



# भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण

EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4

PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित

PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 83]

नई दिल्ली, बुधवार, मार्च 12, 2014/फाल्गुन 21, 1935

No. 83]

NEW DELHI, WEDNESDAY, MARCH 12, 2014/PHALGUNA 21, 1935

## केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग अधिसूचना

नई दिल्ली, 21 फरवरी, 2014

**सं. एल-1/144/2013/सीईआरसी.**—केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग, विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 61 के साथ पठित 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) इन विनियमों का संक्षिप्त नाम केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तें) विनियम, 2014 है।

(2) ये विनियम 1.4.2014 से प्रवृत्त होंगे और जब तक इनका आयोग द्वारा पहले पुनर्विलोकन नहीं किया जाता या विस्तारित नहीं किए जाते, ये दिनांक 1.04.2014 से 31.03.2019 तक की 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, ऐसी परियोजना या उसके भाग के संबंध में, टैरिफ 31.3.2014 को समाप्त होने वाली अवधि के लिए केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन

और शर्तें) विनियम, 2009 के अनुसार अवधारित किया जाएगा।

**2. विस्तार तथा लागू होना.**—(1) ये विनियम उन सभी मामलों में लागू होंगे जहां उत्पादन केन्द्र या उसके यूनित या अंतर-राज्यिक विद्युत पारेषण के लिए प्रयुक्त संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली या उसके किसी अल्पघटक के लिए टैरिफ, अधिनियम की धारा 79 के साथ पठित धारा 62 के अधीन आयोग द्वारा अवधारित किया जाना है।

(2) यह विनियम निम्नलिखित मामलों में टैरिफ निर्धारण के लिए लागू नहीं होंगे:—

(क) उत्पादन केन्द्र या अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली जिनका टैरिफ अधिनियम की धारा 63 के अंतर्गत केन्द्रीय सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों के अनुरूप टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोली के द्वारा निर्धारित किया गया है;

(ख) नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित उत्पादन केन्द्र, जिनका टैरिफ समय-समय पर यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से टैरिफ के अवधारण के लिए निबंधन और शर्तें) विनियम, 2012 अथवा उसके किसी उत्तरवर्ती अधिनियमन के अनुसार निर्धारित किया गया।

**3. परिभाषाएं एवं निर्वचन.**—इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो,

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

(2) 'अतिरिक्त पूंजीकरण' से परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् उपगत या उपगत होने के लिए प्रत्याशित तथा इस विनियम के विनियम 14 के

उपबंधों के अनुसार, प्रजावान जांच के पश्चात आयोग द्वारा स्वीकृत पूंजी व्यय अभिप्रेत है;

(3) उत्पादन केन्द्र के संबंध में, 'सहायक ऊर्जा उपभोग' या 'एयूएक्स' से किसी अवधि के संदर्भ में उत्पादन केन्द्र से उत्पादन केन्द्र के सहायक उपस्कर द्वारा उपभोग की गई ऊर्जा की मात्रा जैसे संयंत्र एवं मशीनरी का प्रचालन करने के प्रयोजनार्थ प्रयोग किए जा रहे उपस्कर जिसमें उत्पादन केन्द्र का स्विचयार्ड और उत्पादन केन्द्र के भीतर ट्रांसफार्मर हानियां भी सम्मिलित हैं, अभिप्रेत है और उसे उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों के जनरेटर टर्मिनलों पर उत्पादित कुल ऊर्जा की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त किया जाएगा;

परंतु यह कि सहायक ऊर्जा उपभोग में आवासीय कालोनी में विद्युत आपूर्ति तथा उत्पादन केन्द्र पर अन्य सुविधाओं के लिए उपयोग की गई ऊर्जा और उत्पादन केन्द्र पर निर्माण कार्यों के लिए उपभोग की गई विद्युत शामिल नहीं है।

(4) 'संपरीक्षक' से समय-समय पर, यथासंशोधित कंपनी अधिनियम, 1956 (1956 का 1) की धारा 224, 233ख और 619 के उपबंधों या कंपनी अधिनियम, 2013 (2013 का 18) का अध्याय 10 अथवा तत्समय प्रवृत्त किसी अन्य विधि के अनुसार, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी अथवा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा नियुक्त संपरीक्षक अभिप्रेत है।

(5) 'बैंक दर' से भारतीय स्टेट बैंक द्वारा, समय समय पर, यथानिर्धारित व्याज की मूल दर या तत्समय प्रवृत्त उसका कोई अन्य प्रतिस्थापन जमा 350 आधार अंक अभिप्रेत है।

(6) अधिनियम की धारा 79 की उपधारा (1) के खंड (क) और (ख) के अंतर्गत शामिल उत्पादन केन्द्र के संबंध में 'फायदाग्राही' से ऐसा वितरण अनुज्ञप्तिधारी अभिप्रेत है जो इन उत्पादन केन्द्रों पर उत्पादित विद्युत का क्रय किसी विद्युत क्रय करार के द्वारा या तो सीधे अथवा निर्धारित प्रभारों का भुगतान करके और ग्रिड कोड के अनुरूप अनुसूचिकरण करके किसी व्यापारिक अनुज्ञप्तिधारी के जरिए क्रय करता हो;

परंतु यह कि जहां वितरण अनुज्ञप्तिधारी विद्युत का उपापन व्यापारिक अनुज्ञप्तिधारी के जरिए करता है वहां यह व्यवस्था बैंक-टू-बैंक विद्युत क्रय करार और विद्युत विक्रय करार के माध्यम से सुनिश्चित होनी चाहिए;

परंतु यह और कि फायदाग्राही के अंतर्गत ऐसा व्यक्ति भी शामिल होगा जिसका अंतर-राज्यिक उत्पादन केन्द्र में आवंटन है।

(7) संयुक्त चक्रीय थर्मल उत्पादन केन्द्र के संबंध में, "ब्लॉक" के अंतर्गत दहन टर्बाइन जनरेटर (जनरेटरों) सहबद्ध अपशिष्ट ताप रिकवरी बायलर, संबद्ध स्टीम टर्बाइन जनरेटर और सहायक उपकरण सम्मिलित हैं;

(8) "पूंजी लागत" से इन विनियमों के विनियम 9 के अनुसार यथा निर्धारित पूंजी लागत अभिप्रेत है;

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

(क) किसी नवीन भारतीय विधि का अधिनियमन, प्रभावीकरण या प्रख्यापन;

(ख) किसी मौजूदा विधि का अंगीकरण, संशोधन, उपांतरण, निरसन या पुनः अधिनियमन; या

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

(घ) परियोजना के लिए उपलब्ध या प्राप्त किसी सहमति या समाशोधन या अनुमोदन या अनुज्ञा की किसी शर्त या प्रसंविदा में किसी सक्षम सांविधिक प्राधिकारी द्वारा परिवर्तन; या

(ङ) भारत सरकार और किसी अन्य सम्प्रभु सरकार, जिसका इन विनियमों के अंतर्गत विनियमित उत्पादन केन्द्र या पारेषण प्रणाली में निहितार्थ है, के बीच द्विपक्षीय या बहुपक्षीय करार/संधि प्रभावी होना या उसमें परिवर्तन होना।

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

(11) 'संचार प्रणाली' में विद्युत के अंतर-राज्यिक पारेषण प्रबंधन के लिए प्रयोग की जाने वाली यूनीफाइड लोड डिस्पैच एंड कम्प्यूटेशन (यूएलडी एंड सी) स्कीम, एससीएडीए, वाइड एरिया मीजरमेंट (डब्ल्यूएएमएस), फाइबर ऑप्टिक कम्प्यूटेशन सिस्टम, रिमोट टर्मिनल यूनिट, प्राइवेट स्वचालित शाखा विनियम रेडियो संचार प्रणाली और अनुषंगी विद्युत आपूर्ति प्रणाली आदि के अंतर्गत आने वाली पावर ग्रिड कारपोरेशन की संचार व्यवस्था शामिल है;

(12) "प्रतिस्पर्धात्मक बोली" से उपकरण, सेवाएं एवं कार्य का उपापन करने के लिए ऐसी पारदर्शी प्रक्रिया अभिप्रेत है जिसमें परियोजना विकासकर्ता द्वारा परियोजना के लिए अपेक्षित उपकरण, सेवाओं और कार्य के दायरे एवं विनिर्देशन तथा प्रस्तावित संविदा के निबंधन तथा शर्तों और उस प्रक्रिया, जिसके द्वारा बोली का मूल्यांकन किया जाएगा, को शामिल करते हुए एक विज्ञापन देकर बोलियां आमंत्रित की जाएंगी और इसमें घरेलू प्रतिस्पर्धात्मक बोली तथा अंतर्राष्ट्रीय प्रतिस्पर्धात्मक बोली शामिल होगी;

(13) "अंतिम तारीख" से परियोजना के संपूर्ण या किसी भाग के वाणिज्यिक प्रचालन के वर्ष के दो वर्ष के पश्चात् समाप्त होने वाले वर्ष का 31 मार्च अभिप्रेत है और यदि परियोजना के सम्पूर्ण या उसके किसी भाग को वर्ष के अंतिम तिमाही में वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया जाता है तो अंतिम वाणिज्यिक प्रचालन के वर्ष के तीन वर्षों के पश्चात् समाप्त होने वाले वर्ष की 31 मार्च होगी;

परंतु यह कि यदि दस्तावेजी साक्ष्यों के आधार पर यह सिद्ध हो जाता है कि ऐसे कारणों से, जो परियोजना विकासकर्ता के नियंत्रण से परे हैं, अंतिम तारीख के अंदर पूंजीकरण नहीं किया जा सकता है तो आयोग द्वारा अंतिम तारीख बढ़ाई जा सकती है;

(14) "वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख" या 'सीओडी' का वही अर्थ होगा जो इन विनियमों के विनियम 4 में दिया गया है;

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

है, और यह सुसंगत विनियम में अगली अर्हता के अधधीन होगी।

(16) इन विनियमों के अंतर्गत टैरिफ के प्रयोजनार्थ **"पूँजीकरण विहीनता"** से आयोग द्वारा यथास्वीकृत आस्तियों के अपनयन/अपमार्जन करने के लिए तत्स्थानी परियोजना की कुल नियत आस्तियों में कमी होना अभिप्रेत है।

(17) **"डी-कमीशनिंग"** से, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण या किसी अन्य प्राधिकृत एजेंसी द्वारा स्वतः या परियोजना विकासकर्ता या लाभग्राहियों या दोनों द्वारा किए गए आवेदन से यह प्रमाणित हो जाने के पश्चात कि प्रौद्योगिकी पुरानी हो जाने या गैर किफायती प्रचालन या इन कारकों के संयोजन से आस्तियों के कार्य निष्पादन न करने के कारण परियोजना का प्रचालन नहीं किया जा सकता है, किसी उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी यूनिट या पारेषण प्रणाली जिसमें संचार प्रणाली या उसका कोई अल्पघटक शामिल है को सेवाओं से हटा देना अभिप्रेत है।

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

(19) **"दिन"** से 0000 बजे से आरंभ होने वाली 24 घंटे की अवधि का कोई कैलेण्डर दिवस अभिप्रेत है;

(20) **"अभिहित आईएसटीएस ग्राहक"** या **"डीआईसी"** का वही अर्थ होगा, जो समय-समय पर यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण प्रभागों एवं हानियों की भागीदारी) विनियम, 2010 या इसके पश्चातवर्ती पुनः अधिनियमिता में;

(21) पारेषण प्रणाली के संबंध में **"अल्पघटक"** से कोई ऐसी आस्ति अभिप्रेत है जिसे निवेश अनुमोदन में परियोजना के दायरे के अंतर्गत स्पष्टतः परिभाषित किया गया है;

(22) **"विद्यमान परियोजना"** से परियोजना अभिप्रेत है जिसे 1.4.2014 से पूर्व की तारीख से वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया गया है;

(23) **"उदगन व्यय"** से किसी उपयोगी आस्ति का सृजन या अधिग्रहण करने के लिए वास्तविक रूप से लगाए गए और नकद या नकद समकक्ष के रूप में संदत्त निधि, इक्विटी या ऋण या दोनों, अभिप्रेत है और इसमें वह वचनबद्धताएं या दायित्व शामिल नहीं हैं जिनके लिए कोई भुगतान नहीं किया गया है;

(24) **"विस्तारित जीवन"** से ऐसे किसी उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई या पारेषण प्रणाली या उसके किसी अल्पघटक के आयोग द्वारा मामला-दर-मामला आधार पर यथावधारित उपयोगी जीवन की अवधि से परे जीवन अभिप्रेत है;

(25) इन विनियमों के प्रयोजन के लिए **"अप्रत्यक्षित घटना"** के संबंध में निम्नलिखित घटनाओं सहित वे घटनाएं या परिस्थितियां या उन घटनाओं या परिस्थितियों का संयोजन शामिल है जो उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को निवेश अनुमोदन में विनिर्दिष्ट समय के अंदर परियोजना को पूरा होने से आंशिक या पूर्ण रूप से वंचित करती हैं और केवल तब जब यह घटनाएं या परिस्थितियां उत्पादन कम्पनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के नियंत्रण में नहीं हैं, और उनसे बचा नहीं जा सकता है परन्तु यह तब तक कि

उत्पादक कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी ने उपयुक्त ध्यान रखा हो या प्रज्ञावान उपयोगिता प्रक्रियाओं का पालन किया हो;

(क) बिजली गिरना, सूखा, आग लगना और विस्फोट होना, भूकम्प, ज्वालामुखी फटना, भूस्थलन, बाढ़, चक्रवात, तूफान, टारनैडो, भौगोलिक आश्चर्य या आपवादिक रूप से खराब मौसम सहित एश्वरीय कृत्य जो पिछले सौ वर्षों के सांख्यिकीय रिकार्ड से अधिक हो; या

(ख) युद्ध, आक्रमण, सशस्त्र विद्रोह या विदेशी शत्रु के कृत्य, ब्लाकेड, अधिरोध, क्रांति, उपद्रव, परिद्रोह, आतंकवादी या मिलिटरी कृत्य; या

(ग) उद्योग व्यापी हड़ताल और श्रमिक गड़बड़ी जिसका भारत में राष्ट्रव्यापी प्रभाव हो;

(26) थर्मल उत्पादन केन्द्र (संयुक्त चक्रीय थर्मल उत्पादन केन्द्र से भिन्न) के संबंध में **"उत्पादन इकाई"** से वाष्प जनरेटर, टर्बाइन जनरेटर और अनुपंगियां अभिप्रेत है या संयुक्त चक्रीय थर्मल उत्पादन केन्द्र के संबंध में टर्बाइन जनरेटर एवं अनुपंगियां अभिप्रेत है और हाइड्रो उत्पादन केन्द्र के संबंध में टर्बाइन जनरेटर और इसकी अनुपंगियां अभिप्रेत है;

(27) **"ग्रिड संहिता"** से समय-समय पर, यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता) विनियम, 2010 या उसके पश्चातवर्ती पुनः अधिनियमन अभिप्रेत है।

(28) थर्मल उत्पादन केन्द्र के संबंध में, **"सकल ऊष्मीयमान"** या **"जीसीवी"** से, यथास्थिति, एक किलो ठोस ईंधन या एक लीटर द्रव ईंधन या एक घन मीटर गैसीय ईंधन के पूर्ण दहन द्वारा किलो कैलोरी में उत्पादित ऊर्जा अभिप्रेत है;

(29) **"सकल केन्द्र ऊष्मीय दर"** या **"जीएचआर"** से थर्मल उत्पादन केन्द्र के उत्पादन टर्मिनलों पर एक किलोवाट घंटा विद्युत ऊर्जा उत्पादित करने के लिए अपेक्षित के.सी.ए.एल में ऊष्मीय ऊर्जा अभिप्रेत है;

(30) **"उत्पादन केन्द्र"** से विद्युत उत्पादन के लिए कोई ऐसा केन्द्र अभिप्रेत है, जिसमें स्टेप-अप ट्रांसफार्मर, स्विचगियर, स्विच यार्ड, केबल्स या उस प्रयोजार्थ प्रयुक्त अन्य आनुषंगिक उपकरण, यदि कोई हो, सहित भवन एवं संयंत्र और उनकी साइटें, उत्पादन केन्द्र के प्रयोजनार्थ आशयित कोई स्थल और उत्पादन केन्द्र के प्रचालन स्टाफ के आवास के लिए प्रयोग किया जाने वाला कोई भवन शामिल है, और जहां विद्युत उत्पादन जल विद्युत द्वारा किया जाता है उसमें जलद्वार, हेड एंड टेल वर्क्स, मुख्य एवं विनियामक जलाशय, बांध और अन्य हाइड्रालिक वर्क्स शामिल हैं किन्तु इसमें किसी भी मामले में कोई उप केन्द्र शामिल नहीं है;

(31) **"भारतीय सरकारी माध्यम"** से भारत सरकार, राज्य सरकार (जहां परियोजना अवस्थित हो) या भारत सरकार या राज्य सरकार के प्रत्यक्ष या अप्रत्यक्ष नियंत्रणाधीन कोई मंत्रालय, विभाग या बोर्ड या एजेंसी या अन्य विनियामक या अर्ध न्यायिक प्राधिकरण, अभिप्रेत है।

(32) **"इन्फर्म विद्युत"** से, समय-समय पर, यथा संशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण और उससे संबंधित मामलों में संयोजकता, दीर्घकालिक पहुंच एवं मध्यकालिक निर्बाध पहुंच प्रदान करना) विनियम, 2009 के अनुसार उत्पादन केन्द्र की इकाई या

ब्लाक के वाणिज्यिक प्रचालन के पूर्व ग्रिड में डाली गई विद्युत अभिप्रेत है;

(33) 'संस्थापित क्षमता' या 'आईसी' से समय-समय पर, आयोग द्वारा यथानुमोदित उत्पादन टर्मिनलों में संगणित उत्पादन केन्द्र की क्षमता या उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों की दर्ज क्षमता का संकलन अभिप्रेत है;

(34) 'कार्यान्वयन करार' से (i) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और उत्पादन केन्द्र या (ii) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और परियोजना का समन्वित ढंग से निष्पादन करने के लिए सहबद्ध पारेषण प्रणाली विकासकर्ता के बीच निष्पादित करार, संविदा, या समझौता ज्ञापन या ऐसी कोई अन्य प्रसंविदा अभिप्रेत है;

(35) "अन्तर-राज्यिक उत्पादन केन्द्र" या 'आई एस जी एस' का वही अर्थ होगा जो ग्रिड संहिता में है;

(36) 'निवेश अनुमोदन' उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के बोर्ड या आर्थिक कार्य संबंधी मंत्रिमंडल समिति (सीसीईए) या परियोजना के लिए प्रशासनिक अनुमोदन जिसमें परियोजना के लिए निधि तथा परियोजना के कार्यान्वयन के लिए समय सीमा भी है, देने वाला सक्षम को प्राधिकारी द्वारा अनुमोदन अभिप्रेत है;

परंतु यह कि निवेश अनुमोदन की तारीख की संगणना संकल्प/बोर्ड/ के कार्यवृत्त सक्षम प्राधिकारी द्वारा अनुमोदन की तारीख से की जाएगी।

(37) 'किलोवाट घंटा' या 'के डब्ल्यू एच' से एक घंटे में उत्पादित या उपयुक्त एक किलोवाट या एक हजार वाट मापी गई विद्युत ऊर्जा की इकाई अभिप्रेत है;

(38) "दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक" से कोई ऐसा व्यक्ति अभिप्रेत है जिसके पास पारेषण सेवा प्रभार का भुगतान करके अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली का प्रयोग करने के लिए मानद पारेषण अनुज्ञप्तिधारी सहित पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के साथ दीर्घकालिक पारेषण सेवा करार और इस वाक्यांश का प्रयोग विनिमयशीलता की दृष्टि से पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक (डी आई सी) से किया जा सकता है;

(39) थर्मल उत्पादन केन्द्र की उत्पादन 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 थर्मल ऊर्जा उत्पादन केन्द्र 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 टर्मिनलों पर अधिकतम सतत् उत्पादन अभिप्रेत है;

(40) 'नवीन परियोजना' से दिनांक 01.04.2014 को या उसके पश्चात सीओडी प्राप्त या सीओडी प्राप्त करने के लिए प्रत्याशित परियोजना अभिप्रेत है;

(41) उत्पादन केन्द्र के संबंध में "मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक" या "एनएपीएफ" से थर्मल उत्पादन केन्द्र के लिए इन विनियमों के विनियम 36 तथा हाइड्रो उत्पादन केन्द्र के लिए विनियम 37 में यथा विनिर्दिष्ट उपलब्धता कारक अभिप्रेत है;

(42) "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, स्पेयर्स, उपभोज्य वस्तुएं, बीमा और अन्य खर्चे सम्मिलित हैं परंतु इसमें ईंधन व्यय शामिल नहीं है;

(43) "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;

(44) किसी अवधि के लिए उत्पादन केन्द्र के संबंध में, "संयंत्र उपलब्धता कारक" या "(पीएफ)" 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 केन्द्र की संस्थापित क्षमता मेगावाट के रूप में अभिव्यक्त होती है;

(45) थर्मल उत्पादन केन्द्र या इकाई के संबंध में, किसी अवधि के लिए "संयंत्र भार क्षमता या (पीएलएफ)" से उक्त अवधि के दौरान निर्धारित उत्पादन के समनुरूप कुल प्रेषित ऊर्जा अभिप्रेत है जो उक्त अवधि में संस्थापित क्षमता के समनुरूप प्रेषित ऊर्जा के रूप में अभिव्यक्त हो और इसकी संगणना निम्नलिखित सूत्रों के अनुसार की जाएगी:

एन

$$\text{पीएलएफ} = 10000 \times \sum \text{एस जी}_{\text{आई}} / \{ \text{एन} \times \text{आईसी} \times (100 - \text{एयूएक्सएन}) \} \%$$

आई=1

जहां

आई सी = उत्पादन केन्द्र या इकाई की मेगावाट में संस्थापित क्षमता

एसजी<sub>आई</sub> = किसी अवधि के किसी समय खंड के लिए मेगावाट में परिगणित उत्पादन

एन = अवधि के दौरान समय खंडों की संख्या

अनुषंगी = सकल ऊर्जा उत्पादन के प्रतिशत के रूप में मानकीय अनुषंगी ऊर्जा खपत;

(46) "परियोजना" से यथास्थिति, उत्पादन केन्द्र या संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली अभिप्रेत है तथा हाइड्रो उत्पादन केन्द्र की दशा में, उत्पादन प्रसुविधा के सभी संघटक, जैसे ऊर्जा उत्पादन के लिए यथानुपातिक डाम, इंटेक जल कंडेक्टर प्रणाली, ऊर्जा उत्पादन केन्द्र तथा स्कीम की उत्पादन यूनिटें सम्मिलित हैं परंतु यदि यह पिट हेड परियोजना और समपिर्ति कैप्टिव कोल माइन है तो इसमें खनन शामिल नहीं है;

(47) "प्रक्रिया विनियम" से समय-समय पर यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ को अवधारण करने के लिए आवेदन, का प्रकाशन तथा अन्य संबंधित विषयों के लिए प्रक्रिया) विनियम, 2004 या उसके अन्य सांविधिक पुनः अधिनियमन अभिप्रेत है;

(48) "प्रज्ञावान जांच" से टैरिफ अवधारण के लिए उपगत या उपगत किए जाने के लिए प्रस्तावित पूंजीव्यय, वित्तीय योजना, दक्ष प्रौद्योगिकी के उपयोग, लागत तथा समय ओवर रन या ऐसे अन्य कारक, जो आयोग द्वारा समुचित समझे जाएं, की युक्तियुक्तता को समीक्षा अभिप्रेत है। प्रज्ञावान जांच करते समय, आयोग यह जांच करेगा कि क्या उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी परियोजना का निष्पादन करते समय अपने निर्णयों एवं फैसलों में सावधान रहा है या परियोजना का निष्पादन करने में सावधान एवं सतर्क रहा है;

(49) "पम्प भंडारण हाइड्रो उत्पादन केन्द्र" से ऐसा हाइड्रो केन्द्र अभिप्रेत है जो न्यून उत्थित जलाशय से उच्चतर उत्थित जलाशय में पम्प से खींचे गए जल ऊर्जा के रूप में भंडारित ऊर्जा से विद्युत का उत्पादन करता है;

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

(51) "तालाब के साथ नदी से चलने वाले उत्पादन केन्द्र" से ऊर्जा मांग के दैनिक फेरफार को पूरा करने के लिए पर्याप्त तालाब के साथ हाइड्रो उत्पादन केन्द्र अभिप्रेत है;

(52) "रेटित वोल्टता" से विनिर्माता की ऐसी 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 डीआईसी के परामर्श से प्रभारित या तत्समय के लिए पारेषण लाइन प्रभारित की जाती है;

(53) 'नियमित सेवा' से सफल परीक्षण प्रचालन और उस आशय का एक प्रमाणपत्र संबंधित क्षेत्रीय विद्युत समिति द्वारा जारी कर दिए जाने के पश्चात किसी पारेषण प्रणाली या उसके तत्व का प्रयोग करना अभिप्रेत है;

(54) 'अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तारीख या एससीओडी' से निवेश अनुमोदन में यथाउपदर्शित या विद्युत क्रय करार या पारेषण सेवा करार जैसा भी स्थिति हो, में यथा सहमत किसी उत्पादन केन्द्र या उत्पादन यूनिट या उसके किसी ब्लाक या पारेषण प्रणाली या उसके किसी अल्पघटक के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, जो भी पहले हो, अभिप्रेत है;

(55) 'अनुसूचित ऊर्जा' से संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा एक निश्चित समयावधि में उत्पादन केन्द्र द्वारा ग्रिड में अंतःक्षेपित की जाने वाली अनुसूचित ऊर्जा की मात्रा अभिप्रेत है;

(56) किसी समय या किसी अवधि या समय ब्लाक के लिए "अनुसूचित उत्पादन" या 'एसजी' से संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा प्रदत्त एम डब्ल्यू या एम डब्ल्यू एच में एक्स बस उत्पादन की अनुसूची अभिप्रेत है;

### टिप्पण

ओपन साइकल गैस टर्बाइन उत्पादन केन्द्र या संयुक्त साइकल उत्पादन केन्द्र के लिए किसी समय ब्लाक के लिए औसत फिक्वेसी 49.52 एचज्येड से कम हैं किन्तु 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 और यदि किसी समय ब्लाक के लिए औसत फिक्वेसी 49.02 एच जेड से कम है और अनुसूचित उत्पादन घोषित क्षमता के 96.5% से अधिक है तो अनुसूचित उत्पादन को घोषित क्षमता का 96.5% तक कम किया गया समझा जाएगा। गैस टर्बाइन उत्पादन के अनुसूचित उत्पादन में कमी होने की स्थिति में लाभग्राहियों की समनुरूपी आहरण अनुसूची में कार्योत्तर आधार पर पारेषण हानियों का समायोजन करके उनके अनुसूचित आहरण के अनुपात में सुधार किया जाएगा;

(57) 'शेयरिंग विनियम' से, समय-समय पर, यथा संशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर राज्यिक पारेषण प्रणाली में पारेषण प्रभारों तथा हानियों की भागीदारी) विनियम, 2010 अभिप्रेत है।

(58) "लघु गैस टर्बाइन ऊर्जा उत्पादन केन्द्र" से 50 मेगावाट या उससे कम की क्षमता रेंज में गैस टर्बाइन या

ओपन साइकल गैस टर्बाइन/संयुक्त साइकल उत्पादन केन्द्र अभिप्रेत तथा सम्मिलित है;

(59) "प्रारंभ तारीख या शून्य तारीख" से परियोजना के क्रियान्वयन के प्रारंभ के लिए निवेश अनुमोदन में उल्लिखित वह तारीख अभिप्रेत है जिससे परियोजना का कार्यान्वयन प्रारंभ हुआ या जहां किसी तारीख का उल्लेख नहीं किया गया है वहां निवेश अनुमोदन की तारीख को प्रारंभिक तारीख या शून्य तारीख के रूप में माना जाएगा;

(60) "भंडार आकार के उत्पादन केन्द्र" से विद्युत के उत्पादन के फेरफार को समर्थ बनाने के लिए बृहत भंडारण क्षमता से सहबद्ध हाइड्रो उत्पादन केन्द्र अभिप्रेत हैं;

(61) "थर्मल उत्पादन केन्द्र" से वह उत्पादन केन्द्र या उसकी कोई ऐसी इकाई अभिप्रेत है जो जीवाश्म ईंधन जैसे कोयला, लिग्नाइट, गैस, तरल ईंधन या इनके संयोजन को ऊर्जा के प्राथमिक स्रोत के रूप में प्रयोग करके विद्युत उत्पादन करती है;

(62) पारेषण प्रणाली या उत्पादन केन्द्र के संबंध में "परीक्षण चालन" या "परीक्षण प्रचालन" का वही अर्थ होगा जो इन विनियमों के विनियम में दिया गया है;

(63) "पारेषण सेवा करार" से शेयरिंग विनियम के अनुसार पारेषण अनुज्ञमिधारी और पदाभिहित अंतर-राज्यिक पारेषण ग्राहकों के बीच किया गया और पारेषण अनुज्ञमिधारी तथा दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक के बीच हुआ किया गया ऐसा अन्य करार अभिप्रेत है जहां प्रभारों का भुगतान शेयरिंग विनियम के अंतर्गत पीओसी तंत्र से नहीं होता है;

(64) पारेषण लाइन का वही अर्थ होगा जो अधिनियम की धारा 2 की उपधारा (72) में दिया गया है;

(65) "पारेषण प्रणाली" से उपकेन्द्र से सहबद्ध या असहबद्ध लाइन या लाइनों का समूह तथा पारेषण लाइनों तथा उपकेन्द्रों से सहबद्ध उपस्कर अभिप्रेत है;

(66) "उप केन्द्र" का वही अर्थ होगा जो अधिनियम की धारा 2 की उपधारा (69) में दिया गया है;

(67) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख (सीओडी) से उत्पादन केन्द्र तथा पारेषण प्रणाली के यूनिट के संबंध में "उपयोगी जीवनकाल" से निम्नलिखित अभिप्रेत है, अर्थात:-

(क)	कोयला/लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्र	25 वर्ष
(ख)	गैस/द्रव ईंधन आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्र	25 वर्ष
(ग)	एससी तथा डीसी उप केन्द्र	25 वर्ष
(घ)	गैस विद्युतरधी उपकेन्द्र (जी आई एस)	25 वर्ष
(ङ.)	पंपित स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन केन्द्र सहित हाइड्रो उत्पादन केन्द्र	35 वर्ष
(च)	पारेषण लाइन (एचवीएसी और एचवीडीसी सहित)	35 वर्ष
(छ)	संचार प्रणाली	15 वर्ष

परंतु यह कि उन एसी और डीसी उपकेन्द्रों तथा जी आई एस के लिए उपयोगी जीवनकाल जिनके लिए दिनांक

01.04.2014 को या उसके पश्चात निविदा आमंत्रित करते हुए नोटिस निकाला गया, 35 वर्ष के रूप में माना जाएगा:

परंतु यह और कि परियोजना के उपयोगी जीवन काल का विस्तारण उनके उपयोगी जीवनकाल पूरा करने के पश्चात आयोग द्वारा किया जाएगा;

(68) 'वर्ष' से वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है

इन विनियमों में प्रयोग किए गए शब्द एवं अभिव्यक्तियां, जिन्हें यहां परिभाषित नहीं किया गया है परंतु अधिनियम या आयोग के किसी अन्य विनियम में परिभाषित है, का वही अर्थ होगा जो अधिनियम या आयोग के किसी अन्य विनियम में है।

## अध्याय-2

### सामान्य

4. **वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख:** किसी उत्पादन केन्द्र या इकाई या उसके किसी ब्लॉक या पारेषण प्रणाली या उसके किसी अल्पघटक के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख का निर्धारण निम्नवत किया जाएगा:-

(1) किसी उत्पादन इकाई अथवा थर्मल उत्पादन केन्द्र के किसी ब्लॉक के मामले में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से फायदा ग्राहियों, यदि कोई है, को नोटिस देने के पश्चात उत्पादन कंपनी द्वारा एक सफल परीक्षण प्रचालन के द्वारा अधिकतम सतत रेटिंग (एम सी आर) या संस्थापित क्षमता (आई सी) का प्रदर्शन करने के पश्चात घोषित तारीख और समग्र रूप से उत्पादन केन्द्र के मामले में अंतिम उत्पादन यूनिट या उत्पादन केन्द्र के ब्लॉक के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख अभिप्रेत है:

परंतु यह कि

(i) जहां लाभग्राहियों से उत्पादन केन्द्र से विद्युत खरीद करने के लिए समझौता किया गया है वहां परीक्षण प्रचालन उत्पादन कंपनी द्वारा लाभग्राहियों को सात दिनों का नोटिस देने के बाद प्रारंभ होगा और परीक्षण प्रचालन आरंभ होने के पश्चात 0000 बजे से अनुसूचीकरण प्रारंभ होगा।

(ii) उत्पादक कंपनी इस आशय को प्रमाणित करेगी कि उत्पादन केन्द्र केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युत संयंत्र एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए तकनीकी मानक) विनियम, 2010 और ग्रिड संहिता के सभी तकनीकी मानकों को पूरा करती है;

(iii) प्रमाणपत्र परिशिष्ट-VI में संलग्न प्रपत्र में निदेशक मंडल द्वारा अनुमोदन प्राप्त करने के उपरांत कंपनी के सीएमडी/सीईओ/एमडी द्वारा हस्ताक्षरित होगा और इस प्रमाणपत्र की एक प्रति सीओडी की घोषणा से पहले सदस्य सचिव (संबंधित क्षेत्रीय विद्युत समिति) और संबंधित आरएलडीसी को भेजी प्रस्तुत की जाएगी;

(2) पंषित भंडारण हाइड्रो उत्पादन केन्द्र सहित हाइड्रो उत्पादन केन्द्र की उत्पादन इकाई के संबंध में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से ग्रिड संहिता के अनुसार अनुसूचीकरण प्रक्रिया का पूर्णतया कार्यान्वयन हो जाने के पश्चात 0000 बजे से उत्पादन कंपनी द्वारा घोषित तारीख और समग्र रूप से उत्पादन केन्द्र के संबंध में एक उत्पादन केन्द्र की संस्थापित क्षमता के अनुरूप एक सफल परीक्षण प्रचालन के द्वारा चरम क्षमता का प्रदर्शन करने के पश्चात उत्पादक कंपनी द्वारा घोषित तारीख अभिप्रेत होगी;

परंतु यह कि:

(i) जहां फायदाग्राहियों ने उत्पादन केन्द्र से विद्युत खरीदने के लिए समझौता किया हुआ है, वहां किसी उत्पादन केन्द्र की उत्पादन इकाई की अनुसूचीकरण प्रक्रिया या उत्पादन केन्द्र की संस्थापित क्षमता के तत्स्थानी पीकिंग क्षमता का प्रदर्शन एक सफल परीक्षण के द्वारा सात दिनों का नोटिस देने के बाद प्रारंभ होगा और अनुसूचीकरण प्रक्रिया प्रचालन पूरा होने के पश्चात 0000 बजे से प्रारंभ होगी;

(ii) उत्पादक कंपनी यह प्रमाणित करेगी, कि उत्पादन केन्द्र, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युत संयंत्र एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए तकनीकी मानक) विनियम, 2010 और ग्रिड संहिता के सभी प्रमुख तकनीकी मानकों को पूरा करता है;

(iii) प्रमाणपत्र परिशिष्ट-VI में संलग्न प्रपत्र में निदेशक मंडल द्वारा अनुमोदन प्राप्त करने के उपरांत कंपनी के सीएमडी/सीईओ/एमडी द्वारा हस्ताक्षरित होगा और इस प्रमाणपत्र की एक प्रति सीओडी की घोषणा से पहले सदस्य सचिव (संबंधित क्षेत्रीय विद्युत समिति) और संबंधित आरएलडीसी को प्रस्तुत की जाएगी;

(iv) यदि तालाब या भंडारण सहित कोई हाइड्रो उत्पादन केन्द्र अपनी संस्थापित क्षमता की तत्स्थानी चरम क्षमता प्रदर्शित करने में अपर्याप्त जलाशय या सरोवर स्तर के कारण या पारेषण प्रणाली की अनुपलब्धता या पर्याप्त मांग के अभाव के कारण अक्षम रहता है तो उत्पादन केन्द्र की अंतिम इकाई के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को, संपूर्ण उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के रूप में माना जाएगा और उस हाइड्रो उत्पादन केन्द्र के लिए यह अनिवार्य होगा कि वह जब जलाशय/सरोवर स्तर प्राप्त कर लिया जाता है तो उत्पादन इकाई या उत्पादन केन्द्र की संस्थापित क्षमता के समकक्ष चरम क्षमता का प्रदर्शन करे:

(v) यदि कोई नदी से चलने वाले हाइड्रो उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी उत्पादन इकाई को क्षीण अंतःप्रवाह अवधि के दौरान वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत तब घोषित किया जाता है जब जल अंतःप्रवाह इस चरम क्षमता का प्रदर्शन करने के लिए अपर्याप्त होता है तो इस हाइड्रो उत्पादन केन्द्र या उत्पादन इकाई के लिए यह अनिवार्य होगा कि वह पर्याप्त जल अंतःप्रवाह उपलब्ध होने पर संस्थापित क्षमता के समकक्ष चरम क्षमता का प्रदर्शन करे।

(3) पारेषण प्रणाली के संबंध में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा 0000 बजे से घोषित वह तारीख अभिप्रेत है जिससे पारेषण प्रणाली का एक अल्पघटक विद्युत पारेषण और प्रेषक सिरे से प्राप्तकर्ता सिरे तक संकेत प्रेषित करने के लिए सफल परीक्षण प्रचालन के उपरांत नियमित सेवा में है:

परंतु यह कि:

(i) जहां पारेषण लाइन या उप केन्द्र किसी विशिष्ट उत्पादन केन्द्र से विद्युत का निष्क्रमण करने के लिए समर्पित है वहां उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उत्पादन केन्द्र तथा पारेषण प्रणाली को एक साथ प्रारंभ करने का यावत्साध्य सीमा तक प्रयास करेंगे और उसे इन विनियमों के विनियम 12(2) के अनुसार समुचित क्रियान्वयन करार द्वारा सुनिश्चित करेंगे:

(ii) यदि कोई पारेषण प्रणाली या उसका कोई अल्पघटक नियमित सेवा से उन कारणों से वंचित किया जाता है जिनके लिए पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या उसके आपूर्तिकर्ता या उसके संविदाकर्ता को उत्तरदायी नहीं ठहराया जा सकता है बल्कि यह संबंधित उत्पादन केन्द्र के प्रारंभ में विलम्ब या

उपरिगामी या अधोगामी पारेषण प्रणाली के प्रारंभ में विलंब के कारण हुआ हो तो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी ऐसी पारेषण प्रणाली या उसके किसी अल्पघटक के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख का अनुमोदन करने के लिए उपयुक्त आवेदन पत्र के माध्यम से आयोग में जायेगा।

(4) पारेषण प्रणाली या उसके अल्पघटक के संबंध में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा 0000 बजे से घोषित वह तारीख अभिप्रेत है जिससे पारेषण प्रणाली या उसका अल्पघटक स्थल स्वीकृति परीक्षण, जिसमें संबंधित क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र द्वारा यथाप्रमाणित आवाज और आंकड़ों का संबंधित नियंत्रण केन्द्र को अंतरित करना शामिल है, के पूरा हो जाने के पश्चात सेवा में प्रारंभ किया गया है।

**5. परीक्षण चालन और परीक्षण प्रचालन-** (1) उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई के संबंध में परीक्षण चालन से किसी उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई के, थर्मल उत्पादन केन्द्र की इकाई के मामले में अधिकतम सतत रेटिंग या संस्थापित क्षमता पर लगातार 72 घंटों की अवधि के लिए और यदि यूनिट हाइड्रो उत्पादन केन्द्र या उसकी कोई इकाई है तो 12 घंटों के लिए सफल प्रचालन अभिप्रेत है:

परंतु यह कि जहां फायदाग्राहियों ने उत्पादन केन्द्र से विद्युत क्रय करने का करार किया हुआ है वहां परीक्षण चालन, उत्पादन कंपनी द्वारा फायदाग्राहियों को सात दिनों का नोटिस देने के पश्चात प्रारंभ होगा;

(2) किसी पारेषण प्रणाली या उसके किसी अल्पघटक के संबंध में परीक्षण प्रचालन से किसी पारेषण प्रणाली या उसके किसी अल्पघटक का सक्रिय विद्युत सतत प्रवाह पर 24 घंटे के लिए सफल चार्जिंग तथा प्रेषण सिरे से प्राप्तकर्ता सिरे तक संकेत प्रेषित करने तथा अपेक्षित मापन प्रणाली, टेलीमिटर और सेवा में संरक्षण प्रणाली अभिप्रेत है, जिसके साथ संबंधित क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र से उस आशय का प्रमाण पत्र संलग्न होगा।

### अध्याय-3

#### टैरिफ अवधारण के लिए प्रक्रिया

#### 6. टैरिफ अवधारण

(1) उत्पादन केन्द्र के संबंध में टैरिफ का अवधारण संपूर्ण उत्पादन केन्द्र या स्टेज या उत्पादन इकाई या उसके किसी ब्लॉक के लिए किया जा सकेगा और किसी पारेषण प्रणाली के लिए टैरिफ का अवधारण संपूर्ण पारेषण प्रणाली या पारेषण लाइन या उप केन्द्र या संचार प्रणाली जो उस पारेषण प्रणाली का एक भाग हो, के लिए किया जा सकेगा:

परंतु यह कि:

(i) जहां उत्पादन केन्द्र की सभी उत्पादन इकाइयों या पारेषण प्रणाली के सभी अल्पघटकों को तारीख 1.4.2014 से पहले वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत घोषित किया गया हो वहां उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जैसा भी मामला हो, संपूर्ण उत्पादन केन्द्र या पारेषण प्रणाली के संबंध में वर्ष 2014-15 से वर्ष 2018-19 की अवधि के लिए टैरिफ अवधारण करने के प्रयोजनार्थ समेकित याचिका फाइल करेंगे;

(ii) जहां उत्पादन केन्द्र या संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली का वाणिज्यिक प्रचालन दिनांक 1.4.2014 को अथवा उसके पश्चात प्रारंभ होता है वहां उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों या

पारेषण प्रणाली के उन सभी अल्पघटकों को शामिल करके, जिनके उस आवेदन की तारीख से अगले छह माह के दौरान चालू होने की संभावना है, एक समेकित याचिका फाइल करेंगे;

(iii) पारेषण प्रणाली के एक भाग के रूप में मौजूदा संचार प्रणाली का टैरिफ, आयोग द्वारा दिनांक 1.4.2014 तक अपनाई गई क्रियापद्धति के अनुरूप होगा।

(2) टैरिफ का अवधारण करने के प्रयोजनार्थ परियोजना की पूंजीगत लागत को प्रक्रमों, ब्लॉकों, इकाइयों, पारेषण लाइनों और परियोजना का भाग बनने वाले उपकेन्द्रों, यदि आवश्यक हो, में विभाजित किया जा सकेगा:

परंतु यह कि जहां परियोजना की पूंजीगत लागत का संक्षिप्त ब्यौरा विभिन्न प्रक्रमों या इकाइयों या ब्लॉकों और पारेषण लाइनों या उप केन्द्रों के रूप में उपलब्ध नहीं है वहां चल रही परियोजना के मामले में सामान्य सुविधाओं का अभिभाजन इकाइयों की संस्थापित क्षमता, लाइन की लम्बाई और वे की संख्या के आधार पर किया जायेगा:

परंतु यह और कि सिंचाई, बाढ़ नियंत्रण और विद्युत संघटकों सहित बहुउद्देश्यीय जल स्कीमों के संबंध में, टैरिफ अवधारणा हेतु स्कीम के विद्युत संघटक की केवल प्रभार्य पूंजीगत लागत पर ही विचार किया जायेगा।

(3) जहां किसी विद्यमान पारेषण परियोजना को केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (विद्युत के अंतर-राज्यिक पारेषण तथा संबंधित मामलों के लिए पारेषण अनुज्ञप्ति प्रदान करने की शर्तें एवं निबंधन) विनियम, 2009 के विनियम 6(ग) के साथ पठित अधिनियम की धारा 14 के अंतर्गत लाइसेंस प्रदान किया गया है, वहां ऐसी परियोजना के लिए टैरिफ, यथास्थिति, पारेषण अनुज्ञप्ति प्रदान करने की तारीख या पारेषण अनुज्ञप्ति में यथाङ्गित तारीख से लागू होगा। ऐसे मामलों में आवेदक **परिशिष्ट-1** के अनुरूप याचिका फाइल करेगा जिसमें उन आस्तियों, जो उत्पादन और पारेषण के विनियमित व्यवसाय का भाग हो, इन आस्तियों का मूल्य, उनके वित्त पोषण के स्रोत आदि का स्पष्ट चिन्हांकन किया जायेगा और वे एक संपरीक्षक द्वारा विश्विक्त प्रमाणित होंगी।

(4) सिंचाई, बाढ़ नियंत्रण और विद्युत संघटकों सहित बहुउद्देश्यीय जल विद्युत उत्पादन स्कीम के मामले में टैरिफ अवधारणा के लिए उस स्कीम के विद्युत संघटक पर प्रभार्य पूंजीगत लागत पर ही विचार किया जायेगा।

(5) जहां फायदाग्राहियों को विद्युत आपूर्ति के लिए दीर्घकालिक विद्युत क्रय करार के द्वारा उत्पादन केन्द्र की उत्पादन क्षमता के एक भाग का करार किया गया हो और उत्पादन क्षमता के शेष भाग के लिए उत्पादन इकाइयों या प्रक्रमों को उत्पादन कंपनी द्वारा करार नहीं किया गया है वहां उत्पादन केन्द्र के टैरिफ का अवधारण संपूर्ण परियोजना की पूंजीगत लागत के संदर्भ में किया जायेगा परंतु इस स्तर पर अवधारित टैरिफ वितरण अनुज्ञप्तिधारी को आपूर्ति के लिए संविदाकृत क्षमता के अनुरूप लागू होगा।

#### 7. टैरिफ का अवधारण करने के लिए आवेदन-

(1) उत्पादन कंपनी, किसी नये उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई के लिए टैरिफ अवधारण हेतु आवेदन प्रक्रिया विनियमों के अनुसार उस उत्पादन केन्द्र या उसकी उत्पादन इकाइयों के संबंध में वाणिज्यिक प्रचालन की प्रत्याशित तारीख से 180 दिनों के अंदर कर सकती है।

(2) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी प्रचालन के लिए प्रत्याशित किसी पारेषण प्रणाली या उसके अल्पघटक के संबंध में संचार प्रणाली या उसके किसी अल्पघटक, सहित किसी नवीन पारेषण प्रणाली जैसा भी मामला हो, के लिए टैरिफ का अवधारण करने हेतु आवेदन पत्र याचिका फाइल करने की तारीख से 180 दिनों के अंदर प्रक्रिया विनियमों के अनुसार कर सकता है।

(3) विद्यमान उत्पादन केन्द्र या संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली या उसके किसी अल्पघटक के मामलों में आवेदन पत्र इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख से 180 दिनों की अवधि के अंदर 31.3.2014 तक पहले से स्वीकृत किसी अतिरिक्त पूंजीगत व्यय सहित स्वीकृत पूंजीगत लागत के आधार पर (या वास्तविक या परियोजित अतिरिक्त पूंजी व्यय के आधार पर) और वर्ष 2014-15 से 2018-19 की टैरिफ अवधि के अलग-अलग वर्षों के लिए अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के आधार पर किया जा सकता है।

(4) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लेखा परीक्षकों द्वारा सम्यक्तः प्रमाणित वास्तव में उपगत या उपगत होने के लिए परियोजित पूंजी व्यय या उत्पादन केन्द्र अथवा पारेषण प्रणाली टैरिफ अवधि के दौरान लेखा परीक्षकों द्वारा सम्यक्तः प्रमाणित वास्तव में उपगत या उपगत होने के लिए परियोजित पूंजी व्यय पर आधारित टैरिफ के अवधारण के लिए **परिशिष्ट-1** के अनुसार आवेदन करेगा:

परंतु यह कि, जहां लागू हो, याचिका में परियोजित पूंजी लागत और अतिरिक्त पूंजी व्यय के लिए अंतरनिहित पूर्व धारणाओं के व्यतिरिक्त अंतर्विष्ट होंगे।

(5) यदि इन विनियमों के **परिशिष्ट-1** के अंतर्गत यथापेक्षित याचिका किसी संबंध में अपर्याप्त है तो वह आवेदन पत्र आयोग के कर्मचारियों द्वारा यथाईंगित कमियों में सुधार करने के पश्चात एक माह के अंदर उस याचिका को पुनः प्रस्तुत करने के लिए उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को, जैसा भी मामला हो, वापस कर दिया जाएगा।

(6) यदि याचिका में प्रस्तुत सूचना विनियमों के अनुरूप है और किये गये दावों की प्रज्ञावान जांच करने के लिए पर्याप्त है तो आयोग प्रतिवादियों या उपभोक्ताओं या उपभोक्ता एसोसिएशनों सहित किसी अन्य व्यक्ति से प्राप्त सुझावों और आपत्तियों, यदि कोई हो, पर याचिका दायर करने की तारीख से एक माह के अंदर विचार करेगा। आयोग याचिकाकर्ता, प्रतिवादियों या आयोग द्वारा विशेष रूप से अनुज्ञात किसी अन्य व्यक्ति को सुनने के पश्चात टैरिफ आदेश जारी करेगा।

(7) नई परियोजनाओं के संबंध में, यथास्थिति उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, को इन विनियमों के विनियम 6 के अनुसार प्रत्याशित सीओडी से परियोजित पूंजीगत व्यय के आधार पर आयोग द्वारा टैरिफ की अनुमति दी जा सकती है:

परंतु यह कि:

(i) आयोग, समय-समय पर, यथासंशोधित सीईआरसी (अंतर-राज्यिक पारेषण प्रभारों एवं हानियों की भागीदारी) विनियम, 2010 के अनुसार पोओसी प्रभारों में समायोजन के प्रयोजनार्थ पूंजी लागत के संबंध में प्रबंधन प्रमाणत्र के आधार पर पारेषण प्रणाली या उसके किसी अल्पघटक के

संबंध में दावा किए गए वार्षिक नियत प्रभारों का 90 प्रतिशत तक टैरिफ प्रदान कर सकता है।

(ii) यदि वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख में इस विनियम के खंड(6) में उल्लिखित शर्तों के अनुरूप टैरिफ आदेश जारी होने की तारीख से 180 दिनों से अधिक विलम्ब हो जाता है तो दिया गया टैरिफ वापस ले लिया गया माना जायेगा और उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात टैरिफ का अवधारण करने के लिए नया आवेदनपत्र फाइल करना अपेक्षित होगा:

(iii) जहां वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रत्याशित पूंजी लागत के आधार पर आयोग द्वारा टैरिफ में विचार की गई पूंजी लागत या आशयित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय वर्ष आधार पर व्यय किये गये वास्तविक पूंजीगत लागत से 5 प्रतिशत से अधिक बढ़ जाता है वहां उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अतिरिक्त पूंजीगत लागत के समनुरूप वसूला गया अतिरिक्त टैरिफ, आयोग द्वारा यथाअनुमोदित संबंधित वर्ष की 01 अप्रैल को प्रचलित बैंक दर का 1.20 गुना व्याज सहित फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों को वापस करेगा:

(iv) जहां आयोग द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को आशयित पूंजी लागत के आधार पर टैरिफ में विचार की गई पूंजीलागत या आशयित अतिरिक्त पूंजी व्यय वर्ष दर वर्ष आधार पर व्यय की गई वास्तविक पूंजी लागत से 5 प्रतिशत से अधिक कम हो जाता है वहां उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों/डीआईसी, जैसा मामला हो, से टैरिफ में कम हुई पूंजी को पूंजी लागत में कटौती के समनुरूप, आयोग द्वारा यथा अनुमोदित, संबंधित वर्ष की एक अप्रैल को प्रचलित बैंक दर का 0.80 गुना व्याज सहित वसूल करने का हकदार होगा।

(8) विद्यमान परियोजना के मामलों में, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को आयोग द्वारा विनियम 6 के अनुसार टैरिफ अवधि 2014-15 से 2018-19 के संबंधित वर्षों के लिए आशयित अतिरिक्त पूंजी व्यय और दिनांक 1.4.2014 को स्वीकृत पूंजी लागत के आधार पर टैरिफ की अनुमति दी जा सकती है:

परंतु यह कि:

(i) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जैसा भी मामला हो, फायदाग्राहियों या पारेषण ग्राहकों/डीआईसी को, आयोग द्वारा अनुमोदित और दिनांक 31.3.2014 को लागू टैरिफ का बिल भेजना दिनांक 1.4.2014 से प्रारंभ करके आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार टैरिफ के अनुमोदन की तारीख तक जारी रखेगा;

(ii) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को परियोजित पूंजी लागत या उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा, यथास्थिति, प्रस्तुत अतिरिक्त पूंजी व्यय के आधार पर आयोग द्वारा टैरिफ में विचार की गई पूंजी लागत वर्ष दर वर्ष आधार पर व्यय की गई वास्तविक पूंजी लागत से 5% से अधिक बढ़ जाती है वहां उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अतिरिक्त पूंजीगत लागत के समनुरूप वसूला गया अतिरिक्त टैरिफ, आयोग द्वारा यथाअनुमोदित संबंधित वर्ष की एक अप्रैल को प्रचलित बैंक दर का 1.20 गुना व्याज सहित फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों को वापस करेगा:



(iii) जहां आयोग द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को आशयित पूंजी लागत के आधार पर टैरिफ में विचार की गई पूंजी लागत या आशयित अतिरिक्त पूंजी व्यय वर्ष दर वर्ष आधार पर व्यय की गई वास्तविक पूंजी लागत से 5 प्रतिशत से अधिक कम हो जाता है वहां उत्पादक कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों/डीआईसी, जैसा मामला हो, से टैरिफ में कम हुई पूंजी को पूंजी लागत में कटौती के समनुरूप, आयोग द्वारा यथा अनुमोदित, संबंधित वर्ष की एक अप्रैल को प्रचलित बैंक दर का 0.80 गुना ब्याज सहित वसूल करने का हकदार होगा।

## 8. ट्रुइंग अप

(1) आयोग, ट्रुइंग-अप के समय 31.3.2019 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 ट्रुइंग अप अभ्यास करेगा:

परंतु यह कि, यथास्थिति उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, टैरिफ के पुनरीक्षण के लिए वित्त वर्ष 2016-17 में अतिरिक्त पूंजी व्यय सहित पूंजी व्यय का अंतरिम ट्रुइंग अप करने के लिए एक आवेदन पत्र प्रस्तुत करेगा।

(2) उत्पादन केन्द्र निम्नलिखित नियंत्रण योग्य पैरामीटरों के कार्यपालन के आधार पर उत्पादन केन्द्र के टैरिफ का ट्रुइंग अप करेगा:

(क) नियंत्रणयोग्य पैरामीटर्स

(i) केन्द्र ताप दर;

(ii) गौण ईंधन आयल खपत;

(iii) अनुषंगी ऊर्जा खपत; और

(iv) ऋणों का पुनर्वित्तपोषण।

(3) आयोग उत्पादन केन्द्र के टैरिफ का ट्रुइंग अप कार्य निम्नलिखित अनियंत्रणयोग्य पैरामीटरों के कार्यपालन के आधार पर करेगा:

(i) अप्रत्याशित घटनाएं;

(ii) विधि में परिवर्तन; और

(iii) प्राथमिक ईंधन लागत।

(4) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, पारेषण प्रणाली के टैरिफ का ट्रुइंग अप कार्य ऋणों के पुनः वित्तपोषण के नियंत्रण योग्य पैरामीटरों के आधार पर करेगा;

(5) आयोग, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के टैरिफ का ट्रुइंग अप कार्य निम्नलिखित अनियंत्रणयोग्य पैरामीटरों के कार्यपालन के आधार पर करेगा:

(i) अप्रत्याशित घटनाएं; और

(ii) विधि में परिवर्तन

(6) किसी उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा नियंत्रणयोग्य पैरामीटर्स के आधार पर अर्जित वित्तीय अभिलाभों की भागीदारी उत्पादन कंपनी/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और फायदाग्राहियों द्वारा वार्षिक समाधान सहित मासिक आधार पर की जाएगी। उत्पादन केन्द्र के मामले में 2(क) (i) से (iii) में दर्शाए गए प्रचालनात्मक पैरामीटरों के कारण निम्नलिखित फार्मूला के अनुरूप

संगणित वित्तीय अभिलाभों की भागीदारी 60:40 के अनुपात में उत्पादन केन्द्र और फायदाग्राहियों के बीच की जाएगी:

शुद्ध अभिलाभ = (ईसीआर<sub>एन</sub> - ईसीआर<sub>ए</sub>) × अनुसूचित उत्पादन

जहां

ईसीआर<sub>एन</sub> - केन्द्र ताप दर, अनुषंगी खपत और द्वितीयक ईंधन तेल खपत के लिए विनिर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर संगणित मानकीय ऊर्जा प्रभार दर

ईसीआर<sub>ए</sub> - माह के लिए वास्तविक एसएचआर, अनुषंगी खपत और द्वितीयक ईंधन आयल खपत के आधार पर संगणित वास्तविक ऊर्जा प्रभार दर

परंतु यह कि इस विनियम के खंड 2 (क) (iv) और खंड-4 के कारण वित्तीय अभिलाभों के मामले में इसकी भागीदारी इन विनियमों के विनियम 26 के खंड 7 के अनुसार की जाएगी।

(7) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जैसा भी मामला हो, द्वारा अनियंत्रण योग्य पैरामीटरों के कारण अर्जित वित्तीय अभिलाभ और हानियां उत्पादक कंपनी के फायदाग्राहियों को या पारेषण प्रणाली के दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक/डी आई सी को जैसा भी मामला हो, अंतरित कर दी जाएगी।

(8) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति। साम्या पर आवक की सकल दर की ट्रुइंग अप इन विनियमों के विनियम 25 के खंड 3 के अनुसार करेगा।

(9) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जैसा भी मामला हो, 31.10.2019 तक उत्पादन केन्द्र या किसी इकाई या उसके किसी ब्लॉक या पारेषण प्रणाली या पारेषण लाइनों या उप केन्द्रों के संबंध में ट्रुइंग अप कार्य करने के लिए इन विनियमों के परिशिष्ट-1 के अनुसार आवेदन करेगी।

(10) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी 1.4.2014 से 31.3.2019 की अवधि के लिए उपगत पूंजी व्यय और अतिरिक्त पूंजी व्यय, जो लेखा परीक्षकों द्वारा सम्यक्तः संपरीक्षित और प्रमाणित हों, के ब्यौरे ट्रुइंग अप के प्रयोजन के लिए प्रस्तुत करेगा;

(11) जहां ट्रुइंग 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 इस विनियम के खंड 13 में यथाविनिर्दिष्ट फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों/ डीआईसी को वापस करेगा।

(12) जहां ट्रुइंग 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 इस विनियम के खंड-13 में यथाविनिर्दिष्ट कम वसूल यथास्थिति, फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों/ डीआईसी से वसूल करेगा।

(13) कम वसूली की गई या अधिक वसूल की गई रकम की वसूली या प्रतिसंदाय, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उस वर्ष में 01 अप्रैल को बैंक की दर के बराबर की दर पर साधारण ब्याज सहित आयोग द्वारा जारी टैरिफ आदेश की तारीख से तीन महीनों के भीतर प्रारंभ होने वाली छह समान मासिक किस्तों में किया जाएगा।

**अध्याय-4****पूँजी लागत और पूँजी ढाँचे की संगणना**

9. **पूँजी लागत:** (1) आयोग द्वारा विनियम के अनुसार प्रज्ञावान जांच के पश्चात् निर्धारित पूँजी लागत विद्यमान तथा नई परियोजनाओं के लिए टैरिफ अवधारण का आधार बनेगी।

(2) नई परियोजना की पूँजी लागत में निम्नलिखित शामिल होगा:

(क) परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक किया गया या किए जाने के लिए आशयित व्यय;

(ख) (i) मानकीय ऋण के रूप में अधिक इक्विटी मानते हुए नियोजित निधियों के 30 प्रतिशत से अधिक वास्तविक इक्विटी की दशा में, नियोजित निधि के 70 प्रतिशत के बराबर या (ii) नियोजित निधि के 30 प्रतिशत से अन्यून वास्तविक इक्विटी की दशा में ऋण की वास्तविक रकम के बराबर होने के नाते ऋण पर संनिर्माण के दौरान ब्याज या वित्तीय प्रभार;

(ग) आयोग द्वारा यथानुमोदित संविदा पैकेजों की लागत में वृद्धि;

(घ) इन विनियमों के विनियम 11 के अनुसार यथा संगणित निर्माण के दौरान ब्याज और निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय;

(ङ.) इन विनियमों के विनियम 13 में विनिर्दिष्ट सीलिंग दरों के अध्यक्षीन पूँजीगत आरंभिक स्पेयर्स;

(च) इन विनियमों के विनियम 14 के अनुसार अवधारित अतिरिक्त पूँजीकरण और पूँजीकरण विहीनता के कारण हुआ व्यय;

(छ) इन विनियमों के विनियम 18 के अंतर्गत यथाविनिर्दिष्ट सीओडी से पहले ईंधन लागत से अधिक इन्फर्म विद्युत की बिक्री के कारण राजस्व का समायोजन; और

(ज) सीओडी से पहले आस्तियों का प्रयोग करके पारेषण अनुज्ञासिधारी द्वारा अर्जित किसी राजस्व का समायोजन।

(3) विद्यमान परियोजना की पूँजी लागत में निम्नलिखित शामिल होगा:-

(क) आयोग द्वारा दिनांक 1.4.2014 की स्थिति के अनुसार दायित्व, यदि कोई है, का अपवर्जन करके दिनांक 1.4.2014 से पहले विधिवत दूड अप स्वीकृत पूँजी लागत;

(ख) टैरिफ के अलग-अलग वर्ष के लिए विनियम 14 के अनुसार यथावधारित अतिरिक्त पूँजीकरण या पूँजीकरण विहीनता; और

(ग) इस आयोग द्वारा विनियम 15 के अनुसार यथास्वीकृत नवीकरण और आधुनिकीकरण पर हुआ व्यय।

(4) विद्यमान/नए हाइड्रो उत्पादन केन्द्र के मामले में पूँजी लागत में निम्नलिखित शामिल होगा-

(क) यथा अनुमोदित राष्ट्रीय आर एंड आर नीति तथा आर एंड आर पैकेज की अनुरूपता में परियोजना के अनुमोदित पुनर्वास एवं पुनर्स्थापन की लागत; और

(ख) प्रभावित क्षेत्रों में राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना (आरसीजीवीवाई) परियोजना में विकासकर्ता के 10 प्रतिशत अंशदान की लागत।

