydraulic control valves and other hydraulic works.	35	2.57	90
(d) Building & civil engineering works of a Permanent character, not mentioned above:-			
(i) Offices & showrooms	50	1.80	90
(ii) Containing thermo- electric generating plant	25	3.60	90
(iii) Containing hydro- electric generating plant	35	2.57	90
(iv) Temporary erection such as wooden structures	5	18.00	90
(v) Roads other than kutchra roads	50	1.80	90
(vi) Others	50	1.80	90
(e) Transformers, transformer (Kiosk) sub- station equipment & other fixed apparatus (including plant foundations)			
(i) Transformers (including foundations) having a rating of 100 kilo volt amperes and over	25	3.60	90
(ii) Others	25	3.60	90

(f) Switchgear, including cable connections	25	3.60	90
(g) Lightning arrestors:			
(i) Station type	25	3.60	90
(ii) Pole type	15	6.00	90
(iii) Synchronous condensor	35	2.57	90
(h) Batteries:	5	18.00	90
(i) Underground Cable Including joint boxes and disconnected boxes	35	2.57	90
(ii) Cable duct system	50	1.80	90
(I) Overhead lines including supports:	,		
(i) Lines on fabricated steel operating at nominal voltages higher than 66 KV	35	2.57	90
(ii) Lines on steel supports operating at nominal voltages higher than 13.2 Kilo volts but not exceeding 66 Kilo vols	25	3.60	90
(iii) Lines on steel or reinforced concrete supports	25	3.60	90
(iv) Lines on treated wood supports	25	3.60	90
(j) Meters	15	6.00	90
(k) Self propelled vehicles	5	18.00	90
(l) Air conditioning plants:			
(i) Static	15	6.00	90
	5	18.00	90
(ii) Portable			
(m) (i) Office furniture and fittings	15	6.00	90

(ii) Office equipments:	15	6.00	90
(iii) Internal wiring including fittings and apparatus	15	6.00	90
(iv) Street light fittings	15	6.00	90
(o) Apparatus let on hire:			
(i) Other than motors	5	18.00	90
(ii) Motors	15	6.00	90
(p) Communication equipment:			
(i) Radio and higher frequency carrier system	15	6.00	90
(ii) Telephone lines and telephones	15	6.00	90
(q) Assets purchased second hand and assets not otherwise provided for in the schedule	Such reasonable period as the competent Government determines in each case having regard to the nature, age and condition of the assets at the time of its acquisition by the owner.		

Appendix- III

Procedure for calculation of Transmission System Availability

1. The transmission elements shall be grouped into following categories for the purpose of calculation of availability of Regional Transmission Systems :
 - i) AC transmission lines: Each circuit of AC transmission line shall be considered as one element.
 - ii) Inter-Connecting Transformers (ICTs): Each ICT bank (three single phase transformer together) shall form one element.
 - iii) Static VAR Compensator (SVC): SVC along with SVC transformer shall form one element. However, 50% credit to inductive and 50% to capacitive rating shall be given.
 - iv) Switched Bus Reactor: Each switched Bus Reactor shall be considered as one element.
 - v) HVDC lines: Each pole of HVDC line along with associated equipment at both ends shall be considered as one element.

- vi) **HVDC back-to-back station:** Each block of HVDC back-to-back station shall be considered as one element. If associated AC line (necessary for transfer of inter-regional power through HVDC back-to-back station) is not available, the HVDC back-to-back station block shall also be considered as unavailable.

2. The Availability of Regional Transmission system shall be calculated as under:

% System Availability

$$= \frac{o \times AV_o + p \times AV_p + q \times AV_q + r \times AV_r + s \times AV_s + t \times AV_t}{o + p + q + r + s + t} \times 100$$

Where

o	is	Total number of AC lines.
AV _o	is	Availability of o number of AC lines.
p	is	Total number of HVDC poles.
AV _p	is	Availability of p number of HVDC poles.
q	is	Total number of ICTs.
AV _q	is	Availability of q number of ICTs.
r	is	Total number of SVCs.
AV _r	is	Availability of r number of SVCs.
s	is	Total number of switched bus reactors
AV _s	is	Availability of s number switched bus reactors
t	is	Total number of HVDC back-to-back station blocks.
AV _t	is	Availability of t number of HVDC back-to-back station blocks

3. The weightage factor for each category of transmission elements shall be as under:

- (a) For each circuit of AC line – Surge Impedance Loading for Uncompensated line (SIL) multiplied by Circuit Km.

SIL rating for various voltage level and conductor configuration is given in **Annexure-I** to this Appendix.

For inter regional AC lines, 50% of the weightage factor shall be allocated to each Region.

- (b) For each HVDC pole – The rated MW capacity x Circuit Km.

- (c) For each ICT bank – The rated MVA capacity.

- (d) For SVC – The rated MVAR capacity (inductive & capacitive).

