रजिस्ट्री सं० डी० एल०-33004/99

REGD. NO. D. L.-33004/99

भारत का राजपत्र
The Gazette of India

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 11] नई दिल्ली, मंगलवार, जनवरी 20, 2009/पौष 30, 1930
No. 11] NEW DELHI, TUESDAY, JANUARY 20, 2009/PAUSA 30, 1930

केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

नई दिल्ली, 19 जनवरी, 2009

सं. एल-7/145(160)/2008-सीईआरसी.—केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग, विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 178 के अधीन प्रदत्त शक्तियों का और इस निमित्त सामर्थ्यकारी सभी अन्य शक्तियों का प्रयोग करते हुए, और पूर्व प्रकाशन के पश्चात्, निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात् :—

अध्याय 1

प्रारंभिक

1. **संक्षिप्त नाम और प्रारंभ** :—(1) इस विनियमों का संक्षिप्त नाम केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तें) विनियम, 2008 है।

(2) ये विनियम 1-4-2009 से प्रवृत्त होंगे और जब तक इनका आयोग द्वारा पहले पुनर्विलोकन नहीं किया जाता या विस्तारित नहीं किए जाते, ये प्रारंभ की तारीख से 5 वर्ष की अवधि के लिए प्रवृत्त होंगे :

परंतु यह कि जहां कोई परियोजना या उसका भाग, इन विनियमों के प्रारंभ की तारीख से वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया जाता है और जिसका टैरिफ उस तारीख तक आयोग द्वारा अंतिम रूप से अवधारित नहीं किया गया है वहां यथास्थिति, ऐसी परियोजना या उसके भाग के संबंध में, टैरिफ 31-3-2009 को समाप्त होने वाली अवधि के लिए केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तें) विनियम, 2004 के अनुसार अवधारित किया जाएगा।

2. **विस्तार तथा लागू होना** :—ये विनियम उन सभी मामलों को लागू होंगे जहां गैर पारंपरिक ऊर्जा स्रोत पर आधारित से भिन्न उत्पादन केंद्र या उसके यूनिट या पारेषण प्रणाली के लिए टैरिफ अधिनियम की धारा 79 के अधीन पठित धारा 62 के अधीन आयोग द्वारा अवधारित किया जाना है।

3. **परिभाषाएं** :—इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हों,

(1) "अधिनियम" से विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) अभिप्रेत है;

(2) "वास्तविक रूप से उपगत" से उपयोगी आस्ति के सृजन या अर्जन के लिए निधि, अर्थात् ईक्विटी और/या ऋण, जो वास्तविक रूप से नियोजित या नकद संदत्त की गई हो या नकद के समतुल्य हो, अभिप्रेत है और इसमें ऐसी वचनबद्धता या दायित्व सम्मिलित नहीं है जिसके लिए कोई संदाय नहीं किया गया है ;

(3) "अतिरिक्त पूंजीकरण" से परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् वास्तविक रूप से उपगत या उपगत होने वाला तथा विनियम 9 के उपबंधों के अधीन रहते हुए, आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के पश्चात् स्वीकृत पूंजी व्यय अभिप्रेत है ;

(4) उत्पादन केंद्र के संबंध में, 'सहायक ऊर्जा उपभोग' या 'एयूएक्स' से उत्पादन केंद्र के सहायक उपस्कर द्वारा उपयोग की गई ऊर्जा की मानकीय मात्रा जिसमें उत्पादन केंद्र के भीतर ट्रांसफार्मर हानियां भी सम्मिलित है, अभिप्रेत है और इसे उत्पादन केंद्र की सभी इकाइयों के जनरेटर टर्मिनलों पर उत्पादित कुल ऊर्जा की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त किया जाएगा ;

(5) 'संपरीक्षक' से कंपनी अधिनियम, 1956 (1956 का 1) की धारा 224 और 619 के उपबंधों या तत्समय प्रवृत्त किसी अन्य विधि के अनुसार, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा नियुक्त संपरीक्षक अभिप्रेत है ;

(6) उत्पादन केंद्र के संबंध में, "फायदाग्राही" से ऐसा व्यक्ति अभिप्रेत है जो ऐसे किसी उत्पादन केंद्र से उत्पादित विद्युत का क्रय करता है या जिसका टैरिफ इन विनियमों के अधीन अवधारित किया जाता है ;

(7) संयुक्त आवर्तन ताप उत्पादन केंद्र कें संबंध में "ब्लॉक" के अंतर्गत दहन टर्बाइन जनरेटर (जनरेटरों), सहबद्ध अपशिष्ट तापन रिकवरी बायलर (बायलरों), संबद्ध स्टीम टर्बाइन जनरेटर और सहायक उपकरण सम्मिलित हैं ;

(8) "पूंजी लागत" से विनियम 7 में यथापरिभाषित पूंजी लागत अभिप्रेत है ;

(9) "विधि में परिवर्तन" से निम्नलिखित होने वाली कोई भी घटना अभिप्रेत है :–

(i) किसी विधि के अधिनियमन, प्रभावी करने, स्वीकार, प्रख्यापन, संशोधन, उपांतरण तथा निरसन ; या

(ii) सक्षम न्यायालय, अधिकरण या भारतीय सरकारी लिखतों द्वारा किसी विधि के निर्वचन में परिवर्तन, जो ऐसे निर्वचन के लिए विधि के अधीन अंतिम प्राधिकारी हैं ।

(iii) परियोजना के लिए किसी सक्षम कानूनी प्राधिकरण द्वारा परिवर्तन, किसी सहमति, अनुमोदन या अनुज्ञप्ति प्राप्त या अभिप्राप्त करना ।

(10) "आयोग" से अधिनियम की धारा 76 की उपधारा (1) में निर्दिष्ट केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग अभिप्रेत है ;

(11) "अंतिम तारीख" से परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के वर्ष के दो वर्ष के पश्चात् समाप्त होने वाले वर्ष का 31वां मार्च अभिप्रेत है और यदि परियोजना वर्ष के अंतिम तिमाही में वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित की जाती है तो अंतिम तारीख वाणिज्यिक प्रचालन के वर्ष के तीन वर्षों के पश्चात् समाप्त होने वाले वर्ष का 31वें मार्च होगी ;

(12) "वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख" या "सीओडी" से, –

(क) थर्मल उत्पादन केंद्र के यूनिट या ब्लॉक के संबंध में, फायदाग्राही को सूचना देने के पश्चात् सफलतापूर्वक परीक्षा पर चलाकर अधिकतम निरंतर रेटिंग (एमसीआर) या संस्थापित क्षमता (आईसी) का प्रदर्शन करने के पश्चात् उन 0000 घंटों, जिनकी अनुसूचीकरण प्रक्रिया भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता के अनुसार पूर्णतः कार्यान्वित की जाती है, उत्पादन कंपनी द्वारा घोषित तारीख अभिप्रेत है तथा संपूर्णतः उत्पादन केंद्र के संबंध में, उत्पादन केंद्र की अंतिम यूनिट या ब्लाक की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख अभिप्रेत है ;

(ख) हाइड्रो उत्पादन केंद्र के यूनिट के संबंध में, फायदाग्राहियों को सूचना देने के पश्चात् उन 0000 घंटों से, जिसकी अनुसूचीकरण प्रक्रिया भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता के अनुसार पूर्णतः कार्यान्वित की जाती है, उत्पादन कंपनी द्वारा घोषित

तारीख अभिप्रेत है, तथा संपूर्णतः उत्पादन केंद्र के संबंध में, फायदाग्राहियों को सूचना देने के पश्चात् सफलतापूर्वक परीक्षण पर चलाकर उत्पादन केंद्र की संस्थापित क्षमता की तत्स्थानी व्यस्तम क्षमता का प्रदर्शन करने के पश्चात् उत्पादन केंद्र द्वारा घोषित तारीख अभिप्रेत है :

टिप्पण

1. यदि तालाब या भंडारण के साथ हाइड्रो उत्पादन केंद्र अपर्याप्त जलाशय या तालाब स्तर के कारणों के लिए संस्थापित क्षमता की तत्स्थानी व्यस्तम क्षमता का प्रदर्शन करने में समर्थ नहीं हैं तो उत्पादन केंद्र की अंतिम यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख संपूर्णतः उत्पादन केंद्र की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के रूप में समझी जाएगी, परंतु यह कि जब ऐसे जलाशय/तालाब का स्तर भर जाता है तो उत्पादन यूनिट या उत्पादन केंद्र की संस्थापित क्षमता के ऐसे उत्पादन केंद्र के लिए यह आज्ञापक होगा कि वह समकक्ष व्यस्तम क्षमता का प्रदर्शन करें ।

2. पूर्णतः नदी से चलने वाले उत्पादन केंद्र की दशा में, यदि यूनिट या उत्पादन केंद्र कम प्रवाह अवधि के दौरान वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया जाता है जब पानी ऐसे प्रदर्शन के लिए पर्याप्त नहीं हो तो ऐसे हाइड्रो उत्पादन केंद्र या यूनिट के लिए यह आज्ञापक होगा कि वह पर्याप्त प्रवाह से उपलब्ध हो, जिससे वे संस्थापित क्षमता के समकक्ष व्यस्ततम क्षमता का प्रदर्शन कर सकें ।

(ग) पारेषण प्रणाली के संबंध में, उन 0000 घंटों से, जिनमें पारेषण प्रणाली के तत्व सफलतापूर्वक **प्रभारित और** परीक्षण प्रचालन के पश्चात् नियमित सेवा में है, पारेषण **अनुज्ञप्तिधारी द्वारा घोषित** तारीख अभिप्रेत है :

परंतु यह कि तारीख कलेंडर मास उन का वह पहला दिन होगी जिससे तत्व के लिए पारेषण प्रभार संदेय होंगे तथा उनकी उपलब्धता उस दिन से गणना में ली जाएगी :

परंतु यह और कि यदि पारेषण प्रणाली के तत्व नियमित सेवा के लिए तैयार है किंतु ऐसी सेवा, उन कारणों के लिए प्रदान करने से निवारित करती है जो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, उसके प्रदायकर्ता या ठेकेदार ने प्रदान नहीं की है, तो आयोग तत्व के नियमित सेवा में आने के पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को अनुमोदित कर सकेगा ।

(13) "दिन" से 000 घंटे से आरंभ होने वाली 24 घंटे की अवधि अभिप्रेत है ;

(14) "घोषित क्षमता" या "डीसी" से थर्मल उत्पादन केंद्र के संबंध में, ईंधन की उपलब्धता पर सम्यक् रूप से विचार करते हुए, किसी दिन या संपूर्ण दिन के किसी समय ब्लॉक के संबंध में ऐसे उत्पादन केंद्र द्वारा घोषित मेगावाट में एक्स-बस विद्युत परिदान करने के लिए क्षमता अभिप्रेत है,

(15) "डिजाइन ऊर्जा" से ऊर्जा की वह मात्रा अभिप्रेत है जिसे हाइड्रो उत्पादन केंद्र की 95% संस्थापित क्षमता के साथ 90% विश्वसनीय वर्ष में उत्पादित किया जा सकता है ।

(16) "विद्यमान उत्पादन केंद्र" 1.4.2009 से पूर्व की तारीख से वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित उत्पादन केंद्र अभिप्रेत है ;

(17) "विद्यमान परियोजना" 1.4.2009से पूर्व की तारीख से वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित परियोजना अभिप्रेत है ;

(18) थर्मल उत्पादन केंद्र के संबंध में, "सकल उष्मीयमान" या "जीवीसी" से, यथास्थिति, एक किलो ठोस ईंधन या एक लीटर द्रव ईंधन या एक घन मीटर गैसीय ईंधन के पूर्ण दहन द्वारा किलो कैलोरी (kcal) में उत्पादित ऊर्जा अभिप्रेत है ;

(19) "कुल केंद्र ताप दर" या "जीएचआर" से थर्मल उत्पादन केंद्र के उत्पादन टर्मिनलों पर एक किलोवाट घंटा विद्युत ऊर्जा उत्पादित करने के लिए अपेक्षित के.सी.ए.एल. में ताप ऊर्जा अभिप्रेत है ;

(20) "इन्फर्म ऊर्जा" से उत्पादन केंद्र की इकाई या ब्लॉक के वाणिज्यिक प्रचालन के पूर्व ग्रिड में डाली गई विद्युत अभिप्रेत है ;

(21) "संस्थापित क्षमता" या "आईसी" से उत्पादन केंद्र में सभी यूनिटों की दर्ज क्षमता या समय-समय पर, आयोग द्वारा तथा अनुमोदित उत्पादन केंद्र (जनरेटर टर्मिनलों पर माने जाने वाले) की क्षमता का संकलन अभिप्रेत है ;

(22) "कार्यान्वयन करार" से पारेषण प्रणाली के संनिर्माण के लिए पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक के बीच हुआ करार, संविदा या समझौता-ज्ञापन, या कोई ऐसी प्रसंविदा अभिप्रेत हैं ;

(23) "अंतर-राज्यिक उत्पादन केंद्र" या "आईएसजीएस" का वही अर्थ होगा जो आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता में है ;

(24) "दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक" से ऐसा व्यक्ति अभिप्रेत है जिसके पास पारेषण प्रभारों के संदाय के आधार पर अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली के उपयोग करने का दीर्घकालिक संविदात्मक अधिकार है ;

(25) थर्मल उत्पादन केंद्र की इकाई के संबंध में, "अधिकतम सतत् रेटिंग" या "एमसीआर" से निर्धारित पैरामीटरों पर विनिर्माताओं द्वारा गारंटीकृत उत्पादन टर्मिनलों पर अधिकतम सतत् उत्पादन और संयुक्त चक्रीय ताप ऊर्जा उत्पादन केंद्र के ब्लाक के संबंध में, जल/स्टीम इन्जेक्शन (यदि लागू हो) सहित विनिर्माता द्वारा गारंटीकृत तथा 50 एचजेड ग्रिड फ्रिक्वेंसी और विनिर्दिष्ट स्थल स्थिति पर परिशोधित उत्पादन टर्मिनलों पर अधिकतम सतत् उत्पादन अभिप्रेत है ;

(26) पारेषण प्रणाली के उपयोग के संदर्भ में, "मध्यम अवधि" से तीन मास से अधिक की अवधि तथा तीन वर्ष तक की अवधि अभिप्रेत है ;

(27) थर्मल उत्पादन केंद्र की दशा में "मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक" या "एनएपीएएफ" से थर्मल उत्पादन केंद्र के लिए विनियम 26 तथा हाइड्रो उत्पादन केंद्र के लिए विनियम 27 में यथा विनिर्दिष्ट उपलब्धता कारक अभिप्रेत है ;

(28) "प्रचालन और रखरखाव व्यय" या "ओएंडएम व्यय" से परियोजना या उसके भाग के प्रचालन और रखरखाव में उपगत व्यय अभिप्रेत है और इसमें जन शक्ति, मरम्मत, फालतू, उपभोज्य वस्तुएं, बीमा और अन्य खर्चें सम्मिलित है ;

(29) "मूल परियोजना लागत" से आयोग द्वारा यथास्वीकृत अंतिम तारीख तक परियोजना के मूल विस्तार के लिए, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उपगत वास्तविक व्यय अभिप्रेत है ;

(30) किसी अवधि के लिए उत्पादन कंपनी के संबंध में, "संयंत्र उपलब्धता कारक (पीएएफ)" से उन सभी दिनों के लिए दैनिक घोषित क्षमता (डीसी) का औसत अभिप्रेत है जिस अवधि के दौरान वह गौण ऊर्जा खपत द्वारा कम की गई उत्पादन केंद्र की संस्थापित क्षमता की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त होती है ;

(31) "परियोजना" से यथास्थिति, उत्पादन केंद्र या पारेषण प्रणाली अभिप्रेत है तथा हाइड्रो उत्पादन केंद्र की दशा में, उत्पादन प्रसुविधा के सभी संघटक, जैसे ऊर्जा उत्पादन के लिए यथानुपातिक डाम, इंटेक, जल कंडेक्टर प्रणाली, ऊर्जा उत्पादन केंद्र तथा स्कीम की उत्पादन यूनिटें सम्मिलित हैं ;

(32) "नदी से चलने वाले उत्पादन केंद्र" से ऐसा हाइड्रो उत्पादन केंद्र अभिप्रेत है जिसमें कोई धारा प्रतिकूल तालाब नहीं है ;

(33) "तालाब के साथ नदी से चलने वाले उत्पादन केंद्र" से ऊर्जा मांग के दैनिक परिवर्तन को पूरा करने के लिए पर्याप्त तालाब के साथ हाइड्रो उत्पादन केंद्र अभिप्रेत है ;

(34) "रेटित वोल्टता" से विनिर्माता की वह डिजाइन वोल्टता अभिप्रेत है जिस पर पारेषण प्रणाली प्रचालन के लिए डिजाइन की गई है और इसमें ऐसी निम्न वोल्टता सम्मिलित है जिस पर दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों के परामर्श से कोई भी प्रभारित या तत्समय के लिए पारेषण लाइन प्रभारित की जाती है ;

(35) "अनुसूचित ऊर्जा" से संबंधित भार प्रेषण केंद्र द्वारा संपूर्ण दिन उत्पादन केंद्र द्वारा ग्रिड में अंतःक्षेपित की जाने वाली अनुसूचित ऊर्जा की मात्रा अभिप्रेत है ;

(36) किसी समय पर या किसी अवधि या समय ब्लाक के लिए "अनुसूचित उत्पादन" या "एसजी" से संबंधित भार प्रेषण केंद्र द्वारा दी गई मेगावाट या एमडब्ल्यूएच एक्स-बस में उत्पादन की अनुसूची अभिप्रेत है ;

टिप्पण

ओपन साइकल गैस टर्बाइन उत्पादन केंद्र या संयुक्त साइकल उत्पादन के लिए, किसी समय ब्लाक के लिए औसत फ्रिक्वेंसी 49.52 एचज्येड से कम है किंतु 49.02 एचज्येड से कम नहीं है तथा अनुसूचित उत्पादन घोषित क्षमता के 98.5% से अधिक है तो अनुसूचित उत्पादन को घोषित क्षमता के 98.5% तक कम किया गया समझा जाएगा, तथा किसी समय ब्लाक के लिए औसत फ्रिक्वेंसी 49.02 एचज्येड से अधिक है तथा अनुसूचित उत्पादन को घोषित क्षमता का 96.5% तक कम किया गया समझा जाएगा ।

(37) "लघु गैस टर्बाइन ऊर्जा उत्पादन केंद्र" से 50 मेगावाट या उससे कम के क्षमता रेंज में गैस टर्बाइन या ओपन साइकल गैस टर्बाइन/संयुक्त साइकल उत्पादन केंद्र अभिप्रेत तथा सम्मिलित है ;

(38) "भंडारण आकार के उत्पादन ऊर्जा केंद्र" से मांग के अनुसार विद्युत के उत्पादन के फेरफार को समर्थ बनाने के लिए बृहत भंडारण क्षमता से सहबद्ध हाइड्रो उत्पादन केंद्र अभिप्रेत हैं ;

(39) "पारेषण सेवा करार" से पारेषण प्रणाली के प्रचालनात्मक फेज के लिए पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक (ग्राहकों) के बीच हुए करार संविदा, समझौता-ज्ञापन या ऐसी कोई प्रसंविदा अभिप्रेत है ;

(40) "पारेषण प्रणाली" से उपकेंद्र से सहबद्ध या असहंबद्ध लाइन या लाइनों का समूह अभिप्रेत है तथा जिसमें पारेषण लाइनों तथा उपकेंद्रों से सहबद्ध उपस्कर भी सम्मिलित हैं ;

(41) संयुक्त साइकल थर्मल उत्पादन केंद्र के सिवाय थर्मल उत्पादन के संबंध में, "यूनिट" से स्टीम जैनरेटर, टर्बाइन जनरेटर तथा गौण उपकरण अभिप्रेत हैं, या संयुक्त साइकल थर्मल उत्पादन केंद्र के संबंध में, टर्बाइन जेनरेटर तथा गौण उपकरण तथा हाइड्रो उत्पादन केंद्र के संबंध में टर्बाइन जनरेटर तथा इसके गौण उपकरण अभिप्रेत हैं ;

(42) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख (सीओडी) से उत्पादन केंद्र तथा पारेषण प्रणाली के यूनिट के संबंध में "उपयोगी जीवनकाल" से निम्नलिखित अभिप्रेत है, अर्थात् :–

(क) कोयला/लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केंद्र	25 वर्ष
(ख) गैस/द्रव ईंधन आधारित थर्मल उत्पादन केंद्र	25 वर्ष
(ग) एससी तथा डीसी उप-केंद्र	25 वर्ष
(घ) हाइड्रो उत्पादन केंद्र	35 वर्ष
(ङ) पारेषण लाइन	35 वर्ष

(43) "वर्ष" से वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है ;

(44) इन विनियमों में प्रयुक्त शब्दों तथा अभिव्यक्तियों तथा जो इसमें परिभाषित नहीं हैं किंतु अधिनियम में परिभाषित हैं का वही अर्थ होगा जो अधिनियम में है ।

अध्याय 2

टैरिफ अवधारण के लिए प्रक्रिया तथा पूंजी लागत की संगणना तथा पूंजी संरचना

4. **टैरिफ अवधारण** (1) उत्पादन केंद्र के संबध में, टैरिफ संपूर्ण उत्पादन केंद्र या उत्पादन केंद्र प्रक्रम या यूनिट या ब्लॉक के लिए अवधारित किया जा सकेगा तथा पारेषण प्रणाली के लिए टैरिफ का अवधारण संपूर्ण पारेषण लाइन या पारेषण लाइन या उपकेंद्रों के लिए किया जा सकेगा ।

(2) टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए, परियोजना की पूंजी लागत, प्रक्रमों में तथा परियोजना के सुभिन्न यूनिटों या ब्लॉकों, पारेषण लाइनों तथा उप-प्रणाली के प्ररुपिक भाग होगी :

परंतु यह कि जहां पारेषण लाइनों या उपकेंद्रों के विभिन्न प्रक्रमों या यूनिटों या ब्लॉकों के लिए परियोजना की पूंजी लागत का ब्यौरा उपलब्ध नहीं है और चालू परियोजनाओं की दशा में, प्रसामान्य प्रसुविधाओं यूनिटों, लाइन की लंबाई तथा बेजों की संख्या के आधार पर विभाजित की जाएंगी :

परंतु यह और कि सिंचाई, बाढ़ नियंत्रण और विद्युत संघटकों के साथ बहुउद्देशीय हाइड्रो स्कीमों के संबंध में केवल स्कीम के विद्युत संघटक के लिए प्रभार्य पूंजी लागत पर टैरिफ के अवधारण के लिए विचार किया जाएगा ।

5. **टैरिफ के अवधारण के लिए आवेदन** (1) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उत्पादन केंद्रों या पारेषण लाइनों या पारेषण प्रणाली के उपकेंद्रों, पूर्ण अथवा आवेदन की तारीख से छह मास के भीतर पूर्ण होने के लिए प्रक्षेपित पारेषण के उपकेंद्रों के संबंध में टैरिफ के अवधारण के लिए समय-समय पर यथासंशोधित केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के अवधारण के लिए आवेदन करने की प्रक्रिया, आवेदन का प्रकाशन और अन्य संबद्ध मामले) विनियम, 2004 या उसकी किसी कानूनी पुनः अधिनियमिति के अनुसार आवेदन कर सकेंगे ।

(2) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लेखा परीक्षकों द्वारा सम्यक्तः प्रमाणित वास्तव में उपगत या उपगत होने के लिए प्रक्षपित पूंजी व्यय या उत्पादन केंद्र अथवा पारेषण प्रणाली टैरिफ अवधि के दौरान लेखा परीक्षकों द्वारा सम्यक्तः

प्रमाणित वास्तव में उपगत या उपगत होने के लिए प्रक्षपित अतिरिक्त पूंजी व्यय पर आधारित टैरिफ के अवधारण के लिए परिशिष्ट I के अनुसार आवेदन करेगा :

परंतु यह कि विद्यमान परियोजना के मामले में आवेदन, स्वीकृत पूंजी लागत पर आधारित होगा, जिसके अंतर्गत 31.3.2008 तक पहले ही स्वीकृत कोई अतिरिक्त पूंजीकरण और टैरिफ अवधि 2009-14 के क्रमशः वर्षों के लिए अनुमानित अतिरिक्त पूंजी व्यय सम्मिलित है :

परंतु यह और कि जहां लागू हो, आवेदन में प्रक्षपित पूंजी लागत और अतिरिक्त पूंजी व्यय के लिए अंर्तनिहित पूर्वधारणाओं के ब्यौरे अंतर्विष्ट होंगे ।

(3) विद्यमान परियोजना की दशा में, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी आयोग द्वारा अनुमोदित टैरिफ के साथ तथा इन विनियमों के अनुसार आयोग द्वारा टैरिफ के अनुमोदन की तारीख तक 1.4.2009 से आरंभ होने वाली अवधि के लिए 31.3.2009 को लागू विद्यमान प्रभारों की बिलिंग फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक ग्राहकों के अनंतिम बिल करना जारी रखेगा :

परंतु यह कि जहां प्रभारित अनंतिम टैरिफ इन विनियमों के अधीन आयोग द्वारा अनुमोदित अंतिम टैरिफ से अधिक है या कम है तो यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी संबंधित/क्रमिक वर्ष के 1 अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक की लघुकालिक मुख्य उधार दर के बराबर रकम पर साधारण ब्याज के साथ छह मास के भीतर, यथास्थिति, फायदाग्राहियों या पारेषण ग्राहकों को वापस करेगा/उनसे वसूल करेगा ।

6. **पूंजी लागत और टैरिफ का टूइंग अप**

(1) आयोग टूंइग-अप के समय 31.3.2014 तक आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के पश्चात् यथा स्वीकृत, अतिरिक्त पूंजी व्यय सहित पूंजी व्यय के संबंध में अगली टैरिफ अवधि के लिए टैरिफ याचिका के साथ टूंइग अप अभ्यास करेगा :

परंतु यह कि, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अपने विवेकानुसार, टैरिफ के पुनरीक्षण के लिए 2013-14 के पूर्व एक बार और आयोग के समक्ष आवेदन कर सकेगा ।

(2) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, 31.10.2014 तक उत्पादन केंद्र या उसकी यूनिट या ब्लॉक या पारेषण प्रणाली अथवा पारेषण लाइनों या उसके उपकेंद्रों के संबंध में टूइंग अभ्यास किए जाने के लिए इन विनियमों के परिशिष्ट 1 के अनुसार आवेदन करेगा ;

(3) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, 1.4.2009 से 31.3.2014 की अवधि के लिए उपगत पूंजी व्यय और अतिरिक्त पूंजी व्यय, जो लेखा परीक्षकों द्वारा सम्यकतः संपरीक्षित और प्रमाणित हों, के ब्यौरे टूइंग अप के प्रयोजन के लिए प्रस्तुत करेगा ;

(4) जहां टूइंग अप के पश्चात्, वसूल किया गया टैरिफ, आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन अनुमोदित टैरिफ से अधिक हो जाए तो, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, इस प्रकार वसूल की गई अधिक रकम उस वर्ष में 1 अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक के लघु अवधि मूल उधार दर के बराबर की दर पर साधारण ब्याज सहित, यथास्थिति, हिताधिकारियों या पारेषण ग्राहक को वापस करेगा ।

(5) जहां टूइंग अप अभ्यास के पश्चात् वसूल किया टैरिफ, आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन अनुमोदित टैरिफ से कम हो तो, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी कम वसूल की गई रकम उस वर्ष में 1 अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक के लघु अवधि मूल उधार दर के बराबर की दर पर साधारण ब्याज सहित, यथास्थिति, हिताधिकारियों या पारेषण ग्राहक से वसूल करेगा ।

(6) कम वसूल की गई या अधिक वसूल की गई रकम की वसूली या प्रतिसंदाय, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उस वर्ष में एक अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक में लघु अवधि मूल उधार दर के बराबर की दर पर साधारण ब्याज सहित टूइंग अप अभ्यास के पश्चात् आयोग द्वारा जारी टैरिफ आदेश की तारीख से छह महीनों के भीतर प्रारंभ होने वाली छह समान मासिक किस्तों में किया जाएगा ।

7. **पूंजी लागत** (1) किसी परियोजना के लिए पूंजी लागत में निम्नलिखित सम्मिलित है :

(क) निर्माण के दौरान ब्याज और प्रज्ञावान जांच के पश्चात् आयोग द्वारा यथा स्वीकृत परियोजना की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक वित्त प्रभारों - (i) मानकीय ऋण के रूप में अधिक ईक्विटी मानते हुए नियोजित निधियों के 30% से अधिक वास्तविक ईक्विटी

की दशा में, नियोजित निधि के 70% के बराबर, या (ii) नियोजित निधि के 30% से अन्यून वास्तविक ईक्विटी की दशा में ऋण की वास्तविक रकम के बराबर होने के नाते ऋण पर - संनिर्माण के दौरान विदेशी मुद्रा जोखिम फेरफार के कारण हुए किसी लाभ या हानि सहित उपगत या उपगत होने के लिए प्रक्षेपित व्यय ;

(ख) विनियम 8 में विनिर्दिष्ट सीमा दरों के अधीन रहते हुए, पूंजीगत आरंभिक स्पेयर्स ; और

(ग) विनियम 9 के अधीन अवधारित अतिरिक्त पूंजी व्यय :

परंतु यह कि परियोजना की भाग बनने वाली आस्तियां, किंतु जो उपयोग में नहीं है, पूंजी व्यय में से निकाल दी जाएंगी ।

(2) आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के पश्चात्, पूंजी लागत, टैरिफ के अवधारण का आधार बनेगी :

परंतु यह कि उष्मीय उत्पादन केंद्र और पारेषण प्रणाली के मामले में, पूंजी लागत की प्रज्ञावान जांच समय-समय पर आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किए जाने वाले बैंचमार्क संनियमों के आधार पर की जाएगी :

परंतु यह और कि ऐसे मामलों में जहां बैंचमार्क संनियम विनिर्दिष्ट नहीं किए गए हैं, विवेकी जांच में पूंजी व्यय वित्त योजना, निर्माण के दौरान ब्याज, दक्ष प्रौद्योगिकी के उपयोग, लागत आधिक्य, समय आधिक्य और ऐसे अन्य मामलों की तर्क संगति की समीक्षा सम्मिलित की जा सकेगी जिन्हें टैरिफ के अवधारण के लिए आयोग द्वारा समुचित समझा जाए :

परंतु यह और कि आयोग हाइड्रो विद्युत परियोजनाओं की पूंजी लागत की विधीक्षा किसी स्वतंत्र एजेंसी या विशेषज्ञ द्वारा किए जाने के लिए मार्गदर्शक सिद्धांत जारी कर सकेगा और ऐसी स्थिति में, ऐसी एजेंसियों या विशेषज्ञों द्वारा विधीक्षित परियोजना लागत को आयोग द्वारा संबंधित हाइड्रो उत्पादन केंद्र के लिए टैरिफ अवधारित करते समय विचार में लिया जाएगा :

परंतु यह भी कि आयोग किसी विकासकर्ता, जो 31 मार्च, 2008 के भारत सरकार के संकल्प सं. 23/2/2005-आर एंड आर (जिल्द IV) द्वारा यथासंशोधित टैरिफ नीति में यथा अनुध्यात

राज्य के नियंत्रण या स्वामित्व वाली कंपनी न हो, की हाइड्रो-विद्युत परियोजनाओं के कमीशन करने की समय-सूची की समीक्षा और अनुमोदन के लिए मार्गदर्शक सिद्धांत जारी कर सकेगा :

परंतु यह भी कि जहां किसी राज्य सरकार द्वारा बोली की दो प्रक्रम वाली पारदर्शी प्रक्रिया का अनुसरण करते हुए किसी हाइड्रो उत्पादन केंद्र का स्थल किसी विकासकर्ता (जो राज्य के नियंत्रण या स्वामित्व वाली कंपनी नहीं है) को दिया गया है, वहां परियोजना स्थल आबंटित कराने के लिए परियोजना विकासकर्ता द्वारा उपगत या उपगत होने के लिए वचनबद्ध कोई व्यय पूंजी लागत में सम्मिलित नहीं किया जाएगा :

परंतु यह भी कि ऐसे हाइड्रो उत्पादन केंद्र के मामले में पूंजी लागत में निम्नलिखित सम्मिलित होंगे –

(क) यथा अनुमोदित राष्ट्रीय आर एंड आर नीति और आर एंड आर पैकेज के अनुसरण में परियोजना के अनुमोदित पुनर्वास और पुनःस्थापन (आर एंड आर) की योजना की लागत ; और

(ख) प्रभावित क्षेत्र में राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना में परियोजना विकासकर्ता के 10% अंशदान की लागत :

परंतु यह भी कि जहां उत्पादन कंपनी और हिताधिकारियों के मध्य किया गया विद्युत क्रय करार या, यथास्थिति, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों के मध्य किया गया क्रियान्वयन करार और पारेषण सेवा करार वास्तविक व्यय की अधिकतम सीमा का उपबंध करे तो आयोग द्वारा स्वीकृत पूंजी व्यय में टैरिफ के अवधारण के लिए ऐसी अधिकतम सीमा पर विचार किया जाएगा :

परंतु यह भी कि विद्यमान परियोजनाओं के मामले में, 1.4.2009 के पूर्व आयोग द्वारा स्वीकृत पूंजी लागत और लेखापरीक्षकों द्वारा सम्यक्तः प्रमाणित वास्तव में उपगत और 31.3.2009 तक और टैरिफ अवधि 2009-14 के संबंधित वर्षों के लिए उपगत किए जाने के लिए प्रक्षेपित अतिरिक्त पूंजी व्यय जैसा कि आयोग द्वारा स्वीकार किया जाए, टैरिफ के अवधारण के लिए आधार होगा ।

8. **आरंभिक पुर्जे**

निम्नलिखित अधिकतम सीमा संनियमों के अधीन रहते हुए, आरंभिक पुर्जे, मूल परियोजना लागत की प्रतिशतता के रूप में पूंजीकृत होंगे :

(i) कोयला आधारित/लिग्नाइट चालित उष्मीय उत्पादन केंद्र - 2.5%

(ii) गैस टर्बाइन/संयुक्त आवर्तन उष्मीय उत्पादन केंद्र - 4.0%

(iii) हाइड्रो उत्पादन केंद्र - 1.5%

(iv) पारेषण प्रणाली

(क) पारेषण लाइन - 0.75%

(ख) पारेषण उपकेंद्र - 2.5%

(ग) श्रृंखला प्रतिकर युक्तियां और एचवीडीसी केंद्र - 3.5%

परंतु यह कि जहां आरंभिक पुर्जे के लिए बैंचमार्क संनियम विनियम 7 के खंड (2) के प्रथम परंतुक के अधीन पूंजी लागत के लिए बैंचमार्क संनियम के भाग रूप में प्रकाशित हुए हैं तो ऐसे संनियम यहां विनिर्दिष्ट संनियमों को अपवर्जित करते हुए लागू होंगे ।

9. **अतिरिक्त पूंजीकरण**

(1) प्रज्ञावान जांच के अधीन रहते हुए, वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् और अंतिम तारीख तक वास्तव में उपगत या उपगत होने के लिए प्रक्षेपित कार्य की मूल परिधि के भीतर निम्नलिखित पूंजी व्यय, आयोग द्वारा स्वीकृत किया जा सकेगा :

(i) अनुन्मोचित दायित्व ;

(ii) निष्पादन के लिए आस्थगित कार्य ;

(iii) विनियम 8 के उपबंधों के अधीन रहते हुए कार्य की मूल परिधि के भीतर आरंभिक पूंजी स्पेयर्स की उपाप्ति ;

(iv) माध्यस्थम् के पंचाट को पूरा करने या न्यायालय के आदेश अथवा डिक्री का अनुपालन करने के लिए दायित्व ; और

(v) विधि में परिवर्तन :

परंतु यह कि व्यय अनुन्मोचित दायित्व और निष्पादन के लिए आस्थगित कार्यों के प्राक्कलन

के साथ कार्य की मूल परिधि में सम्मिलित संकर्मों के ब्यौरे टैरिफ के अवधारण के लिए आवेदन के साथ प्रस्तुत किए जाएंगे ।

(2) अंतिम तारीख के पश्चात् वास्तव में उगपत निम्नलिखित प्रकृति के पूंजी व्यय, विवेकी जांच के अधीन रहते हुए, आयोग के विवेकानुसार स्वीकृत किए जा सकेंगे :—

(i) माध्यस्थम् के पंचाट को पूरा करने या न्यायालय के आदेश अथवा डिक्री का अनुपालन करने के दायित्व ;

(ii) विधि में परिवर्तन ;

(iii) कार्य की मूल परिधि में राख के ढेर या राख की उठाई-धराई प्रणाली से संबंधित आस्थगित कार्य ;

(iv) हाइड्रो उत्पादन केंद्रों के मामले में, प्राकृतिक आपदाओं (किंतु उत्पादन कंपनी की उपेक्षा के फलस्वरूप विद्युत गृहों के आप्लायन के कारण नहीं), जिसमें किसी बीमा स्कीम के आगम के लिए समायोजन के पश्चात् भौगोलिक कारण भी है, द्वारा कारित नुकसान के कारण होने वाले किसी व्यय और किसी अतिरिक्त कार्य जो सफल और दक्ष संयंत्र प्रचालन के लिए आवश्यक हो जाए, के कारण उपगत व्यय ; और

(v) पारेषण प्रणाली के मामले में, रिलेज, नियंत्रण और यंत्रीकरण, कंप्यूटर प्रणाली, विद्युत लाइन वाहक संसूचना, डीसी बैट्रियों, स्विच यार्ड का प्रतिस्थापन, दोष स्तर में वृद्धि के कारण उपस्कर, आपातकालीन पुनः स्थापन प्रणाली, पृथक्कारी सफाई अवसंरचना, बीमे के अंतर्गत न आने वाले हानिग्रस्त उपस्करों का प्रतिस्थापन जैसी मदों पर अतिरिक्त व्यय और कोई अन्य व्यय, जो पारेषण प्रणाली के सफल और दक्ष प्रचालन के लिए आवश्यक हो गया हो :

परंतु यह कि उपरोक्त उपखंडों (iv) और (v) के संबंध में, औजार और रस्से, फर्नीचर, वातानुकूलकों, वोल्टेज स्टेबलाइजरों, कंप्यूटरों, रेफ्रिजरेटरों, कूलरों, पंखों, कपड़ा धोने की मशीनों,

उष्मा परिवर्तकों, गद्दों, कालीन आदि जैसी छोटी मदों या आस्तियों को अर्जित करने पर हुए कोई अन्य व्यय, जिन्हें अंतिम तारीख के पश्चात् क्रय किया गया है, 1.4.2009 से टैरिफ अवधारण के लिए अतिरिक्त पूंजीकरण हेतु विचार में नहीं लिया जाएगा ।

10. **नवीकरण और आधुनिकीकरण** (1) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, नवीकरण और आधुनिकीकरण (आरएंडआर) पर व्यय को चुकाने के लिए, उत्पादन केंद्र या उसकी इकाई अथवा पारेषण प्रणाली के उपयोगी जीवनकाल के परे का विस्तार करने के प्रयोजन से एक विस्तृत परियोजना रिपोर्ट के साथ प्रस्ताव के अनुमोदन के लिए आयोग के समक्ष आवेदन करेगा । परियोजना रिपोर्ट में पूर्ण क्षेत्राधिकार औचित्य, लागत फायदा विश्लेषण, एक निर्देश तारीख से अनुमोदित जीवनकाल विस्तार, वित्तीय पैकेज, व्यय के चरण, पूरा होने की समय-सूची, निर्देश कीमत स्तर, विदेशी मुद्रा सहित काम पूरा होने की अनुमानित लागत, यदि कोई हो, हिताधिकारियों के साथ परामर्श का अभिलेख और ऐसी अन्य सूचना दी जाएगी जिसे उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा सुसंगत समझा जाए :

परंतु यह कि कोयला आधारित/लिग्नाइट चालित उष्मीय उत्पादन केंद्र के मामले में, उत्पादन कंपनी अपने विवेकानुसार, खंड (4) में विनिर्दिष्ट संनियमों के अनुसार उत्पादन केंद्र या उसकी यूनिट के उपयोगी जीवन के परे नवीकरण और आधुनिकीकरण सहित खर्चों को पूरा करने के लिए प्रतिकर के रूप में एक 'विशेष भत्ता' प्राप्त कर सकेगी और ऐसी स्थिति में पूंजी लागत के पुनरीक्षण पर विचार नहीं किया जाएगा तथा लागू प्रचालन संनियम को शिथिल नहीं किया जाएगा किंतु विशेष भत्ते को वार्षिक स्थिर लागत में सम्मिलित किया जाएगा :

परंतु यह भी कि ऐसा विकल्प उस उत्पादन केंद्र या यूनिट को उपलब्ध नहीं होगा जिसके लिए नवीकरण और आधुनिकीकरण किया गया है और व्यय को आयोग द्वारा इन विनियमों के प्रारंभ के पूर्व स्वीकृत किया गया है, या उस उत्पादन केंद्र या यूनिट के लि[illegible] निःशेषित स्थिति में है या शिथिल प्रचालनात्मक तथा कार्य निष्पादन संनियमों के अधीन कार्य कर रही है ।

(2) जहां, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, नवीकरण तथा आधुनिकीकरण के अपने प्रस्ताव के अनुमोदन के लिए आवेदन करे, अनुमोदन, लागत प्राक्कलनों, की युक्तियुक्तता,

वित्त योजना, पूरा होने की समय-सूची, संनिर्माण के दौरान ब्याज, दक्ष प्रौद्योगिकी के उपयोग, लागत फायदा विश्लेषण और ऐसे अन्य तथ्यों पर, जो आयोग द्वारा सुसंगत माने जाएं, सम्यक्तः विचार करने के पश्चात् प्रदान किया जाएगा ।

(3) नवीकरण और आधुनिकीकरण व्यय तथा जीवनकाल विस्तार के प्राक्कलनों पर आधारित विवेकी जांच के पश्चात् आयोग द्वारा यथास्वीकृत वास्तव में उगपत या उपगत होने के लिए प्रक्षेपित व्यय और प्रतिस्थापित आस्तियों की मूल रकम को अपलिखित करने तथा मूल परियोजना लागत से पहले ही वसूल किए गए संचित अवक्षयण को घटाने के पश्चात् टैरिफ् के अवधारण के लिए आधार बनेंगे ।

(4) इस विनियम के खंड (1) के प्रथम परंतुक में वैकल्पिक विकल्प को अपनाने वाली उत्पादन कंपनी को कोयला आधारित/लिग्नाइट चालित उत्पादन केंद्रों के लिए वर्ष 2009-10 में 5 लाख रुपए/एमडब्ल्यू/वर्ष की दर पर एक विशेष भता अनुज्ञात किया जाएगा तथा उसके पश्चात् अगले वित्तीय वर्ष से यूनिट-वार किसी उत्पादन केंद्र की संबंधित यूनिटों के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के निर्देश से उपयोगी जीवनकाल पूरा होने की संबंधित तारीख से टैरिफ अवधि 2009-14 के दौरान वर्धित 5.72% प्रति वर्ष की दर पर अनुज्ञात किया जाएगा :

परंतु यह कि ऐसी यूनिट के संबंध में, जो 1.4.2009 को 25 वर्षों से अधिक अवधि से प्रचालन में हैं, यह भत्ता वर्ष 2009-10 से अनुज्ञेय होगा ।

11. **इंफर्म विद्युत का विक्रय** - इंफर्म विद्युत का प्रदाय अननुसूचित विनियम (यू.आई.) के रूप में संगणित किया जाएगा और इसका संदाय लागू आवृत्ति लिंक्ड यूआई दर पर प्रादेशिक या राज्य यूआईपूल खाते से किया जाएगा :

परंतु यह कि उत्पादन कंपनी द्वारा इंफर्म विद्युत के विक्रय से अर्जित कोई राजस्व, ईंधन खर्चों को गणना में लेने के पश्चात् पूंजी लागत में कमी के लिए उपयोजित किया जाएगा ।

12. **ऋण-साम्या अनुपात** (1) 1.4.2009 को या उसके पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित परियोजना के लिए, यदि वास्तव में लगाई गई साम्या पूंजी लागत के 30% से अधिक है तो 30% के आधिक्य में साम्या मानकीय ऋण का भाग समझी जाएगी :

परंतु यह कि जहां वास्तव में लगाई गई साम्या, पूंजी लागत के 30% से कम है, वहां टैरिफ के अवधारण के लिए वास्तविक साम्या पर विचार किया जाएगा :

परंतु यह और कि विदेशी मुद्रा में विनिधान की गई साम्या, प्रत्येक विनिधान की तारीख को भारतीय रुपयों में अभिहित की जाएगी ।

स्पष्टीकरण - यदि परियोजना के वित्त पोषण के लिए, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अंश पूंजी जारी करते समय और इसकी मुक्त आरक्षिति से सृजित आंतरिक स्रोतों के विनिधान से कोई प्रीमियम लिया जाता है तो इसे साम्या पर प्रतिदाय संगणित करने के प्रयोजन के लिए संदत्त पूंजी के रूप में संगणित किया जाएगा परंतु यह तब जब उस प्रीमियम की रकम और आंतरिक स्रोतों का उपयोग, वास्तव में उत्पादन केंद्र या पारेषण प्रणाली के पूंजी व्यय को पूरा करने में हुआ हो ।

(2) 1.4.2009 के पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित उत्पादन केंद्र और पारेषण प्रणाली के मामले में, 31.3.2009 को समाप्त होने वाली अवधि के लिए टैरिफ के अवधारण हेतु आयोग द्वारा अनुज्ञात ऋण-साम्या अनुपात पर विचार किया जाएगा :

(3) टैरिफ के अवधारण के लिए अतिरिक्त पूंजी व्यय के रूप में आयोग द्वारा 1.4.2009 को या उसके पश्चात् स्वीकृत उपगत या उपगत होने के लिए प्रक्षेपित कोई व्यय तथा जीवनकाल विस्तार के लिए नवीकरण और आधुनिकीकरण व्यय पर इस विनियम के खंड में विनिर्दिष्ट रीति से विचार किया जाएगा ।

अध्याय 3

टैरिफ की संगणना

13. **टैरिफ के संघटक** (1) थर्मल उत्पादन केंद्र से ऊर्जा के प्रदाय के लिए टैरिफ में दो भाग सम्मिलित होंगे, अर्थात् क्षमता प्रभार (विनियम 14 में विनिर्दिष्ट संघटकों से बनी वार्षिक नियम लागत की वसूली के लिए) तथा ऊर्जा प्रभार (प्रारंभिक ईंधन लागत तथा चूना पत्थर लागत जहां लागू हो, की वसूली के लिए)

(2) हाइड्रो उत्पादन केंद्र से विद्युत के प्रदाय के लिए टैरिफ में दो प्रभारो के माध्यम से (विनियम 14 में विनिर्दिष्ट संघटकों से मिलकर बने) वार्षिक नियत लागत की वसूली के लिए विनियम 22 में यथा उपबंधित रीति से व्युत्पन्न क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार सम्मिलित होंगे ।

(3) अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली पर विद्युत के पारेषण के लिए टैरिफ में इन विनियमों के विनियम 14 में विनिर्दिष्ट संघटकों से मिलकर बनी वार्षिक नियत लागत की वसूली के लिए पारेषण प्रभार सम्मिलित होंगे ।

14 **वार्षिक नियत लागत** : (1) उत्पादन केंद्र या पारेषण प्रणाली की वार्षिक नियत लागत (एएफसी) निम्नलिखित संघटकों से मिलकर बनेगी :–

(क) रिटर्न आन ईक्विटी ;

(ख) ऋण पूंजी पर ब्याज ;

(ग) अवक्षयण ;

(घ) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज ;

(ङ) प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे ;

(च) गौण ईंधन तेल की लागत (केवल कोयला आधारित तथा लिग्नाइट चालित उत्पादन केंद्रों के लिए) ;

(छ) आर एंड एम के बदले विशेष भत्ता या पृथक् प्रतिकर भत्ता, जो भी लागू हो,

15. **रिटर्न आन ईक्विटी** (1) रिटर्न आन ईक्विटी विनियम 12 के अनुसार अवधारित ईक्विटी के आधार पर रुपए में संगणित की जाएगी ।

(2) रिटर्न आन ईक्विटी इस विनियम के खंड (3) के अनुसार कुल योग किए जाने वाले 15.5% की दर के आधार पर पूर्व-कर आधार पर अनुज्ञात की जाएगी :

परंतु यह कि 1 अप्रैल, 2009 को या उसके पश्चात् अधिकृत परियोजनाओं की दशा में, 0.5% का अतिरिक्त रिटर्न तब अनुज्ञात किया जाएगा यदि ऐसी परियोजनाएं, यथास्थिति, बोर्ड विनिधान द्वारा अनुमोदन या सीसीए निकासी की तारीख से मानी गई परिशिष्ट 2 में विनिर्दिष्ट समय-सीमा के भीतर पूरी की जाती हैं ।

परंतु यह और कि 0.5% का अतिरिक्त रिटर्न तब अनुज्ञेय नहीं होगा यदि परियोजना किसी भी कारण से उपरोक्त विनिर्दिष्ट यथा अनुबद्ध समय के भीतर पूरी नहीं की जाती है ।

(3) रिटर्न ऑन ईक्विटी की दर की संगणना, यथास्थिति, संबंधित उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को यथालागू वर्ष 2008-09 के लिए प्रसामान्य कर दर के साथ आधार दर का योग करके की जाएगी :

परंतु यह कि टैरिफ अवधि के दौरान क्रमिक वर्ष के सुसंगत वित्त अधिनियम के उपबंधों के आधार पर, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को लागू वास्तविक कर दर की बाबत रिटर्न आन ईक्विटी को अगली टैरिफ अवधि के लिए फाइल की गई टैरिफ याचिका के साथ टैरिफ अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए पृथक् रूप से ट्यूड-अप किया जाएगा ।

(4) रिटर्न आन ईक्विटी की दर तीन दशमलव के लिए पूर्णांकित की जाएगी तथा निम्नलिखित सूत्र के अनुसार संगणित की जाएगी :–

पूर्व-कर रिटर्न आन ईक्विटी की दर = आधार दर/(1-t)

जहां t इस विनियम के खंड (3) के अनुसार लागू कर दर है ।

दृष्टांत –

(i) 11.33% की दर पर न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी), जिसमें अधिभार तथा उपकर भी है, का संदाय करने वाली उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की दशा में :

रिटर्न आन ईक्विटी की दर = 15.50/(1-0.1133) = 17.481%

(ii) 33.39% की दर पर विद्यमान निगमित कर जिसमें अधिभार तथा उपकर भी सम्मिलित है, का संदाय करने वाली उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की दशा में :–

रिटर्न आन ईक्विटी की दर = 15.50/(1-0.3399) = 23.481%

16. **ऋण पूंजी पर ब्याज** (1) विनियम 12 में उपदर्शित रीति से प्राप्त ऋणों पर ऋण पर ब्याज की संगणना के लिए सकल मानकीय ऋण के रूप में विचार किया जाएगा ।

(2) 1.4.2009 को बकाया मानकीय ऋण को सकल मानकीय ऋण से 31.3.2009 तक आयोग द्वारा यथास्वीकृत संचयी प्रतिसंदाय में कटौती करके तय किया जाएगा ।

(3) टैरिफ अवधि 2009-14 के अपने-अपने वर्ष के लिए प्रतिसंदाय को उस वर्ष के लिए अनुज्ञात अवक्षयण के समान समझा जाएगा :

(4) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्राप्त किसी ऋणस्थगन अवधि के होते हुए भी, परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के पहले वर्ष से ऋण के प्रतिसंदाय पर विचार किया जाएगा तथा अनुज्ञात वार्षिक अवक्षयण के बराबर होगा ।

(5) ब्याज की दर प्रत्येक वर्ष के प्रारंभ पर, यथास्थिति, उत्पादन केंद्र या पारेषण प्रणाली को लागू वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर संगणित ब्याज की भारित औसत दर होगी :

परंतु यह कि यदि किसी विशिष्ट वर्ष के लिए वास्तविक ऋण नहीं है, किंतु मानकीय ऋण अभी भी बकाया है, तो ब्याज की अंतिम उपलब्ध भारित औसत दर पर विचार किया जाएगा :

परंतु यह और कि यदि, यथास्थिति, उत्पादन केंद्र या पारेषण प्रणाली के पास वास्तविक ऋण नहीं है तो उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की ब्याज की भारित औसत दर पर पूर्णतः विचार किया जाएगा ।

(6) ऋण पर ब्याज की संगणना ब्याज की भारित औसत दर को लागू करके वर्ष के मानकीय औसत ऋण पर की जाएगी ।

(7) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी ब्याज पर कुल बचत के परिणामस्वरूप ऋण के पुनः वित्त का हर संभव प्रयास करेंगे जिससे कि उसका कुल फायदा फायदाग्राहियों को

मिल सके तथा ऐसे पुर्नवित्त से सहबद्ध लागत का वहन फायदाग्राहियों द्वारा किया जाएगा तथा शुद्ध लाभ को 2:1 के अनुपात में फायदाग्राही और उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के बीच विभाजित किया जाएगा ।

(8) ऋण के निबंधन तथा शर्तों में परिवर्तन को ऐसे पुर्नवित्त की तारीख से प्रदर्शित किया जाएगा ।

(9) किसी विवाद की दशा में, कोई भी पक्षकार विवाद के निटान के लिए समय-समय पर यथासंशोधित केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (कारबार संव्यवहार) विनियम, 1999 जिसमें उसकी कानूनी अधिनियमिति भी है, के अनुसार पर्याप्त आवेदन कर सकेगा :

परंतु यह कि फायदाग्राही या पारेषण ग्राहकों ऋण के पुर्नवित्त से उद्भूत किसी विवाद के लंबित होने के दौरान उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा दावों पर ब्याज के मद्दे किसी भी संदाय को नहीं रोकेंगे ।

17. **अवक्षयण** (1) अवक्षयण के प्रयोजन के लिए आधार मूल्य आयोग द्वारा स्वीकृत आस्ति की पूंजी लागत होगा ।

(2) आस्ति के सालवेज मूल्य पर 10% के रूप में विचार किया जाएगा तथा अवक्षयण आस्ति को पूंजी लागत के अधिकतम 90% तक अनुज्ञात किया जाएगा :

परंतु यह कि हाइड्रो उत्पादन केंद्र की दशा में, सालवेज मूल्य स्थल पर सृजन के लिए राज्य सरकार के साथ विकासकताओं द्वारा हस्ताक्षरित करार में यथा उपबंधित होगा :

परंतु यह और कि अवक्षणीय मूल्य की संगणना के प्रयोजन के लिए हाइड्रो उत्पादन केंद्र की आस्ति की पूंजी लागत विनियमित टैरिफ पर दीर्घकालिक ऊर्जा क्रय करार के अधीन विद्युत के विक्रय की प्रतिशतता की तत्स्थानी होगी ।

(3) पट्टे के अधीन धारित भूमि के सिवाय भूमि तथा हाइड्रो उत्पादन केंद्र की दशा में, जलाशय के लिए भूमि अवक्षणीय आस्ति नहीं होगी तथा इसकी लागत आस्तियों के अवक्षयण मूल्य की संगणना करते समय पूंजी लागत से अपवर्जित होगी ।

(4) उत्पादन केंद्र तथा पारेषण प्रणाली की आस्तियों के लिए अवक्षयण की संगणना स्ट्रेट लाइन पद्धति तथा इन विनियमों के परिशिष्ट - 3 में विनिर्दिष्ट दरों के आधार पर वार्षिक रूप से की जाएगी :

परंतु यह कि वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 12 वर्ष की अवधि के पश्चात्, वर्ष के 31वें मार्च को शेष अवक्षणीय मूल्य को आस्तियों के शेष उपयोगी जीवनकाल पर विस्तारित किया जाएगा ।

(5) विद्यमान परियोजनाओं की दशा में, 1.4.2009 को शेष अवक्षणीय मूल्य को आस्तियों के कुल अवक्षणीय मूल्य के 31.3.2009 तक आयोग द्वारा यथास्वीकृत संचयी अवक्षयण में कटौती करके तय किया जाएगा ।

(6) अवक्षयण वाणिज्यिक प्रचालन के पहले वर्ष से प्रभार्य होगा । वर्ष के भाग के लिए आस्ति के वाणिज्यिक प्रचालन की दशा में, अवक्षयण आनुपातिक आधार पर प्रभारित किया जाएगा ।

18. **कार्यकरण पूंजी पर ब्यांज** (1) कार्यकरण पूंजी में निम्नलिखित सम्मिलित होगा :

(क) कोयला आधारित/लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन केंद्र

(i) कोयला या लिग्नाइट तथा चूना पत्थर की लागत, यदि लागू हो, मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक की तत्स्थानी उत्पादन के लिए पिट हेड उत्पादन केंद्रों के लिए 1-1/2 मास तथा गैर-पिट हैड उत्पादन केंद्रों के लिए दो मास ;

(ii) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक की तत्स्थानी उत्पादन के लिए दो मास के लिए गौण ईंधन तेल की लागत तथा एक से अधिक गौण ईंधन तेल के उपयोग की दशा में, मुख्य गौण ईंधन तेल के लिए ईंधन तेल स्टाक की लागत ।

(iii) नियम 19 में विनिर्दिष्ट प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों का 20% की दर से रखरखाव पुर्जे ।

(iv) मानकीय संयंत्र उपलब्धता कारक पर संगणित विद्युत के विक्रय के लिए क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभारों के दो मास के बराबर प्राप्य ;

(v) एक मास के लिए प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे ।

(ख) ओपन साइकल गैस टर्बाइन/संयुक्त साइकल थर्मल उत्पादन केंद्र

(i) गैस ईंधन तथा तरल ईंधन पर उत्पादन केंद्र के प्रचालन की पद्धति को ध्यान में रखते हुए मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक की तत्स्थानी एक मास के लिए ईंधन लागत ;

(ii) 1/2 मास के तरल ईंधन स्टाक और एक से अधिक तरल ईंधन की दशा में, मुख्य तरल ईंधन की लागत ;

(iii) विनियम 19 में विनिर्दिष्ट प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों के 30% की दर से रखरखाव पुर्जे ;

(iv) गैस ईंधन तथा तरल ईंधन पर उत्पादन केंद्र के प्रचालन की पद्धति को सम्यक् रूप से ध्यान में रखते हुए, मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक पर संगणित विद्युत के विक्रय के लिए क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभारों के दो मास के समकक्ष प्राप्य ; और