(5) थर्मल उत्पादन केन्द्र के बारे में, भारत सरकार की निष्पादन, प्राप्त करना और व्यापार (पीएटी) स्कीम पर किए गए या किए जाने के लिए आशयित व्यय को आयोग द्वारा मामला दर मामला आधार पर पूँजी लागत माना जाएगा और इसमें निम्नलिखित शामिल होगा-

(क) विकासकर्ता द्वारा पीएटी स्कीम के मानकों की अनुरूपता में प्रस्तावित योजना की लागत; और

(ख) पीएटी स्कीम के कारण उद्भूत लाभों की भागीदारी।

(6) विद्यमान और नई परियोजना की पूँजी लागत से निम्नलिखित को अपवर्जित या हटा दिया जाएगा:

(क) परियोजना का भाग बनने वाली वे आस्तियां जो प्रयोग में न हों;

(ख) आस्ति की पूँजीकरण विहीनता; और

(ग) हाइड्रो उत्पादन केन्द्र के मामले में परियोजना विकासकर्ता द्वारा परियोजना स्थल राज्य सरकार द्वारा द्विस्तरीय पारदर्शी बोली प्रक्रिया का अनुपालन करके आवंटित कराने के लिए किया गया व्यय या किए जाने के लिए वचन दिया गया कोई व्यय; और

(घ) उस भूमि की समानुपातिक लागत जिसका प्रयोग नवीकरणीय ऊर्जा पर आधारित उत्पादन केन्द्र से विद्युत उत्पादन करने के लिए किया जा रहा है;

परंतु यह कि परियोजना का निष्पादन करने के लिए केन्द्रीय सरकार या राज्य सरकार या किसी सांविधिक निकाय या प्राधिकरण द्वारा प्राप्त कोई अनुदान, जिस पर पुनर्भुगतान किए जाने का कोई दायित्व नहीं है, को ऋण पर ब्याज, साम्या पर आवक और अवक्षयण की संगणना करने के लिए पूँजी लागत से अपवर्जित कर दिया जाएगा।

10. **पूँजी व्यय की प्रज्ञावान जांच:** विद्यमान और नई परियोजनाओं की प्रज्ञावान जांच करने के लिए निम्नलिखित सिद्धांतों को अपनाया जाएगा;

(1) थर्मल उत्पादन केन्द्र और पारेषण प्रणाली के मामले में पूँजी लागत की प्रज्ञावान जांच आयोग द्वारा समय-समय पर विनिर्दिष्ट/विनिर्दिष्ट किए जाने वाले बेंचमार्क मानकों पर विचार करते हुए की जाएगी;

परंतु यह कि उन मामलों में जहां बेंचमार्क मानक निर्धारित नहीं किए गए हैं, प्रज्ञावान जांच में पूँजी व्यय वित्त योजना, निर्माण के दौरान ब्याज, दक्ष प्रौद्योगिकी के उपयोग, लागत आधिक्य, समय आधिक्य और ऐसे अन्य मामलों की तर्क संगति की संवीक्षा सम्मिलित की जा सकेगी जिन्हें टैरिफ के अवधारण के लिए आयोग द्वारा समुचित समझा जाए;

परंतु यह और कि ऐसे मामलों में जहां बेंचमार्क मानकों को विनिर्दिष्ट किया गया है वहां उत्पादक कंपनी या पारेषण अनुज्ञासिधारी आयोग के समाधान के लिए बेंचमार्क मानकों से पूँजी लागत अधिक होने के कारण प्रस्तुत करेंगे जिससे कि बेंचमार्क मानको से अधिक लागत की अनुमति दी जा सके।

(2) आयोग हाइड्रो विद्युत परियोजनाओं की पूँजी लागत की एक स्वतंत्र अभिकरण द्वारा या एक विशेषज्ञ द्वारा विधीक्षा के लिए विद्यमान दिशा निर्देशों में संशोधन कर सकता है या नए दिशा निर्देश जारी कर सकता है और ऐसी स्थिति में उक्त अभिकरण या विशेषज्ञ द्वारा विधीक्षित पूँजी लागत पर हाइड्रो उत्पादन केन्द्र के लिए टैरिफ का निर्धारण करते समय विचार किया जा सकता है।

(3) आयोग की अधिनियम की धारा 3 के अंतर्गत समय-समय पर जारी टैरिफ नीति के अनुसार हाइड्रो विद्युत परियोजनाओं की संवीक्षा और कमीशनिंग अनुसूची के लिए नए दिशानिर्देश जारी कर सकेगा अथवा मौजूदा दिशानिर्देशों में संशोधन कर सकेगा जिनपर प्रज्ञावान जांच के लिए विचार किया जाएगा।

(4) जहां उत्पादन कंपनी और फायदाग्राहियों के बीच किए गए विद्युत क्रय करार में वास्तविक पूंजी व्यय की अधिकतम सीमा का उपबंध करता हो वहां आयोग पूंजी लागत की प्रज्ञावान जांच करने के लिए टैरिफ निर्धारण हेतु इस अधिकतम सीमा पर विचार करेगा।

### 11. निर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी), निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय (आईडीसी)

#### (क) निर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी):

(1) निर्माण के दौरान ब्याज की संगणना ऋण निधि के प्राप्त होने की तारीख से ऋण के समनुरूप और एससीओडी तक निधियों की प्रज्ञावान चरणबद्धता को ध्यान में रखकर की जाएगी।

(2) एससीओडी संबंधी वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख प्राप्त करने में विलम्ब के कारण आईडीसी के अतिरिक्त लागत के मामले में, यथास्थिति, उत्पादक कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को इस विलम्ब के लिए निधियों की प्रज्ञावान चरणबद्धता सहित समर्थक दस्तावेजों सहित विस्तृत औचित्य प्रस्तुत करना अपेक्षित होगा:

परंतु यह कि यदि इस विलम्ब के लिए उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, उत्तरदायी नहीं है और यह विलम्ब इन विनियमों के विनियम 12 में यथा विनिर्दिष्ट अनियंत्रणयोग्य कारकों से हुआ हो तो उचित प्रज्ञावान जांच के पश्चात् आईडीसी की अनुमति दी जा सकती है।

परंतु यह और कि एससीओडी के अतिरिक्त वास्तविक ऋण पर आईडीसी की अनुमति उचित प्रज्ञा के पश्चात् याचिकाकर्ता के नियंत्रण से परे सीमा तक और निधियों की प्रज्ञावान चरणबद्धता को ध्यान में रखकर दी जा सकती है।

#### (ख) निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय (आईडीसी)

(1) निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय की संगणना जीरो तारीख से और एससीओडी तक प्रचालन पूर्व व्ययों को ध्यान में रखकर की जाएगी:

परंतु यह कि निर्माण अवधि के दौरान एससीओडी तक जमा या अग्रिमों या किसी अन्य प्राप्तियों पर ब्याज के कारण अर्जित राजस्व को निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय में कटौती के लिए विचार में लिया जाएगा:

(2) एससीओडी प्राप्त करने में विलम्ब के कारण आईडीसी में अतिरिक्त लागत के मामलों में, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को इस विलम्ब के लिए समर्थनकारी दस्तावेज युक्त विस्तृत औचित्य प्रस्तुत करना अपेक्षित होगा जिसमें विलम्ब की अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय का विस्तृत विवरण और इस विलम्ब के समय वसूल की गई और वसूलनीय नुकसानियों के परिसमापन का विस्तृत विवरण शामिल होगा:

परंतु यह और कि यदि इस विलम्ब के लिए, यथास्थिति, उत्पादक कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी

उत्तरदायी नहीं है और यह विलम्ब विनियम 12 में यथा विनिर्दिष्ट अनियंत्रणयोग्य कारकों के कारण हुआ है तो उचित प्रज्ञावान जांच के पश्चात् आईडीसी की अनुमति दी जा सकती है:

परंतु यह भी कि यदि यह विलम्ब उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की किसी एजेंसी या संविदाकार या आपूर्तिकर्ता के कारण हुआ है तो उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी इस विलम्ब से उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को कारित नुकसान की सीमा तक परिसमापन की गई नुकसानियों को ध्यान में रखेंगे।

(3) यदि एससीओडी से परे समय की अधिकता उचित प्रज्ञा के पश्चात् स्वीकार्य नहीं है तो समय की अधिकता की अवधि के समनुरूप लागत भिन्नता के कारण पूंजी लागत में संवृद्धि का आपूर्तिकर्ता या संविदाकार के साथ हुई संविदा के कीमत अंतर उपबंधों पर ध्यान दिया दिए बिना पूंजीकरण से अपवर्जन किया जा सकता है।

12. नियंत्रण योग्य एवं अनियंत्रण योग्य कारक: निम्नलिखित को उन नियंत्रणयोग्य एवं अनियंत्रणयोग्य कारक के रूप में माना जाएगा जिनके कारण लागत उतार-चढ़ाव होता है जो संविदा कीमतों, आईडीसी और आईडीसी पर प्रभाव डालते हैं:

(1) "नियंत्रण योग्य कारकों" में निम्नलिखित शामिल होंगे परंतु वे निम्नलिखित तक ही सीमित नहीं रहेंगे:

(क) भूमि अधिग्रहण मुद्दों के कारण समय और/या लागत अधिकता से हुए पूंजी व्यय में अंतर;

(ख) परियोजना के क्रियान्वयन में कार्यकुशलता जिसमें ऐसी परियोजना के दायरे में अनुमोदित परिवर्तन, सांविधिक उद्ग्रहण या अप्रत्याशित घटनाओं में परिवर्तन अंतर्गस्त नहीं है; और

(ग) संविदा के निष्पादन में उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की एजेंसी, संविदाकार या आपूर्तिकर्ता के कारण परियोजना के निष्पादन में विलम्ब।

(2) "अनियंत्रण योग्य कारकों" में निम्नलिखित शामिल होगा परंतु यह निम्नलिखित तक ही सीमित नहीं रहेगा:

i. अप्रत्याशित घटनाएं; और

ii. विधि में परिवर्तन

परंतु यह कि उत्पादन केन्द्र या उससे सम्बद्ध पारेषण प्रणाली एससीओडी द्वारा चालू न होने के कारण समयाधिक्य या लागत आधिक्य के अतिरिक्त प्रभाव की अनुमति नहीं दी जाएगी क्योंकि उसकी प्रतिपूर्ति उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के बीच क्षतिपूर्ति समझौते द्वारा की जाएगी:

परंतु यह और कि यदि उत्पादन केन्द्र उससे जुड़ी पारेषण प्रणाली के एससीओडी से प्रारंभ नहीं की जाती है और यदि इन विनियमों के विनियम 4 के खंड (3) के द्वितीय परंतुक के अनुसार आयोग द्वारा पारेषण प्रणाली को वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत घोषित किया जाता है तो उत्पादन कंपनी उत्पादन केन्द्र प्रारंभ होने तक आईडीसी या पारेषण प्रभार वहन करेगी:

परंतु यह भी कि यदि पारेषण प्रणाली को उत्पादन केन्द्र एससीओडी पर चालू नहीं किया जाता है तो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उस उत्पादन केन्द्र से निष्क्रमण के लिए सम्बद्ध पारेषण प्रणाली चालू होने तक अपनी निजी लागत पर व्यवस्था करेगा।

13. **आरंभिक फालतू पुर्जे:** निम्नलिखित अधिकतम सीमा संनियमों के अधीन रहते हुए, आरंभिक फालतू पुर्जे संयंत्र एवं मशीनरी लागत की प्रतिशतता के रूप में अंतिम तारीख तक पूंजीकृत होंगे:

(क) कोयला आधारित/लिग्नाइट चालित उष्मीय उत्पादन केन्द्र	- 4.0%
(ख) गैस टर्बाइन/संयुक्त चक्रीय उष्मीय उत्पादन केन्द्र	-4.0%
(ग) पंपित स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन केन्द्र सहित हाइड्रो उत्पादन केन्द्र	-4.0%
(घ) पारेषण प्रणाली	
(i) पारेषण लाइन	-1.00%
(ii) पारेषण उपकेन्द्र (हरित क्षेत्र)	-4.00%
(iii) पारेषण उपकेन्द्र (ब्राउन फील्ड)	-6.00%
(iv) श्रृंखला क्षतिपूर्ति उपाय और एचवीडीसी केन्द्र-	-4.00%
(v) गैस विद्युत् रोधित उपकेन्द्र (जीआईएस)	-5.00%
(vi) संचार प्रणाली	-3.5%

परंतु यह कि:

(i) जहां आरंभिक फालतू पुर्जे के लिए बैंचमार्क संनियम आयोग द्वारा 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;

(ii) जहां उत्पादन केन्द्र में उत्पादन परियोजना के एक भाग के रूप में को पारेषण उपकरण है वहां इन उपकरणों के आरंभिक फालतू पुर्जे के लिए अधिकतम सीमा संनियम इस विनियम के अंतर्गत पारेषण प्रणाली के विनिर्दिष्ट अधिकतम सीमा संनियम के अनुरूप होंगे।

(iii) एक बार पारेषण परियोजना चालू हो जाने पर आरंभिक फालतू पुर्जे की लागत को टूटिंग अप के समय पारेषण परियोजना के समनुरूप संयंत्र एक मशीनरी की लागत के आधार पर प्रतिबंधित कर दिया जाएगा।

(iv) आरंभिक पुर्जे की संगणना करने के प्रयोजार्थ संयंत्र एवं मशीनरी की लागत को आईडीसी, आईईडीसी, भू-लागत और सिविल कार्य की लागत को छोड़कर अंतिम तारीख के अनुसार परियोजना लागत के रूप में माना जाएगा। पारेषण अनुज्ञप्तिधारी शीर्षवार आईडीसी एवं आईईडीसी का ब्यौरा अपने टैरिफ आवेदन में प्रस्तुत करेगा।

#### 14. अतिरिक्त पूंजीकरण एवं पूंजीकरण विहीनता

(1) किसी नई परियोजना या विद्यमान परियोजना के बारे में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् और अंतिम तारीख तक कार्य के मूल दायरे के अंतर्गत किया गया या किए जाने के लिए आशयित पूंजी व्यय आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के अध्यक्षीन स्वीकार किया जाएगा:

(i) अनुमोचित दायित्व जिन्हें किसी आगामी तारीख पर देय माना गया है;

(ii) निष्पादन के लिए आस्थगित कार्य;

(iii) विनियम 13 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 डिक्ती का अनुपालन करने के लिए दायित्व; और

(v) विधि में परिवर्तन या किसी विद्यमान विधि का अनुपालन:

परंतु यह कि कार्य के मूल दायरे के अंतर्गत सम्मिलित आस्तिवार/कार्य वार निर्माण और व्यय का प्राक्कलन, भावी तारीख पर भुगतान के लिए माने गए दायित्व तथा निष्पादन के लिए आस्थगित कार्यों का ब्यौरा टैरिफ अवधारण के लिए आवेदन के साथ प्रस्तुत किया जाएगा।

(2) किसी नई परियोजना या विद्यमान परियोजना के बारे में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् और अंतिम तारीख तक कार्य के मूल दायरे के अंतर्गत किया गया या किए जाने के लिए आशयित पूंजी व्यय आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के अध्यक्षीन स्वीकार किया जाएगा:-

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

(ii) विधि में परिवर्तन और विद्यमान विधि का अनुपालन ;

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

(iv) इस तरह अनुमोचित दायित्व पैकेज की कुल अनुमानित लागत, भुगतान रोके रखने और इन भुगतानों की रिलीज के कारणों के विस्तृत विवरण की प्रज्ञावान जांच के पश्चात् अंतिम तारीख से निष्पादित कार्यों के लिए कोई दायित्व।

(3) विद्यमान उत्पादन केन्द्र या संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली किसी नई परियोजना या विद्यमान परियोजना के बारे में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् और अंतिम तारीख तक कार्य के मूल दायरे के अंतर्गत किया गया या किए जाने के लिए आशयित पूंजी व्यय आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के अध्यक्षीन स्वीकार किया जाएगा:

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

(ii) विधि में परिवर्तन और विद्यमान विधि का अनुपालन ;

(iii) समुचित सरकारी अभिकरणों, सांविधिक निकायों द्वारा राष्ट्रीय सुरक्षा/आंतरिक सुरक्षा के लिए सुझाव दिए गए या यथा-निर्देशित संयंत्र की उच्चतर सुरक्षा की जरूरत के कारण किया जाने वाला कोई व्यय;

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

(v) इस तरह अनुमोचित दायित्व पैकेज की कुल अनुमानित लागत, भुगतान रोके रखने और इन भुगतानों की रिलीज के कारणों के विस्तृत विवरण की प्रज्ञावान जांच के पश्चात् अंतिम तारीख से निष्पादित कार्यों के लिए कोई दायित्व।

(vi) अंतिम तारीख के पश्चात् आयोग द्वारा स्वीकृत कार्यों के लिए किसी दायित्व पर केवल उन्हीं मामलों में विचार किया जाएगा जहां इन देयिताओं का संपादन वास्तविक भुगतान द्वारा किय गया है।

(vii) यथास्थिति, कोयला/लिग्नाइट आधारित केन्द्रों या पारेषण प्रणाली के अलावा उत्पादन केन्द्रों, के कुशल संचालन के लिए किया गया किसी अतिरिक्त पूंजी व्यय के लिए दावा तकनीकी औचित्य के साथ विधिवत प्रमाणित एवं आस्तियों के ह्रास के मामले में किसी स्वतंत्र एजेंसी द्वारा किए गए परीक्षण परिणाम, प्राकृतिक आपदाओं प्रौद्योगिकी पुरातन हो

जाने के द्वारा कारित क्षति के मामले में किसी स्वतंत्र अभिकरण की रिपोर्ट, चूक स्तर बढ़ने जैसे तकनीकी कारण के लिए क्षमता उन्नयन जैसे दस्तावेजी साक्ष्य द्वारा विधिवत समर्थित होना चाहिए;

(viii) हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों के मामले में राष्ट्रीय आपदाओं जिसमें भूगर्भीय कारण भी शामिल हैं (परंतु न कि विद्युत गृह में बाढ़ आने के कारण जिसके लिए उत्पादन कम्पनी की लापरवाही उत्तरदायी है), किसी बीमा स्कीम से प्राप्त आवक से समायोजन करने के पश्चात् किया गया कोई व्यय जो आवश्यक हो गया हो और किसी अतिरिक्त कार्य के लिए किया गया कोई व्यय जो संयंत्र के सफल एवं कार्यकुशल प्रचालन के लिए आवश्यक हो गया हो।

(ix) पारेषण प्रणाली के मामले में प्रसारण, नियंत्रण एवं यंत्रीकरण, कम्प्यूटर प्रणाली, विद्युत लाइन वाहक संचार, डीसी बैटरियां प्रौद्योगिकी पुरानी हो जाने पर किया गया प्रतिस्थापन, चूक स्तर बढ़ जाने पर उपकरण का प्रतिस्थापन, टावर सुदृढीकरण, संचार उपस्कर, आपातकालीन बहाली प्रणाली इन्सुलेटर्स साफ करने वाली अवसंरचना, पोर्सिलेन इन्सुलेटर्स के स्थान पर पालीमर इन्सुलेटर्स लगाना, बीमा द्वारा कवर न होने वाले क्षतिग्रस्त उपकरणों का प्रतिस्थापन, तथा कोई अन्य व्यय जो पारेषण व्यवस्था के सफल एवं कुशल प्रचालन के लिए आवश्यक हो गया हो, जैसी मदों पर किया गया अतिरिक्त व्यय;

(x) प्रज्ञावान जांच के पश्चात् न्यायोचित पाया गया कोई पूंजीव्यय जो थर्मल उत्पादन केन्द्र के बारे में पूर्ण कोयला लिंकेज के समनुरूप कोयले की आपूर्ति ऐसी परिस्थितियों के परिणाम स्वरूप जो उत्पादन केन्द्र के नियंत्रण के अधीन न हो पाने के कारण उत्पन्न ईंधन प्राप्त करने की प्रणाली में अपेक्षित या किये गये किसी संशोधन के कारण आवश्यक हो गया हो;

परंतु यह कि औजार और रस्से, फर्नीचर, वातानुकूलकों, वोल्टेज स्टेबलाइजरो, कंप्यूटरों, रेफ्रिजरेटोरो, कूलरो, पंपों, कपड़ा धोने की मशीनों, उष्मा परिवर्तकों, गद्दों, कालीन आदि जैसी छोटी मदों या आस्तियों को अर्जित करने पर हुए कोई अन्य व्यय की, जिन्हें अंतिम तारीख के पश्चात् क्रय किया गया है, 1.4.2014 से टैरिफ अवधारणा के लिए अतिरिक्त पूंजीकरण हेतु विचार में नहीं लिया जाएगा;

परंतु यह और कि यदि कोयला/लिग्नाइट आधारित केन्द्रों के मामले में ऊपर (i) से (iv) में विनिर्दिष्ट प्रकृति से अलग किया गया कोई पूंजी व्यय, क्षतिपूर्ति भत्ते से पूरा किया जाएगा।

परंतु यह भी कि यदि किसी व्यय का दावा नवीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) मरम्मत तथा (ओ एंड एम) के अंतर्गत मरम्मत एवं अनुरक्षण व्यय तथा क्षतिपूर्ति भत्ता के अंतर्गत किया गया है तो उस व्यय का दावा इस विनियम के अंतर्गत नहीं किया जा सकता है।

(4) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की आस्तियों की पूंजीकरण विहीनता के मामले में इन आस्तियों की पूंजीकरण विहीनता की तारीख को मूल लागत को सकल अचल आस्तियों से घटाया जाएगा और समनुरूपी ऋण तथा इक्विटी पूंजीकरण विहीनता होने वाले वर्ष में बकाया ऋण और इक्विटी से, उस वर्ष पर विधिवत विचार करते हुए जब उसे पूंजीकृत किया गया था, घटाया जाएगा।

(15) **नवीकरण और आधुनिकीकरण** (1) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी नवीकरण और

आधुनिकीकरण (आर एंड एम) पर व्यय को चुकाने के लिए, उत्पादन केन्द्र 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, फायदाग्राहियों के साथ परामर्श का अभिलेख और ऐसी अन्य सूचना दी जाएगी जिसे उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा सुसंगत समझा जाए;

(2) जहां, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, नवीकरण तथा आधुनिकीकरण के अपने प्रस्ताव के अनुमोदन के लिए आवेदन करें, अनुमोदन, लागत प्राक्कलनों, की युक्तियुक्ता, वित्तीय 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) गैस/द्रव ईंधन आधारित मुक्त/संयुक्त चक्रीय थर्मल उत्पादन केन्द्र के मामले में कोई व्यय जो इसके प्रारंभ होने की तारीख से प्रचालन के 25 वर्षों के उपरांत गैस टर्बाइन का नवीकरण करने के लिए आवश्यक हो गया हो और कलपुर्जों के घिस जाने अथवा उनकी अनुपलब्धता के कारण केन्द्र का कार्यकुशल प्रचालन करने के लिए किए गए व्यय की अनुमति दी जाएगी;

परंतु यह कि आर एंड एम में शामिल उपभोज्यों पर किया गया कोई व्यय और संघटकों एवं कलपुर्जों की लागत, जो सामान्यतः गैस टर्बाइन की बड़ी मरम्मत के समय ओ एंड एम में कवर हो जाती है, को अनुमति दिए गए आर एंड एम व्यय से हो जाती है, को अनुमति दिए गए आर एंड एम व्यय से उचित प्रज्ञा के पश्चात् उपयुक्त रूप से घटाया जाएगा।

(4) 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 आशयित 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 टैरिफ के अवधारण के लिए आधार बनेंगे।

## 16. कोयला आधारित/लिग्नाइट चालित उष्मीय उत्पादन केन्द्र के लिए विशेष भत्ता

(1) कोयला आधारित/लिग्नाइट चालित उष्मीय उत्पादन केन्द्र के मामले में, उत्पादन कंपनी अपने विवेकानुसार इस विनियम में विनिर्दिष्ट संनियमों के अनुसार उत्पादन केन्द्र 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 कि ऐसा विकल्प उस उत्पादन केन्द्र 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 केन्द्र या यूनिट के लिए जो निःशेषित स्थिति में है या शिथिल प्रचालनात्मक तथा कार्य निष्पादन संनियमों के अधीन कार्य कर रही है।

(2) यह विशेष भत्ता वर्ष 2014-15 से 7.5 लाख रुपये/ एम डब्ल्यू/ वर्ष की दर से होगा तथा उसके पश्चात् अगले वित्तीय वर्ष से यूनिट-वार किसी उत्पादन केन्द्र की संबंधित यूनिटों के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के निर्देश से उपयोगी जीवनकाल पूरा होने की संबंधित तारीख से टैरिफ अवधि वर्ष 2014-15 से 2018-19 के दौरान वर्धित 6.35 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर पर अनुज्ञात किया जाएगा:

परंतु यह कि ऐसी यूनिट के संबंध में, जो 1.4.2014 को 25 वर्षों से अधिक अवधि से प्रचालन में हैं, यह भत्ता वर्ष 2014-15 से अनुज्ञेय होगा।

परंतु यह भी कि ऐसे उत्पादन केन्द्रों के लिए, जिसने स्वविवेक से केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिए निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2009 के विनियम 10 के खंड (4) में यथा विनिर्दिष्ट संनियमों के अनुसार 'विशेष भत्ता' पहले ही प्राप्त कर लिया है उसे टैरिफ अवधि वर्ष 2014-15 से 2018-19 के दौरान प्रतिवर्ष 6.35 प्रतिशत की दर से वर्ष 2013-14 के लिए विशेष भत्ता घटा-बढ़ाकर विशेष भत्ता प्रदान करने की अनुमति दी जाएगी।

(3) आयोग द्वारा विशेष भत्ता प्रदान किए जाने की स्थिति में विशेष भत्ते से किया गया या उपयोग किया गया व्यय उत्पादन केन्द्र द्वारा अलग से अनुरक्षित किया जाएगा और उसका विवरण, ऐसे व्यय को प्रस्तुत करने के लिए दिए गए निर्देश के समय, आयोग को उपलब्ध कराएगा।

### 17. क्षतिपूर्ति भत्ता

(1) कोयला आधारित/लिग्नाइट चालित ऊष्मीय उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई के मामले में उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई के पूंजी प्रकृति की नवीन आस्तियों, जो इन विनियम 14 के अंतर्गत स्वीकार्य नहीं हैं; पर होने वाले व्यय को पूरा करने के लिए पृथक् क्षतिपूर्ति भत्ता स्वीकार्य होगा और ऐसी स्थिति में पूंजी लागत में क्षतिपूर्ति भत्ते के कारण संशोधन करने की अनुमति नहीं दी जाएगी परंतु क्षतिपूर्ति भत्ते को अलग से वसूल किए जाने की अनुमति दी जाएगी।

(2) यह क्षतिपूर्ति भत्ता उपयोगी जीवन काल के 10, 15 या 20 वर्ष पूरे होने के अगले वर्ष से निम्नलिखित ढंग से दिए जाने की अनुमति होगी:

प्रचालन का वर्ष	क्षतिपूर्ति भत्ता (लाख रुपये/मेगावाट/ वर्ष)
0-10	शून्य
11-15	0.20
16-20	0.50
21-25	1.00

18. **इन्फर्म विद्युत का विक्रय:** इन्फर्म विद्युत की आपूर्ति विपथन समझी जाएगी और उसका भुगतान क्षेत्रीय विपथन निपटान निधि खाते से समय-समय पर यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (विपथन निपटान तंत्र तथा संबंधित मामले) विनियम, 2014 या उसके किसी पश्चातवर्ती पुनः अधिनियमन के अनुसार किया जाएगा:

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

19. **ऋण-साम्या अनुपात:** (1) 1.4.2014 को या उसके पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित परियोजना के लिए सीओडी की तारीख को ऋण साम्या अनुपात को 70:30 के रूप में माना जाएगा। यदि वास्तव में लगाई गई साम्या पूंजी लागत के 30 प्रतिशत से अधिक है तो 30 प्रतिशत के आधिक्य में साम्या मानकीय ऋण का भाग समझी जाएगी:

(i) जहां वास्तव में लगाई गई साम्या, पूंजी लागत के 30 प्रतिशत से कम है, वहां टैरिफ के अवधारण के लिए वास्तविक साम्या पर विचार किया जाएगा:

(ii) विदेशी मुद्रा में विनिधान की गई साम्या, प्रत्येक विनिधान की तारीख को भारतीय रुपयों में अभिहित की जाएगी।

(iii) परियोजना का निष्पादन करने के लिए प्राप्त किसी अनुदान को टैरिफ अवधारण के प्रयोजनार्थ पूंजी ढांचे के एक भाग के रूप में नहीं माना जाएगा।

**स्पष्टीकरण:** यदि परियोजना के वित्त पोषण के लिए, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अंश पूंजी जारी करते समय और इसकी मुक्त आरक्षति से सृजित आंतरिक स्रोतों के विनिधान से कोई प्रीमियम लिया जाता है तो इसे साम्या पर प्रतिदाय संगणित करने के प्रयोजन के लिए संदत पूंजी के रूप में संगणित किया जाएगा।

(2) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, उत्पादन केन्द्र या संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली के पूंजी व्यय को पूरा करने के लिए किए जा रहे या किए जाने के लिए आशयित उपयोग के समर्थन में निधियों का आंतरिक स्रोतों से इन्फ्यूजन करने के लिए कंपनी के बोर्ड का संकल्प या आर्थिक मामलों पर मंत्रीमंडलीय समिति (सीसीईए) का अनुमोदन प्रस्तुत करेगा;

(3) 1.4.2014 के पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित उत्पादन केन्द्र और संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली के मामले में, 31.3.2014 को समाप्त होने वाली अवधि के लिए टैरिफ के अवधारण हेतु आयोग द्वारा अनुज्ञात ऋण साम्या अनुपात पर विचार किया जाएगा।

(4) यदि किसी उत्पादन केन्द्र और संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली को 1.4.2014 से पहले प्रचालनरत घोषित किया जाता है परंतु जहां ऋण साम्या अनुपात का निर्धारण आयोग द्वारा 31.3.2014 को समाप्त अवधि के लिए टैरिफ अवधारण हेतु नहीं किया गया है वहां आयोग ऋण साम्या अनुपात का अनुमोदन उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जैसा भी मामला हो, द्वारा प्रदान कराई गई वास्तविक सूचना के आधार पर किया जाएगा।

(5) टैरिफ के अवधारण के लिए अतिरिक्त पूंजी व्यय के रूप में आयोग द्वारा 1.4.2014 को या उसके पश्चात् उपगत या उपगत होने के लिए आशयित कोई व्यय तथा जीवनकाल विस्तार के लिए नवीकरण और आधुनिकीकरण व्यय पर इस विनियम के खंड(1) में विनिर्दिष्ट रीति से विचार किया जाएगा।

**अध्याय-5****टैरिफ ढांचा**

**20. टैरिफ के संघटक:** (1) थर्मल उत्पादन केन्द्र से ऊर्जा के प्रदाय के लिए टैरिफ में दो भाग सम्मिलित होंगे, अर्थात् क्षमता प्रभार (विनियम 21 में विनिर्दिष्ट संघटकों से बनी वार्षिक नियत लागत की वसूली के लिए) तथा ऊर्जा प्रभार (प्रारंभिक और द्वितीयक ईंधन लागत तथा चूना पत्थर लागत जहां लागू हो, की वसूली के लिए)

(2) हाइड्रो उत्पादन केन्द्र से विद्युत के प्रदाय के लिए टैरिफ में दो प्रभारों के माध्यम से (विनियम 21 में विनिर्दिष्ट संघटकों से मिलकर बने) वार्षिक नियत लागत की वसूली के लिए विनियम 31 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 21 में विनिर्दिष्ट संघटकों से मिलकर बनी वार्षिक नियत लागत की वसूली के लिए पारेषण प्रभार सम्मिलित होंगे।

**21. क्षमता प्रभार:** क्षमता प्रभार वार्षिक नियत लागत से व्युत्पादित होंगे और उत्पादन केन्द्र या संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली की वार्षिक नियत लागत (एएफसी) निम्नलिखित संघटकों से मिलकर बनेगी:-

- (क) रिटर्न आन इक्विटी;
- (ख) ऋण पूंजी पर ब्याज;
- (ग) अवक्षयण;
- (घ) कार्य पूंजी पर ब्याज;
- (ड.) प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चें:

परंतु यह कि आर एंड एम के बदले विशेष भत्ता, जिसका विकल्प विनियम 16 के अनुसार दिया गया हो और/या विनियम 17 के अनुसार पृथक् क्षतिपूर्ति भत्ता, जो भी लागू हो, की वसूली अलग से की जाएगी और उस पर कार्य पूंजी की संगणना करने के लिए विचार नहीं किया जाएगा।

**22. ऊर्जा प्रभार:** ऊर्जा प्रभार किसी उत्पादन केन्द्र (हाइड्रो को छोड़कर) की अवसारित ईंधन लागत के आधार व्युत्पादित होंगे और इनमें निम्नलिखित लागत शामिल होगी:

- (क) प्राथमिक ईंधन की अवसारित ईंधन लागत; और
- (ख) द्वितीयक ईंधन तेल खपत की लागत:

परंतु यह कि ईंधन आपूर्तिकर्ता से शास्तियों के कारण प्राप्त किसी राशि सहित करें एवं शुल्कों की वापसी को ईंधन लागत में समायोजित किया जाएगा।

**23. टैरिफ अवधारणा के लिए अवसारित ईंधन लागत:** टैरिफ अवधारणा के लिए प्राथमिक ईंधन और द्वितीयक ईंधन की अवसारित लागत प्राथमिक ईंधन और द्वितीयक ईंधन की विगत तीन माह की वास्तविक औसत भारित लागत पर आधारित होगी और विगत तीन माह की अवसारित लागत के अभाव में विद्यमान केन्द्रों के लिए टैरिफ अवधि के प्रारंभ से पहले उत्पादन केन्द्र के लिए और नए उत्पादन केन्द्र के लिए

तत्काल पूर्ववर्ती तीन माह के लिए प्राथमिक ईंधन और द्वितीयक ईंधन की उपापन लागत पर आधारित होगी।

**अध्याय-6****वार्षिक नियत लागत की संगणना**

**24. रिटर्न आन इक्विटी:** (1) रिटर्न आन इक्विटी विनियम 19 के अनुसार निर्धारित इक्विटी के आधार पर रुपये के रूप में संगणित की जाएगी।

(2) थर्मल उत्पादन केन्द्रों, संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली तथा नदी हाइड्रो उत्पादन केन्द्र के प्रवाह के लिए रिटर्न आन इक्विटी की संगणना 15.50 प्रतिशत की आधार दर पर और पंपित भंडार हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों सहित भंडारण टाइप उत्पादन केन्द्रों और तालाब युक्त रन आफ रिवर उत्पादन केन्द्रों के लिए 16.50 प्रतिशत की आधार दर पर की जाएगी:

परंतु यह कि:

(i) 1 अप्रैल, 2014 को या उसके पश्चात् अधिकृत परियोजनाओं की दशा में, 0.50 प्रतिशत का अतिरिक्त रिटर्न तब अनुज्ञात किया जाएगा यदि ऐसी परियोजनाएं **परिशिष्ट-1** में विनिर्दिष्ट समय-सीमा के भीतर पूरी की जाती है।

(ii) 0.5 प्रतिशत 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।

(iii) यदि पारेषण परियोजना का कोई अपघटक निर्दिष्ट समय सीमा के अंदर पूरा हो जाता है और क्षेत्रीय विद्युत समिति/राष्ट्रीय विद्युत समिति द्वारा यह प्रमाणित कर दिया जाता है कि उक्त अपघटक की कमीशनिंग से क्षेत्रीय/राष्ट्रीय ग्रिड में प्रणाली प्रचालन को फायदा होगा तो अतिरिक्त आर ओ ई 0.50 प्रतिशत प्रदान करने की अनुमति होगी।

(iv) यदि उत्पादन केन्द्र या पारेषण प्रणाली को निम्नलिखित में से किसी एक निर्बन्धित गवर्नर पद्धति प्रचालन (आरजीएमओ) मुक्त गवर्नर पद्धति प्रचालन (एफजीएमओ), आंकड़े टेलीमीट्री, लोड डिस्पैच केन्द्र या संरक्षण प्रणाली तक संचार प्रणाली, की कमीशनिंग के बिना वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत घोषित कर दिया जाता है तो नई परियोजना के रिटर्न की दर 1% तक घटा दी जाएगी।

(v) संबंधित आरएलडीसी, आरओई द्वारा प्रस्तुत रिपोर्ट के आधार पर यदि यह पाया जाता है कि उत्पादन केन्द्र में उपर्युक्त अपेक्षाओं में से किसी का अभाव है तो इसे अभाव जारी रहने की अवधि के लिए 1 प्रतिशत तक कम दिया जाएगा।

(vi) यह अतिरिक्त आरओओई 50 किलोमीटर से कम की लम्बाई वाली पारेषण लाइनों को उपलब्ध नहीं होगी।

**25. रिटर्न आन इक्विटी पर कर :**

(1) विनियम 24 के अंतर्गत आयोग द्वारा अनुज्ञेय रिटर्न आन इक्विटी की आधारभूत दर को संबंधित वित्तीय वर्ष के प्रभावी कर दर तक ग्रास अप कर दिया जाएगा। इस उद्देश्य के लिए, यथास्थिति, संबंधित उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी सुसंगत वित्त अधिनियमों के उपबंधों के अनुरूप वित्तीय वर्ष के लिए वास्तविक संदेय कर के आधार पर प्रभावी कर दर पर विचार किया जाएगा। आय के अन्य साधनों पर वास्तविक कर आय (अर्थात् यथास्थिति, उत्पाद न करने या पारेषण न करने के कारबार से आय) को "प्रभावी कर दर" की संगणना करने के लिए नहीं माना जाएगा।

(2) रिटर्न आन इक्विटी की दर को तीन दशमलव स्थानों तक राउंड आफ कर दिया जाएगा और उसे निम्नलिखित फार्मूले के अनुसार संगणित किया जाएगा:

इक्विटी पर पूर्व- कर की दर = बेस दर / (1-टी)

जहां "टी" इस विनियम के खंड(1) के अनुसार प्रभावी कर दर है और उसकी संगणना प्रत्येक वित्तीय वर्ष के प्रारंभ में संदेय अनुमानित लाभ एवं कर के आधार पर किया जाएगा जिसका अनुमान उस वित्तीय वर्ष के लिए लागू सुसंगत वित्तीय अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूप कंपनी पर समानुपातिक आधार पर गैर-उत्पादन या गैर-पारेषण कारबार, जैसी भी मामला हो, का अपवर्जन करके और उन पर समनुरूपी कर के आधार पर किया जाएगा। यदि कोई उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञसिधारी न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) का भुगतान कर रहा है तो 'टी' को अधिभारों और उपकर को शामिल करके एमएटी दर के रूप में माना जाएगा।

### दृष्टांत

(i) यदि कोई उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञसिधारी अधिभारों एवं उपकर को शामिल करके 20.96 प्रतिशत की दर पर न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) का भुगतान कर रहा है तो-

रिटर्न आन इक्विटी की दर =  $15.50 / (1 - 0.2096) = 19.610\%$

(ii) यदि कोई उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञसिधारी अधिभारों और उपकर सहित सामान्य कारपोरेट कर का भुगतान कर रहा है तो

(क) वित्त वर्ष 2014-15 के लिए उत्पादन या पारेषण कारबार से अनुमानित सकल आय 1000 करोड़ रुपये है।

(ख) उपर्युक्त पर वर्ष के लिए अनुमानित अग्रिम कर 240 करोड़ रुपये होगा।

(ग) वर्ष 2014-15 के लिए प्रभावी कर दर =  $240 \text{ करोड़ रुपये} / 1000 \text{ करोड़ रुपये} = 24 \text{ प्रतिशत}$

(घ) रिटर्न आन इक्विटी की दर =  $15.50 / (1 - 0.24) = 20.395\%$

(3) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञसिधारी ग्रास अप रेट आन रिटर्न आन इक्विटी की प्रत्येक वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर, अतिरिक्त कर मांग के साथ-साथ, जिसमें उस पर व्याज भी शामिल है, वास्तविक संदत्त कर के आधार पर, टू-अप करेगा जिसमें टैरिफ अवधि 2014-15 से 2018-19 से संबंधित किसी वित्तीय वर्ष के लिए वास्तविक सकल आय पर आय कर प्राधिकारियों से प्राप्त व्याज का अपवर्जन करके कर की किसी वापसी के लिए विधिवत समायोजन किया जाएगा। तथापि, कर राशि जमा करने में किसी विलम्ब अथवा कमकर राशि जमा करने पर लगी किसी शास्ति का यथास्थिति उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञसिधारी, द्वारा दावा नहीं किया जाएगा। रिटर्न आन इक्विटी की सकल दर से अधिक वसूली या कम वसूली को टुइंग अप के पश्चात, वर्ष दर वर्ष आधार पर फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों/डीआईसी से वसूल या रिफंड की जाएगी।

**26. ऋण पूंजी पर व्याज:** (1) विनियम 19 में उपदर्शित रीति से प्राप्त ऋणों पर ऋण पर व्याज की संगणना के लिए सकल मानकीय ऋण के रूप में विचार किया जाएगा।

(2) 1.4.2014 को बकाया मानकीय ऋण को सकल मानकीय ऋण से 31.3.2014 तक आयोग द्वारा यथास्वीकृत संचयी प्रतिसंदाय में कटौती करके तय किया जाएगा।

(3) टैरिफ अवधि 2014-19 के प्रत्येक वर्ष के लिए प्रति संदाय को समसामयिक वर्ष/ अवधि के लिए अनुज्ञात अवक्षयण के समान माना जाएगा। आस्तियों के पूंजीकरण विहीनता के मामले में प्रतिसंदाय का समायोजन समानुपातिक आधार पर किया जाएगा और यह समायोजन उसे आस्ति की पूंजीकरण विहीनता की तारीख तक वसूल किए गए संचयी अवक्षयण से अधिक नहीं होना चाहिए।

(4) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञसिधारी 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 वह अनुज्ञात वार्षिक अवक्षयण के बराबर होगा।

(5) व्याज की दर पूंजीगत व्याज के लिए समुचित लेखाकरण समायोजन प्रदान करने के पश्चात वास्तविक ऋण पोर्टफोलियों के आधार पर संगणित व्याज की भारित औसत दर होगी:

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

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

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

(7) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञसिधारी व्याज पर कुल बचत के परिणामस्वरूप ऋण के पुनः वित्त पोषण का हर संभव प्रयास करेंगे तथा ऐसे पुनर्वित्त पोषण से सहबद्ध लागत का वहन फायदाग्राहियों द्वारा किया जाएगा तथा शुद्ध लाभ को 2:1 के अनुपात में फायदाग्राही और उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञसिधारी के बीच विभाजित किया जाएगा।

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

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

परंतु यह कि उत्पादन कंपनी या पारेषण ग्राहकों को ऋण के पुनर्वित्त पोषण से उद्भूत किसी विवाद के लंबित होने के दौरान फायदाग्राही/ दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक/ डीआईसी या पारेषण अनुज्ञसिधारी द्वारा दावों पर व्याज के मद्दे किसी भी संदाय को नहीं रोकेंगे।

**27. अवक्षयण:** (1) अवक्षयण की संगणना किसी उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई या संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली या उसके अल्पघटक के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से की जाएगी। यदि उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों



या संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली के सभी अल्पघटकों के टैरिफ के मामले में, जिसके लिए एकल टैरिफ अवधारित किए जाने की जरूरत है, अवक्षयण की संगणना अलग-अलग इकाइयों या उनके अल्पघटकों के अवक्षयण पर विचार करते हुए वाणिज्यिक प्रचालन की प्रभावी तारीख से की जाएगी:

परंतु यह कि वाणिज्यिक प्रचालन की प्रभावी तारीख जिसके लिए एकल टैरिफ अवधारित किए जाने की आवश्यकता है, की गणना वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तारीख और उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों की संस्थापित क्षमता और पारेषण प्रणाली के सभी अल्पघटकों की पूंजी लागत पर विचार करके की जाएगी।

(2) अवक्षयण के प्रयोजनार्थ मूल्य आधार, आयोग द्वारा स्वीकृत आस्तियों की पूंजी लागत होगी। उत्पादन केन्द्र में विविध इकाइयों के मामले में उस केन्द्र का भारित औसत जीवन काल लागू होगा। अवक्षयण वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से प्रभारित किया जाएगा। किसी आस्ति के वर्ष के किसी भाग के लिए वाणिज्यिक प्रचालन के मामले में अवक्षयण समानुपातिक आधार पर प्रभारित किया जाएगा।

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

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

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

परंतु यह भी कि यथास्थिति, उत्पादन केन्द्र या उत्पादन इकाई या पारेषण प्रणाली के न्यून उपलब्धता के कारण अननुज्ञात अवक्षयण की वसूली वाद में उपयोगी जीवनकाल या विस्तारित जीवन काल के दौरान किए जाने की अनुमति नहीं दी जाएगी।

(4) पट्टे के अधीन धारित भूमि के सिवाय भूमि तथा हाइड्रो उत्पादन केन्द्र 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।

(5) उत्पादन केन्द्र तथा पारेषण प्रणाली की आस्तियों के लिए अवक्षयण की संगणना स्टेट लाइन पद्धति तथा इन विनियमों के परिशिष्ट-2 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।

(6) विद्यमान परियोजनाओं की दशा में 1.4.2014 को शेष अवक्षणीय मूल्य को आस्तियों के कुल अवक्षणीय मूल्य के 31.3.2014 तक आयोग द्वारा यथास्वीकृत संचयी अवक्षयण में कटौती करके तय किया जाएगा।

(7) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, परियोजना के अंतान्त के दौरान उपयोगी जीवन से पांच वर्ष

पहले प्रस्तावित पूंजी व्यय का ब्यौरा उसकी युक्ति संगतता और प्रस्तावित जीवनकाल संविस्तार सहित प्रस्तुत करेगा। आयोग इन प्रस्तुतिकरणों की प्रज्ञावान जांच के आधार पर परियोजना के अंतान्त के दौरान पूंजी व्यय पर अवक्षयण अनुमोदित करेगा।

(8) उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई या पारेषण प्रणाली या उसके किसी अल्पघटक के बारे में आस्तियों की पूंजीकरण विहीनता के मामले में संचयी अवक्षयण का समायोजन पूंजी विहीन आस्तियों द्वारा इसके उपयोगी जीवन काल के दौरान टैरिफ में वसूल किए गए अवक्षयण को ध्यान में रखकर किया जाएगा।

**28. कार्य पूंजी पर ब्याज:** (1) कार्य पूंजी में निम्नलिखित सम्मिलित होगा:

(क) कोयला आधारित/लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन केन्द्र

(i) कोयला या लिग्नाइट तथा चूना पत्थर की लागत, यदि लागू हो, मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक की तत्स्थानी अधिकतम कोयला/लिग्नाइट भंडारण क्षमता, इनमें से जो कम हो, भंडार के लिए पिट हेड उत्पादन केन्द्रों के लिए 15 दिन तथा गैर-पिट हेड उत्पादन केन्द्रों के लिए 30 दिन;

(ii) कोयला या लिग्नाइट और चूना पत्थर 30 दिनों के लिए उत्पादन के लिए लागत मानकीय संयंत्र वार्षिक उपलब्धता कारक के समनुरूप होगी;

(iii) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक की तत्स्थानी उत्पादन के लिए दो मास के लिए द्वितीयक ईंधन तेल की लागत तथा एक से अधिक द्वितीयक ईंधन तेल के उपयोग की दशा में, मुख्य द्वितीयक ईंधन तेल के लिए ईंधन तेल स्टॉक की लागत;

(iv) विनियम 29 में विनिर्दिष्ट प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चों का 20 प्रतिशत की दर से रख-रखाव पुर्जे;

(v) मानकीय संयंत्र उपलब्धता कारक पर संगणित विद्युत के विक्रय के लिए क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभारों और क्षमता प्रभारों, रिटर्न ऑन इक्विटी संघटक को छोड़कर, के दो मास के बराबर प्राप्य;

(vi) एक मास के लिए प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चों।

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

(i) गैस ईंधन तथा तरल ईंधन पर उत्पादन केन्द्र के प्रचालन की पद्धति को ध्यान में रखते हुए मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक की तत्स्थानी 30 दिनों के लिए ईंधन लागत;

(ii) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के तत्स्थानी 15 दिनों के लिए तरल ईंधन स्टॉक और एक से अधिक तरल ईंधन के प्रयोग के मामले में गैस ईंधन और तरल ईंधन उत्पादन केन्द्रों के प्रचालन की पद्धति को ध्यान में रखते हुए मुख्य तरल ईंधन की लागत और एक से अधिक तरल ईंधन के प्रयोग के मामले में मुख्य तरल ईंधन की लागत;

(iii) विनियम 29 में विनिर्दिष्ट प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चों के 30 प्रतिशत की दर से रख-रखाव पुर्जे;

(iv) गैस ईंधन तथा तरल ईंधन पर उत्पादन केन्द्र 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 रख-रखाव खर्च;

(ग) पंपित स्टोरेज हाइड्रो विद्युत उत्पादन केन्द्र सहित हाइड्रो उत्पादन केन्द्र और संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली की दशा में;

(i) नियत लागत रिटर्न ऑन इक्विटी संघटक को छोड़कर के दो मास के समकक्ष प्राप्य;

(ii) विनियम 29 में विनिर्दिष्ट प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चों का 15 प्रतिशत की दर से रख-रखाव पुर्जे;

(iii) एक मास के लिए प्रचालन तथा रख-रखाव खर्च।

(2) इस विनियम के 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 1.4.2014 को या टैरिफ अवधि वर्ष 2014-15 से 2018-19 के दौरान वर्ष की 01 अप्रैल, जिस वर्ष में, यथास्थिति, उत्पादन केन्द्र या उसके यूनिट या पारेषण प्रणाली वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किए जाते हैं, जो भी बाद में हो, को बैंक दर के बराबर होगी।

(4) कार्य 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।

## 29. प्रचालन तथा रख-रखाव खर्च:

(1) थर्मल उत्पादन केन्द्र के मानकीय प्रचालन तथा रख-रखाव खर्च निम्नानुसार होंगे;

(क) खंड (ख) और (घ) में निर्दिष्ट उत्पादन केन्द्रों की इकाइयों से भिन्न कोयला आधारित तथा लिग्नाइट-चालित (सीएफवीसी प्रौद्योगिकी आधारित सहित) उत्पादन केन्द्र

(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
वित्त वर्ष 2014-15	23.90	19.95	16.00	14.40
वित्त वर्ष 2015-16	25.40	21.21	17.01	15.31
वित्त वर्ष 2016-17	27.00	22.54	18.08	16.27
वित्त वर्ष 2017-18	28.70	23.96	19.22	17.30
वित्त वर्ष 2018-19	30.51	25.47	20.43	18.38

परंतु यह कि उसी केन्द्र में ऊपर संनियमों को अपने-अपने यूनिट आकारों में अतिरिक्त यूनिटों के लिए, ऐसे यूनिटों के लिए जिनके वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख 1.4.2014 को या उसके पश्चात् घोषित हुई है, निम्नलिखित कारकों द्वारा गुणांकित किया जाएगा:

200/210/250 मेगावाट	अतिरिक्त 5 तथा 6 यूनिटें	0.90
	अतिरिक्त 7 और उससे अधिक यूनिटें	0.85
300/330/350 मेगावाट	अतिरिक्त 4 तथा 5 यूनिटें	0.90
	अतिरिक्त 6 और उससे अधिक यूनिटें	0.85
500 मेगावाट और उससे ऊपर	अतिरिक्त 3 तथा 4 यूनिटें	0.90
	अतिरिक्त 5 और उससे अधिक यूनिटें	0.85

(ख) एनटीपीसी के तलचर थर्मल पावर स्टेशन (टीपीएस), टांडा टीपीएस, बदरपुर टीपीएस तथा डीवीसी के चंदरपुर टीपीएस इकाई 1-3 तथा दुर्गापुर टीपीएस इकाई-1

(रुपए लाख में/मेगावाट)

वर्ष	तलचर टीपीएस	चंदरपुर टीपीएस (यूनिट 1 से 3), टांडा टीपीएस, बदरपुर टीपीएस (यूनिट 1 से 3) दुर्गापुर टीपीएस (यूनिट 1)
2014-15	43.16	35.88
2015-16	45.87	38.14
2016-17	48.76	40.54
2017-18	51.83	43.09
2018-19	55.09	45.80

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

(रुपए लाख में/मेगावाट)

वर्ष	लघु गैस टर्बाइन/ऊर्जा उत्पादन केन्द्रों से भिन्न गैस टर्बाइन/संयुक्त साइकल उत्पादन केन्द्र	लघु गैस टर्बाइन ऊर्जा उत्पादन केन्द्र	अगरतला जीपीएस	अग्रणी एफ दर्जे की मशीन
2014-15	14.67	33.43	41.32	26.55
2015-16	15.59	35.70	44.14	28.36
2016-17	16.57	38.13	47.14	30.29
2017-18	17.61	40.73	50.35	32.35
2018-19	18.72	43.50	53.78	34.56

## (घ) लिग्नाइट चालित उत्पादन केन्द्र

(रुपए लाख में/मेगावाट)

वर्ष	125 मेगावाट सेट	एनएलसी का टीपीएस-1
2014-15	29.10	38.12
2015-16	30.94	40.52
2016-17	32.88	43.07
2017-18	34.95	45.78
2018-19	37.15	48.66

## (ङ.) कोयला रिजेक्ट्स पर आधारित उत्पादन केन्द्र

वर्ष	ओ एंड एम व्यय (लाख रुपयों में/मेगावाट)
2014-15	29.10
2015-16	30.94
2016-17	32.88
2017-18	34.95
2018-19	37.15

(2) थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए जल प्रभार एवं पूंजी स्पेयर्स की अलग से अनुमति दी जाएगी:-

परंतु यह कि जल प्रभारों की अनुमति संयंत्र के प्रकार, कूलिंग जल प्रणाली के प्रकार आदि पर निर्भर जल खपत के आधार पर प्रज्ञावान जांच के अध्यक्षीन दी जाएगी। इस संबंध में विवरण याचिका के साथ प्रस्तुत किया जाएगा:

परंतु यह कि उत्पादन केन्द्र दुईंग अप के समय खपत किए गए वास्तविक पूंजी स्पेयर्स का व्यौरा उसका व्यय करने के लिए समुचित औचित्य के साथ और इस प्रमाण के साथ प्रस्तुत करेगा कि उसका वित्तपोषण, क्षतिपूर्ति भत्ता या विशेष भत्ता से नहीं किया गया है या उसका दावा अतिरिक्त पूंजीकरण या भंडार की खपत और स्पेयर्स और नवीकरण और आधुनिकीकरण के एक भाग के रूप में नहीं किया गया है।

## (3) हाइड्रो उत्पादन केन्द्र

(क) उन हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों के लिए जो दिनांक 01.04.2014 को पिछले तीन या उससे अधिक वर्षों से प्रचालनात्मक है, निम्नलिखित प्रचालन एवं अनुरक्षण मानक लागू होंगे:-

(लाख रुपयों में)						
क्र.सं.	केन्द्र का नाम	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
क. एनएचपीसी						
1	वैरासूल	8696.25	9274.03	9890.19	10547.30	11248.06
2	लोकटक	9673.64	10316.36	11001.78	11732.74	12512.26
3	सलाल	14429.58	15388.29	16410.68	17501.01	18663.78

4	टनकपुर	7101.62	7573.45	8076.63	8613.24	9185.51
5	चमेरा-1	10664.95	11373.53	12129.19	12935.05	13794.46
6	उरी	7419.40	7912.34	8438.04	8998.66	9596.54
7	रंगित	4576.46	4880.52	5204.78	5550.58	5919.36
8	चमेरा-2	7256.54	7738.66	8252.82	8801.14	9385.89
9	धौलीगंगा	7181.89	7659.05	8167.92	8710.59	9289.33
10	दुलहस्ती	13746.97	14660.32	15634.36	16673.10	17780.86
11	तीस्ता-5	8297.32	8848.59	9436.50	10063.46	10732.07
12	सेवा-2	6157.56	6566.67	7002.96	7468.24	7964.43

<b>घ. एनएचडीसी</b>						
1	इंदिरा सागर	8607.73	9179.63	9789.52	10439.94	11133.57
2	ओकरेश्वर	4515.31	4815.30	5135.23	5476.42	5840.27

<b>ङ. एनईईपीसीओ</b>						
1	कोपिली-1	6132.72	6540.18	6974.71	7438.11	7932.3
2	रंगानदी	7033.08	7500.36	7998.68	8530.12	9096.86
3	डोयांग	3900.10	4159.22	4435.56	4730.26	5044.54
4	खाडोंग	1233.87	1317.89	1405.45	1498.82	1598.41
5	कोपिली-2	321.00	342.33	365.07	389.32	415.19

<b>च. डीवीसी</b>						
1	पंचेत	1546.42	1649.17	1758.74	1875.59	2000.20
2	तिलईया	698.99	745.43	794.95	847.77	904.10
3	मैथान	1914.46	2041.66	2177.31	2321.97	2476.24

(ख) सतलज जल विद्युत निगम लिमिटेड (एसजेवीएनएल) और टिहरी विकास कांफरिशन लिमिटेड (टीएचडीसी) हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों के लिए ओएंडएम व्यय निम्नलिखित क्रियापद्धति के अनुरूप अनुमोदित किए जाएंगे:

i. प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय वर्ष 2008-09 से 2012-13 के लिए वास्तविक प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय के आधार पर व्युत्पादित किए जाएंगे जो आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के पश्चात लेखा परीक्षित तुलन पत्र, असाधारण प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय, यदि कोई हों, का अपवर्जन करके, पर आधारित होंगे।

ii. वर्ष 2008-09 से वर्ष 2012-13 के लिए प्रज्ञावान जांच के पश्चात सामान्यीकृत प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय में, वर्ष 2012-13 के कीमत स्तर पर सामान्यीकृत प्रचालन और अनुरक्षण व्यय पर पहुंचने के लिए 6.04 प्रतिशत की दर की वृद्धि की जाएगी और तब वर्ष 2008-09 से 2012-13 के लिए सामान्यीकृत औसत प्रचालन एवं अनुरक्षण व्ययों को वर्ष 2012-13 के कीमत स्तर पर लाने के लिए उनका औसत निकाला जाएगा। वर्ष 2012-13 के कीमत स्तर पर औसत सामान्यीकृत प्रचालन एवं अनुरक्षण व्ययों को वर्ष 2013-14 के लिए प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय के स्तर पर पहुंचने के लिए उनमें 6.04 प्रतिशत की दर से वृद्धि की जाएगी और फिर उसके पश्चात वित्त वर्ष 2014-15 से वित्त वर्ष 2018-

19 की अवधि के लिए प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय पर पहुंचने के लिए 6.64 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से वृद्धि की जाएगी।

(ग) ऐसे हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों की दशा में, जो 1.4.2014 को तीन वर्ष की अवधि के लिए वाणिज्यिक प्रचालन में नहीं हैं, वहां वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष के लिए प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चों को मूल परियोजना लागत के (पुनर्वास तथा पुनर्व्यवस्थापन संकर्मों की लागत को छोड़कर) 2 प्रतिशत पर नियत किया जाएगा। इसके अतिरिक्त ऐसे मामले में वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष में अनुरक्षण एवं प्रचालन व्यय में वर्ष 2013-14 तक 6.04 प्रतिशत की दर से प्रति वर्ष वृद्धि की जाएगी तथा फिर 2013-14 की कीमत स्तर पर ओएंडएम खर्चों को तय करने के लिए औसत निकाला जाएगा। तत्पश्चात्, उसमें टैरिफ अवधि के आने वाले वर्षों में प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चों का निर्धारण करने के लिए 6.64% प्रति वर्ष की दर से वृद्धि की जाएगी।

(घ) 1.4.2014 को या उसके पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों की दशा में प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चों को 200 मेगावाट से कम की परियोजनाओं और 200 मेगावाट से अधिक के केन्द्रों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष के लिए मूल परियोजना लागत (पुनर्वास तथा पुनर्व्यवस्थापन संकर्मों को छोड़कर) क्रमशः 4 प्रतिशत और 2.5 प्रतिशत पर नियत किया जाएगा तथा पश्चात्वर्ती के लिए 6.64 प्रतिशत प्रतिवर्ष की वार्षिक वृद्धि के अधीन होगी।

### (3) पारेषण प्रणाली

(क) पारेषण प्रणाली के लिए निम्नलिखित मानकीय प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चों के लिए संनियम निम्नानुसार होंगे:

उपकेन्द्र के लिए संनियम (रुपए लाख/प्रति बे में)	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
765 केवी	84.42	87.22	90.12	93.11	96.20
400 केवी	60.30	62.30	64.37	66.51	68.71
220 केवी	42.21	43.61	45.06	46.55	48.10
132 केवी तथा उससे निम्न	30.15	31.15	32.18	33.25	34.36
400 केवी गैस इन्सुलेटेड उपकेन्द्र	51.54	53.25	55.02	56.84	58.73
<b>एसी तथा एचवीडीसी के लिए संनियम (रुपए लाख प्रति केएम)</b>					
एकल सर्किट (छह या उससे अधिक उप-कंडेक्टरों के साथ बंडलड कंडेक्टर)	0.707	0.731	0.755	0.780	0.806
एकल सर्किट (चार सब-कंडेक्टरों के साथ बंडलड कंडेक्टर)	0.606	0.627	0.647	0.669	0.691
एकल सर्किट (दोहरे या तिहरे कंडेक्टर)	0.404	0.418	0.432	0.446	0.461

एकल सर्किट (एकल कंडेक्टर)	0.202	0.209	0.216	0.223	0.230
दोहरा सर्किट (चार या अधिक उप कंडेक्टर युक्त बंडलड कंडेक्टर)	1.062	1.097	1.133	1.171	1.210
दोहरा सर्किट (दोहरे या तिहरे कंडेक्टर)	0.707	0.731	0.755	0.780	0.806
दोहरा परिपथ (एकल कंडेक्टर)	0.303	0.313	0.324	0.334	0.346
बहु परिपथ (चार या अधिक उप कंडेक्टर युक्त बंडलड कंडेक्टर)	1.863	1.925	1.989	2.055	2.123
बहु परिपथ (दोहरे और तिहरे कंडेक्टर)	1.240	1.282	1.324	1.368	1.413

### एचवीडीसी स्टेशन के लिए संनियम

एचवीडीसी बैक-2 बैक स्टेशन (500 मेगावाट प्रति लाख रुपए)	578	627	679	736	797
रिहंद-दादरी एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम (रुपए लाख)	1511	1637	1774	1922	2082
तलचर-कोलार एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम (रुपए लाख)	1173	1271	1378	1493	1617
बलिया-भिवानी एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम (लाख रुपये)	1537	1666	1805	1955	2119

परंतु यह कि नई एचवीडीसी द्वि-पोल स्कीम के लिए किसी विशिष्ट वर्ष हेतु प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय की अनुमति संबंधित वर्ष के लिए 2000 मेगावाट, तलचर-कोलार एचवीडीसी द्वि-पोल स्कीम के लिए प्रचालन एवं अनुरक्षण के मानकीय दर के समानुपातिक आधार पर दी जाएगी।