- (e) For switched Bus reactor – The rated MVAR capacity.
 - (f) For HVDC back-to-back station connecting two Regional grids – 50% of the rated MW capacity of each block to each region.
4. The availability for each category of transmission elements shall be calculated based on the weightage factor, total hours under consideration and non-available hours for each element of that category. The formulae for calculation of Availability of each category of the Transmission elements are as per **Annexure-II** to this Appendix.
5. The transmission elements under outage due to following reasons not attributable to POWERGRID shall be deemed to be available:
- i) Shut down of POWERGRID transmission elements availed by other agency/agencies for maintenance or construction of their transmission system.
 - ii) Manual tripping of POWERGRID line due to over voltage and manual tripping of switched bus reactor as per the directions of RLDC.
6. Outage time of POWERGRID transmission elements for the following contingencies shall be excluded from the total time of the element under period of consideration.
- i) Outage of elements due to acts of God and force majeure events beyond the control of POWERGRID. However, onus of satisfying the Member Secretary, REB that element outage was due to aforesaid events and not due to design failure shall rest on POWERGRID. A reasonable restoration time for the element shall be allowed by Member Secretary, REB and any additional time taken by POWERGRID for restoration of the element beyond the reasonable time shall be treated as outage time attributable to POWERGRID. Member Secretary REB may consult POWERGRID or any expert for estimation of restoration time. Circuits restored through ERS (Emergency Restoration System) shall be considered as available.
 - ii) Outage caused by grid incident/disturbance not attributable to POWERGRID, e.g. faults in substation or bays owned by other agency causing outage of POWERGRID elements, tripping of lines, ICTs, HVDC back-to-back stations etc. due to grid disturbance. However, if the element is not restored on receipt of direction from RLDC while normalising the system following grid incident/disturbance within reasonable time, the element will be considered not available for whole period of outage and outage time shall be attributable to POWERGRID.

7. If the outage of any element causes loss of generation at Central Sector Station(s) then the outage period for that element should be deemed to be twice the actual outage period for the day(s) on which such loss of generation has taken place.

ANNEXURE-I

SURGE IMPEDANCE LOADING (SIL) OF AC LINES

S.No.	Line voltage (kv)	Conductor Configuration	SIL (MW)
1	765	Quad Bersimis	2250
2	400	Quad Bersimis	691
3	400	Twin Moose	515
4	400	Twin AAAC	425
5	400	Quad Zebra	647
6	400	Quad AAAC	646
7	400	Tripple Snowbird	605
8	400	ACKC(500/26)	556
9	400	Twin ACAR	557
10	220	Twin Zebra	175
11	220	Single Zebra	132
12	132	Single Panther	50
13	66	Single Dog	10

ANNEXURE-II

Formulae for calculation of Availability of each category of transmission elements

$$AV_o(\text{Availability of } o \text{ no. of AC lines}) = \frac{\sum_{i=1}^o \frac{W_i(T_i - T_{NAi})}{T_i}}{\sum_{i=1}^o W_i}$$

$$AV_p(\text{Availability of } p \text{ no. of HVDC pole}) = \frac{\sum_{j=1}^p \frac{W_j(T_j - T_{NAj})}{T_j}}{\sum_{j=1}^p W_j}$$

$$AV_q(\text{Availability of } q \text{ no. of ICTs}) = \frac{\sum_{k=1}^q \frac{W_k(T_k - T_{NAk})}{T_k}}{\sum_{k=1}^q W_k}$$

$$AV_r(\text{Availability of } r \text{ no of SVCs}) = \frac{\left[\sum_{l=1}^r 0.5 W_{lI} (T_{lI} - T_{NAI}) + \sum_{l=1}^r 0.5 W_{lC} (T_{lC} - T_{NAC}) \right]}{\left[\sum_{l=1}^r 0.5 W_{lI} + \sum_{l=1}^r 0.5 W_{lC} \right]}$$

$$AV_s(\text{Availability of } s \text{ no of Switched Bus reactors}) = \frac{\sum_{m=1}^s \frac{W_m (T_m - T_{NA m})}{T_m}}{\sum_{m=1}^s W_m}$$

$$AV_t(\text{Availability of } t \text{ no of HVDC Back-to-back Blocks}) = \frac{\sum_{n=1}^t \frac{W_n (T_n - T_{NA n})}{T_n}}{\sum_{n=1}^t W_n}$$

Where W_l = Weightage factor for l^{th} transmission line
 W_j = Weightage factor for j^{th} HVDC pole
 W_k = Weightage factor for k^{th} ICT
 W_{lI} & W_{lC} = Weightage factors for inductive & capacitive operation of l^{th} SVC
 W_m = Weightage factor for m^{th} bus reactor
 W_n = Weightage factor for n^{th} HVDC back to back block

$T_l, T_j, T_k, T_{lI}, T_{lC}, T_m$ & T_n - The total hours of l^{th} AC line, j^{th} HVDC pole, k^{th} ICT, l^{th} SVC (Inductive Operation), l^{th} SVC (Capacitive Operation), m^{th} Switched Bus Reactor & n^{th} HVDC back-to-back block during the period under consideration (excluding time period for outages not attributable to POWERGRID for reasons given in Para 6 of the procedure)

$T_{NA l}, T_{NA j}, T_{NA k}, T_{NA lI}, T_{NA lC}, T_{NA m}, T_{NA n}$ - The non-availability hours (excluding the time period for outages not attributable to POWERGRID taken as deemed availability as per Para 5 of the procedure) for l^{th} AC line, j^{th} HVDC pole, k^{th} ICT, l^{th} SVC (Inductive Operation), l^{th} SVC (Capacitive Operation), m^{th} Switched Bus Reactor & n^{th} HVDC back-to-back block.