(v) एक मास के लिए प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे ;

(ग) हाइड्रो उत्पादन केंद्र तथा पारेषण प्रणाली की दशा में :

(i) नियत लागत के दो मास के समकक्ष प्राप्य ;

(ii) विनियम 19 में विनिर्दिष्ट प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों का 15% की दर से रखरखाव स्पेयर्स ;

(iii) एक मास के लिए प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे ।

(2) खंड (1) के उपखंड (क) तथा (ख) के अधीन सम्मिलित मामलों में ईंधन की लागत उत्पादन कंपनी द्वारा उपगत उधार लागत (मानकीय संक्रमण तथा उठाई-धराई हानियों को ध्यान में रखते हुए) तथा उस पहले मास, जिसके लिए टैरिफ अवधारित किया जाना है, के पूर्ववर्ती तीन मास

के लिए वास्तविक के अनुसार ईंधन की कुल क्लोरिफिक मूल्य के आधार पर होगी तथा टैरिफ अवधि के दौरान ईंधन कीमत उतार-चढ़ाव नहीं किया जाएगा ।

(3) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज की दर मानकीय आधार पर होगी तथा 1.4.2009 को या उस वर्ष की पहली अप्रैल, जिस वर्ष में, यथास्थिति, उत्पादन केंद्र या उसके यूनिट या पारेषण प्रणाली वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किए जाते हैं, जो भी बाद में हो, भारतीय स्टेट बैंक की लघुकालिक प्राइम उधार दर के बराबर होगी ।

(4) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज इस बात के होते हुए भी मानकीय आधार पर संदेय होगा कि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी ने किसी बाहरी अभिकरण से कार्यकरण के लिए पूंजी ऋण नहीं लिया है ।

19. **प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे** : मानकीय प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे निम्नानुसार होंगे, अर्थात् :–

(क) खंड (ख) और (घ) में निर्दिष्ट उत्पादन केंद्रों के भिन्न कोयला आधारित तथा लिग्नाइट-चालित (सीएफबीसी तकनीकी सहित) उत्पादन केंद्र

(रुपए लाख में/मेगावाट)

वर्ष	200/210/250 मेगावाट सेट	300/330/350 मेगावाट सेट	500 मेगावाट सेट	600 मेगावाट तथा उससे ऊपर के सेट
2009-10	18.20	16.00	13.00	11.70
2010-11	19.24	16.92	13.74	12.37
2011-12	20.34	17.88	14.53	13.08
2012-13	21.51	18.91	15.36	13.82
2013-14	22.74	19.99	16.24	14.62

परंतु यह और कि उसी केंद्र में ऊपर संनियमों को अपने-अपने यूनिट आकार आकारों में अतिरिक्त यूनिटों के लिए, ऐसे यूनिटों के लिए जिनके वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख 1.4.2009 को या उसके पश्चात् घोषित हुई है, निम्नलिखित कारकों द्वारा गुणांकित किया जाएगा :

200/210/250 मेगावाट.	अतिरिक्त 5 तथा 6 यूनिटें	0.9
	अतिरिक्त 7 और उससे अधिक यूनिटें	0.85
300/330/350 मेगावाट	अतिरिक्त 4 तथा 5 यूनिटें	0.9
	अतिरिक्त 6 और उससे अधिक यूनिटें	0.85
500 मेगावाट और उससे ऊपर	अतिरिक्त 3 तथा 4 यूनिटें	0.9
	अतिरिक्त 5 तथा उससे ऊपर की यूनिटें	0.85

(ख) एनटीपीसी के तलचर थर्मल पावर स्टेशन (टीपीएस), टांडा टीपीएस, बदरपुर टीपीएस तथा डीवीसी के बोकारो टीपीएस, चंदरपुर टीपीएस तथा दुर्गापुर टीपीएस

(रुपए लाख में/मेगावाट)

वर्ष	तलचर टीपीएस	टांडा तथा चंदरपुर टीपीएस	बदरपुर तथा दुर्गापुर टीपीएस
2009-10	32.75	26.25	31.35
2010-11	36.64	27.75	32.25
2011-12	36.60	29.34	33.17
2012-13	38.70	31.02	34.12
2013-14	40.91	32.79	35.09

(ग) ओपन साइकल गैस टर्बाइन/संयुक्त साइकल उत्पादन केंद्र

(रुपए लाख में/मेगावाट)

वर्ष	लघु गैस टर्बाइन/ऊर्जा उत्पादन केंद्रों से भिन्न गैर टर्बाइन/संयुक्त साइकल उत्पादन केंद्र	लघु गैस टर्बाइन ऊर्जा उत्पादन केंद्र	अगरतला जीपीएस
(1)	(2)	(3)	(4)
2009-10	14.80	22.90	31.75
2010-11	15.65	24.21	33.57
2011-12	16.54	25.59	35.49
2012-13	19.49	27.06	37.52
2013-14	18.49	28.61	39.66

(घ) लिग्नाइट-चालित उत्पादन केंद्र

(रुपए लाख में/मेगावाट)

वर्ष	125 मेगावाट सेट	एनएलसी के टीपीएस-I
2009-10	24.00	27.00
2010-11	25.37	28.54
2011-12	26.82	30.18
2012-13	28.36	31.90
2013-14	29.98	33.73

(ङ) कोयला आधारित/लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन केंद्र की दशा में, पूंजी प्रकृति जिसमे छोटी आस्तियों की प्रकृति भी सम्मिलित है, की नई आस्ति संबंधी खर्चों को पूरा करने के लिए यूनिट-वार पृथक् प्रतिकर, यथास्थिति, उपयोगी जीवनकाल के 10, 15 या 20 वर्ष पूरे होने वाले वर्ष के आगामी वर्ष से निम्नलिखित रीति से अनुज्ञेय होगा :–

प्रचालन का वर्ष	प्रतिकर भत्ता (रुपए लाख में/मेगावाट 1 वर्ष)
0-10	शून्य
11-15	0.15
16-20	0.35
21-25	0.65

(च) हाइड्रो उत्पादन केंद्र

(i) विद्यमान ऐसे उत्पादन केंद्रों, जो आधार वर्ष 2007-08 में 5 वर्ष या उससे अधिक वर्ष से प्रचालन में है, के लिए प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे, आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच करने के पश्चात् संपरीक्षित तुलन पत्रों, प्रसामान्य प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे को छोड़कर, के आधार पर वर्ष 2003-04 तथा 2007-08 के लिए वास्तविक प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों के आधार पर व्युत्पन्न होंगे ।

(ii) प्रज्ञावान जांच के पश्चात् वर्ष 2003-04 से 2007-08 तक के लिए, प्रसामान्य प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों के क्रमशः, 2007-08 की कीमत स्तर पर प्रसामान्य प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों तक पहुंचने के लिए 5.17% प्रति वर्ष की दर पर वृद्धि की जाएगी तथा 2007-08 के कीमत स्तर पर वर्ष 2003-04 से 2007-08 के लिए प्रसामान्यीकृत औसत प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों पर पहुंचने के लिए औसत निकाली जाएगी । 2007-08 कीमत स्तर पर औसत प्रसामान्य प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों में वर्ष 2009-10 के लिए प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों तक पहुंचने के लिए 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी :

परंतु यह कि आधार वर्ष 2009-10 के लिए प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों को वर्ष 2009-10 के लिए अनुज्ञेय प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों को तय करने के लिए सार्वजनिक क्षेत्र के उपक्रमों के कर्मचारियों के वेतन पुनरीक्षण के मद्दे कर्मचारी लागत में 50% की वृद्धि पर विचार करते हुए और सुव्यवस्थित किया जाएगा ।

(iii) वर्ष 2009-10 के लिए आधार प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों को टैरिफ अवधि के पश्चात्वर्ती वर्षों के लिए अनुज्ञेय प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों पर 5.75% प्रति वर्ष की दर पर और वृद्धि की जाएगी ।

(iv) ऐसे हाइड्रो उत्पादन केंद्रों की दशा में, जो 1.4.2009 को पांच वर्ष की अवधि के लिए वाणिज्यिक प्रचालन में नहीं हैं, प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों को मूल परियोजना लागत के (पुर्नवास तथा पुर्नव्यवस्थापन संकर्मों की लागत को छोड़कर) 2% पर नियत किया जाएगा और ऐसे मामलों में, वर्ष 2007-08 तक प्रति वर्ष 5.17% की वृद्धि की जाएगी तथा 2007-08 की कीमत स्तर पर ओएंडएम खर्चों पर तय करने के लिए औसत निकाला जाएगा । तत्पश्चात् उसमें टैरिफ अवधि के क्रमशः वर्षों में प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों तक पहुंचने के लिए प्रति वर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी :

(v) 1.4.2009 को या उसके पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित हाइड्रो

उत्पादन केंद्रों की दशा में, प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों को मूल परियोजना लागत (पुनर्वास तथा पुर्नव्यवस्थापन संकर्मों को छोड़कर) के 2% पर नियत किया जाएगा तथा पश्चात्वर्ती के लिए 5.72% प्रतिवर्ष की वार्षिक वृद्धि के अध्यधीन होगी ।

(छ) पारेषण प्रणाली

(i) प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों के लिए संनियम निम्नानुसार होंगे :

पारेषण प्रणाली के लिए ओएंडएम व्यय हेतु संनियम

	2009-10	2009-11	2009-12	2009-13	2009-14
उपकेंद्र के लिए संनियम (रुपए लाख/प्रति बे में)					
765 केवी	73.36	77.56	81.99	86.68	91.64
400 केवी	52.40	55.40	58.57	61.92	65.46
220 केवी	36.68	38.78	40.00	43.34	45.82
132 केवी तथा उससे निम्न	26.20	27.70	29.28	30.96	32.73
एसी तथा एचवीडीसी के लिए संनियम (रुपए लाख प्रति केएम)					
एकल सर्किट (चार या उससे अधिक उप-कंडेक्टरों के साथ बंडल्ड कंडेक्टर)	0.525	0.555	0.586	0.620	0.671
एकल सर्किट (दो या तीन कंडेक्टर)	0.350	0.370	0.391	0.413	0.447
एकल सर्किट (एकल सर्किट)	0.175	0.185	0.195	0.207	0.224
दोहरा सर्किट (चार या उससे अधिक सब-कंडेक्टरों के साथ बंडल्ड कंडेक्टर)	0.940	0.994	1.051	1.111	1.174
दोहरा सर्किट (दो या तीन कंडेक्टर)	0.627	0.633	0.701	0.741	0.783
दोहरा सर्किट (एकल सर्किट)	0.269	0.284	0.301	0.318	0.336
एचवीडीसी स्टेशन के लिए संनियम (रुपए लाख प्रति 100 मेगावाट क्षमता)					
एचवीडीसी बैक-2 बैक स्टेशन (500 मेगावाट प्रति लाख रुपए)	443.00	468.00	495.00	523.00	553.00
रिहंद - दादरी एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम (रुपए लाख)	1450.00	1533.00	1621.00	1713.00	1811.00
तलचर - कोलार एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम (रुपए लाख)	1699.00	1796.00	1899.00	2008.00	2122.00

(ii) पारेषण प्रणाली के लिए कुल अनुज्ञेय प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों की संगणना क्रमशः प्रति बे तथा प्रति केएम प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों के लिए लागू संनियमों के साथ बेजों की संख्या तथा लाइन लंबाई के किलोमीटर से गुणांकित करके संगणित की जाएगी ।

20. **कोयला तथा लिग्नाइट आधारित उत्पादन केंद्रों के लिए गौण ईंधन तेल खपत संबंधी खर्चे**

(1) रुपयों में गौण ईंधन तेल संबंधी खर्चों की संगणना निम्नलिखित सूत्र के अनुसार विनियम 26 के खंड (iii) में विनिर्दिष्ट मानकीय गौण ईंधन तेल खपत (एसएफसी) की तत्स्थानी की जाएगी :

$$= \text{एसएफ}_i\text{सी} \times \text{एलपीएसएफ}_i \times \text{एनएपीएएफ} \times 24 \times \text{एनडीवाई} \times \text{आईसी} \times 10$$

जहां,

$\text{एसएफसी}_{\text{एन}}$ – एमएल/केडब्ल्यूएच में मानकीय विनिर्दिष्ट ईंधन तेल खपत

एलपीएसएफ_i – प्रारंभिक रूप से विचार किए गए रुपए/एमएल में गौण ईंधन की भारित औसत उधार कीमत

एनएपीएएफ – प्रतिशतता में मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक

एनडीवाई – वर्ष में दिनों की संख्या

आईसी – मेगावाट में संस्थापित क्षमता

(2) आरंभिक रूप से गौण ईंधन तेल पर उत्पादन कंपनी द्वारा उपगत उधार कीमत लागत तीन पूर्ववर्ती मास की भारित, औसत कीमत की वास्तविकता के आधार पर तथा तीन पूर्ववर्ती मास की उधार लागत के अभाव में, वर्ष के प्रारंभ से पूर्व, उत्पादन केंद्र के लिए नवीनतम अपर्याप्त कीमत के आधार पर की जाएगी ।

गौण ईंधन तेल खर्चे निम्नलिखित सूत्र के अनुसार टैरिफ अवधि के प्रत्येक वर्ष की समाप्ति पर ईंधन कीमत समायोजन के अधीन रहते हुए होंगे :

एसएफसी x एनएपीएएफ x 24 x एनडीवाई x आईसी x 10 x (एलपीएसएफवाई-एलपीएसएफ_i)

जहां,

एलपीएसएफ$_{वाई}$ = वर्ष के लिए गौण ईंधन तेल की भारित औसत उधार कीमत, रुपए/एमएल में

21. **थर्मल उत्पादन केंद्रों के लिए क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभार की संगणना तथा संदाय**

(1) थर्मल उत्पादन केंद्र की नियत लागत को इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट संनियमों के आधार पर वार्षिक आधार पर संगणित किया जाएगा तथा क्षमता प्रभार के अधीन मासिक आधार पर वसूला जाएगा । उत्पादन केंद्र के लिए संदेय कुल क्षमता प्रभार को उत्पादन केंद्र की क्षमता में उनकी अपनी-अपनी प्रतिशतता अंश/आबंटन के अनुसार विभाजित किया जाएगा ।

(2) कलेंडर मास के लिए थर्मल उत्पादन केंद्र को संदेय क्षमता प्रभार (प्रोत्साहन को छोड़कर) की संगणना निम्नलिखित सूत्र के अनुसार की जाएगी :

(क) वित्तीय वर्ष के 1 अप्रैल को दस (10) वर्षों से कम के लिए वाणिज्यिक प्रचालन में उत्पादन केंद्रों के लिए :

एएफसी x (एनडीएम/एनडीवाई) x (0.5+0.5 x पीएएफएम/एनपीएएफ) (रुपए में) ;

परंतु यह कि यदि वित्तीय वर्ष के दौरान प्राप्त संयंत्र उपलब्धता कारक (पीएएफवाई) 70% से कम है तो वित्तीय वर्ष के लिए कुल क्षमता प्रभार निम्नलिखित तक निर्बंधित होगा, –

एएफसी x (0.5+35/एनएपीएएफ) x (पीएएफवाई/70) (रुपए में) ;

(ख) वर्ष के 1 अप्रैल को, दस (10) वर्ष या उससे अधिक के लिए वाणिज्यिक प्रचालन में उत्पादन केंद्र के लिए :

एएफसी x (एनडीएम/एनडीवाई) x (पीएएफएम/एनपीएएफ) (रुपए में)

जहां,

एएफसी = वर्ष के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक नियत लागत, रुपए में

एनएपीएएफ = प्रतिशतता में मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक

एनडीएम = मास में दिनों की संख्या

एनडीवाई = वर्ष में दिनों की संख्या

पीएएफएम = मास के दौरान प्राप्त संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

पीएएफवाई = वर्ष के दौरान प्राप्त संयंत्र उपलब्धता कारक, रुपए में

(3) पीएएफएम तथा पीएएफवाई की संगणना निम्नलिखित सूत्र के अनुसार की जाएगी :

$$\text{पीएएफएम और पीएएफवाई} = 10000 \times \text{डीसी}_i / \{\text{एन} \times \text{आईसी} \times (100 - \text{एयूएक्स})\} \%$$

$$i = 1$$

जहां,

एयूएक्स = प्रतिशतता में मानकीय अतिरिक्त ऊर्जा खपत

डीसी_i = दिन के समाप्त होने पर संबंधित भार प्रेषण केंद्र द्वारा यथा प्रमाणित, यथास्थिति, अवधि के i दिन के लिए अर्थात् मास या वर्ष नीचे खंड (4) के अधीन रहते हुए, औसत घोषित क्षमता (एक्स बस मेगावाट में)

आईसी = उत्पादन केंद्र की संस्थापित क्षमता (मेगावाट में)

एन = अवधि के दौरान दिनों की संख्या, अर्थात्, यथास्थिति, मास या वर्ष

टिप्पण : डीसी i तथा आईसी को उन उत्पादन केंद्रों की क्षमता से अपवर्जित किया जाएगा जो वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित नहीं किए गए हैं । संबंधित अवधि के दौरान आईसी में परिवर्तन की दशा में, उसके औसत मूल्य को लिया जाएगा ।

(4) थर्मल उत्पादन केंद्र में ईंधन की कमी की दशा में, उत्पादन कंपनी आफ-पीक घंटो के दौरान ईंधन में बचत करके पीक-भार घंटों के दौरान उच्चतर मेगावाट देने का प्रस्ताव कर सकेगी । संबंधित भार प्रेषण केंद्र फायदाग्राहियों के साथ परामर्श करके अपनी मेगावाट तथा ऊर्जा क्षमता का अनुकूलतम उपयोग करने हेतु उत्पादन केंद्र के लिए व्यावहारिक डे-एहेड अनुसूची विनिर्दिष्ट कर सकेगा । ऐसी दशा में डीसी उस दिन के लिए संबंधित भार प्रेषण केंद्र द्वारा विनिर्दिष्ट अधिकतम व्यस्ततम घंटा एक्स-ऊर्जा संयंत्र मेगावाट अनुसूची को बराबर किए जाने के लिए किया जाएगा ।

(5) ऊर्जा प्रभार में प्रारंभिक ईंधन लागत तथा चूना पत्थर खपत लागत (जहां लागू हों) सम्मिलित होगी तथा मास की ऊर्जा प्रभार दर (ईंधन तथा चूना पत्थर कीमत समायोजन के साथ) पर एक्स-ऊर्जा संयंत्र के आधार पर कलेंडर मास के दौरान ऐसे फायदाग्राही को प्रदाय किए जाने के लिए अनुसूचित कुल ऊर्जा के लिए प्रत्येक फायदाग्राही द्वारा संदेय होंगे । मास के लिए उत्पादन कंपनी को संदेय कुल ऊर्जा प्रभार निम्नलिखित होंगे :

(रुपए/केडब्ल्यूएच में ऊर्जा प्रभार दर) x [केडब्ल्यूएच में मास के लिए अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस)]

(6) एक्स-ऊर्जा संयंत्र के आधार पर रुपए प्रति केडब्ल्यूएच में ऊर्जा प्रभार दर (ईसीआर) निम्नलिखित सूत्र के अनुसार तीन दशमलव स्थानों को अवधारित करेगी :

(क) कोंयला आधारित तथा लिग्नाइट आधारित केंद्रों के लिए

ईसीआर = [(जीएचआर-एसएफसी x सीवीएसएफ) x एलपीपीएफ/सीवीपीएफ + एलसी x एलपीएल] x 100/(100-एयूएक्स)

(ख) गैस तथा तरल ईंधन आधारित केंद्रों के लिए

ईसीआर = जीएचआर x एलपीपीएफ x 100/[सीवीपीएफ x (100-एयूएक्स)]

जहां,

एयूएक्स = प्रतिशतता में मानकीय सहायक ऊर्जा खपत ।

सीवीपीएफ = यथाचालित प्रारंभिक ईंधन का कुल कलोरिफिक मूल्य, केसीएएल प्रति केजी में, प्रति लीटर या प्रतिमानक क्यूबिक मीटर, जो लागू हो ।

सीवीएसएफ = गौंण ईंधन का केलोरिफिक मूल्य, केसीएएल प्रति एमएल में

ईसीआर = ऊर्जा प्रभार दर, रुपयों में भेजे गए प्रति केडब्ल्यूएच में

जीएचआर = कुल केंद्र हीट दर, प्रति केडब्ल्यूएच के सीएएल में

एलसी = मानकीय चूना पत्थर खपत केजी प्रति केडब्ल्यूएच में

एलपीएल = चूना पत्थर में भारित औसत उधार कीमत रुपए प्रति केजी में

एलपीपीएफ = मास के दौरान प्रारंभिक ईंधन की उधार कीमत, रुपए प्रति केजी में, प्रति लीटर या प्रति मानक क्यूबिक मीटर, जो लागू हो

एसएफसी = विनिर्दिष्ट ईंधन तेल खपत, एमएल प्रति केडब्ल्यूएच में ।

(7) मास के लिए ईंधन की उधार लागत में यथा लागू स्वामित्व, कर तथा शुल्क को छोड़कर ईंधन की श्रेणी तथा क्वालिटी की तत्स्थानी कीमत, रेल/सड़क या किसी अन्य साधनों द्वारा परिवहन लागत सम्मिलित होगी तथा कोयला/लिग्नाइट की दशा में मास के दौरान कोयला लिग्नाइट प्रदाय कंपनी द्वारा भेजे गए कोयले लिग्नाइट की मात्रा की प्रतिशतता के रूप में मानकीय संक्रमण तथा उठाई-धराई हानियों पर विचार करने के पश्चात् निम्नलिखित रूप में तय की जाएगी :

पिट हैड उत्पादन केंद्र : 02%

गैर-पिट हैड उत्पादन केंद्र : 0.8%

(8) चूना पत्थर की उधार कीमत उत्पादन केंद्र के लिए चूना पत्थर की उपाप्त कीमत के आधार पर, स्वामित्व को छोड़कर, यथा लागू कर तथा शुल्क तथा परिवहन लागत के आधार पर ली जाएगी ।

(9) इस विनियम में यथा उपबंधित टैरिफ संरचना वार्षिक नियत लागत (एएफसी), मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ), संस्थापित क्षमता (आईसी), मानकीय सहायक ऊर्जा खपत (एयूएक्स) तथा ऐसे केंद्रों के लिए ऊर्जा प्रभार दर (ईसीआर) को विनिर्दिष्ट करके नाभिकीय उत्पादन केंद्रों के लिए परमाणु ऊर्जा विभाग, भारत सरकार द्वारा स्वीकार की जा सकेगी ।

22 हाइड्रो-उत्पादन केंद्रों के लिए क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार की संगणना तथा संदाय

(1) हाइड्रो उत्पादन केंद्र की नियत लागत की संगणना इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट संनियमों के आधार पर, वार्षिक आधार पर की जाएगी, तथा उस क्षमता प्रभार (प्रोत्साहन को छोड़कर) तथा ऊर्जा प्रभार के अधीन मासिक आधार पर वसूली जाएगी, जो उत्पादन केंद्र की वित्तीं योग्य क्षमता में उनके अपने-अपने आबंटन के अनुपात में फायदाग्राहियों द्वारा संदेय होंगे अर्थात् गृह राज्य को निःशुल्क ऊर्जा को छोड़कर क्षमता में :

परंतु यह कि उत्पादन केंद्र की पहली यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तथा उत्पादन केंद्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के बीच की अवधि के दौरान वार्षिक नियत लागत को ऐसी अवधि के दौरान क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार संदाय का अवधारण करने के प्रयोजन के लिए उत्पादन केंद्र के लिए पूरा होने की लागत के नवीनतम प्राक्कलन के आधार पर निकाला जाएगा ।

(2) कलेंडर मास के लिए हाइड्रो-इलैक्ट्रिक उत्पादन केंद्र को संदेय क्षमता प्रभार (प्रोत्साहन को छोड़कर) निम्नलिखित रूप में होंगे :

एएफसीx0.5x एनडीएम/एनडीवाई x (पीएएफएम/एनएपीएएफ) (रुपए में)

जहां,

एएफसी = वर्ष के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक नियत लागत, रुपए में

एनएपीएएफ = प्रतिशतता में मानकीय संयंत्र उपलब्धता कारक

एनडीएम = मास में दिनों की संख्या

एनडीवाई = वर्ष में दिनों की संख्या

पीएएफएम = मास के दौरान प्राप्त संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशतता में

(3) पीएएफएम निम्नलिखित सूत्र के अनुसार संगणित किया जाएगा :

$$\text{पीएएफएम} = 1000 \times \sum_{i=1} \text{डीसी}_i / [\text{एन} \times \text{आईसी} \times (100 - \text{एयूएक्स})] \%$$

जहां,

एयूएस = प्रतिशतता में मानकीय सहायक ऊर्जा खपत

डीसी_i = दिन की समाप्ति के पश्चात् नोडल भार प्रेषण केंद्र द्वारा यथा प्रमाणित उस मास के iवें दिन के लिए घोषित क्षमता (एक्स-बस मेगावाट में) जिसमें केंद्र कम से कम तीन (3) घंटें के लिए परिदान कर सकता है ।

आईसी = संपूर्ण उत्पादन केंद्र की संस्थापित क्षमता (मेगावाट में)

एन = मास में दिनों की संख्या

(4) ऊर्जा प्रभार संगणित ऊर्जा प्रभार दर पर, एक्स-बस ऊर्जा संयंत्र आधार पर कलेंडर मास के दौरान, फायदाग्राहियों को प्रदाय की जाने वाली अनुसूचित कुल ऊर्जा, निःशुल्क ऊर्जा को छोड़कर,

यदि कोई हो, के लिए प्रत्येक फायदाग्राही द्वारा संदेय होगा । मास के लिए उत्पादन कंपनी को संदेय कुल ऊर्जा प्रभार निम्नलिखित होंगे :

(रुपए/केडब्ल्यूएच में ऊर्जा प्रभार दर) x [(केडब्ल्यूएच में मास के लिए अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस) x (100-एफईएचएस)/100]

(5) हाइड्रो उत्पादन केंद्र के लिए एक्स-ऊर्जा संयंत्र आधार पर रुपए प्रति केडब्ल्यूएच में ऊर्जा प्रभार दर (ईसीआर) को खंड (7) में उपबंधों के अधीन रहते हुए, निम्नलिखित सूत्र के आधार पर तीन दशमलव स्थानों तक अवधारित की जाएगी :–

ईसीआर = एएफसी x 0.5 x 10/[डीई x (100-एयूएक्स) x (100-एफईएचएस)]

जहां,

डीई = नीचे खंड (6) में उपबंध के अधीन रहते हुए, एमडब्ल्यूएच में हाइड्रो उत्पादन केंद्र के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक डिजाइन ऊर्जा

एफईएचएस = विनियम 32 में यथापरिभाषित, प्रतिशत में गृह राज्य को निःशुल्क ऊर्जा

(6) यदि वर्ष के दौरन हाइड्रो उत्पादन केंद्र द्वारा वास्तविक उत्पादित कुल ऊर्जा, उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से परे कारणों से डिजाइन ऊर्जा से कम होती है तो रोलिंग आधार पर निम्नलिखित को लागू किया जाएगा :–

(i) यदि उत्पादन केंद्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से दस वर्ष के भीतर ऊर्जा में कमी आती है, तो ऊर्जा में कमी आए वर्ष के आगामी वर्ष के लिए ईसीआर की संगणना खंड (5) में विनिर्दिष्ट सूत्र के आधार पर इस उपांतरण के अधीन रहते हुए की जाएगी कि वर्ष के लिए डीई को उस पूर्व वर्ष के ऊर्जा प्रभार में कमी होने तक जिसके पश्चात् सामान्य ईसीआर लागू होगा, कमी आए वर्ष के दौरान उत्पादित वास्तविक ऊर्जा के बराबर माना जाएगा ;

(ii) यदि उत्पादन केंद्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 10 वर्ष के पश्चात् ऊर्जा में कमी आती है तो निम्नलिखित को लागू किया जाएगा :

माना केंद्र के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक ऊर्जा डीई, एमडब्ल्यूएच है और संबंधित (पहले) वर्ष तथा आगामी (दूसरे) वित्तीय वर्ष के दौरान उत्पादित वास्तविक ऊर्जा क्रमशः $ए^1$ तथा $ए^2$ एमडब्ल्यूएच है, $ए^1$ तथा $ए^2$ डीई से कम है, तब तीसरे वित्तीय वर्ष के लिए ईसीआर की संगणना करने हेतु इस विनियम के खंड (5) में दिए गए सूत्र में विचार की जाने वाली डिजाइन ऊर्जा को अधिकतम डीई एमडब्ल्यूएच तथा न्यूनतम एआई एमडब्ल्यूएच के अधीन रहते हुए, ($ए^1$ + $ए^2$ डीई) एमडब्ल्यूएच के रूप में संतुलित किया जाएगा ।

(iii) उत्पादित वास्तविक ऊर्जा (अर्थात् $ए^1$, $ए^2$) को 100/(100-एयूएक्स) द्वारा केंद्र से भेजी गई कुल मीटरित ऊर्जा को गुणांकित करके तय किया जाएगा ।

(7) यदि उपरोक्त खंड (5) में यथा संगणित, हाइड्रो उत्पादन केंद्र के लिए ऊर्जा प्रभार दर (ईसीआर), अस्सी पैसे प्रति केडब्ल्यूएच से अधिक होती है, तथा वर्ष में वास्तविक बिक्री योग्य ऊर्जा [डीई x (100-एयूएक्स) x (100-एफईएचएस)/1000] एडब्ल्यूएच से अधिक होती है, तो उपरोक्त से अधिक ऊर्जा के लिए ऊर्जा प्रभार को केवल अस्सी पैसे प्रति केडब्ल्यूएच पर बिल किया जाएगा ।

परंतु यह कि उस वर्ष के आगामी वर्ष में, जिसमें उत्पादन कंपनी के नियंत्रण के परे कारणों के लिए डिजाइन ऊर्जा उत्पादित कुल ऊर्जा से कम थी, ऊर्जा प्रभार दर को उस पूर्व वर्ष, जिसमें ऊर्जा में कमी आई है, के पश्चात् केवल अस्सी पैसे प्रति केडब्ल्यूएच तक की कमी की जाएगी ।

(8) उपलब्ध होने वाली घोषित सारी ऊर्जा के अधिकतम उपयोग के लिए संबंधित भार प्रेषण केंद्र, फायदाग्राहियों के परामर्श से, हाइड्रो इलैक्ट्रिक उत्पादन केंद्रों के लिए अनुसूची को अंतिम रूप देगा जिसे सभी फायदाग्राहियों के लिए उत्पादन केंद्र में उनके अपने-अपने आबंटनों के अनुपात में अनुसूचित किया जाएगा ।

23. **अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली के लिए पारेषण प्रभारों की संगणना तथा संदाय**

(1) पारेषण प्रणाली की नियत लागत की संगणना इन विनियमों में अंतर्विष्ट संनियमों के अनुसार यथा समुचित संकलित, वार्षिक आधार पर की जाएगी तथा प्रणाली के उन उपयोक्ताओं से पारेषण प्रभारों के रूप में मासिक आधार पर वसूली जाएगी जो विनियम 33 में विनिर्दिष्ट रीति से इन प्रभारों को आपस में बाटेंगे ।

(2) पारेषण प्रणाली या उसके भाग के लिए कलेंडर मास के लिए संदेय पारेषण प्रभार (प्रोत्साहन को छोड़कर) निम्नानुसार होंगे :-

एएफसी x (एनडीएम/एनडीवाई) x (टीएएफएम/एनएटीएएफ)

जहां,

एएफसी = वर्ष के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक नियत लागत, रुपए में

एनएटीएफ = मानकीय वार्षिक पारेषण कुल उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

एनडीएम = मास में दिनों की संख्या

एनडीवाई = वर्ष में दिनों की संख्या

टीएएफएम = मास के लिए पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक, प्रतिशत में, परिशिष्ट-4 के अनुसार संगणित ।

(3) उस पारेषण प्रणाली के भाग के लिए पारेषण प्रभारों का परिकलन फायदाग्राहियों द्वारा उनके अंश के अनुसार पृथक् रूप से किया जाएगा जिसके पास विभिन्न एनएटीएएफ है तथा उसके पश्चात् संकलित हो ।

(4) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी टीएएफएम के अपने प्राक्कलन के आधार पर मास के लिए पारेषण प्रभारों (प्रोत्साहन के साथ) के लिए बिल करेगा । समायोजन, यदि कोई हो, सुसंगत मास के अंतिम दिन से 30 दिन के भीतर संबंधित क्षेत्र के प्रादेशिक ऊर्जा समिति के सदस्य-सचिव द्वारा प्रमाणित किए जाने वाले टीएएफएम के आधार पर किया जाएगा ।

24. **अननुसूचित विनिमय (यूआई) प्रभार** (1) उत्पादन केंद्रों के लिए वास्तविक कुल अंतःक्षेपण तथा अनुसूचित कुल अंतःक्षेपण के बीच सभी अंतर, तथा फायदाग्राहियों के लिए वास्तविक कुल निकासी तथा अनुसूचित कुल निकासी के बीच होने वाले अंतरों को उनके अपने-अपने उन अननुसूचित विनिमय प्रभारों के रूप में माना जाएगा जो आयोग द्वारा समय-समय पर, विनिर्दिष्ट सुसंगत विनियमों द्वारा शासित होंगे ।

(2) प्रत्येक अंतरराज्यिक इकाई के वास्तविक कुल अनुसूचित विनिमय को केंद्रीय पारेषण उपयोगिता द्वारा संस्थापित विशेष ऊर्जा मीटरों के माध्यम से उसकी सीमा पर मीटरित किया जाएगा तथा संबंधित प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्र द्वारा प्रत्येक 15 मिनट के समय ब्लाक के लिए एमडब्ल्यूएच में परिकलित किया जाएगा ।

अध्याय 4

प्रचालन संनियम

25. (1) उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा क्षमता प्रभार, ऊर्जा प्रभार, पारेषण प्रभार तथा प्रोत्साहन की वसूली इस अध्याय में विनिर्दिष्ट प्रचालनात्मक संनियमों की उपलब्धि के आधार पर होगी ।

(2) आयोग उन किसी भी उत्पादन केंद्रों, जिसके लिए शिथिल संनियम बनाए गए हैं, के संबंध में इस अध्याय में विनिर्दिष्ट स्टेशन हीट रेट के संनियमों को स्वयं पुनरीक्षित कर सकेगा ।

(3) संनियमों के संबंध में गौण ईंधन तेल खपत के कारण हुई बचत को वर्ष की समाप्ति पर निम्नलिखित सूत्र के अनुसार 50:50 के अनुपात में फायदाग्राहियों के साथ बांटा जाएगा :

$= (\text{एसएफएस} \times \text{एनएपीएएफ} \times 24 \times \text{एनडीवाई} \times \text{आईसी} \times 10 - \text{एसी}_{\text{एसएफओवाई}}) \times \text{एलपीएसएफ}_{\text{वाई}} \times 0.5$

जहां,

$\text{एसी}_{\text{एसएफओवाई}}$ = वर्ष के दौरान गौण ईंधन तेल की वास्तविक खपत एमएल में

थर्मल उत्पादन केंद्र के लिए प्रचालन संनियम

26. नीचे दिए गए प्रचालन संनियम थर्मल उत्पादन केंद्र को लागू होंगे ।

(i) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ)

(क) खंड (ख), (ग), (घ), (ङ) और (च) के सिवाय सभी थर्मल उत्पादन केंद्र - 85%

(ख) एनटीपीसी लि. के कोयला आधारित निम्नलिखित थर्मल उत्पादन केंद्र

तलचर टीपीएस	82%
बदरपुर टीपीएस	82%

(ग) नवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लि. के निम्नलिखित लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन केंद्र

टीपीएस-I	72%
टीपीएस-II स्टेज-I और II	75%
टीपीएस-I (विस्तारण)	80%

(घ) दामोदर घाटी निगम (डीवीसी) के निम्नलिखित थर्मल उत्पादन केंद्र

मिझा टीपीएस यूनिट-I से IV	82%
बोकारो टीपीएस	75%
चंदरपुर टीपीएस	60%
दुर्गापुर टीपीएस	74%

(ङ) निपको के गैस आधारित निम्नलिखित थर्मल उत्पादन केंद्र

असम जीपीएस	72%

(च) सर्कुलेटरी फ्लयूडाइड बेड कंबस्टन (सीएफबीसी) तकनीकी का उपयोग करने वाले लिग्नाइट चालित उत्पादन केंद्र,--

1. वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से पहले तीन मास 75%
2. वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के 3 वर्ष के पूरा होने के पश्चात् अगले वर्ष से 80%

(ii) सकल स्टेशन हीट रेट

अ. विद्यमान थर्मल उत्पादन केंद्र

(क) विद्यमान कोयला आधारित थर्मल उत्पादन केंद्र जो नीचे खंड (ख) तथा (ग) के अंतर्गत सम्मिलित नहीं हैं

200/210/250 मेगावाट सेट	500 मेगावाट सेट (उप-जटिल)
2500 केसीएएल/केडब्ल्यूएच	2425 केसीएएल/केडब्ल्यूएच

टिप्पण 1

500 मेगावाट और उससे ऊपर की यूनिटों, जहां बायलर फीड पम्प विद्युत से प्रचालित किए जाते हैं, के संबंध में, सकल स्टेशन हीट रेट ऊपर विनिर्दिष्ट सकल स्टेशन हीट रेट से निम्न 40 केसीएएल/केडब्ल्यूएच होगा ।

टिप्पण 2

200/210/250 मेगावाट सेट तथा 500 मेगावाट और उससे ऊपर के सेटों के संमिश्रण वाले उत्पादन केंद्रों के लिए मानकीय सकल स्टेशन हीट दर भारित औसत सकल स्टेशन हीट रेट होगी ।

(ख) एनटीपीसी लि. के थर्मल उत्पादन केंद्र :

बदरपुर टीपीएस	2825 केसीएएल/केडब्ल्यूएच
तलचर टीपीएस	2950 केसीएएल/केडब्ल्यूएच
टांडा टीपीएस	2825 केसीएएल/केडब्ल्यूएच

(ग) दामोदर घाटी निगम (डीवीसी) के थर्मल उत्पादन केंद्र :

बोकारो टीपीएस	2700 केसीएएल/केडब्ल्यूएच
चंदरपुर टीपीएस	3100 केसीएएल/केडब्ल्यूएच
दुर्गापुर टीपीएस	2820 केसीएएल/केडब्ल्यूएच

(घ) लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन केंद्र

(1) नेवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लि. के टीपीएस-I तथा टीपीएस-II (प्रक्रम I तथा II) के सिवाय, लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन केंद्रों के लिए कोयला आधारित थर्मल उत्पादन केंद्रों हेतु उपखंड (क) के अधीन विनिर्दिष्ट सकल स्टेशन हीट रेट निम्नानुसार गुणांकित

कारकों का उपयोग करते हुए, संशोधन के साथ लागू किए जाएंगे :

(i) 50% आर्द्रता वाले लिग्नाइट के लिए : 1.10

(ii) 40% आर्द्रता वाले लिग्नाइट के लिए : 1.07

(iii) 30% आर्द्रता वाले लिग्नाइट के लिए : 1.04

(iv) आर्द्रता अंतर्वस्तु के अन्य मूल्यों के लिए, गुणांकित कारक उपरोक्त उपखंड (i) से (iii) के अधीन दी गई अपनी-अपनी रेंज के लिए गुणांकित कारकों के रेटित मूल्यों पर निर्भर करते हुए, 30-40 तथा 40-50 के बीच आर्द्रता अंतर्वस्तु के लिए प्रो-रेटित होगी ।

(2) नेवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लि. के टीपीएस-। तथा टीपीएस-।। (प्रक्रम । तथा ।।)

टीपीएस-। 4000 केसीएएल/केडब्ल्यूएच

टीपीएस-।। 2900 केसीएएल/केडब्ल्यूएच

(ङ) ओपन साइकल गैस टर्बाइन/संयुक्त साइकल उत्पादन केंद्र

(i) एनटीपीसी लि. तथा निपको के विद्यमान उत्पादन केंद्र

उत्पादन केंद्र का नाम	संयुक्त साइकल (केसीएएल/केडब्ल्यूएच)	ओपन साइकल (केसीएएल/केडब्ल्यूएच)
गंधार ज़ीपीएस	2040	2960
कवास जीपीएस	2075	3010
अंता जीपीएस	2075	3010
दादरी जीपीएस	2075	3010
औरेया जीपीएस	2100	3045
फरीदाबाद जीपीएस	2000	2900
कायमकुलम जीपीएस	2000	2900
असम जीपीएस	2400	3440
अगरतला जीपीएस		3500

आ. 1.4.2009 को या उसके पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्राप्त करने वाले नए थर्मल उत्पादन केंद्र

(ख) कोयला आधारित तथा लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन केंद्र (केंद्र) = 1.065 x डिजाइन हीट रेट (केसीएएल/केडब्ल्यूएच) :

जहां यूनिट की डिजाइन हीट दर से 100% एमसीआर, शून्य प्रतिशत मेकअप, डिजाइन कोयला तथा डिजाइन कूलिंग जल तापमान/बैक दबाव की शर्तों पर प्रदायकर्ता द्वारा गारंटीकृत यूनिट हीट रेट अभिप्रेत है :

परंतु यह कि डिजाइन हीट रेट यूनिटों के दबाव तथा तापमान रेटिंग पर निर्भर करते हुए, निम्नलिखित डिजाइन रेट से अधिक नहीं होगी :

दबाव रेटिंग (केजी/सीएम2)	50	170	170	247	247
एसएचटी/आरएचटी (ओसी)	535/535	537/537	537/565	537/565	565/593
बीएफपी का आकार	विद्युत चालन	टर्बाइन चालन	टर्बाइन चालन	टर्बाइन चालन	टर्बाइन चालन
मैक्स टर्बाइन साइकल हीट रेट	1955	1950	1935	1900	1850
न्यूनतम बायलर दक्षता					
उप-बिटूमिनस भारतीय कोयला	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
बिटूमिनस आयातित कोयला	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
डिजाइन हीट रेट					
उप-बिटूमिनस भारतीय कोयला	2300	2294	2276	2235	2176
बिटूमिनस आयातित कोयला	2197	2191	2174	2135	2079

परंतु यह और कि यदि दबाव तथा तापमान पैरामीटर उपरोक्त रेटिंग से अलग होती है तो निकटतम श्रेणी के उच्चतम डिजाइन हीट रेट को लिया जाएगा :

परंतु यह भी कि जहां यूनिट हीट दर गारंटीकृत नहीं है किंतु टर्बाइन साइकिल हीट रेट तथा बायलर दक्षता उसी प्रदायकर्ता या विभिन्न प्रदायकर्ताओं द्वारा पृथक् रूप से गारंटीकृत है वहां यूनिट डिजाइन हीट रेट को गारंटीकृत टर्बाइन साइकल हीट दर तथा बायलर दक्षता का उपयोग करके तय किया जाएगा :

परंतु यह कि यदि 1.4.2009 से पूर्व एक या अधिक यूनिटों को वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया जाता है तब 1.4.2009 को या उसके पश्चात् उन यूनिटों तथा वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किए गए यूनिटों के लिए हीट दर संनियम विनियम 26(ii) अ (क) के अनुसार उपरोक्त पद्धति तथा संनियमों द्वारा तय किए जाएंगे ।

परंतु यह भी कि लिग्नाइट चालित उत्पादन केंद्रों (सीएफबीसी तकनीकी आधारित केंद्रों सहित) की दशा में, उच्च डिजाइन हीट रेटों को इस विनियम के खंड (ii) अ (घ) के उपखंड (1) में दी गई आर्द्रता अंतर्वस्तु के लिए कारकों का उपयोग करते हुए बढ़ाया जाएगा ।

टिप्पण : ऐसे यूनिटों के संबंध में जहां बायलर फीड पम्प विद्युत रूप से चालित होते हैं, डिजाइन हीट दर टर्बाइन से चालित बीएफपी के साथ उपरोक्त डिजाइन हीट दर से निम्न 40 केसीएएल/केडब्ल्यूएच होगी ।

(ग) गैस आधारित/तरल ईंधन आधारित थर्मल उत्पादन यूनिट (यूनिटें)/ब्लाक (ब्लाकों)

= प्राकृतिक गैस तथा आरएलएनजी के लिए 1.05 x यूनिट/ब्लॉक की 1.05 x डिजाइन हीट रेट (केसीएएल/केडब्लूएच)

= तरल ईंधन के लिए 1.071 x यूनिट/ब्लॉक की 1.071 x डिजाइन हीट रेट

जहां यूनिट के डिजाइन हीट दर से 100% एमसीआर के लिए तथा स्थल संबंधित शर्तों पर गारंटीकृत हीट दर अभिप्रेत है, तथा ब्लॉक की डिजाइन हीट दर से 100% एमसीआर पर ब्लॉक के लिए, स्थल संबंधित शर्तों, शून्य प्रतिशत मेकअप, डिजाइन शीतलन जल तापमान/बैक दबाव के लिए गारंटीकृत हीट दर अभिप्रेत है ।

(iii) गौण ईंधन तेल खपत

(क) नीचे (ग) से भिन्न कोयला आधारित उत्पादन केंद्र : 1.0 एमएल/केडब्ल्यूएच

(ख) (i) सीएफबीसी तकनीकी पर आधारित तथा

टीपीएस-I के सिवाय लिग्नाइट चालित उत्पादन केंद्र : 2.0 एमएल/केडब्ल्यूएच

(ii) टीपीएस-I : 3.5 एमएल/केडब्ल्यूएच

(iii) सीएफबीसी तकनीकी आधारित लिग्नाइट

चालित उत्पादन केंद्र : 1.25 एमएल/केडब्ल्यूएच

(ग) डीवीसी के कोयला आधारित उत्पादन केंद्र :

मिझा टीपीएस यूनिट 1 से 4	2.0 एमएल/केडब्ल्यूएच
बोकारो टीपीएस	2.0 एमएल/केडब्ल्यूएच
चंदरपुर टीपीएस	3.0 एमएल/केडब्ल्यूएच
दुर्गापुर टीपीएस	2.4 एमएल/केडब्ल्यूएच

(iv) सहायक ऊर्जा खपत

(क) नीचे (ख) के सिवाय कोयला आधारित उत्पादन केंद्र :

		प्राकृतिक ड्राफ्ट शीतन टावर के साथ या शीतन टावर के बिना
(i)	200 एमडब्ल्यू सीरीज	8.5%
(ii)	500 एमडब्ल्यू सीरीज और उससे ऊपर	
	भाप चालित बायलर फीड पम्प	6.0%
	विद्युत चालित बायलर फीड पम्प	8.5%

परंतु यह और कि इंड्यूस्ड शीतल टावरों के साथ थर्मल उत्पादन केंद्रों के लिए, संनियमों में 0.5% तक की और वृद्धि की जाएगी ।

(ख) अन्य कोयला आधारित उत्पादन केंद्र :

(i)	तलचर थर्मल ऊर्जा केंद्र	10.5%
(ii)	टांडा थर्मल ऊर्जा केंद्र	12.0%
(iii)	बदरपुर थर्मल ऊर्जा केंद्र	9.5%
(iv)	बोकारो थर्मल ऊर्जा केंद्र	10.25%
(v)	चंदरपुर थर्मल ऊर्जा केंद्र	11.50%
(vi)	दुर्गापुर थर्मल ऊर्जा केंद्र	10.50%

(ग) गैस टर्बाइन/संयुक्त साइकल उत्पादन केंद्र :

(i) संयुक्त साइकल 3.0%

(ii) ओपन साइकल 1.0%

(घ) लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केंद्र :

(i) 200 मेगावाट सेट तथा ऊपर वाले सभी उत्पादन केंद्र :

सहायक ऊर्जा खपत संनियम उपरोक्त (iv) (क) (i) (ii) पर कोयला आधारित उत्पादन केंद्रों के सहायक ऊर्जा खपत संनियमों से 0.5% प्रतिशत बिंदु अधिक होंगे:

परंतु यह कि सीएफबीसी तकनीकी का उपयोग करने वाले लिग्नाइट चालित केंद्रों के लिए सहायक ऊर्जा खपत संनियम उपरोक्त खंड (iv) (क) (i) तथा (ii) पर कोयला आधारित उत्पादन केंद्र के सहायक ऊर्जा खपत से अधिक 1.5% बिंदु होंगे ।

(ii) एनएलसी के सीएफबीसी तकनीकी का उपयोग करने वाले बरसीनगर उत्पादन केंद्र : 11.5%

(iii) नेवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लि. के टीपीएस-I, टीपीएस-I (विस्तारण) तथा टीपीएस-II प्रक्रम I और II :

टीपीएस-I	12.0%
टीपीएस-II	10.0%
टीपीएस-I (विस्तारण)	9.50%

(iv) सीएफबीसी तकनीकी का उपयोग करने वाले लिग्नाइट आधारित उत्पादन केंद्रों के लिए चूना पत्थर खपत

बरसीनगर	:	0.056 केजी/केडब्ल्यूएच
टीपीएस-I (विस्तारण)	:	0.046 केजी/केडब्ल्यूएच

हाइड्रो उत्पादन केंद्रों के लिए प्रचालन संनियम

27. (i) नीचे दिए गए प्रचालन के संनियम हाइड्रो उत्पादन केंद्र को लागू होंगे :

(1) हाइड्रो उत्पादन केंद्रों के लिए मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ) आयोग द्वारा निम्नलिखित मानदंडों के अनुसार अवधारित किया जाएगा :

(i) 8% तक के पूर्ण जलाशय स्तर (एफआरएल) तथा मध्यम ड्राडाउन स्तर (एमडीडीएल) के बीच हेड फेरफार के साथ भंडारण तथा तालाब आकार के संयंत्र तथा जहां संयंत्र उपलब्धता सिल्ट द्वारा प्रभावित नहीं होती है : 90%

(ii) 8% से अधिक के एफआरएल तथा एमडीडीएल के बीच हेड फेरफार के साथ भंडारण तथा तालाब आकार के संयंत्रों, जहां संयंत्र उपलब्धता सिल्ट से प्रभावित नहीं होती है, संपूर्ण मास जलाशय स्तर में गिरावट के रूप में मेगावाट आउटपुट क्षमता में कटौती के लिए एनएपीएएफ में उपबंधित किए जाने वाले संयंत्र-विनिर्दिष्ट भत्ता I साधारण मार्गदर्शक सिद्धांत के रूप में, इस मद्दे छूट निम्नलिखित सूत्र का उपयोग करते हुए, नेट हेड के प्रक्षेपण से निकाली जाएगी :

(औसत हेड / रेटित हेड)+0.02

वैकल्पिक रूप से, ऐसे प्रक्षेपण करने में आई कठिनाई की दशा में, छूट को निम्नलिखित रूप से अवधारित किया जाएगा :

[(एमडीडीएल पर हेड/रेटित हेड) x 0.5 + 0.52]

(iii) तालाब आकार के संयंत्र जहां संयंत्र उपलब्धता सिल्ट द्वारा प्रभावित होती है : 85%

(iv) नदी से चलने वाले संयंत्र : पिछले अनुभव द्वारा संतुलित, जहां लागू/सुसंगत हो, 10 दिन डिजाइन ऊर्जा डाटा के आधार पर संयंत्रवार अवधारित किया जाने वाला एमएपीएएफ

(2) विशेष परिस्थितियों, जैसे प्रसामान्य सिल्ट समस्या या अन्य प्रचालन हालात तथा अज्ञात संयंत्र परिसीमाओं के अधीन एनएपीएएफ अवधारण करने में आयोग द्वारा और छूट दी जा सकेगी ।

(3) उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में कठिनाई के लिए 5% की और छूट दी जा सकेगी ।

(4) नई हाइड्रो विद्युत परियोजना की दशा में, विकासकर्ता के पास इस विनियम के उपखंड (1), (2) तथा (3) में प्रगणित सिद्धांतों के आधार पर एनएपीएएफ के नियतन के लिए अग्रिम में आयोग के पास आने का विकल्प होगा ।

(5) पहले ही प्रचालन में हाइड्रो उत्पादन केंद्रों के मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ) निम्नलिखित रूप में होगा :–

केंद्र	संयंत्र का प्रकार	संयंत्र क्षमता यूनिटों की संख्या x मेगावाट	एनएपीएएफ (%)
एनएचपीसी			
चमेरा-I	तालाब	3 X 180	90
बैरासूल	तालाब	3 X 60	85
लोकटक	भंडारण	3 X 35	85
चमेरा-II	तालाब	3 X 100	90

रंजीत	तालाब	3 X 20	85
धौलीगंगा	तालाब	3 X 70	85
तिस्ता-V	तालाब	3 X 170	85
दुलहस्ती	तालाब	3 X 130	90
सलाल	आरओआर	3 X 115	60
उरी	आरओआर	3 X 120	60
टनकपुर	आरओआर	3 X 31.4	55
एनएचडीसी			
इंदिरा सागर	भंडारण	3 X 125	85
ओंकारेश्वर	तालाब	3 X 65	90
टीएचडीसी			
टिहरी प्रक्रम-I	भंडारण	3 X 250	77
एसजेवीएनएल			
नाथपा झाकरी	तालाब	3 X 250	82
निपको			
कोपली स्टेज-1	भंडारण	3 X 50	79
खांनडाग तथा कोपली स्टेज-2	भंडारण	3 X 25	69
डोयांग	भंडारण	3 X 25	73
रंगानदी	तालाब	3 X 135	85
डीवीसी			
पंचेट	भंडारण	3 X 40	80
तिलैया	भंडारण	3 X 2	80
मैथान	भंडारण	3 X 20	80

(II) **सहायक ऊर्जा खपत (एयूएक्स)** :

(क) भूतल हाइड्रो उत्पादन केंद्र

(i) उत्पादक शाफ्ट पर गढ़ित रोटेरिंग
एक्साइटरों के साथ - 0.7%

(ii) स्टेटिक अर्जन प्रणाली के साथ - 0.1%

(ख) भूमिगत हाइड्रो उत्पादन केंद्र

(i) उत्पादक शाफ्ट पर गढ़ित उद्दीपक
रोटेटिंग के साथ - 0.9%

(ii) स्टेटिक उद्दीपन प्रणाली के साथ - 1.2%

पारेषण प्रणाली के लिए प्रचालन संनियम

28. **मानकीय वार्षिक पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक (एनएटीएसएफ)** निम्नानुसार होंगे :-

(1) एसी प्रणाली : 98%

(2) एचवीडीसी बाई-पोल लिंक्स : 92%

(3) तथा एचवीडीसी बैक-टू-बैक स्टेशन : 95%

29. **उपकेंद्र में सहायक ऊर्जा खपत**

(क) एसी प्रणाली

वातानुकुलन, प्रकाश तथा अन्य उपस्कर में खपत के प्रयोजन के लिए एसी उपकेंद्र में सहायक ऊर्जा खपत के लिए प्रभारों का वहन पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा किया जाएगा तथा इसमें मानकीय प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे सम्मिलित हैं ।

(ख) एचवीडीसी उप-केंद्र

एचवीडीसी उप-केंद्र में सहायक ऊर्जा खपत के लिए, केंद्रीय सरकार एक या अधिक आईएसजीएस से समुचित अंश का आबंटन कर सकेगी । एसी ऊर्जा के लिए प्रभारों का वहन पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा किया जाएगा तथा इसमें मानकीय प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे भी सम्मिलित हैं ।

अध्याय - 5

अनुसूचीकरण, लेखांकन और बिलिंग

30. **अनुसूचीकरण** उत्पादन केंद्र के लिए अनूसूचीकण और प्रेषण के लिए रीति समय-समय पर यथासंशोधित भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता में यथा विनिर्दिष्ट रूप में होगी ।

31. **मीटरिंग और लेखाकंन** समय-समय पर यथा संशोधित भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता के उपबंध लागू होंगे ।

32. **बिलिंग और प्रभार का संदाय** (1) क्षमता प्रभार और पारेषण प्रभार के लिए बिल मासिक आधार पर बिल इन विनियमों के अनुसार उत्पादन कंपनियों और पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा क्रमशः जारी किए जाएंगे और फायदाग्राहियों या पारेषण ग्राहकों द्वारा संदाय प्रत्यक्षतः, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को किया जाएगा ।

(2) थर्मल उत्पादन केंद्रों के मामले में, क्षमता प्रभार का संदाय, उत्पादन केंद्र की संस्थापित क्षमता में उत्पादन केंद्र के फायदाग्राहियों द्वारा उस मास के लिए (अनाबंटित क्षमता में से किसी आबंटन सहित) उनकी प्रतिशतता अंश के अनुसार बांटा जाएगा । हाइड्रो उत्पादन केंद्र के लिए क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार का संदाय विक्रय योग्य क्षमता में (टिप्पण 3 के अनुसार गृह राज्य को निःशुल्क ऊर्जा की तत्स्थानी क्षमता के समायोजन के बाद अवधारित की जाने वाली) उनके अंश के अनुपात में (अनाबंटित क्षमता में से आबंटन सहित) उत्पादन केंद्र के फायदाग्राहियों द्वारा बांटा जाएगा ।

टिप्पण 1

केंद्रीय सेक्टर उत्पादन केंद्रों की पूर्ण क्षमता में प्रत्येक हिताधिकारी के अंश/आबंटन अनाबंटित क्षमता में से किए गए किसी आबंटन सहित ऐसे होंगे जो केंद्रीय सरकार द्वारा अवधारित किए जाएं । अंशों को, केंद्र क्षमता की प्रतिशतता में उपयोजित किया जाएगा और मास के दौरान वे सामान्यतया नियत रहेंगे । केंद्रीय सरकार के विनिश्चय पर आधारित आबंटन में परिवर्तनों की सूचना सदस्य सचिव, प्रादेशिक विद्युत समिति द्वारा कलेंडर मास प्रारंभ होने के पूर्व कम से कम तीन दिन अग्रिम में सिवाय आपातकालीन मामले के जब अनाबंटित क्षमता में से आंबटन में तत्काल परिवर्तन हो जाए, दी जाएगी । किसी भी

फायदाग्राही के कुल क्षमता अंश, क्षमता अंश और अनाबंटित भाग में से आबंटन का योग होंगे । केंद्रीय सरकार द्वारा अनाबंटित विद्युत के किसी विशिष्ट आबंटन की अनुपस्थिति में, अनाबंटित विद्युत को आबंटित अंशों में उसी अनुपात में जोड़ा जाएगा जो कि आबंटित अंशों का है ।