परंतु यह और कि एचवीडीसी बाई पोल लाइन के लिए ओ एंड एम व्यय संनियम एकल परिपथ क्वेड एसीलाइन के रूप में माने जाएंगे।

(ख) पारेषण प्रणाली के लिए कुल अनुज्ञेय प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय की संगणना बेज की संख्या तथा किमी. में लाइन की लम्बाई का गुणन करके प्रति क्रमा: बे और प्रति किमी. प्रचालन एवं अनुरक्षण व्ययों के लिए लागू संनियमों के अनुसार दी जाएगी।

(ग) संचार प्रणाली जो अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली का भाग हो, का प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय वर्ष 2008-09 से

2012-13 की अवधि के लिए संपरीक्षित लेखाओं के आधार पर वास्तविक ओ एंड एम व्यय आधार पर प्राप्त किया जाएगा। वित्त वर्ष 2012-13 और 2013-14 के लिए आधार वर्ष व्यय की संभावना करने के लिए वर्ष 2008-09 से वर्ष 2012-13 के लिए सामान्यीकृत ओ एंड एम व्ययों में प्रज्ञावान जांच के पश्चात् 3.02 प्रतिशत की दर से वृद्धि की जाएगी और वर्ष 2014-15 से 3.32 प्रतिशत की दर से वृद्धि की जाएगी।

### अध्याय-7

#### क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों की संगणना

#### 30. थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभार की संगणना तथा संदाय

(1) थर्मल उत्पादन केन्द्र 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 केन्द्र के लिए संदेय कुल क्षमता प्रभार को उत्पादन केन्द्र की क्षमता में उनकी अपनी-अपनी प्रतिशतता अंश/आबंटन के अनुसार फायदाग्राहियों विभाजित किया जाएगा।

(2) कलेंडर मास के लिए थर्मल उत्पादन केन्द्र को संदेय क्षमता प्रभार की संगणना निम्नलिखित सूत्रों के अनुसार की जाएगी:

$सीसी_1 = ((एफसी/12)(पीएफ_1/एनएपीएफ)); (एफसी/12)$  की अधिकतम सीमा के अध्यधीन

$सीसी_2 = ((एफसी/6)(पीएफ_2/एनएपीएफ)); (एफसी/6) - (सीसी_1)$  की अधिकतम सीमा के अध्यधीन

$सीसी_3 = ((एफसी/4)(पीएफ_3/एनएपीएफ)); (एफसी/4) - (सीसी_1 + सीसी_2)$  की अधिकतम सीमा के अध्यधीन

$सीसी_4 = ((एफसी/3)(पीएफ_4/एनएपीएफ)); (एफसी/3) - (सीसी_1 + सीसी_2 + सीसी_3)$  की अधिकतम सीमा के अध्यधीन

$सीसी_5 = ((एफसी \times 5/12)(पीएफ_5/एनएपीएफ)); (एफसी \times 5/12) - (सीसी_1 + सीसी_2 + सीसी_3 + सीसी_4)$  की अधिकतम सीमा के अध्यधीन

$सीसी_6 = ((एफसी/2)(पीएफ_6/एनएपीएफ)); (एफसी/2) - (सीसी_1 + सीसी_2 + सीसी_3 + सीसी_4 + सीसी_5)$  की अधिकतम सीमा के अध्यधीन

$सीसी_7 = ((एफसी \times 7/12)(पीएफ_7/एनएपीएफ)); (एफसी \times 7/12) - (सीसी_1 + सीसी_2 + सीसी_3 + सीसी_4 + सीसी_5 + सीसी_6)$  की अधिकतम सीमा के अध्यधीन

$सीसी_8 = ((एफसी \times 2/3)(पीएफ_8/एनएपीएफ)); (एफसी \times 2/3) - (सीसी_1 + सीसी_2 + सीसी_3 + सीसी_4 + सीसी_5 + सीसी_6 + सीसी_7)$  की अधिकतम सीमा के अध्यधीन

$सीसी_9 = (एफसी \times 3/4)(पीएफ_9/एनएपीएफ); (एफसी \times 3/4) - (सीसी_1 + सीसी_2 + सीसी_3 + सीसी_4 + सीसी_5 + सीसी_6 + सीसी_7 + सीसी_8)$  की अधिकतम सीमा के अध्यधीन

$सीसी_{10} = ((एफसी \times 5/6)(पीएफ_{10}/एनएपीएफ)); (एफसी \times 5/6) - (सीसी_1 + सीसी_2 + सीसी_3 + सीसी_4 +$

$सीसी_5 + सीसी_6 + सीसी_7 + सीसी_8 + सीसी_9))$  की अधिकतम सीमा के अध्यधीन

$सीसी_{11} = ((एफसी \times 11/12)(पीएफ_{11}/एनएपीएफ)); (एफसी \times 11/12) - (सीसी_1 + सीसी_2 + सीसी_3 + सीसी_4 + सीसी_5 + सीसी_6 + सीसी_7 + सीसी_8 + सीसी_9 + सीसी_{10})$  की अधिकतम सीमा के अध्यधीन

$सीसी_{12} = ((एफसी)(पीएफ_{वाई}/एनएपीएफ)); (एफसी) - (सीसी_1 + सीसी_2 + सीसी_3 + सीसी_4 + सीसी_5 + सीसी_6 + सीसी_7 + सीसी_8 + सीसी_9 + सीसी_{10} + सीसी_{11})$  की अधिकतम सीमा के अध्यधीन

परंतु यह कि, यथास्थिति, उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई या पारेषण प्रणाली या उसके किसी अल्पघटक के मामले में नवीनकरण एवं आधुनिकीकरण के कारण बंद होने की स्थिति में उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञतिधारी को एफसी के एक भाग की वसूली करने की अनुमति होगी जिसमें ओएंडएम व्यय तथा केवल ऋण पर व्याज शामिल होगा।

जहां,

एफसी = वर्ष के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक नियत लागत, रूप में

एनएपीएफ = प्रतिशतता में मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक

पीएफ<sub>एन</sub> = किसी मास के अंत तक प्राप्त संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

पीएफ<sub>वाई</sub> = वर्ष के दौरान प्राप्त प्रतिशत संयंत्र उपलब्धता कारक

सीसी<sub>1</sub>, सीसी<sub>2</sub>, सीसी<sub>3</sub>, सीसी<sub>4</sub>, सीसी<sub>5</sub>, सीसी<sub>6</sub>, सीसी<sub>7</sub>, सीसी<sub>8</sub>, सीसी<sub>9</sub>, सीसी<sub>10</sub>, सीसी<sub>11</sub> और सीसी<sub>12</sub>

क्रमशः 1वें, 2वें, 3वें, 4वें, 5वें, 6वें, 7वें, 8वें, 9वें, 10वें, 11वें और 12वें मास के क्षमता प्रभार हैं।

(3) किसी विशिष्ट मास के अंत तक के लिए पीएफएम और पीएफवाई की संगणना निम्नलिखित सूत्र के अनुसार की जाएगी:

एन

पीएफएम या पीएफवाई =  $10000 \times \Sigma \text{डीसी}_i / \{ \text{एन} \times \text{आईसी} \times (100 - \text{एयूएक्स}) \} \%$

आई = 1

जहां,

एयूएक्स = प्रतिशतता में मानकीय सहायक ऊर्जा खपत

डीसी<sub>आई</sub> = दिन के समाप्त होने पर संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा यथा प्रमाणित यथास्थिति, अवधि के आई दिन के लिए अर्थात् मास या वर्ष जैसा कि दिन समाप्त होने पर संबंधित भार डिस्पैच केन्द्र द्वारा यथा प्रमाणित औसत क्षमता (एक्स बस मेगावाट में)

आईसी = उत्पादन केन्द्र की संस्थापित क्षमता (मेगावाट में)

एन = अवधि के दौरान दिनों की संख्या

टिप्पण: डीसीआई तथा आईसी को उन उत्पादन केन्द्रों 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) प्रोत्साहन: किसी उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई के लिए प्रोत्साहन, विनियम 36(ख) में यथाविनिर्दिष्ट मानकीय वार्षिक संयंत्र लोड कारक (एनएपीएलएफ) के समनुरूपी एक्स-बस ऊर्जा से अधिक अनुसूचित उत्पादन के समनुरूपी एक्स बस समनुरूपी अनुसूचित ऊर्जा के लिए 50 पैसा/केडब्ल्यूएच की फ्लैट दर से संदेय होगा।

(5) ऊर्जा प्रभार में प्राथमिक एवं द्वितीयक ईंधन लागत और चूना पत्थर खपत लागत (जहां लागू हो) शामिल होगी और यह प्रत्येक फायदाग्राही द्वारा, एक्स पावर प्लांट आधार पर कैलेंडर मास के दौरान ऐसे फायदाग्राही को आपूरित कुल अनुसूचित ऊर्जा के लिए उस माह के ऊर्जा प्रभार दर पर (ईंधन एवं चूना पत्थर कीमत समायोजन सहित) संदेय होगी। किसी मास के लिए उत्पादन कंपनी को संदेय कुल ऊर्जा प्रभार निम्नलिखित होगा:-

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

(6) एक्स पावर संयंत्र के आधार पर रुपए प्रति केडब्ल्यूएच में ऊर्जा प्रभार दर (ईसीआर) निम्नलिखित सूत्र के अनुसार तीन दशमलव स्थानों तक अवधारित की जाएगी:

(क) कोयला आधारित तथा लिग्नाइट आधारित केन्द्रों के लिए

ईसीआर = [(जीएचआर-एसएफसी x सीवीएसएफ) x एलपीपीएफ/सीवीपीएफ + एसएफसी x एलपीएसएफ<sub>आई</sub> + एलसी x एलपीएल] x 100 / (100 - एयूएक्स)

(ख) गैस तथा तरल ईंधन आधारित केन्द्रों के लिए

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

जहां,

एयूएक्स = प्रतिशतता में मानकीय सहायक ऊर्जा खपत।

सीवीपीएफ = (क) कोयला आधारित केन्द्रों के लिए, केसीएल प्रति किग्रा में, यथा प्राप्त कोयले का भारित औसत सकल कैलोरिफिक मूल्य

(ख) लिग्नाइट, गैस और द्रव ईंधन आधारित केन्द्रों के लिए यथा लागू, केसीएल प्रतिक्रिया प्रति लीटर या प्रति घन मीटर में यथा प्राप्त प्राथमिक ईंधन का भारित औसत सकल कैलोरिफिक मूल्य।

(ग) विभिन्न स्रोतों से ईंधन के सम्मिश्रण के मामले में भारित औसत सकल कैलोरिफिक मूल्य प्राथमिक ईंधन के लिए, निर्धारण, सम्मिश्रण अनुपात के समानुपात में किया जाएगा।

सीवीएसएफ = द्वितीयक ईंधन का कैलोरिफिक मूल्य, केसीएल प्रति एमएल में

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

जीएचआर = कुल केन्द्र हीट दर, प्रति केडब्ल्यूएच के सीएल में

एलसी = मानकीय चूना पत्थर खपत केजी प्रति के केडब्ल्यूएच में

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

एलपीपीएफ = माह के दौरान यथा लागू रुपये प्रति किग्रा, प्रति लीटर या प्रति स्टैंडर्ड क्यूबिक मीटर में प्राथमिक ईंधन की भारित औसत उतराई कीमत। (विभिन्न स्रोतों से ईंधन के सम्मिश्रण के मामले में प्राथमिक ईंधन का भारित औसत अवसारित कीमत का निर्धारण सम्मिश्रण अनुपात में किया जाएगा)।

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

एलपीएसएफआई = माह के दौरान द्वितीयक ईंधन की भारित औसत उतराई कीमत रुपये/मिलीलीटर में:

परंतु यह कि गैस/तरल ईंधन आधारित केन्द्र के लिए ऊर्जा प्रभार दर का समायोजन संबंधित क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य सचिव द्वारा उस माह के ओपन साइकल प्रचालन के प्रमाणन के आधार पर ओपन साइकिल प्रचालन के लिए किया जाएगा।

(7) उत्पादन कंपनी उत्पादन केन्द्र के फायदाग्राहियों को जीसीवी पैरामीटरों और ईंधन अर्थात् घरेलू कोयला, आयातित कोयला, ई-नीलामी कोयला, लिग्नाइट, प्राकृतिक गैस, आरएलएजी, तरल ईंधन आदि की कीमत का व्यौरा इन विनियमों के परिशिष्ट-1 में विहित उपाबंध के अनुरूप प्रदान करेगी:

परंतु यह कि आयातित कोयले का घरेलू कोयले के साथ सम्मिश्रण अनुपात, ई-नीलामी कोयले का अनुपात और यथा प्राप्त ईंधनों की भारित औसत जीसीवी का विवरण भी संबंधित माह के बिलों के साथ अलग से प्रदान कराया जाएगा।

परंतु यह और कि जीसीवी पैरामीटरों और ईंधन अर्थात् घरेलू कोयला, आयातित कोयला, ई-नीलामी कोयला, लिग्नाइट, प्राकृतिक गैस, आरएलएजी, तरल ईंधन आदि की कीमत, आयातित कोयले का घरेलू कोयले में किए गए सम्मिश्रण, ई-नीलामी कोयले का अनुपात आदि का विवरण और बिलों की प्रतियां उत्पादन कंपनी की वेबसाइट पर प्रदर्शित की जाएगी। वेबसाइट पर यह विवरण तीन मास की अवधि के लिए मासिक आधार पर उपलब्ध होना चाहिए।

(8) मास के लिए ईंधन की भूकृत 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 ऊर्जा प्रभार की संगणना के प्रयोजार्थ और 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:

पिटहैड उत्पादन केन्द्र : 0.2%

गैर-पिटहैड उत्पादन केंद्र : 0.8%

परंतु यह कि पिटहैड केन्द्र के मामले में यदि कोयले का लिग्नाइट का उपापन पिट हैड खान के अलावा किसी अन्य स्रोत से किया जाता है और उसका परिवहन रेल से केन्द्र तक किया जाता है तो 0.8% मार्गस्थ क्षति लागू होगी:

परंतु यह और कि आयातित कोयले के मामले में 0.2% मार्गस्थ एवं हैंडलिंग क्षति होगी।

(9) चूना पत्थर की भूकृत कीमत उत्पादन केन्द्र के लिए चूना पत्थर की उपापत्त कीमत के आधार पर रायल्टी को शामिल करके यथा लागू कर तथा शुल्क तथा मास के लिए परिवहन लागत के आधार पर ली जाएगी।

(10) कोयला आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्रों द्वारा उत्पादन कंपनी और फायदाग्राहियों के बीच ईंधन की कमी के कारण संविदाकृत विद्युत की आपूर्ति या सम्मिश्रण के द्वारा किफायती प्रचालन का इष्टतमीकरण के लिए विद्युत क्रय करार में सहमत ईंधन आपूर्ति के वैकल्पिक स्रोत के आंशिक या पूर्ण प्रयोग के मामले में उत्पादन केन्द्रों को वैकल्पिक स्रोत से ईंधन आपूर्ति का प्रयोग करने की अनुमति दी जाएगी:

परंतु यह कि ऐसे मामले में, जब तक कि विद्युत क्रय करार में अन्यथा विशेष रूप से सहमति न हो तब तक फायदाग्राहियों से पूर्वानुमति प्राप्त करने की कोई पूर्व शर्त नहीं होगी;

परंतु यह और कि ईंधन के वैकल्पिक स्रोत के प्रयोग की भारत औसत कीमत इस विनियम के खंड (11) के अनुरूप संगणित ईंधन की आधार कीमत के 30 प्रतिशत से अधिक नहीं होगी।

परंतु यह भी कि जहां ईंधन के वैकल्पिक स्रोत सहित ईंधन के प्रयोग की भारत औसत कीमत पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर उस वर्ष के लिए आयोग द्वारा यथानुमोदित आधारभूत ऊर्जा प्रभार दर से 30 प्रतिशत अधिक है या ईंधन के वैकल्पिक प्रयोग सहित प्रयोग किए गए ईंधन की भारत औसत कीमत पिछले मास के लिए ईंधन कीमत से 20 प्रतिशत अधिक हो, इनमें से जो भी कम हो, वहां फायदाग्राहियों से अग्रिम रूप से तीन दिनों से अनधिक अवधि में पूर्व परामर्श लिया जाएगा।

(11) आयोग प्रत्येक उत्पादन केन्द्र के लिए जारी किए जाने वाले विशिष्ट टैरिफ आदेश के जरिए टैरिफ अवधि की शुरुआत में ऊर्जा प्रभार अनुमोदित करेगा। इस तरह अनुमोदित ऊर्जा प्रभार टैरिफ अवधि के प्रारंभ में आधारभूत ऊर्जा प्रभार होगा। पश्चातवर्ती वर्षों के लिए आधारभूत ऊर्जा प्रभार आयोग द्वारा प्रतिस्पर्धात्मक बोली दिशानिर्देशों के अंतर्गत समय-समय पर यथा अधिसूचित वृद्धि दर द्वारा अनुमोदित आधारभूत ऊर्जा प्रभार दर में वृद्धि करके संगणित किया जाएगा।

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

### 31. हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों के लिए क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार की संगणना तथा संदाय

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

परंतु यह कि उत्पादन केन्द्र की पहली यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तथा उत्पादन केन्द्र 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 केन्द्र के लिए पूरा होने की लागत के अद्यतन प्राक्कलन के आधार पर अनंतिम रूप से निकाला जाएगा।

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

एफसी $\times$ 0.5 $\times$ एनडीएम/एनडीवाई $\times$ (पीएफएम/एनएपीएफ) (रुपए में)

जहां,

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

एनएपीएफ = प्रतिशतता में मानकीय संयंत्र उपलब्धता कारक

एनडीएम = मास में दिनों की संख्या

एनडीवाई = वर्ष में दिनों की संख्या

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

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

एन

$$\text{पीएफएम} = 10000 \times \frac{\sum \text{डीसी}_{\text{आई}}}{\{\text{एन} \times \text{आईसी} \times (100 - \text{एयूएक्स})\} \%}$$

आई=1

जहां,

एयूएक्स = प्रतिशतता में मानकीय सहायक ऊर्जा खपत

डीसी<sub>आई</sub> = दिन की समाप्ति के पश्चात् नोडल भार प्रेषण केन्द्र द्वारा यथा प्रमाणित उस मास के आई वे दिन के लिए घोषित क्षमता (एक्स-बस मेगावाट में) जिसमें केन्द्र कम से कम तीन (3) घंटे के लिए परिदान कर सकता है।

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

एन = मास में दिनों की संख्या

(4) ऊर्जा प्रभार संगणित ऊर्जा प्रभार दर पर एक्स विद्युत 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) × [(केडब्ल्यूएच में मास के लिए अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस) × (100-एफईएचएस)/100]

(5) हाइड्रो उत्पादन केन्द्र 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 दशमलव के तीन स्थानों तक अवधारित की जाएगी:-

$$\text{ईसीआर} = \frac{\text{एफसी} \times 0.5 \times 10}{\{ \text{डीई} \times (100 - \text{एयूएक्स}) \times (100 - \text{एफईएचएस}) \}}$$

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

एफईएचएस= विनियम 42 में यथापरिभाषित, प्रतिशत में गृह राज्य को निःशुल्क ऊर्जा

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

(क) यदि उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से दस वर्ष के भीतर ऊर्जा में कमी आती है, तो ऊर्जा में कमी वाले 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 वाले वर्ष के दौरान उत्पादित ऊर्जा के बराबर माना जाएगा:

परंतु यह कि यदि किसी हाइड्रो उत्पादन केन्द्र का वास्तविक उत्पादन डिजाइन ऊर्जा से जल विज्ञान कारक के कारण से लगातार 4 वर्षों की अवधि से कम है तो उत्पादन केन्द्र उस केन्द्र की डिजाइन ऊर्जा में संशोधन करने के लिए सुसंगत जलविज्ञान आंकड़ों सहित सीईए से संपर्क करेगा और ऐसे मामले में इस विनियम के अंतर्गत प्रावधान उस हाइड्रो उत्पादन केन्द्र पर लागू नहीं होंगे।

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

### स्पष्टीकरण

माना केन्द्र के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक ऊर्जा डीई एमडब्ल्यूएच है और संबंधित (पहले) वर्ष तथा आगामी (दूसरे) वित्तीय वर्ष के दौरान उत्पादित वास्तविक ऊर्जा क्रमशः ए<sup>1</sup> तथा ए<sup>2</sup> एमडब्ल्यू है, ए<sup>1</sup> तथा ए<sup>2</sup> 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<sup>1</sup>+ ए<sup>2</sup>-डीई)/एमडब्ल्यूएच के रूप में संतुलित किया जाएगा।

(ग) उत्पादित वास्तविक ऊर्जा (अर्थात् ए<sup>1</sup> तथा ए<sup>2</sup>) को 100/(100-एयूएक्स) द्वारा केन्द्र से भेजी गई कुल मीटरित ऊर्जा को गुणांकित करके तय किया जाएगा।

(7) यदि इस विनियम के खंड (5) में यथा संगणित हाइड्रो उत्पादन केन्द्र के लिए ऊर्जा प्रभार दर (ईसीआर), अस्सी पैसे प्रति केडब्ल्यूएच से अधिक होती है, तथा वर्ष में वास्तविक विक्री योग्य ऊर्जा [डीई × (100-एयूएक्स) × (100-एफईएचएस)/10000] 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) जम्मू एवं कश्मीर में स्थित हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों के मामले में जम्मू एवं कश्मीर जल संसाधन (विनियमन एवं प्रबंधन) अधिनियम, 2010 के अंतर्गत राज्य जल संसाधन विकास प्राधिकरण को जल प्रयोग प्रभारों के लिए किये गए किसी भुगतान के लिए किया गया कोई व्यय उत्पादन केन्द्रों द्वारा विद्युत की आपूर्ति के अनुपात में अतिरिक्त ऊर्जा प्रभार के रूप में फायदाग्राहियों द्वारा संदेय होगा:

परंतु यह कि इस खंड के उपबंध माननीय जम्मू एवं कश्मीर उच्च न्यायालय में दायर ओडब्ल्यूपी संख्या 604/2011 के निर्णय के अध्यक्षीन होंगे और उच्च न्यायालय के निर्णयानुसार इसमें संशोधन किया जा सकेगा।

### 32. पंपित स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन केन्द्र

(1) हाइड्रो उत्पादन केन्द्र की नियत लागत की संगणना इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट संनियमों के आधार पर, वार्षिक आधार पर की जाएगी तथा उसकी क्षमता प्रभार

(प्रोत्साहन को छोड़कर) तथा ऊर्जा प्रभार के अधीन मासिक आधार पर वसूली जाएगी, जो उत्पादन केन्द्र की विक्री योग्य क्षमता में उनके अपने-अपने आवंटन के अनुपात में फायदाग्राहियों द्वारा विक्रय योग्य क्षमता में संदेय होंगे अर्थात् गृह राज्य को निःशुल्क ऊर्जा को छोड़कर क्षमता में:

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

(2) कैलेण्डर मास के लिए पंपित हाइड्रो उत्पादन केन्द्र को संदेय क्षमता प्रभार निम्नलिखित रूप में होगा:

यदि मास के दौरान वास्तविक उत्पादन उक्त मास के दौरान केन्द्र द्वारा खपत की गई पम्पिंग ऊर्जा का  $\geq 75\%$  है तो (एफसी × एनडीएम/एनडीवाई) (रुपयों में) होगा

यदि माह के दौरान वास्तविक उत्पादन उक्त मास के दौरान केन्द्र द्वारा खपत की गई पम्पिंग ऊर्जा का  $\leq 75\%$  है तो {(एफसी × एनडीएम/एनडीवाई) × (व्यवस्ततम समय में माह के दौरान वास्तविक ऊर्जा उत्पादन/केन्द्र द्वारा मास के



दौरान खपत की गई पम्पिंग ऊर्जा का 75%(रुपयों में)) होगी

जहां

एएफसी = वर्ष के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक नियत लागत रूपयों में

एनडीएम = माह में दिनों की संख्या

एनडीवाई = वर्ष में दिनों की संख्या

परंतु यह कि वर्ष की समाप्ति पर वर्ष के दौरान केन्द्र द्वारा खपत की गई वास्तविक पम्पिंग ऊर्जा और वास्तविक उत्पादन के आधार पर किया जाएगा।

(3) प्रत्येक फायदाग्राही द्वारा, डिजाइन ऊर्जा से फायदाग्राही को अधिक आपूर्ति कुल अनुसूचित ऊर्जा जमा निचले तल के जलाशय से उच्च तल के जलाशय में जल पम्पिंग करने में प्रयोग की गई ऊर्जा का 75% का ऊर्जा प्रभार 20 पैसा प्रति के डब्ल्यूएच की औसत ऊर्जा प्रभार दर के बराबर फ्लैट दर पर, मुक्त ऊर्जा, यदि कोई हो, को छोड़कर, कैलेण्डर मास के दौरान, एक्स पावर प्लांट आधार पर संदेय होगा।

(4) उत्पादन कंपनी को किसी मास के लिए संदेय ऊर्जा प्रभार निम्नलिखित होगा:

=  $0.20 \times \{ \text{मास के लिए केडब्ल्यूएच में अनुसूचित ऊर्जा (एक्स बस) - (मास के लिए डिजाइन ऊर्जा + निचले तल के जलाशय से उच्च तल के जलाशय में जल पम्पिंग करने में उपयोग की गई ऊर्जा का 75\%)} \} \times (100 - \text{एफईएचएस} / 100)$   
जहां,

डीईएम = हाइड्रो उत्पादन केन्द्र के लिए एमडब्ल्यूएच में विनिर्दिष्ट, अधोलिखित उपबंधों के अध्यधीन, मास के लिए डिजाइन ऊर्जा।

एफईएचएस = गृह राज्य के लिए मुफ्त ऊर्जा, प्रतिशत में, विनियम 42 में यथापरिभाषित

परंतु यह कि यदि किसी मास में अनुसूचित ऊर्जा उस मास के लिए डिजाइन ऊर्जा तथा जमा मास में निचले तल के जलाशय से ऊर्जा पर स्थित जलाशय में जल पम्पिंग करने में उपयोग की गई ऊर्जा का 75 प्रतिशत से कम है तो फायदाग्राहियों द्वारा संदेय ऊर्जा प्रभार शून्य होगा।

(5) उत्पादन कंपनी ऊपरी जलाशय में प्राकृतिक जल के दैनिक अंतःप्रवाह और ऊपरी जलाशय के जलाशय स्तर का प्रतिघंटा आधार पर रिकार्ड रखेगी। उत्पादक से यह अपेक्षा की जाएगी कि वह जल के प्राकृतिक प्रवाह सहित उपलब्ध जल से आपूर्ति को व्यस्ततम समय में अधिकतम बनाए रखे। यदि यह सिद्ध हो जाता है कि यह उत्पादक जानबूझकर या अन्यथा बिना किसी वैध कारण के व्यस्ततम अवधि के दौरान नीचे की ओर स्थित जलाशय से ऊंचाई पर स्थित जलाशय में जल पम्पिंग नहीं करता है या अपनी क्षमता के अनुसार विद्युत उत्पादन नहीं करता है या जल के प्राकृतिक प्रवाह का दुरुपयोग करता है तो उस दिन के क्षमता प्रभार फायदाग्राहियों द्वारा संदेय नहीं होंगे। इस प्रयोजन के लिए, इकाई (इकाइयों)/केन्द्र का, सुनियोजित आउटेज सहित, रुकना और वर्ष में 15 प्रतिशत तक बलात् आउटेज रहने को कम व्यस्त समय में निचले स्तर के जलाशय से ऊंचाई पर स्थित जलाशय का जल पम्प न करना या पंपित जल का या जल के प्राकृतिक प्रवाह का प्रयोग करके विद्युत उत्पादन न करने का वैध कारण माना जाएगा:

परंतु यह कि वर्ष के दौरान वसूल किए गए कुल क्षमता प्रभारों का यदि वर्ष में मशीन खराब रहने की घटना 15 प्रतिशत से अधिक होती है तो निम्नलिखित ढंग से समानुपातिक आधार पर समायोजन किया जाएगा:

(एसीसी)एडीजे = (एसीसी)आर  $\times (100 - \text{एटीओ}) / 85$

जहां,

(एसीसी)एडीजे-समायोजित वार्षिक क्षमता प्रभार

(एसीसी)आर-वसूल किए गए वार्षिक क्षमता प्रभार

एटीओ-वर्ष में कुल आउटेज प्रतिशत में, जिसमें बलात् और सुनियोजित आउटेज शामिल है।

परंतु यह कि उत्पादन केन्द्र को अपनी दैनिक मशीन उपलब्धता आने वाले सभी दिनों के लिए ग्रीड संहिता की अनुसूचीकरण प्रक्रिया के अनुसार एक दिन पहले घोषित करना अपेक्षित होगा।

(6) उपलब्ध होने वाली घेषित सारी ऊर्जा के अनुकूलतम उपयोग के लिए संबंधित भार प्रेषण केन्द्र, फायदाग्राहियों के परामर्श से, हाइड्रो इलैक्ट्रिक उत्पादन केन्द्रों के लिए अनुसूची को अंतिम रूप देगा जिसे सभी फायदाग्राहियों के लिए उत्पादन केन्द्र में उनके अपने-अपने आबंटनों के अनुपात में अनुसूचित किया जाएगा।

### 33. अंतर राज्यिक पारेषण प्रणाली के लिए पारेषण प्रभारों की संगणना तथा संदाय

(1) पारेषण प्रणाली या पारेषण प्रणाली का भाग बनने वाली संचार प्रणाली की नियत लागत की संगणना इन विनियमों में अंतर्विष्ट संनियमों के अनुसार वार्षिक आधार पर यथा समुचित संकलित, की जाएगी तथा प्रणाली के उन उपयोक्ताओं से पारेषण प्रभारों के रूप में मासिक आधार पर वसूली जाएगी जो विनियम 43 में विनिर्दिष्ट रीति से इन प्रभारों को आपस में बांटेंगे।

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

#### एसीप्रणाली के लिए

(क) टीएएफएम के लिए  $\leq 98\%$

एएफसी  $\times$  (एनडीएम/एडीवाई)  $\times$  (टीएएफएम/98%)

(ख) टीएएफएम के लिए:  $98\% < \text{टीएएफएम} < 98.5\%$

एएफसी  $\times$  (एनडीएम/एनडीवाई)  $\times$  (1)

(ग) टीएएफएम के लिए:  $98.5\% \leq \text{टीएएफएम} < 99.75\%$

एएफसी  $\times$  (एनडीएम/एनडीवाई)  $\times$  (टीएएफएम/98.5%)

(घ) टीएएफएम के लिए:  $\geq 99.75\%$

एएफसी  $\times$  (एनडीएम/एडीवाई)  $\times$  (99.75%/98.5%)

#### एचवीडीसी बाई पोल लिन्कड और एचवीडीसी बैक-टू बैक स्टेशनों के लिए

(क) टीएएफएम के लिए  $\leq 95\%$

एएफसी  $\times$  (एनडीएम/एनडीवाई)  $\times$  (टीएएफएम/95%)

(ख) टीएएफएम के लिए:  $95\% < \text{टीएएफएम} < 96\%$

एएफसीx (एनडीएम/एडीवाई) x(1)

(ग) टीएफएम के लिए:  $96\% \leq \text{टीएफएम} < 99.75\%$

एएफसीx (एनडीएम/एडीवाई) x(टीएफएम/96%)

(घ) टीएफएम के लिए:  $\geq 99.75\%$

एएफसीx (एनडीएम/एडीवाई) x(99.75%/96%)

जहां,

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

एनएटीएफ = मानकीय वार्षिक पारेषण उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

एनडीएम = मास में दिनों की संख्या

एनडीवाई = वर्ष में दिनों की संख्या

टीएफएम = मास के लिए पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक, प्रतिशत में, परिशिष्ट-3 के अनुसार संगणित।

(3) उस पारेषण प्रणाली के भाग के लिए पारेषण की संगणना दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों/डीआईसी द्वारा उनके अंश के अनुसार पृथक् रूप से की जाएगी जिसके पास विभिन्न एनएटीएफ है तथा उसके पश्चात् संकलित होगी।

**34. विचलन प्रभार:** (1) उत्पादन केन्द्रों के लिए वास्तविक शुद्ध अंतःक्षेपण तथा अनुसूचित शुद्ध अंतःक्षेपण के बीच सभी अंतर तथा फायदाग्राहियों के लिए वास्तविक शुद्ध निकासी तथा अनुसूचित शुद्ध निकासी के बीच होने वाले अंतरों को उनके अपने-अपने विचलन प्रभारों के रूप में माना जाएगा और इन विचलनों के लिए प्रभार को समय-समय पर यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग (विचलन निपटान तंत्र और संबंधित मामले) विनियम, 2014 या उसके पश्चवर्ती पुनः अधिनियमों द्वारा शासित किया जाएगा।

(2) प्रत्येक उत्पादन केन्द्र और लाभग्राहियों के वास्तविक शुद्ध विचलन को केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता (सीटीयू) द्वारा संस्थापित विशेष ऊर्जा मीटरों (एसईएस) के माध्यम से उसकी सीमा पर मीटरित किया जाएगा तथा संबंधित प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र द्वारा प्रत्येक 15 मिनट के समय ब्लॉक के लिए एमडब्ल्यूएच में संगणित किया जाएगा।

## अध्याय-8

### प्रचालन के संनियम

35. (1) उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा क्षमता प्रभार, ऊर्जा प्रभार, पारेषण प्रभार तथा प्रोत्साहन की वसूली विनियम 36 से 39 में विनिर्दिष्ट प्रचालनात्मक संनियमों की उपलब्धि के आधार पर होगी।

(2) आयोग ऐसे किसी भी उत्पादन केन्द्रों, जिसके लिए शिथिल संनियम बनाए गए हैं, के संबंध में विनियम 36 में विनिर्दिष्ट स्टेशन हीट रेट के संनियमों को स्वयं पुनरीक्षित कर सकेगा।

### थर्मल उत्पादन केन्द्र के लिए प्रचालन संनियम

36. नीचे दिए गए प्रचालन संनियम थर्मल उत्पादन केन्द्र को लागू होंगे:

**(क) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ)**

(क) खंड (ख),(ग),(घ) और (ड.) के सिवाय सभी थर्मल उत्पादन केन्द्र-85%

परंतु यह कि कोयले की कमी या उत्पादन केन्द्र द्वारा सतत आधार पर निश्चित कोयला आपूर्ति की अनुभव की गई अनिश्चितता को ध्यान में रखते हुए नियत प्रभारों की वसूली के लिए एनएपीएएफ 83 प्रतिशत होगा, जब तक कि उसकी समीक्षा न की जाए।

उपर्युक्त प्रावधानों की दिनांक 1.4.2014 से 3 वर्षों के पश्चात् वास्तविक फीड बैक आधार पर समीक्षा की जाएगी।

**(ख) नेवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लि. के निम्नलिखित लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन केन्द्र**

टीपीएस-1	72%
टीपीएस-2स्टेज-1 और 2	75%
टीपीएस-1(विस्तार)	80%

**(ग) दामोदर घाटी निगम (डीवीसी) के निम्नलिखित थर्मल उत्पादन केन्द्र**

बोकारो टीपीएस	75%
चंदरपुर टीपीएस	75%
दुर्गापुर टीपीएस	74%

**(घ) निपको के गैस आधारित निम्नलिखित थर्मल उत्पादन केन्द्र**

असम जीपीएस	72%
------------	-----

(ड.) सर्कुलेटरी फ्ल्यूडाइड बेड कंबस्टन (सीएफबीसी) प्रौद्योगिकी का उपयोग करने वाले लिग्नाइट चालित उत्पादन केन्द्र और कोयला वेस्टेज पर आधारित उत्पादन केन्द्र

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

**(ख) प्रोत्साहन के लिए मानकीय वार्षिक संयंत्र लोड फैक्टर (एनएपीएएफ)**

(क) खंड (ख),(ग) के अंतर्गत आने वाले थर्मल उत्पादन केन्द्रों को छोड़कर अन्य सभी थर्मल उत्पादन केन्द्र- 85%

**(ख) नेवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लि. के निम्नलिखित लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन केन्द्र**

टीपीएस-1	75%
टीपीएस-2स्टेज-1 और 2	80%
टीपीएस-1(विस्तार)	80%

**(ग) दामोदर घाटी निगम (डीवीसी) के निम्नलिखित थर्मल उत्पादन केन्द्र**

बोकारो टीपीएस	80%
चंदरपुर टीपीएस	80%
दुर्गापुर टीपीएस	80%

**(ग) सकल स्टेशन हीट रेट**

**(क) विद्यमान थर्मल उत्पादन केन्द्र**

(i) विद्यमान कोयला आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्र जो नीचे खंड (i) तथा (iii) के अंतर्गत सम्मिलित नहीं हैं

200/210/250 मेगावाट सेट	500 मेगावाट सेट (उप जटिल)
2450केसीएएल/केडब्ल्यूएच	2375 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 40 केसीएएल/ केडब्ल्यूएच निम्न होगा।

**टिप्पण- 2**

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

(ii) एनटीपीसी लि. के निम्नलिखित थर्मल उत्पादन केन्द्र

बदरपुर टीपीएस	2750 केसीएएल/केडब्ल्यूएच
तलचर टीपीएस	2850 केसीएएल/केडब्ल्यूएच
टांडा टीपीएस	2750 केसीएएल/केडब्ल्यूएच

(iii) दामोदर घाटी निगम (डीवीसी) के थर्मल उत्पादन केन्द्र:

बोकारो टीपीएस	2700 केसीएएल/केडब्ल्यूएच
चंदरपुर टीपीएस (इआई1से)	3100

3)	केसीएएल/केडब्ल्यूएच
दुर्गापुर टीपीएस	2820 केसीएएल/केडब्ल्यूएच

(iv) लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन केन्द्र

नेवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लि. के टीपीएस-1 तथा टीपीएस-2 (स्टेज 1 तथा 2) के सिवाय, लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए कोयला आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्रों हेतु उपखंड (i) के अधीन विनिर्दिष्ट सकल स्टेशन हीट रेट निम्नानुसार गुणांकित कारकों का उपयोग करते हुए, संशोधन के साथ लागू किए जाएंगे:

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

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

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

(घ) आर्द्रता अंतर्वस्तु के अन्य मूल्यों के लिए, गुणांकित कारक 30-40% तथा 40-50% के बीच आर्द्रता अंतर्वस्तु के लिए यथानुपात होगा जो इस रेंज के लिए ऊपर खंड (क) से (ग) में दिए गुणांकित कारक के रेटिड मूल्य पर निर्भर होगा।

(v) नेवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लि. के टीपीएस-1 तथा टीपीएस-2 (स्टेज 1 तथा 2)

टीपीएस-1 4000 केसीएएल/केडब्ल्यूएच

टीपीएस-2 2900 केसीएएल/केडब्ल्यूएच

टीपीएस-1(विस्तार) 2750 केसीएएल/केडब्ल्यूएच

(vi) ओपन साइकल गैस टर्बाइन/संयुक्त साइकल उत्पादन केन्द्र

**एनटीपीसी लि. तथा नीपको के विद्यमान उत्पादन केन्द्र**

उत्पादन केन्द्र का नाम	संयुक्त साइकल (केसीएएल/ केडब्ल्यूएच)	ओपन साइकल (केसीएएल/ केडब्ल्यूएच)
गंधार जीपीएस	2040	2960
कवास जीपीएस	2050	3010
अंता जीपीएस	2075	3010
दादरी जीपीएस	2000	3010
ओरैया जीपीएस	2100	3045
फरीदाबाद जीपीएस	1975	2900
कायमकुलम जीपीएस	2000	2900
असम जीपीएस	2500	3440
अगरतला	-	3700

जीपीएस		
सुगेन	1850	2685
रत्नागिरि	1850	2685

**(ख) 1.4.2014 को या उसके पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्राप्त करने वाले नए थर्मल उत्पादन केन्द्र**

(i) कोयला आधारित तथा लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन केन्द्र =  $1.045 \times$  डिजाइन हीट रेट (केसीएएल/केडब्ल्यूएच):

जहां उत्पादन 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)	150	170	170	247
एसएचटी/आरएचटी(0सी)	535/535	537/537	537/565	565/593
बीएफपी का प्रकार	विद्युतीय चालन	टर्बाइन चालन	टर्बाइन चालन	टर्बाइन चालन
अधिकतम टर्बाइन हीट रेट (केसीएएल/केडब्ल्यूएच)	1955	1950	1935	1850
न्यूनतम बायलर दक्षता				
उप-बिटूमिनस भारतीय कोयला	0.86	0.86	0.86	0.86
बिटूमिनस आयातित कोयला	0.89	0.89	0.89	0.89
<b>अधिकतम डिजाइन यूनिट ताप दर (केसीएएल/केडब्ल्यू एच)</b>				
उप-बिटूमिनस भारतीय कोयला	2273	2267	2250	2151
बिटूमिनस आयातित कोयला	2197	2191	2174	2078

परंतु यह और कि यदि दबाव तथा तापमान पैरामीटर उपरोक्त रेटिंग से अलग होती है तो निकटतम श्रेणी के अधिकतम डिजाइन यूनिट 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 पृथक रूप से गारंटीकृत है वहां यूटि डिजाइन हीट रेट को गारंटीकृत

टर्बाइन साइकिल हीट दर तथा बायलर दक्षता का उपयोग करके तय किया जाएगा:

परंतु यह और कि जहां बायलर कार्यकुशलता उप-बिटूमिनस भारतीय कोयले के लिए 86% से कम और बिटूमिनस आयातित कोयले के लिए 89% है वहां उसे केन्द्र की ताप दर की संगणना के लिए उप-बिटूमिनस भारतीय कोयले तथा बिटूमिनस आयातित कोयले के लिए क्रमशः 86% और 89% के रूप में माना जाएगा

परंतु यह और कि अधिकतम टर्बाइन ताप दर को शुष्क शीतल प्रणाली के प्रकार के लिए समायोजित किया जाएगा:

परंतु यह कि यदि 1.4.2014 से पूर्व एक या अधिक यूनिटों को वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया जाता है तब 1.4.2014 को या उसके पश्चात् उन यूनिटों तथा वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किए गए यूनिटों के लिए हीट दर संनियम, विनियम 36(ग) (क) (i) के अनुसार उपरोक्त पद्धति तथा संनियमों द्वारा तय किए जाएंगे;

परंतु यह भी कि लिग्नाइट चालित उत्पादन केन्द्रों (सीएफवीसी प्रौद्योगिकी आधारित केन्द्रों सहित) की दशा में अधिकतम डिजाइन हीट रेटों को इस विनियम के उपखंड (ग) (क) (iv) में दी गई आर्द्रता अंतर्वस्तु के लिए कारकों का उपयोग करते हुए बढ़ाया जाएगा:

परंतु यह भी कि कोयला रिजेक्टस आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिए, आयोग मामला दर मामला आधार पर डिजाइन हीट दर का अनुमोदन करेगा।

टिप्पण: उन उत्पादन इकाइयों के बारे में जहां बायलर फीड पम्प विद्युत परिचालित है वहां अधिकतम डिजाइन इकाई ताप दर टर्बाइन चालित बीएफपी सहित ऊपर निर्धारित अधिकतम डिजाइन इकाई ताप दर से 40 केसीएएल/केडब्ल्यूएच होगी कम होगी।

**(ग) तारीख 1.4.2009 को या उसके पश्चात् तारीख 31.3.2014 तक सीओडी प्राप्त थर्मल उत्पादन केन्द्र**

(i) कोयला आधारित और लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन केन्द्र

=  $1.045 \times$  डिजाइन ताप दर (केसीएएल/केडब्ल्यूएच)

जहां उत्पादन इकाई की डिजाइन ताप दर से 100% एमसीआर शून्य प्रतिशत मेकअप, डिजाइन कोयला और डिजाइन प्रशीतलन जल तापमान/बैक दबाव की शर्तों पर आपूर्तिकर्ता द्वारा गारंटीकृत यूनिट ताप दर अभिप्रेत है:

परंतु यह कि उपर्युक्त के अनुसार संगणित ताप दर संनियम, वित्तीय वर्ष 2009-10 से वित्तीय वर्ष 2013-14 के दौरान अनुमोदित ताप दर संनियमों तक सीमित होंगे।

**(घ) दिनांक 1.4.2009 को या उसके पश्चात् सी ओडी युक्त गैस आधारित/ तरल ईंधन आधारित थर्मल उत्पादन यूनिट (यूनिटें) ब्लाक**

=  $1.05 \times$  प्राकृतिक गैस तथा आरएलएनजी के लिए यूनिट/ब्लाक की डिजाइन हीट रेट (केसीएएल/केडब्ल्यूएच)

=  $1.071 \times$  तरल ईंधन के लिए यूनिट/ब्लाक की डिजाइन हीट रेट (केसीएएल/केडब्ल्यूएच)

जहां यूनिट के डिजाइन ताप 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 प्रशीतलन जल तापमान/बैक दबाव के लिए गारंटीकृत हीट दर अभिप्रेत है:

परंतु यह कि उपर्युक्त के अनुसार संगणित ताप दर संनियम, वित्तीय वर्ष 2009-10 से वित्तीय वर्ष 2013-14 के दौरान अनुमोदित ताप दर संनियमों तक सीमित होंगे।

#### (घ) द्वितीयक ईंधन तेल खपत

(क) नीचे (ग) से भिन्न कोयला आधारित उत्पादन केन्द्र: 0.50 एमएल/केडब्ल्यूएच

(ख)(i) सीएफबीसी तकनीकी पर आधारित तथा टीपीएस-1 से भिन्न लिग्नाइट चालित उत्पादन केन्द्र: 2.0 एमएल/केडब्ल्यूएच

(ii) टीपीएस-1 : 1.5 एमएल/केडब्ल्यूएच

(iii) सीएफबीसी प्रौद्योगिकी आधारित लिग्नाइट चालित उत्पादन केन्द्र : 1.00 एमएल/केडब्ल्यूएच

(ग) डीवीसी के कोयला आधारित उत्पादन केन्द्र:

मेजिया टीपीएस यूनिट 1 से 4	1.0 एमएल/केडब्ल्यूएच
बोकारो टीपीएस	1.5 एमएल/केडब्ल्यूएच
चंदरपुर टीपीएस	1.5 एमएल/केडब्ल्यूएच
दुर्गापुर टीपीएस	2.4 एमएल/केडब्ल्यूएच

(घ) कोयला रिजेक्ट्स पर आधारित उत्पादन केन्द्र: 2 एमएल/केडब्ल्यूएच

#### (ङ.) सहायक ऊर्जा खपत

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

		प्राकृतिक ड्राफ्ट प्रशीतलन टावर के साथ या प्रशीतलन टावर के बिना
(i)	200 एमडब्ल्यू सीरीज	8.5%
(ii)	300/330/350/500 एमडब्ल्यू सीरीज और उससे ऊपर	
	वाष्प चालित बायलर फीड पम्प	5.25%
	विद्युत चालित बायलर फीड पम्प	7.75%

परंतु यह और कि इंडयूस्ट्र ड्राफ्ट प्रशीतलन टावरों के साथ थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए संनियमों में 0.5% तक की और वृद्धि की जाएगी।

परंतु यह भी कि शुष्क प्रशीतलन प्रणाली युक्त संयंत्रों के लिए निम्नलिखित अतिरिक्त सहायक ऊर्जा खपत की अनुमति दी जाएगी।

शुष्क प्रशीतलन प्रणाली का प्रकार	सकल उत्पादन का प्रतिशत
यांत्रिक ड्राफ्ट पंखों युक्त प्रत्यक्ष प्रशीतलन वायु शीतित कन्डेन्सर्स	1 %
दाव रिकवरी टर्बाइन और प्राकृतिक ड्राफ्ट टावर युक्त जेट कन्डेन्सर्स का प्रयोग करके अप्रत्यक्ष प्रशीतलन प्रणाली	0.5%

(ख) अन्य कोयला आधारित उत्पादन केन्द्र:

(i)	तलचर थर्मल ऊर्जा केन्द्र	10.50%
(ii)	टांडा थर्मल ऊर्जा केन्द्र	12.0%
(iii)	बदरपुर थर्मल ऊर्जा केन्द्र	8.50%
(iv)	बोकारो थर्मल ऊर्जा केन्द्र	10.25%
(v)	चंदरपुर थर्मल ऊर्जा केन्द्र	9.50%
(vi)	दुर्गापुर थर्मल ऊर्जा केन्द्र	10.50%

(ग) गैस टर्बाइन/संयुक्त साइकल उत्पादन केन्द्र

(i) संयुक्त साइकल 2.5%

(ii) ओपन साइकल 1.0%

(घ) लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्र:

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

सहायक ऊर्जा खपत संनियम, उपरोक्त (ङ.) (क) पर कोयला आधारित उत्पादन केन्द्रों के सहायक ऊर्जा खपत संनियमों से 0.5% बिंदु अधिक होंगे:

परंतु यह कि सीएफबीसी प्रौद्योगिकी का उपयोग करने वाले लिग्नाइट चालित केन्द्रों के लिए सहायक ऊर्जा खपत संनियम उपरोक्त खंड (ङ.) (क) पर कोयला आधारित उत्पादन केन्द्र के सहायक ऊर्जा खपत से 1.5% बिंदु अधिक होंगे।

(ii) एनएलसी का सीएफ बीसी प्रौद्योगिकी का उपयोग करने वाले बरसीनगर उत्पादन केन्द्र: 11.5%

(iii) नेवेली लिग्नाइट कारोपोरेशन लि. के टीपीएस-1 टीपीएस-1 (विस्तारण) तथा टीपीएस-2 प्रक्रम 1 और 2

टीपीएस-1	12.0%
टीपीएस-2	10.00%
टीपीएस-1 (विस्तार)	8.50%

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

बरसीनगर : 0.056 केजी/केडब्ल्यूएच

टीपीएस-II (विस्तार) : 0.046 केजी/ केडब्ल्यूएच

(ड.) कोयला रिजेक्ट्स पर आधारित उत्पादन केन्द्र : 10%

**37. हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों के लिए प्रचालन संनियम (1)**  
हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों पर निम्नलिखित मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएफ) लागू होंगे:-

(क) 8% तक के पूर्ण जलाशय स्तर (एफआरएल) तथा मध्यम ड्रा डाउन स्तर (एमडीडीएल) के बीच हेड फेरफार के साथ भंडारण तथा पोंडेज प्रकार के संयंत्र तथा जहां संयंत्र उपलब्धता सिल्ट द्वारा प्रभावित नहीं होती है: 90%

(ख) 8% से अधिक के एफआरएल तथा एमडीडीएल के बीच हेड फेरफार के साथ भंडारण तथा पोंडेज प्रकार के संयंत्रों और जहां संयंत्र उपलब्धता सिल्ट से प्रभावित नहीं होती है वहां परियोजना प्राधिकारियों द्वारा डीपीआर में (सीईए या राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित) यथाउपबंधित माहवार व्यस्ततम क्षमता एनएपीएफ का निर्धारण करने का आधार बनेगी।

(ग) पोंडेज प्रकार के संयंत्र जहां संयंत्र उपलब्धता सिल्ट द्वारा प्रभावित होती है: 85%

(घ) 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 एनएपीएफ

(2) विशेष परिस्थितियों, जैसे प्रसामान्य सिल्ट समस्या या अन्य प्रचालन हालात तथा ज्ञात संयंत्र परिसीमाओं के अधीन एनएपीएफ 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) उपर्युक्त के आधार पर पहले ही प्रचालन में हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों के मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएफ) निम्नलिखित रूप में होंगे:-

केन्द्र	संयंत्र का प्रकार	संयंत्र क्षमता यूनिटों की संख्या x मेगावाट	एनएपीएफ (%)
<b>एनएचपीसी</b>			
चमेरा-1	तालाब	3 x	90

		180	
बैरासूल	तालाब	3 x 60	90
लोकटक	भंडारण	3 x 35	85
चमेरा-2	तालाब	3 x 100	90
चमेरा-3	तालाब	3X77	85
रंजीत	तालाब	3 x 20	90
धौलीगंगा	तालाब	4 x 70	90
तिस्ता-5	तालाब	3 x 170	85
दुलहस्ती	तालाब	3 x 130	90
सलाल	आरओआर	6 x 115	60
सेवा-2	तालाब	3 X 40	85
उरी	आरओआर	4 x 120	70
टनकपुर	आरओआर	3 x 31.4	55
छुटक	आरओआर	4x11	50
नीमू बाजगो	तालाब	3x15	65
टीस्ता लो-डैम परियोजना-3	तालाब	4x33	85
उरी-2	तालाब	4x60	55
<b>एनएचडीसी</b>			
इंदिरा सागर	भंडारण	8 x 125	85
ओंकारेश्वर	तालाब	8 x 65	90
<b>टीएचडीसी</b>			
टिहरी	भंडारण	4 x 250	77
कोटेश्वर	भंडारण	4x100	67
<b>एसजेवीएन एल</b>			
नाथपा झाकरी	तालाब	6 x 250	90
<b>नीपको</b>			
कोपली स्टेज-1	भंडारण	4 x 50	79
खानडांग	भंडारण	2 x 25	69
कोपली स्टेज-2	भंडारण	1 x 25	69

डोयांग	भंडारण	3 x 25	73
रंगानदी	तालाब	3 x 135	85
<b>डीवीसी</b>			
पंचेट	भंडारण	2 x 40	80
तिलैया	भंडारण	2 x 2	80
मैथान	भंडारण	3 x 20	80

(5) पंपित भंडारण हड्डो उत्पादन केन्द्रों के मामले में अधोप्रवाही जलाशय से उपरिगामी जलाशय को जल पम्प करने के लिए विद्युत की अपेक्षित मात्रा की व्यवस्था फायदाग्राहियों द्वारा उत्पादन केन्द्र के बस बार तक पारेषण एवं वितरण क्षतियों को ध्यान में रखकर की जाएगी। बदले में, फायदाग्राहियों को व्यस्ततम समय के दौरान उत्पादन केन्द्र से नीचे स्थित तालाब से उच्च तल पर स्थित जलाशय में जब पम्प करने में उपयोग की गई ऊर्जा के 75 प्रतिशत के समकक्ष ऊर्जा प्राप्त करने के पात्र होंगे और उत्पादन केन्द्र व्यस्ततम पम्प के दौरान विद्युत की उक्त मात्रा की आपूर्ति करने के लिए बाध्य होंगे:

परंतु यह कि यदि फायदाग्राही व्यस्ततम समय में ऊर्जा के वांछित स्तर की आपूर्ति करने में असफल रहते हैं तो व्यस्ततम समय के दौरान स्टेशन से उनकी ऊर्जा हकदारी में यथानुपात कटौती होगी:

परंतु यह और कि फायदाग्राही, उत्पादन केन्द्र में क्षमता के अपने भाग को अम्यर्पण या निर्धारण आंशिक या पूर्ण रूप से कर सकते हैं या केन्द्रीय सरकार द्वारा क्षमता का पुनः आवंटन किया जा सकता है और ऐसी स्थिति में क्षमता भागीदारिता का स्वामी या समनुदेष्टा कम व्यस्त समय में उत्पादन के लिए समकक्ष ऊर्जा की व्यवस्था करने के लिए उत्तरदायी होगा और व्यस्ततम समय में समनुरूपी ऊर्जा का उसी तरह हकदार होगा जैसे मूल फायदाग्राही हकदार था।

#### (6) सहायक ऊर्जा खपत (एयूएक्स):

(क) भूतल हाइड्रो उत्पादन केन्द्र

(i) उत्पादक शाफ्ट पर जोड़ा गया रोटेटिंग एक्साइटरों के साथ- 0.7%

(ii) स्टेटिक एक्साइटेशन प्रणाली के साथ - 1.00%

(ख) भूमिगत हाइड्रो उत्पादन केन्द्र

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

(ii) स्टेटिक उद्दीपन प्रणाली के साथ - 1.2%

#### पारेषण प्रणाली के लिए प्रचालन संनियम

#### 38. मानकीय वार्षिक पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक (एनएटीएसएफ) निम्नानुसार होंगे:-

वार्षिक नियत प्रभारों की वसूली के लिए

(1) एसी प्रणाली: 98%

(2) एचवीडीसी बाई पोल लिनक्स एवं एचवीडीसी बैक टू बैक केन्द्र : 95%

प्रोत्साहन विचारार्थ

(1) एसी प्रणाली : 98.50%

(2) एचवीडीसी बाई पोल लिनक्स तथा एचवीडीसी बैक टू बैक स्टेशन : 96%

परंतु यह कि नए एचवीडीसी केन्द्रों, एन एटीएसएफ को प्रोत्साहन के प्रयोजनार्थ पहले तीन वर्षों के प्रचालन के लिए 95% के रूप में माना जाएगा:

परंतु यह और कि 99.75% से परे की उपलब्धता के लिए कोई प्रोत्साहन संदेय नहीं होगा।

परंतु यह भी कि एसी प्रणाली के लिए प्रतिवर्ष दो ट्रिपिंग की अनुमति होगी। एक वर्ष में दो ट्रिपिंग के पश्चात अतिरिक्त 12 घंटे के आउटेज को वास्तविक आउटेज से बढ़कर माना जाएगा।

परंतु यह भी कि किसी पारेषण अल्पघटक के आउटेज के मामले में जिससे किसी उत्पादन केन्द्र से विद्युत का निष्क्रमण प्रभावित होता हो, उस आउटेज के घंटों को 2 के कारक से गुणांकित किया जाएगा।

#### 39. उपकेन्द्र में सहायक ऊर्जा खपत

(क) एसी प्रणाली

वातानुकूलन, प्रकाश तथा अन्य उपस्कर में खपत के प्रयोजन के लिए उसी उपकेन्द्र में सहायक ऊर्जा खपत के लिए प्रभारों का वहन पारेषण अनुज्ञमिधारी द्वारा किया जाएगा तथा इसमें मानकीय प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चे सम्मिलित हैं।

(ख) एचवीडीसी उप केन्द्र

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

#### अध्याय-9

#### अनुसूचीकरण लेखांकन और बिलिंग

40. **अनुसूची:** उत्पादन केन्द्र के लिए अनुसूचीकरण और प्रेषण के लिए रीति ग्रिड संहिता में यथा विनिर्दिष्ट रूप में होगी।

41. **मीटरिंग और लेखांकन:** ग्रिड संहिता के उपबन्ध लागू होंगे।

42. **बिलिंग और प्रभारों का संदाय:** (1) क्षमता प्रभार, ऊर्जा प्रभार और पारेषण प्रभार के लिए मासिक आधार पर बिल इन विनियमों के अनुसार उत्पादन कंपनियों और पारेषण अनुज्ञमिधारियों द्वारा क्रमशः जारी किए जाएंगे और फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों/डीआईसी द्वारा संदाय प्रत्यक्षतः, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञमिधारी को किया जाएगा।

(2) थर्मल उत्पादन केन्द्रों के मामले में क्षमता प्रभार का संदाय, उत्पादन केन्द्र की संस्थापित क्षमता में उत्पादन केन्द्र के फायदाग्राहियों द्वारा उस मास के लिए (अनावंटित क्षमता में से किसी आवंटन सहित) उनकी प्रतिशतता अंश के अनुसार बांटा जाएगा। हाइड्रो उत्पादन केन्द्र 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 केन्द्र के फायदाग्राहियों द्वारा बांटा जाएगा।

### टिप्पण-1

केन्द्रीय सेक्टर उत्पादन केन्द्रों की पूर्ण क्षमता में प्रत्येक फायदाग्राही के अंश/आबंटन अनाबंटित क्षमता में से किए गए किसी आबंटन सहित ऐसे होंगे जो केन्द्रीय सरकार द्वारा अवधारित किए जाएं। अंशों को, संस्थापित क्षमता की प्रतिशतता में उपयोजित किया जाएगा और मास के दौरान वे सामान्यतया नियत रहेंगे। केन्द्रीय 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 आबंटन में तत्काल परिवर्तन हो जाए, दी जाएगी। किसी भी फायदाग्राही के कुल क्षमता अंश, क्षमता अंश और आबंटित भाग में से आबंटन का योग होंगे। केन्द्रीय 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

फायदाग्राही 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 केन्द्रीय सरकार द्वारा कलेंडर मास के प्रारंभ होने पर भावी रूप में एक विनिर्दिष्ट अवधि (पूर्ण मासों) 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 प्रभारों का संदाय उस राज्य या राज्यों द्वारा किया जाएगा जिन्हें अभ्यर्पित क्षमता आबंटित की गई है। उपरोक्तानुसार क्षमता के पुनः आबंटन की अवधि के सिवाय, उत्पादन केन्द्र के फायदाग्राही, 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 प्रतिशत में, और 13 प्रतिशत या वास्तविक जो भी कम हो, 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 को दिए जाते हैं, वहां 13 प्रतिशत "निःशुल्क ऊर्जा" दी जाएगी तथा उत्पादन केन्द्र 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 दी जाएगी:

परंतु यह और कि उत्पादक कंपनी प्रत्येक परियोजना से प्रभावित प्रत्येक परिवार को वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख 10 वर्ष की अवधि के लिए प्रति मास मुफ्त में प्रदान की गई बिजली की 100 यूनिटों के समनुरूप ऊर्जा की विस्तृत मात्रा प्रस्तुत करेगी।

**43. पारेषण प्रभारों की भागीदारी:** (1) पारेषण प्रभारों की भागीदारी को भागीदारी विनियम द्वारा शासित किया जाएगा।

(2) पारेषण प्रणाली का भाग बनने वाली संचार प्रणाली के संबंध में इस विनियम में निर्धारित प्रभारों की भागीदारी फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों द्वारा भागीदारी विनियम के अनुसार की जाएगी:

परंतु यह कि केन्द्रीय पारेषण प्रणाली के अलावा संचार प्रणाली के संबंध में इस विनियम में निर्धारित प्रभारों की भागीदारी फायदाग्राहियों द्वारा अलग-अलग फायदाग्राहियों से संबंधित पूंजी लागत के अनुपात में की जाएगी:

**44. छूट (1)** उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के बिलों का संदाय उनके प्रस्तुत होने पर प्रत्यय पत्र के माध्यम से या एन ई एफ टी/आरटीजीएस के जरिए उत्पादक कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा बिलों को प्रस्तुत करने की अवधि के 2 दिनों के अंदर प्रस्तुत किए जाने पर 2 प्रतिशत की छूट अनुज्ञात की जाएगी।

(2) जहां उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा बिल प्रस्तुत किए जाने के 2 दिनों के पश्चात् और 30 दिनों की अवधि के अंदर भुगतान किया जाता है वहां 1 प्रतिशत की छूट अनुज्ञात की जाएगी।

**45. विलंब से संदाय पर अधिभार:** इन विनियमों के अधीन संदेय प्रभारों के लिए यदि किसी बिल के संदाय में किसी फायदाग्राही द्वारा, बिलिंग की तारीख से 60 से अधिक दिन की अवधि का विलंब किया जाता है, तो यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा 1.50 प्रतिशत की दर से विलंब संदाय अधिभार उद्गृहीत किया जाएगा।

## अध्याय-10

### प्रकीर्ण उपबंध

**46. सीडीएम फायदों में भागीदारी :** अनुमोदित सीडीएम परियोजना से कार्बन प्रत्यय की प्राप्ति या निम्नलिखित रीति में विभाजित होगी, अर्थात्-