टिप्पण 2

हिताधिकारी अपने आबंटित फर्म के अंश के एक भाग को क्षेत्र के भीतर या बाहर राज्यों को अभ्यर्पित करने का प्रस्ताव कर सकेंगे । ऐसे मामलों में, विद्युत अंतरण की तकनीकी व्यावहार्यता और उत्पादन कंपनी द्वारा क्षेत्र के भीतर या बाहर अन्य राज्यों से किए गए विशिष्ट करारों पर निर्भर करते हुए, फायदाग्राहियों के अंश केंद्रीय सरकार द्वारा कलेंडर मास के प्रारंभ होने पर भावी रूप में एक विनिर्दिष्ट अवधि (पूरे मास में) के लिए पुनः आबंटित किए जा सकेंगे । जब इस प्रकार से पुनः आबंटन कर दिया जाए, अंश अभ्यर्पित करने वाले फायदाग्राही अभ्यर्पित अंशों के लिए क्षमता प्रभारों का संदाय करने के दायी नहीं होंगे । उपरोक्तानुसार अभ्यर्पित और पुनः आबंटित क्षमता के लिए क्षमता प्रभारों का संदाय उस राज्य या राज्यों द्वारा किया जाएगा जिन्हें अभ्यर्पित क्षमता आबंटित की गई है । उपरोक्तानुसार क्षमता के पुनः आंबटन की अवधि के सिवाय, उत्पादन केंद्र के हिताधिकारी, आबंटित क्षमता अंशों के अनुसार पूर्ण क्षमता प्रभारों का संदाय करते रहेंगे । ऐसे किसी भी पुनः आबंटन की सूचना सभी संबंधित व्यक्तियों को सदस्य-सचिव, क्षेत्रीय विद्युत समिति द्वारा, ऐसा पुनः आबंटन प्रभावी होने के पूर्व कम से कम तीन दिन अग्रिम में दी जाएगी ।

टिप्पण 3

एफईएचएस = प्रतिशतता में गृह राज्य को निःशुल्क ऊर्जा 12% के रूप में ली जाएगी :

परंतु यह कि उन मामलों में जहां हाइड्रो परियोजना का स्थल बोली की दो पारदर्शी प्रक्रिया प्रक्रम का अनुसरण करते हुए राज्य सरकार द्वारा विकासकर्ता (जो राज्य के नियंत्रणाधीन या स्वामित्वाधीन कंपनी नहीं है) को दिए जाते हैं, वहां 13% "निःशुल्क ऊर्जा" की जाएगी तथा जिसमें उत्पादन केंद्र की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 10 वर्ष की

अवधि के लिए प्रत्येक परियोजना प्रभावित परिवार को प्रत्येक मास निःशुल्क लागत पर प्रदान की जाने वाली विद्युत के 100 यूनिटों के तत्स्थानी ऊर्जा भी सम्मिलित हैं ।

(3) क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य-सचिव द्वारा जारी मासिक ऊर्जा लेखा में उस अनुपात को विनिर्दिष्ट करने वाला विवरण भी सम्मिलित होगा जिसमें इस मास के लिए पारेषण प्रभारों को विनियम 33 के अनुसार पारेषण उपयोगकर्ताओं द्वारा बांटा जाना है ।

33. **पारेषण प्रभारों का विभाजन** (1) संबंधित क्षेत्रीय (सामान्य) पारेषण प्रणाली के प्रयोक्ताओं द्वारा किसी मास के लिए संदेय क्षेत्रीय प्रभार निकालने के लिए निम्नलिखित जोड़ा जाएगा :

(क) क्षेत्र में अंतरराज्य पारेषण प्रणाली (आईएसटीएस) के सभी घटकों के लिए उस मास हेतु संदेय रकम, जिसके लिए प्रभारों को सभी क्षेत्र फायदाग्राहियों द्वारा पूल किया जाना और साझा करना करार पाया है । इसमें अनिवार्य रूप से 1.4.2008 को वाणिज्यिक प्रचालन में आईएसटीएस के सभी संघटक तथा उत्पादन केंद्र, जिसकी उत्पादन यूनिट को 31.3.2008 को वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया गया था, से संबद्ध पारेषण प्रणाली के सभी संघटक भी सम्मिलित होंगे ।

(ख) सभी संपूर्ण नई पारेषण प्रणालियों या ऐसे भागों के लिए मास हेतु संदेय रकम, जिसके लिए क्षेत्रीय फायदाग्राहियों ने पूल आधार पर प्रभारों का संदाय करने का करार किया है या आयोग द्वारा ऐसा विनिश्चित किया गया है । इनमें, भावी उत्पादन परिवर्धन को पूरा करने के लिए उसमें निर्मित अतिरिक्त क्षमता के अनुपात के साथ किसी नई सहबद्ध पारेषण प्रणाली और/या संबाधेत विद्युत संयंत्र के प्रत्यक्षतः विशेषता योग्य न होने को सशक्त बनाने वाली प्रणाली के लिए कुल प्रभारों के समुचित अंश सम्मिलित हो सकेंगे ।

(2) उपरोक्त क्षेत्रीय पारेषण प्रभार (कुल मिलाकर) निम्नलिखित में बांटे जाएंगे :

(i) उस क्षेत्र में और अन्य क्षेत्रों में अंतर-राज्य उत्पादन केंद्रों में मास के दौरान सभी क्षेत्रीय फायदाग्राही अपने-अपने हकदारी (एमडब्ल्यू में) की राशि के अनुपात में, किंतु ऐसी उत्पादन क्षमता को अपवर्जित करते हुए जिसके लिए सहबद्ध पारेषण प्रणाली के प्रभार पूरी तरह पूल नहीं किए जा रहे हैं ।

(ii) संबंधित क्षेत्र में किसी उत्पादन केंद्र में हकदारी रखने वाले अन्य क्षेत्रों के फायदाग्राही, मास के दौरान ऐसी हकदारी (एमडब्ल्यू में) के अनुपात में, किंतु ऐसी उत्पादन क्षमता को अपवर्जित करते हुए जिसके लिए सहबद्ध पारेषण प्रणाली के प्रभार पूरी तरह पूल नहीं किए जा रहे हैं ।

(iii) क्षेत्र में अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली से संबद्ध उत्पादन केंद्रों की स्वामित्व वाली उत्पादन कंपनिया किंतु जिनके लिए किसी भी कारण से सहबद्ध पारेषण प्रणाली पूरी तरह कमीशन नहीं हुए है, मास की समाप्ति तक तक कमीशन की गई उत्पादन क्षमता और मास के प्रारंभ तक कमीशन की गई अभिहित सहबद्ध केंद्रीय पारेषण प्रणाली वाली क्षमता के बीच अंतर (एमडब्ल्यू में) के अनुपात में ।

(iv) क्षेत्रीय पारेषण प्रणाली के मध्यम-अवधि प्रयोक्ता, एमडब्ल्यू के अनुपात में जिसके लिए उस मास हेतु मध्यम-अवधि उपयोग को केंद्रीय पारेषण उपयोगिता द्वारा अनुमोदित किया गया है ।

(3) सिवाय ऐसे मामलों के जहां विनिर्दिष्ट रूप से अन्यथा करार किया गया है, अंतर-क्षेत्रीय लिंक के लिए पारेषण प्रभार निम्नलिखित रीति में बांटे जाएंगे :

(i) पूर्वी और उत्तरी/पश्चिमी/दक्षिणी क्षेत्रों के मध्य अंतर-क्षेत्रीय लिंकों के लिए उस मास हेतु संदेय रकम अंतर-राज्य उत्पादन केंद्रों में उनकी अपनी-अपनी हकदारियों (एमडब्ल्यू में) की राशि के अनुपात में उनके अपने क्षेत्र और पूर्वी क्षेत्र में, पश्चात्वर्ती क्षेत्र (उत्तरी/पश्चिमी/पूर्वी) के हिताधिकारियों द्वारा वहन की जाएगी, किंतु ऐसी उत्पादन क्षमता को अपवर्जित करते हुए जिसके लिए सहबद्ध पारेषण प्रणाली के प्रभार पूरी तरह पूल नहीं किए जा रहे हैं ।

(ii) उत्तरी और पश्चिमी क्षेत्रों के बीच, पश्चिमी और दक्षिणी क्षेत्रों के बीच और पूर्वी और उत्तर-पूर्वी क्षेत्रों के बीच अंतर-क्षेत्रीय लिंकों के लिए उस मास हेतु संदेय रकम लिंक्ड क्षेत्रों द्वारा 50:50 के अनुपात में वहन की जाएगी और संबंधित क्षेत्र में हिताधिकारियों द्वारा उनके अपने क्षेत्र में अंतर-राज्य उत्पादन केंद्रों में उनकी अपनी-अपनी हकदारियों (एमडब्ल्यू में) राशि के अनुपात में बांटी जाएगी, किंतु ऐसी उत्पादन क्षमता को अपवर्जित करते हुए जिसके लिए सहबद्ध पारेषण प्रणाली के प्रभार पूरी तरह पूल नहीं किए जा रहे हैं :

परंतु यह कि 220 केवी बीरपारा-सलाकाटी पारेषण लाइन को पूर्वी क्षेत्र पारेषण प्रणाली का भाग माना जाएगा और इसके प्रभार केवल पूर्वी क्षेत्र के फायदाग्राहियों द्वारा वहन किए जाएंगे ।

(4) ऐसी सहबद्ध पारेषण प्रणालियों या उनके भाग के लिए जिनके वाणिज्यिक रूप से क्षेत्रीय पारेषण प्रणाली के साथ पूल होने का करार नहीं किया गया है, लागू पारेषण प्रभार संबंधित उत्पादन केंद्र (केंद्रों) के फायदाग्राहियों द्वारा वहन किए जाएंगे और उन्हीं के मध्य बांटे जाएंगे जैसा कि आपस में करार पाया जाए या आयोग द्वारा विनिश्चित किया जाए ।

(5) 400/220 के.वी. अपचायी ट्रांसफार्मरों (आईसीटीएस) और अनुप्रवाह प्रणालियों के लिए पारेषण प्रभार, यदि सभी क्षेत्रीय फायदाग्राहियों द्वारा पहले से पूल किए जाने और बांटे जाने का करार न किया गया हो, अलग से अवधारित किए जाएंगे तथा केवल प्रत्यक्षतः सभी क्षेत्रीय हिताधिकारी द्वारा संदेय होंगे ।

(6) उपरोक्त खंड 2(i) और खंड 3(ii) के प्रयोजन के लिए, भूटान में चुखा, ताला और कुरिच्छू हाइड्रो-विद्युत उत्पादन केंद्रों में पूर्वी क्षेत्र फायदाग्राहियों की हकदारियां, उनके अपने क्षेत्र में आईएसजीएस में हकदारियां समझी जाएंगी ।

(7) किसी ऐसे संयंत्र की क्षमता के तत्स्थानी पारेषण प्रभार, जिसके लिए किसी फायदाग्राही की पहचान नहीं की गई है और संविदा नहीं की गई है, संबंधित उत्पादन कंपनी द्वारा संदत्त किए जाएंगे ।

34. छूट (1) उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के बिलों का संदाय उनके प्रस्तुत होने पर प्रत्यय पत्र के माध्यम से करने पर 2% की छूट अनुज्ञात की जाएगी ।

(2) जहां उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्ति द्वारा बिल प्रस्तुत किए जाने के एक मास भीतर प्रत्यय पत्र से भिन्न रीति में संदाय किया जाता है, वहां 1% की छूट अनुज्ञात की जाएगी ।

35. विलंब से संदाय पर अधिकार इन विनियमों के अधीन संदेय प्रभारों के लिए यदि किसी बिल के संदाय में किसी फायदाग्राही द्वारा, बिलिंग की तारीख से 60 से अधिक अवधि का विलंब किया जाता है, तो यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा 1.25% की दर से विलंब संदाय अधिभार उद्गृहीत किया जाएगा ।

अध्याय 6

प्रकीर्ण उपबंध

36. **सीडीएम फायदों में भागीदारी** अनुमोदित सीडीएम परियोजना से कार्बन प्रत्यय की प्राप्तियां निम्नलिखित रीति में विभाजित होंगी, अर्थात् –

(क) यथास्थिति, उत्पादन केंद्र या पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् प्रथम वर्ष में सीडीएम की कुल प्राप्तियों का शत प्रतिशत परियोजना विकासकर्ता द्वारा रखा जाएगा ;

(ख) दूसरे वर्ष में, हिताधिकारियों का अंश 10% होगा जिसमें 50% तक होने तक प्रति वर्ष उत्तरोत्तर रूप में 10% की वृद्धि होती रहेगी और उसके पश्चात्, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और फायदाग्राहियों के बीच समान अनुपात में बांटी जाएगी ।

37. **प्रचालन संनियम अंतिम संनियम होंगे** इन विनियमों में विनिर्दिष्ट प्रचालन के संनियम अंतिम संनियम हैं और वे, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और फायदाग्राहियों तथा दीर्घकालिक ग्राहकों को प्रचालन के उन्नत संनियमों पर सहमत होने के लिए बाधित नहीं करेंगे और उन्नत संनियमों पर सहमति हो जाने के मामले में, टैरिफ के अवधारण के लिए ऐसे उन्नत संनियम लागू होंगे ।

38. **संनियमों से विचलन** (1) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा विद्युत के विक्रय के लिए टैरिफ निम्नलिखित शर्तों के अधीन रहते हुए इन विनियमों में विनिर्दिष्ट संनियमों से विचलन में भी अवधारित किया जा सकता है, –

(क) परियोजना के उपयोगी जीवनकाल पर विचलन में संनियमों के आधार पर संतुलित टैरिफ इन विनियमों में विनिर्दिष्ट संनियमों के आधार पर संगणित संतुलित टैरिफ से अधिक नहीं है ; और

(ख) कोई भी विचलन आयोग द्वारा अनुमोदन के पश्चात् ही प्रभावी होगा जिसके लिए, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्ति द्वारा आवेदन पत्र प्रस्तुत किया जाएगा ।

स्पष्टीकरण : खंड (1) के उपखंड (क) में निर्दिष्ट संतुलित टैरिफ की संगणना करने के प्रयोजन के लिए, छूट देने वाले कारक को आयोग द्वारा समय-समय पर अधिसूचित किया जाएगा ।

(2) नेवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लि. के विद्यमान उत्पादन केंद्रों अर्थात् टीपीएस-I और टीपीएस-II (प्रक्रम I और II) तथा टीपीएस-I (विस्तार) एवं एनटीपीसी लि. के बदरपुर टीपीएस के टैरिफ, जिनके टैरिफ, टैरिफ अवधि 2004-09 के लिए शुद्ध नियत आस्ति प्रस्ताव का अनुसरण करते हुए अवधारित किए गए थे, शुद्ध नियत आस्ति प्रस्ताव को अपनाते हुए ही अवधारित किए जाते रहेंगे ।

39. **आय पर कर** (1) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के आय प्रवाहों पर कर, यथास्थिति, हिताधिकारियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों से वसूल नहीं किया जाएगा :

परंतु यह कि 31 मार्च, 2009 तक की अवधि के लिए आस्थगित कर दायित्व, सीमांत फायदा कर को छोड़कर, जब भी वह देय हो जाए, हिताधिकारियों से प्रत्यक्षतः वसूलनीय होगा ।

40. **विदेशी मुद्रा दर में भिन्नता** (1) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी विदेशी मुद्रा उधार पर ब्याज या उत्पादन केंद्र या पारेषण प्रणाली के लिए भागतः या पूर्णतः अर्जित विदेशी उधार के प्रतिदेय के संबंध में, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के विवेकानुसार विदेशी मुद्रा अपावरण का बचाव कर सकेंगे ।

(2) प्रत्येक उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, सुसंगत वर्ष में वर्ष प्रति वर्ष के आधार पर आदर्शी विदेशी ऋण के तत्समानी विदेशी मुद्रा दर भिन्नता के बचाव की लागत उस अवधि में जब यह उत्पन्न हो, खर्च के रूप में वसूल करेंगे और ऐसी विदेशी मुद्रा दर भिन्नता के तत्समानी अतिरिक्त रुपया दायित्व बचाव किए गए विदेशी ऋण के विरुद्ध अनुज्ञात नहीं किया जाएगा ।

(3) उस सीमा तक जहां तक उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी विदेशी मुद्रा अपावरण का बचाव करने में असमर्थ हैं, सुसंगत वर्ष में ब्याज के संदाय के लिए तथा आदर्शी विदेशी मुद्रा के तत्समानी उधार प्रतिदाय के प्रति अतिरिक्त रुपया दायित्व अनुज्ञेय होगा परंतु यह तब जब यह

उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या इसके प्रदायकर्ताओं या संविदाकारों को लक्षणीय न हो ।

(4) प्रत्येक उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी बचाव की लागत तथा विदेशी मुद्रा दर भिन्नता की वसूली वर्ष प्रति वर्ष आधार पर उस अवधि में जिनमें वे उत्पन्न हो, आय या खर्च के रूप में करेंगी ।

41. **विदेशी मुद्रा दर भिन्नता के बचाव (हेजिंग) की लागत की वसूली** यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, बचाव और विदेशी मुद्रा दर भिन्नता की लागत की वसूली प्रत्यक्षतः यथास्थिति, फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों से, आयोग के समक्ष बिना कोई आवेदन-पत्र प्रस्तुत किए करेगी :

परंतु यह कि विदेशी मुद्रा दर भिन्नता या बचाव की लागत के संबंध में दावा की गई रकम पर यदि फायदाग्राहियों द्वारा कोई आक्षेप किया जाता है तो, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, आयोग के समक्ष एक समुचित आवेदन-पत्र इसके विनिश्चय के लिए कर सकेंगे ।

42. **आवेदन-पत्र फीस और प्रकाशन खर्च** आवेदन फाइल करने की फीस और टैरिफ के अनुमोदन के लिए आवेदन में नोटिसों के प्रकाशन पर उपगत खर्च आयोग के विवेक पर, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रत्यक्षतः, यथास्थिति, फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों से वसूल किए जाने के लिए अनुज्ञात किए जा सकेंगे ।

43. **दामोदर घाटी निगम के संबंध में विशेष उपबंध** (1) खंड (2) के अधीन रहते हुए, ये विनियम दामोदर घाटी निगम (डीवीसी) के स्वामित्वाधीन परियोजनाओं के टैरिफ के अवधारण के लिए लागू होंगे ।

(2) डीवीसी के स्वामित्वाधीन परियोजनाओं के टैरिफ अवधारण के लिए निम्नलिखित विशेष उपबंध लागू होंगे :

(i) पूंजी लागत : दामोदर घाटी निगम अधिनियम, 1948 की धारा 32 और धारा 33 के अर्थ में "विद्युत" को आबंटित व्यय, उत्पादन और अंतर-राज्यिक पारेषण के

विभाजन की सीमा तक, टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए पूंजी लागत का आधार बनेंगे :

परंतु यह कि डीवीसी के प्रधान कार्यालय, क्षेत्रीय कार्यालयों, प्रशासनिक और तकनीकी केंद्रों पर उपगत पूंजी व्यय, सम्यक् विवेकी जांच के पश्चात् पूंजी लागत का भाग रूप होंगे ।

(ii) ऋण साम्या अनुपात : 1.1.1992 के पूर्व कमीशन किए गए डीवीसी की सभी परियोजनाओं का ऋण साम्या अनुपात 50 : 50 होगा और उसके पश्चात् कमीशन की गई परियोजनाओं का 70 : 30 होगा ।

(iii) अवक्षयण : दामोदर घाटी निगम अधिनियम, 1948 की धारा 40 के अर्थ में भारत के महानियंत्रक और लेखा परीक्षक द्वारा अनुबंधित अवक्षयण दर, डीवीसी की परियोजनाओं के अवक्षयण की संगणना के लिए लागू होगी ।

(iv) दामोदर घाटी निगम अधिनियम, 1948 की धारा 40 के अधीन निधियां : दामोदर घाटी निगम अधिनियम, 1948 की धारा 40 के अर्थ में स्थापित निधि (यां) टैरिफ के माध्यम से वसूल किए जाने वाले व्यय की मद के रूप में समझी जाएंगी परंतु यह तब जब ऐसी निधि डीवीसी के संपरीक्षित लेखाओं में खर्च की मद के रूप में माना गया हो ।

(3) इस विनियम के खंड (2) के उपबंध माननीय उच्चतम न्यायालय में लंबित वर्ष 2008 की सिविल अपील सं. 4289 और अन्य संबंधित अपीलों के विनिश्चय के अधीन होंगे और विनिश्चय से असंगत होने तक उपांतरित समझे जाएंगे ।

44. **शिथिल करने की शक्ति** आयोग, स्वप्रेरणा से या किसी हितबद्ध व्यक्ति द्वारा इसके समक्ष प्रस्तुत आवेदन पत्र पर इन विनियमों के किसी उपबंध को, लिखित में कारण दर्शाते हुए, शिथिल कर सकेगा ।

आलोक कुमार, सचिव
[विज्ञापन III/4/असा./150/08]

परिशिष्ट - 1

भाग - 1

टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (थर्मल)

भाग-1

थर्मल केन्द्रों के लिए टैरिफ फाइल करने के वाले प्ररूप और अन्य जानकारी/दस्तावेजों की जांच-सूची

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (ताप) का शीर्षक	टिक
प्ररूप-1	सारांश शीट	
प्ररूप-2	संयत्र के लक्षण	
प्ररूप-3	टैरिफ की संगणना के लिए विचार किए गए मानकीय पैरामीटर	
प्ररूप-4	विदेशी ऋण के ब्यौरे	
प्ररूप-4क	विदेशी ईक्विटी के ब्यौरे	
प्ररूप-5	विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश	
प्ररूप-5क	प्राक्कलित पूंजी लागत का सारांश और नई परियोजना को स्थापित करने की अनुसूची	
प्ररूप-5ख	कोयला/लिग्नाइट आधारित परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत के ब्यौरे	
प्ररूप-5ग	गैस/द्रव ईंधन आधारित परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत के ब्यौरे	
प्ररूप-5घ	संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेजों के ब्यौरे	
प्ररूप-6	सीओडी तक वित्तीय पैकेज	
प्ररूप-7	परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण के ब्यौरे	
प्ररूप-8	विभिन्न परियोजनाओं को कारपोरेट ऋण के आबंटन के ब्यौरे	
प्ररूप-9	सीओडी के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप-9क	पूंजीं लागत का विवरण	
प्ररूप-9ख	चालू पूंजी संकर्म का विवरण	
प्ररूप-10	अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्तपोषण	
प्ररूप-11	अवक्षयण दर की संगणना	
प्ररूप-12	अवक्षयण का विवरण	
प्ररूप-13	वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारत औसत दर की संगणना	
प्ररूप-13क	मानकीय ऋण पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप-13ख	कामकाज पूंजी पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप-14	आईडीसी और वित्तीय प्रभारों की संगणना के लिए ड्रा डाउन अनुसूची	
प्ररूप-14क	वास्तविक नकद व्यय	
प्ररूप-15	ऊर्जा प्रभारों को संगणना के लिए ईंधन के संबंध में प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे/जानकारी	
प्ररुप-16	ऊर्जा प्रभार दर की संगणना के लिए चूना पत्थर के संबंध में प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे/जानकारी	

अन्य जानकारी/दस्तावेज		
क्र.सं.	जानकारी/दस्तावेज	टिक
1.	समामेलन का प्रमाणपत्र, कारबार आरंभ करने का प्रमाणपत्र, संगम-ज्ञापन और संगम-अनुच्छेद (के.वि.वि.आ. को पहली बार टैरिफ के लिए आवेदन करने वाली कंपनी द्वारा स्थापित नए केन्द्रों के लिए)	
2.	नए केन्द्रों और सुसंगत वर्षों के लिए केन्द्र के सीओडी पर सभी अनुसूचियों और परिशिष्टियों सहित केन्द्र वार और कारपोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभ और हानि लेखे	
3.	सुसंगत ऋण करारों की प्रतियों	
4.	पूंजी लागत और वित्तीय पैकेज के लिए सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन की प्रतियां	
5.	विदेशी ईक्विटी के लिए ईक्विटी भागीदारी करार और आवश्यक अनुमोदन की प्रतियां	
6.	फायदाग्रहियों, यदि कोई हों, के साथ बी.पी.एस.ए./पीपीए की प्रतियां	
7.	समय और अधिक लागत, यदि लागू हो को देने वाले कारणों का ब्यौरे-वार टिप्पण	
8.	कोई अन्य जानकारी (कृपया विनिर्दिष्ट करें)	

टिप्पण : याचिका की इलैक्ट्रानिक प्रति (फारमेट शब्दों में) तथा इन फारमेटों (एक्सेल फारमेट) के अनुसार संगणना के ब्यौरे तथा कोई अन्य जानकारी सी.डी/फ्लापी डिस्क के रूप में भी प्रस्तुत की जाएगी ।

भाग - 1
प्ररूप- 1

सारांश शीट

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम
क्षेत्र **राज्य** **जिला**

(लाख रुपए में)

क्रम सं.	विशिष्टियां		विद्यमान 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2		3	4	5	6	7	8
1.1	अवक्षयण							
1.2	ऋण पर ब्याज							
1.3	रिर्टन आन ईक्विटी[1]							
1.4	कामकाज पूंजी पर ब्याज							
1.5	प्रचालन और रख-रखाव व्यय							
1.6	गौण ईंधन तेल की लागत							
1.7	प्रतिकर भत्ता (यदि लागू हो)							
1.8	विशेष भत्ता (यदि लागू हो)							
	कुल							
2	ऊर्जा प्रभार दर एक्स-बस (रूपए/किलोवाट प्रति घंटा में)[2क,2ख,2ग,2घ]							

1 सगंणना के ब्यौरे विनियम के अनुसार विचार किए गए इक्विटी के साथ प्रस्तुत किए जाने हैं ।
2क. यदि साथ-साथ बहु ईंधन का प्रयोग किया जाता है तो व्यष्टिक रूप से व्यष्टिक ईंधन के संबंध में 2 दें
2ख. गैस/द्रव ईंधन चालित संयंत्रों की दशा में, ओपन साइकल प्रचालन और संयुक्त साइकल प्रचालन के लिए विद्युत प्रभार की दर पृथक् रूप से संगणित की जाएगी
2ग. भेजी जाने वाली अनुसूचित एक्स-बस के आधार पर कुल ऊर्जा प्रभार तय किया जाएगा ।
2घ. ऊर्जा प्रभार दर विनियम 21(6)(क) के अनुसार मास के लिए ईंधन लागत(लागतों) और जीसीवी(एस) के आधार पर होंगे ।

यान्त्रिकाकर्ता

भाग - 1

प्ररूप-2

संयंत्र विशेषताएं

कंपनी का नाम

ऊर्जा केन्द्र का नाम

यूनिट/ब्लाकों के पैरामीटर	यूनिट-1	यूनिट-2	यूनिट-3				
दबाव (केजी/वर्गसेमी)							
तापमान डिग्रीसी							
-सुपरहीटर आउटलेट पर							
-रिहीटर आउटलेट पर							
गारंटीकृत डिजाइन हीट रेट (केसीएएल/के डब्ल्यूएच)							
वे शर्त जिसपर गारंटी दी गई हैं							
एमसीआर %							
मेकअप %							
डिजाइन ईंधन							
डिजाइन कूलित्र जल तापमान							
बैक प्रेसर							
टिप्पण: यदि गारंटीकृत यूनिट हीट रेट उपलब्ध नहीं है तो गारंटीकृत शर्तो के साथ गारंटीकृत टर्बाइन साइकल हीटरेट तथा गारंटीकृत वायलर दक्षता पृथक् रूप से प्रस्तुत करें ।							
कूलिंग टावर का प्रकार							
संस्थापित क्षमता (आईसी)							
वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख (सीओडी)							
कूलिंग प्रणाली का प्रकार[1]							
वायलर फीड पंप का प्रकार[2]							
ईंधन ब्यौरे[3]							
-प्रारंभिक ईंधन							
-गौण ईंधन							
-वैकल्पिक ईंधन							
विशेष लक्षण/स्थल विनिर्दिष्ट लक्षण[4]							
विशेष तकनीकी लक्षण[5]							
लक्षण संबंधित पर्यावरणीय विनियम[6]							
कोई अन्य विशेष विशेषताएं							

1 बंद सर्किट कूलिंग, समुद्र कूलिंग, प्राकृतिक ड्राफ्ट कूलिंग, इंड्यूस्ड ड्राफ्ट कूलिंग आदि के माध्यम से वन्स सी कूलिंग आदि ।

2 मोटर चालित, स्टीम टर्बाइन चालित आदि ।

3 कोयला या प्राकृतिक गैस या नाफ्था या लिग्नाइट आदि ।

4 कोई स्थल विनिर्दिष्ट विशेषताएं जैसे मैरी-गोराउन्ड, वेसिनेटि टूसी, इंटेक/मेकअप जल प्रणाली आदि, मार्जक आदि । ऐसी सभी विशेषताओं को विनिर्दिष्ट करें ।

5 गैस टर्बाइन, आदि में उन्नत श्रेणी की एफए तकनीकी जैसी कोई विशेष तकनीकी विशेषताएं ।

6 एफजीडी, ईएसपी आदि जैसी विशेषताओं से संबंधित पर्यावरणीय विनिमय ।

टिप्पण 1 : विनियम में विनिर्दिष्ट शर्तो से अंतर की दशा में, विनिर्माता के संशोधन कर्व भी प्रस्तुत किए जाएंगे ।

टिप्पण 2 : नए केन्द्रों की दशा में, उपरोक्त जानकारी के साथ-साथ हीट बेलेंस डायग्राम प्रस्तुत किए जाने हैं ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1
प्ररूप - 3

टैरिफ की संगणना करने के लिए विचार किए गए मानकीय पैरामीटर

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम

			मार्च को समाप्त होने वाला वर्ष				
विशिष्टियां	**यूनिट**	**यथा विद्यमान**					
		2008-09	**2009-10**	**2010-11**	**2011-12**	**2012-13**	**2013-14**
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6	(7)	(8)
गारंटीकृत डिजाइन हीट दर							
ईक्विटी पर रिटर्न की दर	%						
कर दर	%						
लक्ष्य उपलब्धता	%						
सहायक ऊर्जा खपत	%						
कुल केन्द्र ताप दर	केसीएएल /केडब्ल्यू एच						
विनिर्दिष्ट ईंधन तेल खपत	एमएल/के डब्ल्यूएच						
कामकाज पूंजी के लिए कोयला/ लिग्नाइट की लागत[1]	मास में						
कामकाज पूंजी के लिए मुख्य गौण ईंधन तेल की लागत[1]	मास में						
कामकाज पूंजी के लिए ईंधन लागत[2]	मास में						
कामकाज पूंजी के लिए द्रव ईंधन स्टाक लागत[2]	मास में						
ओ एंड एम लागत	रूपए/एम डब्ल्यू						
कामकाज पूंजी के लिए रखरखाव पूर्जे	ओ और एम का %						
कामकाज पूंजी के लिए प्राप्य	मास में						
.....[3] को भारतीय स्टेट बैंक की मुख्य उधार दर	%						

1 कोयला आधारित/लिग्नाइट आधारित उत्पादन केन्द्र के लिए
2 गैस ईंधन तथा तरल ईंधन पर प्रचालन पद्धति पर सम्यक रूप से विचार करते हुए गैस टर्बाइन/संयुक्त आवर्तन उत्पादन केन्द्र
3 उल्लिखित सुसंगत तारीख

याचिकाकर्ता

भाग - 1
प्ररूप - 4

विदेशी ऋण के ब्यौरे

(याचिका के अधीन परियोजना को लागू ऋणों के संबंध में ब्यौरे)

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम
वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विनिमय दर
31.3.2009 को विनिमय दर

(रकम लाखों में)

वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रारंभ)	वर्ष 1				वर्ष 2				वर्ष 3 और उससे आगे			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रू)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रू)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रू)
मुद्रा1[1]												
निकासी की तारीख पर[2]												
मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख												
ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख												
वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर												
हेजिंग की दशा में[3]												
हेजिंग की दर पर												
हेजिंग की अवधि												
हेजिंग की लागत												
मुद्रा2[1]												
निकासी की तारीख पर[2]												
मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख												

ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख												
वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर												
हेजिंग की दशा में[3]												
हेजिंग की तारीख												
हेजिंग की अवधि												
हेजिंग की लागत												
मुद्रा3[1] और उससे आगे												
निकासी की तारीख पर[2]												
मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख												
ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख												
वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर												
हेजिंग की दशा में[3]												
हेजिंग की तारीख												
हेजिंग की अवधि												
हेजिंग की लागत												

1 मुद्रा का नाम, अर्थात् यूएस $ डी एम, आदि में उल्लिखित किया जाना है ।

2 वर्ष में एक से अधिक निकासी की दशा में, प्रत्येक निकासी की तारीख को मुद्रा की दर दी जानी है ।

3 वर्ष के दौरान एक से अधिक हेजिंग या भाग हेजिंग की दशा में, हेजिंग के ब्यौरे, प्रत्येक हेजिंग के ब्यौरे प्रस्तुत किए जाने हैं ।

4 यथा लागू (जैसे रोका गया कर) के ब्यौरे, जिसमें कर में परिवर्तन भी सम्मिलित है, वह तारीख जिससे परिवर्तन हुआ है स्पष्ट रूप से उपदर्शित की जाए ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1
प्ररूप - 4क

विदेशी ईक्विटी के ब्यौरे

(याचिका के अधीन परियोजना को लागू ऋणों के संबंध में ब्यौरे)

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम
इंफ्यूजन की तारीख को मुद्रा विनिमय दर

(रकम लाखों में)

	वित्तीय वर्ष	वर्ष 1				वर्ष 2				वर्ष 3 और उससे आगे			
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रू)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रू)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रू)
क.1	मुद्रा1[1]												
2	इंफ्यूजन की तारीख पर												
3													
4													
ख.1	मुद्रा2[1]												
1	इंफ्यूजन की तारीख पर												
2													
3													
क.1	मुद्रा3[1]												
2	इंफ्यूजन की तारीख पर												

3													
4													
ख	**मुद्रा4[1] और उससे आगे**												
1	इंफ्यूजन की तारीख पर												
2													
3ज													

1 मुद्रा का नाम, अर्थात् यूएस $ डी एम, आदि में उल्लिखित किया जाना है ।

2 वर्ष के दौरान एक से अधिक कर ईक्विटी इंफ्यूजन की दशा में, प्रत्येक इंफ्यूजन की तारीख को मुद्रा की दर दी जानी है ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1
प्ररूप - 5

विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम

के.वि.वि.आ. द्वारा यथास्वीकृत पूंजी लागत	
..... को स्वीकृत पूंजी लागत	
(के.वि.वि.आ. के सुसंगत आदेश का याचिका सं. और तारीख सहित संदर्भ दें)	
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू.एस $ या सुसंगत मुद्रा में)	
घरेलू संघटक (रूपए करोड़ में)	
स्वीकृत पूंजी लागत के लिए विचार किए गए विदेशी मुद्रा दर	
स्वीकृत पूंजी लागत के लिए हेजिंग लागत, यदि कोई हो,	
स्वीकृत कुल पूंजी लागत (रूपए करोड़ में)	
	याचिकाकर्ता

भाग - 1
प्ररूप - 5क

नई परियोजनाओं के लिए प्राक्कलित पूंजी लागत तथा कमीशनिंग की अनुसूची का सारांश

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम
नई परियोजनाएं
प्राक्कलित पूंजी लागत

प्राक्कलित पूंजी लागत को अनुमोदित करने वाला निदेशक बोर्ड/अभिकरण		
प्राक्कलित पूंजी लागत के अनुमोदन की तारीख		
	वर्तमान दिन लागत	संपूर्ण लागत
अनुमोदित प्राक्कलन की कीमत स्तर	..... वर्ष ... तिमाही की समाप्ति के अनुसार	केन्द्र की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुसार
पूंजी लागत प्राक्कलित के लिए विचार किए गए विदेशी मुद्रा दर		
पूंजी लागत आईडीसी और एफसी को छोड़कर		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू.एस $ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रूपए करोड़ में)		
पूंजी लागत, जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत भी है(रूपए करोड़ में)		
आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू.एस $ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रूपए करोड़ में)		
आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत को छोड़कर पूंजी लागत (रूपए करोड़ में)		
विचार किए गए करों और शुल्कों की दर		

पूंजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत भी हैं		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू.एस $ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रूपए करोड़ में)		
पूंजी लागत, जिसमें आईडीसी तथा एफसी भी है(रूपए करोड़ में)		
लगाए जाने की अनुसूची		
यूनिट 1/ब्लाक 1 की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
यूनिट 2/ब्लाक 2 की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
.....		
.....		
अंतिम यूनिट/ब्लाक की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		

टिप्पण :

1. अनुमोदन पत्र की प्रति संलग्न की जानी चाहिए ।
2. पूंजी लागत के ब्यौरे यथालागू प्ररूप 5ख या 5ग के अनुसार दिए जाने हैं ।
3. आईडीसी और वित्तीय प्रभारों के ब्यौरे प्ररूप 14 के अनुसार दिए जाने हैं ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1
प्ररूप - 5ख

कोयला/लिग्नाइट आधारित परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत का ब्यौरा

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम

(रूपए करोड़ में)

क्रम सं.	ब्रेक डाउन	मूल प्राक्कलन के अनुसार	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को वास्तविक पूंजी	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के कारण
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.0	भूमि और स्थल विकास की लागत					
1.1	भूमि					
1.2	सुधार और पुनर्वास (आर एंड आर)					
1.3	प्रारंभिक निरीक्षण और स्थल विकास					
	कुल भूमि और स्थल विकास					
2.0	संयंत्र और उपस्कर					
2.1	स्टीम टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.2	टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.3	बीओपी यांत्रिक					
2.3.1	बाह्य जल प्रदाय प्रणाली					
2.3.2	सीडब्ल्यू प्रणाली					
2.3.3	डीएम जल संयंत्र					
2.3.4	विशुद्धीकरण संयंत्र					
2.3.5	क्लोरीनीकरण संयंत्र					
2.3.6	ईंधन ले जाने और भंडारण प्रणाली					
2.3.7	राख उठाने की प्रणाली					
2.3.8	कोयला उठाने की प्रणाली					
2.3.9	रोलिंग स्टाक और लोकोमोटिव					
2.3.10	एमजीआर					
2.3.11	वायु कम्प्रेसर प्रणाली					
2.3.12	वातानुकूलन और संवातन प्रणाली					
2.3.13	अग्निशामक प्रणाली					
2.3.14	एचपी/एल पी पाइपिंग					
	कुल बीओपी यांत्रिक					
2.4	बीओपी इलैक्ट्रिकल					
2.4.1	स्विचयार्ड पैकेज					
2.4.2	ट्रांसफार्मर पैकेज					
2.4.3	स्विच गियर पैकेज					
2.4.4	केबल, केबल प्रसुविधा और ग्राउंडिग					
2.4.5	प्रकाश					

2.4.6	आपातकालीन डीजी सेट					
	कुल बीपी इलेक्ट्रिकल					
2.5	सी एंड आई पेकेज					
	कुल संयंत्र और उपस्कर जिसमे कर और शुल्क भी सम्मिलित हैं					
2.6.0	कर और शुल्क					
2.6.1	सीमा-शुल्क					
2.6.2	अन्य कर और शुल्क					
	कुल कर और शुल्क					
	कुल संयंत्र और उपस्कर					
3.0	आरंभिक पुर्जे					
4.0	सिविल संकर्म					
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासनिक भवन					
4.2	सीडब्ल्यू प्रणाली					
4.3	कूलिंग टावर					
4.4	डीएमजल संयंत्र					
4.5	विशुद्धीकरण संयंत्र					
4.6	क्लोरीनीकरण संयंत्र					
4.7	ईंधन उठाई-धराई और भंडारण प्रणाली					
4.8	कोयला उठाई-धराई संयंत्र					
4.9	एमजीआर और मार्शलिंग यार्ड					
4.10	राख उठाई-धराई प्रणाली					
4.11	राख व्ययन क्षेत्र विकास					
4.12	अग्निशामक प्रणाली					
4.13	नगर-क्षेत्र और कालोनी					
4.14	अस्थायी संनिर्माण और समर्थकारी संकर्म					
4.15	सड़क और जल निकासी					
	कुल सिविल संकर्म					
5.0	संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय					
5.1	निर्माण, पर्यवेक्षण और स्थापना					
5.2	स्थल पर्यवेक्षण					
5.3	प्रचालकों का प्रशिक्षण					
5.4	संनिर्माण बीमा					
5.5	औजार और संयंत्र					
5.6	आरंभ करने वाला ईंधन					
	कुल संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय					
6.0	मुख्य शीर्ष					
6.1	स्थापना					
6.2	डिजाइन और इंजीनियरिंग					
6.3	संपरीक्षा और लेखा					

6.4	आकस्मिकता					
	कुल मुख्य शीर्ष					
7.0	पूंजी लागत आईडीसी और एफसी को छोड़कर					
8.0	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत					
8.1	निर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)					
8.2	वित्तीय प्रभार (एफसी)					
8.3	विदेशी मुद्रा विनिमय दर भिन्नता (एफईआरवी)					
8.4	हेजिंग लागत					
	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत का योग					
9.0	पूंजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत भी है					

टिप्पण :

1. अधिक समय और लागत लगने की दशा में, ऐसे अधिक समय और लागत के कारणों को देते हुए एक विस्तृत टिप्पण उत्तरदायी अभिकरण को स्पष्ट करते हुए प्रस्तुत करना चाहिए और चाहे अधिक समय और लागत उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से परे हों ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1
प्ररूप - 5ग

गैस/द्रव ईंधन आधारित परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत का ब्यौरा

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम

(रूपए करोड़ में)

क्रम सं.	ब्रेक डाउन	मूल प्राक्कलन के अनुसार	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को वास्तविक पूंजी	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के कारण
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.0	भूमि और स्थल विकास की लागत					
1.1	भूमि					
1.2	सुधार और पुनर्वास आर एंड आर					
1.3	प्रारंभिक निरीक्षण और स्थल विकास					
	कुल भूमि और स्थल विकास					
2.0	संयंत्र और उपस्कर					
2.1	स्टीम टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.2	टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.3	डब्ल्यू एचआरबी आइलैंड					
2.4	बीओपी यांत्रिक					
2.4.1	ईंधन उठाई-धराई और भंडारण प्रणाली					
2.4.2	बाह्य जल प्रदाय प्रणाली					
2.4.3	सीडब्ल्यू प्रणाली					
2.4.4	कूलिंग टावर					
2.4.5	डीएम जल संयंत्र					
2.4.6	विशुद्धीकरण संयंत्र					
2.4.7	क्लोरीनीकरण संयंत्र					
2.4.8	वातानुकूलन और संवातन प्रणाली					
2.4.9	अग्निशामक प्रणाली					
2.4.10	एचपी/एलपी पाइपिंग					
	कुल बीओपी यांत्रिक					
2.5	बीओपी इलैक्ट्रिकल					
2.5.1	स्विचयार्ड पैकेज					
2.5.2	ट्रांसफार्मर पैकेज					
2.5.3	स्विच गियर पैकेज					
2.5.4	केबल, केबल प्रसुविधा और ग्राउंडिग					
2.5.5	प्रकाश					
2.5.6	आपातकालीन डीजी सेट					
	कुल बीपी इलैक्ट्रिकल					

2.6	सी एंड आई पैकेज					
	कुल संयंत्र और उपस्कर जिसमें कर और शुल्क भी सम्मिलित हैं					
2.7	कर और शुल्क					
2.7.1	सीमाशुल्क					
2.7.2	अन्य कर और शुल्क					
	कुल कर और शुल्क					
	कुल संयंत्र और उपस्कर					
3.0	आरंभिक पुर्जे					
4.0	सिविल संकर्म					
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासनिक भवन					
4.2	सीडब्ल्यू प्रणाली					
4.3	कूलिंग टावर					
4.4	डीएमजल संयंत्र					
4.5	विशुद्धीकरण संयंत्र					
4.6	क्लोरीनीकरण संयंत्र					
4.7	ईंधन उठाई-धराई और भंडारण प्रणाली					
4.8	नगरक्षेत्र और कालोनी					
4.9	अस्थायी संनिर्माण और समर्थकारी संकर्म					
4.10	सड़क और जल निकासी					
4.11	अग्निशामक प्रणाली					
	कुल सिविल संकर्म					
5.0	संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय					
5.1	निर्माण, परीक्षण और स्थापना					
5.2	स्थल पर्यवेक्षण					
5.3	प्रचालकों का प्रशिक्षण					
5.4	संनिर्माण बीमा					
5.5	औजार और संयंत्र					
5.6	आरंभ करने वाला ईंधन					
	कुल संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय					
6.0	मुख्य शीर्ष					
6.1	स्थापना					
6.2	डिजाइन और इंजीनियरिंग					
6.3	संपरीक्षा और लेखा					
6.4	आकस्मिकता					
	कुल मुख्य शीर्ष					
7.0	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत					

7.1	संनिर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)					
7.2	वित्तीय प्रभार (एफसी)					
7.3	विदेशी मुद्रा विनिमय दर अंतर (एफईआरवी)					
7.4	हेजिंग लागत					
	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत का योग					
8.0	**पूंजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत भी है**					

टिप्पण :

1. अधिक समय और लागत लगने की दशा में, ऐसे अधिक समय और लागत के कारणों को देने वाला एक विस्तृत टिप्पण उत्तरदायी अभिकरण को स्पष्ट करते हुए प्रस्तुत करना चाहिए और चाहे अधिक समय और लागत उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से परे हों ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1
प्ररूप - 5घ

संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेज का ब्यौरा

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम

		1	2	3	4	5	6	...
1	नाम/संनिर्माण सं./प्रदाय/सेवा पैकेज							
2	कार्य की परिधि[1] (यथा लागू लागत के शीर्ष के आधार पर)							
3	क्या आईसीबी/डीसीबी/विभागीय/निक्षेप कार्य के माध्यम से प्रदान किया गया है							
4	प्राप्त बोली की संख्या							
5	प्रदान करने की तारीख							
6	कार्य आरंभ करने की तारीख							
7	कार्य पूरा करने की तारीख							
8	कार्य का मूल्य [2] (रूपए करोड़ में)							
9	कीमत में फर्म या वृद्धि सहित							
10	पूरा होने या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, जो भी पहले हो, तक वास्तविक व्यय (रूपए करोड़ में)							
11	कर तथा शुल्क और आईईडीसी							
12	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत							
13	उप-योग (10+ 11+ 12)							

1 किसी भी पैकेज में कार्य की परिधि संभावित सीमा तक प्ररूप 5ख में कोयला/लिग्नाइट आधारित संयंत्र के लिए पूंजी लागत ब्यौरों की पुष्टि में उपदर्शित की जानी चाहिए । गैस/द्रव ईंधन आधारित परियोजना की दशा में, सुसंगत शीर्षो में उसी रीति ब्रेक डाउन प्ररूप 5ग के अनुसार होगा ।

2 यदि यहां कोई ऐसा पैकेज हो, जिसे भारतीय रूपए और विदेशी मुद्रा में दर्शित किया जाना है, तो उसे पृथक रूप से : मुद्रा, विनिमय दर और तारीख, अर्थात् 4.1.2009 को यूएस $= 48 रूपए पर 80 करोड़ रुपए +यूएस $+ 50एम = 320 करोड़ रुपए के साथ दर्शित किया जाना चाहिए ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1
प्ररूप - 6

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक वित्तीय पैकेज

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम
वा.प्र. की तारीख को परियोजना लागत[1]
केन्द्र की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख[2]

(रूपए लाखों में)

	यथा अनुमोदित वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को यथास्वीकृत
	मुद्रा और रकम[3]		मुद्रा और रकम[3]		मुद्रा और रकम[3]
1	2	3	4	5	6 7
ऋण - 1	यूएस $	200एम			
ऋण - 2					
ऋण - 3					
और उससे आगे					
ईक्विटी					
विदेशी					
घरेलू					
कुल ईक्विटी					
उधार : ईक्विटी अनुपात					

1 अर्थात् यूएस $ 200मि.+ 400 करोड़ रुपए या 1यूएस $ = 48 रु. की विनिमय दर पर 1360 करोड़ रुपए जिसमें यूएस $ 200मि. भी है ।
2 वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से अंतिम यूनिट का वाणिज्यिक प्रचालन अभिप्रेत है ।
3 उदाहरणार्थ : यूएस $ 200मि. आदि ।

भाग - 1
प्ररूप - 7

परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण के ब्यौरे

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम

(रूपए लाखों में)

विशिष्टियां	पैकेज1	पैकेज2	पैकेज 3	पैकेज4	पैकेज5	पैकेज6
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत[1]						
मुद्रा[2]						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.3.2009/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम[3,4,5,13,15]						
ब्याज का प्रकार[6]						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो[7]						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो[8]	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं
क्या कोई कैपस/फ्लोर है[9]						
यदि उपरोक्त हां है तो कैपस/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि[10]						
..... से प्रभावी विलम्बन अवधि						
प्रतिसंदाय अवधि[11]						
..... से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि						
प्रतिसंदाय आवृत्ति[12]						
प्रतिसंदाय किस्त[13,14]						
आधारिक विनिमय दर[16]						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण को हेज किया गया है						
यदि उपरोक्त हां हो तो ब्यौरा विनिर्दिष्ट करें[17]						

1 ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण लिया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, एफसीआई, पीएफसी आदि ।

2 ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस$ डीएम, येन, भारतीय रुपए आदि ।

3 विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2009 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे ।

4 क्या ऋण पुनर्वित किया गया है, पुनर्वित ऋण के लिए प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं । तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक रूप से दिए जाने हैं ।

5 यदि विभिन्न यूनिटों में टैरिफ के लिए पृथक रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनिटों के लिए पृथक रूप से प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं ।

6 ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है ।

7 आधारिक दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत है जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है । निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों पर लागू आधारिक दर को भी संलग्न किया जाए ।

8 मार्जिन से अतिरिक्त अल्पकालिक दर अभिप्रेत है ।

9 समय पर कैप्स/फ्लोर उस पर प्रस्तुत किए जाने हैं जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं ।

10 विलम्बन अवधि से वह अवधि निर्दिष्ट की जाती है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं ।

11 प्रतिसंदाय अवधि से ऋण का जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि में प्रतिसंदाय अभिप्रेत है ।

12 प्रतिसंदाय आवृत्ति से ऐसे अंतराल अभिप्रेत हैं जिस पर ऋण मासिक, तिमाही, अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि के रूप में दिया जाना है ।

13 जहां ऋण के लिए निकासी/प्रतिसंदाय अधिक है वहां प्रत्येक निकासी/प्रतिसंदाय की तारीख और रकम पृथक् रूप से भी दी जाए ।

14 यदि प्रतिसंदाय, किस्त की रकम और प्रतिसंदाय तारीख उपरोक्त दिए गए आंकड़ों से नहीं दी जा सकती है वहां प्रतिसंदाय अनुसूची पृथक् रूप से दी जाए ।

15 विदेशी ऋण की दशा में प्रत्येक निकासी और प्रतिसंदाय उस तारीख को विनिमय दर के साथ दिया जाए ।

16 आधारिक विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2009 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत है ।

17 हेजिंग की दशा में, हेजिंग के प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत, आदि जैसे ब्यौरे विनिर्दिष्ट करें ।

18 ट्रयूंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक् रूप से प्रस्तुत किया जाना है ।

19 ट्रयूंग अप के समय, पहले विचार किए गए ऋण के पुर्नवित्त के ब्यौरे प्रस्तुत करें । उस तारीख को ऐसे ब्यौरे जिसको पुर्नवित्त किया गया है, पुर्नवित्त ऋण की रकम, पुर्नवित्त ऋण के निबंधन तथा शर्तें, पुर्नवित्त के लिए उपगत वित्त तथा अन्य प्रभार आदि ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1
प्ररूप - 8

परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण के ब्यौरे

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम

(रूपए लाखों में)

विशिष्टियां	पैकेज1	पैकेज2	पैकेज 3	पैकेज4	पैकेज5	पैकेज6	टिप्पणियां
1	2	3	4	5	6	7	8
ऋण का स्रोत[1]							
मुद्रा[2]							
स्वीकृत ऋण की रकम							
31.3.2009/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम[3,4,5,13,15]							
ब्याज का प्रकार[6]							
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो							
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो[7]							
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो[8]	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	
क्या कोई कैपस/फ्लोर है[9]							
यदि उपरोक्त हां है तो कैपस/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें							
विलम्बन अवधि[10]							
..... से प्रभावी विलम्बन अवधि							
प्रतिसंदाय अवधि[11]							
..... से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि							
प्रतिसंदाय आवृत्ति[12]							
प्रतिसंदाय किस्त[13,14]							
आधारिक विनिमय दर[16]							
क्या विदेशी मुद्रा ऋण को हेज किया गया है							
यदि उपरोक्त हां हो तो ब्यौरा विनिर्दिष्ट करें[17]							

1 ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण किया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी,

एसबीआई, आईसीआईसीआई, एफसीआई, पीएफसी आदि ।

2 ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस$ डीएम, येन, भारतीय रुपए आदि ।

3 विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.09 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे ।

4 क्या ऋण पुनर्वित किया गया है, पुनर्वित ऋण के लिए प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं । तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक रूप से दिए जाने हैं ।

5 यदि विभिन्न यूनिटों में टैरिफ के लिए पृथक् रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनिटों के लिए पृथक रूप से प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं ।

6 ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है ।

7 आधारिक दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत है जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है । निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों पर लागू आधारिक दर को भी संलग्न किया जाए ।

8 मार्जिन से अतिरिक्त अल्पकालिक दर अभिप्रेत है ।

9 समय पर कैप्स/फ्लोर उस पर प्रस्तुत किए जाने हैं जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं ।

10 विलम्बन अवधि से वह अवधि निर्दिष्ट की जाती है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं ।

11 प्रतिसंदाय अवधि से ऋण का जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि में प्रतिसंदाय अभिप्रेत है ।

12 प्रतिसंदाय आवृत्ति से ऐसे अंतराल अभिप्रेत हैं जिस पर ऋण मासिक, तिमाही, अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि के रूप में दिया जाना है ।

13 जहां ऋण के लिए निकासी/प्रतिसंदाय अधिक है वहां प्रत्येक निकासी/प्रतिसंदाय की तारीख और रकम पृथक रूप से भी दी जाए ।

14 यदि प्रतिसंदाय, किस्त की रकम और प्रतिसंदाय तारीख उपरोक्त दिए गए आंकड़ों से नहीं दी जा सकती है वहां प्रतिसंदाय अनुसूची पृथक रूप से दी जाए ।

15 विदेशी ऋण की दशा में प्रत्येक निकासी और प्रतिसंदाय उस तारीख को विनिमय दर के साथ दिया जाए ।

16 आधारिक विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2009 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत है ।

17 हेजिंग की दशा में, हेजिंग के प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत, आदि जैसे ब्यौरे विनिर्दिष्ट करें ।

18 ट्रयूंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक् रूप से प्रस्तुत किया जाना है ।

19 ट्रयूंग अप के समय, पहले विचार किए गए ऋण के पुर्नवित्त के ब्यौरे प्रस्तुत करें । उस तारीख को ऐसे ब्यौरे जिसको पुर्नवित्त किया गया है, पुर्नवित्त ऋण की रकम, पुर्नवित्त ऋण के निबंधन तथा शर्तें, पुर्नवित्त के लिए उपगत वित्त तथा अन्य प्रभार आदि ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1

प्ररुप - 9

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण

कंपनी का नाम : .....

ऊर्जा केंद्र का नाम : .....

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख : .....

क्रम सं.	कार्य/उपस्कर का शीर्ष	दावा किया गया वास्तविक/प्रक्षेपित अतिरिक्त पूंजी					विनियम जिसके अधीन दावा किया गया है - 10(1) (i), (ii), (iii), (iv) या (v) या 10(2) (i), (ii) या (iii)	न्यायोचित्य
		2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14		
1								
2								
3								
4								
5								

टिप्पण :

1. प्ररुप को क्रमानुसार वर्षवार भरें जिसमें फायदाग्राहियों की आवश्यकता और प्रोद्भूत लाभ का विस्तृत ब्यौरा स्पष्ट रूप से दर्शित हो ।

2. यदि आरंभिक पुर्जे किसी भी उपस्कर के साथ क्रय किए जाते हैं तो ऐसे पुर्जों की लागत पृथक् रूप से उपदर्शित की जानी चाहिए अर्थात् रोटर, 50 करोड़, आरंभिक पुर्जे - 5 करोड़ ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1
प्ररुप - 9क

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

पूंजी लागत का विवरण

(सुसंगत तारीख तथा वर्षवार के लिए दिया जाना है)

		सुसंगत तारीख को[1]
अ	**क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक कुल ब्लॉक रकम**	
	ख) उपरोक्त अ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त अ(क) में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
	घ) उपरोक्त अ(क) में सम्मिलित आईईडीसी की रकम (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत को छोड़कर)	
आ	क) अवधि के दौरान अतिरिक्त कुल ब्लॉक रकम	
	ख) उपरोक्त आ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त आ(क) में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
	घ) उपरोक्त आ(क) में सम्मिलित आईईडीसी की रकम (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत को छोड़कर)	
इ	क) बहियों के अनुसार अंतिम कुल ब्लॉक रकम	
	ख) उपरोक्त इ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त इ(क) में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
	घ) उपरोक्त इ(क) में सम्मिलित आईईडीसी की रकम (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत को छोड़कर)	

1. सुसंगत तारीख/तारीखों से केंद्र की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तथा आरंभ तथा समाप्त् होने वाला वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1

प्ररुप - 9ख

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

चालू पूंजी संकर्म का विवरण

(सुसंगत तारीख तथा वर्षवार के लिए दिया जाना है)

		सुसंगत तारीख को[1]
अ	**क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक सीडब्ल्यूआईपी रकम**	
	ख) उपरोक्त में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
आ	**क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी में जोड़/समायोजन**	
	ख) उपरोक्त में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
इ	**क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी की नियत आस्ति का पूंजीकरण/अंतरण**	
	ख) उपरोक्त में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
ई	**क) बहियों के अनुसार अंतिम सीडब्ल्यूआईपी रकम**	
	ख) उपरोक्त में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	

1. सुसंगत तारीखों से यूनिट/यूनिटों की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तथा आरंभ तथा समाप्त् होने वाला वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1
प्ररुप - 10

अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्त पोषण

कंपनी का नाम : .....

ऊर्जा केंद्र का नाम : .....

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख : .....

(रुपए लाख में)

	वास्तविक					स्वीकृत				
वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से आरंभ)	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5 और उससे आगे	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5 और उससे आगे
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
संकर्म/उपस्कर में पूंजीकृत रकम										
वित्तीय ब्यौरे										
ऋण-1										
ऋण-2										
ऋण-3 और उससे आगे										
कुल ऋण[2]										
ईक्विटी										
आंतरिक संसाधन										
अन्य										
कुल										

1. वर्ष 1 वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के वित्तीय वर्ष को निर्दिष्ट करता है और वर्ष 2 तथा वर्ष 3 आदि क्रमशः पश्चात्वर्ती वित्तीय वर्ष है ।

2, अपेक्षित अतिरिक्त पूंजीकरण को पूरा करने वाले ऋण के ब्यौरे प्ररुप 7 या 8, जो भी सुसंगत हो, के अनुसार दिए जाने चाहिए ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1
प्ररुप - 11

अवक्षयण दर की संगणना

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	आस्तियों का नाम[1]	31.3.2009 को या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को जो भी बाद में हो तथा 31.3.2014 तक तत्पश्चात् प्रत्येक वर्ष के लिए पश्चात्वर्ती कुल ब्लॉक	के वि वि आ की अवक्षयण दर अनुसूची के अनुसार अवक्षयण दर	31.3.2014 तक प्रत्येक वर्ष के लिए अवक्षयण रकम
	1	2	3	4 = स्तंभ 2 X 3
1.	भूमि			
2.	भवन			
3.	और उससे आगे			
4.				
5.				
6.				
7.				
8.				
9.				
10.				
11.				
12.				
13.				
14.				
15.				
16.				
17.				
18.				
19.				
20.				

21.				
22.				
23.				
24.				
25.				
26.				
27.				
28.				
29.				
30.				
31.				
32.				
	कुल			
	अवक्षयण भारित औसत दर (%)			

1. आस्तियों के नाम अधिसूचना से संलग्न अवक्षयण अनुसूची में उल्लिखित आस्तियों के विवरण के अनुसार होने चाहिए ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1

प्ररुप - 12

अवक्षयण का विवरण

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

(रुपए लाख में)

वित्तीय वर्ष	2000-01 तक[1]	2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
पूंजी लागत का अवक्षयण									
अतिरिक्त पूंजीकरण पर अवक्षयण									
अतिरिक्त पूंजीकरण की रकम									
अवक्षयण रकम									
एफइआरवी के ब्यौरे									
एफईआरवी की वह रकम जिस पर अवृक्षयण प्रभारित किया गया है									
अवक्षयण रकम									
वर्ष के दौरान प्राप्त अवक्षयण									
वर्ष के दौरान वसूले गए अवक्षयण के लिए अग्रिम									
वर्ष के दौरान वसूला गया अवक्षयण तथा अग्रिम के लिए अवक्षयण									
वर्ष तक वसूल किए गए संचयी अवक्षयण और अग्रिम के लिए अवक्षयण									

1. यदि 2004-09 की अवधि के लिए टैरिफ का आयोग द्वारा आदेश नहीं दिया जाता है तो 2004-09 तक टैरिफ में वसूले गए अवक्षयण को उसी प्ररुप में पृथक् रूप से समर्थक ब्यौरों सहित वर्षवार ब्यौरों के साथ दिया जाए ।

2. एफइआरवी तथा एएडी के ब्यौरों की दशा में, लागू अवधि के लिए जानकारी दे ।

याचिककर्ता

भाग - 1
प्ररुप - 13

वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

(रुपए लाख में)

विशिष्टियां	विद्यमान 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
2	3	4	5	6	7	8
ऋण-1						
कुल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
कुल ऋण - आरंभिक						
जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं : वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
कुल ऋण - अंतिम						
औसत कुल ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
ऋण - 2						
कुल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
कुल ऋण - आरंभिक						
जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं : वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
कुल ऋण - अंतिम						
औसत कुल ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
ऋण 3 और उससे आगे						
कुल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
कुल ऋण - आरंभिक						
जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						

घटाएं : वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
कुल ऋण - अंतिम						
औसत कुल ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
कुल ऋण						
कुल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
कुल ऋण - आरंभिक						
जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं : वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
कुल ऋण - अंतिम						
औसत कुल ऋण						
ऋण पर ब्याज						
ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर						

1. विदेशी ऋण की दशा में, इसे भारतीय रुपए में संगणना करके प्रस्तुत किया जाना है । तथापि, मूल मुद्रा की संगणना इसी प्ररुप में पृथक् रूप से प्रस्तुत की जानी है ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1
प्ररुप - 13क

ऋणों पर ब्याज की संगणना

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

(रुपए लाख में)

विशिष्टियां	विद्यमान 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7
कुल मानकीय ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक मानकीय ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
कुल मानकीय ऋण - आरंभिक						
वर्ष के दौरान एसीई के कारण वृद्धि/कमी						
वर्ष के दौरान मानकीय ऋणों का प्रतिसंदाय						
कुल मानकीय ऋण - अंतिम						
औसत कुल मानकीय ऋण						
वास्तविक ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर						
मानकीय ऋण पर ब्याज						

याचिककर्ता

भाग - 1

प्ररुप - 13ख

कार्यकरण पूंजी पर ब्याज की संगणना

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	कोयला/लिग्नाइट की लागत[1]						
2.	मुख्य गौण ईंधन तेल की लागत[1]						
3.	ईंधन लागत[2]						
4.	द्रव ईंधन स्टाक[2]						
5.	ओ एंड एम व्यय						
6.	रखरखाव पुर्जे						
7.	प्राप्य						
8.	कुल कार्यकरण पूंजी						
9.	ब्याज की दर						
10.	कार्यकरण पूंजी पर ब्याज						

1. कोयला/लिग्नाइट आधारित उत्पादन केंद्रों के लिए ।

2. गैस ईंधन और द्रव ईंधन पर प्रचालन की वार्षिक पद्धति को सम्यक् रूप से ध्यान में रखते हुए, गैस टर्बाइन/संयुक्त आवर्तन उत्पादन केंद्र के लिए ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1

प्ररूप -14

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

आईडीसी और वित्त प्रभारों की संगणना के लिए ड्रा डाउन अनुसूची

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	ड्रा डाउन	क्वार्टर 1			क्वार्टर 2			क्वार्टर 3		
	विशिष्टियां	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम
1	ऋण									
1.1	विदेशी ऋण									
1.1.1	विदेशी ऋण									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
1.1.2	विदेशी ऋण									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
1.1.3	विदेशी ऋण									
	ड्रा डाउन रकम									

	ड्रा डाउन रकम	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	आईडीसी	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	वित्त प्रभार	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.2.4	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.2	कुल भारतीय ऋण									
	ड्रा डाउन रकम	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	आईडीसी	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	वित्त प्रभार	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1	लिया गया कुल ऋण									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
2	ईक्विटी									
2.1	ली गई विदेशी ईक्विटी									
2.2	ली गई भारतीय ईक्विटी	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	लगाई गई कुल ईक्विटी									

टिप्पण : 1. ऋण और ईक्विटी की निकासी अनुसूची को पूरा किए जाने के लिए समरूप आधार पर की जाएगी । शुरू में उच्चतर ईक्विटी की निकासी अनुज्ञेय है ।

2. उपरोक्त संगणना के लिए प्रयुक्त लागू ब्याज दर, जिसमें पुनः नियत तारीख भी है, को पृथक् रूप से दिया जाएगा ।

3. बहु-एकक परियोजना की दशा में, प्रयुक्त पूंजीकरण के ब्यौरों को दिया जाना है ।

याचिकाकर्ता

	ड्रा डाउन रकम	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	आईडीसी	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	वित्त प्रभार	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.2.4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.2	कुल भारतीय ऋण									
	ड्रा डाउन रकम	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	आईडीसी	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	वित्त प्रभार	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1	लिया गया कुल ऋण									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
2	ईक्विटी									
2.1	ली गई विदेशी ईक्विटी									
2.2	ली गई भारतीय ईक्विटी	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	लगाई गई कुल ईक्विटी									

टिप्पण : 1. ऋण और ईक्विटी की निकासी अनुसूची को पूरा किए जाने के लिए समरूप आधार पर की जाएगी । शुरू में उच्चतर ईक्विटी की निकासी अनुज्ञेय है ।

2. उपरोक्त संगणना के लिए प्रयुक्त लागू ब्याज दर, जिसमें पुनः नियत तारीख भी है, को पृथक् रूप से दिया जाएगा ।

3. बहु-एकक परियोजना की दशा में, प्रयुक्त पूंजीकरण के ब्यौरों को दिया जाना है ।

भाग - 1

प्ररुप -14क

ऊर्जा प्रभारों की संगणना के लिए ईंधन की बाबत प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे/जानकारी[1]

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

वास्तविक नकद व्यय

	क्वार्टर-1	क्वार्टर-2	क्वार्टर-3	क्वार्टर-एन (सीओई)
ठेकेदार/फायदाग्राहियों को संदाय				
नियोजित निधि का %				

टिप्पण : यदि संदाय तथा नियोजित निधि के बीच कोई अंतर होता है तो औचित्य प्रदान करें ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1

प्ररुप -15

ऊर्जा प्रभारों की संगणना के लिए ईंधन की बाबत प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे/जानकारी[1]

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

(रुपए लाख में)

मास	यूनिट	पूर्ववर्ती 3 मास के लिए	पूर्ववर्ती 2 मास के लिए	पूर्ववर्ती 1 मास के लिए
कोयला/लिग्नाइट कंपनी द्वारा प्रदाय की गई कोयला/लिग्नाइट की मात्रा	(एमएमटी)			
कोयला/लिग्नाइट कंपनी द्वारा किए गए प्रदाय की मात्रा में समायोजन (+/-)	(एमएमटी)			
कोयला/लिग्नाइट कंपनी द्वारा प्रदाय किया गया कोयला (1+2)	(एमएमटी)			
मानकीय पारगमन और उठाई-धराई हानियां (कोयला/लिग्नाइट आधारित परियोजनाओं के लिए)	(एमएमटी)			
प्रदाय किया गया कुल कोयला/लिग्नाइट (3-4)	(एमएमटी)			
कोयला/लिग्नाइट कंपनी द्वारा प्रभारित रकम	(रुपए)			
कोयला/लिग्नाइट कंपनी द्वारा प्रभारित की गई रकम में समायोजन (+/-)	(रुपए)			
प्रभारित कुल रकम (6+7)	(रुपए)			
रेल/पोत/सड़क परिवहन द्वारा परिवहन प्रभार	(रुपए)			
रेलवे/परिवहन कंपनी द्वारा प्रभारित की गई रकम में समायोजन (+/-)	(रुपए)			
विलंब शुल्क प्रभार यदि कोई हो	(रुपए)			
एम जी आर प्रणाली के माध्यम से कोयला के परिवहन में डीजल की लागत	(रुपए)			
कुल परिवहन प्रभार (9+/-10-11+12)	(रुपए)			
प्रदाय किए गए कोयला/लिग्नाइट के लिए प्रभारित कुल रकम जिसमें परिवहन भी सम्मिलित है (8+13)	(रुपए)			
यथा चालित कोयला/लिग्नाइट की भारित औसत जीसीवी	(केसीएल/ किल			

टिप्पण :

1. सीसीजीटी केंद्रों के लिए प्राकृतिक/गैस/द्रव ईंधन और कोयला/लिग्नाइट आधारित ताप संयंत्रों के लिए गौण ईंधन के लिए ऐसे ही ब्यौरे दिए जाएं ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1

प्ररुप -16

ऊर्जा प्रभारों दर की संगणना के लिए चूना पत्थर के संबंध में प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे/जानकारी

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

क्रम सं.	मास	यूनिट	पूर्ववर्ती 3 मास के लिए	पूर्ववर्ती 2 मास के लिए	पूर्ववर्ती पहले मास के लिए
1.	चूना पत्थर प्रदाय करने वाली कंपनी द्वारा प्रदाय किए गए चूना पत्थर की मात्रा	(एमएमटी)			
2.	चूना पत्थर प्रदाय करने वाली कंपनी द्वारा प्रदाय की गई मात्रा में समायोजन (+/-)	(एमएमटी)			
3.	चूना पत्थर प्रदाय करने वाली कंपनी द्वारा प्रदाय किया गया चूना पत्थर (1+2)	(एमएमटी)			
4.	प्रदाय किया कुल चूना पत्थर (3-4)	(एमएमटी)			
5.	चूना पत्थर प्रदाय करने वाली कंपनी द्वारा प्रभारित रकम	(रुपए)			
6.	चूना पत्थर प्रदाय करने वाली कंपनी द्वारा प्रभारित की गई रकम में समायोजन (+/-)	(रुपए)			
7.	कुल प्रभारित रकम (6+7)	(रुपए)			
8.	रेल/पोत/सड़क परिवहन द्वारा परिवहन प्रभार	(रुपए)			
9.	रेल/परिवहन कंपनी द्वारा प्रभारित की गई रकम में समायोजन (+/-)	(रुपए)			
10.	विलंबन प्रभार, यदि कोई हो	(रुपए)			
11.	परिवहन प्रभार (8+/-9-10)	(रुपए)			
12.	प्रदाय किए गए चूना पत्थर जिसमें परिवहन भी है, के लिए प्रभारित कुल रकम (7+11)	(रुपए)			

याचिकाकर्ता

परिशिष्ट - 2

भाग - 2

टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (हाइड्रो)

भाग-2

हाइड्रो केन्द्रों के लिए टैरिफ फाइल करने के वाले प्ररूप और

अन्य जानकारी/दस्तावेजों की जांच-सूची

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (ताप) का शीर्षक	टिक
प्ररूप-1	सारांश शीट	
प्ररूप-2	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, हाइड्रो केंद्र का प्रकार, मानकीय संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ)	
प्ररूप-3	हाइड्रो इलैक्ट्रिक परियोजना के लक्षण	
प्ररूप-4	विदेशी ऋण के ब्यौरे	
प्ररूप-4क	विदेशी ईक्विटी के ब्यौरे	
प्ररूप-5	विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश	
प्ररूप-5क	प्राक्कलित पूंजी लागत का सारांश और नई परियोजना को स्थापित करने की अनुसूची	
प्ररूप-5ख	पूंजी लागत के ब्यौरे	
प्ररूप-5ग	संयंत्र तथा उपस्कर के लिए पूंजी लागत के ब्यौरे	
प्ररूप-5घ	संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेजों के ब्यौरे	
प्ररूप-6	सीओडी तक वित्तीय पैकेज	
प्ररूप-7	परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण के ब्यौरे	
प्ररूप-8	विभिन्न परियोजनाओं को कारपोरेट ऋण के आबंटन के ब्यौरे	
प्ररूप-9	सीओडी के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप-9क	पूंजी लागत का विवरण	
प्ररूप-9ख	चालू पूंजी संकर्म का विवरण	
प्ररूप-10	अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्तपोषण	
प्ररूप-11	अवक्षयण दर की संगणना	
प्ररूप-12	अवक्षयण का विवरण	
प्ररूप-13	वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारत औसत दर की संगणना	
प्ररूप-13क	मानकीय ऋण पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप-13ख	कामकाज पूंजी पर ब्याज की संगणना	

प्ररूप-14	आईडीसी और वित्तीय प्रभारों की संगणना के लिए ड्रा डाउन अनुसूची	
प्ररूप-14क	वास्तविक नकद व्यय	
प्ररुप-15क	प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों की संगणना	
प्ररुप-15ख	प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों के ब्यौरे	
प्ररुप-16क	डिजाइन ऊर्जा तथा व्यस्ततम क्षमता (मासिक-वार) - तालाब/भंडारण आकार के नए केंद्रों के साथ आरओआर	
प्ररुप-16ख	डिजाइन ऊर्जा तथा मेगावाट निरंतर (मासिक-वार) - आरओआर प्रभार के नए केंद्र	
प्ररूप-17	ऊर्जा प्रभारों को संगणना के लिए ईंधन के संबंध में प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे/जानकारी	

अन्य जानकारी/दस्तावेज		
क्र.सं.	**जानकारी/दस्तावेज**	**टिक**
1.	समामेलन का प्रमाणपत्र, कारबार आरंभ करने का प्रमाणपत्र, संगम-ज्ञापन और संगम-अनुच्छेद (के.वि.वि.आ. को पहली बार टैरिफ के लिए आवेदन करने वाली कंपनी द्वारा स्थापित नए केन्द्रों के लिए)	
2.	केन्द्रों और सुसंगत वर्षों के लिए सीओडी पर सभी अनुसूचियों और सहित केन्द्र वार और कारपोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभ और हानि लेखे	
3.	सुसंगत ऋण करारों की प्रतियों	
4.	पूंजी लागत और वित्तीय पैकेज के लिए सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन की प्रतियां	
5.	विदेशी ईक्विटी के लिए ईक्विटी भागीदारी करार और आवश्यक अनुमोदन की प्रतियां	
6.	फायदाग्रहियों, यदि कोई हों, के साथ बी.पी.एस.ए./पीपीए की प्रतियां	
7.	समय और अधिक लागत, यदि लागू हो को देने वाले कारणों का ब्यौरे-वार टिप्पण	
8.	कोई अन्य जानकारी (कृपया विनिर्दिष्ट करें)	

टिप्पण : याचिका की इलैक्ट्रानिक प्रति (फारमेट शब्दों में) तथा इन फारमेटों (एक्सेल फारमेट) के अनुसार संगणना के ब्यौरे तथा कोई अन्य जानकारी सी.डी/फ्लापी डिस्क के रूप में भी प्रस्तुत की जाएगी ।

भाग - 2
प्ररूप- 1

सारांश शीट

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम
क्षेत्र राज्य
जिला

(लाख रुपए में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	प्ररुप सं.	विद्यमान 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2		3	4	5	6	7	8
1	अवक्षयण							
2	ऋण पर ब्याज							
3	रिर्टन आन ईक्विटी[1]							
4	कामकाज पूंजी पर ब्याज							
5	प्रघालन और रख-रखाव व्यय							
	कुल							

1 सगंणना के ब्यौरे विनियम के अनुसार विचार किए गए इक्विटी के साथ प्रस्तुत किए जाने हैं ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्ररूप-2

टैरिफ संगणना पर विचार किए गए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, हाइड्रो केन्द्र का प्रकार, मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ) तथा अन्य मानकीय पैरामीटर

कंपनी का नाम :
ऊर्जा केन्द्र का नाम :

		मार्च को समाप्त होने वाला वर्ष					
		यथा विद्यमान					
क्रम सं.	विवरणी	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	संस्थापित क्षमता	एमडब्ल्यू					
2	गृह राज्य को निःशुल्क ऊर्जा	%					
3	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख						
	यूनिट-1						
	यूनिट-2						
	यूनिट-3						
4	केन्द्र का प्रकार						
	क) समतल/भूतल						
	ख) पूर्णतः आरओआर/तालाब/भंडारण						
	ग) व्यस्ततम/गैर-व्यस्ततम						
	घ) व्यस्ततम घंटों की संख्या						
	ङ) अधिक भार क्षमता (मेगावाट) तथा अवधि						
5	एक्साइटर का प्रकार						
	क) उत्पादक संबंधी रोटेटिंग एक्साइटर						
	ख)स्टेटिक एक्साइटेशन						
6	डिजाइन ऊर्जा (वार्षिक)[1]	जीडब्ल्यू एच					

7	सहायक खपत जिसमें पारेषण हानियां भी हैं ।	%					
8	मानकीय संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ)						
9.1	**कामकाज पूंजी के लिए रखरखाव पुर्जे**	ओएंडएम का %					
9.2	कामकाज पूंजी के लिए प्राप्य	मास में					
9.3	रिटर्न आन ईक्विटी के आधार दर	%					
9.4	कर दर[2]	%					
9.5	को एसबीआई की उधार दर[3]	%					

1 याचिका के साथ मासिक-वार 10 दिन डिजाइन ऊर्जा आंकड़े पृथक रूप से दिए जाएं ।

2. वित्तीय वर्ष 2008-09 के लिए कंपनी को लागू कर दर भी प्रस्तुत की जानी चाहिए ।

3 उल्लिखित सुसंगत तारीख ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्ररूप-3

हाइड्रोइलेक्ट्रिक परियोजना के मुख्य लक्षण

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम

1. अवस्थान	
राज्य/जिला	
नदी	
2. दिक्परिवर्तन टयूनल	
आकार, रूप	
लंबाई (एम)	
3. डाम	
आकार	
डाम की अधिकतम लंबाई (एम)	
4. अधिप्लवन मार्ग	
प्रकार	
अधिप्लावन मार्ग का शीर्ष स्तर (एम)	
5. जलाशय	
पूर्ण जलाशय स्तर (एफआरएल) (एम)	
न्यूनतम ड्रा डाउन स्तर (एमडीडीएल) (एम)	
न्यूनतम भंडारण (एमसीएम)	
6. डिस्टलर्टिंग इंतजाम	
प्रकार	
संख्या और आकार	
हटाए जाने वाले कणिका आकार (एमएम)	
7. हेड रेस टयूनल	
आकार और प्रकार	
लंबाई (एम)	
डिजाइन डिस्चार्ज (क्यूमेक्स)	

8. प्रवाह निकास	
प्रकार	
गोलाई (एम)	
ऊंचाई (एम)	
9. पेनस्टाफ/दबाव निकास	
आकार	
गोलाई और लंबाई	
10. ऊर्जा गृह	
संस्थापित क्षमता (यूनिटों की संख्या x एमडब्ल्यू)	
टर्बाइन का आकार	
रेटेड हीट (एम)	
रेटेड डिस्चार्ज (क्यूमेक्स)	
पूर्ण जलाशय स्तर पर हेड (एम)	
न्यूनतम ड्रा डाउन स्तर पर हेड (एम	
एफआरएल पर मेगावाट क्षमता	
एमडीडीएल पर मेगावाट क्षमता	
11. टोल रेस टयूनल/चैनल	
गोलाई (एम) आकार	
लंबाई (एम)	
न्यूनतम टेल जल स्तर (एम)	
12. स्विचगार्ड	
स्विचगियर का आकार	
जनरेटर बेस की संख्या	
बस कूपलर बेज की संख्या	
लाइन बेज की संख्या	

टिप्पण : सिंचाई, पेय जल, औद्योगिक, पर्यावरणीय प्रतिफलों आदि के कारण जल उपयोग पर निर्बंधन लगाने के मद्दे विनिर्दिष्ट समय अवधि के दौरान उत्पादन संबंधी परिसीमा विनिर्दिष्ट करें ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्ररूप - 4

विदेशी ऋण के ब्यौरे

(याचिका के अधीन परियोजना को लागू ऋणों के संबंध में ब्यौरे)

कंपनी का नाम .....
ऊर्जा केन्द्र का नाम .....
वाणिज्यिक प्रचलन की तारीख को विनिमय दर .....
31.3.2009 को विनिमय दर .....

(रकम लाखों में)

	वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचलन की तारीख से प्रारंभ)	वर्ष 1				वर्ष 2				वर्ष 3 और उससे आगे			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रू)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रू)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रू)
	मुद्रा1[1]												
क1	निकासी की तारीख पर[2]												
2	मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख												
3	ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख												
4	वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर												
ख	हेजिंग की दशा में[3]												
1	हेजिंग की दर पर												
2	हेजिंग की अवधि												
3	हेजिंग की लागत												

	मुद्रा2[1]												
क1	निकासी की तारीख पर[2]												
2	मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख												
3	ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख												
4	वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर												
ख	हेजिंग की दशा में[3]												
1	हेजिंग की तारीख												
2	हेजिंग की अवधि												
3	हेजिंग की लागत												
	मुद्रा3[1] और उससे आगे												
क1	निकासी की तारीख पर[2]												
2	मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख												
3	ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख												
4	वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर												
ख	हेजिंग की दशा में[3]												
1	हेजिंग की तारीख												
2	हेजिंग की अवधि												
3	हेजिंग की लागत												

1 मुद्रा का नाम, अर्थात् यूएस $, डी एम, आदि में उल्लिखित किया जाना है ।

2 वर्ष में एक से अधिक निकासी की दशा में, प्रत्येक निकासी की तारीख को मुद्रा की दर दी जानी है ।

3 वर्ष के दौरान एक से अधिक हेजिंग या भाग हेजिंग की दशा में, हेजिंग के ब्यौरे प्रत्येक हेजिंग के ब्यौरे प्रस्तुत किए जाने हैं ।

4 यथा लागू (जैसे रोका गया कर) के ब्यौरे, जिसमें कर में परिवर्तन भी सम्मिलित है, वह तारीख जिससे परिवर्तन हुआ है स्पष्ट रूप से उपदर्शित की जाए।

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्ररूप - 4क

विदेशी ईक्विटी के ब्यौरे

(याचिका के अधीन परियोजना को लागू ईक्विटी इंफ्यूजन, यदि कोई हों, के संबंध में ब्यौरे)

कंपनी का नाम .....
ऊर्जा केन्द्र का नाम .....
इंफ्यूजन की तारीख को मुद्रा विनिमय दर .....

(रकम लाखों में)

	वित्तीय वर्ष	वर्ष 1				वर्ष 2				वर्ष 3 और उससे आगे			
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रू)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रू)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रू)
	मुद्रा1[1]												
क.1	इंफ्यूजन की तारीख पर[2]												
2													
3													
4													
	मुद्रा2[1]												
ख.1	इंफ्यूजन की तारीख पर[2]												
1													
2													
3													

	मुद्रा3[1]												
क.1	इंफ्यूजन की तारीख पर[2]												
2													
3													
4													
ख	मुद्रा4[1] और उससे आगे												
1	इंफ्यूजन की तारीख पर[2]												
2													
3ज													

1 मुद्रा का नाम, अर्थात् यूएस $, डी एम, आदि में उल्लिखित किया जाना है ।
2 वर्ष के दौरान एक से अधिक कर ईक्विटी इंफ्यूजन की दशा में, प्रत्येक इंफ्यूजन की तारीख को मुद्रा की दर दी जानी है ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्ररूप - 5

'विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश

कंपनी का नाम .....
ऊर्जा केन्द्र का नाम .....

के.वि.वि.आ. द्वारा यथास्वीकृत पूंजी लागत	
..... **को स्वीकृत पूंजी लागत**	
(के.वि.वि.आ. के सुसंगत आदेश का याचिका सं. और तारीख सहित संदर्भ दें)	
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू.एस $ या सुसंगत मुद्रा में)	
घरेलू संघटक (रूपए करोड़ में)	
स्वीकृत पूंजी लागत के लिए विचार किए गए विदेशी मुद्रा दर	
स्वीकृत पूंजी लागत के लिए हेजिंग लागत, यदि कोई हो,	
स्वीकृत कुल पूंजी लागत (रूपए करोड़ में)	

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्ररूप - 5क

नई परियोजनाओं के लिए प्राक्कलित पूंजी लागत तथा कमीशनिंग की अनुसूची का सारांश

कंपनी का नाम .....
ऊर्जा केन्द्र का नाम .....
नई परियोजनाएं
प्राक्कलित पूंजी लागत

प्राक्कलित पूंजी लागत को अनुमोदित करने ,वाला निदेशक बोर्ड/अभिकरण		
प्राक्कलित पूंजी लागत के अनुमोदन की तारीख		
	वर्तमान दिन लागत	संपूर्ण लागत
अनुमोदित प्राक्कलन की कीमत स्तर	..... वर्ष ... तिमाही की समाप्ति के अनुसार	केन्द्र की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुसार
पूंजी लागत प्राक्कलित के लिए विचार किए गए विदेशी मुद्रा दर		
पूंजी लागत आईडीसी और एफसी को छोड़कर		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू.एस $ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रूपए करोड़ में)		
पूंजी लागत, जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत भी है(रूपए करोड़ में)		
आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू.एस $ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रूपए करोड़ में)		
आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत को छोड़कर पूंजी लागत (रूपए करोड़ में)		
विचार किए गए करों और शुल्कों की दर		
पूंजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत भी हैं		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू.एस $ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रूपए करोड़ में)		

पूंजी लागत, जिसमें आईडीसी तथा एफसी भी है(रूपए करोड़ में)		
कमीशनिंग की अनुसूची		
यूनिट 1/ब्लाक 1 की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
यूनिट 2/ब्लाक 2 की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
.....		
.....		
अंतिम यूनिट/ब्लाक की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्ररूप - 5ख

हाइड्रो ऊर्जा उत्पादन केंद्र के लिए पूंजी लागत का ब्यौरा

कंपनी का नाम .....
ऊर्जा केन्द्र का नाम .....

(रुपए करोड़ में)

क्रम सं.	संकर्म शीर्ष	प्राधिकरण द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को वास्तविक लागत	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5	परिवर्तन के लिए कारण	स्वीकृत लागत
1	2	3	4		5	6	7
1.0	**अवसंरचना संकर्म**						
1.1	प्रारंभिक, जिसमें विकास भी है						
1.2	भूमि						
1.3	भवन						
1.4	नगरीकरण						
1.5	रखरखाव						
1.6	औजार और संयंत्र						
1.7	संचार						
1.8	पर्यावरण और परिस्थिति की						
1.9	स्टाक संबंधी हानियां						

1.10	प्राप्तियां और वसूली						
1.11	**कुल (अवसंरचना संकर्म)**						
2.0	**प्रमुख सिविल संकर्म**						
2.1	डाम, इंटेक और डिस्टलटिंग चैम्बर्स						
2.2	एचआरटी, टीआरटी, सर्ज शाफ्ट और दबाव शाफ्ट						
2.3	ऊर्जा संयंत्र सिविल संकर्म						
2.4	अन्य सिविल संकम (विनिर्दिष्ट करें)						
2.5	**कुल (प्रमुख सिविल संकर्म)**						
3.0	**हाइड्रो यांत्रिकी उपस्कर**						
4.0	**संयंत्र और उपस्कर**						
4.1	संयंत्र और उपस्कर के आरंभिक पुर्जे						
4.2	**कुल (संयंत्र और उपस्कर)**						
5.0	**कर और शुल्क**						
5.1	सीमा-शुल्क						
5.2	अन्य कर और शुल्क						
5.3	**कुल कर और शुल्क**						
6.0	**संनिर्माण और संस्थापित किए जानें के पूर्व के व्यय**						
6.1	निर्माण, जांच और लगाया जाना						
6.2	संनिर्माण बीमा						
6.3	स्थल पर्यवेक्षण						

6.4	**कुल (संनिर्माण और संस्थापित किए जाने के पूर्व)**						
7.0	**मुख्य शीर्ष**						
7.1	स्थापना						
7.2	अभिकल्प और इंजीनियरिंग						
7.3	संपरीक्षा और लेखे						
7.4	आकस्मिकता						
7.5	पुनर्वास और पुर्नव्यवस्थापन						
7.6	**कुल (मुख्य शीर्ष)**						
8.0	**आईडीसी, एफसी एफईआरवी तथा हेजिंग के बिना पूंजी लागत**						
9.0	**आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत**						
9.1	संनिर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)						
9.2	वित्तीय प्रभार (एफ सी)						
9.3	विदेशी मुद्रा दर परिवर्तन (एफईआरवी)						
9.4	हेजिंग लागत						
9.5	**कुल आईडीसी,एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत**						
10.0	**आईडीसी, एफसी,एफईआरवी तथा हेजिंग लागत**						

टिप्पण : समय और लागत की दशा में, ऐसे और समय तथा लागत के कारणों को देने वाला एक विस्तृत टिप्पण उत्तरदायी अभिकरण को स्पष्ट करते हुए प्रस्तुत करना चाहिए चाहे ऐसा समय और लागत उत्पादन कंपनी के नियत्रण के परे हो ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्ररूप - 5ग

संयंत्र और उपस्कर के लिए पूंजी लागत का ब्यौरा

कंपनी का नाम .....
ऊर्जा केन्द्र का नाम .....

(रुपए करोड़ में)

क्रम सं.	संकर्म शीर्ष	प्राधिकरण द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को लागत	परिवर्तन	परिवर्तन के लिए कारण	स्वीकृत लागत
1	2	3	4	5	6	7
1.0	**जनरेटर, टर्बाइन और गौण**					
1.1	जनरेटर पैकेज					
1.2	टर्बाइन पैकेज					
1.3	यूनिट नियंत्रण बोर्ड					
1.4	सीएंडआई पैकेज					
1.5	जी टी कनेक्शन पर बस डेक्ट					
1.6	कुल (जनरेटर, टर्बाइन और गौण उपकरण)					
2.0	**सहायक इलेक्ट्रिकल उपकरण**					
2.1	स्थापित ट्रांसफार्मर					
2.2	गौण यूनिट ट्रांसफार्मर					
2.3	स्थानीय प्रदाय ट्रांसफार्मर					
2.4	केंद्र ट्रांसफार्मर					
2.5	एससीएडीए					
2.6	स्विचगियर, बैटरी, डी.सी डिस्ट बोर्ड					
2.7	दूरसंचार उपस्कर					
2.8	डाम, पीएच और स्विचयार्ड प्रबोधन					
2.9	केबल और केबल					

	सुविधाएं, ग्राउंडिंग					
2.10	डीजल जनरेटर सेट					
2.11	**कुल (गौण इलेक्ट्रिकल उपकरण)**					
3.0	**ऊर्जा केंद्र के लिए सहायक उपकरण और सेवाएं**					
3.1	ईओटी क्रेन					
3.2	अन्य क्रेन					
3.3	इलेक्ट्रिक लिफ्ट और एलीवेटर					
3.4	कूलिंग जल प्रणाली					
3.5	जल निकास और जल परिशोधित प्रणाली					
3.6	अग्निशमन प्रणाली					
3.7	वातानुकूलित, संवातन और ताप					
3.8	जल प्रदाय प्रणाली					
3.9	तेल उठाई-धराई उपस्कर					
3.10	कार्यशाला मशीन और उपकरण					
3.11	**कुल (पीएस के लिए सहायक उपकरण और सेवाएं)**					
4.0	**स्विचगार्ड पैकेज**					
5.0	**सभी उपरोक्त उपस्करों के लिए आरंभिक पुर्जे**					
6.0	**कुल (संयंत्र और उपस्कर) आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत को छोडकर**					
7.0	**आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत**					
7.1	संकर्म के दौरान ब्याज (आईडीसी)					

7.2	वित्तीय प्रभार (एफसी)					
7.3	विदेशी मुद्रा फेरफार दर (एफईआरवी)					
7.4	हेजिंग लागत					
7.5	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत का योग					
8.0	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत सहित कुल लागत (संयंत्र और उपस्कर)					

याचिकाकर्ता

भाग - 2

प्ररूप - 5घ

संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेज का ब्यौरा (ब्रेक अप)

कंपनी का नाम ....

ऊर्जा केन्द्र का नाम ....

क्रम सं.	नाम/संनिर्माण सं./प्रदाय सेवा पैकेज	कार्य की परिधि (यथा लागू लागत के शीर्ष के आधार पर)	क्या आईसीबी/डीसीबी/ विभागीय/ निक्षेप कार्य के माध्यम से प्रदान किया गया है	प्राप्त बोली की संख्या	प्रदान करने की तारीख	कार्य आरंभ करने की तारीख	कार्य पूरा करने की तारीख	कार्य का मूल्य[1] (रुपए करोड़ में)	फर्म या कीमत में वृद्धि सहित	पूरा होने या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख जो भी पहले हो, तक वास्तविक व्यय (रुपए करोड़ में)	कर तथा शुल्क तथा आईईडीसी	आईडीसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत	कुल (11+12 -13)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)			

1. यदि ऐसा कोई पैकेज हो, जिसे भारतीय रुपए तथा विदेशी मुद्रा में दर्शित किया जाना है तो उसे पृथक् रूप से मुद्रा, मुद्रा विनिमय दर तथा तारीख के साथ दर्शित किया जाना चाहिए अर्थात् 1.4.2009 को यूएस $ = 48 रु. पर 80 करोड़ रुपए + यूएस $ 50 मि. = 320 करोड़ रुपए

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्ररूप - 6

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक वित्तीय पैकेज

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम
वा.प्र. की तारीख को परियोजना लागत[1]
केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख[2]

(रुपए लाखों में)

	यथा अनुमोदित वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को यथास्वीकृत	
	मुद्रा और रकम[3]		मुद्रा और रकम[3]		मुद्रा और रकम[3]	
1	2	3	4	5	6	7
ऋण - 1	यूएस $	200मि.				
ऋण - 2						
ऋण - 3						
और उससे आगे						
ईक्विटी						
विदेशी						
घरेलू						
कुल ईक्विटी						
उधार : ईक्विटी अनुपात						

1 अर्थात्, यूएस $ 200मि.+ 400 करोड़ रुपए या 1यूएस $ = 48 रु. की विनिमय दर पर 1360 करोड़ रुपए जिसमें यूएस $ 200मि. भी है ।
2 वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से अंतिम यूनिट का वाणिज्यिक प्रचालन अभिप्रेत है ।
3 उदाहरणार्थ : यूएस $ 200मि. आदि ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्ररूप - 7

विभिन्न परियोजनाओं को कारपोरेट ऋणों के आवंटन के ब्यौरे

कंपनी का नाम .....
ऊर्जा केन्द्र का नाम .....

(रुपए लाखों में)

विशिष्टियां	पैकेज1	पैकेज2	पैकेज 3	पैकेज4	पैकेज5	पैकेज6
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत[1]						
मुद्रा[2]						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.3.2009/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम[3,4,5,13,15]						
ब्याज का प्रकार[6]						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो[7]						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो[8]	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं
क्या कोई कैपस/फ्लोर है[9]						
यदि उपरोक्त हां है तो कैपस/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि[10]						
..... से प्रभावी विलम्बन अवधि						
प्रतिसंदाय अवधि[11]						
..... से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि						
प्रतिसंदाय आवृत्ति[12]						
प्रतिसंदाय किस्त[13,14]						
आधारिक विनिमय दर[16]						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण को हेज किया गया है						
यदि उपरोक्त हां हो तो ब्यौरा विनिर्दिष्ट करें[17]						

1 ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण लिया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, एफसीआई, पीएफसी आदि ।

2 ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस$ डीएम, येन, भारतीय रुपए आदि ।

3 विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2009 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे ।

4 क्या ऋण पुनर्वित किया गया है, पुनर्वित ऋण के लिए प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं । तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक रूप से दिए जाने हैं ।

5 यदि विभिन्न यूनिटों में टैरिफ के लिए पृथक रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनिटों के लिए पृथक रूप से प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं ।

6 ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है ।

7 आधारिक दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत है जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है । निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों पर लागू आधारिक दर को भी संलग्न किया जाए ।

8 मार्जिन से अतिरिक्त अल्पकालिक दर अभिप्रेत है ।

9 समय पर कैप्स/फ्लोर उस पर प्रस्तुत किए जाने हैं जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं ।

10 विलम्बन अवधि से वह अवधि निर्दिष्ट की जाती है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं ।

11 प्रतिसंदाय अवधि से ऋण का जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि में प्रतिसंदाय अभिप्रेत है ।

12 प्रतिसंदाय आवृत्ति से ऐसे अंतराल अभिप्रेत हैं जिस पर ऋण मासिक, तिमाही, अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि के रूप में दिया जाना है ।

13 जहां ऋण के लिए निकासी/प्रतिसंदाय अधिक है वहां प्रत्येक निकासी/प्रतिसंदाय की तारीख और रकम पृथक् रूप से भी दी जाए ।

14 यदि प्रतिसंदाय, किस्त की रकम और प्रतिसंदाय तारीख उपरोक्त दिए गए आंकड़ों से नहीं दी जा सकती है वहां प्रतिसंदाय अनुसूची पृथक् रूप से दी जाए ।

15 विदेशी ऋण की दशा में प्रत्येक निकासी और प्रतिसंदाय उस तारीख को विनिमय दर के साथ दिया जाए ।

16 आधारिक विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2009 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत है ।

17 हेजिंग की दशा में, हेजिंग के प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत, आदि जैसे ब्यौरे विनिर्दिष्ट करें ।

18 ट्रयूंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक् रूप से प्रस्तुत किया जाना है ।

19 ट्रयूंग अप के समय, पहले विचार किए गए ऋण के पुर्नवित्त के ब्यौरे प्रस्तुत करें । उस तारीख को ऐसे ब्यौरे जिसको पुर्नवित्त किया गया है, पुर्नवित्त ऋण की रकम, पुर्नवित्त ऋण के निबंधन तथा शर्तें, पुर्नवित्त के लिए उपगत वित्त तथा अन्य प्रभार आदि ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्रपत्र - 8

परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण के ब्यौरे

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम

(रुपए लाखों में)

विशिष्टियां	पैकेज1	पैकेज2	पैकेज 3	पैकेज4	पैकेज5	पैकेज6	टिप्पणियां
1	2	3	4	5	6	7	8
ऋण का स्रोत[1]							
मुद्रा[2]							
स्वीकृत ऋण की रकम							
31.3.2009/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम[3,4,6,13,15]							
ब्याज का प्रकार[5]							
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो							
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो[7]							
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो[8]	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	
क्या कोई कैपस/फ्लोर है[9]							
यदि उपरोक्त हां है तो कैपस/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें							
विलम्बन अवधि[10]							
..... से प्रभावी विलम्बन अवधि							
प्रतिसंदाय अवधि[11]							
..... से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि							
प्रतिसंदाय आवृत्ति[12]							
प्रतिसंदाय किस्त[13,14]							
आधारिक विनिमय दर[16]							
क्या विदेशी मुद्रा ऋण को हेज किया गया है							
यदि उपरोक्त हां हो तो ब्यौरा विनिर्दिष्ट करें[17]							
	विभिन्न परियोजनाओं को ऋण पैकेजों का विवरण						
परियोजना का नाम						कुल	

परियोजना 1							
परियोजना 2							
परियोजना 3 और उससे आगे							

1 ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण किया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, एफसीआई, पीएफसी आदि ।

2 ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस$ डीएम, येन, भारतीय रुपए आदि ।

3 विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.09 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे ।

4 क्या ऋण पुनर्वित किया गया है, पुनर्वित ऋण के लिए प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं । तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक रूप से दिए जाने हैं ।

5 यदि विभिन्न यूनिटों में टैरिफ के लिए पृथक् रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनिटों के लिए पृथक रूप से प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं ।

6 ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है ।

7 आधारिक दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत है जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है । निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों पर लागू आधारिक दर को भी संलग्न किया जाए ।

8 मार्जिन से अतिरिक्त अल्पकालिक दर अभिप्रेत है ।

9 समय पर कैप्स/फ्लोर उस पर प्रस्तुत किए जाने हैं जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं ।

10 विलम्बन अवधि से वह अवधि निर्दिष्ट की जाती है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं ।

11 प्रतिसंदाय अवधि से ऋण का जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि में प्रतिसंदाय अभिप्रेत है ।

12 प्रतिसंदाय आवृत्ति से ऐसे अंतराल अभिप्रेत हैं जिस पर ऋण मासिक, तिमाही, अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि के रूप में दिया जाना है ।

13 जहां ऋण के लिए निकासी/प्रतिसंदाय अधिक है वहां प्रत्येक निकासी/प्रतिसंदाय की तारीख और रकम पृथक रूप से भी दी जाए ।

14 यदि प्रतिसंदाय, किस्त की रकम और प्रतिसंदाय तारीख उपरोक्त दिए गए आंकड़ों से नहीं दी जा सकती है वहां प्रतिसंदाय अनुसूची पृथक रूप से दी जाए ।

15 विदेशी ऋण की दशा में प्रत्येक निकासी और प्रतिसंदाय उस तारीख को विनिमय दर के साथ दिया जाए ।

16 आधारिक विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2009 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत है ।

17 हेजिंग की दशा में, हेजिंग के प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत, आदि जैसे ब्यौरे विनिर्दिष्ट करें ।

18 ट्रयूंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक् रूप से प्रस्तुत किया जाना है ।

19 ट्रयूंग अप के समय, पहले विचार किए गए ऋण के पुर्नवित्त के ब्यौरे प्रस्तुत करें । उस तारीख को ऐसे ब्यौरे जिसको पुर्नवित्त किया गया है, पुर्नवित्त ऋण की रकम, पुर्नवित्त ऋण के निबंधन तथा शर्तें, पुर्नवित्त के लिए उपगत वित्त तथा अन्य प्रभार आदि ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्ररूप-9

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का ब्यौरा

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम
वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख

क्रम सं.	वर्ष	अंतिम तारीख तक/अंतिम तारीख के बाद वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् जोड़े गए संकर्म/उपस्कर	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् जोड़े गए संकर्म/उपस्कर	पूंजीकृत/पूंजीकृत किए जाने के लिए प्रस्तावित रकम	क्या उपस्कर का बीमा किया गया है तथा बीमा आगमों से दावा की गई रकम	वह विनियम जिसके अधीन दावा किया गया है	न्यायोचित	स्वीकृत लागत[1]
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	कुल							

1 यदि परियोजना पूरा कर ली गई है और भारत सरकार द्वारा कोई टैरिफ अधिसूचना पहले ही जारी कर दी गई है, तो (प्राधिकरण का नाम) द्वारा पहले ही जारी की गई टैरिफ अधिसूचना के प्रयोजन के लिए यथा स्वीकृत लागत देते हुए स्तंभ 9 को भरें (टैरिफ आदेश की प्रति संलग्न करें) ।

टिप्पण :

1. प्ररूप को क्रमानुसार वर्ष-वार भरें जिसमें फायदाग्राहियों की आवश्यकता और प्रोद्भूत लाभ का ब्यौरा स्पष्ट रूप से दर्शित करें ।
2. यदि आरंभिक पुर्जे किसी भी उपस्कर के साथ क्रय किए जाते हैं तो ऐसे पुर्जों की लागत पृथक् रूप से उपदर्शित की जानी चाहिए अर्थात् रोटर, 50 करोड़, आरंभिक पुर्जे - 5 करोड़ ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्ररुप - 9क

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

पूंजी लागत का विवरण

(सुसंगत तारीख तथा वर्षवार के लिए दिया जाना है)

		सुसंगत तारीख को[1]
अ	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक कुल ब्लॉक रकम	
	ख) उपरोक्त अ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त अ(क) में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
	घ) उपरोक्त अ(क) में सम्मिलित आईईडीसी की रकम (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत को छोड़कर)	
आ	क) अवधि के दौरान अतिरिक्त कुल ब्लॉक रकम	
	ख) उपरोक्त आ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त आ(क) में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
	घ) उपरोक्त आ(क) में सम्मिलित आईईडीसी की रकम (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत को छोड़कर)	
इ	क) बहियों के अनुसार अंतिम कुल ब्लॉक रकम	
	ख) उपरोक्त इ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त इ(क) में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
	घ) उपरोक्त इ(क) में सम्मिलित आईईडीसी की रकम (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत को छोड़कर)	

1. सुसंगत तारीख/तारीखों से केंद्र की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तथा आरंभ तथा समाप्त् होने वाला वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2

प्ररुप - 9ख

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

चालू पूंजी संकर्म का विवरण

(सुसंगत तारीख तथा वर्षबार के लिए दिया जाना है)

		सुसंगत तारीख को[1]
अ	**क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक सीडब्ल्यूआईपी रकम**	
	ख) उपरोक्त में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
आ	**क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी में जोड़/समायोजन**	
	ख) उपरोक्त में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
इ	**क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी की नियत आस्ति का पूंजीकरण/अंतरण**	
	ख) उपरोक्त में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
ई	**क) बहियों के अनुसार अंतिम सीडब्ल्यूआईपी रकम**	
	ख) उपरोक्त में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	

1. सुसंगत तारीखों से यूनिट/यूनिटों की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तथा आरंभ तथा समाप्त् होने वाला वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्ररुप - 10

अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्त पोषण

कंपनी का नाम : .....

ऊर्जा केंद्र का नाम : .....

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख : .....

(रुपए लाख में)

	वास्तविक					स्वीकृत				
वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से आरंभ)	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5 और उससे आगे	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5 और उससे आगे
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
संकर्म/उपस्कर में पूंजीकृत रकम										
वित्तीय ब्यौरें										
ऋण-1										
ऋण-2										
ऋण-3 और उससे आगे										
कुल ऋण[2]										
ईक्विटी										
आंतरिक संसाधन										
अन्य										
कुल										

1. वर्ष 1 वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के वित्तीय वर्ष को निर्दिष्ट करता है और वर्ष 2 तथा वर्ष 3 आदि क्रमशः पश्चातवर्ती वित्तीय वर्ष है ।

2. अपेक्षित अतिरिक्त पूंजीकरण को पूरा करने वाले ऋण के ब्यौरे प्ररुप 7 या 8, जो भी सुसंगत हो, के अनुसार दिए जाने चाहिए ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्रकप - 11

अवक्षयण दर की संगणना

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	आस्तियों का नाम	31.3.2009 को या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को, जो भी बाद में हो, तथा 31.3.2013 तक तत्पश्चात् 31.3.2013 तक प्रत्येक वर्ष के लिए पश्चात्वर्ती कुल ब्लॉक	के वि वि आ की अवक्षयण दर अनुसूची के अनुसार अवक्षयण दर	31.3.2014 तक प्रत्येक वर्ष के लिए अवक्षयण रकम
	1	2	3	4 = स्तंभ 2 x 3
33.	भूमि			
34.	भवन			
35.	और उससे आगे			
36.				
37.				
38.				
39.				
40.				
41.				
42.				
43.				
44.				
45.				
46.				
47.				
48.				
49.				
50.				
51.				
52.				

53.				
54.				
55.				
56.				
57.				
58.				
59.				
60.				
61.				
62.				
63.				
64.				
	कुल			
	अवक्षयण भारित औसत दर (%)			

1. आस्तियों के नाम अधिसूचना से संलग्न अवक्षयण अनुसूची में उल्लिखित आस्तियों के विवरण के अनुसार होने चाहिए ।

याचिकाकर्ता

भाग - 1

प्ररुप - 12

अवक्षयण का विवरण

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

(रुपए लाख में)

वित्तीय वर्ष	2000-01 तक[1]	2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
पूंजी लागत का अवक्षयण														
अतिरिक्त पूंजीकरण पर अवक्षयण														
अतिरिक्त पूंजीकरण की रकम														
अवक्षयण रकम														
एफईआरवी के ब्यौरे														
एफईआरवी की वह रकम जिस पर अवक्षयण प्रभारित किया गया है														
अवक्षयण रकम														

वर्ष के दौरान प्राप्त अवक्षयण														
वर्ष के दौरान वसूले गए अवक्षयण के लिए अग्रिम														
वर्ष के दौरान वसूला गया अवक्षयण तथा अग्रिम के लिए अवक्षयण														
वर्ष तक वसूल किए गए संचयी अवक्षयण और अग्रिम के लिए अवक्षयण														

1. यदि 2004-09 की अवधि के लिए टैरिफ का आयोग द्वारा आदेश नहीं दिया जाता है तो 2004-09 तक टैरिफ में वसूले गए अवक्षयण को उसी प्ररुप में पृथक् रूप से समर्थक ब्यौरों सहित वर्ष-वार ब्यौरों के साथ दिया जाए ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्रारूप - 13

वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना[1]

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7	8
	ऋण-1						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
	घटाएं : वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						
	वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
	ऋण पर ब्याज						
	ऋण - 2						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
	घटाएं : वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						
	वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
	ऋण पर ब्याज						
	ऋण 3 और उससे आगे						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
	घटाएं : वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						

	वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
	ऋण पर ब्याज						
	कुल ऋण						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
	घटाएं : वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						
	ऋण पर ब्याज						
	ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर						

1. विदेशी ऋण की दशा में, इसे भारतीय रुपए में संगणना करके प्रस्तुत किया जाना है । तथापि, मूल मुद्रा की संगणना इसी प्ररुप में पृथक् रूप से प्रस्तुत की जानी है ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्ररुप - 13क

मानकीय ऋणों पर ब्याज की संगणना

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

(रुपए लाख में)

विशिष्टियां	विद्यमान 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7
कुल मानकीय ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक मानकीय ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
कुल मानकीय ऋण - आरंभिक						
वर्ष के दौरान एसीई के कारण वृद्धि/कमी						
वर्ष के दौरान मानकीय ऋणों का प्रतिसंदाय						
कुल मानकीय ऋण - अंतिम						
औसत कुल मानकीय ऋण						
वास्तविक ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर						
मानकीय ऋण पर ब्याज						

भाग - 2

प्ररुप - 13ख

कार्यकरण पूंजी पर ब्याज की संगणना

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7	8
11.	रखरखाव पुर्जे						
12.	प्राप्य						
13.	ओ एंड एम व्यय						
14.	कुल कार्यकरण पूंजी						
15.	ब्याज की दर						
16.	कार्यकरण पूंजी पर ब्याज						

याचिकाकर्ता

भाग - 2

प्ररुप -14

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

आईडीसी और वित्त प्रभारों की संगणना के लिए ड्रा डाउन अनुसूची

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	ड्रा डाउन	क्वार्टर 1			क्वार्टर 2			क्वार्टर 3		
	विशिष्टियां	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम
1	ऋण									
1.1	विदेशी ऋण									
1.1.1	विदेशी ऋण									
	ड्रा डाउन रकम									

	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
1.1.2	विदेशी ऋण									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
1.1.3	विदेशी ऋण									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
1.1.4	--									
	--									
	--									
1.1	कुल विदेशी ऋण									
	विदेशी ऋण									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
1.2	भारतीय ऋण									
1.2.1	भारतीय ऋण									
	ड्रा डाउन रकम	--	--	--	--	--	--	--	--	--

	आईडीसी	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	वित्त प्रभार	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.2.2	भारतीय ऋण									
	ड्रा डाउन रकम	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	आईडीसी	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	वित्त प्रभार	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.2.3	भारतीय ऋण									
	ड्रा डाउन रकम	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	आईडीसी	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	वित्त प्रभार	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.2.4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.2	कुल भारतीय ऋण									
	ड्रा डाउन रकम	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	आईडीसी	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	वित्त प्रभार	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1	लिया गया कुल ऋण									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
2	ईक्विटी									
2.1	ली गई विदेशी ईक्विटी									

2.2	ली गई भारतीय ईक्विटी	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	लगाई गई कुल ईक्विटी									

टिप्पण : 1. ऋण और ईक्विटी की निकासी अनुसूची को पूरा किए जाने के लिए समरूप आधार पर की जाएगी । शुरू में उच्चतर ईक्विटी की निकासी अनुज्ञेय है ।

2. उपरोक्त संगणना के लिए प्रयुक्त लागू ब्याज दर, जिसमें पुनः नियत तारीख भी है, को पृथक् रूप से दिया जाएगा ।

3. बहु-एकक परियोजना की दशा में, प्रयुक्त पूंजीकरण के ब्यौरों को दिया जाना है ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2

प्ररुप -14क

ऊर्जा प्रभारों की संगणना के लिए ईंधन की बाबत प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे/जानकारी'

कंपनी का नाम .....

ऊर्जा केंद्र का नाम .....