(क) यथास्थिति, उत्पादन केन्द्र या पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् प्रथम वर्ष में सीडीएम की कुल प्राप्ति का 100 प्रतिशत परियोजना विकासकर्ता द्वारा रखा जाएगा;

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

**47. प्रचालन संनियम सीलिंग संनियम होंगे:** इन विनियमों में विनिर्दिष्ट प्रचालन के संनियम सीलिंग संनियम हैं और वे यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और



फायदाग्राहियों तथा दीर्घकालिक ग्राहकों/डीआईसी 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।

**48. संनियमों से विचलन** (1) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी द्वारा विद्युत के विक्रय के लिए या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के पारेषण प्रभारों 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 और आवेदनपत्र भरते समय उत्पादक द्वारा प्रदान कराए गए आकलन सहित संपूर्ण कार्यप्रणाली के प्रस्तुतिकरण के आधार पर संगणित संतुलित टैरिफ से अधिक नहीं है।

(ख) कोई भी विचलन आयोग द्वारा अनुमोदन के पश्चात ही प्रभावी होगा जिसके लिए यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी 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 केन्द्रों अर्थात् टीपीएस-1 और टीपीएस-2 (स्टेज 1 और 2) तथा टीपीएस-1 (विस्तार) एवं एनटीपीसी लि. के बदरपुर टीपीएस के टैरिफ जिनके टैरिफ, टैरिफ अवधि 2004-2009 तथा 2009-2014 के लिए शुद्ध नियत आस्ति प्रस्ताव का अनुसरण करते हुए अवधारित किए गए थे, उन्हें शुद्ध नियत आस्ति प्रस्ताव को अपनाते हुए ही अवधारित किया जाता रहेगा।

**49. पिछली टैरिफ अवधि के संबंध में आस्थगित कर का दायित्व:** दिनांक 1.4.2009 से पहले के आस्थगित कर दायित्व को यथास्थिति, फायदाग्राहियों/दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों/डीआईसी, से वसूल किया जाएगा। दिनांक 1.4.2009 से 31.3.2014 तक उत्पन्न होने वाले आस्थगित कर दायित्व के आधार पर कोई दावा यथास्थिति, फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों/डीआईसी, से नहीं किया जाएगा।

## 50 विदेशी मुद्रा दर में भिन्नता

(1) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी विदेशी मुद्रा उधार पर ब्याज या उत्पादन केन्द्र या पारेषण प्रणाली के लिए भागत: या पूर्णत: अर्जित विदेशी उधार के प्रतिदाय के संबंध में, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के विवेकानुसार विदेशी मुद्रा अपावरण का बचाव कर सकेंगे।

(2) जैसे ही कोई याचिकाकर्ता अपनी अनुमोदित बचाव नीति के आधार पर किसी बचाव में प्रवेश करता है वैसे ही याचिकाकर्ता अपने इन बचाव संव्यवहारों में प्रवेश होने से तीस दिनों के अंदर बचाव निर्णय के बारे में संबंधित फायदाग्राही को सूचना देगा।

(3) प्रत्येक उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, सुसंगत वर्ष में वर्ष प्रति वर्ष के आधार पर मानकर 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।

(4) उस सीमा तक जहां तक उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी विदेशी मुद्रा अपावरण का बचाव करने में असमर्थ है, सुसंगत वर्ष में ब्याज के संदाय के लिए तथा मानक 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।

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

## 51. विदेशी मुद्रा दर भिन्नता या बचाव (हेजिंग) की लागत की वसूली

(1) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, बचाव और विदेशी मुद्रा दर भिन्नता की लागत की वसूली प्रत्यक्षत: यथास्थिति, फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों/डीआईसी 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 या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों/डीआईसी, जैसा भी मामला हो, 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।

**52. आवेदन पत्र फीस और प्रकाशन व्यय:** निम्नलिखित फीस, प्रभार और व्यय की इसमें विनिर्धारित ढंग से, फायदाग्राहियों द्वारा प्रत्यक्षत: प्रतिपूर्ति की जाएगी:

(1) 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 प्रत्यक्षत: यथास्थिति, फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों/ डीआईसी से वसूल किए जाने के लिए अनुज्ञात किए जा सकेंगे।

(2) फायदाग्राहियों द्वारा उत्पादन केन्द्र में उनको आबंटित अनुपात में निम्नलिखित फीस एवं प्रभारों की प्रतिपूर्ति या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों/ डीआईसी द्वारा समय-समय पर यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण प्रभारों एवं क्षतियों की भागीदारी) विनियम, 2010 के अनुसार निर्धारित अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली में उनके शेयर के अनुपात में प्रत्यक्षत: प्रतिपूर्ति की जाएगी।

(क) समय-समय पर यथा संशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र की फीस एवं प्रभार तथा अन्य संबंधित मामले) विनियम, 2009 या उसके किसी पश्चातवर्ती संशोधन के अंतर्गत उत्पादन कंपनियों और अंतर-राज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी (माने गए अंतर-राज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी सहित) द्वारा संदेय शुल्क एवं प्रभार;

(ख) केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (फीसों का भुगतान) विनियम, 2012 या किसी पश्चातवर्ती संशोधन या उसके पुनः अधिनियमन में उल्लिखित शर्तों के अनुसार अंतर-राज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों (माने गए अंतर-राज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों सहित) द्वारा संदत्त लाइसेंस फीस;

(ग) एन एचपीसी द्वारा जम्मू एवं कश्मीर जल संसाधन (विनियम एवं प्रबंधन) अधिनियम, 2010 के उपबंधों के अनुसार राज्य जल संसाधन विकास प्राधिकरण को संदत्त लाइसेंस फीस।

(3) आयोग लिखित रूप में रिकार्ड किए गए कारणों और पीड़ित पक्षकारों को सुनने के पश्चात आवश्यक मानी गई फीसों एवं प्रभारों की प्रतिपूर्ति करने की अनुमति देगा।

### 53. 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 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 केन्द्रों पर उपगत पूंजी व्यय, सम्यक प्रज्ञावान जांच के पश्चात 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।

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

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

### 55. कठिनाई दूर करने की शक्ति:

यदि इन विनियमों के उपबंधों को प्रभावी बनाने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है तो आयोग, आदेश द्वारा, ऐसे उपबंध कर सकेगा जो अधिनियम के उपबंधों या आयोग

द्वारा विनिर्दिष्ट अन्य विनियमों के उपबंधों के असंगत न हों और जो इन विनियमों के प्रयोजनों को प्रभावी बनाने में आने वाली कठिनाइयों को दूर करने के लिए आवश्यक प्रतीत होते हैं।

[विज्ञापन III/4/असाधारण/150/13]

(एम.के.आनंद)

प्रमुख (वित्त)

### परिशिष्ट-1

#### परियोजनाओं के पूरा करने के लिए समय-सीमा

#### (विनियम 15 को निर्दिष्ट करें)

1. पूरा करने की समय अनुसूची को, यथास्थिति (उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के) बोर्ड या सीसीईए निकासी द्वारा निवेश अनुमोदन की तारीख से यथा लागू यूनिटों, पारेषण परियोजना के ब्लाक या ईकाई 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।

#### क. थर्मल ऊर्जा परियोजनाएं

#### कोयला/लिग्नाइट विद्युत संयंत्र

यूनिट आकार 200/210/250/300/330 मेगावाट और 125 मेगावाट सीएफबीसी प्रौद्योगिकी

(क) हरित क्षेत्रीय परियोजना के लिए 33 मास। प्रत्येक 4 मास के अंतरालों पर पश्चातवर्ती यूनिट।

(ख) विस्तारित परियोजनाओं के लिए 31 मास। प्रत्येक 4 मास के अंतरालों पर पश्चातवर्ती यूनिट।

यूनिट आकार 250 मेगावाट सीएफबीसी प्रौद्योगिकी

(क) हरित क्षेत्रीय परियोजना के लिए 36 मास। प्रत्येक 4 मास के अंतरालों पर पश्चातवर्ती यूनिट।

(ख) विस्तारित परियोजनाओं के लिए 34 मास। प्रत्येक 4 मास के अंतरालों पर पश्चातवर्ती यूनिट।

500/600 मेगावाट आकार की यूनिटें

(क) हरित क्षेत्रीय परियोजना के लिए 44 मास। प्रत्येक 6 मास के अंतरालों पर पश्चातवर्ती यूनिट।

(ख) विस्तारित परियोजनाओं के लिए 42 मास। प्रत्येक 6 मास के अंतरालों पर पश्चातवर्ती यूनिट।

660/800 मेगावाट आकार की यूनिटें

(क) हरित क्षेत्रीय परियोजना के लिए 52 मास। प्रत्येक 6 मास के अंतरालों पर पश्चातवर्ती यूनिट।

(ख) विस्तारित परियोजनाओं के लिए 50 मास। प्रत्येक 6 मास के अंतरालों पर पश्चातवर्ती यूनिट।

#### संयुक्त साईकल विद्युत संयंत्र

100 मेगावाट और उससे ऊपर के आकार के गैस टर्बाइन (आईएसओ रेटिंग)

(क) हरित क्षेत्रीय परियोजना के पहले ब्लॉक के लिए 26 मास। प्रत्येक 2 मास के अंतरालों पर पश्चातवर्ती ब्लॉक।

(ख) विस्तारित परियोजनाओं के पहले ब्लॉक के लिए 24 मास। प्रत्येक 2 मास के अंतरालों पर पश्चात्कर्ती यूनिट।

100 मेगावाट और उससे ऊपर के आकार के गैस टर्बाइन (आईएसओ रेटिंग)

(क) हरित क्षेत्रीय परियोजना के पहले ब्लॉक के लिए 30 मास। प्रत्येक 4 मास के अंतरालों पर पश्चात्कर्ती ब्लॉक।

(ख) विस्तारित परियोजनाओं के पहले ब्लॉक के लिए 28 मास। प्रत्येक 4 मास के अंतरालों पर पश्चात्कर्ती यूनिट।

#### ख. हाइड्रो इलैक्ट्रिक परियोजनाएं

हाइड्रो इलैक्ट्रिक परियोजना के लिए अर्हित समय-अनुसूची अधिनियम की धारा 8 के अधीन केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा जारी मूल सहमति में यथाकथित होगी:-

#### ग. पारेषण स्कीमें

मास में अर्हित समय-अनुसूची

क्र.सं.	पारेषण कार्य	समतल क्षेत्र (मास)	पहाड़ी क्षेत्र (मास)	हिमबाधित क्षेत्र @/बहुत ही जटिल क्षेत्र (मास)
क	765 केवी एम/सी पारेषण लाइन	36	42	46
ख	765 केवी डी/सी पारेषण लाइन	40	46	50
ग	+/-500केवी एचवीडीसी पारेषण लाइन	30	36	40
घ	400 केवी एम/सी क्वैड या अधिक उप कन्डक्टर पारेषण लाइन	40	46	50
ङ.	400 केवी एम/सी टिवन/ट्रिपल पारेषण लाइन	38	44	48
च	400 केवी डी/सी क्वैड पारेषण लाइन	38	44	48
छ	400 केवी डी/सी ट्रिपल पारेषण लाइन	36	42	46
ज	400 केवी डी/सी दोहरी (टिवन) पारेषण लाइन	34	40	44
झ	400 केवी एम/सी छह	36	42	46

	या अधिक उपकन्डक्टर पारेषण लाइन			
ज	400 केवी एम/सी दोहरी पारेषण लाइन	30	36	40
ट	220 केवी डी/सी दोहरी पारेषण लाइन	34	40	44
ठ	220 केवी डीसी पारेषण लाइन	30	36	40
ड	220 केवी एसी/सी पारेषण लाइन	26	32	36
ढ	नई 220 केवी एसी उप केन्द्र	24	27	30
ण	नई 400 केवी एसी उप केन्द्र	30	33	36
त	नई 765 केवी एसी उप केन्द्र	36	40	\$
थ	*एचवीडीसी बाई पोल टर्मिनल	42	44	-
द	एचवीडीसी बैक टू बैक	32	34	-
@ अर्थात् लेह, लद्दाख				
\$ से 765 केवी उप केन्द्र जटिल क्षेत्र में सुयोजित किया गया है।				
* में शामिल है + 800 केवी एचवीडीसी बाई पोल टर्मिनल				

#### टिप्पण:

(i) यदि स्कीम परियोजना के उपरोक्त उल्लिखित प्रभागों का संयोजक 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 जटिल क्षेत्रों में पड़ी है तो संयुक्त अर्हित समय अनुसूची की संगणना प्रत्येक क्षेत्र में आने वाली लाइन की लंबाई के आनुपातिक भारिता देते हुए की जाएगी।

#### परिशिष्ट-2

#### अवक्षयण अनुसूची

क्र.सं.	आस्ति की विवरण	अवक्षयण दर (सालवेज मूल्य =10%)
		एसएलएम

क	पूर्ण स्वामित्व में भूमि	0.00%
ख	पट्टे पर ली गई भूमि	
(क)	भूमि में निवेश के लिए	3.34%
(ख)	क्लीयरिंग स्थल की लागत	3.34%
(ग)	हाइड्रो उत्पादन केन्द्र की दशा में जलाशय के लिए भूमि	3.34%
ग	नई खरीदी गई आस्तियां	
क	उत्पादन स्टेशनों में संयंत्र एवं मशीनरी	
(i)	जल विद्युत	5.28%
(ii)	स्टीम-विद्युत एन एच आर वी 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 केन्द्र के भाग के रूप में जलीय कार्य जिसमें निम्नलिखित शामिल हैं	
(i)	बांध, स्पिलवे वियर्स, नहर, पुनः बनाए गए पक्के फ्ल्यूम्स एवं साइफन	5.28%
(ii)	पुनः पक्की की गई पाइप लाइनें एवं सर्ज टैंक स्टील पाइप लाइन स्लुइस द्वार, स्टील सर्ज टैंक जलीय नियंत्रण वाल्व एवं अन्य जलीय कार्य	5.28%
घ	भवन एवं सिविल इंजीनियरिंग कार्य	
(i)	कार्यालय एवं शोरूम	3.34%
(ii)	तापीय विद्युत उत्पादन संयंत्र वाले	3.34%
(iii)	जल विद्युत उत्पादन संयंत्र वाले	3.34%
(iv)	लकड़ी से बने अस्थाई खड़ी संरचना	100.00%
(v)	कच्ची सड़क से भिन्न सड़कें	3.34%
(vi)	अन्य	3.34%
ड.	ट्रांसफार्मर्स, कियोस्क उपस्टेशन उपकरण एवं अन्य नियत साधित्र (संयंत्र सहित)	
(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 कंडेंसर	5.28%
ज	बैटरियां	5.28%
(i)	ज्वाइंट बॉक्स तथा डिस्कनेक्टेड बॉक्स सहित भूमिगत केबल	5.28%
(ii)	केबल डक्ट प्रणाली	5.28%
झ	केबल सपोर्ट सहित ओवर हेड लाइन	
(i)	66 केवी से अधिक के टर्मिनल 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 लाइनें	5.28%
(iii)	स्टील या रिइन्फोर्स्ड कंक्रीट सपोटर्स लाइनें	5.28%
(iv)	शोधित लकड़ी सपोटर्स पर लाइनें	5.28%
ञ	मीटर	5.28%
ट	स्व नोदित यान	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 लाइट की फिटिंगें	5.28%
ढ	किराये पर लिए गए साधित्र	
(i)	मोटर्स के अलावा	9.50%
(ii)	मोटर्स	6.33%
ण	संचार उपस्कर	
(i)	रेडियो एवं उच्च बारम्बारता कैरियर प्रणाली	6.33%

(ii)	टेलीफोन लाइन एवं टेलीफोन	6.33%
त	सूचना प्रौद्योगिकी उपस्कर साफ्टवेयर सहित	15.00%
थ	कोई अन्य आस्ति जो उपरोक्त में सम्मिलित नहीं है	5.28%

**परिशिष्ट-3****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 पृथक् रूप से संबंधित पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा संगणित किया जाएगा, संबंधित आरएलडीसी द्वारा सत्यापित किया जाएगा तथा संबंधित क्षेत्र की क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य सचिव द्वारा प्रमाणित किया जाएगा और पारेषण प्रभारों के अंश भाजन के अनुसार समूहबद्ध किया जाएगा। पारेषण प्रणाली की उपलब्धता को प्रत्येक क्षेत्रीय पारेषण प्रणाली तथा अंतर क्षेत्रीय पारेषण प्रणाली के लिए अलग-अलग संगणित किया जाएगा। टीएएफएम की संगणना प्रयोजनार्थ:-

(i) एसी पारेषण लाइनें: एसी पारेषण लाइन के प्रत्येक परिपथ को एक अल्पघटक के रूप में माना जाएगा।

(ii) इंटर कनेक्टिंग ट्रांसफार्मर्स (आईसीटी): प्रत्येक आईसीटी बैंक (तीन एकल फेज के ट्रांसफार्मर एक साथ) एक अल्पघटक होगा।

(iii) स्टैटिक वीएआर कम्पेन्सेटर (एसवीसी): एसवीसी ट्रांसफार्मर सहित एसवीसी एक अल्पघटक बनेगा। तथापि, प्रारोही को 50 प्रतिशत क्रेडिट तथा सामर्थ्यकारी रेटिंग को 50 प्रतिशत क्रेडिट दिया जाएगा।

(iv) बस रिएक्टर्स/स्विच योग्य लाइन रिएक्टर्स: प्रत्येक बस रिएक्टर/स्विच योग्य लाइन रिएक्टर को एक अल्पघटक के रूप में माना जाएगा।

(v) एचवीडीसी बाई पोल लिंक्स: एचवीडीसी लिंक के प्रत्येक पोल, दोनों सिरों पर अनुषंगी उपस्करों सहित, को एक अल्पघटक के रूप में माना जाएगा।

(vi) एचवीडीसी बैंक टू बैंक स्टेशन: एचवीडीसी बैंक टू बैंक स्टेशन के प्रत्येक ब्लाक को एक अल्पघटक के रूप में माना जाएगा। यदि उससे जुड़ी एसी लाइन (एचवीडीसी बैंक टू बैंक स्टेशन के जरिए अंतर क्षेत्रीय विद्युत अंतरण के लिए अनिवार्य) उपलब्ध नहीं है तो एचवीडीसी बैंक टू बैंक स्टेशन ब्लाक को भी अनुलब्ध माना जाएगा।

2. पारेषण प्रणाली के एसी और एचवीडीसी पोर्शन की उपलब्धता निम्नवत संगणित की जाएगी:

एसी प्रणाली के लिए % टीएएफएम

$\text{ओ} \times \text{एवीओ} + \text{पी} \times \text{एवीपी} + \text{क्यू} \times \text{एवीक्यू} + \text{आर} \times \text{एवीआर} \times 100$

$\text{ओ} + \text{पी} + \text{क्यू} + \text{आर}$

एचवीडीसी प्रणाली के लिए % टीएएफएम

$\frac{\text{एस} \times \text{एवीएस} + \text{टी} \times \text{एवीटी}}{\text{एस} + \text{टी}} \times 100$

एस+टी

जहां

ओ = एसी लाइनों की कुल संख्या

एवीओ = ओ नं. एसी लाइनों की उपलब्धता

पी = बस रिएक्टर्स/स्विचएबल लाइन रिएक्टरों की कुल संख्या

एवीपी = बस रिएक्टर्स/स्विचएबल लाइन रिएक्टरों की पी संख्या की उपलब्धता

क्यू = आईसीटीएस की कुल संख्या

एवीक्यू = आईसीटीएस की क्यू संख्या की उपलब्धता

आर = एसवीसी की कुल संख्या

एवीआर = एसवीसी की आर संख्या की उपलब्धता

एस = एचवीडीसी पोल की कुल संख्या

एवीएस = एसवीडीसी पोल की एस संख्या की उपलब्धता

टी = एचवीडीसी बैंक टू बैंक स्टेशन ब्लाक्स की कुल संख्या

एवीटी = एचवीडीसी बैंक टू बैंक स्टेशन ब्लाक्स टी की कुल संख्या की उपलब्धता

3. प्रत्येक श्रेणी के पारेषण अल्पघटक के लिए भारित कारक निम्नवत होगा:

(क) एसी लाइन के प्रत्येक परिपथ के लिए- अनकम्पेन्सेटेड लाइन के लिए सर्ज इम्पीडेन्स लोडिंग (एसआईएल) x सीकेटी-केएम

विभिन्न वोल्टेज स्तर एवं कन्डक्टर कन्फिगरेशन के लिए एस आई एल रेटिंग **परिशिष्ट-4** में दी गई है तथापि, उस वोल्टेज स्तर और या कन्डक्टर कन्फिगरेशन जिसे अनुबंध-1 में सूचीबद्ध नहीं किया गया है वहां उपलब्धता संगणना के लिए समुचित तकनीकी विचारों पर आधारित एसआईएल प्रयोग किया जाएगा और उसकी सूचना दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक/डीआईसी को दी जाएगी।

कम्पेन्सेटेड एसी लाइन के लिए सर्ज इम्पीडेन्स लोडिंग(एसआईएल) लाइन की क्षतिपूर्ति पर विचार करते हुए क्षेत्रीय विद्युत समिति (आरपीसी) सचिवालय द्वारा यथाप्रमाणित होगा।

शन्ट कम्पेन्सेटेड लाइन के लिए रिएक्टर की अवस्थिति के अनुसार एसआईएल का घटा हुआ मूल्य लिया जाएगा। इसी तरह श्रृंखला क्षतिपूर्ति युक्त लाइनों के लिए क्षतिपूर्ति की प्रतिशतता के अनुरूप उच्चतर एस आईएल लिया जाएगा।

(ख) प्रत्येक एचवीडीसी पोल के लिए- रेटेड एम डब्ल्यू क्षमता x सीकटी - के एम

(ग) प्रत्येक आईसीटी बैंक के लिए-रेटेड एमवीए क्षमता

(घ) एसवीसी के लिए- रेटेड एमवीआर क्षमता (इण्डक्टिव एवं कैपेसिटिव)

(ङ.) बस रिएक्टर/स्विचयोग्य लाइन रिएक्टर्स के लिए-रेटेड एमवीए आर क्षमता

(च) दो क्षेत्रीय गिडों को जोड़नेवाली एचवीडीसी बैंक टू बैंक स्टेशन के लिए - प्रत्येक ब्लाक की रेटेड एम डब्ल्यू क्षमता

4. प्रत्येक श्रेणी के पारेषण अल्पघटक की उपलब्धता की संगणना भारित कारक, विचाराधीन कुल घंटे और उस श्रेणी

के प्रत्येक अल्पघटक के लिए घंटों की अनुपलब्धता के आधार पर की जाएगी। पारेषण अल्पघटक की प्रत्येक श्रेणी की उपलब्धता की संगणना करने के लिए सूत्र **परिशिष्ट-5** में दिए गए हैं।

5. निम्नलिखित कारणों से आउटेज के अंतर्गत पारेषण अल्पघटकों को उपलब्ध के रूप में माना जाएगा:

(i) किसी अन्य पारेषण स्कीमों के अल्पघटकों का अनुरक्षण एवं निर्माण के लिए की गई बंदी। यदि अन्य पारेषण स्कीम पारेषण अनुज्ञासिधारी से संबंधित है तो सदस्य सचिव, आरपीसी मानी गई उपलब्धता अवधि को उसके द्वारा कार्य के लिए विचारित अवधि तक सीमित कर सकता है।

(ii) आर एल डी सी के दिशा निर्देशों के अनुसार स्विचड रिएक्टरों की मैनुअल ट्रिपिंग और ओवर वोल्टेज को प्रतिबंधित करने के लिए पारेषण लाइन की स्विचिंग आफ।

6. निम्नलिखित आकस्मिकताओं के लिए पारेषण अल्पघटकों के आउटेज समय को विचाराधीन अवधि के अंतर्गत अल्पघटकों के कुल समय से अपवर्जित कर दिया जाएगा।

(i) प्राकृतिक आपदाओं और अप्रत्याशित घटनाओं, जो पारेषण अनुज्ञासिधारी के नियंत्रण से का भार परे हो, के कारण अल्पघटकों का आउटेज। तथापि सदस्य सचिव, आरपीसी को इस बात के लिए संतुष्ट करने कि अल्पघटक आउटेज उपर्युक्त घटनाओं के कारण हुआ था और न कि डिजायन असफलता के कारण, पारेषण अनुज्ञासिधारी पर होगा। उस अल्पघटक के लिए समय-समय पर यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण अनुज्ञासिधारी के कार्य निष्पादन के मानदंड) विनियम, 2012 के अनुसार उपर्युक्त रेस्टोरेशन समय पर विचार किया जाएगा और उस अल्पघटक की पुनर्वहाली के लिए पारेषण अनुज्ञासिधारी द्वारा लिये गये किसी अतिरिक्ति समय को आउटेज समय के रूप में माना जाएगा और उसके लिए पारेषण अनुज्ञासिधारी उत्तदायी होगा। ईआरएस आपातकालीन पुनर्वहाली प्रभावी से पुनः बहाल किए गए परिपथों को उपलब्ध के रूप में माना जाएगा।

(ii) पारेषण अनुज्ञासिधारी की वजह से न होने वाली किसी ग्रीड घटना/बाधा द्वारा कारित आउटेज, उदाहरणार्थ ग्रीड बाधाओं के कारण किसी अन्य अभिकरण के स्वामित्व वाले उपकेन्द्रों या बेज में ऐसे दोष जिनके कारण पारेषण अनुज्ञासिधारी के अल्पघटकों का आउटेज और लाइनों, आईसीटी, एचवीडीसी आदि की ट्रिपिंग कारित हुई। तथापि, यदि किसी ग्रीड घटना/बाधा के पश्चात् प्रणाली को सामान्य बनाते समय आरएलडीसी से निदेशों की प्राप्ति पर अल्पघटकों को युक्तियुक्त समय के भीतर पुनः स्थापित नहीं किया जाता है तो अल्पघटकों 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।

#### परिशिष्ट-4

##### एसी लाइनों के लिए सर्ज इम्पीडेन्स लोडिंग (एसआईएल)

क्र.सं.	लाइन वोल्टेज (केवी)	कन्डक्टर कन्फिगरेशन	एसआईएल (एमडब्ल्यू)
1	765	क्वैड बर्सिमिस	2250
2	400	क्वैड बर्सिमिस	691

3	400	टिवन मूस	515
4	400	टिवन एएएसी	425
5	400	क्वैड जेब्रा	647
6	400	क्वै एएएसी	646
7	400	ट्रिपल स्तोबर्ड	605
8	400	एसीकेसी(500/26)	556
9	400	टिवन एसीएआर	557
10	220	टिवन जेब्रा	175
11	220	सिंगल जेब्रा	132
12	132	सिंगल पैन्थर	50
13	66	सिंगल डाग	10

#### परिशिष्ट-5

##### प्रत्येक श्रेणी के पारेषण अल्पघटक की उपलब्धता की संगणना करने के लिए सूत्र

एवी<sub>आई</sub>(एसी लाइनों की ओ)

$$\text{संख्या में उपलब्धता} = \frac{\sum \text{डब्ल्यूआई}(\text{टीआई}-\text{टीएनएआई})}{\sum \text{डब्ल्यूआई}} \quad \text{आई}=1 \quad \text{टीआई} \quad \text{आई}=1$$

एवी<sub>एम्</sub>(एचडीवी पोलस की एस)

$$\text{संख्या में उपलब्धता} = \frac{\sum \text{डब्ल्यूजे}(\text{टीजे}-\text{टीएनएजे})}{\sum \text{डब्ल्यूजे}} \quad \text{जे}=1 \quad \text{टीजे} \quad \text{जे}=1$$

एवी<sub>क्यू</sub>(आईसीटीएस की क्यू)

$$\text{संख्या में उपलब्धता} = \frac{\sum \text{डब्ल्यूके}(\text{टीके}-\text{टीएनएके})}{\sum \text{डब्ल्यूके}} \quad \text{के}=आई \quad \text{टीके} \quad \text{के}=1$$

एवी<sub>आर</sub>(एसवीसीएस की आर)

संख्या में उपलब्धता

$$\text{आर} = \frac{\sum \text{डब्ल्यू}_{1\text{एल}}(\text{टी}_{1\text{एल}}-\text{टी}_{\text{एनए}_{1\text{एल}}}) + \sum \text{डब्ल्यू}_{\text{सीएल}}(\text{टी}_{\text{सीएल}}-\text{टी}_{\text{एनए}_{\text{सीएल}}})}{\sum \text{डब्ल्यू}_{1\text{एल}} + \sum \text{डब्ल्यू}_{\text{सीएल}}} \quad \text{एल}=1 \quad \text{टी}_{\text{आईएल}} \quad \text{टी}_{\text{सीएल}} \quad \text{आर} \quad \text{आर}$$

एवी<sub>फ़</sub> बस रियक्टरों की पी संख्या में

$$\text{उपलब्धता} = \frac{\sum \text{डब्ल्यू}_{\text{एम}}(\text{टी}_{\text{एम}}-\text{टी}_{\text{एनएम}})}{\sum \text{डब्ल्यू}_{\text{एम}}} \quad \text{एम}=1 \quad \text{टी}_{\text{एम}} \quad \text{एम}=1$$

एवीई(एचवीडीसी बैक टू बैक

खंडों की टी. सं. में उपलब्धता =  $\frac{\sum \text{डब्ल्यूएन}(टीएन-टीएनएएन)}{\text{एन}=1 \quad \text{टीएन}} \div \frac{\sum \text{डब्ल्यूएन}}{\text{एन}=1}$

जहां

डब्ल्यूआई= आईवीं पारेषण लाइन के लिए भारित कारक

डब्ल्यूजे= जेवीं एचवीडीसी पोल के लिए भारित कारक

डब्ल्यूके= केवीं आईसीटी के पोल के लिए भारित कारक

डब्ल्यूआईएल एंड डब्ल्यूसीएल= एलवेएसवीसीका इंडक्टिव एवं कैपेसिटिव प्रचालन के लिए भारित कारक

डब्ल्यूएम= एमवे बस रिएक्टर के लिए भारित कारक

डब्ल्यूएन= एनवे एचवीडीसी बैक टू बैक ब्लाक के लिए भारित कारक

टीआई, टीजे, टीके, टीआईएल,

टीसीएल, टीएम एवं टीएन= विचाराधीन अवधि के दौरान (प्रक्रिया के पैरा 6 में दिए गए उन कारणों से, आउटेज की समयावधि को छोड़कर जिनके लिए पारेषण लाइसेंसी को उत्तरदायी नहीं ठहराया जा सकता है। आईवीं एसी लाइन जेवीं एचवीडीसी पोल केवींआईसीटी, एलवे एसवीसी (इण्डक्टिव प्रचालन) एलथ एसवीसी (कैपेसिटिव प्रचालन) एमवे स्विचड बस रिएक्टर और एनवे एचवीडीसी बैक टू बैक ब्लाक के कुल घंटे।

टीएनआई, टीएनजे, टीएनके,

टीएनआईएल, टीएनसीएल,

टीएनएम, टीएनएन = आईवीं एसी लाइन जेवीं एचवीडीसी पोल केवींआईसीटी, एलवे एसवीसी (इण्डक्टिव प्रचालन) एलथ एसवीसी (कैपेसिटिव प्रचालन) एमवे स्विचड बस रिएक्टर और एनवे एचवीडीसी बैक टू बैक ब्लाक के कुल घंटे के लिए अनुपलब्ध घंटे (प्रक्रिया के पैरा 5 में दिए गए अनुसार, मानी गई अनुलब्धता के रूप में उन कारणों से आउटेज की समयावधि को छोड़कर जिनके लिए पारेषण लाइसेंसी अनुज्ञप्तिधारी नहीं है।

### परिशिष्ट-6

#### (कोयला आधारित उत्पादन केन्द्र के लिए)

यह प्रमाणित किया जाता है कि (केन्द्र का नाम) ने सीआईआरसी (टैरिफ के निबंधन और शर्तें) विनियम 2014 के विनियम 4 के अनुसार निम्नलिखित निर्धारित सभी प्रमुख उपबंध पूरे कर लिए हैं।

1. सीईए विद्युत संयंत्रों एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए तकनीकी मानदंड विनियम, 2010 के विनियम 3(8) में यथानिर्धारित सभी दस्तावेजों को स्थल पर रखा गया है और वे स्थल पर उपलब्ध हैं।

2. सीईए विद्युत संयंत्रों एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए तकनीकी मानदंड विनियम, 2010 के विनियम 5 के अनुरूप सभी अपेक्षाओं का पालन किया गया है।

3. इकाई प्रचालन क्षमता सीईए विद्युत संयंत्रों एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए तकनीकी मानदंड विनियम, 2010 के विनियम 7(1), 7(2), 7(3) और 7(4) के अनुरूप होंगी।

4. वाष्प उत्पादन के लिए सीईए विद्युत संयंत्रों एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए तकनीकी मानदंड विनियम, 2010 के विनियम 8 के अनुरूप सभी अपेक्षाओं का पालन किया गया है।

5. वाष्प टर्बाइन जनरेटर के लिए सीईए विद्युत संयंत्रों एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए मानदंड विनियम, 2010 के विनियम 9(2), 9(4), 9(9), 9(15), 9(16), 9(18) के अनुरूप सभी अपेक्षाएं पूरी की गई हैं।

नाम:

(सीएमडी/सीईओ/एमडी)

#### (गैस आधारित उत्पादन केन्द्र के लिए)

यह प्रमाणित किया जाता है कि (केन्द्र का नाम) ने सीआईआरसी (टैरिफ के निबंधन और शर्तें) विनियम, 2014 के विनियम 4 के अनुसार निम्नलिखित निर्धारित सभी प्रमुख उपबंध पूरे कर लिए हैं।

1. सीईए विद्युत संयंत्रों एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए तकनीकी मानदंड विनियम, 2010 के विनियम 3(8) के अनुरूप सभी दस्तावेज स्थल पर रखे गए हैं और स्थल एक उपलब्ध है।

2. सीईए विद्युत संयंत्रों एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए तकनीकी मानदंड विनियम, 2010 के विनियम 5 में यथानिर्धारित सभी अपेक्षाओं का पालन किया गया है।

3. इकाई प्रचालन क्षमता सीईए विद्युत संयंत्रों एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए तकनीकी मानदंड विनियम, 2010 के विनियम 14(2) 14(3), 14(4), 14(5), और 14(7) के अनुरूप सभी अपेक्षाएं पूरी की गई हैं।

4. वाष्प टर्बाइन के लिए सीईए विद्युत संयंत्रों एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए तकनीकी मानदंड विनियम, 2010 के विनियम 17 और विनियम 9(2) 9(4), 9(9), 9(15), 9(16), 9(18) के अनुरूप सभी अपेक्षाएं पूरी की गई हैं।

नाम:

(सीएमडी/सीईओ/एमडी)

#### हाइड्रो आधारित उत्पादन केन्द्र के लिए

यह प्रमाणित किया जाता है कि (केन्द्र का नाम) ने सीआईआरसी (टैरिफ के निबंधन और शर्तें) विनियम 2014

के विनियम 4 के अनुसार निम्नलिखित निर्धारित सभी प्रमुख उपबंध पूरे कर लिए हैं।

1. सीईए विद्युत संयंत्रों एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए तकनीकी मानदंड विनियम, 2010 के विनियम 3(8) के अनुरूप सभी दस्तावेज स्थल पर रखे गए हैं और स्थल पर उपलब्ध हैं।

2. सीईए विद्युत संयंत्रों एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए तकनीकी मानदंड विनियम, 2010 के विनियम 30(1), 30(2) और 30(5) में निर्धारित सभी अपेक्षाएं पूरी कर ली गई हैं।

3. यूनिट प्रचालन क्षमता सीईए विद्युत संयंत्रों एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए तकनीकी मानदंड

विनियम, 2010 के विनियम 32(1), 32(3), 32(4), 32(6) और 32(8) के अनुरूप होंगी।

(4) हाइड्रोलिक टर्बाइन के लिए सीईए विद्युत संयंत्रों एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए तकनीकी मानदंड विनियम, 2010 के विनियम 33(6), 33(7), 33(8) के अनुरूप सभी अपेक्षाओं का पूर्णतः पालन किया गया है।

नाम:

(सीएमडी/सीईओ/एमडी)



**टैरिफ अवधारण करने के लिए  
टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (थर्मल)**

भाग-।

परिशिष्ट-।

भाग -।

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

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (ताप) का शीर्षक	टिक
प्ररूप - 1	सारांश	
प्ररूप -1(I)	दावाकृत पूंजी लागत दर्शाने वाला विवरण	
प्ररूप -1(II)	रिटर्न आन इक्विटी दर्शाने वाला विवरण	
प्ररूप-2	संयंत्र के लक्षण	
प्ररूप-3	टैरिफ की संगणना के लिए विचार किए गए मानकीय पैरामीटर	
प्ररूप- 4	विदेशी ऋण के ब्यौरे	
प्ररूप- 4क	विदेशी इक्विटी 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-5ङ.	नई परियोजनाओं के लिए चर वस्तुओं, पैरामीटरों, वैकल्पिक पैकेजों आदि का ब्यौरा	
प्ररूप-5ङ.।	लागत आधिक्य के मामले में	
प्ररूप-5ङ.ii	समय आधिक्य के मामले में	
प्ररूप-5च	अतिरिक्त आरओई का दावा की स्थिति में	
प्ररूप- 6	सीओडी तक वित्तीय पैकेज	
प्ररूप- 7	परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण के ब्यौरे	
प्ररूप- 8	विभिन्न परियोजनाओं को कारपोरेट ऋण के आबंटन का विवरण	
प्ररूप-9क	सीओडी के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप – 9ख	परियोजना के उपयोगी जीवन काल के अन्तान्त के दौरान अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप – 9ग	लेखा बहियों की पूंजी संवर्धन युक्त दावाकृत एसीई का समाधान दर्शाने वाला विवरण	
प्ररूप – 9घ	अपवर्जन के अधीन दावाकृत मदों/आस्तियों/कार्यों को दर्शाने वाला विवरण	
प्ररूप- 9ङ.	पूंजी लागत का विवरण	
प्ररूप- 9च	चालू पूंजी संकर्म का विवरण	
प्ररूप- 10	अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्त पोषण	

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (ताप) का शीर्षक	टिक
प्ररूप- 11	अवक्षयण दर की संगणना	
प्ररूप- 12	अवक्षयण का विवरण	
प्ररूप- 13	वास्तविक ऋण पर व्याज की भारित औसत दर की संगणना	
प्ररूप- 13क	मानकीय ऋण पर व्याज की संगणना	
प्ररूप- 13 ख	कार्य पूंजी पर व्याज की संगणना	
प्ररूप- 13 ग	सीओडी पर अन्य आय	
प्ररूप- 13 घ	अनुसूचित सीओडी तक और वास्तविक सीओडी तक निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय	
प्ररूप- 13 ङ.	अनुसूचित सीओडी और वास्तविक सीओडी तक विभिन्न पैकेजों के अंतर्गत व्यय	
प्ररूप- 14	आईडीसी और वित्तीय प्रभारों की संगणना के लिए डा डाउन अनुसूची	
प्ररूप- 14क	वास्तविक नकद व्यय	
प्ररूप-15	ऊर्जा प्रभारों की संगणना के लिए ईंधन के संबंध में प्रस्तुत किए जाने वाले व्यौरे/जानकारी	
प्ररूप- 16	ऊर्जा प्रभार दर की संगणना के लिए चूना पत्थर के संबंध में प्रस्तुत किए जाने वाले व्यौरे/जानकारी	
प्ररूप-17	पूँजी स्पेयर्स के संबंध में प्रस्तुत की जाने वाली सूचना/विवरण	
प्ररूप-18	देयता फ्लो विवरण	
प्ररूप-19	केन्द्र बार लागत लेखा परीक्षा रिपोर्ट	
<b>अन्य जानकारी/दस्तावेज</b>		
क्र.सं.	जानकारी/दस्तावेज	टिक
1	समामेलन का प्रमाणपत्र, कारोबार 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	क. नए केन्द्रों और सुसंगत वर्षों के लिए केन्द्र के सीओडी पर सभी अनुसूचियों और परिशिष्टों सहित केन्द्र बार और कारपोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभ और हानि लेखे ख. विद्यमान केन्द्रों के लिए सुसंगत वर्षों हेतु सभी अनुसूचियों और परिशिष्टों सहित केन्द्र बार और कारपोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभ और हानि लेखे	
3	सुसंगत ऋण करारों की प्रतियां	
4	पूँजी 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, के लिए कारणों की व्यौरे-वार टिप्पणी प्रस्तुत किए जाने वाले समर्थनकारी दस्तावेजों की सूची विस्तृत परियोजना रिपोर्ट सीपीएम विश्लेषण पीईआरटी चार्ट एवं बार चार्ट समय एवं अधिक लागत के लिए औचित्य	
8	उत्पादन कंपनी यूनिटवार/ स्टेजवार/स्टेशनवार लागत लेखाकरण रिकार्ड, लागत विवरण,	

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (ताप) का शीर्षक	टिक
	स्टेटमेन्ट्स, अनुसूचियों आदि सहित लागत लेखापरीक्षा रिपोर्ट की प्रति और उसके पश्चात वर्ष 2016-17 में मध्यावधि टु अप के समय पहले दो वर्षों अर्थात् 2014-15 और 2015-16 के लिए और टैरिफ अवधि 2014-19 की शेष अवधि के लिए वर्ष 2019-20 में अंतिम टु अप के समय भारत सरकार को यथाप्रस्तुत कंपनी स्तर पर समेकित रिपोर्ट प्रस्तुत करेगी। शुरुआती टैरिफ फाइल करने के मामले में अद्यतन उपलब्ध लागत लेखापरीक्षा रिपोर्ट प्रस्तुत की जानी चाहिए।	
9	कोई अन्य संगत सूचना (कृपया स्पष्ट करें)	
10	उत्पादन केन्द्र के स्तरों के बीच और किसी वास्तविक अतिरिक्त पूंजीकरण के तुलनपत्र के साथ समाधान	

**टिप्पण1:** याचिका की इलैक्ट्रॉनिक प्रति (वर्ड फारमेट में) तथा इन फारमेटों (एक्सेल फारमेट) के अनुसार विस्तृत संगणना के ब्यौरे तथा कोई अन्य जानकारी सी.डी/फ्लापी डिस्क के रूप में भी प्रस्तुत की जाएगी।

भाग-1

प्ररूप- 1

### सारांश शीट

याचिकाकर्ता का नाम : \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम : \_\_\_\_\_

स्थान (क्षेत्र/जिला/राज्य): \_\_\_\_\_

क्रम.सं.	विशिष्टियां	इकाई	विद्यमान 2013- 14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
1	2		3	4	5	6	7	8
1.1	अवक्षयण	लाख रुपये						
1.2	ऋण पर ब्याज	लाख रुपये						
1.3	रिटर्न आन ईक्विटी <sup>1</sup>	लाख रुपये						
1.4	कार्य पूंजी पर ब्याज	लाख रुपये						
1.5	प्रचालन और रख-रखाव व्यय	लाख रुपये						
1.7	प्रतिकर भत्ता (यदि लागू हो)	लाख रुपये						
1.8	विशेष भत्ता (यदि लागू हो)	लाख रुपये						
	<b>कुल</b>	लाख रुपये						
2.1	अवसारित ईंधन लागत (घरेलू कोयला/गैस/आरएलएनजी/द्रव)	रुपये/ टोन						

	ईंधन मात्रा का (%)	(%)						
2.2	अवसारित ईंधन लागत (आयातित कोयला)	रुपये/ टोन						
	ईंधन मात्रा का (%)	(%)						
2.3	द्वितीयक ईंधन तेल लागत	रुपये /यूनिट						
	ऊर्जा प्रभार दर एक्स-बस (पैसा/किलोवाट प्रति घंटा में) <sup>2क, 2ख, 2ग, 2घ</sup>	रुपये /यूनिट						

**नोट**

1: सगणना 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 विवरण 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 30(6) के अनुसार मास के लिए ईंधन लागत (लागतों) और जीसीवी (एस) के आधार पर होंगे।

**प्ररूप-1(I) –दावाकृत पूंजी लागत दर्शाने वाला विवरण:**

क्रम.सं.	विशिष्टियां	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	प्रारंभिक पूंजी लागत					
	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान संवृद्धि					
	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण					
	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय					
	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन					
	<b>इति पूंजी लागत</b>					
	<b>औसत पूंजी लागत</b>					

**प्ररूप-1(II) –रिटर्न आन इक्विटी दर्शाने वाला विवरण :**

क्रम.सं.	विशिष्टियां	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	प्रारंभिक इक्विटी					
	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान संवृद्धि					
	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण के कारण कमी					

	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय के कारण कमी					
	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि					
	<b>समापन इक्विटी</b>					
	<b>औसत इक्विटी</b>					
	आर ओ ई की दर					
	<b>रिटर्न आन इक्विटी</b>					

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप-2

**संयंत्र विशेषताएं**

<b>याचिकाकर्ता का नाम</b>						
<b>उत्पादन केन्द्र का नाम</b>						
यूनिट (यूनिटें)/ब्लाक(ब्लाक्स)/पैरामीटर्स	इकाई-I	इकाई-II	इकाई-III	....		
<b>संस्थापित क्षमता (एमडब्ल्यू)</b>						
<b>निवेश अनुमोदन के अनुरूप अनुसूची सीओडी</b>						
<b>वास्तविक सीओडी/टेकेन ओवर की तारीख (यथा लागू)</b>						
<b>पिट हेड या गैर पिट हेड</b>						
वायलर विनिर्माता का नाम						
टर्बाइन जनरेटर विनिर्माता का नाम						
<b>टर्बाइन इनलेट पर मुख्य वाष्प दाब (केजी/सीएम<sup>2</sup>) एबीएस<sup>1</sup></b>						
<b>टर्बाइन इनलेट का मुख्य वाष्प तापमान (°सी) <sup>1</sup></b>						
<b>टर्बाइन इनलेट पर पुनर्ताप वाष्पदाब (केजी/सीएम<sup>2</sup>) <sup>1</sup></b>						
<b>टर्बाइन इनलेट पर पुनर्ताप वाष्प तापमान (°सी) <sup>1</sup></b>						
<b>एमसीआर स्थितियों के अंतर्गत टर्बाइन इनलेट पर मुख्य वाष्प प्रवाह (टन/घंटे)<sup>2</sup></b>						
<b>वीडब्ल्यूओ कंडीशन के अंतर्गत टर्बाइन पर मुख्य वाष्प प्रवाह (टन /घंटा)<sup>2</sup></b>						
<b>एमसीआर/रेटेड कंडीशन के अंतर्गत इकाई सकल इलेक्ट्रिकल आउटपुट (एमडब्ल्यू) <sup>2</sup></b>						
<b>वीडब्ल्यूओ कंडीशन के अंतर्गत इकाई सकल इलेक्ट्रिकल आउटपुट (एमडब्ल्यू) <sup>2</sup></b>						
<b>गारंटीड डिजायन सकल टर्बाइन साइकल ताप दर (केसीएएल/केडब्ल्यूएच)<sup>3</sup></b>						
<b>वह कंडीशन जिस पर डिजाइन टर्बाइन साइकल ताप दर</b>						

गारंटीड है।						
% एमसीआर						
% मेकअप जल खपत						
मेक अप जल प्रणाली की डिजाइन क्षमता						
इनलेट कूलिंग प्रणाली की डिजाइन क्षमता						
डिजाइन शीतल जल तापमान ( <sup>0</sup> से)						
पृष्ठ दाब						
बीएमसीआर कंडीशन के अंतर्गत सुपर हीटर आउटलेट पर वाष्प प्रवाह (टन/घंटा)						
बीएमसीआर कंडीशन के अंतर्गत सुपर हीटर आउटलेट पर वाष्प दाब (केजी/सीएम <sup>2</sup> )						
बीएमसीआर कंडीशन के अंतर्गत सुपर हीटर आउटलेट पर वाष्प तापमान ( <sup>0</sup> से)						
बीएमसीआर कंडीशन पर रिहीटर आउटलेट पर वाष्प तापमान ( <sup>0</sup> से.)						
डिजाइन /गारंटीड बायलर कार्य कुशलता (%) <sup>4</sup>						
घरेलू/आयातित कोयले के सम्मिश्रण युक्त एवं समिश्रण रहित डिजाइन फ्यूल						
.						
कूलिंग टावर का प्रकार						
कूलिंग प्रणाली का प्रकार <sup>5</sup>						
बायलर फीड पम्प का प्रकार <sup>6</sup>						
ईंधन विवरण <sup>7</sup>						
-प्राथमिक ईंधन						
-द्वितीयक ईंधन						
-वैकल्पिक ईंधन						
विशेष लक्षण/स्थल विनिर्दिष्ट तत्व <sup>8</sup>						
विशेष प्रौद्योगिकीय लक्षण <sup>9</sup>						
पर्यावरणीय विनियम से संबंधित तत्व <sup>10</sup>						
कोई अन्य पहलू						
1: टर्बाइन एमसीआर कंडीशन पर						
2: 0% (शून्य) मेकअप और डिजाइन शीतल जल तापमान						
3: सकल उत्पादन 0% (शून्य) मेकअप और डिजाइन शीतल जल तापमान आधारित टीएमसीआर आउटपुट पर						
4: ईंधन के उच्चतर ताप मान (एचएचवी) और बीएमसीआर आउटपुट आधारित कोयला निष्पादन सहित						
5: समुद्र कूलिंग, प्राकृतिक ड्राफ्ट कूलिंग, इंडयूस्ड ड्राफ्ट कूलिंग आदि के माध्यम से वन्स सी कूलिंग आदि।						

6: मोटर चालित, स्टीम टर्बाइन चालित आदि।
7: कोयला या प्राकृतिक गैस या नाफ्था या लिग्नाइट आदि।
8: कोई स्थल विनिर्दिष्ट विशेषताएं जैसे मैरी- गो-राउंड, विसिनिटी टूसी, इंटेक/मेकअप जल प्रणाली आदि, मार्जक आदि। ऐसी सभी विशेषताओं को विनिर्दिष्ट करें।
9: कोई विशेष प्रौद्योगिकीय लक्षण जैसे गैस टर्बाइन में अग्रणी श्रेणी की एफए प्रौद्योगिकी आदि
10: पर्यावरणीय विनियम से संबंधित विशेषताएं जैसे एफजीडी, ईएसपी आदि
टिप्पणी 1: विनियम में विनिर्दिष्ट शर्तों के अंतर की दशा में, विनिर्माता के संशोधन कर्ष भी प्रस्तुत किए जाएंगे।
टिप्पणी 2: नए केन्द्रों की दशा में, उपरोक्त जानकारी के साथ-साथ हीट वेलेंस डायग्राम प्रस्तुत किए जाने हैं।
टिप्पणी 3: वाक्यांश एमसीआर, बीएमसीआर, एचएचवी, निष्पादन कोयला, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा अधिसूचित सीईए विद्युत संयंत्र एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए तकनीकी मानक विनियम-2010 में यथापरिभाषित
टिप्पणी-4: विनियम-4 में उल्लिखित शर्तों के अनुसार परिशिष्ट-VI के अनुरूप प्रस्तुत प्रमाणपत्र की प्रति

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप-3

**टैरिफ की संगणना करने के लिए विचार किए गए मानकीय पैरामीटर**

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

मार्च को समाप्त होने वाला वर्ष

विशिष्टियां	इकाई	यथा विद्यमान 2013- 14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
इक्विटी पर रिटर्न की आधारभूत दर	%						
प्रभावी कर दर	%						
लक्ष्य उपलब्धता	%						
सहायक ऊर्जा खपत	%						
कुल केन्द्र ताप दर	केसीएएल/केडब्ल्यूएच						
विनिर्दिष्ट ईंधन तेल खपत	एमएल/केडब्ल्यूएच						
कार्य पूंजी के लिए कोयला/लिग्नाइट की लागत <sup>1</sup>	मास में						

कार्य पूंजी के लिए मुख्य गौण ईंधन तेल की लागत <sup>1</sup>	मास में						
कार्य पूंजी के लिए ईंधन लागत <sup>2</sup>	मास में						
कार्य पूंजी के लिए द्रव ईंधन स्टॉक लागत <sup>2</sup>	मास में						
ओ एंड एम व्यय	लाख रुपये / एमडब्ल्यू						
कार्य पूंजी के लिए रखरखाव पुर्जे	ओ और एम का %						
कार्य पूंजी के लिए प्राप्य	मास में						
प्राथमिक ईंधन की भंडारण क्षमता	मीटन						
___ <sup>3</sup> को भारतीय स्टेट बैंक की मुख्य आधार दर+ 350 आधार प्वाइंट	%						
घरेलू कोयला/आयातित कोयले का मिश्रण अनुपात							

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. सुसंगत तारीख का उल्लेख करें।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 4

विदेशी ऋण के ब्यौरे

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

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख या 31.3.2004 को विनियम दर इनमें से जो भी बाद में हो \_\_\_\_\_

31.3.2014 को विनियम दर \_\_\_\_\_

क्र. सं.	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



[illegible]

[illegible]

1. मुद्रा का नाम, अर्थात् यूएस \$ डीएम, 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 बयौरे, प्रत्येक हेजिंग के बयौरे प्रस्तुत किए जाने हैं।
4. यथा लागू कर (जैसे रोका गया कर) के ब्यौरे, जिनमें कर में परिवर्तन भी सम्मिलित है, वह तारीख जिससे परिवर्तन हुआ है, स्पष्ट रूप से उपदर्शित की जाए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-।

**प्ररूप- 4क**

विदेशी इक्विटी के ब्यौरे

(याचिका के अधीन परियोजना को लागू केवल इक्विटी इन्फ्यूजन के बारे में ब्यौरे)

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

इंफ्यूजन की तारीख को विनिमय दर

[illegible]

3													
	<b>मुद्रा<sup>2</sup></b>												
क.	इंफ्यूजन की तारीख पर <sup>2</sup>												
1													
2													
3													
	<b>मुद्रा<sup>3</sup></b>												
क.	इंफ्यूजन की तारीख पर <sup>2</sup>												
1													
2													
3													
	<b>मुद्रा<sup>1</sup> और उससे आगे</b>												
क.	इंफ्यूजन की तारीख पर <sup>2</sup>												
1													
2													
3													

1. मुद्रा का नाम, अर्थात् यूएस \$, डीएम, आदि में उल्लिखित किया जाना है।

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

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 5

विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश

कंपनी का नाम \_\_\_\_\_

विद्युत केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

परियोजना के लिए आयोग के आदेश की अंतिम तारीख	दिनांक (डीडी-एमएम- वाईवाईवाईवाई)	
उस याचिका सं. का संदर्भ जिसमें उपर्युक्त आदेश पारित किया गया था	याचिका सं..	

आयोग द्वारा उपर्युक्त आदेश में उस अवधि की अंतिम तारीख के अनुसार जिसके लिए टैरिफ अनुमोदित है निम्नलिखित विवरण (क्या स्वीकृत और/या उनपर विचार किया गया) दें:		
पूँजी लागत	(लाख रुपये में)*	
उपर्युक्त में शामिल अनुन्मुक्त देयताओं की राशि (और स्वीकृत पूँजी लागत का भाग)		
उपर्युक्त स्वीकृत पूँजी लागत के समनुरूप अन-डिस्चार्ज देयताओं की राशि (परंतु जो नकद आधार पर अनुमत की जा रही पूँजी लागत का भाग न हो)		
सकल मानकीय ऋण		
संचयी संदेय		
शुद्ध मानकीय ऋण		
मानकीय इक्विटी		
संचयी मूल्य ह्रास		
फ्रीहोल्ड भूमि		

(याचिकाकर्ता)

## भाग-I

## प्ररूप- 5क

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

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

## नई परियोजनाएं

## प्राक्कलित पूँजी लागत

प्राक्कलित पूँजी लागत को अनुमोदित करने वाला निदेशक बोर्ड/अभिकरण :		
प्राक्कलित पूँजी लागत के अनुमोदन की तारीख:		
	<b>वर्तमान दिन लागत</b>	<b>संपूर्ण लागत</b>
अनुमोदित प्राक्कलन का कीमत स्तर	वर्ष _____ तिमाही _____ की समाप्ति के अनुसार	केन्द्र की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुसार
पूँजी लागत प्राक्कलित के लिए विचार की गई विदेशी विनिमय दर		

<b>पूंजी लागत आईडीसी आईईडीसी और एफसी को छोड़कर</b>		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू.एस \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (लाख रुपये)		
<b>पूंजी लागत, जिसमें आईडीसी आईईडीसी एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत शामिल नहीं है (रुपए करोड़ में)</b>		
<b>आईडीसी, आईईडीसी एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत</b>		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू.एस \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रुपए लाख में)		
<b>कुल आईडीसी आईईडीसी एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत (रुपए लाख में)</b>		
विचार किए गए करों और शुल्कों की दर		
<b>पूंजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत भी हैं</b>		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू.एस \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रुपए लाख में)		
<b>पूंजी लागत, जिसमें आईडीसी आईईडीसी तथा एफसी भी है (रुपए लाख में)</b>		
<b>लगाए जाने की अनुसूची</b>		
यूनिट 1/ब्लाक 1 की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख निवेश अनुमोदन के अनुसार		
यूनिट 2/ब्लाक 2 की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख निवेश अनुमोदन के अनुसार		
-----		
-----		
अंतिम यूनिट/ब्लाक की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		

टिप्पण:

1. निवेश 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-I

प्ररूप- 5ख

कोयला/लिग्नाइट आधारित नयी परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत का ब्यौरा

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

(रुपए लाख में)

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार (3)	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख/प्रत्याशित सीओडी को वास्तविक बिक्री व्यय (4)	दायित्व/ उपबंध (5)	परिवर्तन (3- 4-5) (6)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण (7)	अंतिम तारीख तक अनुमानित पूंजी व्यय (8)
			वास्तविक राशि				
1	भूमि और स्थल विकास की लागत						
1.1	भूमि*						
1.2	सुधार एवं पुनर्वास (आर एंड आर)						
1.3	प्रारंभिक निरीक्षण और स्थल विकास						
	कुल भूमि और स्थल विकास						
2	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						

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार (3)	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख/प्रत्याशित सीओडी को वास्तविक बिक्री व्यय (4)	दायित्व/ उपबंध (5)	परिवर्तन (3- 4-5) (6)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण (7)	अंतिम तारीख तक अनुमानित पूँजी व्यय (8)
			वास्तविक राशि				
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 प्रहस्तन 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/एलपी पाइपिंग						
2.3. 15	एफजीडी प्रणाली, यदि						

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार (3)	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख/प्रत्याशित सीओडी को वास्तविक बिक्री व्यय (4)	दायित्व/ उपबंध (5)	परिवर्तन (3- 4-5) (6)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण (7)	अंतिम तारीख तक अनुमानित पूंजी व्यय (8)
			वास्तविक राशि				
	कोई हो						
2.3. 16	समुद्री जल इन्टेक के लिए गैर लवणीकरण संयंत्र						
2.3. 17	जेट्टी में बाह्य कोयला प्रहस्तन, यदि कोई हो						
	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 ग्राउंडिंग						
2.4. 5	प्रकाश						
2.4. 6	आपातकालीन डीजी सेट						
	कुल बीओपी इलैक्ट्रिकल						
2.5	नियंत्रण एवं यंत्रीकरण (सी एंड आई) पैकेज						
	कुल संयंत्र और उपस्कर जिसमें कर और शुल्क						



क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार (3)	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख/प्रत्याशित सीओडी को वास्तविक बिक्री व्यय (4)	दायित्व/ उपबंध (5)	परिवर्तन (3- 4-5) (6)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण (7)	अंतिम तारीख तक अनुमानित पूँजी व्यय (8)
			वास्तविक राशि				
	सम्मिलित नहीं है						
2.6	कर और शुल्क						
3	आरंभिक पुर्जे						
4	सिविल संकर्म						
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासनि क भवन						
4.2	सीडब्ल्यू प्रणाली						
4.3	कूलिंग टावर						
4.4	डीएम जल 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						

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार (3)	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख/प्रत्याशित सीओडी को वास्तविक बिक्री व्यय (4)	दायित्व/ उपबंध (5)	परिवर्तन (3- 4-5) (6)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण (7)	अंतिम तारीख तक अनुमानित पूंजी व्यय (8)
			वास्तविक राशि				
	संनिर्माण और समर्थकारी संकर्म						
4.15	सड़क और जल निकासी						
	कुल सिविल संकर्म						
5	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	उपरिशीर्ष						
6.1	स्थापना						
6.2	डिजाइन और इंजीनियरिंग						
6.3	संपरीक्षा और लेखा						
6.4	आकस्मिकता						

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार (3)	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख/प्रत्याशित सीओडी को वास्तविक बिक्री व्यय (4)	दायित्व/ उपबंध (5)	परिवर्तन (3- 4-5) (6)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण (7)	अंतिम तारीख तक अनुमानित पूंजी व्यय (8)
			वास्तविक राशि				
	कुल उपरिशीर्ष						
7	कुल पूंजी लागत आईडीसी और एफसी को छोड़कर						
8	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत						
8.1	संनिर्माण के दौरान व्याज (आईडीसी)						
8.2	वित्तीय प्रभार (एफसी)						
8.3	विदेशी मुद्रा विनिमय दर अंतर (एफईआरवी)						
8.4	हेजिंग लागत						
	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत का योग						
9	पूंजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत भी है						

\* फ्री होल्ड भूमि और पट्टे पर ली गई भूमि का विवरण अलग-अलग प्रदान करें

### टिप्पणः

1. लागत अंतर की स्थिति में इस अंतर के कारणों का उल्लेख करते हुए एक विस्तृत टिप्पण दिया जाना चाहिए जिसमें इस तथ्य का स्पष्ट उल्लेख हो कि लागत की यह अधिकता उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से बाहर की बात थी।
2. समय और लागत दोनों की अधिकता की स्थिति में इस समय और लागत की अधिकता के कारणों का उल्लेख करते हुए एक विस्तृत टिप्पण दिया जाना चाहिए जिसमें इसके लिए उत्तरदायी अभिकरण का स्पष्ट उल्लेख हो और क्या यह समय तथा लागत आधिक्य उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से बाहर था।
3. समय आधिक्य के कारण लागत पर पड़ने वाले निहितार्थों, यदि कोई हो, को विभिन्न पैकेजों में अनुसूचित सीओडी से वास्तविक सीओडी/प्रत्याशित सीओडी में कीमतों में वृद्धि, अनुसूचित सीओडी से वास्तविक सीओडी/प्रत्याशित सीओडी में आईडीसी में वृद्धि और अनुसूचित सीओडी से वास्तविक/प्रत्याशित सीओडी में आईडीसी की वृद्धि का विवरण देते हुए पृथक् रूप से प्रस्तुत किया जाये।
4. समय आधिक्य के लिए प्रत्येक कारण का परियोजना की लागत पर पड़ने वाले प्रभाव की गणना की जानी चाहिए और उसके साथ में आवश्यक दस्तावेज और समर्थनकारी कार्य प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
5. आकलन सहित कार्य के मूल दायरे पर शुरुआती स्पेयर्स सहित आस्ति/संकर्म वार संतुलित कार्य की सूची सकारात्मक रूप से प्रस्तुत की जायेगी।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 5ग

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

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

(रुपए लाख में)

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार (3)	वास्तविक पूंजीगत व्यय (4)	दायित्व/ उपबंध (5)	परितर्जन (3-4-5) (6)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण* (7)	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अ नुमानित पूंजी व्यय
1	भूमि और स्थल विकास की लागत						
1.1	भूमि*						
1.2	सुधार और पुनर्वास (आर एंड						

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार (3)	वास्तविक पूँजीगत व्यय (4)	दायित्व/ उपबंध (5)	परितर्जन (3-4-5) (6)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण* (7)	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अ नुमानित पूँजी व्यय
	आर))						
1.3	प्रारंभिक निरीक्षण और स्थल विकास						
	कुल भूमि और स्थल विकास						
<b>2</b>	<b>संयंत्र और उपस्कर</b>						
<b>2.1</b>	<b>स्टीम टर्बाइन जनरेटर आइलैंड</b>						
<b>2.2</b>	<b>टर्बाइन जनरेटर आइलैंड</b>						
<b>2.3</b>	<b>डब्ल्यू एचआरबी आइलैंड</b>						
<b>2.4</b>	<b>बीओपी यांत्रिक</b>						
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						
	<b>कुल बीओपी यांत्रिक</b>						
<b>2.5</b>	<b>कुल बीओपी इलैक्ट्रिक</b>						
2.5.1	स्विचयार्ड पैकेज						
2.5.2	ट्रांसफार्मर पैकेज						
2.5.3	स्विच गियर पैकेज						
2.5.4	केबल, केबल प्रसुविधा और ग्राउंडिंग						

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार (3)	वास्तविक पूँजीगत व्यय (4)	दायित्व/ उपबंध (5)	परितर्जन (3-4-5) (6)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण* (7)	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अ नुमानित पूँजी व्यय
2.5.5	प्रकाश						
2.5.6	आपातकालीन डीजी सेट						
	कुल बीओपी इलैक्ट्रिकल						
2.6	नियंत्रण एवं यंत्रीकरण (सी एंड आई) पैकेज						
	कुल संयंत्र और उपस्कर जिसमें कर और शुल्क सम्मिलित नहीं है						
2.7	कर और शुल्क						
3	आरंभिक पुर्जे						
4	सिविल संकर्म						
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासनिक भवन						
4.2	बाह्य जलापूर्ति प्रणाली						
4.3	सीडब्ल्यू प्रणाली						
4.4	क्लिंग टावर						
4.5	डीएम जल संयंत्र						
4.6	विशुद्धीकरण 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	संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय						

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार (3)	वास्तविक पूँजीगत व्यय (4)	दायित्व/ उपबंध (5)	परितर्जन (3-4-5) (6)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण* (7)	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अ नुमानित पूँजी 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						
	<b>कुल संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय</b>						
<b>6</b>	<b>उपरिशीर्ष</b>						
6.1	स्थापना						
6.2	डिजाइन और इंजीनियरिंग						
6.3	संपरीक्षा और लेखा						
6.4	आकस्मिकता						
	<b>कुल उपरिशीर्ष</b>						
<b>7</b>	<b>आईडीसी और एफसी को छोड़कर पूँजीलागत</b>						
<b>8</b>	<b>आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत</b>						
8.1	संनिर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)						
8.2	वित्तीय प्रभार (एफसी)						
8.3	विदेशी मुद्रा विनिमय दर अंतर (एफईआरवी)						
8.4	हेजिंग लागत						
	<b>आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत का योग</b>						

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार (3)	वास्तविक पूँजीगत व्यय (4)	दायित्व/ उपबंध (5)	परितर्जन (3-4-5) (6)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण* (7)	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अ नुमानित पूँजी व्यय
9	पूँजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत भी है						

\* फ्रीहोल्ड भूमि और पट्टे पर ली गई भूमि का विवरण अलग-अलग प्रदान करें।

#### टिप्पणः

1. लागत अंतर की स्थिति में इस अंतर के कारणों का उल्लेख करते हुए एक विस्तृत टिप्पण दिया जाना चाहिए जिसमें इस तथ्य का स्पष्ट उल्लेख हो कि लागत की यह अधिकता उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से बाहर की बात थी।
2. समय और लागत दोनों की अधिकता की स्थिति में इस समय और लागत की अधिकता के कारणों का उल्लेख करते हुए एक विस्तृत टिप्पण दिया जाना चाहिए जिसमें इसके लिए उत्तरदायी अभिकरण का स्पष्ट उल्लेख हो और क्या यह समय तथा लागत आधिक्य उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से बाहर था।
3. समय आधिक्य के कारण लागत पर पड़ने वाले निहितार्थों, यदि कोई हो, को विभिन्न पैकेजों में अनुसूचित सीओडी से वास्तविक सीओडी/प्रत्याशित सीओडी में कीमतों में वृद्धि, अनुसूचित सीओडी से वास्तविक सीओडी/प्रत्याशित सीओडी में आईडीसी में वृद्धि और अनुसूचित सीओडी से वास्तविक/प्रत्याशित सीओडी में आईडीसी की वृद्धि का विवरण देते हुए पृथक् रूप से प्रस्तुत किया जाये।
4. समय आधिक्य के लिए प्रत्येक कारण का परियोजना की लागत पर पड़ने वाले प्रभाव की गणना की जानी चाहिए और उसके साथ में आवश्यक दस्तावेज और समर्थनकारी कार्य प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
5. आकलन सहित कार्य के मूल दायरे पर शुरूआती स्पेयर्स सहित आस्ति/संकर्म वार संतुलित कार्य की सूची सकारात्मक रूप से प्रस्तुत की जायेगी।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्रारूप- 5घ

#### संनिर्माण /प्रदाय/सेवा पैकेज का ब्यौरा

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

1	नाम/संनिर्माण सं./प्रदाय/सेवा पैकेज	पैकेज क	पैकेज ख	पैकेज ग	...	सभी पैकेज की कुल लागत
---	-------------------------------------	---------	---------	---------	-----	-----------------------



2	कार्य की परिधि <sup>1</sup> (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 सं.					
5	प्रदान करने की तारीख					
6	कार्य आरंभ करने की तारीख					
7	कार्य पूरा करने की तारीख					
8	कार्य का मूल्य <sup>2</sup> (रुपए लाख में)					
9	कीमत में फर्म या वृद्धि सहित					
10	पूरा होने या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, जो भी पहले हो, तक वास्तविक व्यय (रुपये लाख में)					
11	कर तथा शुल्क और आईईडीसी (लाख रुपये)					
12	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत (लाख रुपये)					
13	उप-योग (10+11+12) (लाख रुपये)					

**टिप्पण :**

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

2. यदि यहां कोई ऐसा पैकेज हो, जिसे भारतीय रुपए और विदेशी मुद्रा में दर्शित किया जाना है, तो उसे पृथक रूप से मुद्रा विनिमय दर और तारीख, अर्थात् 1.4.2014 की यूएस \$ =62 की दर से 80 करोड़ रुपए+यूएस \$+50एम =390 करोड़ रुपए के साथ दर्शित किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 5ड

**नई परियोजना के लिए चर वस्तुओं, पैरामीटर्स ऐन्ड्रिक पैकेज आदि का विवरण**

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

यूनिट साइज	
यूनिटों की सं.	
हरित क्षेत्र/विस्तार	

क्रम.सं.	चर वस्तुएं	(डिजाइन प्रचालन रैंज) मूल्य
1	कोयले की गुणवत्ता	
2	राख अंतर्वस्तु	
3	नमी धारित	
4	बायलर क्षमता	
5	सस्पेन्डेड कण वस्तु	
6	राख उपयोग	
7	बायलर कन्फिगरेशन	
8	टर्बाइन ताप दर	
9	सीडब्ल्यू तापमान	
10	जल स्रोत	
11	जल स्रोत की दूरी	
12	क्लेरीफायर	
13	आयल अनलोड करने का मोड	
14	कोयला अनलोडिंग तंत्र	
15	फ्लाई एश निपटान का प्रकार एवं दूरी	
16	तली की राख निस्तारण प्रकार एवं दूरी	
17	मुद्रा प्रकार	
18	फाउंडेशन टाइप (चिमनी)	
19	जल स्तर	
20	भूकम्प संबंधी एवं वायु जोन	
21	घनीभूत शीतन विधि	
22	गैर लवणीकरण/आर ओ संयंत्र	
23	निष्क्रमण वोल्टेज स्तर	
24	कोयले का प्रकार (घरेलू/आयातित)	
पैरामीटर/चर		मूल्य
पूरा करने की अनुसूची		
भुगतान की शर्तें		
निष्पादन गारंटी देयता		
कीमत का आधार (फर्म/वृद्धि से जुड़ी)		
उपकरण आपूर्तिकर्ता (उद्गम का देश )		
वैकल्पिक पैकेज		हां/नहीं
गैर लवणीकरण संयंत्र/आरओ संयंत्र		

एमजीआर	
रेलवे साइडिंग	
जेट्टी पर अनलोडिंग उपकरण	
रोलिंग स्टॉक/लोकोमोटिव	
एफजीडी संयंत्र	
टाई प्वाइंट तक पारेषण लाइन की लम्बाई (कि.मी. में)	

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 5ड.1

## लागत की अधिकता होने की स्थिति में

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन	बोर्ड ऑफ मेम्बर्स द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत		
1	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	संयंत्र और उपस्कर					
2.1	स्टीम टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.2	टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन	बोर्ड ऑफ मेम्बर्स द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत		
<b>2.3</b>	बीओपी यांत्रिक					
<b>2.3.1</b>	ईंधन उठाई धराई और भंडारण प्रणाली					
2.3.2	बाह्य जल प्रदाय प्रणाली					
2.3.3	डीएम जल संयंत्र					
2.3.4	विशुद्धीकरण संयंत्र					
2.3.5	क्लोरीनीकरण संयंत्र					
2.3.6	ईंधन रखरखाव एवं भंडारण प्रणाली					
2.3.7	राख प्रहस्तन प्रणाली					
2.3.8	कोयला प्रहस्तन संयंत्र					
2.3.9	रोलिंग स्टाक और लोकोमोटिव					
2.3.10	एमजीआर					
2.3.11	वायु दाव प्रणाली					
2.3.12	वातानुकूलन एवं वातायन प्रणाली					
2.3.13	अग्नि शमन प्रणाली					
2.3.14	एचपी/एलपी पाइपिंग					
	<b>कुल बीओपी यांत्रिक</b>					
<b>2.4</b>	<b>कुल बीओपी इलैक्ट्रिक</b>					
2.4.1	स्विचयार्ड पैकेज					
2.4.2	ट्रांसफार्मर पैकेज					
2.4.3	स्विच गियर पैकेज					
2.4.4	केबल, केबल प्रसुविधा और ग्राउंडिंग					
2.4.5	प्रकाश					

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन	बोर्ड ऑफ मेम्बर्स द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत		
2.4.6	आपातकालीन डीजी सेट					
	कुल बीओपी इलैक्ट्रिकल					
2.5	नियंत्रण एवं यंत्रीकरण (सी एंड आई) पैकेज					
	कुल संयंत्र और उपस्कर जिसमें कर और शुल्क सम्मिलित नहीं है					
3	आरंभिक पुर्जे					
4	सिविल संकर्म					
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासनिक भवन					
4.2	सीडब्ल्यू प्रणाली					
4.3	कूलिंग टावर					
4.4	डीएम जल संयंत्र					
4.5	विशुद्धीकरण संयंत्र					
4.6	क्लोरिनेशन संयंत्र					
4.7	ईंधन उठाई धराई और भंडारण प्रणाली					
4.8	कोयला प्रहस्तन संयंत्र					
4.9	एमजीआर और मार्शलिंग यार्ड					
4.10	राख प्रहस्तन प्रणाली					
4.11	राख निस्तारण क्षेत्र विकास					
4.12	अग्नि शमन प्रणाली					
4.13	नगरक्षेत्र और कालोनी					
4.14	अस्थायी संनिर्माण और समर्थकारी संकर्म					

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन	बोर्ड ऑफ मेम्बर्स द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत		
4.15	सड़क और जल निकासी					
	कुल सिविल संकर्म					
5	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	उपरिशीर्ष					
6.1	स्थापना					
6.2	डिजाइन और इंजीनियरिंग					
6.3	संपरीक्षा और लेखा					
6.4	आकस्मिकता					
	कुल उपरिशीर्ष					
7	आईडीसी और एफसी को छोड़कर पूंजी लागत					
8	आईडीसी, एफसी, एफआईआरवी और हेजिंग लागत					
8.1	संनिर्माण के दौरान व्याज (आईडीसी)					

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन	बोर्ड ऑफ मेम्बर्स द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत		
8.2	वित्तीय प्रभार (एफसी)					
8.3	विदेशी मुद्रा विनिमय दर अंतर (एएफईआरवी)					
8.4	हेजिंग लागत					
	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत का योग					
9	पूँजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत भी है					

\*फ्रीहोल्ड भूमि और पट्टे पर ली गई भूमि का विवरण अलग-अलग प्रदान करें

**टिप्पण:** लागत अधिकता के लिए प्रत्येक कारण के प्रभाव का परिकलन किया जाना चाहिए और इसके साथ में आवश्यक दस्तावेज तथा समर्थनकारी कार्यकरण प्रस्तुत किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्रारूप- 5ड.ii

समय की अधिकता होने की स्थिति में

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

क्रम सं.	क्रियाकलाप/ कार्यो/सेवा का विवरण	माल अनुसूची (योजना के अनुरूप)		वास्तविक अनुसूची (वास्तविक के अनुसार)		लिया गया अधिक समय दिन	विलम्ब के कारण	प्रभावित अन्य क्रियाकलाप (प्रभावित क्रियाकलापों की क्रम संख्या का उल्लेख करें)
		प्रारंभ तारीख	पूरा करने की तारीख	प्रारंभ करने की वास्तविक तारीख	पूरा करने की वास्तविक तारीख			

क्रम सं.	क्रियाकलाप/कार्यो/सेवा का विवरण	माल अनुसूची (योजना के अनुरूप)		वास्तविक अनुसूची (वास्तविक के अनुसार)		लिया गया अधिक समय	विलम्ब के कारण	प्रभावित अन्य क्रियाकलाप (प्रभावित क्रियाकलापों की क्रम संख्या का उल्लेख करें)
		प्रारंभ तारीख	पूरा करने की तारीख	प्रारंभ करने की वास्तविक तारीख	पूरा करने की वास्तविक तारीख	दिन		
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
....	.....							

1. समय की अधिकता होने के मामले में प्रत्येक कारण से हुए विलम्ब को संगणित करना चाहिए और उसके प्रमाण स्वरूप आवश्यक दस्तावेज एवं समर्थनकारी कामकाज का उल्लेख होना चाहिए।

2. विशेष क्रियाकलापों का उल्लेख करें।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 5च

### अतिरिक्त आर ओ ई का दावा किए जाने की स्थिति में

याचिकाकर्ता का नाम

\_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम

\_\_\_\_\_

परियोजना	निवेश अनुमोदन के अनुरूप पूरा किए जाने की अवधि (माह)				पूरा करने में लगा वास्तविक समय				अर्हक समय अनुसूची (विनियम के अनुसार)
	प्रारंभ की तारीख	अनुसूचित सीओडी (तारीख)	पूरा करने का समय महीनों में	संस्थापित क्षमता	प्रारंभ की तारीख	अनुसूचित सीओडी (तारीख)	पूरा करने का समय महीनों में	जांची गई क्षमता	मास



इकाई 1									
इकाई 2									
इकाई 3									
इकाई 4									
....									
.....									

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 6

## वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक वित्तीय पैकेज

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

वा.प्र. की तारीख को परियोजना लागत<sup>1</sup>केन्द्र की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख<sup>2</sup>

	यथा अनुमोदित वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को यथास्वीकृत	
	मुद्रा और रकम <sup>3</sup>		मुद्रा और रकम <sup>3</sup>		मुद्रा और रकम <sup>3</sup>	
1	2	3	4	5	6	7
ऋण-I	यूएस \$	200एम				
ऋण -II						
ऋण- III						
और उससे आगे						

इक्विटी-						
विदेशी						
घरेलू						
कुल इक्विटी						
उधार : इक्विटी अनुपात						

**टिप्पण:**

1. अर्थात् यूएस \$ =62 रुपये की विनिमय दर पर 80 करोड़ रुपये + 200 एम अमेरिकी डालर या रुपये 1320 करोड़ जिसमें 200 एम अमेरिकी डालर शामिल है।
2. प्रत्येक यूनिट के सीओडी की तारीख को वाणिज्यिक प्रचालन संबंधी विवरण प्रदान करें।
3. उदाहरणार्थ: यूएस \$ 200 मि. आदि ।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 7

**परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण के ब्यौरे**

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

विशिष्टियां	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	पैकेज 6
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत <sup>1</sup>						
मुद्रा <sup>2</sup>						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.3.2014 /वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम 3,4,5,13,15						
ब्याज के प्रकार <sup>6</sup>						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारित दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो <sup>7</sup>						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो <sup>8</sup>						

क्या कोई कैप्स/फ्लोर है <sup>9</sup>	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं
यदि उपरोक्त हां है तो कैप्स/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि <sup>10</sup>						
से प्रभावी विलम्बन अवधि						
प्रतिसंदाय अवधि <sup>11</sup>						
से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि						
प्रतिसंदाय आवृत्ति <sup>12</sup>						
प्रतिसंदाय किस्त <sup>13,14</sup>						
आधारित विनिमय दर <sup>16</sup>						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण को हेज किया गया है?						
यदि उपरोक्त हां तो ब्यौरा विनिर्दिष्ट करें <sup>17</sup>						

**टिप्पण:**

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 31.3.2014 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 जाने हैं। तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक रूप दिए जाने हैं।
5. यदि विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनितों 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. आधारित 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 है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं।
10. विलम्बन अवधि से यह 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 है 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. आधारित विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2004 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. विदेशी ऋण के मामले में मूल धन के पुनर्भुगतान की प्रत्येक तारीख और ब्याज के भुगतान पर विचारित विनिमय दर का विवरण दें।
19. ट्रयंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाना है।
20. ट्रयंग 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-I

प्ररूप- 8

विभिन्न परियोजनाओं को आवंटित कारपोरेट ऋण का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

विशिष्टियां	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	टिप्पणियां
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत <sup>1</sup>						
मुद्रा <sup>2</sup>						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.3.2014 /वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम <sup>3,4,5,13,15</sup>						
ब्याज के प्रकार <sup>6</sup>						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारित दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो <sup>7</sup>						

मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो <sup>8</sup>						
क्या कोई कैप्स/फ्लोर है <sup>9</sup>	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	
यदि उपरोक्त हां है तो कैप्स/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि <sup>10</sup>						
से प्रभावी विलम्बन अवधि						
प्रतिसंदाय अवधि <sup>11</sup>						
से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि						
प्रतिसंदाय आवृत्ति <sup>12</sup>						
प्रतिसंदाय किस्त <sup>13,14</sup>						
आधारित विनिमय दर <sup>16</sup>						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण को हेज किया गया है?						
यदि उपरोक्त हां तो ब्यौरा विनिर्दिष्ट करें <sup>17</sup>						
	विभिन्न परियोजनाओं को ऋण पैकेज का वितरण					
परियोजना का नाम						कुल
परियोजना 1						
परियोजना 2						
परियोजना 3 तथा अन्य						

## टिप्पणः

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 31.3.2014 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 जाने हैं। तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक रुप दिए जाने हैं।
5. यदि विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक रुप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनितों के लिए पृथक रुप से प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं।
6. ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है।
7. आधारित दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रुप में आधार अभिप्रेत है जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है। निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों पर लागू आधारीक 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 यह 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 है 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. आधारित विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2004 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. विदेशी ऋण के मामले में मूल धन के पुनर्भुगतान की प्रत्येक तारीख और ब्याज के भुगतान पर विचारित विनिमय दर का विवरण दें।
19. ट्रयूंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाना है।
20. ट्रयूंग 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-I

प्ररूप- 9क

**सीओडी के पश्चात अतिरिक्त पूंजीकरण का वर्ष वार विवरण**

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

सीओडी \_\_\_\_\_

वित्त वर्ष के लिए \_\_\_\_\_

क्रम सं.	कार्य/उपस्कर का शीर्ष	दावा किया गया एसीई (वास्तविक/ प्रक्षेपित)				विनियम जिसके अंतर्गत दावा किया गया	औचित्य	आयोग द्वारा स्वीकृत लागत, यदि कोई
		प्रोद्भवन आधार	स्तंभ 3 में शामिल सम्पादित न की गई देयता	नकद आधार	स्तंभ 3 में शामिल की गई आईडीसी			

(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)

1. यदि परियोजना पूरी कर ली गई है और लागत को विगत के किसी टैरिफ अधिसूचना(अधिसूचनाओं) के अंतर्गत स्वीकृत किया गया है तो (प्राधिकारी का नाम, द्वारा पहले ही जारी टैरिफ अधिसूचना के प्रयोजनार्थ यथास्वीकृत लागत का विवरण देते हुए स्तंभ 10 भरें) (टैरिफ आदेश की प्रति संलग्न करें)
2. उपर्युक्त सूचना टैरिफ अवधि 2014-19 के प्रत्येक वर्ष/अवधि के लिए अलग से प्रस्तुत किए जाने की जरूरत है।
3. आस्तियों के गैर पूंजीकरण के मामलों में स्तंभ 1,2,3 और में अलग से विवरण प्रस्तुत किया जाना चाहिए। इसके अतिरिक्त, इन आस्तियों की मूल बुक वैल्यू और पूंजीकरण का वर्ष को स्तंभ 8 में प्रस्तुत किया जाना चाहिए। जहां डि कैप्स अनुमानित आधार पर हैं, उन्हें अलग से दर्शाया जाना चाहिए।
4. यदि किसी आस्ति को गैर-सेवा योग्य ठहराया गया है उसे उस वर्ष के दौरान गैर पूंजीकृत के रूप में माना जाएगा और ऐसी आस्ति की मूल मूल्य स्तंभ 3 में दर्शाया जाना चाहिए। और यदि कोई इम्पेयर्ड कीमत है तो इसके पूंजीकरण का उल्लेख स्तंभ 8 में किया जाना चाहिए।
5. प्रत्येक आस्ति के पूंजीकरण का औचित्य उस विनियम के अनुरूप होना चाहिए जिसके अंतर्गत दावा किया गया है और उस आस्ति के पूंजीकरण की आवश्यकता का उल्लेख किया जाए।

#### टिप्पण:

1. प्ररूप 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 उन पुर्जों की लागत पृथक रूप से उपदर्शित की जानी चाहिए अर्थात् रोटार 50 करोड़ आरंभिक पुर्जे-5 करोड़ रुपये।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 9ख

परियोजना के उपयोगी जीवनकाल के अन्तान्त के दौरान अतिरिक्त गैर पूंजीकरण का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम

\_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम

\_\_\_\_\_

सीओडी

\_\_\_\_\_

क्रम सं.	वर्ष	प्रत्येक इकाई/केन्द्र के उपयोगी जीवन काल के अंतिम पांच वर्षों के दौरान जोड़ा गया संकर्म/उपकरण	दावाकृत एसीई (वास्तविक/प्रक्षेपित)				विनियम जिसके अंतर्गत दावा किया गया	औचित्य	समय विस्तार पर प्रभाव
			प्रोद्भवन आधार	स्तंभ 4 में सम्मिलित निष्पादित न की गई देयता	नकद आधार	स्तंभ 4 में शामिल आईडीसी			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6=4-5)	(7)	(8)	(9)	(10)

**टिप्पण:**

1. पूंजी संवर्धनों के लिए किए गए लागत लाभ विश्लेषण को इन स्कीमों के अनुमोदन हेतु याचिका के साथ प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
2. प्रत्येक आस्ति के लिए अतिरिक्त पूंजी व्यय दावा हेतु औचित्य उस विनियम से संगत होना चाहिए जिसके अंतर्गत दावा किया गया है और आस्ति के पूंजीकरण की जरूरत का उल्लेख किया जाए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 9खं

**अवधि के दौरान आस्ति गैर-पूंजीकरण का विवरण**

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

क्षेत्र

राज्य

जिला

क्रम सं.	आस्ति का नाम	पूंजीकरण विहीनता की प्रकृति (क्या अपवर्जन के अंतर्गत या अतिरिक्त पूंजी व्यय के रूप में दावा किया गया)	पूंजीकृत की गई आस्ति का मूल मूल्य	वह वर्ष जब उसका प्रारंभ हुआ	पूंजीकरण विहीनता की तारीख तक प्राप्त किया गया अवक्षयण
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1					
2					
3					



4					
5					

**टिप्पण:-** वर्षवार विवरण दिया जाए।

याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 9ग

**बहियों के अनुरूप पूंजी संवर्धन सहित दावाकृत एसीई का समाधान दर्शाने वाला विवरण**

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

सीओडी

क्रम सं.	विवरण	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	अंतिम सकल ब्लाक					
	घटाएं: प्रारंभिक सकल ब्लाक					
	<b>बुक के अनुसार कुल संवर्धन</b>					
	घटाएं: अन्य स्तरों से संबंधित सम्बर्धन (कृपया स्टेज-वार ब्यौरा दें)					
	<b>तात्कालिक परियोजना/ यूनिट/स्टेज से संबंधित शुद्ध संवर्धन</b>					
	घटाएं: अपवर्जन (मर्दे जो अनुमेय नहीं हैं। जिनका दावा नहीं किया गया)					
	<b>शुद्ध अतिरिक्त पूंजी व्यय दावाकृत</b>					

**टिप्पण:-** किसी व्यय का अपवर्जन करने का कारण स्पष्ट रूप से दर्शाया जाए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 9घ

**अपवर्जन के अंतर्गत दावा किए गए कार्यों/मदों/आस्तियों को दर्शाने वाला विवरण :**

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

सीओडी

क्रम सं.	कार्य/उपकरण का शीर्षक	अपवर्जन के अंतर्गत दावा किया गया एसीई				औचित्य
		प्रादुर्भाव आधार	स्तंभ 3 में शामिल अनिष्पादित देयता	नकद आधार	स्तंभ 3 में शामिल आईडीसी	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)

**टिप्पणी:-**1 टैरिफ में अनुमति न दी गई आस्ति पर दावा किया गया अपवर्जन के समर्थन में आयोग का विशेष आदेश तारीख, याचिका सं., राशि जिसकी अनुमति नहीं दी गई आदि का उल्लेख होना चाहिए।

2. अंतर इकाई अंतरण, अंतरण की प्रकृति अर्थात् अस्थायी या स्थायी, का उल्लेख होना चाहिए। यह प्रमाणित किया जाए कि अपवर्जन की मांग केवल प्राप्तकर्ता केन्द्र के लिए की गई है न कि प्रेषण केन्द्र या दोनों केन्द्रों के लिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 9ड.

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

**पूँजी लागत का विवरण**

(सुसंगत तारीख तथा वर्षवार के लिए दिया जाना है)

(राशि लाख रुपयों में)

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को
अ	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक सकल ब्लाक राशि	
	ख) उपर्युक्त अ (क) में पूँजीगत देयताओं की राशि	

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को
	ग) उपर्युक्त अ (क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपर्युक्त अ (क) में एफसी की राशि	
	ड.) उपर्युक्त अ (क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपर्युक्त अ (क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपर्युक्त अ (क) में आई ई डीसी की राशि	
आ	क) अवधि के अनुसार सकल ब्लाक राशि में संवृद्धि (प्रत्यक्ष क्रय)	
	ख) उपर्युक्त आ (क) में पूंजीगत देयताओं की राशि	
	ग) उपर्युक्त आ (क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपर्युक्त आ (क) में एफसी की राशि	
	ड.) उपर्युक्त आ (क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपर्युक्त आ (क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपर्युक्त आ (क) में आई ई डीसी की राशि	
इ	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि में संवृद्धि (सीडब्ल्यू आई पी से अंतरित)	
	ख) उपर्युक्त इ (क) में पूंजीगत देयताओं की राशि	
	ग) उपर्युक्त इ (क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपर्युक्त इ (क) में एफसी की राशि	
	ड.) उपर्युक्त इ (क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपर्युक्त इ (क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपर्युक्त इ (क) में आई ई डीसी की राशि	
ई	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि का अपमार्जन	
	ख) उपर्युक्त ई (क) में पूंजीगत देयताओं की राशि	
	ग) उपर्युक्त ई (क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपर्युक्त ई (क) में एफसी की राशि	
	ड.) उपर्युक्त ई (क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपर्युक्त ई (क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपर्युक्त ई (क) में आई ई डीसी की राशि	
उ.	क) बहियों के अनुसार अंतिम सकल ब्लाक राशि	
	ख) उपर्युक्त उ (क) में पूंजीगत देयताओं की राशि	
	ग) उपर्युक्त उ (क) में आईडीसी की राशि	

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को
	घ) उपर्युक्त उ (क) में एफसी की राशि	
	ड.) उपर्युक्त उ (क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपर्युक्त उ (क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपर्युक्त उ (क) में आई ई डीसी की राशि	

**टिप्पण:**

1. सुसंगत तारीख/तारीखों से यूनिट/यूनिटों/केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख और वित्तीय वर्ष प्रारंभ होने एवं समाप्त होने की तारीख अभिप्रेत है।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 9च

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

प्रगतिरत पूंजीगत कार्य का विवरण

(सुसंगत तारीख तथा वर्षवार के लिए दिया जाना है)

(राशि लाख रुपयों में)

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को
अ	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक सीडब्ल्यू आईपी राशि	
	ख) उपर्युक्त अ (क) में पूंजीगत देयताओं की राशि	
	ग) उपर्युक्त अ (क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपर्युक्त अ (क) में एफसी की राशि	
	ड.) उपर्युक्त अ (क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपर्युक्त अ (क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपर्युक्त अ (क) में आईईडीसी की राशि	
आ	क) वर्ष के दौरान सीडब्ल्यू आईपी में संवर्धन	
	ख) उपर्युक्त आ (क) में पूंजीगत देयताओं की राशि	
	ग) उपर्युक्त आ (क) में आईडीसी की राशि	

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को
	घ) उपर्युक्त आ (क) में एफसी की राशि	
	ड.) उपर्युक्त आ (क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपर्युक्त आ (क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपर्युक्त आ (क) में आईडीसी की राशि	
इ	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि से अंतरण	
	ख) उपर्युक्त इ (क) में पूंजीगत देयताओं की राशि	
	ग) उपर्युक्त इ (क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपर्युक्त इ (क) में एफसी की राशि	
	ड.) उपर्युक्त इ (क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपर्युक्त इ (क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपर्युक्त इ (क) में आईडीसी की राशि	
ई	क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी में अपमार्जन	
	ख) उपर्युक्त ई (क) में पूंजीगत देयताओं की राशि	
	ग) उपर्युक्त ई (क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपर्युक्त ई (क) में एफसी की राशि	
	ड.) उपर्युक्त ई (क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपर्युक्त ई (क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपर्युक्त ई (क) में आईडीसी की राशि	
उ.	क) बहियों के अनुसार अंतिम सीडब्ल्यूआईपी	
	ख) उपर्युक्त उ (क) में पूंजीगत देयताओं की राशि	
	ग) उपर्युक्त उ (क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपर्युक्त उ (क) में एफसी की राशि	
	ड.) उपर्युक्त उ (क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपर्युक्त उ (क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपर्युक्त उ (क) में आईडीसी की राशि	

**टिप्पण:**

1. सुसंगत तारीख/तारीखों से यूनिट/यूनिटों/केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख और वित्तीय वर्ष प्रारंभ होने एवं समाप्त होने की तारीख अभिप्रेत है।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 10

अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्त पोषण

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख

(लाख रुपये में)

	वास्तविक					स्वीकृत				
वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से आरंभ) <sup>1</sup>	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 <sup>2</sup>										
इक्विटी										
आंतरिक संसाधन										
अन्य (कृपया स्पष्ट करें)										
कुल										

**टिप्पण:**

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

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

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 11

## अवक्षयण दर की संगणना

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

(लाख रुपये में)

क्रम सं.	आस्तियों का नाम <sup>1</sup>	31.3.2014 को या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को, जो भी बाद में हो तथा 31.3.2019 तक तत्पश्चात प्रत्येक वर्ष के लिए उत्तरवर्ती सकल ब्लॉक	के वि वि आ की अवक्षयण दर अनुसूची के अनुसार अवक्षयण दर	31.3.2019 तक प्रत्येक वर्ष के लिए अवक्षयण रकम
	1	2	3	4= स्तंभ 2 X स्तंभ 3
1	भूमि*			
2	भवन			
3	और उससे आगे			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				

29				
30				
31				
32				
	कुल			
	अवक्षयण की भारित			
	औसत दर (%)			

\* फ्री होल्ड भूमि और पट्टे पर ली गई भूमि का विवरण अलग-अलग दिया जाए

### टिप्पणः

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

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 12

### अवक्षयण का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम

\_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम

\_\_\_\_\_

(लाख रुपये में)

क्रम सं.	विवरण	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	प्रारंभित पूंजीगत लागत						
	अंतिम पूंजीगत लागत						
	<b>औसत पूंजीगत लागत</b>						
	फ्रीहोल्ड भूमि						
	अवक्षयण की दर						
	अवक्षयणीय मूल्य						
	अवधि के आरंभ में शेष उपयोगी जीवनकाल						
	अवशिष्ट अवक्षयण योग्य मूल्य						
	<b>अवक्षयण (अवधि के लिए)</b>						
	<b>अवक्षयण (वार्षिकीकृत)</b>						
	अवधि के अंत में संचयी मूल्यहास						



	घटाएं: दिनांक 01.4.2009/स्टेशन सीओडी को घटाई गई असम्पादित देयता के कारण संचयी मूल्यहास समायोजन						
	घटाएं: गैर पूंजीकरण के कारण संचयी अवक्षयण समायोजन						
	अवधि की समाप्ति पर निवल संचयी अवक्षयण						

1. एफईआरवी और एएडी विवरण के मामले में प्रयोज्य अवधि के लिए सूचना दें।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 13

**वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना<sup>1</sup>**

याचिकाकर्ता का नाम

\_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम

\_\_\_\_\_

(राशि लाख रुपयों में)

विशिष्टियां	विद्यमान 2013-14	2014-15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
<b>ऋण-1</b>						
सकल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						

विशिष्टियां	विद्यमान 2013-14	2014-15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
<b>ऋण -2</b>						
सकल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
<b>ऋण-3 और उससे आगे</b>						
सकल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
<b>कुल ऋण</b>						
सकल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						

विशिष्टियां	विद्यमान 2013-14	2014-15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
ऋण पर व्याज						
ऋण पर व्याज की भारित औसत दर						

टिप्पण

1. विदेशी ऋण की दशा में भारतीय रुपए में संगणना करके प्रस्तुत किया जाना है। तथापि, मुद्रा की संगणना इसी प्ररूप में पृथक रूप से प्रस्तुत की जानी है।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 13क

**मानकीय ऋणों पर व्याज की संगणना**

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

(लाख रुपये में)

क्रम सं.	विवरण	201 3-14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	सकल मानकीय ऋण-आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक मानकीय ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	<b>निवल मानकीय ऋण-आरंभिक</b>						
	जोड़े: वर्ष अवधि के दौरान संवृद्धि के कारण वृद्धि						
	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर-पूँजीकरण के कारण कमी						
	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय के कारण कमी						

	जोड़े: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि						
	<b>निवल मानकीय ऋण-अंतिम</b>						
	<b>औसत मानकीय ऋण</b>						
	ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर						
	ऋण पर ब्याज						

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 13ख

**कार्य पूंजी पर ब्याज की संगणना**

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

(राशि लाख रुपये में)

क्र.सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2013-14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
1	2	3	4	5	6	7	8
1	कोयला/लिग्नाइट की लागत <sup>1</sup>						
2	मुख्य द्वितीयक ईंधन तेल की लागत <sup>1</sup>						
3	ईंधन लागत <sup>2</sup>						
4	द्रव ईंधन स्टॉक <sup>2</sup>						
5	ओ एंड एम व्यय						
6	रखरखाव पुर्जे						
7	प्राप्य						
8	कुल कार्य पूंजी						
9	ब्याज की दर						
10	कार्यकरण पूंजी पर ब्याज						

**टिप्पण:**

1. कोयला/लिग्नाइट आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिए।

2. गैस ईंधन और द्रव ईंधन पर प्रचालन (पिछला उपलब्ध) की वार्षिक पद्धति को सम्यक रूप से ध्यान में रखते हुए, गैस टर्बाइन/संयुक्त आवर्तन उत्पादन केन्द्र के लिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I  
प्ररूप- 13ग

सीओडी की स्थिति के अनुसार अन्य आय

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

(राशि लाख रुपयों में)

क्र.सं.	पैरामीटर्स	विद्यमान 2013- 14	2014- 15	2015-16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
1	ऋण एवं अग्रिम पर व्याज						
2	जमा पर प्राप्त व्याज						
3	निवेश से आय						
4	रद्दी माल की बिक्री से आय						
5	समय से संदाय के लिए छूट						
6	फायदाग्राहियों से विलम्बित भुगतान पर अधिभार						
7	रिहायशी भवन से किराया						
8	विविध प्राप्ति (कृपया विवरण दें)						
...	...						
...	... (जोड़े)						

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 13घ

**अनुसूचित सीओडी तथा वास्तविक/प्रत्याशित सीओडी तक निर्माण के दौरान प्रासंगिक व्यय**

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

(राशि लाख रुपयों में)

क्र.सं.	पैरामीटर्स	अनुसूचित सीओडी को	वास्तविक सीओडी को/प्रत्याशित सीओडी को
क	व्ययों का शीर्षः		
1	कर्मचारी लाभ व्यय		
2	वित्त लागत		
3	जल प्रभार		
4	संचार व्यय		
5	विद्युत प्रभार		
6	अन्य कार्यालय एवं प्रशासनिक व्यय		
7	अन्य (कृपया विवरण दें)		
8	प्रचालन पूर्व अन्य व्यय		
...	.....		
...	.....		
ख	कुल व्यय		
	घटाएं: निविदा की बिक्री से आय		
	घटाएं: अतिथि गृह से आय		
	घटाएं: संविदाकर्ताओं से वसूली गई आय		
	घटाएं: जमा पर व्याज		
	.....		

(याचिकाकर्ता)

भाग-I  
प्ररूप- 13ड.

**अनुसूचित सीओडी तक और वास्तविक/ प्रत्याशित सीओडी तक विभिन्न पैकेजों के अंतर्गत व्यय**

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

(राशि लाख रुपयों में)

क्र.सं.	पैरामीटर्स	अनुसूचित सीओडी को	वास्तविक/ प्रत्याशित सीओडी को
1	पैकेज 1		
2	पैकेज 2		
3	पैकेज 3		
4	-----		
5	-----		
6			

(याचिकाकर्ता)

भाग-I  
प्ररूप- 14

**आईडीसी और वित्तीय प्रभागों का परिकलन करने के लिए डा डाउन अनुसूची**

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

[illegible]





क्रम सं.	ड्रा डाउन	क्वार्टर 1			क्वार्टर 2			क्वार्टर एन (सीओडी)		
	विशिष्टियां	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम (लाख रुपये)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम (लाख रुपये)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम (लाख रुपये)
1.1	कुल विदेशी ऋण									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी विनिमय दर फेर फार									
	हेजिंग लागत									
1.2	भारतीय ऋण									
1.2.1	भारतीय ऋण <sup>1</sup>									
	ड्रा डाउन रकम	--	--		--	--		--	--	
	आईडीसी	--	--		--	--		--	--	
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--	
1.2.2	भारतीय ऋण <sup>2</sup>									
	ड्रा डाउन रकम	--	--		--	--		--	--	
	आईडीसी	--	--		--	--		--	--	
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--	
1.2.3	भारतीय ऋण <sup>3</sup>									
	ड्रा डाउन रकम	--	--		--	--		--	--	
	आईडीसी	--	--		--	--		--	--	
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--	
1.2.4	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	

क्रम सं.	ड्रा डाउन	क्वार्टर 1			क्वार्टर 2			क्वार्टर एन (सीओडी)		
	विशिष्टियां	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम (लाख रुपये)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम (लाख रुपये)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम (लाख रुपये)
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	इक्विटी									
2.1	ली गई विदेशी इक्विटी									
2.2	ली गई भारतीय इक्विटी	--	--		--	--		--	--	
	लगाई गई कुल इक्विटी									

**टिप्पण:**

1. ऋण और इक्विटी की निकासी अनुसूची को पूरा किए जाने के लिए समरूप आधार पर की जाएगी। शुरु में उच्चतर इक्विटी की निकासी अनुज्ञेय है।
2. उपरोक्त संगणना के लिए प्रयुक्त लागू व्याज दर, जिसमें पुनः नियत तारीख भी है, को पृथक रूप से दिया जाएगा।
3. बहु एकक परियोजना की दशा में, प्रयुक्त पूंजीकरण के व्यौरों को दिया जाना है।

(याचिकाकर्ता)

## भाग-I

## प्ररूप- 14क

वास्तविक नकद व्यय

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

(लाख रुपये में)

विवरण	तिमाही-I	तिमाही-II	तिमाही-III	तिमाही -एन (सीओडी)
सकल ब्लाक पर व्यय				
जोड़े: सीडब्ल्यूआईपी पर व्यय				
जोड़े: पूंजीगत अग्रिम यदि कोई				
घटाएं: असम्पादित देयताएं (उपर्युक्त शामिल)				
जोड़े/घटाएं: अन्य				
पूँजी आस्तियों की ओर संविदाकर्ताओं/आपूर्तिकर्ताओं को भुगतान				
संचयी संदेय				

**टिप्पण:** यदि संदाय एवं लगाई गई निधि के बीच कोई अंतर है तो औचित्य प्रस्तुत करें।

(याचिकाकर्ता)

## भाग-II

## प्ररूप-15

ऊर्जा प्रभारों की संगणना के लिए ईंधन की बाबत प्रस्तुत किए जाने ब्यौरे/जानकारी<sup>1</sup>

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

		इकाई	पूर्ववर्ती	पूर्ववर्ती	पूर्ववर्ती
क्रम सं.	मास		तीसरा मास (यथास्थिति सीसीडी से या तारीख 1.4.2014 से)	द्वितीय मास (यथास्थिति सीसीडी से या तारीख 1.4.2014 से)	प्रथम मास (यथास्थिति सीसीडी से या तारीख 1.4.2014 से)
			घरेलू आयातित	घरेलू आयातित	घरेलू आयातित

क्रम सं.	मास	इकाई	पूर्ववर्ती	पूर्ववर्ती	पूर्ववर्ती
			तीसरा मास (यथास्थिति सीसीडी से या तारीख 1.4.2014 से)	द्वितीय मास (यथास्थिति सीसीडी से या तारीख 1.4.2014 से)	प्रथम मास (यथास्थिति सीसीडी से या तारीख 1.4.2014 से)
			घरेलू आयातित	घरेलू आयातित	घरेलू आयातित
1	कोयला/लिग्नाइट कंपनी द्वारा प्रदाय की गई कोयला/लिग्नाइट की मात्रा	(एमएमटी)			
2	कोयला/लिग्नाइट कंपनी द्वारा किए गए प्रदाय की मात्रा में समायोजन (+/-)	(एमएमटी)			
3	कोयला/लिग्नाइट कंपनी द्वारा प्रदाय किया गया कोयला (1+2)	(एमएमटी)			
4	मानकीय पारगमन और उठाई-धराई हानियां (कोयला/लिग्नाइट आधारित परियोजनाओं के लिए)	(एमएमटी)			
5	प्रदाय किया गया शुद्ध कोयला/लिग्नाइट (3-4)	(एमएमटी)			
6	कोयला/लिग्नाइट कंपनी द्वारा प्रभारित रकम	(रुपए)			
7	कोयला/लिग्नाइट कंपनी द्वारा प्रभारित की गई रकम में समायोजन (+/-)	(रुपए)			
8	प्रभारित कुल रकम (6+7)	(रुपए)			
9	रेल/पोत/सड़क परिवहन द्वारा परिवहन प्रभार	(रुपए)			
10	रेलवे/परिवहन कंपनी द्वारा प्रभारित की गई रकम में समायोजन (+/-)	(रुपए)			
11	विलंब शुल्क प्रभार, यदि कोई हो	(रुपए)			
12	एम जी आर प्रणाली के माध्यम से कोयला के	(रुपए)			

क्रम सं.	मास	इकाई	पूर्ववर्ती तीसरा मास (यथास्थिति सीसीडी से या तारीख 1.4.2014 से)	पूर्ववर्ती द्वितीय मास (यथास्थिति सीसीडी से या तारीख 1.4.2014 से)	पूर्ववर्ती प्रथम मास (यथास्थिति सीसीडी से या तारीख 1.4.2014 से)
			घरेलू आयातित	घरेलू आयातित	घरेलू आयातित
	परिवहन में डीजल की लागत, यदि लागू हो				
13	कुल परिवहन प्रभार (9+/-10-11+12)	(रुपए)			
14	प्रदाय किए गए कोयला/लिग्नाइट के लिए प्रभारित कुल रकम जिसमें परिवहन भी सम्मिलित है (8+13)	(रुपए)			
15	कोयला/लिग्नाइट की अवसारित लागत	रु./मी.टन			
16	मिश्रण अनुपात (घरेलू/आयातित)				
17	पिछले तीन माह के लिए कोयला/लिग्नाइट की भारित औसत लागत	रु./मी.टन			
18	घरेलू कोयले की जीसीवी, जैसी बिल की गई				
19	आयातित कोयले की जीसीवी, जैसी बिल की गई				
20	कोयला/लिग्नाइट की बिल की गई भारित औसत जीसीवी	(केसीएल/केजी)			
21	केन्द्र पर यथाप्राप्त घरेलू कोयले की जीसीवी				
22	केन्द्र पर यथाप्राप्त आयातित कोयले की जीसीवी				
23	कोयला/लिग्नाइट की भारित औसत जीसीवी				

**टिप्पण:**

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

2. यथा विल की गई और यथाप्राप्त जीसीवी, कोयले की मात्रा और कीमत को सांविधिक लेखापरीक्षक द्वारा यथाप्रमाणित प्रस्तुत किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 16

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

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

क्र.सं.	मास	इकाई	पूर्ववती	पूर्ववती	पूर्ववती
			3 मास के लिए (यथास्थिति सीओडी से या तारीख 1.4.2014 से)	2 मास के लिए (यथास्थिति सीओडी से या तारीख 1.4.2014 से)	1 मास के लिए (यथास्थिति सीओडी से या तारीख 1.4.2014 से)
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)

भाग-I

प्ररूप- 17

**पूँजीगत स्पेयर्स के बारे में प्रस्तुत की जाने वाली सूचना/विवरण**

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

क्र.सं.	पूँजी स्पेयर्स और व्यय का विवरण	अतिरिक्त पूँजीकरण के एक भाग के रूप में दावा की गई	प्रतिपूर्ति भत्ता द्वारा वित्तपोषित	विशेष भत्ता द्वारा वित्त पोषित (यदि लागू हो)	स्टोर्स एवं स्पेयर्स के एक भाग के रूप में दावा की गई
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 18

## देयता प्रवाह विवरण

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

पक्षकार	आस्ति/संकर्म	वास्तविक पूंजीकरण का वर्ष	मूल देयता	31.3.2014 को देयता	उन्मुक्तियां (वर्षवार)	विषय (वर्षवार)

(याचिकाकर्ता)



टैरिफ अवधारण के लिए  
टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (हाइड्रो)

भाग-II

परिशिष्ट-I

भाग-II

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

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (हाइड्रो) का शीर्षक	टिक
प्ररूप - 1	सारांश शीट	
प्ररूप -2	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, हाइड्रो केन्द्र का प्रकार, मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ) तथा टैरिफ संगणना के लिए विचार किए जाने वाले अन्य मानकीय पैरामीटर्स	
प्ररूप -3	हाइड्रो इलैक्ट्रिक परियोजना की मुख्य बातें	
प्ररूप - 4	विदेशी ऋण के ब्यौरे	
प्ररूप - 4क	विदेशी इक्विटी के ब्यौरे	
प्ररूप -5	विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश	
प्ररूप -5क	नई परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत प्राक्कलनों का सार और कमीशनिंग की अनुसूची	
प्ररूप -5ख	हाइड्रो विद्युत उत्पादन केन्द्र के लिए पूंजी लागत के ब्यौरे	
प्ररूप -5ग	संयंत्र तथा उपस्कर के लिए पूंजी लागत के ब्यौरे	
प्ररूप -5घ	संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेजों के ब्यौरे	
प्ररूप -5घ.।	लागत आधिक्य होने पर	
प्ररूप -5घ.।।	समय आधिक्य होने पर	
प्ररूप -5च	अतिरिक्त आरओई का दावा होने पर	
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 -9क	सीओडी के पश्चात अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप 9ख	परियोजना के अंतांत के दौरान अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप 9ख।	अवधि के दौरान आस्ति गैर पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप - 9ग	बहियों के अनुसार पूंजी संवर्धन सहित दावाकृत एसीई का समाधान दर्शाने वाला विवरण	
प्ररूप - 9घ	अपवर्जन के अंतर्गत दावाकृत मदों/आस्तियों/संकायों को दर्शाने वाला विवरण	
प्ररूप-9ड.	पूंजी लागत का विवरण	
प्ररूप-9च	प्रगतिरत पूंजी संकायों का विवरण	
प्ररूप - 10	अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्तपोषण	
प्ररूप - 11	अवक्षयण की संगणना	

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (हाइड्रो) का शीर्षक	टिक
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	कार्य पूंजी पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप - 13ग	सीओडी को अन्य आय	
प्ररूप - 13घ	संनिर्माण के दौरान प्रासंगिक व्यय	
प्ररूप - 14	आईडीसी और वित्तीय प्रभारों की संगणना के लिए ड्रा डाउन अनुसूची	
प्ररूप - 14क	वास्तविक नकद व्यय	
प्ररूप - 15क	डिजाइन ऊर्जा तथा व्यस्ततम क्षमता (मासिक-वार)-तालाब/भंडारण आकार के नए केन्द्रों के साथ आरओआर	
प्ररूप - 15ख	डिजाइन ऊर्जा तथा मेगावाट निरंतर (मासिक वार)-आरओआर प्रभार के नए केन्द्र	
प्ररूप - 16	देयता फ्लो विवरण	
<b>अन्य जानकारी/ दस्तावेज</b>		
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	क. नये केन्द्रों और सुसंगत वर्षों के लिए सीओडी पर सभी अनुसूचियों और अनुबंधों सहित केन्द्र वार और कारपोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभ और हानि लेखें ख. मौजूदा केन्द्रों के लिए सुसंगत वर्षों के लिए सीओडी पर सभी अनुसूचियों और अनुबंधों सहित केन्द्र वार और कारपोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभ और हानि लेखें	
3	सुसंगत ऋण करारों की प्रतियां	
4	पूंजी लागत और वित्तीय पैकेज के लिए सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन की प्रतियां	
5	विदेशी इक्विटी के लिए इक्विटी भागीदारी करार और आवश्यक अनुमोदन की प्रतियां	
6	फायदाग्राहियों, 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 टिप्पणी प्रस्तुत किए जाने वाले समर्थकारी दस्तावेज : क. विस्तृत परियोजना रिपोर्ट ख. सीपीएम विश्लेषण ग. पीईआरटी चार्ट और वार चार्ट घ. लागत एवं समयाधिक्य के लिए औचित्य	
8	उत्पादन कंपनी यूनिटवार/ स्टेजवार/स्टेशनवार लागत लेखाकरण रिकार्ड, लागत विवरण, स्टेटमेन्ट्स, अनुसूचियों आदि सहित लागत लेखापरीक्षा रिपोर्ट की प्रति और उसके पश्चात वर्ष 2016-17 में मध्यावधि द्रु अप के समय पहले दो वर्षों अर्थात् 2014-15 और 2015-16 के लिए और टैरिफ अवधि 2014-19 की शेष अवधि के लिए वर्ष 2019-20 में अंतिम द्रु अप के समय भारत सरकार को यथाप्रस्तुत कंपनी स्तर पर समेकित रिपोर्ट प्रस्तुत करेगी। शुरुआती टैरिफ फाइल करने के मामले में अद्यतन उपलब्ध लागत लेखापरीक्षा रिपोर्ट प्रस्तुत की जानी	

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (हाइड्रो) का शीर्षक	टिक
	चाहिए।	
9	कोई अन्य जानकारी (कृपया विनिर्दिष्ट करें)	
10	किसी उत्पादन केन्द्र की वास्तविक अतिरिक्त पूंजीकरण का तुलन पत्र और स्तरों के बीच समाधान	

**टिप्पण 1:** याचिका की इलैक्ट्रानिक प्रति (बर्ड फारमेट 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 -II

प्ररूप - 1

सारांश शीट

याचिकाकर्ता का नाम :

उत्पादन केन्द्र का नाम :

स्थान (क्षेत्र/जिला/राज्य):

(लाख रुपए में)

क्रम सं..	प्रविष्टियां		विद्यमान 2013- 14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
1	2		3	4	5	6	7	8
1.1	अवक्षयण							
1.2	रिटर्न आन इक्विटी							
1.3	रिटर्न आन इक्विटी <sup>1</sup>							
1.4	कार्य पूंजी पर ब्याज							
1.5	प्रचालन और रख-रखाव व्यय							
	कुल							

टिप्पण

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

प्ररूप -1(I) –दावाकृत पूंजी लागत दर्शाने वाला विवरण:

क्रम सं.	विशिष्टियां	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	प्रारंभिक पूंजी लागत					
	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान संवृद्धि					

क्रम सं.	विशिष्टियां	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण					
	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय					
	जोड़े: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन					
	<b>अंतिम पूंजी लागत</b>					
	<b>औसत पूंजी लागत</b>					

प्ररूप -1(II) –रिटर्न ऑन इक्विटी दर्शाने वाला विवरण :

क्रम सं.	विशिष्टियां	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	प्रारंभिक इक्विटी					
	जोड़े: वर्ष/ अवधि के दौरान संवृद्धि के कारण हुई वृद्धि					
	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण के कारण आई कमी					
	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय के कारण हुई कमी					
	जोड़े: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि					
	<b>अंतिम इक्विटी</b>					
	<b>औसत इक्विटी</b>					
	आरओई की दर					
	<b>रिटर्न आन इक्विटी</b>					

(याचिकाकर्ता)

**भाग -II**

**प्ररूप - 2**

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

याचिकाकर्ता का नाम : \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम : \_\_\_\_\_

मार्च को समाप्त होने वाला वर्ष

	विशिष्टियां	इकाई	विद्यमान 2013- 14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	संस्थापित क्षमता	एमडब्ल्यू						
2	गृह राज्य को निःशुल्क ऊर्जा	%						
3	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख (वास्तविक/प्रत्याशित)	%						
	इकाई-1							
	इकाई-2							
	इकाई-3							
4	केन्द्र का प्रकार							
	क) समतल/भूमिगत							
	ख) पूर्णतः आरओआर/तालाब/भंडारण							
	ग) व्यस्ततम/गैर व्यस्ततम							
	घ) व्यस्ततम घंटों की संख्या							
	ड.) अधिक भार क्षमता (मेगावाट) तथा अवधि							
5	ऊर्जन का प्रकार							
	क) उत्पादक संबंधी रोटेटिंग ऊर्जन							
	ख) स्टैटिक ऊर्जन							
6	डिजाइन ऊर्जा (वार्षिक) 1	जीडब्ल्यूएच						
7	सहायक खपत जिसमें पारेषण हानियां भी हैं।	%						
8	मानकीय संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएफ)							
9.1	कार्य पूंजी के लिए रखरखाव पुर्जे	ओएंडएम का %						
9.2	कार्य पूंजी के लिए प्राप्य	मास में						
9.3	रिटर्न आन इक्विटी की आधारभूत दर	%						
9.4	कर दर <sup>2</sup>	%						
9.5	को एसबीआई की आधार दर + 350 बेसिस प्वाइंट्स _____ <sup>3</sup>	%						

1. याचिका के साथ मासिक-वार 10 दिन डिजाइन ऊर्जा आंकड़े पृथक रूप से दिए जाएं।
2. वित्तीय वर्ष 2013-14 के लिए कंपनी को लागू कर दर भी प्रस्तुत की जानी चाहिए।
3. सुसंगत तारीख का उल्लेख करें।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 3

**हाइड्रोइलेक्ट्रिक परियोजना के मुख्य लक्षण**

याचिकाकर्ता का नाम :

उत्पादन केन्द्र का नाम :

<b>1. अवस्थापन</b>	
राज्य/जिला	
नदी	
<b>2. विपथन सुरंग</b>	
आकार, रूप	
लंबाई (एम)	
<b>3. डम</b>	
प्रकार	
डाम की अधिकतम ऊंचाई (एम)	
<b>4. अधिप्लावन मार्ग</b>	
प्रकार	
अधिप्लावन मार्ग का शीर्ष स्तर (एम)	
<b>5. जलाशय</b>	
पूर्ण जलाशय मार्ग का शीर्ष स्तर (एम)	
न्यूनतम ड्रा डाउन स्तर (एमडीडीएल)(एम)	
न्यूनतम भंडारण (एमसीएम)	
<b>6. डि-सिल्टिंग चैम्बर</b>	
प्रकार	
संख्या और आकार	
हटाए जाने वाले कणिका आकार (एमएम)	
<b>7. हेड रेस ट्यूनल</b>	
आकार और प्रकार	
लंबाई (एम)	
डिजाइन डिस्चार्ज (क्यूमेक्स)	
<b>8. प्रवास निकास</b>	
प्रकार	
ब्यास (एम)	
ऊंचाई (एम)	

<b>9. पेनस्टाक/दबाव निकास</b>	
प्रकार	
व्यास और लंबाई (एम)	
<b>10. ऊर्जा गृह</b>	
संस्थापित क्षमता (यूनिटों की सं. x एम डब्ल्यू)	
टर्बाइन का प्रकार	
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	
<b>11. टेल रेस टयूनल/चैनल</b>	
व्यास (एम) , आकार	
लंबाई (एम)	
न्यूनतम टेल जल स्तर (एम)	
<b>12.स्विचयार्ड</b>	
स्विचगियर का आकार	
जनरेटर बेज की सं.	
बस कूपलर बेज की सं.	
लाइन बेज की संख्या	

**टिप्पण:** सिचाई, 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 -II

प्ररूप - 4

विदेशी ऋण के ब्यौरे

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

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

वाणिज्यिक प्रचलन की तारीख को विनिमय दर

**31.3.2014** को विनिमय दर






अ. 1	निकासी की तारीख <sup>2</sup>												
2	मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख												
3	ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख												
4	वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर												
आ	हेजिंग की दशा में <sup>3</sup>												
1	हेजिंग की तारीख पर												
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 विनिमय 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 कर (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 -II

प्ररूप - 4क

विदेशी इक्विटी के ब्यौरे

(याचिका के अधीन परियोजना को लागू इक्विटी इंफ्यूजन, यदि कोई हो, के संबंध में ब्यौरे)

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

इंफ्यूजन की तारीख/तारीखों को मुद्रा विनिमय दर

---



---



---

क्रम सं..	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 (लाख रुपए में)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (लाख रुपए में)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (लाख रुपए में)
	<b>मुद्रा 1<sup>1</sup></b>												
अ. 1	इंफ्यूजन की तारीख पर <sup>2</sup>												
2													
3													
	<b>मुद्रा 2<sup>1</sup></b>												
अ. 1	इंफ्यूजन की तारीख पर <sup>2</sup>												
2													
3													
	<b>मुद्रा 3<sup>1</sup></b>												
क. 1	इंफ्यूजन की तारीख पर <sup>2</sup>												
2													
3													
	<b>मुद्रा 4<sup>1</sup> और उससे आगे</b>												
क. 1	इंफ्यूजन की तारीख पर <sup>2</sup>												
2													
3													

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

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

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 5

## विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

	के.वि.वि.आ.द्वारा यथास्वीकृत पूंजी लागत	
क)	_____ को स्वीकृत पूंजी लागत	
	(के.वि.वि.आ. के सुसंगत आदेश का याचिका सं. और तारीख सहित संदर्भ दें)	
ख)	विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू एस \$ या सुसंगत मुद्रा में)	
ग)	स्वीकृत पूंजी लागत के लिए विचारित विदेशी विनिमय दर (रुपए लाख में)	
घ)	कुल विदेशी संघटक (रुपए लाख में)	
ड.)	घरेलू संघटक (रुपए लाख में)	
च)	स्वीकृत पूंजी लागत के लिए विचारित हेजिंग लागत, यदि कोई हो (लाख रुपए)	
	स्वीकृत कुल पूंजी लागत (लाख रुपए में) (घ+ड.+च)	

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 5क

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

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन 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:		
	<b>वर्तमान दिन लागत</b>	<b>सम्पूरित लागत</b>
अनुमोदित प्राक्कलन का कीमत स्तर	_____ वर्ष की _____ तिमाही की समाप्ति के अनुसार	केन्द्र की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुसार
पूंजी लागत प्राक्कलनों के लिए विचार की गई विदेशी मुद्रा दर		
<b>पूंजी लागत आईडीसी आईईडीसी और एफसी को छोड़कर</b>		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू एस \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (लाख रुपए में)		
<b>पूंजी लागत, जिसमें आईडीसी आईडीसी एफसी एफईआरवी तथा हेजिंग लागत शामिल नहीं है (लाख रुपए में)</b>		
<b>आईडीसी आईईडीसी एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत</b>		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू एस \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (लाख रुपए में)		
<b>कुल आईडीसी आईडीसी एफसी एफईआरवी तथा हेजिंग लागत (लाख रुपये)</b>		
विचार किए गए करों और शुल्कों की दर		

<b>पूंजी लागत जिसमें आईडीसी आईईडीसी एफसी एफईआरवी तथा हेजिंग लागत भी है</b>	
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू एस \$ या सुसंगत मुद्रा में)	
घरेलू संघटक (लाख रुपए में)	
<b>पूंजी लागत, जिसमें आईडीसी आईईडीसी तथा एफसी भी है (रुपए लाख में)</b>	
निवेश अनुमोदन के अनुसार कमीशनिंग की अनुसूची	
इकाई-I की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख	
इकाई-II की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख	
-----	
-----	
अंतिम इकाई/केन्द्र की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख	

**टिप्पणी:**

1. अनुमोदन पत्र की प्रति संलग्न की जानी चाहिए।
2. पूंजी लागत का विवरण प्ररूप-5ख या 5ग यथालागू के अनुरूप प्रस्तुत करें
3. आईडीसी एवं वित्तीय प्रभारों को प्ररूप -14 के अनुरूप प्रस्तुत करें।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 5ख

नये हाइड्रो विद्युत उत्पादन केन्द्र के लिए पूंजी लागत का ब्यौरा

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

(रुपए लाख में)