वास्तविक नकद व्यय

	क्वार्टर-1	क्वार्टर-2	क्वार्टर-3	क्वार्टर-एन (सीओई)
ठेकेदार/फायदाग्राहियों को संदाय				
नियोजित निधि का %				

टिप्पण : यदि संदाय तथा नियोजित निधि के बीच कोई अंतर होता है तो औचित्य प्रदान करें ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्ररूप-15क

प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों की संगणना

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम

(लाख रुपए में)

	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2003-04 से 2007-08	2008-09	2009-10	वेतन वृद्धि के साथ 2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
केस 1: 2003-04 से 2007-08 के लिए उपलब्ध ओएंडएम आकंड़े													
(वास्तविक आंकड़े के आधार पर ओएंडएम आधार)													
(क) कुल ओएंडएम खर्चे													
(ख) प्रसामान्य ओएंडएम खर्चे													
- अतिरिक्त सुरक्षा खर्चे													
- सिलिटेशन													
- अतिरिक्त कर्मचारिवृंद													
- कोई अन्य (विनिर्दिष्ट करें)													
(ग) (क-ख)	सी1	सी2	सी3	सी4	सी5	ड	सी6	सी7	सी8	सी9	सी10	सी11	सी12
2007-08 की कीमत स्तर पर औसत सामान्यीकृत ओएंडएम की संगणना	(सी1) x (ईएसवी)	(सी2) x (ईएसवी)	(सी3) x (ईएसवी)	(सी1) x (ईएसवी)	(सी5)	औसत(सी1-सी5)	ड x (ईएसवी)	ड x (ईएसवी)	सी7x .35x.5 सी7	(सी8) x (ईएसवी)	(सी8) x (ईएसवी)	(सी8) x (ईएसवी)	(सी8) x (ईएसवी)
वृद्धि दर (ईएससी) %	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17		5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	
केस 2 : ऐसे नए केन्द्र जिनके लिए 2003-04 से 2007-08 तक के आंकड़े उपलब्ध नहीं हैं													
कमीशनिंग का वर्ष													
ओएंडएम आधार की संगणना xx		एन1	एन2	एन3	एन4	एन	एन5	एन6		एन7	एन8	एन9	एन10

कमीशनिंग 2004-05 का माना गया वर्ष		परियोजना लागत x 02 x दिनों की संख्या/ 365	एनx (ईएस सी)	एनx (ईएस सी)	एन4	औसत (एन1-एन4)	एनx (ईएस सी)	एनx (ईएस सी)		एनx (ईएस सी)	एनx (ईएस सी)	एनx (ईएस सी)	एनx (ईएस सी)

केस 1

* प्रसामान्य ओएंडएम खर्चे जैसे

-घुसपैठ के कारण सुरक्षा खर्चे (सामान्य सुरक्षा से भिन्न)

केस-2

** वर्ष 2005-06 के दौरान नए केंद्र के लिए वृद्धि अनुपातिक आधार पर होगी

-पी1.पी2.....पी5 वर्ष 2003-04, 2004-05 ..... 2007-08 में दावा किए गए वास्तविक ओएंडएम खर्चे हैं ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2

प्ररूप-15ख

प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों के ब्यौरे

कंपनी का नाम

ऊर्जा केन्द्र का नाम

	मद	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08
	1	2	3	4	5	6
(अ)	**ओएंडएम खर्चों का ब्यौरा**					
1	भंडार तथा पुर्जों की खपत					
2	मरम्मत तथा रखरखाव					
3	बीमा					
4	सुरक्षा					
5	प्रशासनिक खर्चे					
क	किराया					
ख	विद्युत प्रभार					
ग	यात्रा तथा वाहन					
घ	संचार खर्चे					
ङ	विज्ञापन					
च	नींव रखने तथा उदघाटन					
छ	संदाय					
ज	मनोरंजन					
	उप-योग (प्रशासनिक खर्चे)					
6	**कर्मचारी लागत**					
क	वेतन मजदूरी तथा भत्ता					
ख	कर्मचारी कल्याण खर्चे					
ग	उत्पादकता आधारित प्रोत्साहन					
घ	बीआरएस संबंधी खर्चे					
ङ	एक्स-ग्रेसिया					
	उप-योग कर्मचारी लागत					
7	भंडार की हानि					

8	प्रावधान					
9	कारपोरेट कार्यालय व्यय आबंटन					
10	अन्य विनिर्दिष्ट मदें					
11	(कुल 1 से 10)					
12	राजस्व/वसूलियां, यदि कोई हों					
13	अन्य खर्च					
(आ)	कर्मचारियों की संख्या के ब्यौरे					
	i) कार्यपालक					
	ii) गैर कार्यपालक					
	iii) कुशल					
	iv) अकुशल					
	कुल					

टिप्पण						
i) विभिन्न कृत्यकारी गतिविधियों के कारपोरेट खर्चों के आबंटन तथा संनिर्माण के दौरान प्रत्येक प्रचालित केंद्र और केंद्रों की ऊर्जा उत्पादन से संबंधित कारपोरेट खर्चों के आबंटन को स्पष्ट विनिर्दिष्ट किया जाना चाहिए ।						
ii) दिए गए शीर्षों के अधीन ओएंडएम में 2% से अधिक की वार्षिक वृद्धि को स्पष्ट रूप से बताना चाहिए ।						
iii) आंकड़े संपरीक्षित तुलनपत्र के आधार पर होने चाहिए ।						
iv) वर्ष 2003-04 के पूर्व अवधि से संबंधित बकाया के ब्यौरों को, पृथक् रूप से दर्शित करना चाहिए						
v) प्रत्येक वर्ष वीआरएस लेने वाले कर्मचारियों की संख्या उपदर्शित की जानी चाहिए						
vi) प्रसामान्य खर्चों, यदि कोई हो, के ब्यौरे पृथक् रूप से दिए जाएंगे						
vii) दे पुनरीक्षित/बकायों के लिए वर्ष 2006-07 तथा 2007-08 के दौरान कर्मचारी लागत में किए गए मासिकवार उपबंध पृथक रूप से दिए जाएंगे ।						

याचिकाकर्ता

चालू खर्चों का ब्यौरा (कारपोरेट स्तर पर)

(रुपए लाख में)

क्र.सं.	मदें	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08
1	2	3	4	5	6	7
(अ)	कारपोरेट खर्चे का ब्यौरा (कंपनी स्तर पर दीर्घ)					
1	कर्मचारी खर्चे					
क	वेतन मजदूरी तथा भत्ता					
ख	कर्मचारी कल्याण खर्चे					
ग	उत्पादकता आधारित प्रोत्साहन					
घ	बीआरएस संबंधी खर्चे					
ङ	एक्स-ग्रेसिया					
2	प्रशासनिक खर्चे					
क	मरम्मत तथा रखरखाव					
ख	प्रशिक्षण तथा भर्ती					
ग	संचार					
घ	यात्रा तथा वाहन					
ङ	किराया					
च	अन्य (मद विनिर्दिष्ट करें)					
	उप-योग (प्रशासनिक खर्चे)					
3	सुरक्षा					

4	संदान					
5	उपबंध					
6	अन्य (मद विनिर्दिष्ट करें)					
7	योग (1 से 6)					
8	कम वसूलियां, यदि कोई हो					
9	कुल कारपोरेट खर्चे (योग)					
(आ)	**विभिन्न कृत्यकारी गतिविधियों जैसे कारपोरेट खर्चों का आबंटन**					
1	ऊर्जा केन्द्र					
2	परियोजना प्रबंधन/निर्माणाधीन परियोजनाएं					
3	परामर्शी कारबार					
4	कोई अन्य					
	टिप्पण : उपरोक्त उपदर्शित शीर्ष दृष्टांकित है । उत्पादन कंपनी अपनी कंपनी की विभिन्न कृत्यकारी गतिविधियों में आबंटन को प्रस्तुत करे					
(इ)	विभिन्न उत्पादन केन्द्रों के ऊर्जा उत्पादन की कृत्यकारी गतिविधियों से संबंधित कारपोरेट खर्चों का आबंटन					
1	उत्पादन केन्द्र 1					
2	उत्पादन केन्द्र 2					
3	उत्पादन केन्द्र 3					
	कुल					
(ई)	**कर्मचारियों की संख्या के ब्यौरे**					
	i) कार्यपालक					
	ii) गैर कार्यपालक					
	iii) कुशल					
	iv) अकुशल					
	कुल					

i) दिए गए शीर्षों के अधीन ओएंडएम खर्चों में 20% से अधिक की वार्षिक वृद्धि को स्पष्ट रूप से बताना चाहिए

ii) आंकड़े संपरीक्षित तुलनपत्र के आधार पर होने चाहिए

iii) वर्ष 2003-04 के पूर्व अवधि से संबंधित बकाया के ब्यौरों को पृथक रूप से दर्शित करना चाहिए

iv) प्रत्येक वर्ष वीआरएस लेने वाले कर्मचारियों की संख्या उपदर्शित की जानी चाहिए

v) प्रसामान्य खर्चों, यदि कोई हो, के ब्यौरे पृथक् रूप से दिए जाएंगे

vi) वे पुनरीक्षित/बकायों के लिए वर्ष 2006-07 तथा 2007-08 के दौरान कर्मचारी लागत में किए गए मासिक-वार उपबंध पृथक रूप से दिए जाएंगे ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2
प्रारूप-16क

डिजाइन ऊर्जा और व्यस्ततम क्षमता (मासिक-वार)-तालाब/भंडारण आकार के नए केन्द्रों के साथ आरओआर

उत्पादन कंपनी .....
हाइड्रो उत्पादन केन्द्र का नाम .....
संस्थापित क्षमता : यूनिटों की संख्या x मेगावाट =

मास		डिजाइन ऊर्जा** (एमयूएस)	डिजाइन व्यस्ततम क्षमता (मेगावाट)*
अप्रैल	I		
	II		
	III		
मई	I		
	II		
	III		
जून	I		
	II		
	III		
जुलाई	I		
	II		
	III		
अगस्त	I		
	II		
	III		
सितम्बर	I		
	II		
	III		
अक्तूबर	I		
	II		
	III		
नवम्बर	I		
	II		
	III		
दिसम्बर	I		
	II		
	III		
जनवरी	I		
	II		
	III		
फरवरी	I		
	II		
	III		
मार्च	I		
	II		
	III		
कुल			

* डीपीआर/सीईए के टीईसी के अनुसार, तारीख .....

टिप्पण :

उन व्यस्ततम घंटों को विनिर्दिष्ट करें जिनके लिए केन्द्र की डिजाइन की गई है ।

याचिकाकर्ता

भाग - 2

प्ररूप-16ख

डिजाइन ऊर्जा तथा मेगावाट निरंतर (मासिक-वार)-आरओआर आकार के केन्द्र

उत्पादन कंपनी .....

हाउड्रो उत्पादन केन्द्र का नाम .....

संस्थापित क्षमता : यूनिटों की संख्या x मेगावाट =

मास		डिजाइन ऊर्जा* (एमयू)	मेगावाट निरंतर*
अप्रैल	I		
	II		
	III		
मई	I		
	II		
	III		
जून	I		
	II		
	III		
जुलाई	I		
	II		
	III		
अगस्त	I		
	II		
	III		
सितम्बर	I		
	II		
	III		
अक्तूबर	I		
	II		
	III		
नवम्बर	I		
	II		
	III		
दिसम्बर	I		
	II		
	III		
जनवरी	I		
	II		
	III		
फरवरी	I		
	II		
	III		
मार्च	I		
	II		
	III		
कुल			
* डीपीआर/सीईए के टीईसी के अनुसार, तारीख			

याचिकाकर्ता

परिशिष्ट - 3

भाग - 3

टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (पारेषण)

भाग-3

पारेषण प्रणाली केन्द्रों के लिए टैरिफ फाइल करने के वाले प्ररूप और अन्य जानकारी/दस्तावेजों की जांच-सूची

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (ताप) का शीर्षक	टिक
प्ररूप-1	सारांश शीट	
प्ररूप-2	पारेषण लाइनों तथा उप-केंद्रों के ब्यौरे	
प्ररूप-3	टैरिफ की संगणना के लिए विचार किए गए मानकीय पैरामीटर	
प्ररूप-4	विदेशी ऋण के ब्यौरे	
प्ररूप-4क	विदेशी ईक्विटी के ब्यौरे	
प्ररूप-5	विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश	
प्ररूप-5क	प्राक्कलित पूंजी लागत का सारांश और नई परियोजना को स्थापित करने की अनुसूची	
प्ररूप-5ख	पारेषण प्रणाली के लिए परियोजना लागत का घटक-वार ब्यौरे	
प्ररूप-5ग	संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेजों के ब्यौरे	
प्ररुप-5घ	घटक-वार लागत के ब्यौरे	
प्ररूप-6	सीओडी तक वित्तीय पैकेज	
प्ररूप-7	परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण के ब्यौरे	
प्ररूप-8	विभिन्न पारेषण घटकों को कारपोरेट ऋण के आबंटन के ब्यौरे	
प्ररूप-9	सीओडी के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप-9क	पूंजी लागत का विवरण	
प्ररूप-9ख	सीडब्ल्यूआईपी का विवरण	
प्ररूप-10	अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्तपोषण	
प्ररूप-11	अवक्षयण दर की संगणना	
प्ररूप-12	अवक्षयण का विवरण	
प्ररूप-13	वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना	
प्ररूप-13क	मानकीय ऋण पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप-13ख	कामकाज पूंजी पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप-14	आईडीसी और वित्तीय प्रभारों की संगणना के लिए ड्रा-डाउन अनुसूची	

अन्य जानकारी/दस्तावेज		
क्र.सं.	जानकारी/दस्तावेज	टिक
1.	समामेलन का प्रमाणपत्र, कारबार आरंभ करने का प्रमाणपत्र, संगम-ज्ञापन और संगम-अनुच्छेद (के.वि.वि.आ. को पहली बार टैरिफ के लिए आवेदन करने वाली कंपनी द्वारा स्थापित नए केन्द्रों के लिए)	
2.	नए केन्द्रों और सुसंगत वर्षों के लिए केन्द्र के सीओडी पर सभी अनुसूचियों और परिशिष्टियों सहित केन्द्र वार और कारपोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभ और हानि लेखे	
3.	सुसंगत ऋण करारों की प्रतियों	
4.	पूंजी लागत और वित्तीय पैकेज के लिए सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन की प्रतियां	
5.	विदेशी ईक्विटी के लिए ईक्विटी भागीदारी करार और आवश्यक अनुमोदन की प्रतियां	
6.	फायदाग्रहियों, यदि कोई हों, के साथ बी.पी.टी.ए./टीएसए की प्रतियां	
7.	समय और अधिक लागत, यदि लागू हो को देने वाले कारणों का ब्यौरे-वार टिप्पण	
8.	कोई अन्य सुसंगत जानकारी (कृपया विनिर्दिष्ट करें)	

टिप्पण : याचिका की इलैक्ट्रानिक प्रति (फारमेट शब्दों में) तथा इन फारमेटों (एक्सेल फारमेट) के अनुसार संगणना के ब्यौरे तथा कोई अन्य जानकारी सी.डी/फ्लापी डिस्क के रूप में भी प्रस्तुत की जाएगी ।

भाग - 3

प्ररूप- 1

सारांश शीट

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटकों का नाम :

(लाख रुपए में)

क्रम सं.	विशिष्टियां		विद्यमान 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2		3	4	5	6	7	8
1	अवक्षयण							
2	ऋण पर ब्याज							
3	रिर्टन आन ईक्विटी[1]							
4	कामकाज पूंजी पर ब्याज							
5	प्रचालन और रख-रखाव व्यय							
	कुल							

1 संगणना के ब्यौरे विनियम के अनुसार विचार किए गए इक्विटी के साथ प्रस्तुत किए जाने हैं ।

याचिकाकर्ता

पारेषण लाइनों और उप-केन्द्रों के ब्यौरे

भाग - 3
प्ररूप - 2

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम _____
क्षेत्र का नाम _____
परियोजना का नाम _____
पारेषण घटकों का नाम _____

पारेषण लाइन

क्रम सं0	लाइन का नाम	लाइन का प्रकार एसी / एचवीडीसी	एस/सी या डी/सी	सब-कंडेक्टरों की संख्या	वोल्टता स्तर कि.वा.	लाइन की लंबाई सीकेटी कि.मी.	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख	वर्तमान याचिका में सम्मिलित	
								हां/नहीं	यदि नहीं, तो याचिका सं0
1									
2									
3									
4									
-									
-									

उपकेन्द्र

क्रम सं0	उप-केन्द्र का नाम	उप-केन्द्र का प्रकार पारम्परिक/जीआईएस /एचवीडीसी टर्मिनल /एचवीडीसी बैक-टू-बैक	वोल्टता स्तर कि.वा.	ट्रांसफार्मर रिएक्टरों / एसवीसी आदि (क्षमता सहित) की सं0	बैजों की सं0				वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख	वर्तमान याचिका में सम्मिलित	
					765 के.वी	400 के.वी	220 केवी	132 केवी और उससे निम्न		हां/नहीं	यदि नहीं, तो याचिका सं0
1											
2											
3											
4											
-											
-											

याचिकाकर्ता

भाग - 3
प्ररूप - 3

टैरिफ संगणना के लिए विचार किए गए मानकीय पैरामीटर

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम _____
क्षेत्र का नाम _____
परियोजना का नाम _____
पारेषण संघटकों का नाम _____

मार्च को समाप्त होने वाला वर्ष

	यूनिट	यथाविद्यमान					
		2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7	8
रिटर्न ईक्विटी की आधार दर	%						
कर दर	%						
लक्ष उपलब्धता	%						
मानकीय ओएंडएम प्रति सीकेटी.केएम	रु0 लाख						
मानकीय ओएंड एम प्रति बे	रु0 लाख						
ओएंड एम के % के रूप में डब्ल्यू सी के लिए पुर्जे	%						
डब्ल्यूसी के लिए मास में प्राप्य	मास						
—— को एस्बीआई की मुख्य उधार दर	%						

1. कृपया सुसंगत तारीख लिखें ।

याचिकाकर्ता

भाग - 3
प्ररूप - 4

विदेशी ऋण के ब्यौरे

(याचिका के अधीन परियोजना को लागू ऋणों के संबंध में ब्यौरे)

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :
क्षेत्र का नाम :
परियोजना का नाम :
पारेषण घटकों का नाम :
वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विनिमय दर :
31.3.2009 को विनिमय दर :

(रकम लाखों में)

क्रम सं.	वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रारंभ)	वर्ष 1				वर्ष 2				वर्ष 3 और उसके आगे			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रु)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रु)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रु)
	मुद्रा1[1]												
क.1	निकासी की तारीख पर[2]												
2	मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख												
3	ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख												
4	वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर												
ख	हेजिंग की दशा में[3]												
1	हेजिंग की दर पर												
2	हेजिंग की अवधि												
3	हेजिंग की लागत												
	मुद्रा2[1]												
क.1	निकासी की तारीख पर[2]												
2	मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख												

3	ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख												
4	वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर												
ख	हेजिंग कीं दशा में[3]												
1	हेजिंग की तारीख												
2	हेजिंग की अवधि												
3	हेजिंग की लागत												
	मुद्रा3[1] और उससे आगे												
क.1	निकासी की तारीख पर[2]												
2	मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख												
3	ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख												
4	वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर												
ख	हेजिंग की दशा में[3]												
1	हेजिंग की तारीख												
2	हेजिंग की अवधि												
3	हेजिंग की लागत												

1 मुद्रा का नाम, अर्थात् यूएस $ डी एम, आदि में उल्लिखित किया जाना है ।

2 वर्ष में एक से अधिक निकासी की दशा में, प्रत्येक निकासी की तारीख को मुद्रा की दर दी जानी है ।

3 वर्ष के दौरान एक से अधिक हेजिंग या भाग हेजिंग की दशा में, हेजिंग के ब्यौरे, प्रत्येक हेजिंग के ब्यौरे प्रस्तुत किए जाने हैं ।

4 यथा लागू (जैसे रोका गया कर) के ब्यौरे, जिसमें कर में परिवर्तन भी सम्मिलित है, वह तारीख जिससे परिवर्तन हुआ है स्पष्ट रूप से उपदर्शित की जाए ।

याचिकाकर्ता

भाग - 3
प्ररूप - 4क

विदेशी ईक्विटी के ब्यौरे

(याचिका के अधीन परियोजना को लागू ऋणों के संबंध में ब्यौरे)

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :
क्षेत्र का नाम :
परियोजना का नाम :
पारेषण घटकों का नाम :
इंफ्यूजन की तारीख को मुद्रा विनिमय दर :

(रकम लाखों में)

	वित्तीय वर्ष	वर्ष 1				वर्ष 2				वर्ष 3 और उससे आगे			
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रु)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रु)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (रु)
क. 1	मुद्रा1'												
2	इंफ्यूजन की तारीख पर												
3													
4													
ख.	मुद्रा2'												
1	इंफ्यूजन की तारीख पर												
2													
3													
क.1	मुद्रा3'												
2	इंफ्यूजन की												

	तारीख पर												
3													
4													
ख	मुद्रा[4][1] और उससे आगे												
1	इंफ्यूजन की तारीख पर												
2													
3													

1 मुद्रा का नाम, अर्थात् यूएस $ डी एम, आदि में उल्लिखित किया जाना है ।

2 वर्ष के दौरान एक से अधिक कर ईक्विटी इंफ्यूजन की दशा में, प्रत्येक इंफ्यूजन की तारीख को मुद्रा की दर दी जानी है ।

याचिकाकर्ता

भाग - 3
प्ररूप - 5

विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :
क्षेत्र का नाम :
परियोजना का नाम :
पारेषण घटकों का नाम :

के.वि.वि.आ. द्वारा यथास्वीकृत पूंजी लागत	
..... को स्वीकृत पूंजी लागत	
(के.वि.वि.आ. के सुसंगत आदेश का याचिका सं. और तारीख सहित संदर्भ दें)	
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू.एस $ या सुसंगत मुद्रा में)	
घरेलू संघटक (रुपए करोड़ में)	
स्वीकृत पूंजी लागत के लिए विचार किए गए विदेशी मुद्रा दर	
स्वीकृत पूंजी लागत के लिए हेजिंग लागत, यदि कोई हो,	
स्वीकृत कुल पूंजी लागत (रुपए करोड़ में)	

याचिकाकर्ता

भाग - 3
प्ररूप - 5क

नई परियोजनाओं के लिए प्राक्कलित पूंजी लागत तथा कमीशनिंग की अनुसूची का सारांश

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :
क्षेत्र का नाम :
परियोजना का नाम :
पारेषण घटकों का नाम :

नई परियोजनाएं
प्राक्कलित पूंजी लागत

प्राक्कलित पूंजी लागत को अनुमोदित करने वाला निदेशक बोर्ड/अभिकरण :		
प्राक्कलित पूंजी लागत के अनुमोदन की तारीख :		
	वर्तमान दिन लागत	संपूर्ण लागत
अनुमोदित प्राक्कलन की कीमत स्तर	..... वर्ष ... तिमाही की समाप्ति के अनुसार	केन्द्र की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुसार
पूंजी लागत प्राक्कलित के लिए विचार किए गए विदेशी मुद्रा दर		
पूंजी लागत आईडीसी और एफसी को छोड़कर		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू.एस $ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रूपए करोड़ में)		
पूंजी लागत, आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत को छोड़कर (रूपए करोड़ में)		
आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू.एस $ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रूपए करोड़ में)		
कुल आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत (रूपए करोड़ में)		
विचार किए गए करों और शुल्कों की दर		

पूंजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत भी है		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू.एस $ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रुपए करोड़ में)		
पूंजी लागत, जिसमें आईडीसी तथा एफसी भी है(रुपए करोड़ में)		
लगाए जाने की अनुसूची		
यूनिट 1/ब्लाक 1 की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
यूनिट 2/ब्लाक 2 की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
.....		
.....		
अंतिम यूनिट/ब्लाक की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		

टिप्पण :

1. अनुमोदन पत्र की प्रति संलग्न की जानी चाहिए ।
2. पूंजी लागत के ब्यौरे यथालागू प्ररूप 5ख या 5ग के अनुसार दिए जाने हैं ।
3. आईडीसी और वित्तीय प्रभारों के ब्यौरे प्ररूप 14 के अनुसार दिए जाने हैं ।

याचिकाकर्ता

भाग - 3
प्ररूप - 5ख

पारेषण प्रणाली के लिए परियोजना लागत के घटक-वार ब्यौरे

पारेषण अनुज्ञप्तियों का नाम :
क्षेत्र का नाम :
परियोजना का नाम :
पारेषण घटकों का नाम :

क्रम सं.	ब्रेक डाउन	लागत करोड़ रुपए में			अंतर	अंतर के लिए कारण	स्वीकृत लागत
		मूल प्राक्कलन के अनुसार	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को	/उपबंध			
1	2	3	4	5	6 = (3-4-5)	7	8
क	**पारेषण लाइन**						
1.0	**प्रारंभिक संकर्म**						
1.1	डिजाइन और इंजीनियरिंग						
1.2	प्रारंभिक निरीक्षण, मार्गाधिकार, वन निर्बाधन, पीटीसीसी साधारण सिविल संकर्म, आदि						
1.3	कुल प्रारंभिक संकर्म						
2.0	पारेषण लाइन सामग्री						
2.1	टावर्स इस्पात						
2.2	कन्डक्टर						
2.3	अर्थ, तार						
2.4	इंसुलेटर						
2.5	हार्डवेयर फिटिंग						
2.6	कन्डक्टर और अर्थ तार सामग्री						
2.7	पुर्जे						
2.8	निर्माण, तार बंदी और सिविल संकर्म जिसमें नींव भी सम्मिलित हैं						
2.9	**पारेषण लाइन सामग्री का योग**						

3.0	कर और शुल्क						
3.1	सीमा शुल्क						
3.2	अन्य कर और शुल्क						
	कुल कर और शुल्क						
	कुल - पारेषण लाइनें						
ख	उप-केन्द्र						
4.0	**प्रारंभिक संकर्म और भूमि**						
4.1	डिजाइन और इंजीनियरिंग						
4.2	भूमि						
4.3	स्थल की तैयारी						
	प्रारंभिक संकर्म और भूमि						
5.0	**सिविल संकर्म**						
5.1	नियंत्रण कक्ष और कार्यालय भवन, जिसमें एचवीएसी भी है						
5.2	नगर और कालोनी						
5.3	सड़क और मल निकासी						
5.4	संरचना के लिए नींव						
5.5	प्रकीर्ण सिविल संकर्म						
	कुल सिविल संकर्म						
6.0	**उपकेन्द्र उपस्कर**						
6.1	स्विच गियर (सी.टी., पी.टी., सर्किट ब्रेकर आइसोलेटर, आदि)						
6.2	ट्रांसफार्मर्स						
6.3	क्षतिपूरक उपस्कर (रिएक्टर, एसवीसी आदि)						
6.4	नियंत्रण, रिले और संरक्षण पैनल						
6.5	पीएलसीसी						
6.6	एचवीडीसी पैकेज						

6.7	बस-वार/कन्डक्टर्स/इन्सुलेटर्स						
6.8	बाहरी प्रकाश						
6.9	आपातकालीन डी.जी.सेट						
6.10	ग्राउंडिंग प्रणाली						
6.11	स्विचयार्ड के लिए संरचना						
	कुल उप-केन्द्र उपस्कर						
7.0	**पुर्जे**						
8.0	**कर और शुल्क**						
8.1	सीमा-शुल्क						
8.2	अन्य कर और शुल्क						
8.3	**कुल कर और शुल्क**						
	कुल (उपकेन्द्र)						
9.0	संनिर्माण और लगाए जाने के पूर्व के खर्चे						
9.1	स्थल पर्यवेक्षण और स्थल प्रशासन आदि						
9.2	औजार और संयंत्र						
9.3	संनिर्माण बीमा						
	कुल संनिर्माण और लगाए जाने के पूव खर्चे						
10.0	शीर्ष						
10.1	स्थापना						
10.2	संपरीक्षा और लेखा						
10.3	आकस्मिकता						
	कुल शीर्ष						
11.0	बिना कुल लागत (संयंत्र तथा उपस्कर) की परियोजना लागत						

12.0	कुल लागत (संयंत्र तथा उपस्कर)						
12.1	संनिर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)						
12.2	वित्त प्रभार (एफसी)						
12.3	विदेशी मुद्रा दर परिवर्तन (एफईआरवी)						
12.4	हेजिंग लागत						
13.0	परियोजना लागत जिसमें आईडीसी, एफसी एईआरवी तथा हेजिंग लागत भी सम्मिलित है						

1. अधिक समय तथा लागत लगने की दशा में, ऐसे अधिक समय तथा कारणों को देने वाला एक विस्तृत टिप्पण उत्तरदायी अभिकरण को स्पष्ट करते हुए प्रस्तुत करना चाहिए और चाहे अधिक समय और लागत उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से परे हो ।

याचिकाकर्ता

भाग - 3

प्ररूप - 5ग

संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेजों का ब्यौरा

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :

क्षेत्र का नाम :

पारेषण घटकों का नाम :

परियोजना का नाम :

क्रम सं.	नाम/ संनिर्माण सं./प्रदाय सेवा पैकेज	कार्य की परिधि[1] (यथा लागू लागत के शीर्ष के आधार पर)	क्या आईसी बी/डीसीबी/ विभागीय/ निक्षेप कार्य आदि के माध्यम से प्रदान किया गया है	प्राप्त बोली की संख्या	प्रदान करने की तारीख	कार्य प्रारंभ करने की तारीख	कार्य को पूरा करने की तारीख	कार्य का मूल्य[2] (रुपए करोड़ में)	मूल्य वृद्धि के साथ फर्म	पूरा होने या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, जो भी पहले हो, तक वास्तविक व्यय (रुपए करोड़ में)	कर तथा शुल्क तथा आईईडीसी	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत	उप-योग

1 किसी भी पैकेज में कार्य की परिधि संभावित सीमा तक प्ररूप 5ख में लागत की ब्यौरेवार पुष्टि में उपदर्शित की जाएगी ।

2 यदि यहां कोई ऐसा पैकेज हो, जिसे भारतीय रुपए और विदेशी मुद्रा में दर्शित किए जाने की आवश्यकता है, तो उसे विनिमय दर और वह तारीख जैसे 1.4.2007 को यूएस $= 40 रुपए पर 80 करोड़ रुपए + यूएस $ 50एम = 280 करोड़ रुपए के साथ पृथक रूप से दर्शित किया जाना चाहिए ।

याचिकाकर्ता

भाग - 3

प्ररूप - 5घ

परियोजना के घटक-वार लागत के ब्यौरे

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण लाइनें :

क्रम सं.	लाइन का नाम	आनुपातिक अनुमोदित लागत (रुपए लाखों में)	पूरा करने की लागत(रुपए लाखों में)	वर्तमान याचिका में सम्मिलित	
				हां/नहीं	यदि नहीं, तो याचिका सं.
1					
2					
3					
4					
-					
-					
-					

उप-केन्द्र

क्रम सं.	उप-केन्द्र का नाम	आनुपातिक अनुमोदित लागत (रुपए लाखों में)	पूरा करने की लागत (रुपए लाखों में)	वर्तमान याचिका में सम्मिलित	
				हां/नहीं	यदि नहीं, तो याचिका सं.
1					
2					
3					
4					
-					
-					
-					

याचिकाकर्ता

भाग - 3
प्ररूप - 6

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक वित्तीय पैकेज

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :
क्षेत्र का नाम :
परियोजना का नाम :
पारेषण घटकों का नाम :
बा.अ. की तारीख को परियोजना लागत[1]
पारेषण घटक के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख[2]

(रुपए लाखों में)

	यथा अनुमोदित वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को यथास्थीकृत	
	मुद्रा और रकम[3]		मुद्रा और रकम[3]		मुद्रा और रकम[3]	
1	2	3	4	5	6	7
ऋण - 1	यूएस $	200एम				
ऋण - 2						
ऋण - 3						
और उससे आगे						
ईक्विटी						
विदेशी						
घरेलू						
कुल ईक्विटी						
उधार : ईक्विटी अनुपात						

1 अर्थात् यूएस $ 200मि.+ 400 करोड़ रुपए या 1यूएस $ = 48 रु. की विनिमय दर पर 1360 करोड़ रुपए जिसमें यूएस $ 200मि. भी है ।
2 वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से अंतिम यूनिट का वाणिज्यिक प्रचालन अभिप्रेत है ।
3 उदाहरणार्थ : यूएस $ 200मि. आदि ।

याचिकाकर्ता

भाग - 3
प्ररूप - 7

परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण के ब्यौरे

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :
क्षेत्र का नाम :
परियोजना का नाम :
पारेषण घटकों का नाम :

(रुपए लाखों में)

विशिष्टियां	पैकेज1	पैकेज2	पैकेज 3	पैकेज4	पैकेज5	पैकेज6
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत[1]						
मुद्रा[2]						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.3.2009/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम[3,4,5,13,15]						
ब्याज का प्रकार[6]						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो[7]						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो[8]	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं
क्या कोई कैपस/फ्लोर है[9]						
यदि उपरोक्त हां है तो कैपस/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि[10]						
..... से प्रभावी विलम्बन अवधि						
प्रतिसंदाय अवधि[11]						
..... से प्रभावी प्रतिसंदाय						
प्रतिसंदाय आवृत्ति[12]						
प्रतिसंदाय किस्त[13,14]						
आधारिक विनिमय दर[16]						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण को हेज किया गया है						
यदि उपरोक्त हां हो तो ब्यौरा विनिर्दिष्ट करें[17]						

1 ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण लिया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, एफसीआई, पीएफसी आदि ।

2 ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस$ डीएम, येन, भारतीय रुपए आदि ।

3 विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2009 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे ।

4 क्या ऋण पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त ऋण के लिए प्ररूप में ब्यौरे दिए जाते हैं । तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक रूप से दिए जाते हैं ।

5 यदि विभिन्न यूनिटों में टैरिफ के लिए पृथक रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनिटों के लिए पृथक रूप से प्ररूप में ब्यौरे दिए जाते हैं ।

6 ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है ।

7 आधारिक दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत है जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है । निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों पर लागू आधारिक दर को भी संलग्न किया जाए ।

8 मार्जिन से अतिरिक्त अल्पकालिक दर अभिप्रेत है ।

9 समय पर कैप्स/फ्लोर उस पर प्रस्तुत किए जाते हैं जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं है ।

10 विलम्बन अवधि से वह अवधि निर्दिष्ट की जाती है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं है ।

11 प्रतिसंदाय अवधि से ऋण का जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि में प्रतिसंदाय अभिप्रेत है ।

12 प्रतिसंदाय आवृत्ति से ऐसे अंतराल अभिप्रेत हैं जिस पर ऋण मासिक, तिमाही, अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि के रूप में दिया जाना है ।

13 जहां ऋण के लिए निकासी/प्रतिसंदाय अधिक है वहां प्रत्येक निकासी/प्रतिसंदाय की तारीख और रकम पृथक रूप से भी दी जाए ।

14 यदि प्रतिसंदाय, किस्त की रकम और प्रतिसंदाय तारीख उपरोक्त दिए गए आंकड़ों से नहीं दी जा सकती है तो प्रतिसंदाय अनुसूची पृथक् रूप से दी जाए ।

15 विदेशी ऋण की दशा में प्रत्येक निकासी और प्रतिसंदाय उस तारीख को विनिमय दर के साथ दिया जाए ।

16 आधारिक विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2009 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत है ।

17 हेजिंग की दशा में, हेजिंग के प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत, आदि जैसे ब्यौरे विनिर्दिष्ट करें ।

18 ट्रूयूंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाना है ।

19 ट्रूयूंग अप के समय, पहले विचार किए गए ऋण के पुनर्वित्त के ब्यौरे प्रस्तुत करें । उस तारीख को ऐसे ब्यौरे जिसको पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त ऋण की रकम, पुनर्वित्त ऋण के निबंधन तथा शर्तें, पुनर्वित्त के लिए उपगत वित्त तथा अन्य प्रभार आदि ।

याचिकाकर्ता

भाग - 3

प्ररूप - 8

परियोजना विभिन्न पारेषण घटकों को कारपोरेट ऋणों के आबंटन के ब्यौरे

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटकों का नाम :

(रूपए लाखों में)

विशिष्टियां	पैकेज1	पैकेज2	पैकेज 3	पैकेज4	पैकेज5	पैकेज6	टिप्पणियां
1	2	3	4	5	6	7	8
ऋण का स्रोत[1]							
मुद्रा[2]							
स्वीकृत ऋण की रकम							
31.3.2009/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम[3,4,5,13,15]							
ब्याज का प्रकार[6]							
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो							
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो[7]							
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो[8]							
क्या कोई कैपस/फ्लोर है[9]	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	
यदि उपरोक्त हां है तो कैपस/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें							
विलम्बन अवधि[10]							
..... से प्रभावी विलम्बन अवधि							
प्रतिसंदाय अवधि[11]							
..... से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि							
प्रतिसंदाय आवृत्ति[12]							
प्रतिसंदाय किस्त[13,14]							
आधारिक विनिमय दर[16]							
क्या विदेशी मुद्रा ऋण को हेज किया गया है							
यदि उपरोक्त हां हो, तो ब्यौरा विनिर्दिष्ट करें[17]							
विभिन्न पारेषण घटकों के ऋण पैकेज का विवरण							
पूर्वी क्षेत्र							

पारेषण घटक 1							
पारेषण घटक 2 और उससे आगे							
कुल							
पश्चिमी क्षेत्र							
पारेषण घटक 1							
पारेषण घटक 2 और उससे आगे							
कुल							
उत्तरी क्षेत्र							
पारेषण घटक 1							
पारेषण घटक 2 और उससे आगे							
कुल							
दक्षिणी क्षेत्र							
पारेषण घटक 1							
पारेषण घटक 2 और उससे आगे							
कुल							
उत्तर-पूर्वी क्षेत्र							
पारेषण घटक 1							
पारेषण घटक 2 और उससे आगे							
कुल							
आएलडीसी							
कुल							

1 ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण किया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, एफसीआई, पीएफसी आदि ।

2 ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस$ जीएम, येन, भारतीय रुपए आदि ।

3 विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.09 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे ।

4 क्या ऋण पुनर्वित किया गया है, पुनर्वित ऋण के लिए प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं । तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक रूप से दिए जाने हैं ।

5 यदि विभिन्न यूनिटों में टैरिफ के लिए पृथक् रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनिटों के लिए पृथक रूप से प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं ।

6 ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है ।

7 आधारिक दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत है जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है । निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों पर लागू आधारिक दर को भी संलग्न किया जाए ।

8 मार्जिन से अतिरिक्त अल्पकालिक दर अभिप्रेत है ।

9 समय पर कैप्स/फ्लोर उस पर प्रस्तुत किए जाने हैं जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं ।

10 विलम्बन अवधि से वह अवधि निर्दिष्ट की जाती है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं ।

11 प्रतिसंदाय अवधि से ऋण का जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि में प्रतिसंदाय अभिप्रेत है ।

12 प्रतिसंदाय आवृत्ति से ऐसे अंतराल अभिप्रेत हैं जिस पर ऋण मासिक, तिमाही, अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि के रूप में दिया जाना है ।

13 जहां ऋण के लिए निकासी/प्रतिसंदाय अधिक है वहां प्रत्येक निकासी/प्रतिसंदाय की तारीख और रकम पृथक रूप से भी दी जाए ।

14 यदि प्रतिसंदाय, किस्त की रकम और प्रतिसंदाय तारीख उपरोक्त दिए गए आंकड़ों से नहीं दी जा सकती है वहां प्रतिसंदाय अनुसूची पृथक रूप से दी जाए ।

15 विदेशी ऋण की दशा में प्रत्येक निकासी और प्रतिसंदाय उस तारीख को विनिमय दर के साथ दिया जाए ।

16 आधारिक विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2009 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत है ।

17 हेजिंग की दशा में, हेजिंग के प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत, आदि जैसे ब्यौरे विनिर्दिष्ट करें ।

18 ट्रयूंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक् रूप से प्रस्तुत किया जाना है ।

19 ट्रयूंग अप के समय, पहले विचार किए गए ऋण के पुर्नवित्त के ब्यौरे प्रस्तुत करें । उस तारीख को ऐसे ब्यौरे जिसको पुर्नवित्त किया गया है, पुर्नवित्त ऋण की रकम, पुर्नवित्त ऋण के निबंधन तथा शर्तें, पुर्नवित्त के लिए उपगत वित्त तथा अन्य प्रभार आदि ।

याचिकाकर्ता

भाग - 3

प्ररूप - 9

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :

क्षेत्र का नाम :

पारेषण घटक का नाम :

परियोजना का नाम :

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख :

क्रम सं.	वर्ष	अंतिम तारीख तक/अंतिम तारीख के बाद वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् जोड़े गए संकर्म/उपस्कर	पूंजीकृत/ पूंजीकृत किए जाने के लिए प्रस्तावित रकम	यथा प्रस्तावित न्यायोचित्व	किस विनियम के अधीन सम्मिलित है	स्वीकृत लागत
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	कुल					

1 यदि परियोजना पूरा कर ली गई है और कोई टैरिफ अधिसूचना पहले ही जारी कर दी गई है तो (प्राधिकरण का नाम) द्वारा पहले ही जारी की गई टैरिफ अधिसूचना के प्रयोजन के लिए यथा स्वीकृत लागत देते हुए स्तंभ 7 को भरें (टैरिफ आदेश की प्रति संलग्न करें) ।

टिप्पण :

1. प्ररूप को क्रमानुसार वर्ष-वार भरें जिसमें फायदाग्राहियों की आवश्यकता और प्रोद्भूत खर्च का थोड़ा स्पष्ट रूप से वर्णित करें ।

2. यदि आरंभिक पुर्जे किसी भी उपस्कर के साथ क्रय किए जाते हैं तो ऐसे पुर्जों की लागत पृथक् रूप से उपदर्शित की जानी चाहिए ।

याधिकाकर्ता

भाग - 3
प्ररुप - 9क

पूंजी लागत का विवरण

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :
क्षेत्र का नाम :
परियोजना का नाम :
पारेषण घटकों का नाम :

(सुसंगत तारीख तथा वर्षवार के लिए दिया जाना है)

		सुसंगत तारीख को[1]
अ	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक कुल ब्लॉक रकम	
	ख) उपरोक्त अ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त अ(क) मे सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
	घ) उपरोक्त अ(क) में सम्मिलित आईईडीसी की रकम (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत को छोड़कर)	
आ	क) अवधि के दौरान अतिरिक्त कुल ब्लॉक रकम	
	ख) उपरोक्त आ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त आ(क) में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
	घ) उपरोक्त आ(क) में सम्मिलित आईईडीसी की रकम (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत को छोड़कर)	
इ	क) बहियों के अनुसार अंतिम कुल ब्लॉक रकम	
	ख) उपरोक्त इ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त इ(क) में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
	घ) उपरोक्त इ(क) में सम्मिलित आईईडीसी की रकम (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत को छोड़कर)	

1. सुसंगत तारीख/तारीखों से केंद्र की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तथा आरंभ तथा समाप्त् होने वाला वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है ।

याचिकाकर्ता

भाग - 3

प्ररुप - 9ख

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :
क्षेत्र का नाम :
परियोजना का नाम :
पारेषण घटकों का नाम :

चालू पूंजी संकर्म का विवरण

(सुसंगत तारीख तक वर्षवार के लिए दिया जाना है)

		सुसंगत तारीख को
अ	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक सीडब्ल्यूआईपी रकम	
	ख) उपरोक्त में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
आ	क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी में जोड़/समायोजन	
	ख) उपरोक्त में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
इ	क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी की निवल आस्ति का पूंजीकरण/अंतरण	
	ख) उपरोक्त में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	
ई	क) बहियों के अनुसार अंतिम सीडब्ल्यूआईपी रकम	
	ख) उपरोक्त में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त में सम्मिलित आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत की रकम	

1. सुसंगत तारीखों से यूनिट/यूनिटों की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तथा आरंभ तथा समाप्त् होने वाला वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है ।

याचिकाकर्ता

भाग - 3
प्ररुप - 10

अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्त पोषण

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :
क्षेत्र का नाम :
परियोजना का नाम :
पारेषण घटकों का नाम :

(रुपए लाख में)

	प्रक्षेपित/वास्तविक					स्वीकृत				
वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से आरंभ)	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5 और उससे आगे	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5 और उससे आगे
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
संकर्म/उपस्कर में पूंजीकृत रकम										
वित्तीय ब्यौरे										
ऋण-1										
ऋण-2										
ऋण-3 और उससे आगे										
कुल ऋण[2]										
ईक्विटी										
आंतरिक संसाधन										
अन्य										
कुल										

1. वर्ष 1 वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के वित्तीय वर्ष को निर्दिष्ट करता है और वर्ष 2 तथा वर्ष 3 आदि क्रमशः पश्चात्वर्ती वित्तीय वर्ष है ।

2. अपेक्षित अतिरिक्त पूंजीकरण को पूरा करने वाले ऋण के ब्यौरे प्ररुप 7 या 8, जो भी सुसंगत हो, के अनुसार दिए जाने चाहिए ।

याचिकाकर्ता

भाग - 3

प्रकप - 11

अवक्षयण दर की संगणना

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :
क्षेत्र का नाम :
परियोजना का नाम :
पारेषण घटकों का नाम :

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	आस्तियों का नाम	31.3.2009 को या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को जो भी बाद में हो तथा 31.3.2013 तक तत्पश्चात् प्रत्येक वर्ष के लिए पश्चात्वर्ती कुल ब्लॉक	के वि वि आ की अवक्षयण दर अनुसूची के अनुसार अवक्षयण दर	31.3.2014 तक प्रत्येक वर्ष के लिए अवक्षयण रकम
	1	2	3	4 = स्तंभ 2 x 3
65.	भूमि			
66.	भवन			
67.	और उससे आगे			
68.				
69.				
70.				
71.				
72.				
73.				
74.				
75.				
76.				
77.				
78.				
79.				
80.				
81.				
82.				

83.				
84.				
85.				
86.				
87.				
88.				
89.				
90.				
91.				
92.				
93.				
94.				
95.				
96.				
	कुल			
	अवक्षयण भारित औसत दर (%)			

1. आस्तियों के नाम अधिसूचना से संलग्न अवक्षयण अनुसूची में उल्लिखित आस्तियों के विवरण के अनुसार होने चाहिए ।

याचिकाकर्ता

भाग - 3

प्ररूप - 12

अवक्षयण का विवरण

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटकों का नाम :

(रुपए लाख में)

वित्तीय वर्ष	2000-01 तक	2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
पूंजी लागत की अवक्षयण														
अतिरिक्त पूंजीकरण पर अवक्षयण														
अतिरिक्त पूंजीकरण की रकम														
अवक्षयण रकम														
एफईआरवी के ब्यौरे														
एफईआरवी की वह रकम जिस पर अवक्षयण प्रभारित														

किया गया है														
अवक्षयण रकम														
वर्ष के दौरान प्राप्त अवक्षयण														
वर्ष के दौरान वसूले गए अवक्षयण के लिए अग्रिम														
वर्ष के दौरान वसूला गया अवक्षयण तथा अग्रिम के लिए अवक्षयण														
वर्ष तक वसूल किए गए संचयी अवक्षयण और अग्रिम के लिए अवक्षयण														

1. यदि 2004-09 की अवधि के लिए टैरिफ का आयोग द्वारा आदेश नहीं दिया जाता हैं तो 2004-09 तक टैरिफ में वसूले गए अवक्षयण को उसी प्ररुप में पृथक् रूप से समर्थक ब्यौरों सहित वर्षवार ब्यौरों के साथ दिया जाए ।

2. एफईआरवी तथा एएडी के ब्यौरों की दशा में, लागू अवधि के लिए जानकारी दें ।

याचिककर्ता

भाग - 3
प्रारूप - 13

वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना[1]

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :
क्षेत्र का नाम :
परियोजना का नाम :
पारेषण घटकों का नाम :

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7	8
	ऋण-1						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
	घटाएं : वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						
	वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
	ऋण पर ब्याज						
	ऋण - 2						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
	घटाएं : वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						
	वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
	ऋण पर ब्याज						
	ऋण 3 और उससे आगे						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						

	घटाएं : वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						
	वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
	ऋण पर ब्याज						
	कुल ऋण						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
	घटाएं : वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						
	ऋण पर ब्याज						
	ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर						

1. विदेशी ऋण की दशा में, इसे भारतीय रुपए में संगणना करके प्रस्तुत किया जाना है । तथापि, मूल मुद्रा की संगणना इसी प्ररुप में पृथक् रूप से प्रस्तुत की जानी है ।

याचिकाकर्ता

भाग - 3

प्ररुप - 13क

मानकीय ऋणों पर ब्याज की संगणना

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटकों का नाम :

(रुपए लाख में)

विशिष्टियां	विद्यमान 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7
कुल मानकीय ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक मानकीय ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						

1	2	3	4	5	6	7
कुल मानकीय ऋण - आरंभिक						
वर्ष के दौरान एसीई के कारण वृद्धि/कमी						
वर्ष के दौरान मानकीय ऋणों का प्रतिसंदाय						
कुल मानकीय ऋण - अंतिम						
औसत मानकीय ऋण						
वास्तविक ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर						
मानकीय ऋण पर ब्याज						

याचिककर्ता

भाग - 3

प्ररुप - 13ख

कार्यकरण पूंजी पर ब्याज की संगणना

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :
क्षेत्र का नाम :
परियोजना का नाम :
पारेषण घटकों का नाम :

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7	8
17.	ओ एंड एम व्यय						
18.	स्वरखाव पुर्जे						
19.	प्राप्य						
20.	कुल कार्यकरण पूंजी						
21.	ब्याज की दर						
22.	कार्यकरण पूंजी पर ब्याज						

याचिकाकर्ता

भाग - 3

प्ररुप -14

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :
क्षेत्र का नाम :
परियोजना का नाम :
पारेषण घटकों का नाम :

आईडीसी और वित्त प्रभारों की संगणना के लिए ड्रा डाउन अनुसूची

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	ड्रा डाउन	क्वार्टर 1			क्वार्टर 2			क्वार्टर 3		
	विशिष्टियां	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम
1	ऋण									
1.1	विदेशी ऋण									
1.1.1	विदेशी ऋण[1]									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
1.1.2	विदेशी ऋण[2]									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
1.1.3	विदेशी ऋण[3]									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									

	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
1.1.4	—									
	—									
	—									
1.1	कुल विदेशी ऋण									
	विदेशी ऋण									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
1.2	भारतीय ऋण									
1.2.1	भारतीय ऋण[1]									
	ड्रा डाउन रकम	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	आईडीसी	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	वित्त प्रभार	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.2.2	भारतीय ऋण[2]									
	ड्रा डाउन रकम	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	आईडीसी	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	वित्त प्रभार	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.2.3	भारतीय ऋण[3]									
	ड्रा डाउन रकम	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	आईडीसी	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	वित्त प्रभार	—	—	—	—	—	—	—	—	—

1.2.4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.2	कुल भारतीय ऋण									
	ड्रा डाउन रकम	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	आईडीसी	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	वित्त प्रभार	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1	लिया गया कुल ऋण									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
2	ईक्विटी									
2.1	ली गई विदेशी ईक्विटी									
2.2	ली गई भारतीय ईक्विटी	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	लगाई गई कुल ईक्विटी									

टिप्पण : 1. ऋण और ईक्विटी की निकासी अनुसूची को पूरा किए जाने के लिए समरूप आधार पर की जाएगी । शुरू में उच्चतर ईक्विटी की निकासी अनुज्ञेय है ।

2. उपरोक्त संगणना के लिए प्रयुक्त लागू ब्याज दर, जिसमें पुनः नियत तारीख भी है, को पृथक् रूप से दिया जाएगा ।

3. बहु-एकक परियोजना की दशा में, प्रयुक्त पूंजीकरण के ब्यौरों को दिया जाना है ।

याचिकाकर्ता

भाग - 3

प्ररुप -14क

ऊर्जा प्रभारों की संगणना के लिए ईंधन की बाबत प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे/जानकारी[1]

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :
क्षेत्र का नाम :
परियोजना का नाम :
पारेषण घटकों का नाम :

वास्तविक नकद व्यय

	क्वार्टर-1	क्वार्टर-2	क्वार्टर-3	क्वार्टर-एन (सीओई)
ठेकेदार/फायदाग्राहियों को संदाय				
नियोजित निधि का %				

टिप्पण : यदि संदाय तथा नियोजित निधि के बीच कोई अंतर होता है तो औचित्य प्रदान करें ।

याचिकाकर्ता

परिशिष्ट - 2

परियोजनाओं के पूरा करने के लिए समय-सीमा

(विनियम 15 को निर्दिष्ट करें)

1. पूरा करने की समय-अनुसूची को, यथास्थित, बोर्ड या सीसीईए निकासी द्वारा विनिवेश अनुमोदन की तारीख से यथा लागू यूनिटों, पारेषण परियोजना के ब्याज या घटक के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक माना जाएगा ।

2. समय-अनुसूची को निम्नलिखित पैराओं तथा सारणी में मास में उपदर्शित किया गया है ।

अ. थर्मल ऊर्जा परियोजनाएं

कोयला/लिग्नाइट ऊर्जा संयंत्र

200/210/250/300/350 मेगावाट और 125 मेगावाट सीएफबीसी तकनीकी

(क) ग्रीन फिल्ड परियोजना के लिए 33 मास । प्रत्येक 4 मास के अंतरालों पर पश्चात्वर्ती यूनिट ।

(ख) विस्तारित परियोजनाओं के लिए 31 मास । प्रत्येक 4 मास के अंतरालों पर पश्चात्वर्ती यूनिट ।

250 मेगावाट सीएफबीसी तकनीकी आकार के यूनिटें

(क) ग्रीन फिल्ड परियोजना के लिए 36 मास । प्रत्येक 4 मास के अंतरालों पर पश्चात्वर्ती यूनिट ।

(ख) विस्तारित परियोजनाओं के लिए 34 मास । प्रत्येक 4 मास के अंतरालों पर पश्चात्वर्ती यूनिट ।

500/600 मेगावाट आकार के यूनिटें

(क) ग्रीन फिल्ड परियोजना के लिए 44 मास । प्रत्येक 6 मास के अंतरालों पर

पश्चात्वर्ती यूनिट ।

(ख) विस्तारित परियोजनाओं के लिए 42 मास । प्रत्येक 6 मास के अंतरालों पर पश्चात्वर्ती यूनिट ।

660/800 मेगावाट आकार के यूनिटें

(क) ग्रीन फिल्ड परियोजना के लिए 52 मास । प्रत्येक 6 मास के अंतरालों पर पश्चात्वर्ती यूनिट ।

(ख) विस्तारित परियोजनाओं के लिए 50 मास । प्रत्येक 6 मास के अंतरालों पर पश्चात्वर्ती यूनिट ।

संयुक्त साईकल ऊर्जा संयंत्र

100 मेगावाट तक के आकार के गैस टर्बाइन (आईएसओ रेटिंग)

(क) ग्रीन फिल्ड परियोजना के पहले ब्लॉक के लिए 26 मास । प्रत्येक 2 मास के अंतरालों पर पश्चात्वर्ती ब्लॉक ।

(ख) विस्तारित परियोजनाओं के पहले ब्लॉक के लिए 24 मास । प्रत्येक 2 मास के अंतरालों पर पश्चात्वर्ती यूनिट ।

100 मेगावाट और उससे ऊपर के आकार के गैस टर्बाइन (आईएसओ रेटिंग)

(क) ग्रीन फिल्ड परियोजना के पहले ब्लॉक के लिए 30 मास । प्रत्येक 4 मास के अंतरालों पर पश्चात्वर्ती ब्लॉक ।

(ख) विस्तारित परियोजनाओं के पहले ब्लॉक के लिए 28 मास । प्रत्येक 4 मास के अंतरालों पर पश्चात्वर्ती यूनिट ।

आ. हाइड्रो इलैक्ट्रिक परियोजनाएं

हाइड्रो इलैक्ट्रिक परियोजना के लिए अर्हित समय-अनुसूची अधिनियम की धारा 8 के अधीन केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा जारी मूल सहमति में यथाकथित होगी :–

ग पारेषण परियोजनाएं

मास में अर्हित समय-अनुसूची

क्रम सं.	पारेषण कार्य	समतल क्षेत्र (मास)	पहाड़ी क्षेत्र (मास)	हिमबाधित क्षेत्र @ /बहुत ही जटिल क्षेत्र (मास)
क.	765 केवी एस/सी पारेषण लाइन	30	36	40
ख.	+/- 500 केवी एचवीडीसी पारेषण लाइन	24	30	34
ग.	400 केवी डी/सी क्वार्ड पारेषण लाइन	32	38	42
घ.	400 केवी डी/सी ट्रिपल पारेषण लाइन	30	36	40
ङ.	400 केवी डी/सी दोहरी (ट्विन) पारेषण लाइन	28	34	38
च.	220 केवी डी/सी दोहरी पारेषण लाइन	24	30	34
छ.	220 केवी एस/सी दोहरी पारेषण लाइन	28	34	38
ज.	220 केवी डी/सी पारेषण लाइन	24	30	34
झ.	220 केवी एससी पारेषण लाइन	20	26	30
ञ.	नई 220 केवी एसी उप-केंद्र	18	21	24
ट.	नई 400 केवी एसी उप-केंद्र	24	27	30
ठ.	नई 765 केवी एसी उप-केंद्र	30	34	$
ड.	एचवीडीसी बाई-पोल टर्मिनल	36	38	-
ढ.	एचवीडीसी बैक-टू-बैक	26	28	-

@ अर्थात् लेह, लद्दाख

$ से 765 केवी उप-केंद्र जटिल क्षेत्र में सुयोजित किया गया है ।

टिप्पण :

(i) यदि स्कीम परियोजना के उपरोक्त उल्लिखित प्रभारों का संमिश्रण है तो अधिकतम समय अवधि वाली गतिविधि की अर्हित समय-अनुसूची पर स्कीम के लिए पूर्ण रूप से विचार किया जाएगा ।

(ii) यदि पारेषण लाइन सपाट तथा पहाड़ी क्षेत्र/हिमबाधित क्षेत्र/बहुत जटित क्षेत्रों में पड़ती है तो संयुक्त अर्हित समय अनुसूची की संगणना प्रत्येक क्षेत्र में आने वाली लाइन की लंबाई के आनुपातिक भारिता देते हुए की जाएगी ।

परिशिष्ट - 3

अवक्षयण अनुसूची

क्रम सं.	आस्ति की विशिष्टियां	अवक्षयण दर (सालवेज मूल्य = 10%)
		एसएलएम
अ.	पूर्ण स्वामित्व में भूमि	0.00%
ब.	पट्टे पर ली गई भूमि	
(क)	भूमि में निवेश के लिए	3.34%
(ख)	क्लीरिंग स्थल की लागत	3.34%
(ग)	हाइड्रो उत्पादन केंद्र की दशा में जलाशय के लिए भूमि	3.34%
ई.	खरीदी गई नई आस्तियां	
(क)	उत्पादन स्टेशनों में संयंत्र एवं मशीनरी	
(i)	जल विद्युत	5.28%
(ii)	स्टीम- विद्युत एन.एच.आर.एस. एवं वेस्ट हीट रिकवरी बॉयलर	5.28%
(iii)	डीजल-विद्युत एवं गैस संयंत्र	5.28%

(ख)	कूलिंग टावर एवं चक्करदार जल प्रणाली	5.28%
(ग)	जल . विद्युत के भाग के रूप में जलीय कार्य जिसमें निम्नलिखित शामिल हैं	
(i)	बांध, स्पिलवे वियर, नहर-पुनः पक्के, फ्लूमेल एवं साइफन	5.28%
(ii)	पुनः पक्की की गई पाइप लाइन, एवं सर्ज (टैंक) जलीय नियंत्रण वाल्व एवं अन्य जलीय कार्य	5.28%
(घ)	भवन एवं सिविल इंजीनियरिंग कार्य	
(i)	कार्यालय एवं शोरुम	3.34%
(ii)	तापीय-विद्युत उत्पादन संयंत्र	3.34%
(iii)	जल-विद्युत उत्पादन संयंत्र	3.34%
(iv)	लकड़ी से बने अस्थाई खड़ी संरचना	100.00%
(v)	कच्ची सड़क से भिन्न सड़कें	3.34%
(vi)	अन्य	3.34%
(ङ)	ट्रांसफार्मर्स, कियोस्क उप-स्टेशन उपकरण एवं अन्य नियत उपस्कर	
(i)	ट्रांसफार्मर नींव सहित 100 कि. वोल्ट एम्पियर एवं ऊपर के रेटिंग वाले	5.28%
(ii)	अन्य	5.28%
(च)	स्विचगियर, केबल कनेक्शन सहित	5.28%
(छ)	लाइटनिंग अरेस्टर	
(i)	स्टेशन टाइप	5.28%
(ii)	पोल टाइप	5.28%
(iii)	सिन्क्रोनस कन्डेंसर	5.28%
(ज)	बैटरी	5.28%
(i)	ज्वाइन्ट बॉक्स तथा डिस्कनेक्टेड बॉक्स सहित भूमिगत केबल	5.28%
(ii)	केबल डक्ट प्रणाली	5.28%
(झ)	सपोर्ट सहित आवर हेड लाइन	
(i)	66 के.वी. से अधिक के नामिनल वोल्टेज पर फैब्रिकेटेड स्टील प्रचालन पर लाइनें	5.28%

(ii)	13.2 कि. वाट से अधिक, लेकिन 66 किलोवाट से अधिक नहीं, नामिनल वोल्टेज पर स्टील सपोर्ट प्रचालन पर लाईन	5.28%
(iii)	स्टील या इन्फोर्स्ड कंक्रीट सपोर्ट्स लाईनें	5.28%
(iv)	शोधित लकड़ी सपोर्ट्स पर लाइनें	5.28%
(ञ)	मीटर	5.28%
(ट)	सेल्फ प्रोपेल्ड वेहिकल	9.50%
(ठ)	वातानुकूलित संयंत्र	
(i)	स्टेटिक	5.28%
(ii)	पोर्टेबल	9.50%
(ड) (i)	कार्यालय फर्नीचर एवं साज-सज्जा	6.33%
(ii)	कार्यालय उपस्कर	6.33%
(iii)	फिटिंग एवं साधित्रों सहित आंतरिक वायरिंग	6.33%
(iv)	स्ट्रीट लाइन की फिटिंगें	5.28%
(ढ)	किराये पर लिए गए उपस्कर	
(i)	मोटर के अलावा	9.50%
(ii)	मोटर	6.33%
(ण)	संचार उपकरण	
(i)	रेडियो एवं उच्च बारम्बारता कैरियर प्रणाली	6.33%
(ii)	टेलीफोन लाइन एवं टेलीफोन	6.33%
(त)	सूचना प्रौद्योगिकी उपस्कर	15.00%
(थ)	कोई अन्य आस्ति जो उपरोक्त सम्मिलित नहीं है	5.28%

परिशिष्ट 4

किसी मास के लिए पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक की संगणना करने की प्रक्रिया

1. प्रत्येक एसी और एचवीडीसी पारेषण प्रणाली के लिए किसी कलेंडर मास हेतु पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक (टीएएफएम) को संबंधित पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा संगणित किया जाएगा, संबंधित आरएलडीसी द्वारा सत्यापित किया जाएगा तथा संबद्ध क्षेत्र की क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य-सचिव द्वारा प्रमाणित किया जाएगा और पारेषण प्रभारों के अंशःभाजन के अनुसार समुहबद्ध किया जाएगा ।

2. प्रतिशत में टीएएफएम (100-100 x एनएएफएम) के समतुल्य होगा, जहां एनएएफएम किसी पारेषण प्रणाली/उप-प्रणाली के लिए किसी मास हेतु प्रति यूनिट में अनुपब्धता कारक है ।

3. एसी प्रणालियों/उप प्रणालियों के लिए एनएएफएम को निम्नलिखित रूप में संगणित किया जाएगा :

$$\text{एनएएफएम} = [\ (\text{ओएच}_{\text{ए}} \times \text{सीकेटीकेएम}_{\text{ए}} \times \text{एनएससी}_{\text{ए}}) + \sum_{\text{टी}=1}^{\text{एल}} (\text{ओएच}_{\text{टी}} \times \text{एमवीए}_{\text{टी}} \times 2.5)$$

$$\div \text{ टीएचएम} \times [\sum_{\text{आर}=1}^{\text{टी}} (\text{सीकेटीकेएम}_{\text{आर}} \times \text{एनएससी}_{\text{आर}}) + \sum_{\text{टी}=1}^{\text{टी}} (\text{एमवीए}_{\text{टी}} \times 2.5) + \sum_{\text{आर}=1}^{\text{आर}} (\text{एमवीएआर}_{\text{आर}} \times 4)]$$

जहां,

आई किसी पारेषण लाइन सर्किट की पहचान करता है

टी किसी ट्रांसफार्मर/आईसीटी की पहचान करता है

आर किसी बस रिएक्टर, स्विचेबल लाइन रिएक्टर या एसवीसी की पहचान करता है

एल = लाइन सर्किटों की कुल संख्या

टी = ट्रांसफार्मर और आईसीटी की कुल संख्या

आर = किसी बस रिएक्टर, स्विचेबल लाइन रिएक्टर या एसवीसी की कुल संख्या

ओएच = किसी मास में आउटेज घंटे या अनुलपब्धता के घंटे, जिसमें पारेषण अनुज्ञप्तिधारक की वजह से न होने वाले आउटेज की अवधि को, यदि कोई हो, खंड (5) के अनुसार सम्मिलित नहीं किया गया है

सीकेटीकेएम = पारेषण लाइन सर्किट की किलोमीटर में लंबाई

एनएससी = प्रति फेज उप-संचालकों की संख्या

एमवीए = किसी ट्रांसफार्मर/आईसीटी की एमवीए रेटिंग

एमवीएआर = किसी बस रिएक्टर, स्विचेबल लाइन रिएक्टर या एसवीसी की एमवीएआर रेटिंग (जिस दशा में यह इंडेक्टिव और कपेसीटिव क्षमताओं का योग होगी)

टीएचएम = किसी मास में कुल घंटे

4. प्रत्येक एचवीडीसी प्रणाली के लिए एनएएफएम को निम्नलिखित रूप में पृथक् रूप से संगणित किया जाएगा :

एनएएफएम =

जहां

टीसीआर = प्रणाली की मेगावाट में पारेषण क्षमता में आने वाली कमी है

आरसी = प्रणाली की मेगावाट में रेटिड क्षमता है

उपरोक्त प्रयोजन के लिए, किसी एचवीडीसी प्रणाली के एचवीडीसी टर्मिनलों और प्रत्यक्ष रूप से सहबद्ध इएचवी/एचवीडीसी लाइनों को एक एकीकृत प्रणाली के रूप में लिया जाएगा ।

5. निम्नलिखित कारणों से आउटेज के अधीन पारेषण तत्वों को उपलब्ध माना जाएगा :

ii. किसी अन्य पारेषण स्कीम के तत्वों के अनुरक्षण या संनिर्माण के लिए लिया गया शट डाउन । यदि अन्य पारेषण स्कीम पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की है तो सदस्य-सचिव, आरपीसी मानी गई उपलब्धता अवधि को उस अवधि तक निर्बंधित कर सकेगा जो उसके द्वारा अंतवर्लित संकर्म के लिए युक्तियुक्त समझी जाए ।

iii. आरएलडीसी के निदेशों के अनुसार आधिक्य वोल्टता को निर्बंधित करने के लिए और स्विचड रिएक्टरों की मानवीय ट्रिपिंग को रोकने के लिए स्विच आफ करना ।

6. निम्नलिखित आकस्मिताओं के लिए पारेषण तत्वों के आउटेज समय को विचाराधीन अवधि में तत्वों के कुल समय में सम्मिलित नहीं किया जाएगा ।

i. प्राकृतिक आपदाओं और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के नियंत्रण से परे प्राकृतिक घटनाओं के कारण तत्वों का आउटेज । तथापि, सदस्य-सचिव, आरपीसी का यह समाधान करने का उत्तरदायित्व पारेषण अनुज्ञप्तिधारक का होगा कि तत्व आउटेज पूर्वोक्त घटनाओं के कारण था और न कि किसी डिजाइन असफलता के कारण । सदस्य-सचिव, आरपीसी द्वारा तत्वों के लिए एक युक्तियुक्त मरम्मत समय पर विचार किया जाएगा और युक्तियुक्त समय से परे तत्वों को पुनः स्थापित करने के लिए पारेषण अनुज्ञप्तिधारक द्वारा लिए गए किसी अतिरिक्त समय को पारेषण अनुज्ञप्तिधारक के कारण लगने वाले आउटेज समय के रूप में माना जाएगा । सदस्य-सचिव, आरपीसी युक्तियुक्त पुनः स्थापन समय का प्राक्कलन करने के लिए पारेषण अनुज्ञप्तिधारक या किसी विशेषज्ञ से परामर्श कर सकेगा । ईआरएस (आपातकालीन पुनः स्थापना प्रणाली) के माध्यम से पुनः स्थापित किए गए सर्किटों को उपलब्ध के रूप में माना जाएगा ।

ii. पारेषण अनुज्ञप्तिधारक की वजह से न होने वाली किसी ग्रिड घटना/बाधा द्वारा कारित आउटेज, उदाहरणार्थ ग्रिड बाधाओं के कारण किसी अन्य अभिकरण के स्वामित्व वाले उपकेंद्रों या बेज में ऐसे दोष जिनके कारण पारेषण अनुज्ञप्तिधारक

के तत्वों का आउटेज और लाइनों, आईसीटी, एचवीडीसी आदि की ट्रिपिंग कारित हुई । तथापि, यदि किसी ग्रिड घटना/बाधा के पश्चात् प्रणाली को सामान्य बनाते समय आरएलडीसी से निदेशों की प्राप्ति पर तत्वों को युक्तियुक्त समय के भीतर पुनः स्थापित नहीं किया जाता है तो तत्वों को पुनः स्थापना के लिए आरएलडीसी के निदेशों के जारी होने के पश्चात् आउटेज की अवधि के लिए उपलब्ध के रूप में नहीं माना जाएगा ।

CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION
NOTIFICATION

New Delhi, the 19th January, 2009

No. L-7/145(160)/2008-CERC.—In exercise of powers conferred under Section 178 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), and all other powers enabling it in this behalf, and after previous publication, the Central Electricity Regulatory Commission hereby makes the following regulations, namely:—

CHAPTER - 1

PRELIMINARY

1. **Short title and commencement.** (1) These regulations may be called the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2009.