क्रम सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	प्राधिकारी/निवेश अनुमोदन द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत (3)	वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक/प्रत्याशित तारीख को वास्तविक पूंजी व्यय(4)	दायित्व/उपबंध (5)	परिवर्तन (6=3-4-5)	परिवर्तन के लिए कारण (7)
1.0	अवसंरचना संकर्म					
1.1	प्रारंभिक जिसमें विकास शामिल भी है					
1.2	भूमि *					
1.3	आर एंड आर व्यय					
1.4	भवन					
1.5	नगरीकरण					
1.6	रखरखाव					
1.7	औजार और संयंत्र					
1.8	संचार					
1.9	पर्यावरण और परिस्थिति की					
1.10	स्टाक संबंधी हानियां					
1.11	प्राप्तियां और वसूली					
1.12	कुल (अवसंरचना संकर्म)					
2.0	प्रमुख सिविल संकर्म					
2.1	डाम, इंटेक और डि-सिल्टिंग चैम्बर्स					
2.2	एचआरटी, टीआरटी, सर्ज शाफ्ट और दबाव शाफ्ट					
2.3	ऊर्जा संयंत्र सिविल संकर्म					
2.4	अन्य सिविल संकर्म (विनिर्दिष्ट करें)					
2.5	कुल (प्रमुख सिविल संकर्म)					

क्रम सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	प्राधिकारी/निवेश अनुमोदन द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत (3)	वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक/प्रत्याशित तारीख को वास्तविक पूंजी व्यय(4)	दायित्व/उपबंध (5)	परिवर्तन (6=3-4-5)	परिवर्तन के लिए कारण (7)
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 जाने 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	उपरिशीर्ष					
7.1	स्थापना					
7.2	अभिकल्प और इंजीनियरिंग					
7.3	संपरीक्षा और लेखे					
7.4	आकस्मिकता					
7.5	पुनर्वास और पुनर्व्यवस्थापन					

क्रम सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	प्राधिकारी/निवेश अनुमोदन द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत (3)	वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक/प्रत्याशित तारीख को वास्तविक पूंजी व्यय(4)	दायित्व/उपबंध (5)	परिवर्तन (6=3-4-5)	परिवर्तन के लिए कारण (7)
7.6	कुल (मुख्य शीर्ष)					
8.0	आईडीसी, एफसी एफईआरवी तथा हेजिंग के बिना पूंजी लागत					
9.0	आईडीसी, एफसी एफईआरवी तथा हेजिंग					
9.1	संनिर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)					
9.2	वित्तीय प्रभार (एफसी)					
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 सहित पूंजी लागत					

\*फ्रीहोल्ड भूमि, पट्टे पर ली गई भूमि तथा जलाशय के अंतर्गत भूमि का विवरण अलग से प्रस्तुत करें

#### टिप्पण:

1. लागत अंतर की स्थिति में इस अंतर के कारणों का उल्लेख करते हुए एक विस्तृत टिप्पणी दिया जाना चाहिए जिसमें इस तथ्य का स्पष्ट उल्लेख हो कि लागत की यह अधिकता उत्पादक कंपनी के नियंत्रण से बाहर की बात थी।
2. समय और लागत दोनों की अधिकता की स्थिति में इस समय और लागत की अधिकता के कारणों का उल्लेख करते हुए एक विस्तृत टिप्पण दिया जाना चाहिए जिसमें इसके लिए उत्तरदायी अभिकरण का स्पष्ट उल्लेख हो और क्या यह समय तथा लागत आधिक्य उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से बाहर था।
3. समय आधिक्य के कारण लागत पर पड़ने वाले निहितार्थों, यदि कोई हो, को विभिन्न पैकेजों में अनुसूचित सीओडी से वास्तविक सीओडी/ प्रत्याशित सीओडी में कीमतों में वृद्धि, अनुसूचित सीओडी से वास्तविक सीओडी/प्रत्याशित सीओडी में आईडीसी में वृद्धि और अनुसूचित सीओडी से वास्तविक/प्रत्याशित सीओडी में आईडीसी की वृद्धि का विवरण देते हुए पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाये।



4. समय आधिक्य के लिए प्रत्येक कारण का परियोजना की लागत पर पड़ने वाले प्रभाव की गणना की जानी चाहिए और उसके साथ में आवश्यक दस्तावेज और समर्थनकारी कार्य प्रस्तुत किया जाना चाहिए।

5. आकलन सहित कार्य के मूल दायरे पर शुरूआती स्पेयर्स सहित आस्ति/संकार्य वार संतुलित कार्य की सूची सकारात्मक रूप से प्रस्तुत की जायेगी।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप – 5ग

संयंत्र और उपस्कर के लिए पूंजी लागत का व्यौरा (नई परियोजनाएं)

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

(रुपए लाख में)

क्रम सं.(1)	ब्रेक डाउन (2)	प्राधिकारी/निवेश अनुमोदन द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत (1)	वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक/प्रत्याशित तारीख को लागत (1)	परिवर्तन	परिवर्तन के लिए कारण*
		कुल लागत	कुल लागत	(3)	(4)
1.0	जनरेटर टर्बाइन और एसेसरीज				
1.1	जनरेटर पैकेज				
1.2	टर्बाइन पैकेज				
1.3	यूनिट नियंत्रण बोर्ड				
1.4	सी एंड आई पैकेज				
1.5	जी टी कनेक्शन का बस डेक्ट				
1.6	कुल (जनरेटर टर्बाइन और सहायक पुर्जे)				
2.0	सहायक इलैक्ट्रिकल उपकरण				
2.1	स्थापित ट्रांसफार्मर				
2.2	आनुषंगिक यूनिट ट्रांसफार्मर				
2.3	स्थानीय प्रदाय ट्रांसफार्मर				
2.4	केन्द्र ट्रांसफार्मर				
2.5	एससीएडीए				

क्रम सं.(1)	ब्रेक डाउन (2)	प्राधिकारी/निवेश अनुमोदन द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत (1)	वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक/प्रत्याशित तारीख को लागत (1)	परिवर्तन	परिवर्तन के लिए कारण*
		कुल लागत	कुल लागत	(3)	(4)
2.6	स्विचगियर, बैटरी, डीसी डिस्ट बोर्ड				
2.7	दूरसंचार उपस्कर				
2.8	डाम, पीएच और स्विचयार्ड का प्रदीपन				
2.9	केबल और केबल सुविधाएं ग्राउंडिंग				
2.10	डीजल जनरेटिंग सेट				
2.11	कुल (सहायक इलेक्ट्रिकल उपकरण)				
3.0	ऊर्जा केन्द्र के लिए सहायक उपकरण और सेवाएं				
3.1	ईओटी क्रेन				
3.2	अन्य क्रेन				
3.3	इलेक्ट्रिक लिफ्ट ओर एलीवेटर				
3.4	कूलिंग जल प्रणाली				
3.5	जल निकास और जल परिशोधन 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	स्विचयार्ड पैकेज				
5.0	सभी उपरोक्त उपस्करों				

क्रम सं.(1)	ब्रेक डाउन (2)	प्राधिकारी/निवेश अनुमोदन द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत (1)	वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक/प्रत्याशित तारीख को लागत (1)	परिवर्तन	परिवर्तन के लिए कारण*
		कुल लागत	कुल लागत	(3)	(4)
	के लिए आरंभिक पुर्जे				
6.0	कुल लागत (संयंत्र और उपस्कर) आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत को छोड़कर				
7.0	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत				
7.1	संकर्म के दौरान व्याज (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)				

**टिप्पण:**

1. लागत अंतर के मामले में, इस अंतर के कारणों का उल्लेख करते हुए विस्तृत विवरण दिया जाना चाहिए जिसमें यह संकेत हो कि क्या यह लागत आधिक्य उत्पादक कंपनी के नियंत्रण से परे था।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 5घ

## संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेज का व्यौरा

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

1	नाम/संनिर्माण सं./प्रदाय सेवा/पैकेज	पैकेज क	पैकेज ख	पैकेज ग	...	सभी पैकेजों की कुल लागत
2	कार्य की परिधि (यथा लागू लागत के शीर्ष के आधार पर)					
3	क्या आईसीबी/डीसीबी/विभागीय/निक्षेप कार्य के माध्यम से प्रदान किया गया है					
4	प्राप्त बोलियों की सं.					
5	प्रदान करने की तारीख					
6	कार्य प्रारंभ करने की तारीख					
7	कार्य पूरा करने की तारीख					
8	कार्य का मूल्य <sup>2</sup> (लाख रुपए में)					
9	फर्म या कीमत में वृद्धि सहित					
10	पूरा होने या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख जो भी पहले हो तक वास्तविक व्यय (लाख रुपये)					
11	कर तथा शुल्क तथा आईईडीसी (लाख रुपए)					
12	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत (लाख रुपए)					
13	उप-कुल (10+11+12) (लाख रुपए में)					

## टिप्पण:

1. यदि ऐसा कोई पैकेज हो, जिसे भारतीय रुपए तथा विदेशी मुद्रा(मुद्राओं)में दर्शित किया जाना है, तो उसे पृथक रुप से मुद्रा, मुद्रा विनिमय दर तथा तारीख के साथ दर्शित किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-II

प्ररूप- 5ड.।

## लागत की अधिकता होने की स्थिति में

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन	सदस्य मंडल द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत		
1	भूमि और स्थल विकास की लागत					
1.1	भूमि*					
1.2	सुधार और पुनर्वास (आर एंड आर))					
1.3	प्रारंभिक निरीक्षण और स्थल विकास					
2	संयंत्र और उपस्कर					
2.1	स्टीम टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.2	टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.3	बीओपी यांत्रिक					
2.3.1	ईंधन उठाई धराई और भंडारण प्रणाली					
2.3.2	बाह्य जल प्रदाय प्रणाली					
2.3.3	डीएम जल संयंत्र					
2.3.4	विशुद्धीकरण संयंत्र					
2.3.5	क्लोरीनीकरण संयंत्र					
2.3.6	ईंधन रखरखाव एवं भंडारण प्रणाली					
2.3.7	राख प्रहस्तन प्रणाली					
2.3.8	कोयला प्रहस्तन संयंत्र					
2.3.9	रोलिंग स्टॉक और लोकोमोटिव					
2.3.10	एमजीआर					
2.3.11	वायु दाब प्रणाली					
2.3.12	वातानुकूलन एवं वातायन प्रणाली					
2.3.13	अग्नि शमन प्रणाली					

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन	सदस्य मंडल द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत		
2.3.14	एचपी/एलपी पाइपिंग					
	कुल बीओपी यांत्रिक					
<b>2.4</b>	<b>बीओपी इलैक्ट्रिक</b>					
2.4.1	स्विचयार्ड पैकेज					
2.4.2	ट्रांसफार्मर पैकेज					
2.4.3	स्विच गियर पैकेज					
2.4.4	केबल, केबल प्रसुविधा और ग्राउंडिंग					
2.4.5	प्रकाश					
2.4.6	आपातकालीन डीजी सेट					
	कुल बीओपी इलैक्ट्रिकल					
<b>2.5</b>	<b>नियंत्रण एवं यंत्रीकरण (सी एंड आई) पैकेज</b>					
	कुल संयंत्र और उपस्कर जिसमें कर और शुल्क सम्मिलित नहीं है					
<b>3</b>	<b>आरंभिक पुर्जे</b>					
<b>4</b>	<b>सिविल संकर्म</b>					
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासनिक भवन					
4.2	सीडब्ल्यू प्रणाली					
4.3	कूलिंग टावर					
4.4	डीएम जल संयंत्र					
4.5	विशुद्धीकरण संयंत्र					
4.6	क्लोरिनेशन संयंत्र					
4.7	ईंधन उठाई धराई और					

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन	सदस्य मंडल द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत		
	भंडारण प्रणाली					
4.8	कोयला प्रहस्तन संयंत्र					
4.9	एमजीआर और मार्शलिंग यार्ड					
4.10	राख प्रहस्तन प्रणाली					
4.11	राख निस्तारण क्षेत्र विकास					
4.12	अग्नि शमन प्रणाली					
4.13	नगरक्षेत्र और कालोनी					
4.14	अस्थायी संनिर्माण और समर्थकारी संकर्म					
4.15	सड़क और जल निकासी					
	<b>कुल सिविल संकर्म</b>					
<b>5</b>	<b>संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय</b>					
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					
	<b>कुल संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय</b>					
<b>6</b>	<b>उपरिशीर्ष</b>					
6.1	स्थापना					

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन	सदस्य मंडल द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत		
6.2	डिजाइन और इंजीनियरिंग					
6.3	संपरीक्षा और लेखा					
6.4	आकस्मिकता					
	कुल उपरिशीर्ष					
7	आईडीसी और एफसी को छोड़कर पूंजी लागत					
8	आईडीसी, एफसी, एफआईआरवी और हेजिंग लागत					
8.1	संनिर्माण के दौरान व्याज (आईडीसी)					
8.2	वित्तीय प्रभार (एफसी)					
8.3	विदेशी मुद्रा विनिमय दर अंतर (एफआईआरवी)					
8.4	हेजिंग लागत					
	आईडीसी, एफसी, एफआईआरवी और हेजिंग लागत का योग					
9	पूंजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफआईआरवी और हेजिंग लागत भी है					

\*फ्रीहोल्ड भूमि और पट्टे पर ली गई भूमि का विवरण अलग-अलग प्रदान करें

**टिप्पणी:** लागत अधिकता के लिए प्रत्येक कारण के प्रभाव का परिकलन किया जाना चाहिए और इसके साथ में आवश्यक दस्तावेज तथा समर्थनकारी कार्यकरण प्रस्तुत किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)



भाग -II

प्ररूप - 5ड.ii

समयाधिक्य होने की स्थिति में

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

क्रम सं.	क्रियाकलाप/ संकार्यों/सेवा का विवरण	मूल अनुसूची (योजना के अनुरूप)		वास्तविक अनुसूची (वास्तविक के अनुरूप)		समया धिक्य	विलम्ब के कारण	प्रभावित अन्य क्रियाकलाप (प्रभावित क्रियाकलाप की क्रम संख्या का उल्लेख करें)
		प्रारंभ की तारीख	पूरा करने की तारीख	वास्त विक प्रारंभ तारीख	पूरा करने की वास्तविक तारीख	दिन		
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
....	.....							

1. समयाधिक्य के मामले में प्रत्येक कारण से हुए विलम्ब की संगणना की जानी चाहिए और उसके साथ प्रमाणस्वरूप आवश्यक दस्तावेज तथा समर्थनकारी कार्यकरण प्रस्तुत करना चाहिए।
2. महत्वपूर्ण क्रियाकलापों को दर्शाता है।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 5च

अतिरिक्त आरओई के दावे की स्थिति में

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

परियोजना	पूरा करने का वास्तविक समय (माह)				पूरा करने के लिए वास्तविक समय				अर्हक समय अनुसूची (विनियम के अनुसार)
	प्रारंभ तिथि	अनुसूचित सीओडी (तारीख)	माह	संस्थापित क्षमता	प्रारंभ तारीख	वास्तविक सीओडी (तारीख)	पूरा करने का वास्तविक समय माह में	परीक्षित क्षमता	माह
इकाई 1									
इकाई 2									
इकाई 3									
इकाई 4									
....									
.....									

**टिप्पण:** पूरा करने के वास्तविक समय के समर्थन में आवश्यक दस्तावेजी साक्ष्य को विनियम 5(1) के अनुसार प्रस्तुत किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 6

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक वित्तीय पैकेज

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

सीओडी को परियोजना लागत<sup>1</sup>केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख<sup>2</sup>

	यथा अनुमोदित वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को यथास्वीकृत	
	मुद्रा और रकम <sup>3</sup>		मुद्रा और रकम <sup>3</sup>		मुद्रा और रकम <sup>3</sup>	
1	2	3	4	5	6	7
ऋण-I	यूएस \$	200एम				
ऋण-II						
ऋण-III						
और उससे आगे						
इक्विटी-						
विदेशी						
घरेलू						
कुल इक्विटी						
उधार : इक्विटी अनुपात						

**टिप्पण:**

- अर्थात्, यूएस \$ \$ = 62 रु. की विनिमय दर पर 80 + 200एम अमेरिकी डालर या 1320 करोड़ रुपए जिसमें यूएस \$ 200 मि. भी है।
- वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से अंतिम यूनिट का वाणिज्यिक प्रचालन अभिप्रेत है।
- उदाहरण : यूएस \$ 200मि. आदि।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 7

परियोजना विनिर्दिष्ट ऋणों का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

विशिष्टियां	पैकेज1	पैकेज2	पैकेज3	पैकेज4	पैकेज5	पैकेज6
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत <sup>1</sup>						
मुद्रा <sup>2</sup>						
स्वीकृत ऋण की रकम						

31.03.2014/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम <sup>3,4,5,13,15</sup>						
ब्याज का प्रकार <sup>6</sup>						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो <sup>7</sup>						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो <sup>8</sup>						
क्या कोई कैप्स/फ्लोर है <sup>9</sup>	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं
यदि उपरोक्त हां है तो कैप्स/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि <sup>10</sup>						
से प्रभावी विलम्बन						
से प्रभावी प्रतिसंदाय <sup>11</sup>						
से प्रभावी प्रतिसंदाय						
प्रतिसंदाय आवृत्ति <sup>12</sup>						
प्रतिसंदाय किस्त <sup>13,14</sup>						
आधारित विनिमय <sup>16</sup>						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण को हेज किया गया है ?						
यदि उपरोक्त हां हो तो ब्यौरा विनिर्दिष्ट करें <sup>17</sup>						

### टिप्पण:

1. ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण लिया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, आईएफसी, पीएफसी आदि।
2. ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस \$, डीएम, येन, भारतीय रुपए आदि।
3. विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2014 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 जाने हैं। तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक रूप से दिए जाने हैं। तथापि मूल ऋण के ब्यौरे भी उसी प्ररूप में अलग से दिये जाएं।
5. यदि याचिका में विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनितों 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. आधारित दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत हैं जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है। निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों को लागू आधारित 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 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 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. आधारित विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2014 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. विदेशी ऋण के मामले में मूल की प्रतिसंदाय की प्रत्येक तारीख और ब्याज संदाय की तारीख पर विचारित विनिमय दर का ब्यौरा प्रदान करें।
19. टूटिंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाना है।
20. टूटिंग 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।
21. ऋण का पुनर्वित्त करने के लिए उत्पादन कंपनी द्वारा दिया गया विकल्प, यदि कोई हो।
22. ऋण करार की प्रति।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 8

**विभिन्न परियोजनाओं को कारपोरेट ऋणों के आबंटन के ब्यौरे**

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

विशिष्टियां	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	टिप्पणियां
-------------	---------	---------	---------	---------	---------	------------

1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत <sup>1</sup>						
मुद्रा <sup>2</sup>						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.03.2014/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम <sup>3,4,5,13,15</sup>						
ब्याज का प्रकार <sup>6</sup>						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो <sup>7</sup>						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो <sup>8</sup>						
क्या कोई कैप्स/फ्लोर है <sup>9</sup>	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	
यदि उपरोक्त हां है तो कैप्स/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि <sup>10</sup>						
से प्रभावी विलम्बन अवधि						
प्रतिसंदाय अवधि <sup>11</sup>						
से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि						
प्रतिसंदाय आवृत्ति <sup>12</sup>						
प्रतिसंदाय किस्त <sup>13,14</sup>						
आधारित विनिमय <sup>16</sup>						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण को हेज किया गया है ?						
यदि उपरोक्त हां हो तो ब्यौरा विनिर्दिष्ट करें <sup>17</sup>						
	विभिन्न परियोजनाओं को ऋण पैकेजों का विवरण					
परियोजना का नाम						कुल
परियोजना 1						
परियोजना 2						
परियोजना 3 और उससे आगे						

**टिप्पण:**

1. ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण लिया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, आईएफसी, पीएफसी आदि।
2. ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस \$, डीएम, येन, भारतीय रुपए आदि।
3. विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2014 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 जाने हैं। तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक रूप से दिए जाने हैं। तथापि मूल ऋण के ब्यौरे भी उसी प्ररूप में अलग से दिये जाए।
5. यदि याचिका में विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनितों 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. आधारित दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत हैं जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है। निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों को लागू आधारित 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 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 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. आधारित विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2014 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत हैं।
17. हेजिंग की दशा में, हेजिंग के प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत, आदि जैसे ब्यौरे विनिर्दिष्ट करें।
18. विदेशी ऋण के मामले में मूल की प्रतिसंदाय की प्रत्येक तारीख और ब्याज संदाय की तारीख पर विचारित विनिमय दर का ब्यौरा प्रदान करें।
19. टूइंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाना है।
20. टूइंग 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।
21. ऋण का पुनर्वित्त करने के लिए उत्पादन कंपनी द्वारा दिया गया विकल्प, यदि कोई हो।
22. ऋण करार की प्रति।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 9क

**वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का वर्षवार ब्यौरा**

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख \_\_\_\_\_

वित्त वर्ष के लिए \_\_\_\_\_

क्रम सं.	कार्य/उपस्कर का शीर्ष	दावा किया गया एसीई (वास्तविक/ प्रक्षेपित)				विनियम जिसके अंतर्गत दावा किया गया	औचित्य	आयोग द्वारा स्वीकृत लागत, यदि कोई
		प्रोद्भवन आधार	स्तंभ 3 में शामिल सम्पादित न की गई देयता	नकद आधार	स्तंभ 3 में शामिल की गई आईडीसी			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)

- यदि परियोजना पूरी कर ली गई है और लागत को विगत के किसी टैरिफ अधिसूचना(अधिसूचनाओं) के अंतर्गत स्वीकृत किया गया है तो (प्राधिकारी का नाम, द्वारा पहले ही जारी टैरिफ अधिसूचना के प्रयोजनार्थ यथास्वीकृत लागत का विवरण देते हुए स्तंभ 10 भरें। (टैरिफ आदेश की प्रति संलग्न करें)
- उपर्युक्त सूचना टैरिफ अवधि 2014-19 के प्रत्येक वर्ष/अवधि के लिए अलग से प्रस्तुत किए जाने की जरूरत है।
- आस्तियों के गैर पूंजीकरण के मामले में स्तंभ 1, 2, 3 और में अलग से विवरण प्रस्तुत किया जाना चाहिए। इसके अतिरिक्त, इन आस्तियों की मूल बुक वैल्यू और पूंजीकरण का वर्ष को स्तंभ 8 में प्रस्तुत किया जाना चाहिए। जहां डि कैप्स अनुमानित आधार पर हैं, उन्हें अलग से दर्शाया जाना चाहिए।
- यदि किसी परिसम्पत्ति को गैर-सेवा योग्य ठहराया गया है उसे उस वर्ष के दौरान गैर पूंजीकृत के रूप में माना जाएगा और ऐसी आस्ति का मूल मूल्य स्तंभ कालम-3 में दर्शाया जाना चाहिए। और यदि कोई इम्पेयर्ड कीमत है तो इसके पूंजीकरण का उल्लेख स्तंभ 8 में किया जाना चाहिए।
- प्रत्येक आस्ति के पूंजीकरण का औचित्य उस विनियम के अनुरूप होना चाहिए जिसके अंतर्गत दावा किया गया है और उस आस्ति के पूंजीकरण की आवश्यकता का उल्लेख किया जाए।

**टिप्पण:**

- प्ररूप को क्रमानुसार वर्षवार भरें जिसमें फायदाग्राहियों की आवश्यकता और प्रोद्भूत लाभ का विस्तृत ब्यौरा स्पष्ट रूप से दर्शित हो।
- यदि आरंभिक पुर्जे किसी भी उपस्कर के साथ क्रय किए जाते हैं तो उन पुर्जों की लागत पृथक रूप से उपदर्शित की जानी चाहिए अर्थात् रोटर 50 करोड़ आरंभिक पुर्जे-5 करोड़ रुपये।

(याचिकाकर्ता)



भाग -II

प्ररूप - 9ख

**परियोजना के अंतान्त के दौरान अतिरिक्त पूंजीकरण का ब्यौरा**

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

सीओडी

क्र.सं.	वर्ष	प्रत्येक यूनिट/केन्द्र के पिछले पांच वर्षों के उपयोगी जीवनकाल के दौरान जोड़ा गया संकर्म/उपकरण	पूँजीकृत/पूँजीकृत के लिए प्रस्तावित राशि (लाख रुपये)	प्रस्तावित पूँजीकरण के लिए औचित्य	जीवनकाल विस्तार पर प्रभाव
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

**टिप्पण:**

1. पूँजी संवृद्धि के लिए किए गए लागत लाभ विश्लेषण ऐसी स्कीमों के अनुमोदन के लिए याचिका के साथ प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
2. प्रत्येक आस्ति के लिए अतिरिक्त पूँजी व्यय दावा हेतु औचित्य उस विनियम के संगत होना चाहिए जिसके अंतर्गत दावा किया गया है और साथ में आस्ति के पूँजीकरण की जरूरत का भी उल्लेख हो।

(याचिकाकर्ता)

भाग-II

प्ररूप- 9ख

**अवधि के दौरान आस्ति गैर-पूँजीकरण का विवरण**

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

क्षेत्र

राज्य

जिला

क्रम सं.	आस्ति का नाम	गैर पूंजीकरण की प्रकृति (क्या अपवर्जन के अंतर्गत या अतिरिक्त पूंजी व्यय के रूप में दावा किया गया)	पूंजीकृत की गई आस्ति का मूल मूल्य	वह वर्ष जब उसका प्रारंभ हुआ	गैर-पूंजीकरण की तारीख तक प्राप्त किया गया अवक्षयण
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1					
2					
3					
4					
5					

टिप्पण:- वर्षवार विवरण दिया जाए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-II

प्रारूप- 9ग

## बहियों के अनुरूप पूंजी संवर्धन सहित दावाकृत एसीई का समाधान दर्शाने वाला विवरण

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

सीओडी

क्रम सं.	विवरण	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	अंतिम सकल ब्लाक					
	घटाएं: प्रारंभिक सकल ब्लाक					
	<b>बहियों के अनुसार कुल संवर्धन</b>					
	घटाएं: अन्य स्तरों से संबंधित सम्वर्धन (कृपया स्टेज-वार व्यौरा दें)					
	<b>तात्कालिक परियोजना/ यूनिट/स्टेज से संबंधित शुद्ध संवर्धन</b>					
	घटाएं: अपवर्जन (मदें जो अनुमेय नहीं हैं। जिनका दावा नहीं किया गया)					
	<b>शुद्ध अतिरिक्त पूंजी व्यय दावाकृत</b>					

**टिप्पण:-** किसी व्यय का अपवर्जन करने का कारण स्पष्ट रूप से दर्शाया जाए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-II

प्ररूप - 9घ

**अपवर्जन के अंतर्गत दावा किए गए कार्यों/मदों/आस्तियों को दर्शाने वाला विवरण :**

याचिकाकर्ता का नाम

\_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम

\_\_\_\_\_

सीओडी

\_\_\_\_\_

क्रम सं.	कार्य/उपकरण का शीर्षक	अपवर्जन के अंतर्गत दावा किया गया एसीई				औचित्य
		प्रोद्भूत आधार	कालम 3 में शामिल अनिष्पादित देयता	नकद आधार	कालम 3 में शामिल आईडीसी	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)

टिप्पणी:-1 टैरिफ में अनुमति न दी गई आस्ति पर दावा किया गया अपवर्जन के समर्थन में आयोग का विशेष आदेश तारीख, याचिका सं., राशि जिसकी अनुमति नहीं दी गई आदि का उल्लेख होना चाहिए।

2. अंतर इकाई अंतरण, अंतरण की प्रकृति अर्थात् अस्थायी या स्थायी, का उल्लेख होना चाहिए। यह प्रमाणित किया जाए कि अपवर्जन की मांग केवल प्राप्तकर्ता केन्द्र के लिए की गई है न कि प्रेषण केन्द्र या दोनों केन्द्रों के लिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 9ड.

याचिकाकर्ता का नाम

\_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम

\_\_\_\_\_

पूँजी लागत का विवरण

(सुसंगत तारीख तथा वर्षवार के लिए दिया जाना है)

(राशि लाख रुपये में)

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को <sup>1</sup>
अ	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक कुल ब्लॉक रकम	

	ख) उपरोक्त अ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त अ(क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपरोक्त अ(क) में एफ सी की राशि	
	ड.) उपरोक्त अ(क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपरोक्त अ(क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपरोक्त अ(क) में आईडीसी की राशि	
आ	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि में संवर्द्धन (प्रत्यक्ष खरीद)	
	ख) उपरोक्त आ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त आ(क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपरोक्त आ (क) में एफ सी की राशि	
	ड.) उपरोक्त आ (क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपरोक्त आ (क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपरोक्त आ (क) में आईडीसी की राशि	
इ	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि में संवर्द्धन (सीडब्ल्यूआईपी से अंतरित)	
	ख) उपरोक्त इ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त इ(क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपरोक्त इ(क) में एफ सी की राशि	
	ड.) उपरोक्त इ(क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपरोक्त इ(क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपरोक्त इ(क) में आईडीसी की राशि	
ई	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि में अपमार्जन	
	ख) उपरोक्त ई(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त ई (क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपरोक्त ई (क) में एफ सी की राशि	
	ड.) उपरोक्त ई (क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपरोक्त ई (क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपरोक्त ई (क) में आईडीसी की राशि	
उ	क) बहियों के अनुसार समापन सकल ब्लाक राशि	
	ख) उपरोक्त उ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	

	ग) उपरोक्त उ(क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपरोक्त उ(क) में एफ सी की राशि	
	ड.) उपरोक्त उ(क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपरोक्त उ(क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपरोक्त उ(क) में आईडीसी की राशि	

**टिप्पणी:**

1. सुसंगत तारीख/तारीखों से इकाई/इकाईयों/केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तथा आरंभ तथा समाप्त होने वाला वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 9च

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

चालू पूंजी संकर्म का विवरण

(सुसंगत तारीख तथा वर्षवार के लिए दिया जाना है)

(राशि लाख रुपये में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	सुसंगत तारीख को
अ	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक सीडब्ल्यूआईपी रकम	
	ख) उपरोक्त अ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त अ(क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपरोक्त अ(क) में एफ सी की राशि	
	ड.) उपरोक्त अ(क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपरोक्त अ(क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपरोक्त अ(क) में आईडीसी की राशि	
आ	क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी में जोड़	
	ख) उपरोक्त आ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त आ (क) में आईडीसी की राशि	

	घ) उपरोक्त आ (क) में एफ सी की राशि	
	ड.) उपरोक्त आ (क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपरोक्त आ (क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपरोक्त आ (क) में आईडीसी की राशि	
इ	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि में अंतरित	
	ख) उपरोक्त इ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त इ(क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपरोक्त इ(क) में एफ सी की राशि	
	ड.) उपरोक्त इ(क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपरोक्त इ(क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपरोक्त इ(क) में आईडीसी की राशि	
ई	क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी में विलोपन	
	ख) उपरोक्त ई(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त ई(क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपरोक्त ई(क) में एफ सी की राशि	
	ड.) उपरोक्त ई(क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपरोक्त ई(क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपरोक्त ई(क) में आईडीसी की राशि	
उ	क) बहियों के अनुसार अंतिम सीडब्ल्यूआईपी	
	ख) उपरोक्त उ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम	
	ग) उपरोक्त उ(क) में आईडीसी की राशि	
	घ) उपरोक्त उ(क) में एफ सी की राशि	
	ड.) उपरोक्त उ(क) में एफईआरवी की राशि	
	च) उपरोक्त उ(क) में हेजिंग लागत की राशि	
	छ) उपरोक्त उ(क) में आईडीसी की राशि	

**टिप्पण:**

1. संगत तारीख/तारीखों से इकाई/इकाईयों/केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तथा आरंभ और समाप्त होने वाला वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 10

## अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्त पोषण

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख:

(लाख रुपए में)

	वास्तविक					स्वीकृत				
वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से आरंभ) <sup>1</sup>	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 <sup>2</sup>										
इक्विटी										
आंतरिक संसाधन										
अन्य										
कुल										

## टिप्पण:

1 वर्ष 1 वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से वित्तीय वर्ष को निर्दिष्ट करता है और वर्ष 2 तथा वर्ष 3 आदि क्रमशः

पश्चात्तवर्ती वित्तीय वर्ष है।

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

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 11

अवक्षयण दर की संगणना

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

(रूपए लाख में)

क्रम सं.	आस्तियों का नाम <sup>1</sup>	31.3.2014 को या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को, जो भी बाद में हो, तथा तत्पश्चात् 31.3.19 तक प्रत्येक वर्ष के लिए पश्चात्तवर्ती कुल ब्लॉक	के वि वि आ की अवक्षयण दर अनुसूची के अनुसार अवक्षयण दर	31.03.19 तक प्रत्येक वर्ष के लिए अवक्षयण रकम
	1	2	3	4= स्तंभ 2 X स्तंभ 3
1	भूमि*			
2	भवन			
3	और उससे आगे			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
	कुल			
	अवक्षयण भारित			
	औसत दर (%)			

\*फ्रीहोल्ड भूमि, पट्टे पर ली गई भूमि तथा जलाशय के अंतर्गत भूमि का विवरण अलग से प्रस्तुत करें

**टिप्पण:**

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

(याचिकाकर्ता)



भाग-II  
प्ररूप- 12

**अवक्षयण का परिकलन**

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	विवरण	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	पूंजी लागत का अवक्षयण						
2	अतिरिक्त पूंजीकरण पर अवक्षयण						
3	<b>अतिरिक्त पूंजीकरण की रकम</b>						
4	<b>फ्रीहोल्ड भूमि</b>						
5	अवक्षयण की दर						
6	अवक्षयण योग्य मूल्य						
7	<b>अवधि के प्रारंभ में शेष उपयोगी जीवन काल</b>						
8	<b>शेष अवक्षयण योग्य मूल्य</b>						
9	अवक्षयण (अवधि के लिए)						
10	<b>अवक्षयण (वार्षिकीकृत)</b>						
11	<b>अवधि की समाप्ति पर संचयी अवक्षयण</b>						
12	घटाएं: दिनांक 1.4.2009/स्टेशन सीओडी, इनमें से जो भी बाद में हो, की स्थिति के अनुसार संपादित न की गई देयताओं के कारण संचयी अवक्षयण समायोजन						
13	घटाएं: गैर पूंजीकरण के कारण संचयी अवक्षयण समायोजन						
14	<b>अवधि की समाप्ति पर शुद्ध संचयी अवक्षयण</b>						

1. एफईआरवी और एएडी के मामलों में लागू अवधि के लिए सूचना प्रदान करें।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II  
प्ररूप - 13

**वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना<sup>1</sup>**

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

(रुपए लाख में)

विशिष्टियां	वित्तमान 2013- 14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
<b>ऋण-1</b>						
सकल ऋण – आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
<b>ऋण-2</b>						
सकल ऋण – आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
<b>ऋण-3 और उससे आगे</b>						
सकल ऋण – आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – अंतिम						

विशिष्टियां	वित्तमान 2013- 14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
<b>कुल ऋण</b>						
सकल ऋण – आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
ऋण पर ब्याज						
<b>ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर</b>						

**टिप्पण:**

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

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप – 13क

**मानकीय ऋणों पर ब्याज की संगणना**

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	201 3-14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	कुल मानकीय ऋण –आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक मानकीय ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	<b>शुद्ध मानकीय ऋण – आरंभिक</b>						
	जोड़े: वर्ष/अवधि के दौरान एसीई के कारण वृद्धि						
	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण के कारण कमी						
	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय के कारण कमी						
	जोड़े: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि						
	<b>शुद्ध मानकीय ऋण – अंतिम</b>						
	<b>औसत मानकीय ऋण</b>						
	<b>ब्याज की भारित औसत दर</b>						
	ऋण पर ब्याज						

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप -13ख

**कार्यकरण पूंजी पर ब्याज की संगणना**

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
1	2	3	4	5	6	7	8
1	प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय						
2	रखरखाव पुर्जे						

3	प्राप्य						
4	कुल कार्यकरण पूंजी						
5	ब्याज की दर						
6	कार्यकरण पूंजी पर ब्याज						

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप -13ग

वास्तविक/प्रत्याशित सीओडी पर अन्य आय

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	पैरामीटर्स	विद्यमान 2013- 14	2014- 15	2015-16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
1	ऋण एवं अग्रिम पर ब्याज						
2	जमा पर प्राप्त ब्याज						
3	निवेश से आय						
4	स्क्रेप की बिक्री से प्राप्त आय						
5	समय से संदाय करने के लिए छूट						
6	विलम्ब से भुगतान करने पर फायदाग्राहियों से अधिभार						
7	रिहायशी भवन से किराया						
8	विविध प्राप्ति (कृपया विवरण दें)						
...	...						
...	... (जोड़)						

(याचिकाकर्ता)



<b>1.1</b>	<b>विदेशी ऋण</b>									
<b>1.1.1</b>	<b>विदेशी ऋण <sup>1</sup></b>									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर									
	फेरफार									
	हेजिंग लागत									
<b>1.1.2</b>	<b>विदेशी ऋण <sup>2</sup></b>									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर									
	फेरफार									
	हेजिंग लागत									
<b>1.1.3</b>	<b>विदेशी ऋण <sup>3</sup></b>									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर									
	फेरफार									
	हेजिंग लागत									
<b>1.1.4</b>	<b>- -</b>									
	- -									
	- -									
<b>1.1</b>	<b>कुल विदेशी ऋण</b>									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर									
	फेरफार									
	हेजिंग लागत									
<b>1.2</b>	<b>भारतीय ऋण</b>									
<b>1.2.1</b>	<b>भारतीय ऋण <sup>1</sup></b>									
	ड्रा डाउन रकम	--	--		--	--		--	--	
	आईडीसी	--	--		--	--		--	--	
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--	
<b>1.2.2</b>	<b>भारतीय ऋण <sup>2</sup></b>									
	ड्रा डाउन रकम	--	--		--	--		--	--	
	आईडीसी	--	--		--	--		--	--	
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--	
<b>1.2.3</b>	<b>भारतीय ऋण <sup>3</sup></b>									
	ड्रा डाउन रकम	--	--		--	--		--	--	

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

**टिप्पणः**

1. ऋण और इक्विटी की निकासी अनुसूची को पूरा किए जाने के लिए समरूप आधार पर की जाएगी। शुरु में उच्चतर इक्विटी की निकासी अनुज्ञेय है।
2. उपरोक्त संगणना के लिए प्रयुक्त लागू व्याज दर, जिसमें पुनः नियत तारीख भी है, को पृथक रूप से दिया जाएगा।
3. बहु-एकक परियोजना की दशा में प्रयुक्त पूंजीकरण के व्यौरों को दिया जाना है।
4. आईडीसी की विस्तृत संगणना (वास्तविक आहरण और प्रतिसंदाय की तारीख एवं राशि, व्याज की दर आदि) प्रस्तुत की जानी चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 14क

वास्तविक नकद व्यय

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम



(रुपए लाख में)

	क्वार्टर-I	क्वार्टर-II	क्वार्टर-III	क्वार्टर-एन (सीओडी)
ठेकेदार/आपूर्तिकर्ताओं को संदाय				
नियोजित निधि का %				

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

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 15क

**आरओआर सहित पाण्डेज/स्टोरेज प्रकार के नए केन्द्र डिजायन ऊर्जा एवं चरम क्षमता (माहवार)**

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

उत्पादन कंपनी .....			
हाइड्रो विद्युत उत्पादन केन्द्र का नाम : .....			
संस्थापित क्षमता: यूनिटों की सं. X .एमडब्ल्यू=			
माह		डिजाइन ऊर्जा* (एमयूएस)	डिजाइन्ड चरम क्षमता (एमडब्ल्यू)*
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			
*सीईए तारीख की डीपीआर/टीईसी के अनुसार.....			
टिप्पण :			
उन व्यस्ततम घंटों की संख्या दर्शाए जिनके लिए केन्द्र को डिजाइन किया गया।			

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 15ख

**आरओआर टाइप केन्द्र-डिजाइन ऊर्जा एवं एम डब्ल्यू सतत (माहवार)**

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन कंपनी .....			
हाइड्रो विद्युत उत्पादन केन्द्र का नाम : .....			
संस्थापित क्षमता: यूनिट की सं. X एमडब्ल्यू=			
माह		डिजाइन ऊर्जा* (एमयूएस)	एमडब्ल्यू सतत*
अप्रैल	I		
	II		
	III		
मई	I		
	II		
	III		
जून	I		

	II		
	III		
जुलाई	I		
	II		
	III		
अगस्त	I		
	II		
	III		
सितम्बर	I		
	II		
	III		
अक्टूबर	I		
	II		
	III		
नवम्बर	I		
	II		
	III		
दिसम्बर	I		
	II		
	III		
जनवरी	I		
	II		
	III		
फरवरी	I		
	II		
	III		
मार्च	I		
	II		
	III		
कुल			
*दिनांक सीईए की डीपीआर/टीईसी के अनुसार .....			

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 16

## देयता फलो विवरण

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

पक्षकार	आस्ति/संकाय	वास्तविक पूजीकरण का वर्ष	मूल देयता	दिनांक <b>31.03.2014</b> को देयता	निर्वहन (वर्षवार)	विपर्यय (वर्षवार)

(याचिकाकर्ता)

टैरिफ निर्धारण के लिए  
टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप  
(पारेषण एवं संचार प्रणाली)

भाग-III

परिशिष्ट -I

अनुक्रमणिका

भाग-III

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

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (पारेषण एवं संचार प्रणाली) का शीर्षक	टिक
प्ररूप- 1	सारांश शीट	
प्ररूप-2	पारेषण लाइनों तथा उप केन्द्रों, संचार प्रणाली के ब्यौरे	
प्ररूप-3	टैरिफ की संगणना के लिए विचार किए गए मानकीय पैरामीटर	
प्ररूप- 4	परियोजना के अंतर्गत विद्यमान पारेषण आस्तियों/घटकों के लिए स्वीकृत पैरामीटरों का सार	
प्ररूप- 4क	पूंजी लागत का विवरण	
प्ररूप- 4ख	प्रगतिरत पूंजी संकार्यों का विवरण	
प्ररूप- 4ग	नई परियोजना/घटक की कमीशनिंग की अनुसूची और पूंजी लागत प्राक्कलनों का सारांश	
प्ररूप-5	पारेषण प्रणाली या संचार प्रणाली के लिए परियोजना/आस्ति/घटक लागत का घटक वार विवरण	
प्ररूप-5क	संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेजों के ब्यौरे	
प्ररूप-5ख	परियोजना की घटक-वार लागत के ब्यौरे	
प्ररूप- 6	सीओडी तक वित्तीय पैकेज	
प्ररूप- 7	सीओडी के पश्चात अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप- 7क	अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्तपोषण	
प्ररूप- 7ख	परियोजना के अन्तान्त के दौरान अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप- 8	रिटर्न आन इक्विटी की संगणना	
प्ररूप-8क	विदेशी इक्विटी का विवरण	
प्ररूप – 8 ख	अतिरिक्त आरओई का दावे के मामले में	
प्ररूप- 9	विभिन्न पारेषण घटकों को कारपोरेट ऋण के आबंटन का विवरण	
प्ररूप- 9क	परियोजना विशिष्ट ऋणों का विवरण	
प्ररूप- 9ख	विदेशी ऋण का विवरण	
प्ररूप- 9ग	वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना	
प्ररूप- 9घ	विदेशी मुद्रा के ऋण	
प्ररूप- 9ङ.	मानकीय ऋण पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप- 10	अवक्षयण की संगणना	
प्ररूप- 10क	अवक्षयण का विवरण	

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (पारेषण एवं संचार प्रणाली) का शीर्षक	टिक
प्ररूप- 10 ख	गैर पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप- 11	कार्य पूंजी पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप- 12	समय आधिक्य होने के स्थिति में ब्यौरे	
प्ररूप- 12 क	संनिर्माण के दौरान प्रासंगिक व्यय	
प्ररूप- 12ख	आईडीसी और वित्तीय प्रभारों की संगणना के लिए डा डाउन अनुसूची	
प्ररूप- 13	शुरुआती स्पेयर्स का सार	
प्ररूप-14	सीओडी पर अन्य आय	
प्ररूप-15	वास्तविक नकद व्यय	
अन्य जानकारी/दस्तावेज		
क्रम सं..	जानकारी/दस्तावेज	टिक
1	निगमन 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 नई परियोजना (परियोजनाओं) के लिए	
2	नई पारेषण प्रणाली और संचार प्रणाली के लिए सुसंगत वर्षों के लिए सभी अनुसूचियों और परिशिष्टियों सहित क्षेत्रवार और कारपोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभ और हानि देखे	
3	सुसंगत ऋण करारों की प्रतियां	
4	पूंजी लागत और वित्तीय पैकेज के लिए सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन की प्रतियां	
5	विदेशी इक्विटी के लिए इक्विटी भागीदारी करार और आवश्यक अनुमोदन की प्रतियां	
6	फायदाग्रहियों, यदि कोई हों, के साथ बी.पी.टी.ए पीपीए की प्रतियां	
7	समय और अधिक लागत, यदि लागू हो, को देने वाले कारणों का ब्यौरे-वार टिप्पण समर्थनकारी दस्तावेज की सूची प्रस्तुत की जाए: क. विस्तृत परियोजना रिपोर्ट ख. सीपीएम विश्लेषण ग. पीईआरटी चार्ट एवं बार चार्ट घ. समय एवं लागत आधिक्य के लिए औचित्य	
8	उत्पादन कंपनी यूनिटवार/ स्टेजवार/स्टेशनवार लागत लेखाकरण रिकार्ड, लागत विवरण, स्टेटमेन्ट्स, अनुसूचियों आदि सहित लागत लेखापरीक्षा रिपोर्ट की प्रति और उसके पश्चात वर्ष 2016-17 में मध्यावधि टु अप के समय पहले दो वर्षों अर्थात् 2014-15 और 2015-16 के लिए और प्रशुल्क अवधि 2014-19 की शेष अवधि के लिए वर्ष 2019-20 में अंतिम टु अप के समय भारत सरकार को यथाप्रस्तुत कंपनी स्तर पर समेकित रिपोर्ट प्रस्तुत करेगी। शुरुआती प्रशुल्क फाइल करने के मामले में अद्यतन उपलब्ध लागत लेखापरीक्षा रिपोर्ट प्रस्तुत की जानी चाहिए।	
9	कोई अन्य सुसंगत जानकारी (कृपया विनिर्दिष्ट करें)	

**टिप्पण 1:** याचिका की इलैक्ट्रॉनिक प्रति (वर्ड फारमेट 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-III

प्ररूप-1

**सारांश शीट**

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण अल्प घटक या संचार प्रणाली का नाम

(लाख रुपए में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	प्ररूप सं.	विद्यमान 2013- 14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
1	2		3	4	5	6	7	8
1.1	अवक्षयण							
1.2	ऋण का व्याज							
1.3	रिटर्न आन इक्विटी <sup>1</sup>							
1.4	कार्य पूंजी पर व्याज							
1.5	प्रचालन और रख-रखाव व्यय							
	<b>कुल</b>							

**टिप्पण:**

1: संगणना के ब्यौरे विनियम के अनुसार विचार की गई इक्विटी के साथ प्रस्तुत किए जाने हैं (प्ररूप 8 के अनुसार).

(याचिकाकर्ता)

### प्ररूप-2

[illegible]



संचार प्रणाली:

क्रम सं.	संचार प्रणाली का नाम	संचार प्रणाली का प्रकार- यूएलडीसी/एससीएडीए/ डब्ल्यूएएमएस/फाइबर ऑप्टिक संचार प्रणाली/आरटीयू/ पीएबीएक्स आदि के अंतर्गत संचार प्रणाली	तकनीकी विशिष्टियां	संख्या/ लम्बाई	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख	वर्तमान याचिका में सम्मिलित	
						हां/नहीं	यदि नहीं तो याचिका सं.
1							
2							
3							
4							
-							
-							
-							

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप-3

टैरिफ संगणना के लिए विचारे गये मानकीय पैरामीटर

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण संघटक या संचार प्रणाली का नाम :

मार्च को समाप्त होने वाला वर्ष

विशिष्टियां	यूनिट	विद्यमान 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
रिटर्न आन इक्विटी की आधार दर	%						
कर दर	%						
प्रभावी कर दर <sup>1</sup>	%						
लक्ष्य उपलब्धता	%						

मानकीय ओ एंड एम प्रति केएम	रु. लाख						
मानकीय ओ एंड एम प्रति बे	रु. लाख						
ओ एंड एम के % के रूप में डब्ल्यू सी के लिए पुर्जे	%						
डब्ल्यूसी के लिए मास में प्राप्य	मास						
_____ <sup>2</sup> को बैंक दर	%						

1. इसे आवश्यक दस्तावेजों एवं परिकलनों द्वारा समर्थित होना चाहिए।

2. कृपया सुसंगत तारीख लिखें।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप-4

परियोजना के अंतर्गत विद्यमान पारेषण आस्तियों/घटकों के लिए स्वीकृत पैरामीटरों का सार

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण संघटक या संचार प्रणाली का नाम :

(राशि लाख रुपये में)

	आस्ति 1	आस्ति 2	आस्ति 3 तथा उससे आगे	
आस्ति का नाम				31.3.2014 को कुल सकल ब्लाक
डीओसीओ				
याचिका सं.				
टैरिफ आदेश की तारीख				
विशिष्टियां	दिनांक 31.3.2014 को स्वीकृत पूंजी व्यय	दिनांक 31.3.2014 को स्वीकृत पूंजी व्यय	दिनांक 31.3.2014 को स्वीकृत पूंजी व्यय	
संविभाजित अनुमोदित लागत/संशोधित लागत अनुमान, यदि कोई (संदर्भ और अनुमोदन की तारीख सहित)				

फ्रीहोल्ड भूमि				
पट्टे पर ली गई भूमि				
भवन तथा अन्य सिविल संकर्म				
पारेषण लाईन				
उप केन्द्र उपकरण				
पीएलसीसी				
<b>कुल</b>				
नोशनल ऋण				
नोशनल इक्विटी				
<b>कुल</b>				
ऋण इक्विटी अनुपात				
ऋण				
इक्विटी				
<b>कुल</b>				
अवक्षयण की संचयी राशि				
ऋण का संचयी पुनःसंदाय				
प्रारंभिक पुर्जे*				

1.\* विद्यमान के लिए दावा किये गए प्रारंभिक पुर्जे जिनकी अंतिम तारीख चालू टैरिफ अवधि में आती है।

अभी प्रारंभ होने वाली परियोजना की शेष आस्तियों का विवरण प्ररूप 5ख में शामिल किये जाने की जरूरत है।

(याचिकाकर्ता)

पूँजी लागत का विवरण  
(संगत तारीखों के लिए और वर्षवार दिया जाए)

भाग-III  
प्ररूप- 4क

याचिकाकर्ता का नाम

\_\_\_\_\_

क्षेत्र का नाम

\_\_\_\_\_

परियोजना का नाम

\_\_\_\_\_

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम

\_\_\_\_\_

(राशि लाख रुपये में)

	संगत तारीख को <sup>1</sup>
<b>क</b>	
(क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक सकल ब्लाक राशि	
(ख) उपरोक्त क(क) में देयताओं की राशि	
(ग) उपरोक्त क(क) में (i)आईडीसी, (ii) एफसी, (iii) एफईआरवी और (iv) होजिंग लागत की राशि	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...
(घ) उपरोक्त (क) में शामिल आईडीसी की राशि (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी एवं हेजिंग लागत को छोड़कर)	
<b>ख</b>	
(क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि में संवृद्धि	
(ख) उपरोक्त ख (क) में पूंजी देयताओं की राशि	
(ग) उपरोक्त ख(क) में (i)आईडीसी, (ii) एफसी, (iii) एफईआरवी और (iv) होजिंग लागत की राशि	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...
(घ) उपरोक्त ख(क) में शामिल आईडीसी की राशि (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी एवं हेजिंग लागत को छोड़कर)	
<b>ग</b>	
(क) बहियों के अनुसार अंतिम सकल ब्लाक	
(ख) उपरोक्त ग (क) में पूंजी देयताओं की राशि	
(ग) उपरोक्त ग(क) में (i)आईडीसी, (ii) एफसी, (iii) एफईआरवी और (iv) होजिंग लागत की राशि	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...
(घ) उपरोक्त (क) में शामिल आईडीसी की राशि (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी एवं हेजिंग लागत को छोड़कर)	

टिप्पण:

1.संगत तारीख/तारीखों से पारेषण घटक/घटकों या संचार प्रणाली की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख और वित्तीय वर्ष की प्रारंभ तिथि और समाप्त तिथि अभिप्रेत है।

(याचिकाकर्ता)

प्रगतिरत पूंजी कार्य का विवरण  
(संगत तारीखों के लिए और वर्षवार दिया जाए)

भाग- III

प्ररूप- 4ख

याचिकाकर्ता का नाम

क्षेत्र का नाम

परियोजना का नाम

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम

(राशि लाख रुपये में)

		संगत तारीख को <sup>1</sup>
क	(क) बहियों के अनुरूप प्रारंभिक सीडब्ल्यू आईपी की राशि	
	(ख) उपरोक्त में पूंजी देयताओं की राशि	
	(ग) उपरोक्त में (i)आईडीसी, (ii) एफसी, (iii) एफईआरवी और (iv) होजिंग लागत की राशि	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...
ख	(क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यू आई पी राशि में संवृद्धि/समायोजन	
	(ख) उपरोक्त में पूंजी देयताओं की राशि	
	(ग) उपरोक्त में (i) आईडीसी, (ii) एफसी, (iii) एफईआरवी और (iv) होजिंग लागत की राशि	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...
ग	(क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यू आईपी की नियत आस्तियों का पूंजीकरण/अंतरण	
	(ख) उपरोक्त में पूंजी देयताओं की राशि	
	(ग) उपरोक्त में (i) आईडीसी, (ii) एफसी, (iii) एफईआरवी और (iv) होजिंग लागत की राशि	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...
घ	(क) बहियों के अनुसार अंतिम सीडब्ल्यू आईपी राशि	
	(ख) उपरोक्त में पूंजी देयताओं की राशि	

(ग) उपरोक्त में आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और होजिंग लागत की राशि	(i) .... (ii) ... (iii) ... (iv) ...

**टिप्पण:**

1. संगत तारीख/तारीखों से पारेषण घटक/घटकों के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख और वित्तीय वर्ष की प्रारंभ तिथि अभिप्रेत है।

(याचिकाकर्ता)

भाग -III

प्ररूप - 4ग

**नई परियोजना/घटक के लिए प्राक्कलित पूंजी लागत तथा कमीशनिंग की अनुसूची का सारांश**

याचिकाकर्ता का नाम

क्षेत्र का नाम

परियोजना का नाम

पारेषण घटक या संचार प्रणाली 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	सम्पूरित लागत
अनुमोदित प्राक्कलन का कीमत स्तर	_____ वर्ष की _____ तिमाही की समाप्ति के अनुसार	केन्द्र की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुसार
पूंजी लागत प्राक्कलनों के लिए विचार की गई विदेशी मुद्रा दर		
<b>पूंजी लागत आईडीसी आईईडीसी और एफसी को छोड़कर</b>		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू एस \$ या सुसंगत मुद्रा में)		

घरेलू संघटक (लाख रुपए में)		
<b>पूंजी लागत, जिसमें आईडीसी आईईडीसी एफसी एफईआरवी तथा हेजिंग लागत शामिल नहीं है (करोड़ रुपए में)</b>		
<b>आईडीसी आईईडीसी एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत</b>		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू एस \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (लाख रुपए में)		
<b>कुल आईडीसी आईईडीसी एफसी एफईआरवी तथा हेजिंग लागत (लाख रुपये)</b>		
विचार किए गए करों और शुल्कों की दर		
<b>पूंजी लागत जिसमें आईडीसी आईईडीसी एफसी एफईआरवी तथा हेजिंग लागत भी है</b>		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू एस \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (लाख रुपए में)		
<b>पूंजी लागत, जिसमें आईडीसी आईईडीसी तथा एफसी भी है (रुपए लाख में)</b>		
<b>कमीशनिंग की अनुसूची</b>		
पारेषण प्रणाली-1/पारेषण घटक-1/संचार प्रणाली-1 की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
पारेषण प्रणाली-2/पारेषण घटक-2/संचार प्रणाली-2 की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
-----		
-----		
अंतिम पारेषण प्रणाली/पारेषण घटक/संचार प्रणाली की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		

**टिप्पण:**

1. बोर्ड द्वारा अनुमोदन पत्र की प्रति कंपनी सचिव द्वारा विधिवत प्रमाणित संलग्न की जानी चाहिए।
2. पूंजी लागत का विवरण प्ररूप-5 या 5क यथालागू के अनुरूप प्रस्तुत करें।
3. आईडीसी एवं वित्तीय प्रभारों को प्ररूप-12(ख) के अनुरूप प्रस्तुत करें।

(याचिकाकर्ता)

**प्ररूप- 5**

**पारेषण प्रणाली या संचार प्रणाली के लिए परियोजना आस्ति लागत के घटक-वार ब्यौरे**

**याचिकाकर्ता का नाम :**

**क्षेत्र का नाम :**

**परियोजना का नाम :**

**पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम:**

(लाख रुपए में)

[illegible]



[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

**टिप्पण:**

1. लागत अंतर के संबंध में इस अंतर के कारणों का उल्लेख करते हुए एक विस्तृत टिप्पण प्रस्तुत करना चाहिए जिसमें इसका संकेत हो कि क्या यह लागत आधिक्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के नियंत्रण से पर था।
2. फ्रीहोल्ड/पट्टे पर भूमि का अलग-अलग विवरण दें।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 5क

**संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेजों का ब्यौरा**

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम

क्रम सं.	नाम/संनि- र्माण सं./प्रदाय सेवा पैकेज	कार्य की परिधि <sup>1</sup> (यथा लागू लागत विवरण 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 <sup>2</sup> (लाख रुपए में)	मूल्य वृद्धि के साथ या फर्म	पूरा होने या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, जो भी पहले हो, तक वास्तविक व्यय (लाख रुपए में)	कर तथा शुल्क तथा आईई डीसी (लाख रुपए में)	आईडी सी एफ सी, एफई आरबी तथा हेजिंग लागत (लाख रुपए में)	उप-योग (लाख रुपए में)

**टिप्पण:**

- 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 1.4.2014 को यूएस \$ = 62 रुपए पर 800 लाख रुपए+यूएस \$ 5 = 390 लाख रुपए के साथ पृथक् रूप से दर्शित किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 5ख

**परियोजना के घटक-वार लागत के ब्यौरे**

याचिकाकर्ता का नाम :

\_\_\_\_\_

क्षेत्र का नाम :

\_\_\_\_\_

परियोजना का नाम :

\_\_\_\_\_

पारेषण लाइनें:

क्रम सं.	लाइन का नाम	संविभाजित अनुमोदित लागत	संशोधित लागत प्राक्कलन, यदि लागू हो	पूरी की गई लागत (लाख रुपये)	वर्तमान याचिका में सम्मिलित	
					हां/नहीं	यदि नहीं, तो याचिका सं.
1						
2						
3						
4						
-						
-						
-						

उपकेन्द्र:

क्रम सं.	उपकेन्द्र का नाम	संविभाजित अनुमोदित लागत	संशोधित लागत प्राक्कलन, यदि लागू हो	पूरी की गई लागत (लाख रुपये)	वर्तमान याचिका में सम्मिलित	
					हां/नहीं	यदि नहीं, तो याचिका सं.
1						
2						
3						

4						
-						
-						
-						

संचार प्रणाली:

क्रम सं.	संचार प्रणाली का नाम	संविभाजित अनुमोदित लागत	संशोधित लागत प्राक्कलन, यदि लागू हो	पूरी की गई लागत (लाख रुपये)	वर्तमान याचिका में सम्मिलित	
					हां/नहीं	यदि नहीं, तो याचिका सं.
1						
2						
3						
4						
-						
-						
-						

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 6

### सीओडी तक वित्तीय पैकेज

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली

वा.प्र. की तारीख को परियोजना/घटक लागत <sup>1</sup>:

पारेषण घटक संचार प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख <sup>2</sup>:

---



---



---



---



---



---

	यथा अनुमोदित वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को यथास्वीकृत	
	मुद्रा और रकम <sup>3</sup>		मुद्रा और रकम <sup>3</sup>		मुद्रा और रकम <sup>3</sup>	
1	2	3	4	5	6	7
ऋण-I	यूएस \$	5एम				
ऋण-II						
ऋण-III						
और उससे आगे						
इक्विटी-						
विदेशी						
घरेलू						
कुल इक्विटी						
उधार : इक्विटी अनुपात						
कुल लागत						
	ऋण	इक्विटी	कुल			
वर्ष-1 के लिए ऐड कैप						
वर्ष 2 के लिए ऐड कैप						
वर्ष 1 के लिए ऐड कैप	वास्तविक	मानकीय				
ऋण						
इक्विटी						
कुल						
वर्ष 2 के लिए ऐड कैप	वास्तविक	मानकीय				
ऋण						
इक्विटी						
कुल						
ऐड कैप सहित कुल पूंजी लागत						





[illegible]

<b>इक्विटी</b>										
<b>आंतरिक संसाधन</b>										
<b>अन्य</b>										
<b>कुल</b>										

**टिप्पण:**

- वर्ष 1 वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के वित्तीय वर्ष को निर्दिष्ट करता है और वर्ष 2 तथा वर्ष 3 आदि क्रमशः पश्चातवर्ती वित्तीय वर्ष हैं।
- अपेक्षित अतिरिक्त पूंजीकरण पूंजीकरण को पूरा करने वाले ऋण के ब्यौरे प्ररूप 7 या 8, जो भी सुसंगत हो, के अनुसार दिए जाने चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप-7ख

परियोजना के अन्तान्त\* के दौरान अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम

सीओडी

क्रम सं.	वर्ष	उपयोगी जीवन से पांच वर्ष पहले जोड़े गए संकर्म/उपकरण	पूंजीकृत/पूंजीकृत के लिए प्रस्तावित राशि (लाख रुपये)	प्रस्तावित पूंजीकरण के लिए औचित्य	जीवनकाल विस्तार पर प्रभाव
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

**टिप्पण:**

- किए गए पूंजी सम्वर्धन के लिए लागत लाभ विश्लेषण, इन स्कीमों का अनुमोदन के लिए याचिका के साथ प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
- \*उपयोगी जीवनकाल पूरा होने से पांच वर्ष पहले।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप-8

**रिटर्न आन इक्विटी की संगणना**

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम

(लाख रुपए में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2013-14	2014- 15	2015-16	2016- 17	2017-18	2018-19
1	2	3	4	5	6	7	8
1.1	सीओडी को इक्विटी/स्वीकृत इक्विटी						
1.2	एड कैप के लिए नोशनल इक्विटी						
1.3	कुल इक्विटी						
1.4	रिटर्न आन इक्विटी*						
	<b>कुल</b>						

**टिप्पण:**

\* वर्ष के दौरान औसत इक्विटी पर परिकलित की जाए।

(याचिकाकर्ता)

प्ररूप- 8क

[illegible]

**टिप्पण:**

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

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 8ख

**अतिरिक्त आरओई के दावे के मामले में**

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम

परि योज ना	निवेश अनुमोदन के अनुसार पूरा करने का समय				पूरा करने की वास्तविक समय				अर्हक समय अनुसूची (विनियम के अनुसार) (मास में)
	प्रारंभ की तारीख	अनुसूचित सीओडी (तारीख)	माह	क्षमता	प्रारंभ तारीख	वास्तविक सीओडी (तारीख)	माह	परीक्षित क्षमता	
1									
2									
3									
4									
....									
.....									