(2) These regulations shall come into force on 1.4.2009, and unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force for a period of 5 years from the date of commencement:

Provided that where a project, or a part thereof, has been declared under commercial operation before the date of commencement of these regulations and whose tariff has not been finally determined by the Commission till that date, tariff in respect of such project or such part thereof for the period ending 31.3.2009 shall be determined in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2004.

2. **Scope and extent of application.** These regulations shall apply in all cases where tariff for a generating station or a unit thereof (other than those based on non-conventional

energy sources) and the transmission system is to be determined by the Commission under section 62 of the Act read with section 79 thereof.

3. **Definitions.** - In these regulations, unless the context otherwise requires,-

(1) **'Act'** means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);

(2) **'expenditure incurred'** means the fund, whether the equity or debt or both, actually deployed and paid in cash or cash equivalent, for creation or acquisition of a useful asset and does not include commitments or liabilities for which no payment has been released;

(3) **'additional capitalisation'** means the capital expenditure incurred or projected to be incurred, after the date of commercial operation of the project and admitted by the Commission after prudence check, subject to provisions of regulation 9;

(4) **'auxiliary energy consumption' or 'AUX'** in relation to a period in case of a generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station, and transformer losses within the generating station, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units of the generating station;

(5) **'auditor'** means an auditor appointed by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, in accordance with the provisions of sections 224, and 619 of the Companies Act, 1956 (1 of 1956), or any other law for the time being in force;

(6) **'beneficiary'** in relation to a generating station means the person purchasing electricity generated at such a generating station whose tariff is determined under these regulations;

(7) **'block'** in relation to a combined cycle thermal generating station includes combustion turbine-generator, associated waste heat recovery boiler, connected steam turbine- generator and auxiliaries;

(8) **'capital cost'** means the capital cost as defined in regulation 7;

(9) **'change in law'** means occurrence of any of the following events:

(i) the enactment, bringing into effect, adoption, promulgation, amendment, modification or repeal of any law; or

(ii) change in interpretation of any law by a competent court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentality which is the final authority under law for such interpretation; or

(iii) change by any competent statutory authority, in any consent, approval or licence available or obtained for the project.

(10) **'Commission'** means the Central Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of section 76 of the Act;

(11) **'cut-off date'** means 31st March of the year closing after two years of the year of commercial operation of the project, and in case the project is declared under commercial operation in the last quarter of a year, the cut-off date shall be 31st March of the year closing after three years of the year of commercial operation;

(12) **'date of commercial operation' or 'COD'** means

(a) in relation to a unit or block of the thermal generating station, the date declared by the generating company after demonstrating the maximum continuous rating (MCR) or the installed capacity (IC) through a successful trial run after notice to the beneficiaries, from 0000 hour of which scheduling process as per the Indian Electricity Grid Code (IEGC) is fully implemented, and in relation to the

generating station as a whole, the date of commercial operation of the last unit or block of the generating station;

(b) in relation to a unit of hydro generating station, the date declared by the generating company from 0000 hour of which, after notice to the beneficiaries, scheduling process in accordance with the Indian Electricity Grid Code is fully implemented, and in relation to the generating station as a whole, the date declared by the generating company after demonstrating peaking capability corresponding to installed capacity of the generating station through a successful trial run, after notice to the beneficiaries:

Note

1. In case the hydro generating station with pondage or storage is not able to demonstrate peaking capability corresponding to the installed capacity for the reasons of insufficient reservoir or pond level, the date of commercial operation of the last unit of the generating station shall be considered as the date of commercial operation of the generating station as a whole, provided that it will be mandatory for such hydro generating station to demonstrate peaking capability equivalent to installed capacity of the generating unit or the generating station as and when such reservoir /pond level is achieved.

2. In case of purely run-of-river hydro generating station if the unit or the generating station is declared under commercial operation during lean inflows period when the water is not sufficient for such demonstration, it shall be mandatory for such hydro generating station or unit to demonstrate peaking capability equivalent to installed capacity as and when sufficient inflow is available.

(c) in relation to the transmission system, the date declared by the transmission licensee from 0000 hour of which an element of the transmission system is in regular service after successful charging and trial operation:

Provided that the date shall be the first day of a calendar month and transmission charge for the element shall be payable and its availability shall be accounted for, from that date:

Provided further that in case an element of the transmission system is ready for regular service but is prevented from providing such service for reasons not attributable to the transmission licensee, its suppliers or contractors, the Commission may approve the date of commercial operation prior to the element coming into regular service.

(13) **'day'** means the 24 hour period starting at 0000 hour;

(14) **'declared capacity'** or **'DC'** in relation to a generating station means, the capability to deliver ex-bus electricity in MW declared by such generating station in relation to any time-block of the day or whole of the day, duly taking into account the availability of fuel or water, and subject to further qualification in the relevant regulation;

(15) **'design energy'** means the quantum of energy which can be generated in a 90% dependable year with 95% installed capacity of the hydro generating station;

(16) **'existing generating station'** means a generating station declared under commercial operation from a date prior to 1.4.2009;

(17) **'existing project'** means the project declared under commercial operation from a date prior to 1.4.2009;

(18) **'gross calorific value'** or **'GCV'** in relation to a thermal generating station means the heat produced in kCal by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;

(19) **`gross station heat rate' or 'GHR'** means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;

(20) **'infirm power'** means electricity injected into the grid prior to the commercial operation of a unit or block of the generating station;

(21) **'installed capacity' or 'IC'** means the summation of the name plate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the generating station (reckoned at the generator terminals), approved by the Commission from time to time;

(22) **'implementation agreement'** means the agreement, contract or memorandum of understanding, or any such covenant, entered into between the transmission licensee and the long-term transmission customer for construction of the transmission system;

(23) **'inter-State generating station' or 'ISGS'** has the meaning as assigned in the Indian Electricity Grid Code specified by the Commission;

(24) **'long-term transmission customer'** means a person having a long-term contractual right to use inter-State transmission system by paying transmission charges;

(25) **'maximum continuous rating' or `MCR'** in relation to a unit of the thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer at rated parameters, and in relation to a block of a combined cycle thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer with water or steam injection (if applicable) and corrected to 50 Hz grid frequency and specified site conditions;

(26) **'medium term'** in the context of usage of transmission system means the period exceeding three months and up to three years.

(27) **'normative annual plant availability factor' or 'NAPAF'** in relation to a generating station means the availability factor specified in regulation 26 for thermal generating station and in regulation 27 for hydro generating station;

(28) **'operation and maintenance expenses' or 'O&M expenses'** means the expenditure incurred on operation and maintenance of the project, or part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, insurance and overheads;

(29) **'original project cost'** means the capital expenditure incurred by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, within the original scope of the project up to the cut-off date as admitted by the Commission;

(30) **'plant availability factor (PAF)'** in relation to a generating station for any period means the average of the daily declared capacities (DCs) for all the days during that period expressed as a percentage of the installed capacity in MW reduced by the normative auxiliary energy consumption.

(31) **'project'** means a generating station or the transmission system, as the case may be, and in case of a hydro generating station includes all components of generating facility such as dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as apportioned to power generation;

(32) **'run-of-river generating station'** means a hydro generating station which does not have upstream pondage;

(33) **'run –of-river generating station with pondage'** means a hydro generating station with sufficient pondage for meeting the diurnal variation of power demand;

(34) **'rated voltage'** means the manufacturer's design voltage at which the transmission system is designed to operate and includes such lower voltage at which any transmission line is charged or for the time being charged, in consultation with long-term transmission customers;

(35) **'scheduled energy'** means the quantum of energy scheduled by the concerned Load Despatch Centre to be injected into the grid by a generating station over a day ;

(36) **`scheduled generation' or 'SG'** at any time or for any period or time-block means schedule of generation in MW or MWh ex-bus, given by the concerned Load Despatch Centre;

Note

For the open cycle gas turbine generating station or a combined cycle generating station if the average frequency for any time-block, is below 49.52 Hz but not below 49.02 Hz and the scheduled generation is more than 98.5% of the declared capacity, the scheduled generation shall be deemed to have been reduced to 98.5% of the declared capacity, and if the average frequency for any time-block is below 49.02 Hz and the scheduled generation is more than 96.5% of the declared capacity, the scheduled generation shall be deemed to have been reduced to 96.5% of the declared capacity.

(37) **`small gas turbine generating station'** means and includes open cycle gas turbine or combined cycle generating stations with gas turbines in the capacity range of 50 MW or below;

(38) **'storage type generating station'** means a hydro generating station associated with large storage capacity to enable variation of generation of electricity according to demand;

(39) **'transmission service agreement'** means the agreement, contract, memorandum of understanding, or any such covenant, entered into between the transmission licensee

and the long-term transmission customer for the operational phase of the transmission system;

(40) **'transmission system'** means a line or a group of lines with or without associated sub-station, and includes equipment associated with transmission lines and sub-stations;

(41) **'Unit'** in relation to a thermal generating station other than combined cycle thermal generating station means steam generator, turbine-generator and auxiliaries, or in relation to a combined cycle thermal generating station, means turbine-generator and auxiliaries; and in relation to a hydro generating station means turbine-generator and its auxiliaries;

(42) **'useful life'** in relation to a unit of a generating station and transmission system from the COD shall mean the following, namely:-

(a)	Coal/Lignite based thermal generating station	25 years
(b)	Gas/Liquid fuel based thermal generating station	25 years
(c)	AC and DC sub-station	25 years
(d)	Hydro generating station	35 years
(e)	Transmission line	35 years

(43) **'year'** means a financial year.

(44) The words and expressions used in these regulations and not defined herein but defined in the Act shall have the meaning assigned to them under the Act.

CHAPTER - 2

PROCEDURE FOR TARIFF DETERMINATION AND COMPUTATION OF CAPITAL COST AND CAPITAL STRUCTURE

4. **Tariff determination.** (1) Tariff in respect of a generating station may be determined for the whole of the generating station or a stage or unit or block of the generating station, and tariff for the transmission system may be determined for the whole of the transmission system or the transmission line or sub-station.

(2) For the purpose of determination of tariff, the capital cost of the project may be broken up into stages and distinct units or blocks, transmission lines and sub-systems forming part of the project, if required:

Provided that where break-up of the capital cost of the project for different stages or units or blocks and transmission lines or sub-stations is not available and in case of on-going projects, the common facilities shall be apportioned on the basis of the installed capacity of the units, line length and number of bays:

Provided further that in relation to multi-purpose hydro schemes, with irrigation, flood control and power components, the capital cost chargeable to the power component of the scheme only shall be considered for determination of tariff.

5. **Application for determination of tariff.** (1) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, may make an application for determination of tariff in accordance with Central Electricity Regulatory Commission (Procedure for making of application for determination of tariff, publication of the application and other related matters) Regulations, 2004, as amended from time to time or any statutory re-enactment thereof, in respect of the units of the generating station or the transmission lines or sub-stations of the transmission system, completed or projected to be completed within six months from the date of application.

(2) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall make an application as per **Appendix I** to these regulations, for determination of tariff based on capital expenditure incurred duly certified by the auditors or projected to be incurred up to the date of commercial operation and additional capital expenditure incurred duly certified by the auditors or projected to be incurred during the tariff period of the generating station or the transmission system:

Provided that in case of an existing project, the application shall be based on admitted capital cost including any additional capitalization already admitted up to 31.3.2009 and estimated additional capital expenditure for the respective years of the tariff period 2009-14:

Provided further that application shall contain details of underlying assumptions for projected capital cost and additional capital expenditure, where applicable.

(3) In case of the existing projects, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall continue to provisionally bill the beneficiaries or the long-term customers with the tariff approved by the Commission and applicable as on 31.3.2009 for the period starting from 1.4.2009 till approval of tariff by the Commission in accordance these regulations:

Provided that where the tariff provisionally billed exceeds or falls short of the final tariff approved by the Commission under these regulations, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall refund to or recover from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be, within six months along with simple interest at the rate equal to short-term Prime Lending Rate of State Bank of India on the 1st April of the concerned/respective year.

6. **Truing up of Capital Expenditure and Tariff.**

(1) The Commission shall carry out truing up exercise along with the tariff petition filed for the next tariff period, with respect to the capital expenditure including additional capital expenditure incurred up to 31.3.2014, as admitted by the Commission after prudence check at the time of truing up.

Provided that the generating company or the transmission licensee, as the case may be, may in its discretion make an application before the Commission one more time prior to 2013-14 for revision of tariff.

(2) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall make an application, as per Appendix I to these regulations, for carrying out truing up exercise in respect of the generating station a unit or block thereof or the transmission system or the transmission lines or sub-stations thereof by 31.10.2014;

(3) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall submit for the purpose of truing up, details of capital expenditure and additional capital expenditure incurred for the period from 1.4.2009 to 31.3.2014, duly audited and certified by the auditors;

(4) Where after the truing up the tariff recovered exceeds the tariff approved by the Commission under these regulations the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall refund to the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be, the excess amount so recovered along with simple interest at the rate equal to short-term Prime Lending Rate of State Bank of India as on 1st April of the respective year.

(5) Where after the truing up the tariff recovered is less than the tariff approved by the Commission under these regulations the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall recover from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be, the under-recovered amount along with simple interest at the rate equal to the short-term Prime Lending Rate of State Bank of India as on 1st April of the respective year.

(6) The amount under-recovered or over-recovered, along with simple interest at the rate equal to the short-term Prime Lending Rate of State Bank of India as on 1st April of the respective year, shall be recovered or refunded by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, in six equal monthly installments starting within three months from the date of the tariff order issued by the Commission after the truing up exercise.

7. **Capital Cost.** (1) Capital cost for a project shall include:

(a) the expenditure incurred or projected to be incurred, including interest during construction and financing charges, any gain or loss on account of foreign exchange risk variation during construction on the loan - (i) being equal to 70% of the funds deployed, in the event of the actual equity in excess of 30% of the funds deployed, by treating the excess equity as normative loan, or (ii) being equal to the actual amount of loan in the event of the actual equity less than 30% of the funds deployed, - up to the date of commercial operation of the project, as admitted by the Commission, after prudence check;

(b) capitalised initial spares subject to the ceiling rates specified in regulation 8; and

(c) additional capital expenditure determined under regulation 9:

Provided that the assets forming part of the project, but not in use shall be taken out of the capital cost.

(2) The capital cost admitted by the Commission after prudence check shall form the basis for determination of tariff:

Provided that in case of the thermal generating station and the transmission system, prudence check of capital cost may be carried out based on the benchmark norms to be specified by the Commission from time to time:

Provided further that in cases where benchmark norms have not been specified, prudence check may include scrutiny of the reasonableness of the capital expenditure, financing plan, interest during construction, use of efficient technology, cost over-run and time over-run, and such other matters as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff:

Provided also that the Commission may issue guidelines for vetting of capital cost of hydro-electric projects by independent agency or expert and in that event the capital cost as vetted by such agency or expert may be considered by the Commission while determining the tariff for the hydro generating station:

Provided also that the Commission may issue guidelines for scrutiny and approval of commissioning schedule of the hydro-electric projects of a developer, not being a State controlled or owned company as envisaged in the tariff policy as amended vide Government of India Resolution No 23/2/2005-R&R (Vol.IV) dated 31st March 2008:

Provided also that in case the site of a hydro generating station is awarded to a developer (not being a State controlled or owned company), by a State Government by following a two stage transparent process of bidding, any expenditure incurred or committed to be incurred by the project developer for getting the project site allotted shall not be included in the capital cost:

Provided also that the capital cost in case of such hydro generating station shall include:

(a) cost of approved rehabilitation and resettlement (R&R) plan of the project in conformity with National R&R Policy and R&R package as approved; and

(b) cost of the developer's 10% contribution towards Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana (RGGVY) project in the affected area:

Provided also that where the power purchase agreement entered into between the generating company and the beneficiaries or the implementation agreement and the transmission service agreement entered into between the transmission licensee and the long-term transmission customer, as the case may be, provide for ceiling of actual expenditure, the capital expenditure admitted by the Commission shall take into consideration such ceiling for determination of tariff:

Provided also that in case of the existing projects, the capital cost admitted by the Commission prior to 1.4.2009 and the additional capital expenditure projected to be incurred for

the respective year of the tariff period 2009-14, as may be admitted by the Commission, shall form the basis for determination of tariff.

8. **Initial Spares.** Initial spares shall be capitalised as a percentage of the original project cost, subject to following ceiling norms:

(i)	Coal-based/lignite-fired thermal generating stations		-	2.5%
(ii)	Gas Turbine/Combined Cycle thermal generating stations		-	4.0%
(iii)	Hydro generating stations		-	1.5%
(iv)	Transmission system			
	(a)	Transmission line	-	0.75%
	(b)	Transmission Sub-station	-	2.5%
	(c)	Series Compensation devices and HVDC Station	-	3.5%

Provided that where the benchmark norms for initial spares have been published as part of the benchmark norms for capital cost under first proviso to clause (2) of regulation 7, such norms shall apply to the exclusion of the norms specified herein.

9. **Additional Capitalisation.** (1) The capital expenditure incurred or projected to be incurred, on the following counts within the original scope of work, after the date of commercial operation and up to the cut-off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

(i) Undischarged liabilities;

(ii) Works deferred for execution;

(iii) Procurement of initial capital spares within the original scope of work, subject to the provisions of regulation 8;

(iv) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court; and

(v) Change in law:

Provided that the details of works included in the original scope of work along with estimates of expenditure, undischarged liabilities and the works deferred for execution shall be submitted along with the application for determination of tariff.

(2) The capital expenditure incurred on the following counts after the cut-off date may, in its discretion, be admitted by the Commission, subject to prudence check:

(i) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court;

(ii) Change in law;

(iii) Deferred works relating to ash pond or ash handling system in the original scope of work;

(iv) In case of hydro generating stations, any expenditure which has become necessary on account of damage caused by natural calamities (but not due to flooding of power house attributable to the negligence of the generating company) including due to geological reasons after adjusting for proceeds from any insurance scheme, and expenditure incurred due to any additional work which has become necessary for successful and efficient plant operation; and

(v) In case of transmission system any additional expenditure on items such as relays, control and instrumentation, computer system, power line carrier communication, DC batteries, replacement of switchyard equipment due to increase of fault level, emergency restoration system, insulators cleaning infrastructure, replacement of damaged equipment not covered by insurance and any other expenditure which has become necessary for successful and efficient operation of transmission system:

Provided that in respect sub-clauses (iv) and (v) above, any expenditure on acquiring the minor items or the assets like tools and tackles, furniture, air-conditioners, voltage stabilizers, refrigerators, coolers, fans, washing machines, heat convectors, mattresses, carpets etc. brought after the cut-off date shall not be considered for additional capitalization for determination of tariff w.e.f. 1.4.2009.

10. **Renovation and Modernisation.** (1) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, for meeting the expenditure on renovation and modernization (R&M) for the purpose of extension of life beyond the useful life of the generating station or a unit thereof or the transmission system, shall make an application before the Commission for approval of the proposal with a Detailed Project Report giving complete scope, justification, cost-benefit analysis, estimated life extension from a reference date, financial package, phasing of expenditure, schedule of completion, reference price level, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, record of consultation with beneficiaries and any other information considered to be relevant by the generating company or the transmission licensee:

Provided that in case of coal-based/lignite fired thermal generating station, the generating company, may, in its discretion, avail of a 'special allowance' in accordance with the norms specified in clause (4), as compensation for meeting the requirement of expenses including renovation and modernisation beyond the useful life of the generating station or a unit thereof, and in such an event revision of the capital cost shall not be considered and the applicable operational norms shall not be relaxed but the special allowance shall be included in the annual fixed cost:

Provided also that such option shall not be available for a generating station or unit for which renovation and modernization has been undertaken and the expenditure has been admitted by the Commission before commencement of these regulations, or for a generating station or unit which is in a depleted condition or operating under relaxed operational and performance norms.

(2) Where the generating company or the transmission licensee, as the case may be, makes an application for approval of its proposal for renovation and modernisation, the approval shall be granted after due consideration of reasonableness of the cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, and such other factors as may be considered relevant by the Commission.

(3) Any expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after prudence check based on the estimates of renovation and modernization expenditure and life extension, and after deducting the accumulated depreciation already recovered from the original project cost, shall form the basis for determination of tariff.

(4) A generating company on opting for the alternative in the first proviso to clause (1) of this regulation, for a coal-based/lignite fired thermal generating station, shall be allowed special allowance @ Rs. 5 lakh/MW/year in 2009-10 and thereafter escalated @ 5.72% every year during the tariff period 2009-14, unit-wise from the next financial year from the respective date of the completion of useful life with reference to the date of commercial operation of the respective unit of generating station:

Provided that in respect of a unit in commercial operation for more than 25 years as on 1.4.2009, this allowance shall be admissible from the year 2009-10.

11. **Sale of Infirm Power.** Supply of infirm power shall be accounted as Unscheduled Interchange (UI) and paid for from the regional or State UI pool account at the applicable frequency-linked UI rate:

Provided that any revenue earned by the generating company from sale of infirm power after accounting for the fuel expenses shall be applied for reduction in capital cost:

12. **Debt-Equity Ratio**. (1) For a project declared under commercial operation on or after 1.4.2009, if the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan:

Provided that where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, the actual equity shall be considered for determination of tariff:

Provided further that the equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment.

Explanation.- The premium, if any, raised by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, while issuing share capital and investment of internal resources created out of its free reserve, for the funding of the project, shall be reckoned as paid up capital for the purpose of computing return on equity, provided such premium amount and internal resources are actually utilised for meeting the capital expenditure of the generating station or the transmission system.

(2) In case of the generating station and the transmission system declared under commercial operation prior to 1.4.2009, debt-equity ratio allowed by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2009 shall be considered.

(3) Any expenditure incurred or projected to be incurred on or after 1.4.2009 as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of tariff, and renovation and modernisation expenditure for life extension shall be serviced in the manner specified in clause (1) of this regulation.

CHAPTER – 3

COMPUTATION OF TARIFF

13. **Components of Tariff.** (1) The tariff for supply of electricity from a thermal generating station shall comprise two parts, namely, capacity charge (for recovery of annual fixed cost consisting of the components specified to in regulation 14) and energy charge (for recovery of primary fuel cost and limestone cost where applicable).

(2) The tariff for supply of electricity from a hydro generating station shall comprise capacity charge and energy charge to be derived in the manner specified in regulation 22, for recovery of annual fixed cost (consisting of the components referred to in regulation 14) through the two charges.

(3) The tariff for transmission of electricity on inter-State transmission system shall comprise transmission charge for recovery of annual fixed cost consisting of the components specified in regulation 14.

14. **Annual Fixed Cost.** The annual fixed cost (AFC) of a generating station or a transmission system shall consist of the following components –

(a) Return on equity;
(b) Interest on loan capital;
(c) Depreciation;
(d) Interest on working capital;
(e) Operation and maintenance expenses;
(f) Cost of secondary fuel oil (for coal-based and lignite fired generating stations only);
(g) Special allowance in lieu of R&M or separate compensation allowance, wherever applicable.

15. **Return on Equity**. (1) Return on equity shall be computed in rupee terms, on the equity base determined in accordance with regulation 12.

(2) Return on equity shall be computed on pre-tax basis at the base rate of 15.5% to be grossed up as per clause (3) of this regulation:

Provided that in case of projects commissioned on or after 1st April, 2009, an additional return of 0.5% shall be allowed if such projects are completed within the timeline specified in Appendix-II:

Provided further that the additional return of 0.5% shall not be admissible if the project is not completed within the timeline specified above for reasons whatsoever.

(3) The rate of return on equity shall be computed by grossing up the base rate with the normal tax rate for the year 2008-09 applicable to the concerned generating company or the transmission licensee, as the case may be:

Provided that return on equity with respect to the actual tax rate applicable to the generating company or the transmission licensee, as the case may be, in line with the provisions of the relevant Finance Acts of the respective year during the tariff period shall be trued up separately for each year of the tariff period along with the tariff petition filed for the next tariff period.

(4) Rate of return on equity shall be rounded off to three decimal points and be computed as per the formula given below:

Rate of pre-tax return on equity = Base rate / (1-t)

Where t is the applicable tax rate in accordance with clause (3) of this regulation.

Illustration.-

(i) In case of the generating company or the transmission licensee paying Minimum Alternate Tax (MAT) @ 11.33% including surcharge and cess:

Rate of return on equity = 15.50/ (1-0.1133) = 17.481%

(ii) In case of generating company or the transmission licensee paying normal corporate tax @ 33.99% including surcharge and cess:

Rate of return on equity = 15.50/ (1-0.3399) = 23.481%

16. **Interest on loan capital.** (1) The loans arrived at in the manner indicated in regulation 12 shall be considered as gross normative loan for calculation of interest on loan.

(2) The normative loan outstanding as on 1.4.2009 shall be worked out by deducting the cumulative repayment as admitted by the Commission up to 31.3.2009 from the gross normative loan.

(3) The repayment for the year of the tariff period 2009-14 shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for that year:

(4) Notwithstanding any moratorium period availed by the generating company or the transmission licensee, as the case may be the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed,.

(5) The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio at the beginning of each year applicable to the project.:

Provided that if there is no actual loan for a particular year but normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest shall be considered:

Provided further that if the generating station or the transmission system, as the case may be, does not have actual loan, then the weighted average rate of interest of the generating company or the transmission licensee as a whole shall be considered.

(6) The interest on loan shall be calculated on the normative average loan of the year by applying the weighted average rate of interest.

(7) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall make every effort to re-finance the loan as long as it results in net savings on interest and in that event the costs associated with such re-financing shall be borne by the beneficiaries and the net savings shall be shared between the beneficiaries and the generating company or the transmission licensee, as the case may be, in the ratio of 2:1.

(8) The changes to the terms and conditions of the loans shall be reflected from the date of such re-financing.

(9) In case of dispute, any of the parties may make an application in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulations, 1999, as amended from time to time, including statutory re-enactment thereof for settlement of the dispute:

Provided that the beneficiary or the transmission customers shall not withhold any payment on account of the interest claimed by the generating company or the transmission licensee during the pendency of any dispute arising out of re-financing of loan.

17. **Depreciation.** (1) The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset admitted by the Commission.

(2) The salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the capital cost of the asset.

Provided that in case of hydro generating stations, the salvage value shall be as provided in the agreement signed by the developers with the State Government for creation of the site:

Provided further that the capital cost of the assets of the hydro generating station for the purpose of computation of depreciable value shall correspond to the percentage of sale of electricity under long-term power purchase agreement at regulated tariff.

(3) Land other than the land held under lease and the land for reservoir in case of hydro generating station shall not be a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing depreciable value of the asset.

(4) Depreciation shall be calculated annually based on Straight Line Method and at rates specified in **Appendix-III** to these regulations for the assets of the generating station and transmission system:

Provided that, the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 12 years from date of commercial operation shall be spread over the balance useful life of the assets.

(5) In case of the existing projects, the balance depreciable value as on 1.4.2009 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted by the Commission upto 31.3.2009 from the gross depreciable value of the assets.

(6) Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation. In case of commercial operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on *pro rata* basis.

18. **Interest on Working Capital.** (1) The working capital shall cover :

(a) Coal-based/lignite-fired thermal generating stations

(i) Cost of coal or lignite and limestone, if applicable, for 1½ months for pit-head generating stations and two months for non-pit-head generating stations, for generation corresponding to the normative annual plant availability factor;

(ii) Cost of secondary fuel oil for two months for generation corresponding to the normative annual plant availability factor, and in case of use of more than one secondary fuel oil, cost of fuel oil stock for the main secondary fuel oil.

(iii) Maintenance spares @ 20% of operation and maintenance expenses specified in regulation 19.

(iv) Receivables equivalent to two months of capacity charges and energy charges for sale of electricity calculated on the normative annual plant availability factor, and

(v) Operation and maintenance expenses for one month.

(b) Open-cycle Gas Turbine/Combined Cycle thermal generating stations

(i) Fuel cost for one month corresponding to the normative annual plant availability factor, duly taking into account mode of operation of the generating station on gas fuel and liquid fuel;

(ii) Liquid fuel stock for ½ month corresponding to the normative annual plant availability factor, and in case of use of more than one liquid fuel, cost of main liquid fuel.

(iii)Maintenance spares @ 30% of operation and maintenance expenses specified in regulation 19.

(iv)Receivables equivalent to two months of capacity charge and energy charge for sale of electricity calculated on normative plant availability factor, duly taking

into account mode of operation of the generating station on gas fuel and liquid fuel, and

(v) Operation and maintenance expenses for one month.

(c) in case of hydro generating station and transmission system.

(i) Receivables equivalent to two months of fixed cost.

(ii) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses specified in regulation 19;

(iii) Operation and maintenance expenses for one month.

(2) The cost of fuel in cases covered under sub-clauses (a) and (b) of clause (1) shall be based on the landed cost incurred (taking into account normative transit and handling losses) by the generating company and gross calorific value of the fuel as per actual for the three months preceding the first month for which tariff is to be determined and no fuel price escalation shall be provided during the tariff period.

(3) Rate of interest on working capital shall be on normative basis and shall be equal to the short-term Prime Lending Rate of State Bank of India as on 1.4.2009 or on 1st April of the year in which the generating station or a unit thereof or the transmission system, as the case may be, is declared under commercial operation, whichever is later.

(4) Interest on working capital shall be payable on normative basis notwithstanding that the generating company or the transmission licensee has not taken loan for working capital from any outside agency.

19. **Operation and Maintenance Expenses.** Normative operation and maintenance expenses shall be as follows, namely:

(a) Coal based and lignite fired (including those based on CFBC technology) generating stations, other than the generating stations referred to in clauses (b) and (d):

(Rs. in lakh/MW)

Year	200/210/250 MW sets	300/330/350 MW sets	500 MW sets	600 MW and above sets
2009-10	18.20	16.00	13.00	11.70
2010-11	19.24	16.92	13.74	12.37
2011-12	20.34	17.88	14.53	13.08
2012-13	21.51	18.91	15.36	13.82
2013-14	22.74	19.99	16.24	14.62

Provided that the above norms shall be multiplied by the following factors for additional units in respective unit sizes for the units whose COD occurs on or after 1.4.2009 in the same station:

200/210/250 MW	Additional 5th & 6th units	0.9
	Additional 7th & more units	0.85
300/330/350 MW	Additional 4th & 5th units	0.9
	Additional 6th & more units	0.85
500 MW and above	Additional 3rd & 4th units	0.9
	Additional 5th & above units	0.85

(b) Talcher Thermal Power Station(TPS), Tanda TPS, Badarpur TPS of NTPC and Bokaro TPS, Chandrapura TPS and Durgapur TPS of DVC

(Rs. in lakh/MW)

Year	Talcher TPS	Tanda and Chandrapura TPS	Badarpur, Bokaro and Durgapur TPS
2009-10	32.75	26.25	31.35

2010-11	34.62	27.75	32.25
2011-12	36.60	29.34	33.17
2012-13	38.70	31.02	34.12
2013-14	40.91	32.79	35.09

(c) Open Cycle Gas Turbine/Combined Cycle generating stations

(Rs. in lakh/MW)

Year	Gas Turbine/ Combined Cycle generating stations other than small gas turbine power generating stations	Small gas turbine power generating stations	Agartala GPS
(1)	(2)	(3)	(4)
2009-10	14.80	22.90	31.75
2010-11	15.65	24.21	33.57
2011-12	16.54	25.59	35.49
2012-13	17.49	27.06	37.52
2013-14	18.49	28.61	39.66

(d) Lignite-fired generating stations

(Rs. in lakh/MW)

Year	125 MW Sets	TPS-I of NLC
2009-10	24.00	27.00
2010-11	25.37	28.54
2011-12	26.82	30.18
2012-13	28.36	31.90
2013-14	29.98	33.73

(e) In case of coal-based or lignite-fired thermal generating station a separate compensation allowance unit-wise shall be admissible to meet expenses on new assets of

capital nature including in the nature of minor assets, in the following manner from the year following the year of completion of 10, 15, or 20 years of useful life:

Years of operation	Compensation Allowance (Rs lakh/MW/year)
0-10	Nil
11-15	0.15
16-20	0.35
21-25	0.65

(f) Hydro generating station

(i) Operation and maintenance expenses, for the existing generating stations which have been in operation for 5 years or more in the base year of 2007-08, shall be derived on the basis of actual operation and maintenance expenses for the years 2003-04 to 2007-08, based on the audited balance sheets, excluding abnormal operation and maintenance expenses, if any, after prudence check by the Commission.

(ii) The normalised operation and maintenance expenses after prudence check, for the years 2003-04 to 2007-08, shall be escalated at the rate of 5.17% to arrive at the normalized operation and maintenance expenses at the 2007-08 price level respectively and then averaged to arrive at normalized average operation and maintenance expenses for the 2003-04 to 2007-08 at 2007-08 price level. The average normalized operation and maintenance expenses at 2007-08 price level shall be escalated at the rate of 5.72% to arrive at the operation and maintenance expenses for year 2009-10:

Provided that operation and maintenance expenses for the year 2009-10 shall be further rationalized considering 50% increase in employee cost on account of pay revision of the employees of the Public Sector Undertakings to arrive at the permissible operation and maintenance expenses for the year 2009-10.

(iii) The operation and maintenance expenses for the year 2009-10 shall be escalated further at the rate of 5.72% per annum to arrive at permissible operation and maintenance expenses for the subsequent years of the tariff period.

(iv) In case of the hydro generating stations, which have not been in commercial operation for a period of five years as on 1.4.2009, operation and maintenance expenses shall be fixed at 2% of the original project cost (excluding cost of rehabilitation & resettlement works). Further, in such case, operation and maintenance expenses in first year of commercial operation shall be escalated @5.17% per annum up to the year 2007-08 and then averaged to arrive at the O&M expenses at 2007-08 price level. It shall be thereafter escalated @ 5.72% per annum to arrive at operation and maintenance expenses in respective year of the tariff period.

(v) In case of the hydro generating stations declared under commercial operation on or after 1.4.2009, operation and maintenance expenses shall be fixed at 2% of the original project cost (excluding cost of rehabilitation & resettlement works) and shall be subject to annual escalation of 5.72% per annum for the subsequent years.

(g) Transmission system

(i) Norms for operation and maintenance expenses shall be as under:

Norms for O&M expenditure for Transmission System

	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
Norms for sub-station (Rs Lakh per bay)					
765 kV	73.36	77.56	81.99	86.68	91.64
400 kV	52.40	55.40	58.57	61.92	65.46
220 kV	36.68	38.78	41.00	43.34	45.82
132 kV and below	26.20	27.70	29.28	30.96	32.73
Norms for AC and HVDC lines (Rs Lakh per km)					
Single Circuit (Bundled conductor with four or more sub-conductors)	0.537	0.568	0.600	0.635	0.671
Single Circuit (Twin & Triple Conductor)	0.358	0.378	0.400	0.423	0.447
Single Circuit (Single Conductor)	0.179	0.189	0.200	0.212	0.224
Double Circuit (Bundled conductor with four or more sub-conductors)	0.940	0.994	1.051	1.111	1.174
Double Circuit (Twin & Triple Conductor)	0.627	0.663	0.701	0.741	0.783
Double Circuit (Single Conductor)	0.269	0.284	0.301	0.318	0.336
Norm for HVDC Stations					
HVDC Back-to-back stations (Rs lakh per 500 MW)	443.00	468.00	495.00	523.00	553.00
Rihand-Dadri HVDC bipole scheme (Rs Lakh)	1450.00	1533.00	1621.00	1713.00	1811.00
Talcher-Kolar HVDC bipole scheme (Rs Lakh)	1699.00	1796.00	1899.00	2008.00	2122.00

(ii) The total allowable operation and maintenance expenses for the transmission system shall be calculated by multiplying the number of bays and kms of line length with the applicable norms for the operation and maintenance expenses per bay and per km respectively.

20. **Expenses on secondary fuel oil consumption for coal-based and lignite-fired generating station.** (1) Expenses on secondary fuel oil in Rupees shall be computed corresponding to normative secondary fuel oil consumption (SFC) specified in clause (iii) of regulation 26, in accordance with the following formula:

$$= SFC \times LPSF_i \times NAPAF \times 24 \times NDY \times IC \times 10$$

Where,

SFC – Normative Specific Fuel Oil consumption in ml/kWh

$LPSF_i$ – Weighted Average Landed Price of Secondary Fuel in Rs./ml considered initially

NAPAF – Normative Annual Plant Availability Factor in percentage

NDY – Number of days in a year

IC - Installed Capacity in MW.

(2) Initially, the landed cost incurred by the generating company on secondary fuel oil shall be taken based on actuals of the weighted average price of the three preceding months and in the absence of landed costs for the three preceding months, latest procurement price for the generating station, before the start of the year.

The secondary fuel oil expenses shall be subject to fuel price adjustment at the end of the each year of tariff period as per following formula:

$$SFC \times NAPAF \times 24 \times NDY \times IC \times 10 \times (LPSF_y - LPSF_i)$$

Where,

$LPSF_y$ = The weighted average landed price of secondary fuel oil for the year in Rs. /ml

21. Computation and Payment of Capacity Charge and Energy Charge for Thermal Generating Stations

(1) The fixed cost of a thermal generating station shall be computed on annual basis, based on norms specified under these regulations, and recovered on monthly basis under capacity charge. The total capacity charge payable for a generating station shall be shared by its beneficiaries as per their respective percentage share / allocation in the capacity of the generating station.

(2) The capacity charge (inclusive of incentive) payable to a thermal generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae :

(a) Generating stations in commercial operation for less than ten (10) years on 1st April of the financial year :

AFC x (NDM / NDY) x (0.5 + 0.5 x PAFM / NAPAF) (in Rupees);

Provided that in case the plant availability factor achieved during a financial year (PAFY) is less than 70%, the total capacity charge for the year shall be restricted to

AFC x (0.5 + 35 / NAPAF) x (PAFY / 70) (in Rupees).

(b) For generating stations in commercial operation for ten (10) years or more on 1st April of the year:

AFC x (NDM / NDY) x (PAFM / NAPAF) (in Rupees).

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees.

NAPAF = Normative annual plant availability factor in percentage

NDM = Number of days in the month

NDY = Number of days in the year

PAFM = Plant availability factor achieved during the month, in percent:

PAFY = Plant availability factor achieved during the year, in percent

(3) The PAFM and PAFY shall be computed in accordance with the following formula:

$$\text{PAFM or PAFY} = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} DC_i / \{ N \times IC \times (100 - AUX) \} \%$$

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage.

DC_i = Average declared capacity (in ex-bus MW), subject to clause

(4) below, for the i^{th} day of the period i.e. the month or the year as the case may be, as certified by the concerned load dispatch centre after the day is over.

IC = Installed Capacity (in MW) of the generating station

N = Number of days during the period i.e. the month or the year as the case may be.

Note : DC_i and IC shall exclude the capacity of generating units not declared under commercial operation. In case of a change in IC during the concerned period, its average value shall be taken.

(4) In case of fuel shortage in a thermal generating station, the generating company may propose to deliver a higher MW during peak-load hours by saving fuel during off-peak hours. The concerned Load Despatch Centre may then specify a pragmatic day-ahead schedule for the generating station to optimally utilize its MW and energy capability, in consultation with the beneficiaries. DCi in such an event shall be taken to be equal to the maximum peak-hour ex-power plant MW schedule specified by the concerned Load Despatch Centre for that day.

(5) The energy charge shall cover the primary fuel cost and limestone consumption cost (where applicable), and shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to such beneficiary during the calendar month on ex-power plant basis, at the energy charge rate of the month (with fuel and limestone price adjustment). Total Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

(Energy charge rate in Rs./kWh) x {Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh.}

(6) Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis shall be determined to three decimal places in accordance with the following formulae :

(a) For coal based and lignite fired stations

$$ECR = \{ (GHR - SFC \times CVSF) \times LPPF / CVPF + LC \times LPL \} \times 100 / (100 - AUX)$$

(b) For gas and liquid fuel based stations

$$ECR = GHR \times LPPF \times 100 / \{CVPF \times (100 - AUX)\}$$

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage.

CVPF = Gross calorific value of primary fuel as fired, in kCal per kg, per litre or per standard cubic metre, as applicable.

CVSF = Calorific value of secondary fuel, in kCal per ml.

ECR = Energy charge rate, in Rupees per kWh sent out.

GHR = Gross station heat rate, in kCal per kWh.

LC = Normative limestone consumption in kg per kWh.

LPL = Weighted average landed price of limestone in Rupees per kg.

LPPF = Weighted average landed price of primary fuel, in Rupees per kg, per litre or per standard cubic metre, as applicable, during the month.

SFC = Specific fuel oil consumption, in ml per kWh.

(7) The landed cost of fuel for the month shall include price of fuel corresponding to the grade and quality of fuel inclusive of royalty, taxes and duties as applicable, transportation cost by rail / road or any other means, and, for the purpose of computation of energy charge, and in case of coal/lignite shall be arrived at after considering normative transit and handling losses as percentage of the quantity of coal or lignite dispatched by the coal or lignite supply company during the month as given below :

Pithead generating stations	:	0.2%
Non-pithead generating stations	:	0.8%

(8) The landed price of limestone shall be taken based on procurement price of limestone for the generating station, inclusive of royalty, taxes and duties as applicable and transportation cost for the month.

(9) The tariff structure as provided in this regulation may be adopted by the Department of Atomic Energy, Government of India for the nuclear generating stations by specifying annual fixed cost (AFC), normative annual plant availability factor (NAPAF), installed capacity (IC), normative auxiliary power consumption (AUX) and energy charge rate (ECR) for such stations.

22. **Computation and Payment of Capacity charge and Energy Charge for Hydro Generating Stations.**

(1) The fixed cost of a hydro generating station shall be computed on annual basis, based on norms specified under these regulations, and recovered on monthly basis under capacity charge (inclusive of incentive) and energy charge, which shall be payable by the beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the generating station, that is to say, in the capacity excluding the free power to the home State:

Provided that during the period between the date of commercial operation of the first unit of the generating station and the date of commercial operation of the generating station, the annual fixed cost shall provisionally be worked out based on the latest estimate of the completion cost for the generating station, for the purpose of determining the capacity charge and energy charge payment during such period.

(2) The capacity charge (inclusive of incentive) payable to a hydro generating station for a calendar month shall be

AFC x 0.5 x NDM / NDY x (PAFM / NAPAF) (in Rupees)

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees.

NAPAF = Normative plant availability factor in percentage

NDM = Number of days in the month

NDY = Number of days in the year

PAFM = Plant availability factor achieved during the month, in percentage

(3) The PAFM shall be computed in accordance with the following formula :

$$PAFM = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} DC_i / \{ N \times IC \times (100 - AUX) \} \%$$

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage

DC_i = Declared capacity (in ex-bus MW) for the i^{th} day of the month which the station can deliver for at least three (3) hours, as certified by the nodal load dispatch centre after the day is over.

IC = Installed capacity (in MW) of the complete generating station

N = Number of days in the month

(4) The energy charge shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to the beneficiary, excluding free energy, if any, during the calendar month, on ex power plant basis, at the computed energy charge rate. Total Energy charge payable to the generating company for a month shall be :

(Energy charge rate in Rs. / kWh) x {Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh} x (100 – FEHS) / 100.

(5) Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis, for a hydro generating station, shall be determined up to three decimal places based on the following formula, subject to the provisions of clause (7) :

$$ECR = AFC \times 0.5 \times 10 / \{ DE \times (100 - AUX) \times (100 - FEHS)\}$$

Where,

DE = Annual design energy specified for the hydro generating station,

In MWh, subject to the provision in clause (6) below.

FEHS = Free energy for home State, in per cent, as defined in regulation 32.

(6) In case actual total energy generated by a hydro generating station during a year is less than the design energy for reasons beyond the control of the generating company, the following treatment shall be applied on a rolling basis:

(i) in case the energy shortfall occurs within ten years from the date of commercial operation of a generating station, the ECR for the year following the year of energy shortfall shall be computed based on the formula specified in clause (5) with the modification that the DE for the year shall be considered as equal to the actual energy generated during the year of the shortfall, till the energy charge shortfall of the previous year has been made up, after which normal ECR shall be applicable;

(ii) in case the energy shortfall occurs after ten years from the date of commercial operation of a generating station, the following shall apply:

Suppose the specified annual design energy for the station is DE MWh, and the actual energy generated during the concerned (first) and the following (second) financial years is A1 and A2 MWh respectively, A1 being less than DE. Then, the design energy to be considered in the formula in clause (5) of this Regulation for calculating the ECR for the third financial year shall be moderated as (A1 + A2 – DE) MWh, subject to a maximum of DE MWh and a minimum of A1 MWh.

(iii) Actual energy generated (e.g. A1, A2) shall be arrived at by multiplying the net metered energy sent out from the station by 100 / (100 – AUX).

(7) In case the energy charge rate (ECR) for a hydro generating station, as computed in clause (5) above, exceeds eighty paise per kWh, and the actual saleable energy in a year exceeds { DE x (100 – AUX) x (100 – FEHS) / 10000 } MWh, the Energy charge for the energy in excess of the above shall be billed at eighty paise per kWh only:

Provided that in a year following a year in which total energy generated was less than the design energy for reasons beyond the control of the generating company, the energy charge rate shall be reduced to eighty paise per kWh after the energy charge shortfall of the previous year has been made up.

(8) The concerned Load Despatch Centre shall finalise the schedules for the hydro generating stations, in consultation with the beneficiaries, for optimal utilization of all the energy declared to be available, which shall be scheduled for all beneficiaries in proportion to their respective allocations in the generating station.

23. Computation and Payment of Transmission Charge for Inter-State Transmission System

(1) The fixed cost of the transmission system shall be computed on annual basis, in accordance with norms contained in these regulations, aggregated as appropriate, and recovered on monthly basis as transmission charge from the users, who shall share these charges in the manner specified in Regulation 33.

(2) The transmission charge (inclusive of incentive) payable for a calendar month for a transmission system or part thereof shall be

AFC x (NDM / NDY) x (TAFM / NATAF)

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees

NATAF = Normative annual transmission availability factor, in per cent

NDM = Number of days in the month

NDY = Number of days in the year

TAFM = Transmission system availability factor for the month, in Percent, computed in accordance with Appendix IV.–.

(3) The transmission charges shall be calculated separately for part of the transmission system having differing NATAF, and aggregated thereafter, according to their sharing by the beneficiaries.

(4) The transmission licensee shall raise the bill for the transmission charge (inclusive of incentive) for a month based on its estimate of TAFM. Adjustments, if any, shall be made on the basis of the TAFM to be certified by the Member-Secretary of the Regional Power Committee of the concerned region within 30 days from the last day of the relevant month.

24. **Unscheduled Interchange(UI) Charges**. (1) All variations between actual net injection and scheduled net injection for the generating stations, and all variations between actual net drawal and scheduled net drawal for the beneficiaries shall be treated as their respective Unscheduled Interchanges (UI), charges for which shall be governed by the relevant regulations specified by the Commission from time to time.

(2) Actual net unscheduled interchange of every inter-State entity shall be metered on its periphery through special energy meters (SEMs) installed by the Central Transmission Utility (CTU), and computed in MWh for each 15-minute time block by the concerned Regional Load Despatch Centre.

CHAPTER - 4

NORMS OF OPERATION

25. (1) Recovery of capacity charge, energy charge, transmission charge and incentive by the generating company and the transmission licensee shall be based on the achievement of the operational norms specified in this Chapter.

(2) The Commission may on its own revise the norms of Station Heat Rate specified in this Chapter in respect of any of the generating stations for which relaxed norms have been provided

(3) The savings on account of secondary fuel oil consumption in relation to norms shall be shared with beneficiaries in the ratio of 50:50, in accordance with the following formula at the end of the year:

$$(SFC \times NAPAF \times 24 \times NDY \times IC \times 10 - AC_{sfoy}) \times LPSF_y \times 0.5$$

Where,

AC_{sfoy} = Actual consumption of secondary fuel oil during the year in ml

Norms of operation for thermal generating station

26. The norms of operation as given hereunder shall apply to thermal generating station:

(i) **Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF)**

(a) All thermal generating stations, except those covered under clauses (b), (c), (d), (e) & (f) - 85%

(b) Following Coal-Based Thermal Generating Stations of NTPC Ltd

Talcher TPS	82%
Badarpur TPS	82%

(c) Following Lignite-firedThermal generating stations of Neyveli Lignite Corporation Ltd, other than specified in sub-clause (b)

TPS-I	72%
TPS-II Stage-I & II	75%
TPS-I (Expansion)	80%

(d) Following Thermal Generating Stations of Damodar Valley Corporation (DVC):

Mejia TPS Unit-I to IV	82%
Bokaro TPS	75%
Chandrapura TPS	60%
Durgapur TPS	74%

(e) Following Gas-Based Thermal Generating Station of NEEPCO :

Assam GPS	72%

(f) Lignite-fired Generating Stations using Circulatory Fluidized Bed Combustion (CFBC) Technology –

1. First three years from COD – 75%
2. From next year after completion of 3 years of COD – 80%

(ii) Gross Station Heat Rate

A. Existing Thermal Generating Station

(a) Existing Coal-based Thermal Generating Stations, other than those covered under clauses (b) and (c) below

200/210/250 MW Sets	500 MW Sets (Sub-critical)
2500 KCal/kWh	2425 kCal/kWh

Note 1

In respect of 500 MW and above units where the boiler feed pumps are electrically operated, the gross station heat rate shall be 40 kCal/kWh lower than the gross station heat rate specified above.

Note 2

For the generating stations having combination of 200/210/250 MW sets and 500 MW and above sets, the normative gross station heat rate shall be the weighted average gross station heat rate of the combinations.

(b) Thermal generating stations of NTPC Ltd.:

Badarpur TPS	2825 kCal/kWh
Talcher TPS	2950 kCal/kWh
Tanda TPS	2825 kCal/kWh

(c) Thermal Generating Stations of Damodar Valley Corporation (DVC):

Bokaro TPS	2700kCal/kWh
Chandrapura TPS	3100 kCal/kWh
Durgapur TPS	2820 kCal/kWh

(d) Lignite-fired Thermal Generating Stations

(1) For lignite-fired thermal generating stations, except for TPS-I and TPS-II (Stage I & II) of Neyveli Lignite Corporation Ltd, the gross station heat

rates specified under sub-clause (a) for coal-based thermal generating stations shall be applied with correction, using multiplying factors as given below:

(i) For lignite having 50% moisture: 1.10

(ii) For lignite having 40% moisture: 1.07

(iii) For lignite having 30% moisture: 1.04

(iv) For other values of moisture content, multiplying factor shall be pro-rated for moisture content between 30-40% and 40-50% depending upon the rated values of multiplying factor for the respective range given under sub-clauses (i) to (iii) above.

(2) TPS-I and TPS-II (Stage I & II) of Neyveli Lignite Corporation Ltd

TPS-I	4000 kCal/kWh
TPS-II	2900 kCal/kWh

(e) Open Cycle Gas Turbine/Combined Cycle generating stations

Existing generating stations of NTPC Ltd and NEEPCO

Name of generating station	Combined cycle (kCal/kWh)	Open cycle (kCal/kWh)
Gandhar GPS	2040	2960
Kawas GPS	2075	3010
Anta GPS	2075	3010
Dadri GPS	2075	3010
Auraiya GPS	2100	3045
Faridabad GPS	2000	2900
Kayamkulam GPS	2000	2900
Assam GPS	2400	3440
Agartala GPS		3500

B. New Thermal Generating Station achieving COD on or after 1.4.2009

(a) Coal-based and lignite-fired Thermal Generating Stations

= 1.065 X Design Heat Rate (kCal/kWh)

Where the Design Heat Rate of a unit means the unit heat rate guaranteed by the supplier at conditions of 100% MCR, zero percent make up, design coal and design cooling water temperature/back pressure.

Provided that the design heat rate shall not exceed the following maximum design unit heat rates depending upon the pressure and temperature ratings of the units:

Pressure Rating (Kg/cm2)	**150**	**170**	**170**	**247**	**247**
SHT/RHT (0C)	**535/535**	**537/537**	**537/565**	**537/565**	**565/593**
Type of BFP	**Electrical Driven**	**Turbine driven**	**Turbine driven**	**Turbine driven**	**Turbine driven**
Max Turbine Cycle Heat rate (kCal/kWh)	**1955**	**1950**	**1935**	**1900**	**1850**
Min.Boiler Efficiency					
Sub-Bituminous Indian Coal	**0.85**	**0.85**	**0.85**	**0.85**	**0.85**
Bituminous Imported Coal	**0.89**	**0.89**	**0.89**	**0.89**	**0.89**
Max Design Unit Heat rate (kCal/kWh)					
Sub-Bituminous Indian Coal	**2300**	**2294**	**2276**	**2235**	**2176**
Bituminous Imported Coal	**2197**	2191	2174	2135	2079

Provided further that in case pressure and temperature parameters of a unit are different from above ratings, the maximum design unit heat rate of the nearest class shall be taken:

Provided also that where unit heat rate has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler efficiency are guaranteed separately by the same supplier or different suppliers, the unit design heat rate shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency.

Provided also that if one or more units were declared under commercial operation prior to 1.4.2009, the heat rate norms for those units as well as units declared under commercial operation on or after 1.4.2009 shall be lower of the heat rate norms arrived at by above methodology and the norms as per the regulation 26 (ii) A (a).

Provided also that in case of lignite-fired generating stations (including stations based on CFBC technology), maximum design heat rates shall be increased using factor for moisture content given in sub clause (1) of clause (ii) A(d) of this regulation.

Note: In respect of units where the boiler feed pumps are electrically operated, the maximum design unit heat rate shall be 40 kCal/kWh lower than the maximum design unit heat rate specified above with turbine driven BFP.

(b) Gas-based / Liquid-based thermal generating unit(s)/ block(s)

= 1.05 X Design Heat Rate of the unit/block for Natural Gas and RLNG (kCal/kWh)

= 1.071 X Design Heat Rate of the unit/block for Liquid Fuel (kCal/kWh)

Where the Design Heat Rate of a unit shall mean the guaranteed heat rate for a unit at 100% MCR and at site ambient conditions; and the Design Heat Rate of a block shall mean the guaranteed heat rate for a block at 100% MCR, site ambient conditions, zero percent make up, design cooling water temperature/back pressure.

(iii) **Secondary fuel oil consumption**

(a) Coal-based generating stations other than at (c) below : 1.0 ml/kWh

(b) (i) Lignite-fired generating stations except stations based on CFBC technology and TPS-I : 2.0 ml/kWh

(ii) TPS-I : 3.5 ml/kWh

(iii) Lignite-fired generating stations based on CFBC technology : 1.25 ml/kWh

(c) Coal-based generating stations of DVC

Mejia TPS Unit I to IV	2.0 ml/kWh
Bokaro TPS	2.0 ml/kWh
Chandrapura TPS	3.0 ml/kWh
Durgapur TPS	2.4ml/kWh

(iv) **Auxiliary Energy Consumption**

(a) Coal-based generating stations except at (b) below:

		With Natural Draft cooling tower or without cooling tower
(i)	200 MW series	8.5%
(ii)	500 MW & above	
	Steam driven boiler feed pumps	6.0%
	Electrically driven boiler feed pumps	8.5%

Provided further that for thermal generating stations with induced draft cooling towers, the norms shall be further increased by 0.5%.

(b) Other Coal-based generating stations:

(i)	Talcher Thermal Power Station	10.5%
(ii)	Tanda Thermal Power Station	12.0%
(iii)	Badarpur Thermal Power Station	9.5%
(iv)	Bokaro Thermal Power Station	10.25%
(v)	Chandrapura Thermal Power Station	11.50%
(vi)	Durgapur Thermal Power Station	10.50%

(c) Gas Turbine/Combined Cycle generating stations:

(i) Combined cycle 3.0%

(ii) Open cycle 1.0%

(d) Lignite-fired thermal generating stations:

(i) All generating stations with 200 MW sets and above:

The auxiliary energy consumption norms shall be 0.5 percentage point more than the auxiliary energy consumption norms of coal-based generating stations at (iv) (a) above.

Provided that for the lignite fired stations using CFBC technology, the auxiliary energy consumption norms shall be 1.5 percentage point more than the auxiliary energy consumption norms of coal-based generating stations at (iv) (a) above.

(ii) Barsingsar Generating station of NLC using CFBC technology: 11.5%

(iii) TPS-I, TPS-I (Expansion) and TPS-II Stage-I&II of Neyveli Lignite Corporation Ltd.:

TPS-I	12.0%
TPS-II	10.0%
TPS-I (Expansion)	9.50%

(iv) Lime stone consumption for lignite-based generating station using CFBC technology:

Barsingsar	:0.056 kg/kWh.
TPS-II (Expansion)	:0.046 kg/kWh.

Norms of operation for hydro generating stations

27. **The norms of operation as given hereunder shall apply to hydro generating station:**

(i) Normative annual plant availability factor (NAPAF) for hydro generating stations

(i) Normative annual plant availability factor (NAPAF) for hydro generating stations shall be determined by the Commission as per the following criteria :

(i) Storage and Pondage type plants with head variation between Full Reservoir Level (FRL) and Minimum Draw Down Level (MDDL) of up to 8%, and where plant availability is not affected by silt : 90%

(ii) Storage and Pondage type plants with head variation between FRL and MDDL of more than 8%, where plant availability is not affected by silt : Plant-specific allowance to be provided in NAPAF for reduction in MW output capability as reservoir level falls over the months. As a general guideline the allowance on this account in terms of a multiplying factor may be worked out from the projection of annual average of net head, applying the formula:

(Average head / Rated head) + 0.02

Alternatively in case of a difficulty in making such projection, the multiplying factor may be determined as:

(Head at MDDL/Rated head) x 0.5 + 0.52

(iii) Pondage type plants where plant availability is significantly affected by silt : 85%.

(iv) Run-of-river type plants : NAPAF to be determined plant-wise, based on 10-day design energy data, moderated by past experience where available/relevant.

(2) A further allowance may be made by the Commission in NAPAF determination under special circumstances, e.g. abnormal silt problem or other operating conditions, and known plant limitations.

(3) A further allowance of 5% may be allowed for difficulties in North East Region.

(4) In case of a new hydro electric project the developer shall have the option of approaching the Commission in advance for fixation of NAPAF based on the principles enumerated in sub-clauses (1), (2) and (3) of this regulation.

(5) Based on the above, the Normative annual plant availability factor (NAPAF) of the hydro generating stations already in operation shall be as follows :-

Station	Type of Plant	Plant Capacity No. of Units x MW	NAPAF (%)
NHPC			
Chamera – 1	Pondage	3 x 180	90
Biarasiul	Pondage	3 x 60	85
Loktak	Storage	3 x 35	85
Chamera-II	Pondage	3 x 100	90
Rangit	Pondage	3 x 20	85
Dhauliganga	Pondage	4 x 70	85
Teesta – V	Pondage	3 x 170	85
Dulhasti	Pondage	3 x 130	90
Salal	ROR	6 x 115	60
Uri	ROR	4 x 120	60
Tanakpur	ROR	3 x 31.4	55
NHDC			
Indirasagar	Storage	8 x 125	85
Omkareshwar	Pondage	8 x 65	90

THDC			
Tehri Stg – 1	Storage	4 x 250	77
SJVNL			
Nathpa Jhakri	Pondage	6 x 250	82
NEEPCO			
Kopili Stg – 1	Storage	4 x 50	79
Khandong & Kopili Stg. - 2	Storage	3 x 25	69
Doyang	Storage	3 x 25	73
Ranganadi	Pondage	3 x 135	85
DVC			
Panchet	Storage	2 x 40	80
Tilaiya	Storage	2 x 2	80
Maithon	Storage	3 x 20	80

(ii) **Auxiliary Energy Consumption (AUX) :**

(a) Surface hydro generating stations

(i) with rotating exciters mounted on the generator shaft : 0.7%

(ii) with static excitation system : 1%

(b) Underground hydro generating stations

(i) with rotating exciters mounted on the

generator shaft : 0.9%

(ii) with static excitation system : 1.2%

Norms of operation for transmission system

28. **Normative Annual Transmission System Availability Factor (NATAF)** shall be as under:

(1)	AC system	:	98%
(2)	HVDC bi-pole links	:	92%
(3)	HVDC back-to-back Stations	:	95%

29. **Auxiliary Energy Consumption in the sub-station.**

(a) AC System

The charges for auxiliary energy consumption in the AC sub-station for the purpose of air-conditioning, lighting and consumption in other equipment shall be borne by the transmission licensee and included in the normative operation and maintenance expenses.

(b) HVDC sub-station

For auxiliary energy consumption in HVDC sub-stations, the Central Government may allocate an appropriate share from one or more ISGS . The charges for such power shall be borne by the transmission licensee and are included in the normative operation and maintenance expenses.

CHAPTER - 5

SCHEDULING, ACCOUNTING AND BILLING

30. **Scheduling**. The methodology for scheduling and dispatch for the generating station shall be as specified in the Indian Electricity Grid Code, as amended from time to time.

31. **Metering and Accounting**. The provisions of the Indian Electricity Grid Code, as amended from time to time shall be applicable.

32. **Billing and Payment of charges.** (1) Bills shall be raised for capacity charge, energy charge and the transmission charge on monthly basis by the generating company and the transmission licensee in accordance with these regulations, and payments shall be made by the beneficiaries or the transmission customers directly to the generating company or the transmission licensee, as the case may be.

(2) Payment of the capacity charge for a thermal generating station shall be shared by the beneficiaries of the generating station as per their percentage shares for the month (inclusive of any allocation out of the unallocated capacity) in the installed capacity of the generating station. Payment of capacity charge and energy charge for a hydro generating station shall be shared by the beneficiaries of the generating station in proportion to their shares (inclusive of any allocation out of the unallocated capacity) in the saleable capacity (to be determined after deducting the capacity corresponding to free energy to home State as per Note 3 herein.

Note 1

Shares / allocations of each beneficiary in the total capacity of Central sector generating stations shall be as determined by the Central Government, inclusive of any allocation made out of the unallocated capacity. The shares shall be applied in percentages of installed capacity and shall normally remain constant during a month. Based on the decision of the Central Government the changes in allocation shall be communicated by the Member-Secretary, Regional Power Committee in advance, at least three days prior to beginning of a calendar month, except in case of an emergency calling for an urgent

change in allocations out of unallocated capacity. The total capacity share of a beneficiary would be sum of its capacity share plus allocation out of the unallocated portion. In the absence of any specific allocation of unallocated power by the Central Government, the unallocated power shall be added to the allocated shares in the same proportion as the allocated shares.

Note 2

The beneficiaries may propose surrendering part of their allocated firm share to other States within / outside the region. In such cases, depending upon the technical feasibility of power transfer and specific agreements reached by the generating company with other States within/ outside the region for such transfers, the shares of the beneficiaries may be prospectively re-allocated by the Central Government for a specific period (in complete months) from the beginning of a calendar month. When such re-allocations are made, the beneficiaries who surrender the share shall not be liable to pay capacity charges for the surrendered share. The capacity charges for the capacity surrendered and reallocated as above shall be paid by the State(s) to whom the surrendered capacity is allocated. Except for the period of reallocation of capacity as above, the beneficiaries of the generating station shall continue to pay the full capacity charges as per allocated capacity shares. Any such reallocation and its reversion shall be communicated to all concerned by the Member Secretary, Regional Power Committee in advance, at least three days prior to such reallocation or reversion taking effect.

Note 3

FEHS = Free energy for home State, in percent and shall be taken as 12%

Provided that in cases where the site of a hydro project is awarded to a developer (not being a State controlled or owned company), by a State Government by following a two stage transparent process of bidding, the 'free energy' shall be taken as 13%, which shall also include energy corresponding to 100 units of electricity to be provided free of cost

every month to every project affected family for a period of 10 years from the date of commercial operation of the generating station.

(3) The monthly energy account issued by Member-Secretary of the Regional Power Committee shall also include a statement specifying the ratio in which transmission charges for that month are to be shared by the transmission users in accordance with regulation 33.

33. **Sharing of transmission charges.** (1) The following shall be added up to arrive at the regional transmission charges payable for a month by the users of the concerned regional (common) transmission system :

(a) Amounts payable for the month for all components of inter-State transmission system (ISTS) in the region, charges for which have been agreed to be pooled and shared by all regional beneficiaries. These shall necessarily include all components of ISTS in commercial operation on 1.4.2008, as also components of transmission system associated with a generating station no generating unit of which was declared under commercial operation upto 31.3.2008.

(b) Amounts payable for the month for those parts or the whole of all new transmission systems for which regional beneficiaries have agreed to pay the charges on pooled basis, or it has been so decided by the Commission. These may include an appropriate share of the total charges of a new associated transmission system commensurate with extra capacity built therein to cater to future generation addition and/or for system strengthening not directly attributable to the concerned power plant

(2) The above regional transmission charges (grossed up) shall be shared by the following :

(i) All regional beneficiaries, in proportion to the sum of their respective entitlements (in MW) during the month in the inter-State generating stations in that region and in other regions, but excluding any generating capacity for which charges of associated transmission system are not being fully pooled.

(ii) Beneficiaries in other regions having entitlements in any generating station in the concerned region, in proportion to such entitlement (in MW) during the month, but excluding any generating capacity for which charges of associated transmission system are not being fully pooled.

(iii) Generating companies owning generating stations connected to inter-state transmission system in the region, but for which the associated transmission system has not been fully commissioned for any reason, in proportion to the gap (in MW) between the generating capacity commissioned up to the end of the month and the capacity for which the designated associated transmission system has been commissioned up to the beginning of the month.

(iv) Medium-term users of the regional transmission system, in proportion to the MW for which medium-term usage has been approved by the Central Transmission Utility for that month.

(3) The transmission charges for inter-regional links shall be shared in the following manner, except where specifically agreed otherwise :

(i) The amount payable for the month for inter-regional links between Eastern and Northern / Western / Southern regions shall be borne by the beneficiaries in the latter region (Northern / Western / Southern), in proportion to the sum of their respective entitlements (in MW) in the inter-State generating stations in their own region and in Eastern region, but excluding any generating capacity for which charges of associated transmission system are not being fully pooled.

(ii) The amounts payable for the month for inter-regional links between Northern and Western regions, between Western and Southern regions, and between Eastern and North-eastern regions shall be borne by the linked regions in 50 : 50 ratio, and shared by the beneficiaries in the concerned region in proportion to the sum of their respective entitlements (in MW) in the inter – State generating stations in their own region, but excluding any generating capacity for which charges of associated transmission system are not being fully pooled.

Provided that 220 kV Birpara – Salakati transmission line shall be treated as a part of the Eastern Region transmission system and its charges shall be borne by the beneficiaries in Eastern Region only.

(4) For those associated transmission systems or part thereof which are not agreed to be commercially pooled with the Regional transmission system, the applicable transmission charges shall be borne by the beneficiaries of the concerned generating station(s) or the generating company as the case may be and shared between them as mutually agreed or as decided by the Commission.

(5) Transmission charges for 400 / 220 kV step down transformers (ICTS) and downstream systems, under inter-state transmission schemes brought under commercial operation after 28.03.2008 shall be determined separately (i.e. segregated from the rest of the scheme) and shall be payable only by the beneficiary directly served.

(6) Entitlements of Eastern Region beneficiaries in Chukha, Tala and Kurichchu hydro-electric generating stations in Bhutan shall be considered as their entitlements in ISGS in their own region, for the purpose of clauses (2)(i) and (3)(ii) above.

(7) Transmission charges corresponding to any plant capacity for which a beneficiary has not been identified and contracted shall be paid by the concerned generating company.

34. **Rebate.** (1) For payment of bills of the generating company and the transmission licensee through letter of credit on presentation, a rebate of 2% shall be allowed.

(2) Where payments are made other than through letter of credit within a period of one month of presentation of bills by the generating company or the transmission licensee, a rebate of 1% shall be allowed.

35. **Late payment surcharge.** In case the payment of any bill for charges payable under these regulations is delayed by a beneficiary beyond a period of 60 days from the date of billing a late payment surcharge at the rate of 1.25% per month shall be levied by the generating company or the transmission licensee, as the case may be.

CHAPTER – 6

MISCELLANEOUS PROVISIONS

36. **Sharing of CDM Benefits**. The proceeds of carbon credit from approved CDM project shall be shared in the following manner, namely-

(a) 100% of the gross proceeds on account of CDM to be retained by the project developer in the first year after the date of commercial operation of the generating station or the transmission system, as the case may be;

(b) in the second year, the share of the beneficiaries shall be 10% which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, whereafter the proceeds shall be shared in equai proportion, by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, and the beneficiaries.

37. **Norms of operation to be ceiling norms.** Norms of operation specified in these regulations are the ceiling norms and shall not preclude the generating company or the transmission licensee, as the case may be, and the beneficiaries and the long-term transmission customers from agreeing to the improved norms of operation and in case the improved norms are agreed to, such improved norms shall be applicable for determination of tariff.

38. **Deviation from norms.** (1) Tariff for sale of electricity by the generating company or for transmission charges of the transmission licensee, as the case may be, may also be determined in deviation of the norms specified in these regulations subject to the conditions that-

(a) the levelised tariff over the useful life of the project on the basis of the norms in deviation does not exceed the levelised tariff calculated on the basis of the norms specified in these regulations; and

(b) any deviation shall come into effect only after approval by the Commission, for which an application shall be made by the generating company or the transmission licensee, as the case may be.

Explanation.- For the purpose of calculating the levelised tariff referred to in sub-clause (a) of clause (1), the discounting factor shall be as notified by the Commission from time to time.

(2) The tariff of the existing generating stations of Neyveli Lignite Corporation Ltd, namely, TPS-I and TPS-II (Stage I & II) and TPS-I(Expansion) and Badarpur TPS of NTPC Ltd., whose tariff for the tariff period 2004-09 has been determined by following the Net Fixed Assets approach, shall continue to be determined by adopting Net Fixed Assets approach.

39. **Tax on Income.** Tax on the income streams of the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall not be recovered from the beneficiaries, or the long-term transmission customers, as the case may be:

Provided that the deferred tax liability, excluding Fringe Benefit Tax, for the period up to 31st March, 2009 whenever it materializes, shall be recoverable directly from the beneficiaries and the long-term customers:

40. **Foreign Exchange Rate Variation.** (1) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign loan acquired for the generating station or the transmission system, in part or full in the discretion of the generating company or the transmission licensee.

(2) Every generating company and transmission licensee shall recover the cost of hedging of foreign exchange rate variation corresponding to the normative foreign debt, in the relevant year on year-to-year basis as expense in the period in which it arises and extra rupee liability corresponding to such foreign exchange rate variation shall not be allowed against the hedged foreign debt.

(3) To the extent the generating company or the transmission licensee is not able to hedge the foreign exchange exposure, the extra rupee liability towards interest payment and loan repayment corresponding to the normative foreign currency loan in the relevant year shall be permissible provided it is not attributable to the generating company or the transmission licensee or its suppliers or contractors.

(4) Every generating company and the transmission licensee shall recover the cost of hedging and foreign exchange rate variation on year-to-year basis as income or expense in the period in which it arises.

41. **Recovery of cost of hedging Foreign Exchange Rate Variation.** Recovery of cost of hedging and foreign exchange rate variation shall be made directly by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be, without making any application before the Commission:

Provided that in case of any objections by the beneficiaries to the amounts claimed on account of cost of hedging or foreign exchange rate variation, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, may make an appropriate application before the Commission for its decision.

42. **Application fee and the publication expenses**. The application filing fee and the expenses incurred on publication of notices in the application for approval of tariff, may in the discretion of the Commission, be allowed to be recovered by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, directly from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be:

43. **Special Provisions relating to Damodar Valley Corporation**. (1)Subject to clause (2), these regulations shall apply to determination of tariff of the projects owned by Damodar Valley Corporation (DVC).

(2) The following special provisions shall apply for determination of tariff of the projects owned by DVC:

(i) Capital Cost: The expenditure allocated to the object 'power', in terms of sections 32 and 33 of the Damodar Valley Corporation Act, 1948, to the extent of its apportionment to generation and inter-state transmission, shall form the basis of capital cost for the purpose of determination of tariff:

Provided that the capital expenditure incurred on head office, regional offices, administrative and technical centers of DVC, after due prudence check, shall also form part of the capital cost.

(ii) Debt Equity Ratio: The debt equity ratio of all projects of DVC commissioned prior to 01.01.1992 shall be 50:50 and that of the projects commissioned thereafter shall be 70:30.

(iii) Depreciation: The depreciation rate stipulated by the Comptroller and Auditor General of India in terms of section 40 of the Damodar Valley Corporation Act, 1948 shall be applied for computation of depreciation of projects of DVC.

(iv) Funds under section 40 of the Damodar Valley Corporation Act, 1948: The Fund(s) established in terms of section 40 of the Damodar Valley Corporation Act, 1948 shall be considered as items of expenditure to be recovered through tariff.

(3) The provisions in clause (2) of this regulation shall be subject to the decision of the Hon'ble Supreme Court in Civil Appeal No 4289 of 2008 and other related appeals pending in the Hon'ble Court and shall stand modified to the extent they are inconsistent with the decision.

44. **Power to Relax.** The Commission, for reasons to be recorded in writing, may relax any of the provisions of these regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

ALOK KUMAR, Secy.
[ADVT III/4/Exty./150/08]

Appendix-I

PART-I

TARIFF FILING FORMS (THERMAL)

PART-I

Checklist of Forms and other information/ documents for tariff filing for Thermal Stations

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Thermal)	Tick
FORM- 1	Summary Sheet	
FORM-2	Plant Characteristics	
FORM-3	Normative parameters considered for tariff computations	
FORM- 4	Details of Foreign loans	
FORM- 4 A	Details of Foreign Equity	
FORM-5	Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects	
FORM-5A	Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects	
FORM-5B	Break-up of Capital Cost for Coal/Lignite based projects	
FORM-5C	Break-up of Capital Cost for Gas/Liquid fuel based Projects	
FORM-5D	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM- 6	Financial Package upto COD	
FORM- 7	Details of Project Specific Loans	
FORM- 8	Details of Allocation of corporate loans to various projects	
FORM-9	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM- 9 A	Statement of Capital cost	
FORM- 9B	Statement of Capital Woks in Progress	
FORM- 10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM- 11	Calculation of Depreciation Rate	
FORM- 12	Statement of Depreciation	
FORM- 13	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans1	
FORM- 13A	Calculation of Interest on Normative Loan	
FORM- 13 B	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM- 14	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	
FORM- 14A	Actual cash expenditure	
FORM-15	Details/Information to be Submitted in respect of Fuel for Computation of Energy Charges1	
FORM- 16	Details/Information to be Submitted in respect of Limestone for Computation of Energy Charge Rate	
Other Information/ Documents		
Sl. No.	**Information/Document**	**Tick**
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencment of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association (For New Station setup by a company making tariff application for the first time to CERC)	
2	Stationwise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures on COD of the Station for the new station & for the relevant years.	
3	Copies of relevant loan Agreements	
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.	
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity.	
7	Copies of the BPSA/PPA with the beneficiaries, if any	
8	Detailed note giving reasons of time and cost over run, if applicable.	
9	Any other relevant information, (Please specify)	

Note:1. Electronic copy of the petition (in words format) and detailed calculation as per these formats (in excell format) and any other information submitted shall also be furnished in the form of CD/Floppy disc .

PART-I
FORM- 1

Summary Sheet

Name of the Company _____
Name of the Power Station : _____
Region **State** **District**

(Rs. in lacs)

S.No.	Particulars		Existing 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2		3	4	5	6	7	8
1.1	Depreciation							
1.2	Interest on Loan							
1.3	Return on Equity[1]							
1.4	Interest on Working Capital							
1.5	O & M Expenses							
1.6	Secondary fuel oil cost							
1.7	Compensation Allowance (If applicable)							
1.8	Special allowance (If applicable)							
	Total							
2	Energy Charge Rate ex-bus(Paise/kWh)[2A,2B,2C,2D]							

[1] Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.

[2A] If multifuel is used simultaneously, give 2 in respect of every fuel individually.

[2B] The rate of energy charge shall be computed for open cycle operation and combined cycle operation separatly in case of gas/liquid fuel fired plants.

[2C] The total energy charge shall be worked out based on ex-bus energy scheduled to be sent out.

[2D] The Energy Charge rate for the month shall be based on fuel cost(s) and GCV(s) for the month as per regulation 21 (6) (a).

PART-I
FORM-2

Plant Characteristics

Name of the Company							
Name of the Power Station							
Unit(s)/Block(s) Parameters	Unit-I	Unit-II	Unit-III				
Pressure (kg/cm^2)							
Temperature ^{0}C							
-At Superheater Outlet							
-At Reheater Outlet							
Guaranteed Design Heat rate (kCal/kWh)							
Conditions on which guaranteed							
% MCR							
% Makeup							
Design Fuel							
Design cooling water Temperature							
Back Pressure							
Note: In case guaranteed unit heat rate is not available then furnish the guaranteed turbine cycle heat rate and guaranteed boiler efficiency separately along with condition of guarantee.							
Type of cooling Tower							
Installed Capacity (IC)							
Date of Commercial Operation (COD)							
Type of cooling system[1]							
Type of Boiler Feed Pump[2]							
Fuel Details[3]							
-Primary Fuel							
-Secondary Fuel							
-Alternate Fuels							
Special Features/Site Specific Features[4]							
Special Technological Features[5]							
Environmental Regulation related features[6]							
Any other special features							

[1] Closed circuit cooling, once through cooling, sea cooling, natural draft cooling, induced draft cooling etc.

[2] Motor driven, Steam turbine driven etc.

[3] Coal or natural gas or naptha or lignite etc.

[4] Any site specific feature such as Merry-Go-Round, Vicinity to sea, Intake /makeup water systems etc. scrubbers etc. Specify all such features.

[5] Any Special Technological feature like Advanced class FA technology in Gas Turbines, etc.

[6] Environmental regulation related features like FGD, ESP etc.

Note1: In case of deviation from specified conditions in Regulation, correction curve of manufacturer may also be submitted.

Note2: Heat Balance Diagrams has to be submitted along with above information incase of new stations.

PART-I
FORM-3

Normative parameters considered for tariff computations

Name of the Company _____

Name of the Power Station _____

Particulars	Unit	As Existing	Year Ending March				
		2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Guaranteed Design heat rate							
Base Rate of Return on Equity	%						
Tax Rate	%						
Target Availability	%						
Auxiliary Energy Consumption	%						
Gross Station Heat Rate	kCal/kWh						
Specific Fuel Oil Consumption	ml/kWh						
Cost of Coal/Lignite for WC[1]	in Months						
Cost of Main Secondary Fuel Oil for WC[1]	in Months						
Fuel Cost for WC[2]	in Months						
Liquid Fuel Stock for WC[2]	in Months						
O & M expenses	Rs / MW						
Maintenance Spares for WC	% of O&M						
Recievables for WC	in Months						
Prime lending Rate of SBI as on _____[3]	%						

[1]For Coal bsaed/Lignite based generating stations

[2]For Gas Turbine/Combined Cycle generating stations duly taking into account the mode of operation on gas fuel and liquid fuel

[3] Mention relevant date

PART-I
FORM- 4

Details of Foreign loans

(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

Name of the Company _____
Name of the Power Station _____
Exchange Rate at COD _____
Exchange Rate as on 31.03.2009 _____

(Amount in lacs)

Sl.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)
	Currency1[1]												
A.1	At the date of Drawl[2]												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging3												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	Currency2[1]												
A.1	At the date of Drawl[2]												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging3												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	Currency3[1] & so on												
A.1	At the date of Drawl[2]												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging3												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												

[1] Name of the currency to be mentioned e.g. US $, DM, etc. etc.
[2] In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given.
[3] Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given.
[4] Tax (such as withholding tax) details as applicable including change in rates, date from which change effective etc. must be clearly indicated.

PART-I
FORM- 4 A

Details of Foreign Equity

(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the project under petition)

Name of the Company _____
Name of the Power Station _____
Exchange Rate on date/s of infusion _____
_____

(Amount in lacs)

Sl.	Financial Year	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)
	Currency1[1]												
A 1	At the date of infusion[2]												
2													
3													
4													
B	**Currency2[1]**												
1													
2													
3													
	Currency3[1]												
A.1	At the date of infusion[2]												
2													
3													
4													
B	**Currency4[1] & so on**												
1	At the date of infusion[2]												
2													
3													

[1] Name of the currency to be mentioned e.g. US $, DM, etc. etc.

[2] In case of equity infusion more than once during the year, Exchange rate at the date of each infusion to be given.

PART-I
FORM-5

Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects

Name of the Company : _____

Name of the Power Station : _____

Capital Cost as admitted by CERC	
Capital cost admitted as on _____	
(Give reference of the relevant CERC Order with Petition No. & Date)	
Foreign Component, if any (In Million US $ or the relevant Currency)	
Domestic Component (Rs. Cr.)	
Foreign Exchange rate considered for the admitted Capital cost	
Hedging cost, if any, considered for the admitted Capital cost	
Total Capital cost admitted (Rs. Cr)	

PART-I
FORM-5A

Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects

Name of the Company : _____

Name of the Power Station : _____

New Projects
Capital Cost Estimates

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	Present Day Cost	**Completed Cost**
Price level of approved estimates	As of End of _____Qtr. Of the year _____	As on Scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for theCapital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC & FC		
Foreign Component, if any (In Million US $ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Cr.)		
Capital cost excluding IDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Cr)		
IDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US $ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Cr.)		
Total IDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs.Cr.)		
Rate of taxes & duties considered		
Capital cost Including IDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US $ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Cr.)		
Capital cost Including IDC & FC (Rs. Cr)		
Schedule of Commissioning		
COD of Unit-I/Block-I		
COD of Unit-II/Block-II		

COD of last Unit/Block		

Note:
1. Copy of approval letter should be enclosed.
2. Details of Capital cost are to be furnished as per FORM-5B or 5C as applicable.
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-14.

PART-I
FORM-5B

Break-up of Capital Cost for Coal/Lignite based projects

Name of the Company :

Name of the Power Station :

(Rs. Crore)

Sl.No.	Break Down	As per original Estimate	Actual capital expenditure as on COD	Liabilities/provisions	Variation (3-4-5)	Reasons for Variation
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.0	Cost of Land & Site Development					
1.1	Land					
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)					
1.3	Preliminary Investigation & Site development					
	Total Land & Site Development					
2.0	Plant & Equipment					
2.1	Steam Generator Island					
2.2	Turbine Generator Island					
2.3	BOP Mechanical					
2.3.1	External water supply system					
2.3.2	CW system					
2.3.3	DM water Plant					
2.3.4	Clarification plant					
2.3.5	Chlorination Plant					
2.3.6	Fuel Handling & Storage system					
2.3.7	Ash Handling System					
2.3.8	Coal Sampling Plant					
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives					
2.3.10	MGR					
2.3.11	Air Compressor System					
2.3.12	Air Condition & Ventilation System					
2.3.13	Fire fighting System					
2.3.14	HP/LP Piping					
	Total BOP Mechanical					
2.4	BOP Electrical					
2.4.1	Switch Yard Package					
2.4.2	Transformers Package					
2.4.3	Switch gear Package					
2.4.4	Cables , Cable facilities & grounding					
2.4.5	Lighting					
2.4.6	Emergency D.G. set					
	Total BOP Electrical					
2.5	C & I Package					
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties					
2.60	Taxes and Duties					
2.6.1	Custom Duty					
2.6.2	Other Taxes & Duties					
	Total Taxes & Duties					
	Total Plant & Equipment					
3.0	Initial spares					
4.0	Civil Works					
4.1	Main plant/Adm. Building					
4.2	CW system					
4.3	Cooling Towers					
4.4	DM water Plant					
4.5	Clarification plant					
4.6	chlorination plant					
4.7	Fuel Handling & Storage system					
4.8	Coal Handling Plant					
4.9	MGR & Marshalling Yard					
4.10	Ash Handling System					
4.11	Ash disposal site development					
4.12	Fire fighting System					
4.13	Township & Colony					
4.14	Temp. construction & enabling works					
4.15	Road & Drainage					
	Total Civil works					
5.0	Construction & Pre- Commissioning Expenses					
5.1	Erection Testing and commissioning					
5.2	Site supervision					
5.3	Operator's Training					
5.4	Construction Insurance					
5.5	Tools & Plant					
5.6	Start up fuel					
	Total Construction & Pre- Commissioning Expenses					
6.0	Overheads					
6.1	Establishment					
6.2	Design & Engineering					
6.3	Audit & Accounts					
6.4	Contingency					
	Total Overheads					
7.0	Capital cost excluding IDC & FC					
8.0	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
8.1	Interest During Construction (IDC)					
8.2	Financing Charges (FC)					
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
8.4	Hedging Cost					
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9.0	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost					

Note:

1. In case of time & Cost over run, a detailed note giving reasons of such time and cost over run should be submitted clearly bringing out the agency responsible and whether such time & cost over run was beyond the control of the generating company.

PART-I
FORM-5C

Break-up of Capital Cost for Gas/Liquid fuel based Projects

Name of the Company : _____

Name of the Power Station : _____

(Rs. Crore)

Sl.No.	Break Down	As per original Estimates	Actual capital expenditur	Liabilties/provisions	Variation (3-4-5)	Reasons for Variation
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.0	**Cost of Land & Site Development**					
1.1	Land					
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)					
1.3	Preliminary Investigation & Site development					
	Total Land & Site Development					
2.0	**Plant & Equipment**					
2.1	**Steam Turbine generator Island**					
2.2	**Turbine Generator Island**					
2.3	**WHRB Island**					
2.4	**BOP Mechanical**					
2.4.1	Fuel Handling & Storage system					
2.4.2	External water supply system					
2.4.3	CW system					
2.4.4	Cooling Towers					
2.4.5	DM water Plant					
2.4.6	Clarification plant					
2.4.7	Chlorination Plant					
2.4.8	Air condition & Ventilation System					
2.4.9	Fire Fighting system					
2.4.10	HP/LP Piping					
	Total BOP Mechanical					
2.5	**BOP Electrical**					
2.5.1	Switch Yard Package					
2.5.2	Transformers package					
2.5.3	Switch gear Package					
2.5.4	Cable , Cable Facilities & grounding					
2.5.5	Lighting					
2.5.6	Emergency D.G. set					
	Total BOP Electrical					
2.6	**C & I Package**					
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties					
2.7	**Taxes and Duties**					
2.7.1	Custom Duty					
2.7.2	Other Taxes & Duties					
	Total Taxes & Duties					
	Total Plant & Equipment					
3.0	**Initial spares**					
4.0	**Civil Works**					
4.1	Main plant/Adm. Building					
4.2	External water supply system					
4.3	CW system					
4.4	Cooling Towers					
4.5	DM water Plant					
4.6	Clarification plant					
4.7	Fuel Handling & Storage system					
4.8	Township & Colony					
4.9	Temp. construction & enabling works					
4.10	Road & Drainage					
4.11	Fire Fighting system					
	Total Civil works					
5.0	**Construction & Pre- Commissioning Expences**					
5.1	Erection Testing and commissioning					
5.2	Site supervision					
5.3	Operator's Training					
5.4	Construction Insurance					
5.5	Tools & Plant					
5.6	Start up fuel					
	Total Construction & Pre- Commissioning Expences					
6.0	**Overheads**					
6.1	Establishment					
6.2	Design & Engineering					
6.3	Audit & Accounts					
6.4	Contingency					
	Total Overheads					
7.0	**IDC, FC, FERV & Hedging Cost**					
7.1	Interest During Construction (IDC)					
7.2	Financing Charges (FC)					
7.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
7.4	Hedging Cost					
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
8.0	**Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost**					

Note:

1. In case of time & Cost over run, a detailed note giving reasons of such time and cost over run should be submitted clearly bringing out the agency responsible and whether such time & cost over run was beyond the control of the generating company.

PART-I
FORM-5D

Break-up of Construction/Supply/Service packages

Name of the Company : _____

Name of the Power Station : _____

		1	2	3	4	5	6	----
1	**Name/No. of Construction / Supply / Service Package**							
2	**Scope of works[1] (in line with head of cost break-ups as applicable)**							
3	**Whether awarded through ICB/DCB/ Depatmentally/ Deposit Work**							
4	**No. of bids received**							
5	**Date of Award**							
6	**Date of Start of work**							
7	**Date of Completion of Work**							
8	**Value of Award[2] in (Rs. Cr.)**							
9	**Firm or With Escalation in prices**							
10	**Actual capitalexpenditure till the completion or up to COD whichever is earlier(Rs.Cr.)**							
11	**Taxes & Duties and IEDC**							
12	**IDC, FC, FERV & Hedging cost**							
13	**Sub -total (10+11+12)**							

[1] The scope of work in any package should be indicated in conformity of Capital cost break-up for the coal/lignite based plants in the FORM-5B to the extent possible. In case of Gas/Liquid fuel based projects, break down in the similar manner in the relevent heads as per FORM-5C.

[2] If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency(ies), the same should be shown separatly alongwith the currency, the exchange rate and the date e.g. Rs.80 Cr+US$50m=Rs.320Cr at US$=Rs48 as on say 01.04.09.

PART-I
FORM- 6

Financial Package upto COD

Name of the Company _____
Name of the Power Station _____
Project Cost as on COD[1] _____
Date of Commercial Operation of the Station[2] _____

(Amount in lacs)

	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount[3]		Currency and Amount[3]		Currency and Amount[3]	
1	2	3	4	5	6	7
Loan-I	US $	200m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

[1] Say US $ 200m + Rs.400 Cr or Rs.1360 Cr including US $200m at an exchange rate of 1US $=Rs.48/-

[2] Date of Commercial Operation means Commercial Operation of the last unit

[3] For example : US $, 200M etc.etc

PART-I
FORM- 7

Details of Project Specific Loans

Name of the Company _____
Name of the Power Station _____

(Amount in lacs)

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan[1]						
Currency[2]						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2009/COD [3,4,5,13,15]						
Interest Type[6]						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest[7]						
Margin, if Floating Interest[8]	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
Are there any Caps/Floor[9]						
If above is yes,specify caps/floor						
Moratorium Period[10]						
Moratorium effective from						
Repayment Period[11]						
Repayment effective from						
Repayment Frequency[12]						
Repayment Instalment[13,14]						
Base Exchange Rate[16]						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes,specify details[17]						

[1] Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.

[2] Currency refers to currency of loan such as US$, DM, Yen,Indian Rupee etc.

[3] Details are to be submitted as on 31.03.2009 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

[4] Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinaced. However, the details of the original loan is to be given seperately in the same form.

[5] If the Tariff in the petition is claimed seperately for various units, details in the Form is to be given seperately for all the units in the same form.

[6] Interest type means whether the interest is fixed or floating.

[7] Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.

[8] Margin means the points over and above the floating rate.

[9] At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.

[10] Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.

[11] Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.

[12] Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.

[13] Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayement may also be given seperately

[14] If the repayment instalment amount and repayment date can not be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished seperately.

[15] In case of Foreign loan,date of each drawal & repayment alongwith exchange rate at that date may be given.

[16] Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2009 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

[17] In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of heging, etc.

[18] At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately

[19] At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

PART-I

FORM- 8

Details of Allocation of corporate loans to various projects

Name of the Company _____

Name of the Power Station _____

(Amount in lacs)

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan[1]						
Currency[2]						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2009/COD [3,4,5,13,15]						
Interest Type[6]						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest[7]						
Margin, if Floating Interest[8]						
Are there any Caps/Floor[9]	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes,specify caps/floor						
Moratorium Period[10]						
Moratorium effective from						
Repayment Period[11]						
Repayment effective from						
Repayment Frequency[12]						
Repayment Instalment[13,14]						
Base Exchange Rate[16]						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes,specify details[17]						
	Distribution of loan packages to various projects					
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

[1] Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.

[2] Currency refers to currency of loan such as US$, DM, Yen,Indian Rupee etc.

[3] Details are to be submitted as on 31.03.2009 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

[4] Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinaced. However, the details of the original loan is to be given seperately in the same form.

[5] If the Tariff in the petition is claimed seperately for various units, details in the Form is to be given seperately for all the units in the same form.

[6] Interest type means whether the interest is fixed or floating.

[7] Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.

[8] Margin means the points over and above the floating rate.

[9] At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.

[10] Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.

[11] Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.

[12] Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.

[13] Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayement and its allocation may also be given seperately

[14] If the repayment instalment amount and repayment date can not be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished seperately.

[15] In case of Foreign loan,date of each drawal & repayment alongwith exchange rate at that date may be given.

[16] Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2009 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

[17] In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of heging, etc.

[18] At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately

[19] At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

PART-I
FORM-9

Statement of Additional Capitalisation after COD

Name of the Company

Name of the Power Station

COD

Sr. No.	Head of Work/Equipment	Actual/projected additional expenditure claimed					Regulations under which claimed -10(1) (i), (ii), (iii), (iv) or (v) or 10(2) (i), (ii),or (iii)	Justification
		2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14		
1								
2								
3								
4								
5								

Note:
1 Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bring out the necessity and the benefits accruing to the benficiaries.
2 In case initial spares are purchased alongwith any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately. e.g. Rotor - 50 Crs. Initial spares- 5 Crs.

PART-I
FORM- 9 A

Name of the Company
Name of the Power Station

Statement of Capital cost

(To be given for relevant dates and year wise)

		As on relevant date.[1]
A	a) Opening Gross Block Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in A(a) above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in A(a) above	
	d) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in A(a) ab	
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in B(a) above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in B(a) above	
	d) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in B(a) ab	
C	a) Closing Gross Block Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in C(a) above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in C(a) above	
	d) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in C(a) ab	

1 Relevant date/s means date of COD of unit/s,station and financial year start date and end date

PART-I
FORM- 9B

Name of the Company
Name of the Power Station

Statement of Capital Woks in Progress

(To be given for relevant dates and year wise)

		As on relevant date.[1]
A	a) Opening CWIP Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in a above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in a above	
B	a) Addition/Adjustment in CWIP Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in a above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in a above	
C	a) Capitalization/Transfer to Fixed asset of CWIP Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in a above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in a above	
D	a) Closing CWIP Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in a above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in a above	

1 Relevant date/s means date of COD of unit/s,station and financial year start date and end date

PART-I
FORM- 10

Financing of Additional Capitalisation

Name of the Company _____
Name of the Power Station _____
Date of Commercial Operation _____

(Amount in lacs)

	Actual					Admitted				
Financial Year (Starting from COD)	**Year1**	**Year2**	**Year3**	**Year4**	**Year 5 & So on**	**Year1**	**Year2**	**Year3**	**Year4**	**Year 5 & So on**
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Amount capitalised in Work/Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan[2]										
Equity										
Internal Resources										
Others										
Total										

[1] Year 1 refers to Financial Year of COD and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.
[2] Loan details for meeting the additional capitalisation requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is relevent.

PART-I
FORM- 11

Calculation of Depreciation Rate

Name of the Company
Name of the Power Station

(Amount in lacs)

Sl. no.	Name of the Assets[1]	Gross Block as on 31.03.2009 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year therafter upto 31.3.14	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.14
	1	2	3	4= Col.2 X Col.3
1	Land			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of Depreciation (%)			

[1] Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

Statement of Depreciation

PART-I
FORM- 12

Name of the Company _____
Name of the Power Station _____

(Amount in lacs)

Financial Year	Upto 2000-01[1]	2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Depreciation on Capital Cost									
Depreciation on Additional Capitalisation									
Amount of Additional Capitalisation									
Depreciation Amount									
Detail of FERV									
Amount of FERV on which depreciation charged									
Depreciation amount									
Depreciation recovered during the Year									
Advance against Depreciation recovered during the Year									
Depreciation & Advance against Depreciation recovered during the year									
Cumulative Depreciation & Advance against Depreciation recovered upto the year									

[1] If the tariff for the period 2004-09 was not ordered by the Commission, Depreciation recovered in Tariff upto 2004-09 to be furnished with yaerwise details in the same form seperately with supporting details..
[2] In case of details of FERV and AAD, give information for the applicable period.

[भाग III—खण्ड 4] भारत का राजपत्र : असाधारण

PART-I
FORM- 13

Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans[1]

Name of the Company _____
Name of the Power Station _____

(Amount in lacs)

Particulars	Existing 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
2	3	4	5	6	7	8
Loan-1						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-2						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-3 and so on						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Total Loan						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Interest on loan						
Weighted average Rate of Interest on Loans						

[1] In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculations in Orginal currency is also to be furnished seperately in the same form.

PART-I
FORM- 13A

Calculation of Interest on Normative Loan

Name of the Company _____
Name of the Power Station _____

(Amount in lacs)

Particulars	Existing 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7
Gross Normative loan - Opening						
Cumulative repayment of Normative Loan upto previous year						
Net Normative loan - Opening						
Increase/Decrease due to ACE during the Year						
Repayments of Normative Loan during the year						
Net Normative loan - Closing						
Average Normative Loan						
Weighted average Rate of Interest of actual Loans						
Interest on Normative loan						

PART-I

FORM- 13 B

Calculation of Interest on Working Capital

Name of the Company _____

Name of the Power Station _____

(Amount in lacs)

Sl. No.	Particulars	Existing 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Cost of Coal/Lignite[1]						
2	Cost of Main Secondary Fuel Oil[1]						
3	Fuel Cost[2]						
4	Liquid Fuel Stock[2]						
5	O & M Expenses						
6	Maintenance Spares						
7	Recievables						
8	Total Working Capital						
9	Rate of Interest						
10	Interest on Working Capital						

[1]For Coal bsaed/Lignite based generating stations

[2]For Gas Turbine/Combined Cycle generating stations duly taking into account the annual mode of operation (last available) on gas fuel and liquid fuel

PART-I
FORM- 14

Name of the Company
Name of the Power Station

Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges

(Amount in Lacs)

Sl. No.	Draw Down Particulars	Quarter 1 Quantum in Foreign currency	Quarter 1 Exchange Rate on draw down date	Quarter 1 Amount in Indian Rupee	Quarter 2 Quantum in Foreign currency	Quarter 2 Exchange Rate on draw down date	Quarter 2 Amount in Indian Rupee	Quarter n (COD) Quantum in Foreign currency	Quarter n (COD) Exchange Rate on draw down date	Quarter n (COD) Amount in Indian Rupee
1	**Loans**									
1.1	**Foreign Loans**									
1.1.1	**Foreign Loan 1**									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.2	**Foreign Loan 2**									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.3	**Foreign Loan 3**									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.4	--									
	--									
	--									
1.1	**Total Foreign Loans**									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.2	**Indian Loans**									
1.2.1	**Indian Loan 1**									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.2	**Indian Loan 2**									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.3	**Indian Loan 3**									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.4	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
1.2	**Total Indian Loans**									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1	**Total of Loans drawn**									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
2	**Equity**									
2.1	**Foreign equity drawn**									
2.2	**Indian equity drawn**	--	--		--	--		--	--	
	Total equity deployed									

Note: 1.Drawal of debt and equity shall be on paripassu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawal of higher equity in the beginning is permissible.

2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately

3. In case of multi unit project details of capitalization ratio used to be furnished.

PART-I
FORM- 14A

Name of the Company
Name of the Power Station

Actual cash expenditure

	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n (COD)
Payment to contractors/suppliers				
% of fund deployment				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished

Petitioner

Details/Information to be Submitted in respect of Fuel for Computation of Energy Charges[1]

PART-I
FORM-15

Name of the Company _____

Name of the Power Station _____

Month	Unit	For preceeding 3rd Month	For preceeding 2nd Month	For preceeding 1st Month
Quantity of Coal/Lignite supplied by Coal/Lignite Company	(MMT)			
Adjustment (+/-) in quantity supplied made by Coal/Lignite Company	(MMT)			
Coal supplied by Coal/Lignite Company (1+2)	(MMT)			
Normative Transit & Handling Losses (For coal/Lignit based Projects)	(MMT)			
Net coal / Lignite Supplied (3-4)	(MMT)			
Amount charged by the Coal /Lignite Company	(Rs.)			
Adjustment (+/-) in amount charged made by Coal/Lignite Company	(Rs.)			
Total amount Charged (6+7)	(Rs.)			
Transportation charges by rail/ship/road transport	(Rs.)			
Adjustment (+/-) in amount charged made by Railways/Transport Company	(Rs.)			
Demurrage Charges, if any	(Rs.)			
Cost of diesel in transporting coal through MGR system, if applicable	(Rs.)			
Total Transportation Charges (9+/-10-11+12)	(Rs.)			
Total amount Charged for coal/lignite supplied including Transportation (8+13)	(Rs.)			
Weighted average GCV of coal/ Lignite as fired	(kCal/Kg)			

Note:
[1] Similar details to be furnished for natural gas/liquid fuel for CCGT station and secondary fuel oil for coal/lignite based thermal plants

PART-I
FORM-16

Details/Information to be Submitted in respect of Limestone for Computation of Energy Charge Rate

Name of the Company _____

Name of the Power Station _____

Sl. No.	Month	Unit	For preceeding 3rd Month	For preceeding 2nd Month	For preceeding 1st Month
1	Quantity of Limestone supplied by Limestone supply Company	(MMT)			
2	Adjustment (+/-) in quantity supplied made by Limestone supply Company	(MMT)			
3	Limestone supplied by Limestone supply Company(1+2)	(MMT)			
4	Net Limestone Supplied (3-4)	(MMT)			
5	Amount charged by the Limestone supply Company	(Rs.)			
6	Adjustment (+/-) in amount charged made by Limestone supply Company	(Rs.)			
7	Total amount Charged (6+7)	(Rs.)			
8	Transportation charges by rail/ship/road transport	(Rs.)			
9	Adjustment (+/-) in amount charged made by Railways/Transport Company	(Rs.)			
10	Demurrage Charges, if any	(Rs.)			
11	Total Transportation Charges (8+/-9-10)	(Rs.)			
12	Total amount Charged for Limestone supplied including Transportation (7+11)	(Rs.)			

Appendix-I

PART-II

TARIFF FILING FORMS (HYDRO)

Appendix-I PART-II

Checklist of Forms and other information/ documents for tariff filing for

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
FORM- 1	Summary Sheet	
FORM-2	Details of COD, Type of hydro station, Normative Annual Plant Availabilty Factor(NAPAF)	
FORM-3	Salient Features of Hydroelectric Project	
FORM-4	Details of Foreign loans	
FORM- 4 A	Details of Foreign Equity	
FORM-5	Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects	
FORM-5A	Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects	
FORM-5B	Break up of capital Cost	
FORM-5C	Break up of Project Cost for Plant and Equipment	
FORM-5D	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM-6	Financial Package upto COD	
FORM-7	Details of Project Specific Loans	
FORM- 8	Details of Allocation of corporate loans to various projects	
FORM-9	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM- 9 A	Statement of Capital cost	
FORM- 9B	Statement of Capital Woks in Progress	
FORM-10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM-11	Calculation of Depreciation Rate	
FORM-12	Statement of Depreciation	
FORM-13	Calculation of weighted average rate of interest on actual loan	
FORM-13A	Calcualtion of interest on Normative loan	
FORM-13B	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM-14	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	
FORM- 14A	Actual cash expenditure	
FORM-15A	Calculation of Operation & Maintenance Expenses	
FORM-15B	Details of Operation & Maintenance Expenses	
FORM-16A	Deign energy and peaking capabilty (monthwise)- ROR with Pondage/Storage type new stations	
FORM-16B	Deign energy and MW Continuous (monthwise)- ROR type new stations	
Other Information/ Documents		
Sl. No.	**Information/Document**	**Tick**
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencing Business, Memorandum of Association & Article of Association (for new station set up by a company making tariff application for the first time to CERC)	
2	Stationwise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures on COD of the station and for the relevant years.	
3	Copies of relevant loan agreements	
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.	
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity	
6	Copies of the BPSA/PPA with the beneficiaries, if any	
7	Detailed note giving reasons of time and cost over run, if applicable.	
8	Any other relevant information (Please specify)	

Note:1. Electronic copy of the petition (in words format) and detailed calculation as per these formats (in excell format) and any other information submitted shall also be furnished in the form of CD/Floppy disc .

PART-II
FORM- 1

Summary Sheet

Name of the Company _____

Name of the Power Station : _____

Region **State** **District**

(Rs. in lacs)

S.No.	Particulars	Form No.	Existing '2004-05	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2		3	4	5	6	7	8
1	Depreciation							
2	Interest on Loan							
3	Return on Equity[1]							
4	Interest on Working Capital							
5	O & M Expenses							
	Total							

[1] Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.

PART-II
FORM-2

Details of COD, Type of hydro station, Normative Annual Plant Availalbilty Factor(NAPAF) & Other normative parameters considered for tariff calculation

NAME OF COMPANY:

NAME OF POWER STATION :

Sl. No.	Description	Year Ending March					
		As Existing					
		2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
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/underground						
	b) Purely ROR/ Pondage/Storage						
	c) Peaking/non-peaking						
	d) No. of hours of peaking						
	e) Overload capacity(MW) & period						
5	Type of excitation						
	a) Rotaing exciters on generator						
	b) Static excitation						
6	Design Energy (Annual)[1]	Gwh					
7	Auxiliary Consumption including Transformation losses	%					
8	Normative Plant Availabilty Factor (NAPAF)						
9.1	Maintenance Spares for WC	% of O&M					
9.2	Recievables for WC	in Months					
9.3	Base Rate of Return on Equity	%					
9.4	Tax Rate[2]	%					
9.5	Prime lending Rate of SBI as on _____[3]	%					

[1] Monthwise 10-day Design energy figures to be given separately with the petition.
[2] Tax rate applicable to the company for the year FY2008-09 should also be furnished.
[3] Mention relevant date

PART-II
FORM-4

Salient Features of Hydroelectric Project

NAME OF COMPANY:
NAME OF POWER STATION:

1. Location	
State/Distt.	
River	
2. Diversion Tunnel	
Size, shape	
Length (M)	
3. Dam	
Type	
Maximum dam height (M)	
4. Spillway	
Type	
Crest level of spillway (M)	
5. Reservoir	
Full Reservior Level (FRL) (M)	
Minimum Draw Down Level (MDDL) (M)	
Live storage (MCM)	
6. Desilting Chamber	
Type	
Number and Size	
Particle size to be removed(mm)	
7. Head Race Tunnel	
Size and type	
Length (M)	
Design discharge(Cumecs)	
8. Surge Shaft	
Type	
Diameter (M)	
Height (M)	
9. Penstock/Pressure shafts	
Type	
Diameter & Length (M)	
10. Power House	
Installed capacity (No. of units x MW)	
Type of turbine	
Rated Head(M)	
Rated Discharge (Cumecs)	
Head at Full Reservoir Level (M)	
Head at Minimum Draw down Level (M)	
MW Capability at FRL	
MW Capability at MDDL	
11. Tail Race Tunnel/ Channel	
Diameter (M), shape	
Length (M)	
Minimum tail water level (M)	
12. Switchyard	
Type of Switch gear	
No. of generator bays	
No. of Bus coupler bays	
No. of line bays	

Note: Specify limitation on generation during specific time period(s) on account of restrictions on water use due to irrigation, drinking water, industrial, environmental considerations etc.

Name of the Company
Name of the Power Station
Exact/Approx Rate as on 31.03.2009

(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

Details of Foreign loans

PART-II
FORM- 4

Details of Foreign loans

(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

Name of the Company _____
Name of the Power Station _____
Exchange Rate at COD _____
Exchange Rate as on 31.03.2009 _____

(Amount in lacs)

Sl.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)
	Currency1[1]												
A.1	At the date of Drawl[2]												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging3												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	Currency2[1]												
A.1	At the date of Drawl[2]												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging3												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	Currency3[1] & so on												
A.1	At the date of Drawl[2]												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging3												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												

[1] Name of the currency to be mentioned e.g. US $, DM, etc. etc.
[2] In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given.
[3] Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given.
[4] Tax (such as withholding tax) details as applicable including change in rates, date from which change effective etc. must be clearly indicated.

PART-II

FORM- 4 A

Details of Foreign Equity

(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the project under petition)

Name of the Company _____

Name of the Power Station _____

Exchange Rate on date/s of infusion _____

_____

(Amount in lacs)

Sl.	Financial Year	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)
	Currency1[1]												
A.1	At the date of infusion[2]												
2													
3													
4													
B	**Currency2**[1]												
1													
2													
3													
	Currency3[1]												
A.1	At the date of infusion[2]												
2													
3													
4													
B	**Currency4**[1] **& so on**												
1	At the date of infusion[2]												
2													
3													

[1] Name of the currency to be mentioned e.g. US $, DM, etc. etc.

[2] In case of equity infusion more than once during the year, Exchange rate at the date of each infusion to be given.