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 9

परियोजना के विभिन्न पारेषण अल्प घटकों को कारपोरेट ऋणों के आबंटन के व्यौरे

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम:

विशिष्टियां	पैकेज1	पैकेज2	पैकेज3	पैकेज4	पैकेज5	पैकेज6
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत <sup>1</sup>						
मुद्रा <sup>2</sup>						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.03.2014/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम <sup>3,4,5,13,15</sup>						
व्याज का प्रकार <sup>6</sup>						
नियत व्याज दर, यदि लागू हो						
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक व्याज हो <sup>7</sup>						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक व्याज हो <sup>8</sup>						
क्या कोई कैप्स/फ्लोर है <sup>9</sup>	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं
यदि उपरोक्त हां है तो कैप्स/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि <sup>10</sup>						
से प्रभावी विलम्बन						
से प्रभावी प्रतिसंदाय <sup>11</sup>						
से प्रभावी प्रतिसंदाय						
प्रतिसंदाय आवृत्ति <sup>12</sup>						
प्रतिसंदाय किस्त <sup>13,14</sup>						
आधारित विनिमय <sup>16</sup>						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण को हेज किया गया है ?						
यदि उपरोक्त हां हो तो ब्यौरा विनिर्दिष्ट करें <sup>17</sup>						
विभिन्न पारेषण घटकों/संचार प्रणाली को ऋण पैकेज का वितरण						
परियोजना का नाम						कुल
पारेषण घटक 1/ संचार प्रणाली 1						
पारेषण घटक 2 / संचार प्रणाली2						
पारेषण घटक 3/ संचार प्रणाली 3 और आगे						

**टिप्पणः**

1. ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण लिया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, आईएफसी, पीएफसी आदि।
2. ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस \$, डीएम, येन, भारतीय रुपए आदि।
3. विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2014 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचाल की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे।
4. क्या ऋण पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त 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 यूनियों में टैरिफ के लिए पृथक रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनियों 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. आधारित दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत हैं जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है। निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों को लागू आधारित 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 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 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. आधारित विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2004 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत हैं।
17. हेजिंग की दशा में, हेजिंग के प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत, आदि जैसे ब्यौरे विनिर्दिष्ट करें।
18. टूइंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाना है।
19. टूइंग 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 -III  
प्ररूप - 9क

### परियोजना विनिर्दिष्ट ऋणों का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

परियोजना का नाम: \_\_\_\_\_

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम: \_\_\_\_\_

विशिष्टियां	पैकेज1	पैकेज2	पैकेज3	पैकेज4	पैकेज5	पैकेज6
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत <sup>1</sup>						
मुद्रा <sup>2</sup>						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.03.2014/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम <sup>3,4,5,13,15</sup>						
ब्याज का प्रकार <sup>6</sup>						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो <sup>7</sup>						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो <sup>8</sup>						
क्या कोई कैप्स/फ्लोर है <sup>9</sup>	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं
यदि उपरोक्त हां है तो कैप्स/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि <sup>10</sup>						
से प्रभावी विलम्बन अवधि						
प्रतिसंदाय अवधि <sup>11</sup>						
से प्रभावी प्रतिसंदाय						
प्रतिसंदाय आवृत्ति <sup>12</sup>						
प्रतिसंदाय किस्त <sup>13,14</sup>						

आधारित विनिमय दर <sup>16</sup>						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण को हेज किया गया है						
यदि उपरोक्त हां हो तो ब्यौरा विनिर्दिष्ट करें <sup>17</sup>						

### टिप्पणी:

1. ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण लिया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, आईएफसी, पीएफसी आदि।
2. ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस \$, डीएम, येन, भारतीय रुपए आदि।
3. विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2014 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 जाने हैं। तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक रूप से दिए जाने हैं।
5. यदि विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनितों 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. आधारित दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत हैं जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है। निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों को लागू आधारित 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 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 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. आधारित विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2004 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत हैं।
17. हेजिंग की दशा में, हेजिंग के प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत, आदि जैसे ब्यौरे विनिर्दिष्ट करें।
18. टूइंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाना है।

[illegible]

क्रम सं.	वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रारंभ)	वर्ष 1				वर्ष 2				वर्ष 3 और उससे आगे			
	1	2	3	4 <sup>s</sup>	5	6	7	8 <sup>s</sup>	9	10	11	12 <sup>s</sup>	13
		तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)
3	हेजिंग की लागत												
	<b>मुद्रा<sup>2</sup></b>												
क.1	निकासी की तारीख पर <sup>2</sup>												
2	मुद्रा की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख												
3	ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख												
4	वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर												
ख	हेजिंग की दशा में <sup>3</sup>												
1	हेजिंग की तारीख												
2	हेजिंग की अवधि												
3	हेजिंग की लागत												
	<b>मुद्रा 3<sup>1</sup> और उससे आगे</b>												
क.1	निकासी की तारीख पर <sup>2</sup>												
2	मुद्रा की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख												
3	ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख												
4	वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर												
ख	हेजिंग की दशा में <sup>3</sup>												
1	हेजिंग की तारीख को												
2	हेजिंग की अवधि												
3	हेजिंग की लागत												

1. मुद्रा का नाम अर्थात् यूएस \$, डी एम आदि में उल्लिखित किया जाता 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।

**नोट:** पुनर्वित्त के मामलों में समर्थनकारी दस्तावेजों सहित इसी तरह के विवरण प्रस्तुत करें।  
\$ सीओडी/31.3.2004 इसमें से जो बाद में हो को विनिमय दर

(याचिकाकर्ता)

भाग-III  
प्ररूप- 9ग

वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना<sup>1</sup>

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम

(लाख रुपए में)

विशिष्टियां	वर्षमान 2013-14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
<b>ऋण-1</b>						
सकल ऋण – आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
..... से प्रभावी ऋण प्रतिसंदाय (तारीख दशाएं)						
<b>ऋण-2</b>						
सकल ऋण – आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – आरंभिक						

विशिष्टियां	वित्तमान 2013-14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
..... से प्रभावी ऋण प्रतिसंदाय (तारीख दशाएं)						
<b>ऋण-3 और उससे आगे</b>						
सकल ऋण – आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
निवल ऋण – अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
..... से प्रभावी ऋण प्रतिसंदाय (तारीख दशाएं)						
<b>कुल ऋण</b>						
सकल ऋण – आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण – अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
ऋण पर ब्याज						
<b>ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर</b>						

**टिप्पणी:**

1. विदेशी ऋण की दशा में, इसे भारतीय रुपए में संगणना करके प्ररूप 9(घ) के अनुसार प्रस्तुत किया जाए। तथापि, मूल मुद्रा की संगणना इसी प्ररूप में पृथक रूप से प्रस्तुत की जानी है।
2. पहले से ही प्रारंभ संयुक्त आस्तियों के मामले में विवरण आस्तिवार तथा संयुक्त रूप से दिए जाएं।
3. वित्तीय प्रभारों का विवरण दें।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III  
प्ररूप- 9घ

विदेशी मुद्रा में ऋण

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम

(लाख रुपए में)

विशिष्टियां	विद्यमान 2013-14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
<b>विदेशी ऋण-1 (यूएसडी लाख में) विनिमय दर</b>						
सकल ऋण आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंहाय						
शुद्ध ऋण-आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी (निकासियां)						
घटाएं: 1 वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण अंतिम						
शुद्ध निवल ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋणों पर व्याज दर						

विशिष्टियां	वित्तमान 2013-14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
ऋण पर व्याज						
..... से प्रभावी ऋण प्रतिसंदाय (दिनांक इंगित करें)						
<b>विदेशी ऋण-2 (यूएसडी लाख में) विनियम दर</b>						
सकल ऋण आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण-आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी (निकासियां)						
घटाएं: 1 वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण अंतिम						
औसत निवल ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋणों पर व्याज दर						
ऋण पर व्याज						
..... से प्रभावी ऋण प्रतिसंदाय (दिनांक इंगित करें)						
<b>विदेशी ऋण-3 (यूएसडी लाख में) विनियम दर</b>						
....						
....						

(याचिकाकर्ता)

भाग-III  
प्ररूप- 9ड.मानकीय ऋणों पर व्याज की संगणना

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम

---



---



---



---



(लाख रुपए में)

विशिष्टियां	वित्तमान 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018- 19
1	2	3	4	5	6	7
कुल मानकीय ऋण –आरंभिक						
पिछले वर्ष तक मानकीय ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध मानकीय ऋण – आरंभिक						
वर्ष के दौरान एसीई/गैर पूंजीकरण के कारण वृद्धि/कमी						
वर्ष के दौरान मानकीय ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध मानकीय ऋण – अंतिम						
औसत मानकीय ऋण						
वास्तविक ऋणों के ब्याज की भारित औसत दर						
मानकीय ऋण पर ब्याज						

**टिप्पण :**

1. टुइंग अप के समय ऋणों के पुनर्वित्त के समय शुद्ध वचत शेयरिंग के समायोजन के साथ दिया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 10

**अवक्षयण दर की संगणना**

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली

(लाख रुपए में)

क्रम सं.	आस्तियों का नाम <sup>1</sup>	31.03.2014 को या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को जो भी बाद में हो तथा 31.3.2019 तक तत्पश्चात प्रत्येक वर्ष के लिए पश्चात्तवर्ती कुल ब्लाक	के वि वि आ की अवक्षयण दर अनुसूची के अनुसार अवक्षयण दर	31.3.2019 तक प्रत्येक वर्ष के लिए अवक्षयण रकम
	1	2	3	4= स्तंभ2 X स्तंभ.3
1	भूमि			
2	भवन			
3	और उससे आगे			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				

25				
	कुल			
	अवक्षयण भारित औसत दर (%)			

**टिप्पण:**

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

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 10क

**अवक्षयण का विवरण**

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम

(लाख रुपए में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	प्रारंभिक पूंजी लागत						
2	अंतिम पूंजी लागत						
3	औसत पूंजी लागत						
4	फ्रीहोल्ड भूमि						
5	अवक्षयण की दर						

6	अवक्षयण योग्य मूल्य						
7	अवधि के प्रारंभ में शेष उपयोगी जीवन काल						
8	शेष अवक्षयण योग्य मूल्य						
9	अवक्षयण(अवधि के लिए)						
10	अवक्षयण (वार्षिकीकृत)						
11	अवधि की समाप्ति पर संचयी अवक्षयण						
12	घटाएं: गैर पूंजीकरण के कारण संचयी अवक्षयण समायोजन						
13	अवधि की समाप्ति पर निवल संचयी अवक्षयण						

1. एफईआरवी और एएएडी के व्यौरों की स्थिति में लागू अवधि के लिए जानकारी है।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 10ख

### पूंजीकरण विहीनता का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम

सीओडी

क्र.सं.	पूंजीकरण विहीनता का वर्ष	पूंजीकरण विहीनता के लिए प्रस्तावित संकार्य/उपकरण	पूंजीकरण विहीन की जा रही आस्ति/ उपकरण के पूंजीकरण विहीनता का वर्ष	पूंजीकरण विहीन की जा रही आस्ति का मूल बही मूल्य	पूंजीकरण के समय ऋण साम्या अनुपात	पूंजीकरण विहीनता के समनुरूप संचयी अवक्षयण	पूंजीकरण विहीनता के समनुरूप ऋण का संचयी प्रतिसंदाय	औचित्य
---------	--------------------------	--	---	---	----------------------------------	---	--	--------

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
2								
3								
4								
5								

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 11

कार्य पूंजी पर ब्याज की संगणना

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम

(लाख रुपए में)

क्रम.सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2013-14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
1	2	3	4	5	6	7	8
1	प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय						
2	रखरखाव पुर्जे						
3	प्राप्य						
4	कुल कार्य पूंजी						

5	ब्याज की दर						
6	कार्य पूंजी पर ब्याज						

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 12

समय आधिक्य होने की स्थिति में ब्यौरे

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना/घटक का नाम:

क्रम सं.	क्रियाकलाप/सं कर्म/ सेवा का विवरण	मूल अनुसूची (योजना के अनुसार)		वास्तविक अनुसूची (वास्तविक के अनुसार)		समय आधिक्य माह	उत्तरदायी एजेंसी और क्या यह समय आधिक्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के नियंत्रण से परे था	विलम्ब के कारण	प्रभावित अन्य क्रियाकलाप (प्रभावित क्रियाकलाप की क्रम सं. लिखें)
		प्रारंभ की तारीख	पूर्णता की तारीख	प्रारंभ की तारीख	पूर्णता की तारीख				
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
....	.....								

1. समय आधिक्य के मामले में प्रत्येक कारण से हुए विलम्ब की संगणना की जानी चाहिए और उसके प्रमाणस्वरूप आवश्यक दस्तावेज एवं समर्थनकारी कार्यकरण दिया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 12क

संनिर्माण के दौरान प्रासंगिक व्यय

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम

वाणिज्यिक परिचालन की तारीख

(लाख रुपए में)

क्रम.सं.	पैरामीटर्स	वर्ष-1	वर्ष- 2	वर्ष-3	वर्ष-4	वर्ष-5
क	व्यय:					
1	कर्मचारी कार्मिकों को पारिश्रमिक एवं लाभ					
2	वित्त लागत					
3	जल प्रभार					
4	संचार व्यय					
5	विद्युत प्रभाव					
6	अन्य कार्यालय एवं प्रशासनिक व्यय					
7	अन्य (कृपया विवरण दें)					
8	अन्य-प्रचालन पूर्व व्यय					
	.....					

	.....					
ख	कुल व्यय					
	घटाएं: निविदाओं की बिक्री से आय					
	घटाएं: अतिथि गृह से आय					
	घटाएं: ठेकेदारों से प्राप्त आय					
	घटाएं: जमा पर ब्याज					
	.....					

**टिप्पण:** आईडीसी का लेखा परीक्षक के प्रमाण पत्र के समन्तुरपी आंकड़ों के साथ विधिवत समाधान किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

### भाग -III

प्ररूप - 12ख

**आईडीसी और वित्त प्रभारों की संगणना के लिए डा डाउन अनुसूची**

**याचिकाकर्ता का नाम :**

**क्षेत्र का नाम :**

**परियोजना का नाम :**

**पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम**

[illegible]





	विदेशी मुद्रा दर फेरफार								
	हेजिंग लागत								
<b>1.2</b>	<b>भारतीय ऋण</b>								
<b>1.2.1</b>	<b>भारतीय ऋण 1</b>								
	ड्रा डाउन रकम	--	--		--	--		--	--
	आईडीसी	--	--		--	--		--	--
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--
<b>1.2.2</b>	<b>भारतीय ऋण 2</b>								
	ड्रा डाउन रकम	--	--		--	--		--	--
	आईडीसी	--	--		--	--		--	--
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--
<b>1.2.3</b>	<b>भारतीय ऋण 3</b>								
	ड्रा डाउन रकम	--	--		--	--		--	--
	आईडीसी	--	--		--	--		--	--
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--
<b>1.2.4</b>	<b>- -</b>	--	--		--	--		--	--
	- -	--	--		--	--		--	--
	- -	--	--		--	--		--	--
<b>1.2</b>	<b>कुल भारतीय ऋण</b>								
	ड्रा डाउन रकम	--	--		--	--		--	--
	आईडीसी	--	--		--	--		--	--
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--
<b>1</b>	<b>लिया गया कुल ऋण</b>								
	आईडीसी								
	वित्त प्रभार								

	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
2	इक्विटी									
2.1	आहरित विदेशी इक्विटी									
2.2	ली गई भारतीय इक्विटी	--	--		--	--		--	--	
	लगाई गई कुल इक्विटी									

**टिप्पण:**

1. ऋण और इक्विटी की निकासी अनुसूची को पूरा किए जाने के लिए समरूप आधार पर की जाएगी। शुरु में उच्चतर इक्विटी की निकासी अनुज्ञेय है।
2. उपरोक्त संगणना के लिए प्रयुक्त लागू ब्याज दर, जिसमें पुनः नियत तारीख भी है, को पृथक रूप से दिया जाएगा।
3. बहु-एकक परियोजना की दशा में प्रयुक्त पूंजीकरण के व्यौरों को दिया जाना है।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 13

आरंभिक पुर्जों का व्यौरा

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम

---



---



---



---

(राशि लाख रुपए में)

विशिष्टियां	डीओसीओ तक (आईडीसी एवं आईईडीसी को छोड़कर) संयंत्र एवं मशीनरी लागत	आईडीसी	आईईडीसी	अंतिम तारीख तक वर्षवार अतिरिक्त पूंजी व्यय			कुल लागत	दावा किये गये अतिरिक्त पूंजे	
				वर्ष-1	वर्ष-2	वर्ष-3		राशि	प्रतिशत
पारेषण लाइन									
पारेषण उपकेन्द्र (ग्रीन फील्ड/ब्राउन फील्ड)									
पीएलसीसी									
सीरीज क्षतिपूर्ति डिवायसेस									
एचवीडीसी स्टेशन									
गैस इन्सुलेटिड उपकेन्द्र									
संचार प्रणाली									
कुल संयंत्र एवं मशीनरी									

**टिप्पण:**

1. विवरण विनियम 13 के अनुसार दें।
- 2.

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 14

सीओडी को अन्य आय

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम

(राशि लाख रुपए में)

क्रम.सं.	पैरामीटर्स	विद्यमान 2013- 14	2014- 15	2015-16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
1	ऋण एवं अग्रिम पर ब्याज						
2	स्क्रेप की बिक्री से आय						
3	विविध प्राप्तियां (कृपया विवरण दें)						
...	...						
...	... (जोड़)						

(याचिकाकर्ता)

भाग -III

प्ररूप – 15

वास्तविक नकद व्यय

याचिकाकर्ता का नाम :

क्षेत्र का नाम :

परियोजना का नाम :

पारेषण घटक या संचार प्रणाली का नाम

(रुपए लाख में)

	क्वार्टर-I	क्वार्टर-II	क्वार्टर-III	क्वार्टर-एन (सीओडी)
ठेकेदार/आपूर्तिकर्ताओं को संदाय				
नियोजित निधि का %				

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

(याचिकाकर्ता)

**CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION  
NEW DELHI**

New Delhi, the 21st, February, 2014

**NOTIFICATION**

**No.L-1/144/2013/CERC.-** In exercise of powers conferred under section 178 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003) read with section 61 thereof 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, 2014.

(2) These regulations shall come into force on 1.4.2014, and unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force for a period of five years from 1.4.2014 to 31.3.2019:

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 31.3.2014 shall be determined in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2009 as amended from time to time.

**2. Scope and extent of application.** (1) These regulations shall apply in all cases where tariff for a generating station or a unit thereof and a transmission system or an element thereof including communication system used for inter-State transmission of electricity is required to be determined by the Commission under section 62 of the Act read with section 79 thereof.

(2) These regulations shall not apply for determination of tariff in case of the following:

(a) Generating stations or inter-State transmission systems whose tariff has been discovered through tariff based competitive bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government and adopted by the Commission under Section 63 of the Act;

(b) Generating stations based on renewable sources of energy whose tariff is determined in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources) Regulations, 2012, as amended from time to time or any subsequent enactment thereof.

**3. Definitions and Interpretations.**—In these regulations, unless the context otherwise requires—

(1) 'Act' means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);

(2) '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, in accordance with provisions of Regulation 14 of these regulations;

(3) '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, such as the equipment being used for the purpose of operating plant and machinery including switchyard of the generating station and the 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:

Provided that auxiliary energy consumption shall not include energy consumed for supply of power to housing colony and other facilities at the generating station and the power consumed for construction works at the generating station;

(4) 'Auditor' means an auditor appointed by a generating company or a transmission licensee, as the case may be, in accordance with the provisions of sections 224, 233B and 619 of the Companies Act, 1956 (1 of 1956), as amended from time to time or Chapter X of the Companies Act, 2013 (18 of 2013) or any other law for the time being in force;

(5) 'Bank Rate' means the base rate of interest as specified by the State Bank of India from time to time or any replacement thereof for the time being in effect plus 350 basis points;

(6) 'Beneficiary' in relation to a generating station covered under clauses (a) and (b) of sub-section 1 of section 79 of the Act, means a distribution licensee who is purchasing electricity generated at such generating station through a Power Purchase Agreement either directly or through a trading licensee on payment of fixed charges and by scheduling in accordance with the Grid Code:

Provided that where the distribution licensee is procuring power through a trading licensee, the arrangement should be secured through back to back power purchase agreement and power sale agreement:

Provided further that beneficiary shall also include any person who has allocation in inter State Generating Stations;

(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 determined in accordance with Regulation 9 of these regulations;

(9) **'Change In Law'** means occurrence of any of the following events:

(a) enactment, bringing into effect or promulgation of any new Indian law; or

(b) adoption, amendment, modification, repeal or re-enactment of any existing Indian law; or

(c) change in interpretation or application of any Indian law by a competent court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentality which is the final authority under law for such interpretation or application; or

(d) change by any competent statutory authority in any condition or covenant of any consent or clearances or approval or licence available or obtained for the project; or

(e) coming into force or change in any bilateral or multilateral agreement/treaty between the Government of India and any other Sovereign Government having implication for the generating station or the transmission system regulated under these Regulations.

(10) **'Commission'** means the Central Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of section 76 of the Act;

(11) **'Communication System'** includes communication system of Power Grid Corporation of India Ltd. covered under Unified Load Dispatch and Communication (ULD&C) scheme, SCADA, Wide Area Measurement System (WAMS), Fibre Optic Communication system, Remote Terminal Unit, Private Automatic Branch Exchange, Radio Communication System and auxiliary power supply system etc. used for managing inter-state transmission of electricity;

(12) **'Competitive Bidding'** means a transparent process for procurement of equipment, services and works in which bids are invited by the project developer by open advertisement covering the scope and specifications of the equipment, services and works required for the project, and the terms and conditions of the proposed contract as well as the criteria by which bids shall be evaluated, and shall include domestic competitive bidding and international competitive bidding;

(13) **'Cut-off Date'** means 31<sup>st</sup> March of the year closing after two years of the year of commercial operation of whole or part of the project, and in case the whole or part of the project is declared under commercial operation in the last quarter of a year, the cut-off date shall be 31<sup>st</sup> March of the year closing after three years of the year of commercial operation:

Provided that the cut-off date may be extended by the Commission if it is proved on the basis of documentary evidence that the capitalisation could not be made within the cut-off date for reasons beyond the control of the project developer;

(14) **'Date of Commercial Operation'** or **'COD'** shall have the same meaning as defined in Regulation 4 of these regulations;

(15) **'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 as defined in the Grid Code or whole of the day, duly taking into account the availability of fuel or water, and subject to further qualification in the relevant regulation;

(16) **'De-capitalisation'** for the purpose of the tariff under these regulations, means reduction in Gross Fixed Assets of the project corresponding to the removal/deletion of assets as admitted by the Commission;

(17) **'De-Commissioning'** means removal from service of a generating station or a unit thereof or transmission system including communication system or element thereof, after it is certified by the Central Electricity Authority or any other authorized agency, either on its own or on an application made by the project developer or the beneficiaries or both, that the project cannot be operated due to non performance of the assets on account of technological obsolescence or uneconomic operation or a combination of these factors;



- (18) '**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;
- (19) '**Day**' means a calendar day consisting of 24 hours period starting at 0000 hour;
- (20) '**Designated ISTS Customers**' or '**DICs**' shall have the same meaning as defined in Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter State Transmission Charges and Losses) Regulations, 2010 as amended from time to time or subsequent re-enactment thereof;
- (21) '**Element**' in respect of a transmission system shall mean an asset which has been distinctively defined under the scope of the project in the Investment Approval;
- (22) '**Existing Project**' means a project which has been declared under commercial operation on a date prior to 1.4.2014;
- (23) '**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;
- (24) '**Extended Life**' means the life of a generating station or unit thereof or transmission system or element thereof beyond the period of useful life, as may be determined by the Commission on case to case basis;
- (25) '**Force Majeure**' for the purpose of these regulations means the event or circumstance or combination of events or circumstances including those stated below which partly or fully prevents the generating company or transmission licensee to complete the project within the time specified in the Investment Approval, and only if such events or circumstances are not within the control the generating company or transmission licensee and could not have been avoided, had the generating company or transmission licensee taken reasonable care or complied with prudent utility practices:
- Act of God including lightning, drought, fire and explosion, earthquake, volcanic eruption, landslide, flood, cyclone, typhoon, tornado, geological surprises, or exceptionally adverse weather conditions which are in excess of the statistical measures for the last hundred years; or
  - Any act of war, invasion, armed conflict or act of foreign enemy, blockade, embargo, revolution, riot, insurrection, terrorist or military action; or
  - Industry wide strikes and labour disturbances having a nationwide impact in India;
- (26) '**Generating 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;
- (27) '**Grid Code**' means the Central Electricity Regulatory Commission (Indian Electricity Grid Code) Regulations, 2010 as amended from time to time or subsequent re-enactment thereof;
- (28) '**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;
- (29) '**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;
- (30) '**Generating Station**' means any station for generating electricity, including any building and plant with step-up transformer, switch-gear, switch yard, cables or other appurtenant equipment, if any, used for that purpose and the site thereof; a site intended to be used for a generating station, and any building used for housing the operating staff of a generating station, and where electricity is generated by water-power, includes penstocks, head and tail works, main and regulating reservoirs, dams and other hydraulic works, but does not in any case include any sub-station;
- (31) '**Indian Governmental Instrumentality**' means the Government of India, Governments of State (where the project is located) and any ministry or department or board or agency or other regulatory or quasi judicial authority controlled by Government of India or Government of State, where the project is located.
- (32) '**Infir Power**' means electricity injected into the grid prior to the commercial operation of a unit or block of the generating station in accordance with Central Electricity Regulatory Commission (Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-State Transmission and related matters) Regulations, 2009 as amended from time to time;

(33) **'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, as may be approved by the Commission from time to time;

(34) **'Implementation Agreement'** means the agreement, contract or memorandum of understanding, or any such covenant, entered into (i) between transmission licensee and generating station or (ii) between transmission licensee and developer of the associated transmission system for the execution of project in coordinated manner;

(35) **'Inter-State Generating Station' or 'ISGS'** has the meaning as assigned in the Grid Code;

(36) **'Investment Approval'** means approval by the Board of the generating company or the transmission licensee or Cabinet Committee on Economic Affairs (CCEA) or any other competent authority conveying administrative sanction for the project including funding of the project and the timeline for the implementation of the project.

Provided that the date of Investment Approval shall reckon from the date of the resolution/minutes of the Board/approval by competent authority.

(37) **'Kilowatt-Hour' or 'kWh'** means a unit of electrical energy, measured in one kilowatt or one thousand watts of power produced or consumed over a period of one hour;

(38) **'Long-Term Transmission Customer'** means a person having a long term transmission service agreement with the transmission licensee including deemed transmission licensee for use of inter-State transmission system by paying transmission charges and the term may be used interchangeably with the term Designated ISTS Customers (DICs);

(39) **'Maximum Continuous Rating' or 'MCR'** in relation to a generating 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;

(40) **'New Project'** means the project achieving COD or anticipated to be achieving COD on or after 1.4.2014;

(41) **'Normative Annual Plant Availability Factor' or 'NAPAF'** in relation to a generating station means the availability factor as specified in Regulation 36 and 37 of these regulations for thermal generating station and hydro generating station respectively;

(42) **'Operation and Maintenance Expenses' or 'O&M expenses'** means the expenditure incurred for operation and maintenance of the project, or part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs, maintenance spares, consumables, insurance and overheads but excludes fuel expenses and water charges;

(43) **'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;

(44) **'Plant Availability Factor' or '(PAF)'** in relation to a generating station for any period means the average of the daily declared capacities (DCs) for all the days during the period expressed as a percentage of the installed capacity in MW less the normative auxiliary energy consumption;

(45) **'Plant Load Factor' or '(PLF)'** in relation to thermal generating station or unit for a given period means the total sent out energy corresponding to scheduled generation during the period, expressed as a percentage of sent out energy corresponding to installed capacity in that period and shall be computed in accordance with the following formula:

$$PLF = 10000 \times \frac{\sum_{i=1}^N SG_i}{\{N \times IC \times (100 - AUX_n)\}} \%$$

Where,

IC = Installed Capacity of the generating station or unit in MW,

SG<sub>i</sub> = Scheduled Generation in MW for the i<sup>th</sup> time block of the period,

N = Number of time blocks during the period, and

AUX<sub>n</sub> = Normative Auxiliary Energy Consumption as a percentage of gross energy generation;

(46) **'Project'** means a generating station or a transmission system including communication 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 and in case of thermal generating stations does not include mining if it is a pit head project and dedicated captive coal mine;

(47) **‘Procedure Regulations’** means the 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;

(48) **‘Prudence Check’** means scrutiny of reasonableness of capital expenditure incurred or proposed to be incurred, financing plan, use of efficient technology, cost and time over-run and such other factors as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff. While carrying out the Prudence Check, the Commission shall look into whether the generating company or transmission licensee has been careful in its judgments and decisions for executing the project or has been careful and vigilant in executing the project;

(49) **‘Pumped storage hydro generating station’** means a hydro station which generates power through energy stored in the form of water energy, pumped from a lower elevation reservoir to a higher elevation reservoir;

(50) **‘Run-of-River generating station’** means a hydro generating station which does not have upstream pondage;

(51) **‘Run-of-River generating station with pondage’** means a hydro generating station with sufficient pondage for meeting the diurnal variation of power demand;

(52) **‘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 /DICs;

(53) **‘Regular Service’** means putting into use a transmission system or element thereof after successful trial operation and a certificate to that effect has been issued by the concerned Regional Load Dispatch Centre;

(54) **‘Scheduled Commercial Operation Date or SCOD’** shall mean the date(s) of commercial operation of a generating station or generating unit or block thereof or transmission system or element thereof as indicated in the Investment Approval or as agreed in power purchase agreement or transmission service agreement as the case may be, whichever is earlier;

(55) **‘Scheduled Energy’** means the quantum of energy scheduled by the concerned Load Despatch Centre to be injected into the grid by a generating station for a given time period;

(56) **‘Scheduled Generation’ or ‘SG’** at any time or for any period or time block means schedule of ex-bus generation in MW or MWh, 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. In such an event of reduction of scheduled generation of gas turbine generating station, the corresponding drawal schedule of beneficiaries shall be corrected in proportion to their scheduled drawal with adjustment of transmission losses on post facto basis.

(57) **‘Sharing Regulations’** means Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Transmission Charges and Losses in inter-State Transmission System) Regulations, 2010 as amended from time to time;

(58) **‘Small gas turbine generating station’** means and includes open cycle gas turbine or combined cycle generating station with gas turbines in the capacity range of 50 MW or below;

(59) **‘Start Date or Zero Date’** means the date indicated in the Investment Approval for commencement of implementation of the project and where no date has been indicated, the date of investment approval shall be deemed to be Start Date or Zero Date;

(60) **‘Storage type generating station’** means a hydro generating station associated with large storage capacity to enable variation of generation of electricity according to demand;

(61) **‘Thermal Generating Station’** means a generating station or a unit thereof that generates electricity using fossil fuels such as coal, lignite, gas, liquid fuel or combination of these as its primary source of energy;

(62) **‘Trial Run’ or ‘Trial Operation’** in relation to transmission system or a generating station shall have the same meaning as specified in Regulation 5 of these regulations;

(63) **‘Transmission Service Agreement’** means the agreement entered into between the transmission licensee and the designated inter-State transmission customers in accordance with the Sharing Regulations and any other agreement between the transmission licensee and the long term transmission customer where the payment of transmission charges are not made through the POC mechanism under Sharing Regulations;

(64) **‘Transmission Line’** shall have the same meaning as defined in sub-section (72) of section 2 of the Act;

(65) **‘Transmission System’** means a line or a group of lines with or without associated sub-station, equipment associated with transmission lines and sub-stations;

(66) **‘Sub-Station’** shall have the same meaning as defined in sub-section (69) of section 2 of the Act;

(67) **‘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) Gas Insulated Substation (GIS)   | 25 years |
| (e) Hydro generating station including pumped<br>Storage hydro generating stations | 35 years |
| (f) Transmission line (including HVAC & HVDC)                                      | 35 years |
| (g) Communication system   | 15 years |

Provided that the useful life for AC and DC substations and GIS for which Notice Inviting Tender is floated on or after 01.04.2014 shall be considered as 35 years.

Provided further that the extension of life of the projects beyond the completion of their useful life shall be decided by the Commission;

(68) **‘Year’** means a financial year.

The words and expressions used in these regulations and not defined herein but defined in the Act or any other regulation of the Commission shall have the meaning assigned to them under the Act or any other regulation of the Commission.

## CHAPTER - 2 GENERAL

**4. Date of Commercial Operation:** The date of commercial operation of a generating station or unit or block thereof or a transmission system or element thereof shall be determined as under:

(1) Date of commercial operation in case of a generating unit or block of the thermal generating station shall mean 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, if any, and in case of the generating station as a whole, the date of commercial operation of the last generating unit or block of the generating station:

Provided that

(i) where the beneficiaries have been tied up for purchasing power from the generating station, the trial run shall commence after seven days notice by the generating company to the beneficiaries and scheduling shall commence from 0000 hr after completion of the trial run:

(ii) the generating company shall certify to the effect that the generating station meets the key provisions of the technical standards of Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical plants and electric lines) Regulations, 2010 and Grid Code:

(iii) the certificate shall be signed by CMD/CEO/MD of the company subsequent to its approval by the Board of Directors in the format enclosed at Appendix VI and a copy of the certificate shall be submitted to the Member Secretary, (concerned Regional Power Committee) and concerned RLDC before declaration of COD:

(2) Date of commercial operation in relation to a generating unit of hydro generating station including pumped storage hydro generating station shall mean the date declared by the generating company from 0000 hour after the scheduling process in accordance with the 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:

Provided that:

(i) where beneficiaries have been tied up for purchasing power from generating station, scheduling process for a generating unit of the generating station or demonstration of peaking capability corresponding to installed capacity of the generating station through a successful trial run shall commence after seven days notice by the generating company to the beneficiaries and scheduling shall commence from 0000 hr after completion of trial run:

(ii) the generating company shall certify to the effect that the generating station meets key provisions of the technical standards of Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical plants and electric lines) Regulations, 2010 and Grid code:

(iii) the certificate shall be signed by CMD/CEO/MD of the company subsequent to its approval by the Board of Directors in the format enclosed at Appendix VI and a copy of the certificate shall be submitted to the Member Secretary, (concerned Regional Power Committee) and concerned RLDC before declaration of COD:

(iv) in case a 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, and 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:

(v) if a run-of-river hydro generating station or a generating unit thereof is declared under commercial operation during lean inflows period when the water inflow is insufficient for such demonstration of peaking capability, it shall be mandatory for such hydro generating station or generating unit to demonstrate peaking capability equivalent to installed capacity as and when sufficient water inflow is available.

(3) Date of commercial operation in relation to a transmission system shall mean the date declared by the transmission licensee from 0000 hour of which an element of the transmission system is in regular service after successful trial operation for transmitting electricity and communication signal from sending end to receiving end:

Provided that:

(i) where the transmission line or substation is dedicated for evacuation of power from a particular generating station, the generating company and transmission licensee shall endeavour to commission the generating station and the transmission system simultaneously as far as practicable and shall ensure the same through appropriate Implementation Agreement in accordance with Regulation 12(2) of these Regulations :

(ii) in case a transmission system or an element thereof is prevented from regular service for reasons not attributable to the transmission licensee or its supplier or its contractors but is on account of the delay in commissioning of the concerned generating station or in commissioning of the upstream or downstream transmission system, the transmission licensee shall approach the Commission through an appropriate application for approval of the date of commercial operation of such transmission system or an element thereof.

(4) Date of commercial operation in relation to a communication system or element thereof shall mean the date declared by the transmission licensee from 0000 hour of which a communication system or element is put into service after completion of site acceptance test including transfer of voice and data to respective control centre as certified by the respective Regional Load Dispatch Centre.

**5. Trial Run and Trial Operation.-** (1) Trial Run in relation to generating station or unit thereof shall mean the successful running of the generating station or unit thereof at maximum continuous rating or installed capacity for continuous period of 72 hours in case of unit of a thermal generating station or unit thereof and 12 hours in case of a unit of a hydro generating station or unit thereof:

Provided that where the beneficiaries have been tied up for purchasing power from the generating station, the trial run shall commence after seven days notice by the generating company to the beneficiaries.

(2) Trial operation in relation to a transmission system or an element thereof shall mean successful charging of the transmission system or an element thereof for 24 hours at continuous flow of power, and communication signal from sending end to receiving end and with requisite metering system, telemetry and protection system in service enclosing certificate to that effect from concerned Regional Load Dispatch Centre.

### CHAPTER - 3

#### PROCEDURE FOR TARIFF DETERMINATION

##### **6. Tariff determination**

(1) Tariff in respect of a generating station may be determined for the whole of the generating station or stage or generating unit or block thereof, and tariff in respect of a transmission system may be determined for the whole of the transmission system or transmission line or sub-station or communication system forming part of transmission system:

Provided that:

(i) where all the generating units of a stage of a generating station or all elements of a transmission system have been declared under commercial operation prior to 1.4.2014, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall file consolidated petition in respect of the entire generating station or transmissions system for the purpose of determination of tariff for the period 2014-15 to 2018-19:

(ii) in case of commercial operation of the generating station or transmission system including communication system on or after 1.4.2014, the generating company or transmission licensee shall file a consolidated petition combining all the units of the generating station or file appropriate petition for transmission elements of the transmission system which are likely to be commissioned during next six months from the date of application:

(iii) the tariff of the existing communication system forming part of transmission system shall be as per the methodology followed by the Commission prior to 1.4.2014.

(2) For the purpose of determination of tariff, the capital cost of a project may be broken up into stages, blocks, units, transmission lines and sub-stations, 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 for 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.

(3) Where an existing transmission project has been granted licence under section 14 of the Act read with Regulation 6(c) of the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of grant of Transmission Licence for inter-State Transmission of electricity and related matters) Regulations, 2009, the tariff of such project shall be applicable from the date of grant of transmission licence or from the date as indicated in the transmission licence, as the case may be. In such cases, the applicant shall file petition as per **Annexure-I**, clearly demarcating the assets which form the part of regulated business of generation and transmission, the value of such assets, source of funding etc. duly certified by an auditor.

(4) In case of multi-purpose hydro generation scheme 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) Where only a part of the generation capacity of a generating station is tied up for supplying power to the beneficiaries through long term power purchase agreement and the balance part of the generation capacity have not been tied up for supplying power to the beneficiaries, the tariff of the generating station shall be determined with reference to the capital cost of the entire project, but the tariff so determined shall be applicable corresponding to the capacity contracted for supply to the beneficiaries.

#### **7. Application for determination of tariff:**

(1) The generating company may make an application for determination of tariff for new generating station or unit thereof in accordance with the Procedure Regulations, in respect of the generating station or generating units thereof within 180 days of the anticipated date of commercial operation.

(2) The transmission licensee may make an application for determination of tariff for new transmission system including communication system or element thereof as the case may be in accordance with the Procedure Regulations, in respect of the transmission system or elements thereof anticipated to be commissioned within 180 days from the date of filing of the petition.

(3) In case of an existing generating station or transmission system including communication system or element thereof, the application shall be made not later than 180 days from the date of notification of these regulations based on admitted capital cost including any additional capital expenditure already admitted up to 31.3.2014 (either based on actual or projected additional capital expenditure) and estimated additional capital expenditure for the respective years of the tariff period 2014-15 to 2018-19.

(4) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall make an application as per **Annexure-I** of 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 as the case may be:

Provided that the petition shall contain details of underlying assumptions for the projected capital cost and additional capital expenditure, wherever applicable.

(5) If the petition is inadequate in any respect as required under **Annexure-I** of these regulations, the application shall be returned to the generating company or transmission licensee as the case may be, for resubmission of the petition within one month after rectifying the deficiencies as may be pointed out by the staff of the Commission.

(6) If the information furnished in the petition is in accordance with the regulations and is adequate for carrying out prudence check of the claims made, the Commission shall consider the suggestions and objections, if any, received from the respondents within one month from the date of filing of the petition and any other person including the consumers or consumer associations. The Commission shall issue the tariff order after hearing the petitioner, the respondents and any other person specifically permitted by the Commission.

(7) In case of the new projects, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, may be allowed tariff by the Commission based on the projected capital expenditure from the anticipated COD in accordance with Regulation 6 of these regulations:

Provided that :

(i) the Commission may grant tariff upto 90% of the annual fixed charges claimed in respect of the transmission system or element thereof based on the management certificate regarding the capital cost for

the purpose of inclusion in the POC charges in accordance with the CERC (Sharing of Inter State Transmission charges and losses), Regulation, 2010 as amended from time to time:

(ii) if the date of commercial operation is delayed beyond 180 days from the date of issue of tariff order in terms of clause (6) of this regulation, the tariff granted shall be deemed to have been withdrawn and the generating company or the transmission licensee shall be required to file a fresh application for determination of tariff after the date of commercial operation of the project:

(iii) where the capital cost considered in tariff by the Commission on the basis of projected capital cost as on COD or the projected additional capital expenditure exceeds the actual capital cost incurred on year to year basis by more than 5%, the generating company or the transmission licensee shall refund to the beneficiaries or the long term transmission customers /DICs as the case may be, the excess tariff recovered corresponding to excess capital cost, as approved by the Commission alongwith interest at 1.20 times of the bank rate as prevalent on 1st April of respective year:

(iv) where the capital cost considered in tariff by the Commission on the basis of projected capital cost as on COD or the projected additional capital expenditure falls short of the actual capital cost incurred on year to year basis by more than 5%, the generating company or the transmission licensee shall be entitled to recover from the beneficiaries or the long term transmission customers /DICs as the case may be, the shortfall in tariff corresponding to reduction in capital cost, as approved by the Commission alongwith interest at 0.80 times of bank rate as prevalent on 1st April of respective year.

(8) In case of the existing projects, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, may be allowed tariff by the Commission based on the admitted capital cost as on 1.4.2014 and projected additional capital expenditure for the respective years of the tariff period 2014-15 to 2018-19 in accordance with the Regulation 6:

Provided that:

(i) the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall continue to bill the beneficiaries or the transmission customers / DICs at the tariff approved by the Commission and applicable as on 31.3.2014 for the period starting from 1.4.2014 till approval of tariff by the Commission in accordance with these regulations:

(ii) where the capital cost considered in tariff by the Commission on the basis of projected capital cost as on COD or the projected additional capital expenditure submitted by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, exceeds the actual capital cost incurred on year to year basis by more than 5%, the generating company or the transmission licensee shall refund to the beneficiaries or the long term transmission customers /DICs as the case may be, the excess tariff recovered corresponding to excess capital cost, as approved by the Commission alongwith interest at 1.20 times of the bank rate as prevalent on April 1 of respective year:

(iii) where the capital cost considered in tariff by the Commission on the basis of projected capital cost as on COD or the projected additional capital expenditure submitted by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, falls short of the actual capital cost incurred on year to year basis by more than 5%, the generating company or the transmission licensee shall be entitled to recover from the beneficiaries or the long term transmission customers /DICs as the case may be, the shortfall in tariff corresponding to reduction in capital cost, as approved by the Commission alongwith interest at 0.80 times of bank rate as prevalent on April 1 of respective year.

#### **8. Truing up**

(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 31.3.2019, 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, shall make an application for interim truing up of capital expenditure including additional capital expenditure in FY 2016-17.

(2) The generating station shall carry out truing up of tariff of generating station based on the performance of following Controllable parameters:

a) Controllable Parameters :

i) Station Heat Rate;

ii) Secondary Fuel Oil Consumption;



- iii) Auxiliary Energy Consumption; and
- iv) Re-financing of Loan.
- (3) The Commission shall carry out truing up of tariff of generating station based on the performance of following Uncontrollable parameters:
  - i) Force Majeure;
  - ii) Change in Law; and
  - iii) Primary Fuel Cost.
- (4) The Transmission Licensee shall carry out truing up of tariff of transmission system based on the controllable parameter of Re-Financing of loans:
- (5) The Commission shall carry out truing up of tariff of transmission licensee based on the performance of following Uncontrollable parameters:
  - (i) Force Majeure; and
  - (ii) Change in Law.
- (6) The financial gains by a generating company or the transmission licensee, as the case may be on account of controllable parameters shall be shared between generating company/transmission licensee and the beneficiaries on monthly basis with annual reconciliation. The financial gains computed as per following formulae in case of generating station on account of operational parameters as shown in Clause 2(a) (i) to (iii) of this Regulation shall be shared in the ratio of 60:40 between generating station and beneficiaries:  

$$\text{Net Gain} = (\text{ECR}_N - \text{ECR}_A) \times \text{Scheduled Generation}$$
 Where,  
 $\text{ECR}_N$  - Normative Energy Charge Rate computed on the basis of norms specified for Station Heat Rate, Auxiliary Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption.  
 $\text{ECR}_A$  - Actual Energy Charge Rate computed on the basis of actual SHR, Auxiliary Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption for the month.  
 Provided that in case of financial gains on account of Clause 2 (a)(iv) and Clause 4 of this Regulation shall be shared in accordance with Clause 7 of Regulation 26 of these regulations.
- (7) The financial gains and losses by a generating company or the transmission licensee, as the case may be, on account of uncontrollable parameters shall be passed on to beneficiaries of the generating company or to the long term transmission customers/DICs of transmission system, as the case may be.
- (8) The generating company or the transmission licensee as the case may be, shall carry out the truing up of grossed up rate of return on equity in accordance with Clause 3 of Regulation 25 of these regulations.
- (9) The generating company or the transmission licensee as the case may be, shall make an application, as per **Annexure-I** to these regulations, for carrying out truing up exercise in respect of the generating station or a unit or block thereof or the transmission system or the transmission lines or sub-stations by 31.10.2019.
- (10) The generating company or the transmission licensee as the case may be, shall submit for the purpose of truing up, details of actual capital expenditure and additional capital expenditure incurred for the period from 1.4.2014 to 31.3.2019, duly audited and certified by the auditor.
- (11) 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, shall refund to the beneficiaries or the long term transmission customers /DICs, as the case may be, the excess amount so recovered as specified in the Clause 13 of this regulation.
- (12) 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 shall recover from the beneficiaries or the long term transmission customers /DICs, as the case may be, the under-recovered amount as specified in the Clause 13 of this regulation.
- (13) The amount under-recovered or over-recovered, along with simple interest at the rate equal to the bank rate as on 1<sup>st</sup> 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 instalments starting within three months from the date of the tariff order issued by the Commission.

**CHAPTER - 4****COMPUTATION OF CAPITAL COST AND CAPITAL STRUCTURE**

**9. Capital Cost:** (1) The Capital cost as determined by the Commission after prudence check in accordance with this regulation shall form the basis of determination of tariff for existing and new projects.

- (2) The Capital Cost of a new project shall include the following:
  - (a) the expenditure incurred or projected to be incurred up to the date of commercial operation of the project;
  - (b) Interest during construction and financing charges, on the loans (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;
  - (c) Increase in cost in contract packages as approved by the Commission;
  - (d) Interest during construction and incidental expenditure during construction as computed in accordance with Regulation 11 of these regulations;
  - (e) capitalised Initial spares subject to the ceiling rates specified in Regulation 13 of these regulations;
  - (f) expenditure on account of additional capitalization and de-capitalisation determined in accordance with Regulation 14 of these regulations;
  - (g) adjustment of revenue due to sale of infirm power in excess of fuel cost prior to the COD as specified under Regulation 18 of these regulations; and
  - (h) adjustment of any revenue earned by the transmission licensee by using the assets before COD.
- (3) The Capital cost of an existing project shall include the following:
  - (a) the capital cost admitted by the Commission prior to 1.4.2014 duly trued up by excluding liability, if any, as on 1.4.2014;
  - (b) additional capitalization and de-capitalization for the respective year of tariff as determined in accordance with Regulation 14; and
  - (c) expenditure on account of renovation and modernisation as admitted by this Commission in accordance with Regulation 15.
- (4) The capital cost in case of existing/new hydro generating station shall also 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.
- (5) The capital cost with respect to thermal generating station, incurred or projected to be incurred on account of the Perform, Achieve and Trade (PAT) scheme of Government of India will be considered by the Commission on case to case basis and shall include:
  - (a) cost of plan proposed by developer in conformity with norms of PAT Scheme; and
  - (b) sharing of the benefits accrued on account of PAT Scheme.
- (6) The following shall be excluded or removed from the capital cost of the existing and new project:
  - (a) The assets forming part of the project, but not in use;
  - (b) Decapitalisation of Asset;
  - (c) In case of hydro generating station any expenditure incurred or committed to be incurred by a project developer for getting the project site allotted by the State government by following a two stage transparent process of bidding; and
  - (d) the proportionate cost of land which is being used for generating power from generating station based on renewable energy:

Provided that any grant received from the Central or State Government or any statutory body or authority for the execution of the project which does not carry any liability of repayment shall be excluded from the Capital Cost for the purpose of computation of interest on loan, return on equity and depreciation;

**10. Prudence Check of Capital Expenditure:** The following principles shall be adopted for prudence check of capital cost of the existing or new projects:

- (1) In case of the thermal generating station and the transmission system, prudence check of capital cost

may be carried out taking into consideration the benchmark norms specified/to be specified by the Commission from time to time:

Provided that in cases where benchmark norms have not been specified, prudence check may include scrutiny of the capital expenditure, financing plan, interest during construction, incidental expenditure during construction for its reasonableness, use of efficient technology, cost over-run and time over-run, competitive bidding for procurement and such other matters as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff:

Provided further that in cases where benchmark norms have been specified, the generating company or transmission licensee shall submit the reasons for exceeding the capital cost from benchmark norms to the satisfaction of the Commission for allowing cost above benchmark norms.

(2) The Commission may issue new guidelines or revise the existing guidelines for vetting of capital cost of hydro-electric projects by an independent agency or an 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.

(3) The Commission may issue new guidelines or revise the existing guidelines for scrutiny and approval of commissioning schedule of the hydro-electric projects in accordance with the tariff policy issued by the Central Government under section 3 of the Act from time to time which shall be considered for prudence check.

(4) Where the power purchase agreement entered into between the generating company and the beneficiaries provides for ceiling of actual capital expenditure, the Commission shall take into consideration such ceiling for determination of tariff for prudence check of capital cost.

#### **11. Interest during construction (IDC), Incidental Expenditure during Construction (IEDC)**

##### **(A) Interest during Construction (IDC):**

(1) Interest during construction shall be computed corresponding to the loan from the date of infusion of debt fund, and after taking into account the prudent phasing of funds upto SCOD.

(2) In case of additional costs on account of IDC due to delay in achieving the SCOD, the generating company or the transmission licensee as the case may be, shall be required to furnish detailed justifications with supporting documents for such delay including prudent phasing of funds:

Provided that if the delay is not attributable to the generating company or the transmission licensee as the case may be, and is due to uncontrollable factors as specified in Regulation 12 of these regulations, IDC may be allowed after due prudence check:

Provided further that only IDC on actual loan may be allowed beyond the SCOD to the extent, the delay is found beyond the control of generating company or the transmission licensee, as the case may be, after due prudence and taking into account prudent phasing of funds.

##### **(B) Incidental Expenditure during Construction (IEDC):**

(1) Incidental expenditure during construction shall be computed from the zero date and after taking into account pre-operative expenses upto SCOD:

Provided that any revenue earned during construction period up to SCOD on account of interest on deposits or advances, or any other receipts may be taken into account for reduction in incidental expenditure during construction.

(2) In case of additional costs on account of IEDC due to delay in achieving the SCOD, the generating company or the transmission licensee as the case may be, shall be required to furnish detailed justification with supporting documents for such delay including the details of incidental expenditure during the period of delay and liquidated damages recovered or recoverable corresponding to the delay:

Provided that if the delay is not attributable to the generating company or the transmission licensee, as the case may be, and is due to uncontrollable factors as specified in regulation 12, IEDC may be allowed after due prudence check:

Provided further that where the delay is attributable to an agency or contractor or supplier engaged by the generating company or the transmission licensee, the liquidated damages recovered from such agency or contractor or supplier shall be taken into account for computation of capital cost.

(3) In case the time over-run beyond SCOD is not admissible after due prudence, the increase of capital cost on account of cost variation corresponding to the period of time over run may be excluded from capitalization irrespective of price variation provisions in the contracts with supplier or contractor of the generating company or the transmission licensee.

**12. Controllable and Uncontrollable factors:** The following shall be considered as controllable and uncontrollable factors leading to cost escalation impacting Contract Prices, IDC and IEDC of the project :

(1) The “controllable factors” shall include but shall not be limited to the following:

- a) Variations in capital expenditure on account of time and/or cost over-runs on account of land acquisition issues;
- b) Efficiency in the implementation of the project not involving approved change in scope of such project, change in statutory levies or force majeure events; and
- c) Delay in execution of the project on account of contractor, supplier or agency of the generating company or transmission licensee.

(2) The “uncontrollable factors” shall include but shall not be limited to the following:

- i. Force Majeure events; and
- ii. Change in law.

Provided that no additional impact of time overrun or cost over-run shall be allowed on account of non-commissioning of the generating station or associated transmission system by SCOD, as the same should be recovered through Implementation Agreement between the generating company and the transmission licensee:

Provided further that if the generating station is not commissioned on the SCOD of the associated transmission system, the generating company shall bear the IDC or transmission charges if the transmission system is declared under commercial operation by the Commission in accordance with second proviso of Clause 3 of Regulation 4 of these regulations till the generating station is commissioned:

Provided also that if the transmission system is not commissioned on SCOD of the generating station, the transmission licensee shall arrange the evacuation from the generating station at its own arrangement and cost till the associated transmission system is commissioned.

**13. Initial Spares:** Initial spares shall be capitalised as a percentage of the Plant and Machinery cost upto cut-off date, subject to following ceiling norms:

(a)	Coal-based/lignite-fired thermal generating stations	-	4.0%
(b)	Gas Turbine/Combined Cycle thermal generating stations	-	4.0%
(c)	Hydro generating stations including pumped storage hydro generating station.	-	4.0%
(d)	Transmission system		
(i)	Transmission line	-	1.00%
(ii)	Transmission Sub-station (Green Field)	-	4.00%
(iii)	Transmission Sub-station (Brown Field)	-	6.00%
(iv)	Series Compensation devices and HVDC Station	-	4.00%
(v)	Gas Insulated Sub-station (GIS)	-	5.00%
(vi)	Communication system	-	3.5%

Provided that:

- (i) where the benchmark norms for initial spares have been published as part of the benchmark norms for capital cost by the Commission, such norms shall apply to the exclusion of the norms specified above;
- (ii) where the generating station has any transmission equipment forming part of the generation project, the ceiling norms for initial spares for such equipments shall be as per the ceiling norms specified for transmission system under these regulations;
- (iii) once the transmission project is commissioned, the cost of initial spares shall be restricted on the basis of plant and machinery cost corresponding to the transmission project at the time of truing up;
- (iv) for the purpose of computing the cost of initial spares, plant and machinery cost shall be considered as project cost as on cut-off date excluding IDC, IEDC, Land Cost and cost of civil works. The transmission licensee shall submit the break up of head wise IDC & IEDC in its tariff application.

**14. Additional Capitalisation and De-capitalisation:**

(1) The capital expenditure in respect of the new project or an existing project 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 recognized to be payable at a future date;
- (ii) Works deferred for execution;
- (iii) Procurement of initial capital spares within the original scope of work, in accordance with the provisions of Regulation 13;
- (iv) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court of law; and
- (v) Change in law or compliance of any existing law:

Provided that the details of works asset wise/work wise included in the original scope of work along with estimates of expenditure, liabilities recognized to be payable at a future date and the works deferred for execution shall be submitted along with the application for determination of tariff.

(2) The capital expenditure incurred or projected to be incurred in respect of the new project on the following counts within the original scope of work after the cut-off date may 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 of law;
- (ii) Change in law or compliance of any existing law;
- (iii) Deferred works relating to ash pond or ash handling system in the original scope of work; and
- (iv) Any liability for works executed prior to the cut-off date, after prudence check of the details of such undischarged liability, total estimated cost of package, reasons for such withholding of payment and release of such payments etc.

(3) The capital expenditure, in respect of existing generating station or the transmission system including communication system, incurred or projected to be incurred on the following counts after the cut-off date, may 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 of law;
- (ii) Change in law or compliance of any existing law;
- (iii) Any expenses to be incurred on account of need for higher security and safety of the plant as advised or directed by appropriate Government Agencies or statutory authorities responsible for national security/internal security;
- (iv) Deferred works relating to ash pond or ash handling system in the original scope of work;
- (v) Any liability for works executed prior to the cut-off date, after prudence check of the details of such undischarged liability, total estimated cost of package, reasons for such withholding of payment and release of such payments etc.;
- (vi) Any liability for works admitted by the Commission after the cut-off date to the extent of discharge of such liabilities by actual payments;
- (vii) Any additional capital expenditure which has become necessary for efficient operation of generating station other than coal/lignite based stations or transmission system as the case may be. The claim shall be substantiated with the technical justification duly supported by the documentary evidence like test results carried out by an independent agency in case of deterioration of assets, report of an independent agency in case of damage caused by natural calamities, obsolescence of technology, up-gradation of capacity for the technical reason such as increase in fault level;
- (viii) 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) and due to geological reasons after adjusting the proceeds from any insurance scheme, and expenditure incurred due to any additional work which has become necessary for successful and efficient plant operation;
- (ix) 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 due to obsolescence of technology, replacement of switchyard equipment due to increase of fault level, tower strengthening, communication equipment, emergency restoration system, insulators cleaning infrastructure, replacement of porcelain insulator with polymer insulators, replacement of

damaged equipment not covered by insurance and any other expenditure which has become necessary for successful and efficient operation of transmission system; and

- (x) Any capital expenditure found justified after prudence check necessitated on account of modifications required or done in fuel receiving system arising due to non-materialisation of coal supply corresponding to full coal linkage in respect of thermal generating station as result of circumstances not within the control of the generating station:

Provided that any expenditure on acquiring the minor items or the assets including tools and tackles, furniture, air-conditioners, voltage stabilizers, refrigerators, coolers, computers, 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. 1.4.2014:

Provided further that any capital expenditure other than that of the nature specified above in (i) to (iv) in case of coal/lignite based station shall be met out of compensation allowance:

Provided also that if any expenditure has been claimed under Renovation and Modernisation (R&M), repairs and maintenance under O&M expenses and Compensation Allowance, same expenditure cannot be claimed under this regulation.

- (4) In case of de-capitalisation of assets of a generating company or the transmission licensee, as the case may be, the original cost of such asset as on the date of de-capitalisation shall be deducted from the value of gross fixed asset and corresponding loan as well as equity shall be deducted from outstanding loan and the equity respectively in the year such de-capitalisation takes place, duly taking into consideration the year in which it was capitalised.

**15. 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 originally recognised useful life for the purpose of tariff of the generating station or a unit thereof or the transmission system or an element thereof, 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, and any other information considered to be relevant by the generating company or the transmission licensee.

(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) In case of gas/ liquid fuel based open/ combined cycle thermal generating station, any expenditure which has become necessary for renovation of gas turbines/steam turbine after 25 years of operation from its COD and an expenditure necessary due to obsolescence or non-availability of spares for efficient operation of the stations shall be allowed :

Provided that any expenditure included in the R&M on consumables and cost of components and spares which is generally covered in the O&M expenses during the major overhaul of gas turbine shall be suitably deducted after due prudence from the R&M expenditure to be allowed.

(4) 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.

**16. Special Allowance for Coal-based/Lignite fired Thermal Generating station:**

(1) In case of coal-based/lignite fired thermal generating station, the generating company, instead of availing R&M may opt to avail a 'special allowance' in accordance with the norms specified in this regulation, 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 allowed and the applicable operational norms shall not be relaxed but the special allowance shall be included in the annual fixed cost:

Provided 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) The Special Allowance shall be @ Rs. 7.5 lakh/MW/year for the year 2014-15 and thereafter escalated @ 6.35% every year during the tariff period 2014-15 to 2018-19, 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 1.4.2014, this allowance shall be admissible from the year 2014-15:

Provided further that the special allowance for the generating stations, which, in its discretion, has already availed of a 'special allowance' in accordance with the norms specified in clause (4) of regulations 10 of Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff Determination) Regulations, 2009, shall be allowed Special Allowance by escalating the special allowance allowed for the year 2013-14 @ 6.35% every year during the tariff period 2014-15 to 2018-19.

(3) In the event of granting special allowance by the Commission, the expenditure incurred or utilized from special allowance shall be maintained separately by the generating station and details of same shall be made available to the Commission as and when directed to furnish details of such expenditure.

#### **17. Compensation Allowance:**

(1) In case of coal-based or lignite-fired thermal generating station or a unit thereof, a separate compensation allowance shall be admissible to meet expenses on new assets of capital nature which are not admissible under Regulation 14 of these regulations, and in such an event, revision of the capital cost shall not be allowed on account of compensation allowance but the compensation allowance shall be allowed to be recovered separately.

(2) The Compensation Allowance shall be allowed 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	0.20
16-20	0.50
21-25	1.00

**18. Sale of Infirm Power:** Supply of infirm power shall be accounted as deviation and shall be paid for from the regional deviation settlement fund accounts in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, 2014, as amended from time to time or any subsequent re-enactment thereof:

Provided that any revenue earned by the generating company from supply of infirm power after accounting for the fuel expenses shall be applied in adjusting the capital cost accordingly.

**19. Debt-Equity Ratio:** (1) For a project declared under commercial operation on or after 1.4.2014, the debt-equity ratio would be considered as 70:30 as on COD. 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, actual equity shall be considered for determination of tariff:
- the equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment:
- any grant obtained for the execution of the project shall not be considered as a part of capital structure for the purpose of debt : equity ratio.

**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, only if such premium amount and internal resources are actually utilised for meeting the capital expenditure of the generating station or the transmission system.

(2) The generating company or the transmission licensee shall submit the resolution of the Board of the company or approval from Cabinet Committee on Economic Affairs (CCEA) regarding infusion of fund from internal resources in support of the utilization made or proposed to be made to meet the capital expenditure of the generating station or the transmission system including communication system, as the case may be.

(3) In case of the generating station and the transmission system including communication system declared under commercial operation prior to 1.4.2014, debt-equity ratio allowed by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2014 shall be considered.

(4) In case of the generating station and the transmission system including communication system declared under commercial operation prior to 1.4.2014, but where debt: equity ratio has not been determined by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2014, the Commission shall approve the debt:equity ratio based on actual information provided by the generating company or the transmission licensee as the case may be.

(5) Any expenditure incurred or projected to be incurred on or after 1.4.2014 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 - 5

### TARIFF STRUCTURE

**20. 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 as specified in Regulation 21 of these regulations) and energy charge (for recovery of primary and secondary 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 31 of these regulations, for recovery of annual fixed cost (consisting of the components referred to in regulation 21) 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 21 of these regulations.

**21. Capacity Charges:** The Capacity charges shall be derived on the basis of annual fixed cost. The annual fixed cost (AFC) of a generating station or a transmission system including communication system shall consist of the following components:

- (a) Return on equity;
- (b) Interest on loan capital;
- (c) Depreciation;
- (d) Interest on working capital; and
- (e) Operation and maintenance expenses:

Provided that special allowance in lieu of R&M where opted in accordance to Regulation 16 and/or separate compensation allowance in accordance to Regulation 17, wherever applicable shall be recovered separately and shall not be considered for computation of working capital.