PART-II

FORM-5

Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects

Name of the Company :	
Name of the Power Station :	
Capital Cost as admitted by CERC	
Capital cost admitted as on_____	
(Give reference of the relevant CERC Order with Petition No. & Date)	
Foreign Component, if any (In Million US $ or the relevant Currency)	
Domestic Component (Rs. Cr.)	
Foreign Exchange rate considered for the admitted Capital cost	
Hedging cost, if any, considered for the admitted Capital cost	
Total Capital cost admitted (Rs. Cr)	

PART-II
FORM-5A

Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects

Name of the Company : _____

Name of the Power Station : _____

New Projects
Capital Cost Estimates

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	Present Day Cost	**Completed Cost**
Price level of approved estimates	As of End of _____Qtr. Of the year _____	As on Scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for theCapital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC & FC		
Foreign Component, if any (In Million US $ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Cr.)		
Capital cost excluding IDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Cr)		
IDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US $ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Cr.)		
Total IDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs Cr.)		
Rate of taxes & duties considered		
Capital cost Including IDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US $ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Cr.)		
Capital cost Including IDC & FC (Rs. Cr)		
Schedule of Commissioning		
COD of Unit-I/Block-I		
COD of Unit-II/Block-II		
COD of last Unit/Block		

Note:
1. Copy of approval letter should be enclosed.
2. Details of Capital cost are to be furnished as per FORM-5B or 5C as applicable.
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-14.

Break up of Capital cost for hydro power generating station

PART-II

NAME OF COMPANY:
NAME OF POWER STATION:

FORM-5B

(Rs. in crore)

Sl. No.	Head of works	Original cost as approved by Authority	Actual capital expenditure as on COD	Liabilties/provisions	Variation (3 4-5)	Reasons for Variation	Admitted cost
1	2	3	4		5	6	7
1.0	**Infrastructure Works**						
1.1	Preliminary including Development						
1.2	Land						
1.3	Buildings						
1.4	Township						
1.5	Maintenance						
1.6	Tools & Plants						
1.7	Communication						
1.8	Environment & Ecology						
1.9	Losses on stock						
1.10	Receipt & Recoveries						
1.11	**Total (Infrastructure works)**						
2.0	**Major Civil Works**						
2.1	Dam, Intake & Desilting Chambers						
2.2	HRT, TRT, Surge Shaft & Pressure shafts						
2.3	Power Plant civil works						
2.4	Other civil works (to be specified)						
2.5	**Total (Major Civil Works)**						
3.0	**Hydro Mechanical equipments**						

4.1	Initial spares of Plant & Equipment						
4.2	**Total (Plant & Equipment)**						
5.0	**Taxes and Duties**						
5.1	Custom Duty						
5.2	Other taxes & Duties						
5.3	**Total Taxes & Duties**						
6.0	**Construction & Pre-commissioning expenses**						
6.1	Erection, testing & commissioning						
6.2	Construction Insurance						
6.3	Site supervision						
6.4	**Total (Const. & Pre-commissioning)**						
7.0	**Overheads**						
7.1	Establishment						
7.2	Design & Engineering						
7.3	Audit & Accounts						
7.4	Contingency						
7.5	Rehabilitation & Resettlement						
7.6	**Total (Overheads)**						
8.0	**Capital Cost without IDC, FC, FERV & Hedging Cost**						
9.0	**IDC, FC, FERV & Hedging Cost**						
9.1	Interest During Construction (IDC)						
9.2	Financing Charges (FC)						
9.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)						
9.4	Hedging Cost						
9.5	**Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost**						
10.0	**Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost**						

Note:

1. In case of time & Cost over run, a detailed note giving reasons of such time and cost over run should be submitted clearly bringing out the agency responsible and whether such time & cost over run was beyond the control of the generating company.

PART-II
FORM- 5C

Break up of Capital Cost for Plant & Equipment

NAME OF COMPANY:
NAME OF POWER STATION:

(Rs. in crore)

Sl. No.	Head of works	Original Cost as approved by Authority	Cost on COD	Variation	Reasons for variation	Admitted cost
1	2	3	4	5	6	7
1.0	**Generator, turbine & Acessories**					
1.1	Generator package					
1.2	Turbine package					
1.3	Unit control Board					
1.4	C&I package					
1.5	Bus Duct of GT connection					
1.6	**Total (Generator, turbine & Acessories)**					
2.0	**Auxiliary Electrical Equipment**					
2.1	Step up transformer					
2.2	Unit Auxiliary Transformer					
2.3	Local supply transformer					
2.4	Station transformer					
2.5	SCADA					
2.6	Switchgear, Batteries, DC dist. Board					
2.7	Telecommunication equipment					
2.8	Illumination of Dam, PH and Switchyard					
2.9	Cables & cable facilities, grounding					
2.10	Diesel generating sets					
2.11	**Total (Auxiliary Elect. Equipment)**					

3.0	**Auxiliary equipment & services for power station**					
3.1	EOT crane					
3.2	Other cranes					
3.3	Electric lifts & elevators					
3.4	Cooling water system					
3.5	Drainage & dewatering system					
3.6	Fire fighting equipment					
3.7	Air conditioning, ventilation and heating					
3.8	Water supply system					
3.9	Oil handling equipment					
3.10	Workshop machines & equipment					
3.11	**Total (Auxiliary equipt. & services for PS)**					
4.0	**Switchyard package**					
5.0	**Initial spares for all above equipments**					
6.0	**Total Cost (Plant & Equipment) excluding IDC, FC, FERV & Hedging Cost**					
7.0	**IDC, FC, FERV & Hedging Cost**					
7.1	Interest During Construction (IDC)					
7.2	Financing Charges (FC)					
7.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
7.4	Hedging Cost					
7.5	**Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost**					
8.0	**Total Cost (Plant & Equipment) including IDC, FC, FERV & Hedging Cost**					

PART-II
FORM-5D

Break-up of Construction/Supply/Service packages

Name of the Company : _____

Name of the Power Station : _____

Sl.No.	Name/No. of Construction / Supply / Service Package	Scope of works (in line with head of cost break-ups as applicable)	Whether awarded through ICB/DCB/ Depatmentally/ Deposit Work	No. of bids received	Date of Award	Date of Start of work	Date of Completion of Work	Value of Award[1] in (Rs. Cr.)	Firm or With Escalation in prices	Actual expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier(Rs.Cr.)	Taxes & Duties and IEDC	IDC, FC, FERV & Hedging cost	Total (11+12 +13)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)

[1] If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency(ies), the same should be shown separatly alongwith the currency, the exchange rate and

PART-II
FORM- 6

Financial Package upto COD

Name of the Company _____
Name of the Power Station _____
Project Cost as on COD[1] _____
Date of Commercial Operation of the Station[2] _____

(Amount in lacs)

	Financial Package as Approved Currency and Amount[3]		Financial Package as on COD Currency and Amount[3]		As Admitted on COD Currency and Amount[3]	
1	2	3	4	5	6	7
Loan-I	US $	200m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

[1] Say US $ 200m + Rs.400 Cr or Rs.1360 Cr including US $200m at an exchange rate of 1US $=Rs.48/-
[2] Date of Commercial Operation means Commercial Operation of the last unit
[3] For example : US $, 200M etc.etc

PART-II
FORM- 7

Details of Project Specific Loans

Name of the Company _____
Name of the Power Station _____

(Amount in lacs)

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan[1]						
Currency[2]						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2009/COD [3,4,5,13,15]						
Interest Type[6]						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest[7]						
Margin, if Floating Interest[8]	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
Are there any Caps/Floor[9]						
If above is yes,specify caps/floor						
Moratorium Period[10]						
Moratorium effective from						
Repayment Period[11]						
Repayment effective from						
Repayment Frequency[12]						
Repayment Instalment[13,14]						
Base Exchange Rate[16]						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes,specify details[17]						

[1] Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.

[2] Currency refers to currency of loan such as US$, DM, Yen,Indian Rupee etc.

[3] Details are to be submitted as on 31.03.2009 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

[4] Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinaced. However, the details of the original loan is to be given seperately in the same form.

[5] If the Tariff in the petition is claimed seperately for various units, details in the Form is to be given seperately for all the units in the same form.

[6] Interest type means whether the interest is fixed or floating.

[7] Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.

[8] Margin means the points over and above the floating rate.

[9] At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.

[10] Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.

[11] Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.

[12] Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.

[13] Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayement may also be given seperately

[14] If the repayment instalment amount and repayment date can not be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished seperately.

[15] In case of Foreign loan,date of each drawal & repayment alongwith exchange rate at that date may be given.

[16] Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2009 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

[17] In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of heging, etc.

[18] At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately

[19] At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

PART-II

FORM- 8

Details of Allocation of corporate loans to various projects

Name of the Company _____

Name of the Power Station _____

(Amount in lacs)

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan[1]						
Currency[2]						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2009/COD [3,4,5,13,15]						
Interest Type[6]						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest[7]						
Margin, if Floating Interest[8]						
Are there any Caps/Floor[9]	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes,specify caps/floor						
Moratorium Period[10]						
Moratorium effective from						
Repayment Period[11]						
Repayment effective from						
Repayment Frequency[12]						
Repayment Instalment[13,14]						
Base Exchange Rate[16]						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes,specify details[17]						
	Distribution of loan packages to various projects					
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

[1] Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.

[2] Currency refers to currency of loan such as US$, DM, Yen,Indian Rupee etc.

[3] Details are to be submitted as on 31.03.2009 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

[4] Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinaced. However, the details of the original loan is to be given seperately in the same form.

[5] If the Tariff in the petition is claimed seperately for various units, details in the Form is to be given seperately for all the units in the same form.

[6] Interest type means whether the interest is fixed or floating.

[7] Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.

[8] Margin means the points over and above the floating rate.

[9] At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.

[10] Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.

[11] Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.

[12] Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.

[13] Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayement and its allocation may also be given seperately

[14] If the repayment instalment amount and repayment date can not be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished seperately.

[15] In case of Foreign loan,date of each drawal & repayment alongwith exchange rate at that date may be given.

[16] Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2009 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

[17] In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of heging, etc.

[18] At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately

[19] At the time of truing up ptovide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

PART-II
FORM-9

Statement of Additional Capitalisation after COD

Name of the Company :

Name of Power Station:

COD :

Sl.No	Year	Work/Equipment added after COD up to Cut off Date/ Beyond Cut off Date	Work/Equipment added after COD and Beyond Cut off Date	Amount Capitalised/ Proposed to be Capitalised	Whether equipment has been insured & amount claimed from insurance proceeds	Regulation under which claimed	Justification	Admitted Cost[1]
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Total							

[1] In case of the project has been completed and any tariff notification(s) has already been issued in the past by Govt. of India, fill column 9 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the tariff Order)

Note:
1. Fill the form in chronological order year wise along with detailed justificatgion clearly bringing out the necessity and the benefits accruing to the beneficiaries.
2. In case initial spares are purcahsed alongwith any equipment , then the cost of such spares should be indicated separately,e.g. Rotor- 50 Crs. Initial spares - 5 Crs.

PART-II
FORM- 9 A

Name of the Company
Name of the Power Station

Statement of Capital cost

(To be given for relevant dates and year wise)

		As on relevant date.[1]
A	a) Opening Gross Block Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in A(a) above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in A(a) above	
	d) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in A(a) ab	
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in B(a) above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in B(a) above	
	d) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in B(a) ab	
C	a) Closing Gross Block Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in C(a) above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in C(a) above	
	d) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in C(a) ab	

1 Relevant date/s means date of COD of unit/s,station and financial year start date and end date

PART-II
FORM- 9B

Name of the Company
Name of the Power Station

Statement of Capital Woks in Progress

(To be given for relevant dates and year wise)

		As on relevant date.[1]
A	a) Opening CWIP Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in a above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in a above	
B	a) Addition/Adjustment in CWIP Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in a above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in a above	
C	a) Capitalization/Transfer to Fixed asset of CWIP Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in a above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in a above	
D	a) Closing CWIP Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in a above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in a above	

1 Relevant date/s means date of COD of unit/s,station and financial year start date and end date

PART-II
FORM- 10

Financing of Additional Capitalisation

Name of the Company _____
Name of the Power Station _____
Date of Commercial Operation _____

(Amount in lacs)

Financial Year (Starting from COD)	Actual					Admitted				
	Year1	Year2	Year3	Year4	Year 5 & So on	Year1	Year2	Year3	Year4	Year 5 & So on
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Amount capitalised in Work/Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan[2]										
Equity										
Internal Resources										
Others										
Total										

[1] Year 1 refers to Financial Year of COD and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.
[2] Loan details for meeting the additional capitalisation requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is relevent.

PART-II
FORM- 11

Calculation of Depreciation Rate

Name of the Company
Name of the Power Station

(Amount in lacs)

Sl. no.	Name of the Assets[1]	Gross Block as on 31.03.2009 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year therafter upto 31.3.14	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.14
	1	2	3	4= Col.2 X Col.3
1	Land			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of Depreciation (%)			

[1] Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

PART-II
FORM- 12

Statement of Depreciation

Name of the Company _____
Name of the Power Station _____

(Amount in lacs)

Financial Year	**Upto 2000-01[1]**	**2001-02**	**2002-03**	**2003-04**	**2004-05**	**2005-06**	**2006-07**	**2007-08**	**2008-09**	**2009-10**	**2010-11**	**2011-12**	**2012-13**	**2013-14**
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Depreciation on Capital Cost														
Depreciation on Additional Capitalisation														
Amount of Additional Capitalisation														
Depreciation Amount														
Detail of FERV														
Amount of FERV on which depreciation charged														
Depreciation amount														
Depreciation recovered during the Year														
Advance against Depreciation recovered during the Year														
Depreciation & Advance against Depreciation recovered during the year														
Cumulative Depreciation & Advance against Depreciation recovered upto the year														

[1] If the tariff for the period 2004-09 was not ordered by the Commission, Depreciation recovered in Tariff upto 2004-09 to be furnished with yaerwise details in the same form seperately with supporting details..
[2] In case of details of FERV and AAD, give information for the applicable period.

PART-II
FORM- 13

Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans[1]

Name of the Company _____
Name of the Power Station _____

(Amount in lacs)

Sl. no.	Particulars	Existing 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7	8
	Loan-1						
	Gross loan - Opening						
	Cumulative repayments of Loans upto previous year						
	Net loan - Opening						
	Add: Drawal(s) during the Year						
	Less: Repayment (s) of Loans during the year						
	Net loan - Closing						
	Average Net Loan						
	Rate of Interest on Loan on annual basis						
	Interest on loan						
	Loan-2						
	Gross loan - Opening						
	Cumulative repayments of Loans upto previous year						
	Net loan - Opening						
	Add: Drawal(s) during the Year						
	Less: Repayment (s) of Loans during the year						
	Net loan - Closing						
	Average Net Loan						
	Rate of Interest on Loan on annual basis						
	Interest on loan						
	Loan-3 and so on						
	Gross loan - Opening						
	Cumulative repayments of Loans upto previous year						
	Net loan - Opening						
	Add: Drawal(s) during the Year						
	Less: Repayment (s) of Loans during the year						
	Net loan - Closing						
	Average Net Loan						
	Rate of Interest on Loan on annual basis						
	Interest on loan						
	Total Loan						
	Gross loan - Opening						
	Cumulative repayments of Loans upto previous year						
	Net loan - Opening						
	Add: Drawal(s) during the Year						
	Less: Repayment (s) of Loans during the year						
	Net loan - Closing						
	Average Net Loan						
	Interest on loan						
	Weighted average Rate of Interest on Loans						

[1] In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculations in Orginal currency is also to be furnished seperately in the same form.

PART-II
FORM- 13A

Calculation of Interest on Normative Loan

Name of the Company _____
Name of the Power Station _____

(Amount in lacs)

Particulars	Existing 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7
Gross Normative loan - Opening						
Cumulative repayment of Normative Loan upto previous year						
Net Normative loan - Opening						
Increase/Decrease due to ACE during the Year						
Repayments of Normative Loan during the year						
Net Normative loan - Closing						
Average Normative Loan						
Weighted average Rate of Interest of actual Loans						
Interest on Normative loan						

PART-II

FORM- 13B

Calculation of Interest on Working Capital

Name of the Company _____

Name of the Power Station _____

(Amount in lacs)

Sl. No.	Particulars	Existing 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Maintenance Spares						
2	Recievables						
3	O&M Expenses						
4	Total Working Capital						
5	Rate of Interest						
6	**Interest on Working Capital**						

PART-II
FORM- 14

Name of the Company
Name of the Power Station

Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges

(Amount in Lacs)

Sl. No.	Draw Down Particulars	Quarter 1 Quantum in Foreign currency	Quarter 1 Exchange Rate on draw down date	Quarter 1 Amount in Indian Rupee	Quarter 2 Quantum in Foreign currency	Quarter 2 Exchange Rate on draw down date	Quarter 2 Amount in Indian Rupee	Quarter n (COD) Quantum in Foreign currency	Quarter n (COD) Exchange Rate on draw down date	Quarter n (COD) Amount in Indian Rupee
1	**Loans**									
1.1	**Foreign Loans**									
1.1.1	**Foreign Loan 1**									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.2	**Foreign Loan 2**									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.3	**Foreign Loan 3**									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.4	- -									
	- -									
	- -									
1.1	**Total Foreign Loans**									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.2	**Indian Loans**									
1.2.1	**Indian Loan 1**									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.2	**Indian Loan 2**									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.3	**Indian Loan 3**									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.4	- -	--	--		--	--		--	--	
	- -	--	--		--	--		--	--	
	- -	--	--		--	--		--	--	
1.2	**Total Indian Loans**									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1	**Total of Loans drawn**									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
2	**Equity**									
2.1	**Foreign equity drawn**									
2.2	**Indian equity drawn**	--	--		--	--		--	--	
	Total equity deployed									

Note: 1.Drawal of debt and equity shall be on paripassu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawal of higher equity in the beginning is permissible.

2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately

3. In case of multi unit project details of capitalization ratio used to be furnished.

PART-II
FORM- 14A

Name of the Company
Name of the Power Station

Actual cash expenditure

	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n (COD)
Payment to contractors/suppliers				
% of fund deployment				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished

PART-II
FORM-15A

CALCULATION OF OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES

Name of the Company:
Name of the Power station:

(Rs lakhs)

	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2003-04 to 2007-08	2008-09	2009-10	2009-10 with salary hike	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
CASE I: O&M data available for 2003-04 to 2007-08													
(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 (Specify)													
C) (A-B)	P1	P2	P3	P4	P5	A	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12
Calculation of avg. normalized O&M at 2007-08 price level	(P1) X (Esc.)^5	(P2) X (Esc.)^3	(P3) X (Esc.)^2	(P1) X (Esc.)	(P5)	Average (P1 — P5)	A x (Esc)	A x (Esc)^2	[(P7x.35x.5) + P7]	P8 x (Esc)	P8 x (Esc)^2	P8 x (Esc)^3	P8 x (Esc)^4
Escalation rate (Esc) %	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17		5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	
CASE II: New stations for which O&M data for 2003-04 to 2007-08 is not available													
Year of Commissioning													
Calculation of Base O&M**		N1	N2	N3	N4	N	N5	N6		N7	N8	N9	N10
Assuming year of Commissioning 2004-05*		Project cost X.02 X No. DAYS / 365	N1 x (Esc)^2	N1 x (Esc)	N4	Average (N1 — N4)	N x (Esc)	N x (Esc)^2		N x(Esc)^3	N x (Esc)^4	N x (Esc)^5	N x (Esc)^6

CASE I
* Abnormal O&M expenses such as:
- Security expenses on account of insurgency (other than normal security)
- Due to abnormal siltation

CASE II
** Escalation for new station during 2005-06 will be on pro data basis
- P1, P2,....,P5 are the actual O&M expenses claimed in the year 2003-04, 2004-05,.....,2007-08 respectively.

PART-II

DETAILS OF OPERATION AND MAINTENANCE EXP **FORM 15B**

Name of the Company :
Name of the Power Station :

(Rs. In Lacs)

	ITEMS	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08
	1	2	3	4	5	6
(A)	**Breakup of O&M expenses**					
1	Consumption of Stores and Spares					
2	Repair and Maintenance					
3	Insurance					
4	Security					
5	**Administrative Expenses**					
a	Rent					
b	Electricity Charges					
c	Traveling and conveyance					
d	Communication expenses					
e	Advertising					
f	Foundation laying and inauguration					
g	Donations					
h	Entertainment					
	Sub-Total (Administrative Expenses)					
6	**Employee Cost**					
a	Salaries, wages and allowances					
b	Staff welfare expenses					
c	Productivity linked incentive					
d	Expenditure on VRS					
e	Ex-gratia					
	Sub-Total (Employee Cost)*					
7	loss of store					
8	Provisions					
9	Corporate office expenses allocation					
10	Others (Specify items)					
11	Total (1 to 10)					
12	Revenue/ Recoveries, if any					
13	Net Expenses					
(B)	Details of number of Employees					
	i) Executives					
	ii) Non-Executives					
	iii) Skilled					
	iv) Non-Skilled					
	Total					

Notes

I.) The methodology of allocation of corporate expenses to various functional activities and allocation of Corporate expenses pertaining to power generation to each operating stations and stations under construction should be clearly specified.

II.) An annual increase in O&M expenses under a given head in excess of 20 percent should be explained with proper justification.

III.) The data should be based on audited balance sheets.

IV) Details of arrears, if any pertaining to period prior to the year 2003-04 should be mentioned separately.

V) No. of employees opting for VRS during each year should be indicated.

VI) Details of abnormal expenses, if any shall be furnished separately.

VII) The monthwise provisions made in the employee cost during 2006-07 and 2007-08 towards wage revision/arrears shall be provided seprateley.

	DETAILS OF RUNNING EXPENSES (At Corporate Level)					
					(Rs. In Lacs)	
Sl.No.	ITEMS	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08
1	2	3	4	5	6	7
(A)	**Breakup of corporate expenses (Aggregate at Comp. level)**					
1	Employee expenses					
a	Salaries, wages and allowances					
b	Staff welfare expenses					
c	Productivity linked incentive					
d	Expenditure on VRS					
e	Ex-gratia					
2	**Administrative Expenses**					
a	Repair and maintenance					
b	Training and Recruitment					
c	Communication					
d	Traveling & Conveyance					
e	Rent					
f	Others (Specify items)					
	Sub - Total (Administrative Expenses)					
3	Security					
4	Donations					
5	Provisions					
6	Others (specify items)					
7	Total (1 to 6)					
8	Less recoveries (if any)					
9	Net Corporate Expenses (Aggregate)					
(B)	**Allocation of Corporate Expenses to various Functional Activities like**					
1	Power Generation					
2	Project management/Projects under Construction					
3	Consultancy Business					
4	Any other					
	Note: Heads indicated above are illustrative. Generating companies may furnish the allocations in different functional activities suited to their company.					
(C)	**Allocation of Corporate Expenses relating to functional activity of power Generation to various generating stations**					
1	Generating station 1					
2	Generating station 2					
3	Generating station 3					
	Total					
(D)	**Details of number of Employees**					
	I) Executives					
	ii) Non-Executives					
	iii) Skilled					
	iv) Non-Skilled					
	Total					
I.) An annual increase in O&M expenses under a given head in excess of 20 percent should be explained with proper justification.						
II.) The data should be based on audited balance sheets.						
III) Details of arrears, if any pertaining to period prior to the year 2003-04 should be mentioned separately.						
IV) No. of employees opting for VRS during each year should be indicated.						
V) Details of abnormal expenses, if any shall be furnished separately.						
VI)	The monthwise provisions made in the employee cost during 2006-07 and 2007-08 towards wage revision/arrears shall be provided seprateley.					

PART-II
Form-16A

Design energy and peaking capabilty (monthwise)- ROR with Ponding/Storgae type new stations

Generating Company.....

Name of Hydro-electric Generating Station : .....

Installed Capcity : No of units X .MW=

Month		Design Energy* (MUs)	Designed Peaking Capability (MW)*
April	I		
	II		
	III		
May	I		
	II		
	III		
June	I		
	II		
	III		
July	I		
	II		
	III		
August	I		
	II		
	III		
September	I		
	II		
	III		
October	I		
	II		
	III		
November	I		
	II		
	III		
December	I		
	II		
	III		
January	I		
	II		
	III		
February	I		
	II		
	III		
March	I		
	II		
	III		
Total			

*As per DPR/TEC of CEA dated.....

Note :

Specify the number of peaking hours for which station has been designed.

PART-II

Form-16B

Design energy and MW Continuous (monthwise)- ROR type stations

Generating Company.....

Name of Hydro-electric Generating Station : .....

Installed Capcity : No of units X .MW=

Month	Design Energy* (MUs)	MW continuous*
April	I	
	II	
	III	
May	I	
	II	
	III	
June	I	
	II	
	III	
July	I	
	II	
	III	
August	I	
	II	
	III	
September	I	
	II	
	III	
October	I	
	II	
	III	
November	I	
	II	
	III	
December	I	
	II	
	III	
January	I	
	II	
	III	
February	I	
	II	
	III	
March	I	
	II	
	III	
Total		

*As per DPR/TEC of CEA dated.....

APPENDIX-I
PART-III
TARIFF FILING FORMS (TRANSMISSION)
INDEX

PART-III

Checklist of Forms and other information/ documents for tariff filing for Transmission System

Form No.	Tariff Filing Formats (Transmission)	Tick
FORM- 1	Summary Sheet	
FORM-2	Details of Transmission Lines and Substations	
FORM-3	Normative Parameters considered for tariff calculations	
FORM- 4	Details of Foreign loans	
FORM- 4A	Details of Foreign Equity	
FORM-5	Abstract of Admitted Cost for the existing Projects	
FORM-5A	Abstract of Project Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the new Projects	
FORM-5B	Element wise break-up of Project Cost for Transmission System	
FORM-5C	Break-up of Construction/Supply/Sevice packages	
FORM-5D	Details of elementwise cost	
FORM- 6	Financial Package upto COD	
FORM- 7	Details of Project Specific Loans	
FORM- 8	Details of Allocation of corporate loans to various transmission elements	
FORM-9	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM-9A	Statement of Capital Cost	
FORM- 9B	Statement of CWIP	
FORM- 10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM- 11	Calculation of Depreciation Rate	
FORM- 12	Statement of Depreciation	
FORM- 13	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans	
FORM- 13A	Calculation of Interest on Normative Loan	
FORM- 13B	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM- 14	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	
FORM- 14A	Actual cash expenditure	

Other Information/ Documents

Sl. No.	Information/Document	Tick
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencment of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association (For New Project(s) setup by a company making tariff application for the first time to CERC)	
2	Regionwise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures for the new Transmission System & for the relevant years.	
3	Copies of relevant loan Agreements	
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.	
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity.	
6	Copies of the BPTA/TSA with the beneficiaries, if any	
7	Detailed note giving reasons of time and cost over run, if applicable.	
8	Any other relevant information, (Please specify)	

Note:1. Electronic copy of the petition (in words format) and detailed calculation as per these formats (in excell format) and any other information submitted shall also be furnished in the form of CD/Floppy disc .

PART-III
FORM- 1

Summary Sheet

Name of theTransmission Licensee : _____
Name of Region:
Name of the Project : _____
Name of the Transmission Element : _____

(Rs. in lacs)

S.No.	Particulars	Form No	Existing 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2		3	4	5	6	7	8
1	Depreciation							
2	Interest on Loan							
3	Return on Equity[1]							
4	Interest on Working Capital							
5	O & M Expenses							
	Total							

[1] Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.

PART-III
Form 2

DETAILS OF TRANSMISSION LINES & SUBSTATIONS

Name of theTransmission Licensee :

Name of Region:

Name of the Project :

Name of the Transmission Element :

Transmission lines

S.NO.	Name of line	Type of line AC/HVDC	S/C or D/C	No. of Sub-Conductors	Voltage level kV	Line length Ckt.-Km.	Date of Commercial operation	Covered in the present petition	
								Yes/No	If No,petition No.
1									
2									
3									
4									
-									
-									
-									

Substations

S.NO.	Name of Sub-station	Type of Substation Conventional/ GIS/HVDC terminal/HVDC Back to Back	Voltage level kV	No. of transformers / Reactors/SVC etc (with capacity)	No. of Bays				Date of Commercial operation	Covered in the present petition	
					765 KV	400 KV	220KV	132KV & Below		Yes/No	If No,petition No.
1											
2											
3											
4											
-											
-											

PART-III
FORM-3

Normative Parameters considered for tariff calculations

Name of theTransmission Licensee :
Name of Region:
Name of the Project :
Name of the Transmission Element :

			Year Ending March				
Particulars	**Unit**	**As Existing**					
		2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7	8
Base Rate of Return on Equity	%						
Tax Rate	%						
Target Availability	%						
Normative O&M per ckt.km	Rs. lacs						
Normative O&M per bay	Rs. lacs						
Spares for WC as % of O&M	%						
Recievables in Months for WC	months						
Prime lending Rate of SBI as on _____[1]	%						

1. Please mention relevant date

PART-III
FORM- 4

Details of Foreign loans

(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

Name of theTransmission Licensee : _____
Name of Region: _____
Name of the Project : _____
Name of the Transmission Element : _____
Exchange Rate at COD _____
Exchange Rate as on 31.03.2009 _____

(Amount in lacs)

Sl.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)
	Currency1[1]												
A.1	At the date of Drawl[2]												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging3												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	Currency2[1]												
A.1	At the date of Drawl[2]												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging3												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	Currency3[1] **& so on**												
A.1	At the date of Drawl[2]												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduling payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging3												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												

[1] Name of the currency to be mentioned e.g. US $, DM, etc. etc.

[2] In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given.

[3] Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given with supporting documents.

[4] Tax (such as withholding tax) details as applicable including change in rates, date from which change effective etc. must be clearly indicated.

PART-III
FORM- 4 A

Details of Foreign Equity
(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the project under petition)

Name of theTransmission Licensee : _____
Name of Region: _____
Name of the Project : _____
Name of the Transmission Element :
Exchange Rate on date/s of infusion: _____

Sl.	Financial Year	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)
	Currency1[1]												
A.1	At the date of infusion[2]												
2													
3													
4													
B	**Currency2**[1]												
1													
2													
3													
	Currency3[1]												
A.1	At the date of infusion[2]												
2													
3													
4													
B	**Currency4**[1] **& so on**												
1	At the date of infusion[2]												
2													
3													

[1] Name of the currency to be mentioned e.g. US $, DM, etc. etc.
[2] In case of equity infusion more than once during the year, Exchange rate at the date of each infusion to be given.

PART-III
Form 5

Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects

Name of theTransmission Licensee :
Name of Region:
Name of the Project :
Name of the Transmission Element :

Capital cost as admitted by CERC	
Capital cost admitted as on _____	
(Give reference of the CERC relevant Order with Petition No. & Date)	
Foreign Component, if any (In Million US $ or the relevant Currency):	
Domestic Component (Rs. Cr.):	
Foreign Exchange rate considered for the admitted cost:	
Hedging cost, if any, considered for the admitted Capital cost	
Total Project cost admitted (Rs. Cr):	

PART-III
FORM-5A

Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects

Name of theTransmission Licensee :
Name of Region:
Name of the Project :
Name of the Transmission Element :

New Projects
Capital Cost Estimates

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	Present Day Cost	**Completed Cost**
Price level of approved estimates	As of End of _____Qtr. Of the year _____	As on Scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for theCapital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC & FC		
Foreign Component, if any (In Million US $ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Cr.)		
Capital cost excluding IDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Cr)		
IDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US $ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Cr.)		
Total IDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs.Cr.)		
Rate of taxes & duties considered		
Capital cost Including IDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US $ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Cr.)		
Capital cost Including IDC & FC (Rs. Cr)		
Schedule of Commissioning		
COD of Unit-I/Block-I		
COD of Unit-II/Block-II		

COD of last Unit/Block		

Note:
1. Copy of approval letter should be enclosed.
2. Details of Capital cost are to be furnished as per FORM-5B or 5C as applicable.
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-14.

PART-III
Form 5B

Element wise Break-up of Project Cost for Transmission System

Name of theTransmission Licensee :
Name of Region:
Name of the Project :
Name of the Transmission Element :

Sl.No.	Break Down	Cost in Rs. Crores			Variation	Reasons for Variation	Admitted Cost
		As per original Estimates	As on COD	Liabilities/ Provision			
1	2	3	4	5	6=(3-4-5)	7	8
A	**TRANSMISSION LINE**						
1.0	**Preliminary works**						
1.1	Design & Engineering						
1.2	Priliminary investigation,Right of way, forest clearance, PTCC , general civil works etc.						
1.3	**Total Preliminary works**						
2.0	**Transmission Lines material**						
2.1	Towers Steel						
2.2	Conductor						
2.3	Earth Wire						
2.4	Insulators						
2.5	Hardware Fittings						
2.6	Conductor & Earthwire accessories						
2.7	Spares						
2.8	Erection, Stringing & Civil works including foundation						
2.9	**Total Transmission Lines material**						
3.0	**Taxes and Duties**						
3.1	Custom Duty						
3.2	Other Taxes & Duties						
	Total Taxes & Duties						
	Total -Transmission lines						
B.	**SUBSTATIONS**						
4.0	**Preliminary works & land**						
4.1	Design & Engineering						
4.2	Land						
4.3	Site preparation						
	Total Preliminary works & land						
5.0	**Civil Works**						
5.1	Control Room & Office Building including HVAC						
5.2	Township & Colony						
5.3	Roads and Drainage						
5.4	Foundation for structures						
5.5	Misc. civil works						
	Total Civil Works						
6.0	**Substation Equipments**						
6.1	Switchgear (CT,PT, Circuit Breaker, Isolator etc)						
6.2	Transformers						
6.3	Compensating Equipment(Reactor, SVCs etc)						
6.4	Control , Relay & Protection Panel						
6.5	PLCC						
6.6	HVDC package						
6.7	Bus Bars/ conductors/Insulators						
6.8	Outdoor lighting						
6.9	Emergency D.G. Set						
6.10	Grounding System						
6.11	Structure for switchyard						
	Total Substation Equipments						

7.00	**Spares**						
8.0	**Taxes and Duties**						
8.1	Custom Duty						
8.2	Other Taxes & Duties						
8.3	**Total Taxes & Duties**						
	Total (Sub-station)						
9.0	**Construction and pre-commissioning expenses**						
9.1	Site supervision & site admn.etc.						
9.2	Tools and Plants						
9.3	construction Insurance						
	Total Construction and pre commissioning expenses						
10.0	**Overheads**						
10.1	Establishment						
10.2	Audit & Accounts						
10.3	Contingency						
	Total Overheads						
11.0	**Project cost without Total Cost (Plant & Equipment)**						
12.0	**Total Cost (Plant & Equipment)**						
12.1	Interest During Construction (IDC)						
12.2	Financing Charges (FC)						
12.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)						
12.4	Hedging Cost						
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost						
13.0	**Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost**						

i. In case of time & Cost over run, a detailed note giving reasons of such time and cost over run should be submitted clearly bringing out the agency esponsible and whether such time & cost over run was beyond the control of the generating company.

PART-III
Form 5C

Break-up of Construction/Supply/Sevice packages

Name of theTransmission Licensee :
Name of Region:
Name of the Project :
Name of the Transmission Element :

S.No.	Name/No. of Construction/supply/service package	Scope of works[1] (in line with head of cost break-ups as applicable)	Whether awarded through ICB/DCB/ Depatmentally/ Deposit Work etc	No. of bids received	Date of Award	Date of Start of work	Date of Comple-tion of Work	Value of Award[2] in (Rs. Cr.)	Firm or With Escalation in prices	Actual expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs. Cr.)	Taxes & Duties and IEDC	IDC, FC, FERV & Hedging cost	Sub-Total

[1] The scope of work in any package should be indicated in conformity of cost break-up in form-5B to the extent possible.
[2] If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency(ies), the same should be shown separatly alongwith the currency, the exchange rate and the date e.g. Rs.80 Cr+US$50m=Rs.320Cr at US$=Rs48 as on say 01.04.09.

PART-III
Form 5D

DETAILS OF ELEMENTWISE COST OF THE PROJECT

Name of theTransmission Licensee :

Name of Region:

Name of the Project :

Transmission lines

S.NO.	Name of line	Apportioned approved Cost (Rs. Lacs)	Completed Cost (Rs. Lacs)	Covered in the present petition	
				Yes/No	If No,petition No.
1					
2					
3					
4					
-					
-					
-					

Substations

S.NO.	Name of Substation	Apportioned approved Cost (Rs. Lacs)	Completed Cost (Rs. Lacs)	Covered in the present petition	
				Yes/No	If No,petition No.
1					
2					
3					
4					
-					
-					
-					

PART-III
FORM- 6

Financial Package upto COD

Name of theTransmission Licensee : _____
Name of Region: _____
Name of the Project : _____
Name of the Transmission Element : _____
Project Cost as on COD[1] _____
Date of Commercial Operation of the Transmission element[2] _____

(Amount in lacs)

	Financial Package as Approved Currency and Amount[3]		Financial Package as on COD Currency and Amount[3]		As Admitted on COD Currency and Amount[3]	
1	2	3	4	5	6	7
Loan-I	US $	200m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

[1] Say US $ 200m + Rs.400 Cr or Rs.1360 Cr including US $200m at an exchange rate of 1US $=Rs.48/-

[2] Date of Commercial Operation means Commercial Operation of the transmission element

[3] For example : US $, 200M etc.etc

PART-III

FORM-7

Details of Project Specific Loans

Name of theTransmission Licensee : _____

Name of Region: _____

Name of the Project : _____

Name of the Transmission Element : _____

(Amount in lacs)

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan[1]						
Currency[2]						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2009/COD[3,4,5,13,15]						
Interest Type[6]						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest[7]						
Margin, if Floating Interest[8]	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
Are there any Caps/Floor[9]						
If above is yes,specify caps/floor						
Moratorium Period[10]						
Moratorium effective from						
Repayment Period[11]						
Repayment effective from						
Repayment Frequency[12]						
Repayment Instalment[13,14]						
Base Exchange Rate[16]						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes,specify details[17]						

[1] Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.

[2] Currency refers to currency of loan such as US$, DM, Yen,Indian Rupee etc.

[3] Details are to be submitted as on 31.03.2009 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

[4] Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinaced. However, the details of the original loan is to be given seperately in the same form.

[5] If the Tariff in the petition is claimed seperately for various transmission elements, details in the Form is to be given seperately for all the elements in the same form.

[6] Interest type means whether the interest is fixed or floating.

[7] Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.

[8] Margin means the points over and above the floating rate.

[9] At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.

[10] Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.

[11] Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.

[12] Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.

[13] Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayement may also be given seperately

[14] If the repayment instalment amount and repayment date can not be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished seperately.

[15] In case of Foreign loan,date of each drawal & repayment alongwith exchange rate at that date may be given.

[16] Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2009 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

[17] In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.

[18] At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately.

[19] At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

PART-III
FORM- 8

Details of Allocation of corporate loans to various transmission elements

Name of theTransmission Licensee :
Name of Region:
Name of the Project :
Name of the Transmission Element :

(Amount in lacs)

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan[1]						
Currency[2]						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2009/COD[3,4,5,13,15]						
Interest Type[6]						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest[7]						
Margin, if Floating Interest[8]						
Are there any Caps/Floor[9]	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes,specify caps/floor						
Moratorium Period[10]						
Moratorium effective from						
Repayment Period[11]						
Repayment effective from						
Repayment Frequency[12]						
Repayment Instalment[13,14]						
Base Exchange Rate[16]						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes,specify details[17]						
Distribution of loan packages to various transmission elements						
Eastern Region						
Transmission element 1						
Transmission element 2 and so on						
Total						
Western Region						
Transmission element 1						
Transmission element 2 and so on						
Total						
Northern Region						
Transmission element 1						
Transmission element 2 and so on						
Total						
Southern Region						
Transmission element 1						
Transmission element 2 and so on						
Total						
North-Eastern Region						
Transmission element 1						
Transmission element 2 and so on						
Total						
RLDC						
Total						

[1] Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
[2] Currency refers to currency of loan such as US$, DM, Yen,Indian Rupee etc.
[3] Details are to be submitted as on 31.03.2009 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
[4] Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinaced. However, the details of the original loan is to be given seperately in the same form.
[5] If the Tariff in the petition is claimed seperately for various transmission elements, details in the Form is to be given seperately for all the transmission elements in the same form.
[6] Interest type means whether the interest is fixed or floating.
[7] Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
[8] Margin means the points over and above the floating rate.
[9] At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
[10] Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
[11] Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
[12] Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.
[13] Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayement and its allocation may also be given seperately
[14] If the repayment instalment amount and repayment date can not be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished seperately.
[15] In case of Foreign loan,date of each drawal & repayment alongwith exchange rate at that date may be given.
[16] Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2009 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
[17] In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of heging, etc.
[18] At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately

[19] At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

PART-III
FORM-9

Statement of Additional Capitalisation after COD

Name of theTransmission Licensee : _____
Name of Region: _____
Name of the Project : _____
Name of the Transmission Element : _____
COD _____

Sl.No.	Year	Work/Equipment proposed to be added after COD up to Cut off Date / Beyond Cut off Date	Amount capitalised and Proposed to be capitalised	Justification as per propose	Regulation under which covered	Admitted Cost[1]
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Total					

[1] In case the project has been completed and any tariff notification(s) has already been issued in the past , fill column 7 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the tariff Order)

Note:
1 Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bring out the necessity and the benefits accruing to the benficiaries.
2 In case initial spares are purchased alongwith any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately.

PART-III
FORM- 9 A

Statement of Capital cost

Name of theTransmission Licensee :
Name of Region:
Name of the Project :
Name of the Transmission Element :

Statement of Capital cost

(To be given for relevant dates and year wise)

		As on relevant date.[1]
A	a) Opening Gross Block Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in A(a) above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in A(a) above	
	d) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in A(a) a	
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in B(a) above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in B(a) above	
	d) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in B(a) a	
C	a) Closing Gross Block Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in C(a) above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in C(a) above	
	d) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in C(a) a	

1 Relevant date/s means date of COD of unit/s,station and financial year start date and end date

PETITIONER

PART-III
FORM- 9B

Name of theTransmission Licensee : _____
Name of Region : _____
Name of the Project: _____
Name of the Transmission Element : _____

Statement of Capital Woks in Progress

(To be given for relevant dates and year wise)

		As on relevant date.[1]
A	a) Opening CWIP Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in a above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in a above	
B	a) Addition/Adjustment in CWIP Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in a above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in a above	
C	a) Capitalization/Transfer to Fixed asset of CWIP Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in a above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in a above	
D	a) Closing CWIP Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in a above	
	c) Amount of IDC, FC, FERV & Hedging cost included in a above	

1 Relevant date/s means date of COD of unit/s,station and financial year start date and end date

PART-III

FORM- 10

Financing of Additional Capitalisation

Name of theTransmission Licensee : _____
Name of Region: _____
Name of the Project : _____
Name of the Transmission Element : _____

(Amount in lacs)

	Projected/Actual					Admitted				
Financial Year (Starting from COD)	**Year1**	**Year2**	**Year3**	**Year4**	**Year 5 & So on**	**Year1**	**Year2**	**Year3**	**Year4**	**Year 5 & So on**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
Amount capitalised in Work/Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan[2]										
Equity										
Internal Resources										
Others										
Total										

[1] Year 1 refers to Financial Year of COD and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.
[2] Loan details for meeting the additional capitalisation requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is relevent.

PART-III
FORM- 11

Calculation of Depreciation Rate

Name of theTransmission Licensee : _____
Name of Region: _____
Name of the Project : _____
Name of the Transmission Element : _____

(Amount in lacs)

Sl. no.	Name of the Assets[1]	Gross Block as on 31.03.2009 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year therafter upto 31.3.14	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.14
	1	2	3	4= Col.2 X Col.3
1	Land			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of Depreciation (%)			

[1] Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notifcation.

PART-III
FORM- 12

Statement of Depreciation

Name of theTransmission Licensee : _____
Name of Region: _____
Name of the Project : _____
Name of the Transmission Element : _____

(Amount in lacs)

Financial Year	**Upto 2000-01[1]**	**2001-02**	**2002-03**	**2003-04**	**2004-05**	**2005-06**	**2006-07**	**2007-08**	**2008-09**	**2009-10**	**2010-11**	**2011-12**	**2012-13**	**2013-14**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**
Depreciation on Capital Cost														
Depreciation on Additional Capitalisation														
Amount of Additional Capitalisation														
Depreciation Amount														
Detail of FERV														
Amount of FERV on which depreciation charged														
Depreciation amount														
Depreciation recovered during the Year														
Advance against Depreciation recovered during the Year														
Depreciation & Advance against Depreciation recovered during the year														
Cumulative Depreciation & Advance against Depreciation recovered upto the year														

[1] If the tariff for the period 2004-09 was not ordered by the Commission, Depreciation recovered in Tariff upto 2004-09 to be furnished with yaerwise details in the same form seperately with supporting details..
[2] In case of details of FERV and AAD, give information for the applicable period.

Petitioner

PART-III
FORM- 13

Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans[1]

Name of theTransmission Licensee : _____
Name of Region: _____
Name of the Project : _____
Name of the Transmission Element : _____

(Amount in lacs)

Sl. no.	Particulars	Existing 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7	8
	Loan-1						
	Gross loan - Opening						
	Cumulative repayments of Loans upto previous year						
	Net loan - Opening						
	Add: Drawal(s) during the Year						
	Less: Repayment (s) of Loans during the year						
	Net loan - Closing						
	Average Net Loan						
	Rate of Interest on Loan on annual basis						
	Interest on loan						
	Loan repayment effective from *(date to be indicated)*						
	Loan-2						
	Gross loan - Opening						
	Cumulative repayments of Loans upto previous year						
	Net loan - Opening						
	Add: Drawal(s) during the Year						
	Less: Repayment (s) of Loans during the year						
	Net loan - Closing						
	Average Net Loan						
	Rate of Interest on Loan on annual basis						
	Interest on loan						
	Loan repayment effective from *(date to be indicated)*						
	Loan-3 and so on						
	Gross loan - Opening						
	Cumulative repayments of Loans upto previous year						
	Net loan - Opening						
	Add: Drawal(s) during the Year						
	Less: Repayment (s) of Loans during the year						
	Net loan - Closing						
	Average Net Loan						
	Rate of Interest on Loan on annual basis						
	Interest on loan						
	Loan repayment effective from *(date to be indicated)*						
	Total Loan						
	Gross loan - Opening						
	Cumulative repayments of Loans upto previous year						
	Net loan - Opening						
	Add: Drawal(s) during the Year						
	Less: Repayment (s) of Loans during the year						
	Net loan - Closing						
	Average Net Loan						
	Interest on loan						
	Weighted average Rate of Interest on Loans						

[1] In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculations in Orginal currency is also to be furnished seperately in the same form.

Petitioner

PART-III
FORM- 13A

Calculation of Interest on Normative Loan

Name of theTransmission Licensee :
Name of Region:
Name of the Project :
Name of the Transmission Element :

(Amount in lacs)

Particulars	Existing 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7
Gross Normative loan - Opening						
Cumulative repayment of Normative Loan upto previous year						
Net Normative loan - Opening						
Increase/Decrease due to ACE during the Year						
Repayments of Normative Loan during the year						
Net Normative loan - Closing						
Average Normative Loan						
Weighted average Rate of Interest on actual Loans						
Interest on Normative loan						

Petitioner

PART-III
FORM- 13B

Calculation of Interest on Working Capital

Name of theTransmission Licensee :
Name of Region:
Name of the Project :
Name of the Transmission Element :

(Amount in lacs)

Sl. No.	Particulars	Existing 2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
1	2	3	4	5	6	7	8
1	O & M expenses						
2	Maintenance Spares						
3	Recievables						
4	Total Working Capital						
5	Rate of Interest						
6	Interest on Working Capital						

PART-III
FORM- 14

Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges

Name of theTransmission Licensee : _____
Name of Region: _____
Name of the Project : _____
Name of the Transmission Element : _____

Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges

(Amount in Lacs)

Sl. No.	Draw Down Particulars	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
		Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee
1	**Loans**									
1.1	**Foreign Loans**									
1.1.1	**Foreign Loan 1**									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.2	**Foreign Loan 2**									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.3	**Foreign Loan 3**									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.1.4	- -									
	- -									
	- -									
1.1	**Total Foreign Loans**									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.2	**Indian Loans**									
1.2.1	**Indian Loan 1**									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.2	**Indian Loan 2**									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	

1.2.3	**Indian Loan 3**								
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--
	IDC	--	--		--	--		--	--
	Financing charges	--							
1.2.4	--	--	--		--	--		--	--
	--	--	--		--	--		--	--
	--	--	--		--	--		--	--
1.2	**Total Indian Loans**								
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--
	IDC	--	--		--	--		--	--
	Financing charges	--							
1	**Total of Loans drawn**								
	IDC								
	Financing charges								
	Foreign Exchange Rate Variation								
	Hedging Cost								
2	**Equity**								
2.1	**Foreign equity drawn**								
2.2	**Indian equity drawn**	--	--		--	--		--	--
	Total equity deployed								

Note: 1. Drawal of debt and equity shall be **on paripassu basis quarter wise** to meet the commissioning schedule. Drawal of higher equity in the beginning is permissible.

2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately

3. In case of multi unit project details of capitalization ratio used to be furnished.

PETITIONER

PART-III

FORM- 14A

Name of theTransmission Licensee : _____

Name of Region: _____

Name of the Project : _____

Name of the Transmission Element : _____

Actual cash expenditure

	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n (COD)
Payment to contractors/suppliers				
% of fund deployment				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished

Appendix-II

Timeline for completion of Projects

(Refer to Regulation 15)

1. The completion time schedule shall be reckoned from the date of investment approval by the Board (of the generating company or the transmission licensee), or the CCEA clearance as the case may be, up to the date of commercial operation of the units or block or element of transmission project as applicable.

2. The time schedule has been indicated in months in the following paragraphs and tables:

A Thermal Power Projects

Coal/Lignite Power Plant

Unit size 200/210/250/300/330 MW and 125 MW CFBC technology

(a) 33 months for green field projects. Subsequent units at an interval of 4 months each.

(b) 31 months for extension projects. Subsequent units at an interval of 4 months each.

Unit size 250 MW CFBC technology

(a) 36 months for green field projects. Subsequent units at an interval of 4 months each.

(b) 34 months for extension projects. Subsequent units at an interval of 4 months each.

Unit size 500/600 MW

(a) 44 months for green field projects. Subsequent units at an interval of 6 months each.

(b) 42 months for extension projects. Subsequent units at an interval of 6 months each.

Unit size 660/800 MW

(a) 52 months for green field projects. Subsequent units at an interval of 6 months each.

(b) 50 months for extension projects. Subsequent units at an interval of 6 months each.

Combined Cycle Power Plant

Gas Turbine size upto 100 MW (ISO rating)

(a) 26 months for first block of green field projects. Subsequent blocks at an interval of 2 months each.

(b) 24 months for first block of extension projects. Subsequent units at an interval of 2 months each.

Gas Turbine size above 100 MW (ISO rating)

(a) 30 months for first block of green field projects. Subsequent blocks at an interval of 4 months each.

(b) 28 months for first block of extension projects. Subsequent units at an interval of 4 months each.

B. Hydro Electric Projects

The qualifying time schedule for hydro electric projects shall be as stated in the original concurrence issued by the Central Electricity Authority under section 8 of the Act.

C. Transmission Schemes

Qualifying time schedules in months

S. No.	Transmission Work	Plain Area (months)	Hilly Terrain (months)	Snowbound area/@very difficult Terrain (months)
a	765 kV S/C Transmission line	30	36	40
b	+/-500 KV HVDC Transmission line	24	30	34
c	400 KV D/C Quad Transmission line	32	38	42
d	400 KV D/C Triple Transmission line	30	36	40
e	400 KV D/C Twin Transmission line	28	34	38
f	400 KV S/C Twin Transmission line	24	30	34
g	220 KV D/C Twin Transmission line	28	34	38
h	220 KV D/C Transmission line	24	30	34
i	220 KV S/C Transmission line	20	26	30
j	New 220 KV AC Sub-Station	18	21	24
k	New 400 KV AC Sub-Station	24	27	30
l	New 765 kV AC Sub-Station	30	34	$
m	HVDC bi-pole terminal	36	38	-
n	HVDC back-to-back	26	28	-

@ e.g. Leh, Laddakh

$ No 765 KV sub-Station has been planned in difficult terrain

Notes:

(i) In case a scheme having combination of the above mentioned types of projects, the qualifying time schedule of the activity having maximum time period shall be considered for the scheme as a whole.

(ii) In case a transmission line falls in plain as well as in hilly terrain/snow bound area/very difficult terrain, the composite qualifying time schedule shall be calculated giving proportional weightage to the line length falling in each area.

Appendix-III

Depreciation Schedule

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Value=5%)
		SLM
A	Land under full ownership	0.00%
B	Land under lease	
(a)	for investment in the land	3.34%
(b)	For cost of clearing the site	3.34%
(c)	Land for reservoir in case of hydro generating station	3.34%
C	Assets purchased new	
(a)	PI & Machinery in generating stations	
(i)	Hydro electric	5.28%
(ii)	Steam electric NHRB & waste-heat recovery boilers	5.28%
(iii)	Diesel electric and gas plant	5.28%
(b)	Cooling towers & circulating water systems	5.28%
(c)	Hydraulic works forming part of the Hydro-	
(i)	Dams, Spillways, Weirs, Canals, Reinforced concrete flumes and syphons	5.28%
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge tanks, hydraulic control valves and hydraulic system	5.28%
(d)	Building & Civil Engineering works of a	
(i)	Offices and showrooms	3.34%
(ii)	Containing thermo-electric generating plant	3.34%
(iii)	Containing hydro-electric generating plant	3.34%
(iv)	Temporary erections such as wooden structures	100.00%
(v)	Roads other than Kutcha roads	3.34%
(vi)	Others	3.34%
(e)	Transformers, Kiosk, sub-station equipment & other fixed apparatus	
(i)	Transformers including foundations having rating of 100 KVA and over	5.28%
(ii)	Others	5.28%
f	Switchgear including cable connections	5.28%

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Value=10%)
		SLM
g	Lightning arrestor	
(i)	Station type	5.28%
(ii)	Pole type	5.28%
(iii)	Synchronous condensor	5.28%
h	Batteries	5.28%
(i)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	5.28%
(ii)	Cable duct system	5.28%
i	Overhead lines including cable support	
(i)	Lines on fabricated steel operating at terminal voltages higher than 66 KV	5.28%
(ii)	Lines on steel supports operating at terminal voltages higher than 13.2 KV but not exceeding 66 KV	5.28%
(iii)	Lines on steel on reinforced concrete support	5.28%
(iv)	Lines on treated wood support	5.28%
j	Meters	5.28%
k	Self propelled vehicles	9.50%
l	Air Conditioning Plants	
(i)	Static	5.28%
(ii)	Portable	9.50%
m(i)	Office furniture and furnishing	6.33%
(ii)	Office equipment	6.33%
(iii)	Internal wiring including fittings and apparatus	6.33%
(iv)	Strret Light fiitings	5.28%
n	Apparatus let on hire	
(i)	Other than motors	9.50%
(ii)	Motors	6.33%
o	Communication equipment	
(i)	Radio and high frequency carrier system	6.33%
(ii)	Telephone lines and telephones	6.33%
p	I. T equipments	15.00%
q	Any other assets not covered above	5.28%

Appendix – IV

Procedure for Calculation of Transmission System Availability Factor for a Month

1. Transmission system availability factor for a calendar month (TAFM) shall be calculated by the respective transmission licensee, got verified by the concerned RLDC and certified by the Member-Secretary, Regional Power Committee of the region concerned, separately for each AC and HVDC transmission system and grouped according to sharing of transmission charges.

2. TAFM, in percent, shall be equal to (100 – 100 x NAFM), where NAFM is the non-availability factor in per unit for the month, for the transmission system / sub-system.

3. NAFM for A.C. systems / sub-systems shall be calculated as follows :

$$NAFM = \left[\sum_{l=1}^{L}(OH_l \times Cktkm_l \times NSC_l) + \sum_{t=1}^{T}(OH_t \times MVA_t \times 2.5) + \sum_{r=1}^{R}(OH_r \times MVAR_r \times 4)\right] \div THM \times \left[\sum_{l=1}^{L}(Cktkm_l \times NSC_l) + \sum_{t=1}^{T}(MVA_t \times 2.5) + \sum_{r=1}^{R}(MVAR_r \times 4)\right]$$

Where

l identifies a transmission line circuit

t identifies a transformer / ICT

r identifies a bus reactor, switchable line reactor or SVC

L = total number of line circuits

T = total number of transformers and ICTs

R = total number of bus reactors, switchable line reactors and SVCs

OH = Outage hours or hours of non-availability in the month, excluding the duration of outages not attributable to the transmission licensee, if any, as per clause (5).

Cktkm = Length of a transmission line circuit in km

NSC = Number of sub-conductors per phase

MVA = MVA rating of a transformer / ICT

MVAR = MVAR rating of a bus reactor, switchable line reactor or an SVC (in which case it would be the sum of inductive and capacitive capabilities).

THM = Total hours in the month.

4 NAFM for each HVDC system shall be calculated separately, as follows :

$$NAFM = [\ \sum (TCR \times hours)\ ] \div [\ THM \times RC\ ]$$

Where

TCR = Transmission capability reduction of the system in MW

RC = Rated capacity of the system in MW.

For the above purpose, the HVDC terminals and directly associated EHV / HVDC lines of an HVDC system shall be taken as one integrated system.

5. The transmission elements under outage due to following reasons shall be deemed to be available:

i. Shut down availed for maintenance or construction of elements of another transmission scheme. If the other transmission scheme belongs to the transmission licensee, the Member-Secretary, RPC may restrict the deemed availability period to that considered reasonable by him for the work involved.

ii. Switching off of a transmission line to restrict over voltage and manual tripping of switched reactors as per the directions of RLDC.

6. Outage time of 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 the transmission licensee. However, onus of satisfying the Member Secretary, RPC that element outage was due to aforesaid events and not due to design failure shall rest with the transmission licensee. A reasonable restoration time for the element shall be considered by Member Secretary, RPC and any additional time taken by the transmission licensee for restoration of the element beyond the reasonable time shall be treated as outage time attributable to the transmission licensee. Member Secretary, RPC may consult the transmission licensee or any expert for estimation of reasonable restoration time. Circuits restored through ERS (Emergency Restoration System) shall be considered as available.

ii) Outage caused by grid incident/disturbance not attributable to the transmission licensee, e.g. faults in substation or bays owned by other agency causing outage of the transmission licensee's elements, and tripping of lines, ICTs, HVDC, etc. due to grid disturbance. However, if the element is not restored on receipt of direction from RLDC while normalizing the system following grid incident/disturbance within reasonable time, the element will be considered not available for the period of outage after issuance of RLDC's direction for restoration.

Printed by the Manager, Govt. of India Press, Ring Road, Mayapuri, New Delhi-110064
and Published by the Controller of Publications, Delhi-110054.