**22. Energy Charges:** Energy charges shall be derived on the basis of the landed fuel cost (LFC) of a generating station (excluding hydro) and shall consist of the following cost:

- (a) Landed Fuel Cost of primary fuel; and
- (b) Cost of secondary fuel oil consumption:

Provided that any refund of taxes and duties along with any amount received on account of penalties from fuel supplier shall have to be adjusted in fuel cost.

**23. Landed Fuel Cost for Tariff Determination:** The landed fuel cost of primary fuel and secondary fuel for tariff determination shall be based on actual weighted average cost of primary fuel and secondary fuel of the three preceding months, and in the absence of landed costs for the three preceding months, latest procurement price of primary fuel and secondary fuel for the generating station, before the start of the tariff period for existing stations and immediately preceding three months in case of new generating stations shall be taken into account.

## CHAPTER - 6

### COMPUTATION OF ANNUAL FIXED COST

**24. Return on Equity:** (1) Return on equity shall be computed in rupee terms, on the equity base determined in accordance with regulation 19.

(2) Return on equity shall be computed at the base rate of 15.50% for thermal generating stations, transmission system including communication system and run of the river hydro generating station, and at the base rate of 16.50% for the storage type hydro generating stations including pumped storage hydro generating stations and run of river generating station with pondage:

Provided that:

- (i) in case of projects commissioned on or after 1<sup>st</sup> April, 2014, an additional return of **0.50 %** shall be allowed, if such projects are completed within the timeline specified in **Appendix-I**:
- (ii) the additional return of 0.5% shall not be admissible if the project is not completed within the timeline specified above for reasons whatsoever:
- (iii) additional RoE of 0.50% may be allowed if any element of the transmission project is completed within the specified timeline and it is certified by the Regional Power Committee/National Power Committee that commissioning of the particular element will benefit the system operation in the regional/national grid:
- (iv) the rate of return of a new project shall be reduced by 1% for such period as may be decided

by the Commission, if the generating station or transmission system is found to be declared under commercial operation without commissioning of any of the Restricted Governor Mode Operation (RGMO)/ Free Governor Mode Operation (FGMO), data telemetry, communication system up to load dispatch centre or protection system:

- (v) as and when any of the above requirements are found lacking in a generating station based on the report submitted by the respective RLDC, RoE shall be reduced by 1% for the period for which the deficiency continues:
- (vi) additional RoE shall not be admissible for transmission line having length of less than 50 kilometers.

## 25. Tax on Return on Equity:

(1) The base rate of return on equity as allowed by the Commission under Regulation 24 shall be grossed up with the effective tax rate of the respective financial year. For this purpose, the effective tax rate shall be considered on the basis of actual tax paid in the respect of the financial year in line with the provisions of the relevant Finance Acts by the concerned generating company or the transmission licensee, as the case may be. The actual tax income on other income stream (i.e., income of non generation or non transmission business, as the case may be) shall not be considered for the calculation of “effective tax rate”.

(2) Rate of return on equity shall be rounded off to three decimal places and shall be computed as per the formula given below:

Rate of pre-tax return on equity = Base rate / (1-t)

Where “t” is the effective tax rate in accordance with Clause (1) of this regulation and shall be calculated at the beginning of every financial year based on the estimated profit and tax to be paid estimated in line with the provisions of the relevant Finance Act applicable for that financial year to the company on pro-rata basis by excluding the income of non-generation or non-transmission business, as the case may be, and the corresponding tax thereon. In case of generating company or transmission licensee paying Minimum Alternate Tax (MAT), “t” shall be considered as MAT rate including surcharge and cess.

### Illustration.-

(i) In case of the generating company or the transmission licensee paying Minimum Alternate Tax (MAT) @ 20.96% including surcharge and cess:

Rate of return on equity =  $15.50 / (1 - 0.2096) = 19.610\%$

(ii) In case of generating company or the transmission licensee paying normal corporate tax including surcharge and cess:

(a) Estimated Gross Income from generation or transmission business for FY 2014-15 is Rs 1000 crore.

(b) Estimated Advance Tax for the year on above is Rs 240 crore.

(c) Effective Tax Rate for the year 2014-15 = Rs 240 Crore / Rs 1000 Crore = 24%

(d) Rate of return on equity =  $15.50 / (1 - 0.24) = 20.395\%$

(3) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall true up the grossed up rate of return on equity at the end of every financial year based on actual tax paid together with any additional tax demand including interest thereon, duly adjusted for any refund of tax including interest received from the income tax authorities pertaining to the tariff period 2014-15 to 2018-19 on actual gross income of any financial year. However, penalty, if any, arising on account of delay in deposit or short deposit of tax amount shall not be claimed by the generating company or the transmission licensee as the case may be. Any under-recovery or over-recovery of grossed up rate on return on equity after truing up, shall be recovered or refunded to beneficiaries or the long term transmission customers/DICs as the case may be on year to year basis.

**26. Interest on loan capital:** (1) The loans arrived at in the manner indicated in regulation 19 shall be considered as gross normative loan for calculation of interest on loan.

(2) The normative loan outstanding as on 1.4.2014 shall be worked out by deducting the cumulative repayment as admitted by the Commission up to 31.3.2014 from the gross normative loan.

(3) The repayment for each of the year of the tariff period 2014-19 shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for the corresponding year/period. In case of de-capitalization of assets, the repayment shall be adjusted by taking into account cumulative repayment on a pro rata basis and the adjustment should not exceed cumulative depreciation recovered upto the date of decapitalisation of such asset.

(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 depreciation allowed for the year or part of the year.

(5) The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio after providing appropriate accounting adjustment for interest capitalized:

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 beneficiaries or the long term transmission customers /DICs 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.

**27. Depreciation:** (1) Depreciation shall be computed from the date of commercial operation of a generating station or unit thereof or a transmission system including communication system or element thereof. In case of the tariff of all the units of a generating station or all elements of a transmission system including communication system for which a single tariff needs to be determined, the depreciation shall be computed from the effective date of commercial operation of the generating station or the transmission system taking into consideration the depreciation of individual units or elements thereof.

Provided that effective date of commercial operation shall be worked out by considering the actual date of commercial operation and installed capacity of all the units of the generating station or capital cost of all elements of the transmission system, for which single tariff needs to be determined.

(2) The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset admitted by the Commission. In case of multiple units of a generating station or multiple elements of transmission system, weighted average life for the generating station of the transmission system shall be applied. 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.

(3) 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 station, the salvage value shall be as provided in the agreement signed by the developers with the State Government for development of the Plant:

Provided further that the capital cost of the assets of the hydro generating station for the purpose of computation of depreciated value shall correspond to the percentage of sale of electricity under long-term power purchase agreement at regulated tariff:

Provided also that any depreciation disallowed on account of lower availability of the generating station or generating unit or transmission system as the case may be, shall not be allowed to be recovered at a later stage during the useful life and the extended life.

(4) 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.

(5) Depreciation shall be calculated annually based on Straight Line Method and at rates specified in **Appendix-II** to these regulations for the assets of the generating station and transmission system:

Provided that the remaining depreciable value as on 31<sup>st</sup> March of the year closing after a period of 12 years from the effective date of commercial operation of the station shall be spread over the balance useful life of the assets.

(6) In case of the existing projects, the balance depreciable value as on 1.4.2014 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted by the Commission upto 31.3.2014 from the gross depreciable value of the assets.

(7) The generating company or the transmission license, as the case may be, shall submit the details of proposed capital expenditure during the fag end of the project (five years before the useful life) alongwith justification and proposed life extension. The Commission based on prudence check of such submissions shall approve the depreciation on capital expenditure during the fag end of the project.

(8) In case of de-capitalization of assets in respect of generating station or unit thereof or transmission system or element thereof, the cumulative depreciation shall be adjusted by taking into account the depreciation recovered in tariff by the decapitalized asset during its useful services.

**28. 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 towards stock, if applicable, for 15 days for pit-head generating stations and 30 days for non-pit-head generating stations for generation corresponding to the normative annual plant availability factor or the maximum coal/lignite stock storage capacity whichever is lower;

(ii) Cost of coal or lignite and limestone for 30 days for generation corresponding to the normative annual plant availability factor;

(iii) 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;

(iv) Maintenance spares @ 20% of operation and maintenance expenses specified in regulation 29;

(v) Receivables equivalent to two months of capacity charges and energy charges for sale of electricity calculated on the normative annual plant availability factor; and

(vi) Operation and maintenance expenses for one month.

(b) Open-cycle Gas Turbine/Combined Cycle thermal generating stations

(i) Fuel cost for 30 days 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 15 days corresponding to the normative annual plant availability factor, and in case of use of more than one liquid fuel, cost of main liquid fuel duly taking into account mode of operation of the generating stations of gas fuel and liquid fuel;

(iii) Maintenance spares @ 30% of operation and maintenance expenses specified in Regulation 29;

(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) Hydro generating station including pumped storage hydro electric generating station and transmission system including communication system:

(i) Receivables equivalent to two months of fixed cost;

(ii) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses specified in regulation 29; and

(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) of this regulation 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 considered as the bank rate as on 1.4.2014 or as on 1<sup>st</sup> April of the year during the tariff period 2014-15 to 2018-19 in which the generating station or a unit thereof or the transmission system including communication system or element thereof, 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.

## 29. Operation and Maintenance Expenses:

(1) Normative Operation and Maintenance expenses of thermal generating stations shall be as follows:

(a) Coal based and lignite fired (including those based on Circulating Fluidised Bed Combustion (CFBC) technology) generating stations, other than the generating stations/units referred to in clauses (b) and (d):

(in Rs Lakh/MW)

Year	200/210/250 MW Sets	300/330/350 MW Sets	500 MW Sets	600 MW Sets and above
FY 2014-15	23.90	19.95	16.00	14.40
FY 2015-16	25.40	21.21	17.01	15.31
FY 2016-17	27.00	22.54	18.08	16.27
FY 2017-18	28.70	23.96	19.22	17.30
FY 2018-19	30.51	25.47	20.43	18.38

Provided that the norms shall be multiplied by the following factors for arriving at norms of O&M expenses for additional units in respective unit sizes for the units whose COD occurs on or after 1.4.2014 in the same station:

200/210/250 MW	Additional 5 <sup>th</sup> & 6 <sup>th</sup> units	0.90
	Additional 7 <sup>th</sup> & more units	0.85
300/330/350 MW	Additional 4 <sup>th</sup> & 5 <sup>th</sup> units	0.90
	Additional 6 <sup>th</sup> & more units	0.85
500 MW and above	Additional 3 <sup>rd</sup> & 4 <sup>th</sup> units	0.90
	Additional 5 <sup>th</sup> & above units	0.85

(b) Talcher Thermal Power Station (TPS), Tanda TPS, Badarpur TPS Unit 1 to 3 of NTPC and Chandrapura TPS Unit 1 to 3 and Durgapur TPS Unit 1 of DVC:

(in Rs Lakh/MW)

Year	Talcher TPS	Chandrapura TPS (Units 1 to 3), Tanda TPS, Badarpur TPWS (Unit 1 to 3) , Durgapur TPS (Unit 1)
2014-15	43.16	35.88
2015-16	45.87	38.14
2016-17	48.76	40.54
2017-18	51.83	43.09
2018-19	55.09	45.80

(c) Open Cycle Gas Turbine/Combined Cycle generating stations:

(in Rs 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	Advance F Class Machines
2014-15	14.67	33.43	41.32	26.55
2015-16	15.59	35.70	44.14	28.36
2016-17	16.57	38.13	47.14	30.29
2017-18	17.61	40.73	50.35	32.35
2018-19	18.72	43.50	53.78	34.56

(d)

(e) Lignite-fired generating stations :

(in Rs Lakh/MW)

Year	125 MW Sets	TPS-I of NLC
2014-15	29.10	38.12
2015-16	30.94	40.52
2016-17	32.88	43.07
2017-18	34.95	45.78
2018-19	37.15	48.66

(f) Generating Stations based on coal rejects:

Year	O&M Expenses (in Rs Lakh/MW)
2014-15	29.10
2015-16	30.94
2016-17	32.88
2017-18	34.95
2018-19	37.15

(2) The Water Charges and capital spares for thermal generating stations shall be allowed separately: Provided that water charges shall be allowed based on water consumption depending upon type of plant, type of cooling water system etc., subject to prudence check. The details regarding the same shall be furnished along with the petition:

Provided that the generating station shall submit the details of year wise actual capital spares consumed at the time of truing up with appropriate justification for incurring the same and substantiating that the same is not funded through compensatory allowance or special allowance or claimed as a part of additional capitalisation or consumption of stores and spares and renovation and modernization.

(3) Hydro Generating Station

(a) Following operations and maintenance expense norms shall be applicable for hydro generating stations which have been operational for three or more years as on 01.04.2014:

(in Rs lakh)

Sr. No	Name of Station	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
<b>A. NHPC</b>						
1	Bairasuil	8696.25	9274.03	9890.19	10547.30	11248.06
2	Loktak	9673.64	10316.36	11001.78	11732.74	12512.26
3	Salal	14429.58	15388.29	16410.68	17501.01	18663.78
4	Tanakpur	7101.62	7573.45	8076.63	8613.24	9185.51

5	Chamera - I	10664.95	11373.53	12129.19	12935.05	13794.46
6	Uri	7419.40	7912.34	8438.04	8998.66	9596.54
7	Rangit	4576.46	4880.52	5204.78	5550.58	5919.36
8	Chamera - II	7256.54	7738.66	8252.82	8801.14	9385.89
9	Dhauliganga	7181.89	7659.05	8167.92	8710.59	9289.33
10	Dulhasti	13746.97	14660.32	15634.36	16673.10	17780.86
11	Teesta- V	8297.32	8848.59	9436.50	10063.46	10732.07
12	Sewa-II	6157.56	6566.67	7002.96	7468.24	7964.43
<b>D. NHDC</b>						
1	Indira Sagar	8607.73	9179.63	9789.52	10439.94	11133.57
2	Omkareshwar	4515.31	4815.30	5135.23	5476.42	5840.27
<b>E. NEEPCO</b>						
1	Kopili -I	6132.72	6540.18	6974.71	7438.11	7932.3
2	Ranganadi	7033.08	7500.36	7998.68	8530.12	9096.86
3	Doyang	3900.10	4159.22	4435.56	4730.26	5044.54
4	Khandong	1233.87	1317.89	1405.45	1498.82	1598.41
5	Kopili II	321.00	342.33	365.07	389.32	415.19
<b>F. DVC</b>						
1	Panchet	1546.42	1649.17	1758.74	1875.59	2000.20
2	Tilaiya	698.99	745.43	794.95	847.77	904.10
3	Maithon	1914.46	2041.66	2177.31	2321.97	2476.24

(b) for hydro generating stations of Satluj Jal Vidyut Nigam Limited (SJVNL) and Tehri Development Corporation Limited (THDC), the O&M expenses shall be approved as per the following methodology:

- i. The operation and maintenance expenses shall be derived on the basis of actual operation and maintenance expenses for the years 2008-09 to 2012-13, 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 2008-09 to 2012-13, shall be escalated at the rate of 6.04% to arrive at the normalized operation and maintenance expenses at the 2012-13 price level respectively and then averaged to arrive at normalized average operation and maintenance expenses for the 2008-09 to 2012-13 at 2012-13 price level. The average normalized operation and maintenance expenses at 2012-13 price level shall be escalated at the rate of 6.04% to arrive at the operation and maintenance expenses for year 2013-14 and thereafter escalated at the rate of 6.64% p.a., to arrive at the O&M expenses for the period FY 2014-15 to FY 2018-19.
- (c) In case of the hydro generating stations, which have not been in commercial operation for a period of three years as on 1.4.2014, operation and maintenance expenses shall be fixed at 2% of the original project cost (excluding cost of rehabilitation and resettlement works) for the first year of commercial operation. Further, in such case, operation and maintenance expenses in first year of commercial operation shall be escalated @6.04% per annum up to the year 2013-14 and then averaged to arrive at the O&M expenses at 2013-14 price level. It shall be thereafter escalated @ 6.64% per annum to arrive at operation and maintenance expenses in respective year of the tariff period.
- (d) In case of the hydro generating stations declared under commercial operation on or after 1.4.2014, operation and maintenance expenses shall be fixed at 4% and 2.50% of the original project cost (excluding cost of rehabilitation & resettlement works) for first year of commercial operation for stations less than 200 MW projects and for stations more than 200 MW respectively and shall be subject to annual escalation of 6.64% per annum for the subsequent years.

(3) Transmission system

(a) The following normative operation and maintenance expenses shall be admissible for the transmission system :

<b>Norms for sub-stations (in Rs Lakh per bay)</b>	<b>2014-15</b>	<b>2015-16</b>	<b>2016-17</b>	<b>2017-18</b>	<b>2018-19</b>
765 kV	84.42	87.22	90.12	93.11	96.20
400 kV	60.30	62.30	64.37	66.51	68.71
220 kV	42.21	43.61	45.06	46.55	48.10
132 kV and below	30.15	31.15	32.18	33.25	34.36
400 kV Gas Insulated Substation	51.54	53.25	55.02	56.84	58.73
<b>Norms for AC and HVDC lines (in Rs Lakh per km)</b>					
Single Circuit (Bundled Conductor with six or more sub-conductors)	0.707	0.731	0.755	0.780	0.806
Single Circuit (Bundled Conductor with four sub-conductors)	0.606	0.627	0.647	0.669	0.691
Single Circuit (Twin & Triple Conductor)	0.404	0.418	0.432	0.446	0.461
Single Circuit (Single Conductor)	0.202	0.209	0.216	0.223	0.230
Double Circuit (Bundled conductor with four or more sub-conductors)	1.062	1.097	1.133	1.171	1.210
Double Circuit (Twin & Triple Conductor)	0.707	0.731	0.755	0.780	0.806
Double Circuit (Single Conductor)	0.303	0.313	0.324	0.334	0.346
Multi Circuit (Bundled conductor with four or more sub-conductors)	1.863	1.925	1.989	2.055	2.123
Multi Circuit (Twin & Triple Conductor)	1.240	1.282	1.324	1.368	1.413
<b>Norms for HVDC Stations</b>					
HVDC Back-to-back stations (Rs. Lakh per 500 MW)	578	627	679	736	797
Rihand-Dadri HVDC bi-pole scheme (Rs. Lakh)	1511	1637	1774	1922	2082
Talcher- Kolar HVDC bi-pole scheme (Rs. Lakh)	1173	1271	1378	1493	1617
Balia-Bhiwadi HVDC bi-pole scheme (Rs. Lakh)	1537	1666	1805	1955	2119

Provided that operation and maintenance expenses for new HVDC bi-pole scheme for a particular year shall be allowed pro-rata on the basis of normative rate of operation and maintenance expense for 2000 MW, Talcher-Kolar HVDC bi-pole scheme for the respective year:

Provided further that the O&M expenses norms for HVDC bi-pole line shall be considered as Single Circuit quad AC line.

(b) 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.

(c) The operation and maintenance expenses of communication system forming part of inter-state transmission system shall be derived on the basis of the actual O&M expenses for the period of 2008-09 to 2012-13 based on audited accounts excluding abnormal variations if any after prudence check by the



Commission. The normalised O&M expenses after prudence check, for the years 2008-09 to 2012-13 shall be escalated at the rate of 3.02% for computing base year expenses for FY 2012-13 and 2013-14 and at the rate of 3.32% for escalation from 2014-15 onwards.

## CHAPTER - 7

### COMPUTATION OF CAPACITY CHARGES AND ENERGY CHARGES

#### 30. 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 payable to a thermal generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae:

$$CC_1 = (AFC/12)(PAF_1 / NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC/12)$$

$$CC_2 = ((AFC/6)(PAF_2 / NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC/6)) - CC_1$$

$$CC_3 = ((AFC/4)(PAF_3 / NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC/4)) - (CC_1 + CC_2)$$

$$CC_4 = ((AFC/3)(PAF_4 / NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC/3)) - (CC_1 + CC_2 + CC_3)$$

$$CC_5 = ((AFC \times 5/12)(PAF_5 / NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC \times 5/12)) - (CC_1 + CC_2 + CC_3 + CC_4)$$

$$CC_6 = ((AFC/2)(PAF_6 / NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC/2)) - (CC_1 + CC_2 + CC_3 + CC_4 + CC_5)$$

$$CC_7 = ((AFC \times 7/12)(PAF_7 / NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC \times 7/12)) - (CC_1 + CC_2 + CC_3 + CC_4 + CC_5 + CC_6)$$

$$CC_8 = ((AFC \times 2/3)(PAF_8 / NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC \times 2/3)) - (CC_1 + CC_2 + CC_3 + CC_4 + CC_5 + CC_6 + CC_7)$$

$$CC_9 = ((AFC \times 3/4)(PAF_9 / NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC \times 3/4)) - (CC_1 + CC_2 + CC_3 + CC_4 + CC_5 + CC_6 + CC_7 + CC_8)$$

$$CC_{10} = ((AFC \times 5/6)(PAF_{10} / NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC \times 5/6)) - (CC_1 + CC_2 + CC_3 + CC_4 + CC_5 + CC_6 + CC_7 + CC_8 + CC_9)$$

$$CC_{11} = ((AFC \times 11/12)(PAF_{11} / NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC \times 11/12)) - (CC_1 + CC_2 + CC_3 + CC_4 + CC_5 + CC_6 + CC_7 + CC_8 + CC_9 + CC_{10})$$

$$CC_{12} = ((AFC)(PAF_Y / NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC)) - (CC_1 + CC_2 + CC_3 + CC_4 + CC_5 + CC_6 + CC_7 + CC_8 + CC_9 + CC_{10} + CC_{11})$$

Provided that in case of generating station or unit thereof or transmission system or an element thereof, as the case may be, under shutdown due to Renovation and Modernisation, the generating company or the transmission licensee shall be allowed to recover part of AFC which shall include O&M expenses and interest on loan only.

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees.

NAPAF = Normative annual plant availability factor in percentage.

PAF<sub>N</sub> = Percent Plant availability factor achieved upto the end of the nth month.

PAFY = Percent Plant availability factor achieved during the Year

CC<sub>1</sub>, CC<sub>2</sub>, CC<sub>3</sub>, CC<sub>4</sub>, CC<sub>5</sub>, CC<sub>6</sub>, CC<sub>7</sub>, CC<sub>8</sub>, CC<sub>9</sub>, CC<sub>10</sub>, CC<sub>11</sub> and CC<sub>12</sub> are the Capacity Charges of 1<sup>st</sup>, 2<sup>nd</sup>, 3<sup>rd</sup>, 4<sup>th</sup>, 5<sup>th</sup>, 6<sup>th</sup>, 7<sup>th</sup>, 8<sup>th</sup>, 9<sup>th</sup>, 10<sup>th</sup>, 11<sup>th</sup> and 12<sup>th</sup> months respectively.

(3) The PAFM upto the end of a particular month and PAFY shall be computed in accordance with the following formula:

$$PAFM \text{ or } PAFY = \frac{N}{10000} \times \sum_{i=1}^N DC_i / \{ N \times IC \times (100 - AUX) \} \%$$

Where,

AUX=Normative auxiliary energy consumption in percentage.

DC<sub>i</sub> = Average declared capacity (in ex-bus MW), for the i<sup>th</sup> 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.

Note: DC<sub>i</sub> 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) Incentive to a generating station or unit thereof shall be payable at a flat rate of 50 paise/kWh for ex-bus scheduled energy corresponding to scheduled generation in excess of ex-bus energy corresponding to Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) as specified in regulation 36 (B).

(5) The energy charge shall cover the primary and secondary 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) × {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

$$ECR = \{(GHR - SFC \times CVSF) \times LPPF / CVPF + SFC \times LPSFi + LC \times LPL\} \times 100 / (100 - AUX)$$

(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=(a) Weighted Average Gross calorific value of coal as received, in kCal per kg for coal based stations

(b) Weighted Average Gross calorific value of primary fuel as received, in kCal per kg, per litre or per standard cubic meter, as applicable for lignite, gas and liquid fuel based stations.

(c) In case of blending of fuel from different sources, the weighted average Gross calorific value of primary fuel shall be arrived in proportion to blending ratio.

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. (In case of blending of fuel from different sources, the weighted average landed price of primary fuel shall be arrived in proportion to blending ratio)

SFC = Normative Specific fuel oil consumption, in ml per kWh.

LPSFi = Weighted Average Landed Price of Secondary Fuel in Rs./ml during the month

Provided that energy charge rate for a gas/liquid fuel based station shall be adjusted for open cycle operation based on certification of Member Secretary of respective Regional Power Committee for the open cycle operation during the month.

(7) The generating company shall provide to the beneficiaries of the generating station the details of parameters of GCV and price of fuel i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, lignite, natural gas, RLNG, liquid fuel etc., as per the forms prescribed at **Annexure-I** to these regulations:

Provided that the details of blending ratio of the imported coal with domestic coal, proportion of e-auction coal and the weighted average GCV of the fuels as received shall also be provided separately, along with the bills of the respective month:

Provided further that copies of the bills and details of parameters of GCV and price of fuel i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, lignite, natural gas, RLNG, liquid fuel etc., details of blending ratio of the imported coal with domestic coal, proportion of e-auction coal shall also be displayed on the website of the generating company. The details should be available on its website on monthly basis for a period of three months.

(8) 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%

Provided that in case of pit head stations if coal or lignite is procured from sources other than the pit head mines which is transported to the station through rail, transit loss of 0.8% shall be applicable:

Provided further that in case of imported coal, the transit and handling losses shall be 0.2%.

(9) 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.

(10) In case of part or full use of alternative source of fuel supply by coal based thermal generating stations other than as agreed by the generating company and beneficiaries in their power purchase agreement for supply of contracted power on account of shortage of fuel or optimization of economical operation through blending, the use of alternative source of fuel supply shall be permitted to generating station:

Provided that in such case, prior permission from beneficiaries shall not be a pre-condition, unless otherwise agreed specifically in the power purchase agreement:

Provided further that the weighted average price of use of alternative source of fuel shall not exceed 30% of base price of fuel computed as per clause (11) of this regulation:

Provided also that where the energy charge rate based on weighted average price of use of fuel including alternative source of fuel exceeds 30% of base energy charge rate as approved by the Commission for that year or energy charge rate based on weighted average price of use of fuel including alternative sources of fuel exceeds 20% of energy charge rate based on based on weighted average fuel price for the previous month, whichever is lower shall be considered and in that event, prior consultation with beneficiary shall be made not later than three days in advance.

(11) The Commission through the specific tariff orders to be issued for each generating station shall approve the energy charge rate at the start of the tariff period. The energy charge so approved shall be the base energy charge rate at the start of the tariff period. The base energy charge rate for subsequent years shall be the energy charge computed after escalating the base energy charge rate approved at the start of the tariff period by escalation rates for payment purposes as notified by the Commission from time to time for under competitive bidding guidelines.

(12) 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.

### **31. 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 shall be 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, i.e., 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 :

$AFC \times 0.5 \times NDM / NDY \times (PAFM / NAPAF)$  (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 :

$$PAFM = \frac{N}{10000 \times \sum_{i=1} DC_i / \{ N \times IC \times (100 - AUX) \}} \%$$

Where

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage

DC<sub>i</sub> = Declared capacity (in ex-bus MW) for the i<sup>th</sup> 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:

$(\text{Energy charge rate in Rs. / kWh}) \times \{ \text{Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh} \} \times (100 - FEHS) / 100$

- (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 42.

- (6) In case the 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 station, the following treatment shall be applied on a rolling basis on an application filed by the generating company:

- (a) 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:

Provided that in case actual generation from a hydro generating station is less than the design energy for a continuous period of 4 years on account of hydrology factor, the generating station shall approach CEA with relevant hydrology data for revision of design energy of the station.

(b) In case the energy shortfall occurs after ten years from the date of commercial operation of a generating station, the following shall apply.

**Explanation :** 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 these regulations 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.

(c) 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, computed as per clause (5) of this regulation exceeds ninety paise per kWh, and the actual saleable energy in a year exceeds  $\{ DE \times (100 - AUX) \times (100 - FEHS) / 10000 \}$  MWh, the Energy charge for the energy in excess of the above shall be billed at ninety 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 ninety paise per kWh after the energy charge shortfall of the previous year has been made up.

(8) In case of the hydro generating stations located in the State of Jammu and Kashmir, any expenditure incurred for payment of water usage charges to the State Water Resources Development Authority, Jammu under Jammu & Kashmir Water Resources (Regulations and Management) Act, 2010 shall be payable by the beneficiaries as additional energy charge in proportion of the supply of power from the generating stations on month to month basis:

Provided further that the provisions of this clause shall be subject to the decision of the Hon'ble High Court of Jammu & Kashmir in OWP No. 604/2011 and shall stand modified in accordance with the decision of the High Court.

### 32. Pumped Storage Hydro Generating Stations:

(1) The fixed cost of a pumped storage hydro generating station shall be computed on annual basis, based on norms specified under these regulations, and recovered on monthly basis as capacity charge. The capacity charge shall be payable by the beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the generating station, i.e., 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 be worked out based on the latest estimate of the completion cost for the generating station, for the purpose of determining the capacity charge payment during such period.

(2) The capacity charge payable to a pumped storage hydro generating station for a calendar month shall be:

$(AFC \times NDM / NDY)$  (in Rupees), if actual Generation during the month is  $\geq 75\%$  of the Pumping Energy consumed by the station during the month and  $\{(AFC \times NDM / NDY) \times (\text{Actual Generation during the month during peak hours} / 75\% \text{ of the Pumping Energy consumed by the station during the month})\}$  (in Rupees), if actual Generation during the month is  $< 75\%$  of the Pumping Energy consumed by the station during the month.

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees

NDM = Number of days in the month

NDY = Number of days in the year

Provided that there would be adjustment at the end of the year based on actual generation and actual pumping energy consumed by the station during the year.

(3) The energy charge shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to the beneficiary in excess of the design energy plus 75% of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir, at a flat rate equal to the average energy charge rate of 20 paise per kWh, excluding free energy, if any, during the calendar month, on ex power plant basis.

(4) Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

$= 0.20 \times \{ \text{Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh} - (\text{Design Energy for the month (DEm)} + 75\% \text{ of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir of the month}) \} \times (100 - FEHS) / 100.$

Where,

DEm = Design energy for the month specified for the hydro generating station,  
in MWh

FEHS = Free energy for home State, in per cent, as defined in regulation 42, if  
any.

Provided that in case the Scheduled energy in a month is less than the Design Energy for the month plus 75% of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir of the month, then the energy charges payable by the beneficiaries shall be zero.

(5) The generating company shall maintain the record of daily inflows of natural water into the upper elevation reservoir and the reservoir levels of upper elevation reservoir and lower elevation reservoir on hourly basis. The generator shall be required to maximize the peak hour supplies with the available water including the natural flow of water. In case it is established that generator is deliberately or otherwise without any valid reason, is not pumping water from lower elevation reservoir to the higher elevation during off-peak period or not generating power to its potential or wasting natural flow of water, the capacity charges of the day shall not be payable by the beneficiary. For this purpose, outages of the unit(s)/station including planned outages and the forced outages up to 15% in a year shall be construed as the valid reason for not pumping water from lower elevation reservoir to the higher elevation during off-peak period or not generating power using energy of pumped water or natural flow of water:

Provided that the total capacity charges recovered during the year shall be adjusted on pro-rata basis in the following manner in the event of total machine outages in a year exceeds 15%:

$$(ACC)_{adj} = (ACC) R \times (100 - ATO) / 85$$

Where,

(ACC)<sub>adj</sub> – Adjusted Annual Capacity Charges

(ACC) R – Annual Capacity Charges recovered

ATO – Total Outages in percentage for the year including forced and planned outages

Provided further that the generating station shall be required to declare its machine availability daily on day ahead basis for all the time blocks of the day in line with the scheduling procedure of Grid Code.

(6) 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.

### 33. Computation and Payment of Transmission Charge for Inter-State Transmission System:

(1) The fixed cost of the transmission system or communication system forming part of 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 43.

(2) The Transmission charge (inclusive of incentive) payable for a calendar month for transmission system or part shall be

**For AC system:**

- a) For TAFM  $\leq$  98%  
 $AFC \times (NDM/NDY) \times (TAFM/98\%)$
- b) For TAFM:  $98\% < TAFM < 98.5\%$   
 $AFC \times (NDM/NDY) \times (1)$
- c) For TAFM:  $98.5\% < TAFM \leq 99.75\%$   
 $AFC \times (NDM/NDY) \times (TAFM/98.5\%)$
- d) For TAFM  $\geq 99.75\%$   
 $AFC \times (NDM/NDY) \times (99.75\%/98.5\%)$

**For HVDC bi-pole links and HVDC back-to-back Stations:**

- a) For TAFM  $\leq$  95%  
 $AFC \times (NDM/NDY) \times (TAFM/95\%)$
- b) For TAFM:  $95\% < TAFM < 96\%$   
 $AFC \times (NDM/NDY) \times (1)$
- c) For TAFM:  $96\% \leq TAFM \leq 99.75\%$

- $AFC \times (NDM/NDY) \times (TAFM/96\%)$
- d) For  $TAFM \geq 99.75\%$   
 $AFC \times (NDM/NDY) \times (99.75\%/96\%)$   
 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 III.
- (3) The transmission charges shall be calculated separately for part of the transmission system having different NATAF, and aggregated thereafter, according to their sharing by the long term transmission customers/DICs.
- 34. Deviation Charges:** (1) Variations between actual net injection and scheduled net injection for the generating stations, and variations between actual net drawal and scheduled net drawal for the beneficiaries shall be treated as their respective deviations and charges for such deviations shall be governed by the Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, 2014, as amended from time to time or any subsequent re-enactment thereof.
- (2) Actual net deviation of every Generating Stations and Beneficiaries 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 - 8

### NORMS OF OPERATION

- 35. (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 the regulations 36 to 39.
- (2) The Commission may on its own revise the norms of Station Heat Rate specified in Regulation 36 in respect of any of the generating stations for which relaxed norms have been specified.

#### **Norms of operation for thermal generating station**

**36.** The norms of operation as given hereunder shall apply to thermal generating stations:

#### **(A) Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF)**

- (a) All thermal generating stations, except those covered under clauses (b), (c), (d), & (e) - 85%  
 Provided that in view of shortage of coal and uncertainty of assured coal supply on sustained basis experienced by the generating stations, the NAPAF for recovery of fixed charges shall be 83% till the same is reviewed.

The above provision shall be reviewed based on actual feedback after 3 years from 01.04.2014.

(b) Following Lignite-fired Thermal generating stations of Neyveli Lignite Corporation Ltd:

TPS-I	72%
TPS-II Stage I & II	75%
TPS-I (Expansion)	80%

(c) Following Thermal Generating Stations of DVC:

Bokaro TPS	75%
Chandrapura TPS	75%
Durgapur TPS	74%

(d) Following Gas based Thermal Generating Stations of NEEPCO:

Assam GPS	72%
-----------	-----

(e) Lignite fired Generating Stations using Circulatory Fluidized Bed Combustion (CFBC) Technology and Generating stations based on coal rejects

1. First Three years from COD - 75%
2. For next year after completion of three years of COD - 80%

**(B) Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) for Incentive**

- (a) All thermal generating stations, except those covered under clauses (b), (c) - 85%
- (b) Following Lignite-fired Thermal generating stations of Neyveli Lignite Corporation Ltd :

TPS -I	75%
TPS - II Stage I &II	80%
TPS- I (Expansion)	80%

- (c) Following Thermal Generating Stations of Damodar Valley Corporation (DVC):

Bokaro TPS	80%
Chandrapur TPS	80%
Durgapur TPS	80%

**(C) Gross Station Heat Rate****(a) Existing Thermal Generating Station**

- (i) Existing Coal-based Thermal Generating Stations, other than those covered under clauses (ii) and (iii) below :

200/210/250 MW Sets	500 MW Sets (Sub-critical)
2450kCal/kWh	2375 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.

- (ii) Following Thermal generating stations of NTPC Ltd:

Badarpur TPS	2750 kCal/kWh
Talcher TPS	2850 kCal/kWh
Tanda TPS	2750 kCal/kWh

- (iii) Thermal Generating Stations of Damodar Valley Corporation (DVC):

Bokaro TPS	2700 kCal/kWh
Chandrapura TPS (Unit 1 to 3)	3100 kCal/kWh
Durgapur TPS	2820 kCal/kWh

- (iv) Lignite-fired Thermal Generating Stations :

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 (i) for coal-based thermal generating stations shall be applied with correction, using multiplying factors as given below:

- (a) For lignite having 50% moisture: 1.10
- (b) For lignite having 40% moisture: 1.07
- (c) For lignite having 30% moisture: 1.04
- (d) 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 (a) to (c) above.
- (v) TPS-I and TPS-II (Stage I & II) of Neyveli Lignite Corporation Ltd :
- TPS-I : 4000 kCal/kWh
- TPS-II : 2900 kCal/kWh
- TPS- I (Expansion): 2750 kCal/kWh



(vi) 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	2050	3010
Anta GPS	2075	3010
Dadri GPS	2000	3010
Auraiya GPS	2100	3045
Faridabad GPS	1975	2900
Kayamkulam GPS	2000	2900
Assam GPS	2500	3440
Agartala GPS	-	3700
Sugen	1850	2685
Ratnagiri	1850	2685

**(b) New Thermal Generating Station achieving COD on or after 1.4.2014**

(i) Coal-based and lignite-fired Thermal Generating Stations

= 1.045 X Design Heat Rate (kCal/kWh)

Where the Design Heat Rate of a generating unit means the unit heat rate guaranteed by the supplier at conditions of 100% MCR, zero per cent 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/cm <sup>2</sup> )	150	170	170	247
SHT/RHT (°C)	535/535	537/537	537/565	565/593
Type of BFP	Electrical Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven
Max Turbine Heat Rate (kCal/kWh)	1955	1950	1935	1850
Min. Boiler Efficiency				
Sub-Bituminous Indian Coal	0.86	0.86	0.86	0.86
Bituminous Imported Coal	0.89	0.89	0.89	0.89
<b>Max Design Unit Heat Rate (kCal/kWh)</b>				
Sub-Bituminous Indian Coal	2273	2267	2250	2151
Bituminous Imported Coal	2197	2191	2174	2078

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 where the boiler efficiency is below 86% for Sub-bituminous Indian coal and 89% for bituminous imported coal, the same shall be considered as 86% and 89% respectively for Sub-bituminous Indian coal and bituminous imported coal for computation of station heat rate:

Provided also that maximum turbine cycle heat rate shall be adjusted for type of dry cooling system:

Provided also that if one or more generating units were declared under commercial operation prior to 1.4.2014, the heat rate norms for those generating units as well as generating units declared under commercial operation on or after 1.4.2014 shall be lower of the heat rate norms arrived at by above methodology and the norms as per the regulation 36(C)(a)(i):

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 (C)(a)(iv) of this regulation:

Provided also that for Generating stations based on coal rejects, the Commission will approve the Design Heat Rate on case to case basis.

**Note:** In respect of generating 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.

**(c) Thermal Generating Station having COD on or after 1.4.2009 till 31.03.2014**

(i) Coal-based and lignite-fired Thermal Generating Stations

= 1.045 X Design Heat Rate (kCal/kWh)

Where the Design Heat Rate of a generating unit means the unit heat rate guaranteed by the supplier at conditions of 100% MCR, zero per cent make up, design coal and design cooling water temperature/back pressure:

Provided that the heat rate norms computed as per above shall be limited to the heat rate norms approved during FY 2009-10 to FY 2013-14.

**(d) Gas-based/ Liquid-based thermal generating unit(s)/ block(s) having COD on or after 01.04.2009.**

= 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:

Provided that the heat rate norms computed as per above shall be limited to the heat rate norms approved during FY 2009-10 to FY 2013-14.

**(D) Secondary fuel oil consumption**

(a) Coal-based generating stations other than at (c) below : 0.50 ml/kWh

(b) (i) Lignite-fired generating stations except stations based on CFBC technology and TPS-I : 2ml/kWh

(ii) TPS-I : 1.5ml/kWh

(iii) Lignite-fired generating stations based on CFBC Technology: 1.00ml/kWh

(c) Coal-based generating stations of DVC :

Mejia TPS Unit - I to IV	1.0 ml/kWh
Bokaro TPS	1.5 ml/kWh
Chandrapur TPS	1.5 ml/kWh
Durgapur TPS	2.4 ml/kWh

(d) Generating Stations based on Coal Rejects : 2 ml/kWh

**(E) 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) 300/330/350/500 MW and above	—	
Steam driven boiler feed pumps	—	5.25%
Electrically driven boiler feed pumps	—	7.75%

Provided further that for thermal generating stations with induced draft cooling towers, the norms shall be further increased by 0.5%:

Provided also that Additional Auxiliary Energy Consumption as follows may be allowed for plants with Dry Cooling Systems:

Type of Dry Cooling System	(% of gross generation )
Direct cooling air cooled condensers with mechanical draft fans	1%
Indirect cooling system employing jet condensers with pressure recovery turbine and natural draft tower	0.5%

(b) Other Coal-based generating stations:

(i)	Talcher Thermal Power Station	:	10.50%
(ii)	Tanda Thermal Power Station	:	12.00%
(iii)	Badarpur Thermal Power Station	:	8.50%
(iv)	Bokaro Thermal Power Station	:	10.25%
(v)	Chandrapur Thermal Power Station	:	9.50%
(vi)	Durgapur Thermal Power Station	:	10.50%

(c) Gas Turbine /Combined Cycle generating stations:

(i)	Combined Cycle	:	2.5%
(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 (E) (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 (E) (a) above.

(ii) Barsingsar Generating station of NLC using CFBC technology: 11.50%

(iii) TPS-I, TPS-I (Expansion) and TPS-II Stage-I&II of Neyveli Lignite Corporation Ltd.:

TPS-I	12.00%
TPS-II	10.00%
TPS-I (Expansion)	8.50%

(iv) Lime stone consumption for lignite-based generating station using CFBC technology:

Barsingsar : 0.056 kg/kWh

TPS-II (Expansion) : 0.046 kg/kWh

(e) Generating Stations based on coal rejects : 10%

**37. Norms of operation for hydro generating stations:** (1) The following Normative annual plant availability factor (NAPAF) shall apply to hydro generating station:

(a) 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%

(b) In case of storage and pondage type plants with head variation between full reservoir level and minimum draw down level is more than 8% and when plant availability is not affected by silt, the month wise peaking capability as provided by the project authorities in the DPR (approved by CEA or the State Government) shall form basis of fixation of NAPAF.

(c) Pondage type plants where plant availability is significantly affected by silt: 85%.

- (d) 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) 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 (%)
<b>NHPC</b>			
Chamera - 1	Pondage	3 x 180	90
Bairasuil	Pondage	3 x 60	90
Loktak	Storage	3 x 35	85
Chamera-II	Pondage	3 x 100	90
Chamera - III	Pondage	3x77	85
Rangit	Pondage	3 x 20	90
Dhauliganga	Pondage	4 x 70	90
Teesta - V	Pondage	3 x 170	85
Dulhasti	Pondage	3 x 130	90
Salal	ROR	6 x 115	60
Sewa-II	Pondage	3 x 40	85
Uri	ROR	4 x 120	70
Tanakpur	ROR	3 x 31.4	55
Chutak	ROR	4x11	50
NimooBazgo	Pondage	3x15	65
TeestaLowDam Project - III	Pondage	4x33	85
Uri-II	Pondage	4x60	55
<b>NHDC</b>			
Indirasagar	Storage	8 x 125	85
Omkareshwar	Pondage	8 x 65	90
<b>THDC</b>			
Tehri	Storage	4 x 250	77
Koteshwar	Storage	4x100	67
<b>SJVNL</b>			
NathpaJhakri	Pondage	6 x 250	90
<b>NEEPCO</b>			
KopiliStg - 1	Storage	4 x 50	79
Khandong	Storage	2 x 25	69
Kopili Stg. - 2	Storage	1 x 25	69
Doyang	Storage	3 x 25	73
Ranganadi	Pondage	3 x 135	85
<b>DVC</b>			
Panchet	Storage	2 x 40	80
Tilaiya	Storage	2 x 2	80
Maithon	Storage	3 x 20	80

- (5) In case of Pumped storage hydro generating stations, the quantum of electricity required for pumping water from down-stream reservoir to up-stream reservoir shall be arranged by the beneficiaries duly taking into account the transmission and distribution losses etc. up to the bus bar of the generating

station. In return, beneficiaries shall be entitled to equivalent energy of 75% of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir from the generating station during peak hours and the generating station shall be under obligation to supply such quantum of electricity during peak hours:

Provided that in the event of the beneficiaries failing to supply the desired level of energy during off-peak hours, there will be pro-rata reduction in their energy entitlement from the station during peak hours:

Provided further that the beneficiaries may assign or surrender their share of capacity in the generating station, in part or in full, or the capacity may be reallocated by the Central Government, and in that event, the owner or assignee of the capacity share shall be responsible for arranging the equivalent energy to the generating station in off-peak hours, and be entitled to corresponding energy during peak hours in the same way as the original beneficiary was entitled.

**(6) 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 : 1.00%
- (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**

**38. Normative Annual Transmission System Availability Factor (NATAF):** shall be as under:

For recovery of Annual Fixed Charges:

- (1) AC system: 98%
- (2) HVDC bi-pole links and HVDC back-to-back stations: 95%

For incentive consideration:

- (1) AC system: 98.50%
- (2) HVDC bi-pole links and HVDC back-to-back Stations: 96%

Provided that for new HVDC stations, NATAF shall be considered as 95% for first three years of operations for the purpose of incentive:

Provided further that no incentive shall be payable for availability beyond 99.75%:

Provided also that for AC system, two trippings per year shall be allowed. After two trippings in a year, additional 12 hours outage shall be considered in addition to the actual outage:

Provided also that in case of outage of a transmission element affecting evacuation of power from a generating station, outage hour shall be multiplied by a factor of 2.

**39. 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 from the normative operation and maintenance expenses.

## CHAPTER - 9

### SCHEDULING, ACCOUNTING AND BILLING

**40. Scheduling:** The methodology for scheduling and dispatch for the generating station shall be as specified in the Grid Code.

**41. Metering and Accounting:** The provisions of the Grid Code shall be applicable.

**42. 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 long term transmission customers /DICs 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 13% or actual whichever is less. Provided that in cases where the site of a hydro project is awarded to a developer, by the State Government by following a two stage transparent process of bidding, the 'free energy' shall be taken as 13%, in addition to 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:

Provided further that the generating company shall submit detailed quantification of energy corresponding to 100 units of electricity to be provided free of cost every month to every month to every project affected family for a period of 10 years from the date of commercial operation.

**43. Sharing of Transmission Charges:** (1) The sharing of transmission charges shall be governed by the Sharing Regulations.

(2) The charges determined in this regulation in relation to communication system forming part of transmission system shall be shared by the beneficiaries or long term transmission customers in accordance with the Sharing Regulations:

Provided that charges determined in this regulation in relation to communication system other than central transmission system shall be shared by the beneficiaries in proportion to the capital cost belonging to respective beneficiaries.

**44. Rebate.** (1) For payment of bills of the generating company and the transmission licensee through letter of credit on presentation or through NEFT/RTGS within a period of 2 days of presentation of bills by the generating company or the transmission licensee, a rebate of 2% shall be allowed.

(2) Where payments are made on any day after 2 days and within a period of 30 days of presentation of bills by the generating company or the transmission licensee, a rebate of 1% shall be allowed.

**45. Late payment surcharge:** In case the payment of any bill for charges payable under these regulations is delayed by a beneficiary of long term transmission customer/DICs as the case may be, beyond a period of 60 days from the date of billing, a late payment surcharge at the rate of 1.50% per month shall be levied by the generating company or the transmission licensee, as the case may be.

#### CHAPTER - 10

#### MISCELLANEOUS PROVISIONS

**46. Sharing of CDM Benefits:** The proceeds of carbon credit from approved CDM project shall be shared in the following manner, namely-

(a) 100% of the gross proceeds on account of CDM to be retained by the project developer in the first year after the date of commercial operation of the generating station or the transmission system, as the case may be;

(b) In the second year, the share of the beneficiaries shall be 10% which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, whereafter the proceeds shall be shared in equal proportion, by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, and the beneficiaries.

**47. Norms to be ceiling norms:** Norms 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 /DICs from agreeing to the improved norms and in case the improved norms are agreed to, such improved norms shall be applicable for determination of tariff.

**48. 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 upon submission of complete workings with assumptions to be provided by the generator or the transmission licensee at the time of filing of the application; 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 periods 2004-09 and 2009-14 has been determined by following the Net Fixed Assets approach, shall continue to be determined by adopting Net Fixed Assets approach.

**49. Deferred Tax liability with respect to previous tariff period:** The deferred tax liability before 1.4.2009 shall be recovered from the beneficiaries or the long term transmission customers/DICs as the case may be, as and when the same gets materialised. No claim on account of deferred tax liability arising from 1.4.2009 upto 31.03.2014 shall be made from the beneficiaries or the long-term transmission customers/DICs as the case may be.

**50. 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 in full in the discretion of the generating company or the transmission licensee.

(2) As and when the petitioner enters into any hedging based on its approved hedging policy, the petitioner should communicate to the beneficiaries concerned about its hedging decision within thirty days of entering into such hedging transaction(s).

(3) 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.

(4) 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.

(5) 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.

**51. Recovery of cost of hedging or Foreign Exchange Rate Variation:**

(1) Recovery of cost of hedging or 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 long term transmission customers/DICs, as the case may be, without making any application before the Commission:

Provided that in case of any objections by the beneficiaries or the long term transmission customers/DICs, as the case may be, 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.

**52. Application fee and the publication expenses:** The following fees, charges and expenses shall be reimbursed directly by the beneficiary in the manner specified herein:

(1) 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 long-term transmission customers/DICs, as the case may be:

(2) The following fees and charges shall be reimbursed directly by the beneficiaries in proportion of their allocation in the generating stations or by the long term transmission customers/DICs in proportion to their share in the inter-State transmission systems determined in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of inter-State Transmission Charges and Losses) Regulations, 2010, as amended from time to time;

(a) Fees and charges paid by the generating companies and inter-State transmission licensees (including deemed inter-State transmission licensee) under the Central Electricity Regulatory Commission (Fees and Charges of Regional Load Despatch Centre and other related matters) Regulations, 2009, as amended from time to time or any subsequent amendment thereof;

(b) Licence fees paid by the inter-State transmission licensees (including the deemed inter-State transmission licensee) in terms of Central Electricity Regulatory Commission (Payment of Fees) Regulations, 2012 or any subsequent amendment or re-enactment thereof;

(c) Licence fees paid by NHPC Ltd to the State Water Resources Development Authority, Jammu in accordance with the provisions of Jammu & Kashmir Water Resources (Regulations and Management) Act, 2010;

(3) The Commission may, for the reasons to be recorded in writing and after hearing the affected parties, allow reimbursement of any fee or expenses, as may be considered necessary.

**53. Special Provisions relating to Damodar Valley Corporation:** (1) Subject to clause (2), this regulation 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.

**54. 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.



**55. Power to Remove Difficulty:**

If any difficulty arises in giving effect to the provisions of these regulations, the Commission may, by order, make such provision not inconsistent with the provisions of the Act or provisions of other regulations specified by the Commission, as may appear to be necessary for removing the difficulty in giving effect to the objectives of these regulations.

-Sd-

M.K.ANAND, Chief (Finance)

**[Advt. III/4/Exty./150/13]****Appendix-I****Timeline for completion of Projects**

(Refer to Regulation 24)

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

Sr. No.	Transmission Work	Plain Area (months)	Hilly Terrain (months)	Snowbound area/@very difficult Terrain (months)
a	765 kV S/C Transmission line	36	42	46
b	765 kV D/C Transmission line	40	46	50
c	+/-500 KV HVDC Transmission line	30	36	40
d	400 KV M/C Quad or more sub-conductor Transmission line	40	46	50
e	400 KV M/C Twin/Triple Transmission line	38	44	48

Sr. No.	Transmission Work	Plain Area (months)	Hilly Terrain (months)	Snowbound area/@very difficult Terrain (months)
f	400 KV D/C Quad Transmission line	38	44	48
g	400 KV D/C Triple Transmission line	36	42	46
h	400 KV D/C Twin Transmission line	34	40	44
i	400 KV S/C Six or more sub-conductor Transmission line	36	42	46
j	400 KV S/C Twin Transmission line	30	36	40
k	220 KV D/C Twin Transmission line	34	40	44
l	220 KV D/C Transmission line	30	36	40
m	220 KV S/C Transmission line	26	32	36
n	New 220 KV AC Sub-Station	24	27	30
o	New 400 KV AC Sub-Station	30	33	36
p	New 765 kV AC Sub-Station	36	40	§
q	*HVDC bi-pole terminal	42	44	-
r	HVDC back-to-back	32	34	-
@ e.g. Leh, Laddakh				
§ No. 765 kV sub-station has been planned in difficult terrain				
* Includes +800 kV HVDC bi-pole terminal				

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-II** **Depreciation Schedule**

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Value=10%)
		<b>SLM</b>
<b>A</b>	<b>Land under full ownership</b>	<b>0.00%</b>
<b>B</b>	<b>Land under lease</b>	
(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%
<b>C</b>	<b>Assets purchased new</b>	
a.	Pl & 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-generating stations	

(i)	Dams, Spillways, Weirs, Canals, Reinforced concrete flumes and siphons	5.28%
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge tanks, hydraulic control valves and hydraulic works	5.28%
d.	Building & Civil Engineering works	
(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 Kutch roads	3.34%
(vi)	Others	3.34%
e.	Transformers, Kiosk, sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant	
(i)	Transformers including foundations having rating of 100 KVA and over	5.28%
(ii)	Others	5.28%
f.	Switchgear including cable connections	5.28%
g.	Lightning arrestor	
(i)	Station type	5.28%
(ii)	Pole type	5.28%
(iii)	Synchronous condenser	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)	Street Light fittings	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 Equipment including software	15.00%
q.	Any other assets not covered above	5.28%

**Appendix-III**  
**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. Transmission System Availability shall be calculated separately for each Regional Transmission System and inter-regional transmission system. For the purpose of calculation of TAFM:

- i) AC transmission lines: Each circuit of AC transmission line shall be considered as one element.
- ii) Inter-Connecting Transformers (ICTs): Each ICT bank (three single phase transformer together) shall form one element.
- iii) Static VAR Compensator (SVC): SVC along with SVC transformer shall form one element. However, 50% credit to inductive and 50% to capacitive rating shall be given.
- iv) Bus Reactors/Switchable line reactors: Each Bus Reactors/Switchable line reactors shall be considered as one element.
- v) HVDC Bi-pole links: Each pole of HVDC link along with associated equipment at both ends shall be considered as one element.
- vi) HVDC back-to-back station: Each block of HVDC back-to-back station shall be considered as one element. If associated AC line (necessary for transfer of inter-regional power through HVDC back-to-back station) is not available, the HVDC back-to-back station block shall also be considered as unavailable.

2. The Availability of AC and HVDC portion of Transmission system shall be calculated as under:

% TAFM for AC system

$$\frac{o \times AV_o + p \times AV_p + q \times AV_q + r \times AV_r}{o + p + q + r} \times 100$$

% TAFM for HVDC system

$$\frac{s \times AV_s + t \times AV_t}{S + t} \times 100$$

Where

- o = Total number of AC lines.  
 AV<sub>o</sub> = Availability of o number of AC lines.  
 p = Total number of bus reactors/switchable line reactors  
 AV<sub>p</sub> = Availability of p number of bus reactors/switchable line reactors  
 q = Total number of ICTs.  
 AV<sub>q</sub> = Availability of q number of ICTs.  
 r = Total number of SVCs.  
 AV<sub>r</sub> = Availability of r number of SVCs.  
 s = Total number of HVDC poles

AVs = Availability of s number of HVDC poles

t = Total number of HVDC back-to-back station blocks

AVt = Availability of t number of HVDC back-to-back station blocks

3. The weightage factor for each category of transmission elements shall be as under:

(a) For each circuit of AC line - Surge Impedance Loading for Uncompensated line (SIL) multiplied by ckt-km.

SIL rating for various voltage level and conductor configuration is given in **Appendix-IV**. However, for the voltage levels and/or conductor configurations not listed in Appendix-IV, appropriate SIL based on technical considerations may be used for availability calculation under intimation to long-term transmission customers/DICs.

For compensated AC line, Surge Impedance Loading (SIL) shall be as certified by the Regional Power Committee (RPC) Secretariat considering the compensation on the line.

For shunt compensated line the reduced value of SIL shall be taken in accordance with the location of the reactor. Similarly in case of the lines with series compensation the higher SIL shall be taken as per the percentage of compensation.

(b) For each HVDC pole- The rated MW capacity x ckt-km

(c) For each ICT bank - The rated MVA capacity

(d) For SVC- The rated MVAR capacity (inductive and capacitive)

(e) For Bus Reactor/switchable line reactors - The rated MVAR capacity.

(f) For HVDC back-to-back station connecting two Regional grids- Rated MW capacity of each block.

4. The availability for each category of transmission elements shall be calculated based on the weightage factor, total hours under consideration and non-available hours for each element of that category. The formulae for calculation of Availability of each category of the transmission elements are as per **Appendix-V**.

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 in accordance with Central Electricity Regulatory Commission (Standard of Performance of inter-State transmission licensees) Regulations, 2012 as amended from time to time 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. 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.

#### Appendix-IV SURGE IMPEDANCE LOADING (SIL) OF AC LINES

S.No.	Line voltage (kV)	Conductor Configuration	SIL (MW)
1	765	Quad Bersimis	2250
2	400	Quad Bersimis	691
3	400	Twin Moose	515

4	400	Twin AAAC	425
5	400	Quad Zebra	647
6	400	Quad AAAC	646
7	400	Tripple Snowbird	605
8	400	ACKC(500/26)	556
9	400	Twin ACAR	557
10	220	Twin Zebra	175
11	220	Single Zebra	132
12	132	Single Panther	50
13	66	Single Dog	10

### Appendix-V

#### FORMULAE FOR CALCULATION OF AVAILABILITY OF EACH CATEGORY OF TRANSMISSION ELEMENTS

$$AV_o(\text{Availability of } o \text{ no. of AC lines}) = \frac{\sum_{i=1}^o W_i (T_i - T_{NAi})}{T_i} \quad \frac{\sum_{i=1}^o W_i}{\sum_{i=1}^o W_i}$$

$$AV_s(\text{Availability of } s \text{ no. of HVDC pole}) = \frac{\sum_{j=1}^s W_j (T_j - T_{NAj})}{T_j} \quad \frac{\sum_{j=1}^s W_j}{\sum_{j=1}^s W_j}$$

$$AV_q(\text{Availability of } q \text{ no. of ICTs}) = \frac{\sum_{K=1}^q W_k (T_k - T_{NAk})}{T_k} \quad \frac{\sum_{k=1}^q W_k}{\sum_{k=1}^q W_k}$$

$$AV_r(\text{Availability of } r \text{ no. of SVCs}) = \frac{\sum_{l=1}^r \left[ 0.5 W_{il} (T_{il} - T_{NAil}) + 0.5 W_{cl} (T_{cl} - T_{NAcl}) \right]}{\sum_{l=1}^r \left[ 0.5 W_{il} + 0.5 W_{cl} \right]} \quad \frac{\sum_{l=1}^r \left[ 0.5 W_{il} (T_{il} - T_{NAil}) + 0.5 W_{cl} (T_{cl} - T_{NAcl}) \right]}{\sum_{l=1}^r \left[ 0.5 W_{il} + 0.5 W_{cl} \right]}$$

$$AV_p(\text{Availability of } p \text{ no. of Switched Bus reactors}) = \frac{\sum_{m=1}^p W_m (T_m - T_{NA m})}{T_m} \quad \frac{\sum_{m=1}^p W_m}{\sum_{m=1}^p W_m}$$

$$AV_t(\text{Availability of } t \text{ no. of HVDC Back-to-back Blocks}) = \frac{\sum_{n=1}^t W_n (T_n - T_{NAn})}{T_n} \quad \frac{\sum_{n=1}^t W_n}{\sum_{n=1}^t W_n}$$

Where  $W_i$  = Weightage factor for  $i^{\text{th}}$  transmission line  
 $W_j$  = Weightage factor for  $j^{\text{th}}$  HVDC pole  
 $W_k$  = Weightage factor for  $k^{\text{th}}$  ICT  
 $W_{il} & W_{cl}$  = Weightage factors for inductive & capacitive operation of  $l^{\text{th}}$  SVC  
 $W_m$  = Weightage factor for  $m^{\text{th}}$  bus reactor  
 $W_n$  = Weightage factor for  $n^{\text{th}}$  HVDC back to back block.

$T_i, T_j, T_k, T_{il}, T_{cl}, T_m & T_n$  - The total hours of  $i^{\text{th}}$  AC line,  $j^{\text{th}}$  HVDC pole,  $k^{\text{th}}$  ICT,  $l^{\text{th}}$  SVC (Inductive Operation),  $l^{\text{th}}$  SVC (Capacitive Operation),  $m^{\text{th}}$  Switched Bus Reactor &  $n^{\text{th}}$  HVDC back-to-back block during the period under consideration (excluding time period for outages not attributable to transmission licensee for reasons given in Para 6 of the procedure)

$T_{NAi}, T_{NAj}, T_{NAk}$  - The non-availability hours (excluding the time period for outages)

$T_{NAI}$ ,  $T_{NAC}$ ,  $T_{NAM}$ ,  $T_{NAN}$  not attributable to transmission licensee taken as deemed availability as per Para 5 of the procedure) for  $i^{th}$  AC line,  $j^{th}$  HVDC pole,  $k^{th}$  ICT,  $l^{th}$  SVC (Inductive Operation),  $l^{th}$  SVC (Capacitive Operation),  $m^{th}$  Switched Bus Reactor and  $n^{th}$  HVDC back-to-back block.

#### APPENDIX - VI

##### (For Coal based Generating Stations)

It is to certify that the **(Name of the Station)** has fulfilled all the key provisions as prescribed below in accordance with Regulation 4 of CERC (Terms and Conditions of Tariff), Regulations, 2014.

1. All documents as prescribed in Regulation 3(8) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations - 2010 have been retained at site and are available at site.
2. All requirements as per Regulation 5 of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations - 2010 have been complied.
3. The unit operating capability shall be in conformity to Regulation 7(1), 7(2), 7(3) and 7(4) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations - 2010.
4. All requirements as per Regulation 8 of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations 2010 have been complied for the Steam Generator.
5. All requirements as per Regulation 9(2), 9(4), 9(9), 9(15), 9(16), 9(18) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations 2010 have been complied for the Steam Turbine Generator.

Name:

(CMD/CEO/MD)

##### (For Gas based Generating Stations)

It is to certify that the **(Name of the Station)** has fulfilled all the key provisions as prescribed below in accordance with Regulation 4 of CERC (Terms and Conditions of Tariff), Regulations, 2014.

1. All documents as prescribed in Regulation 3(8) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations - 2010 have been retained at site and are available at site.
2. All requirements as per Regulation 5 of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations - 2010 have been complied.
3. The unit operating capability shall be in conformity to Regulation 14 (2), 14(3), 14(4), 14(5) and 14(7) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations - 2010.
4. All requirements as per Regulation 17 and Regulations 9(2), 9(4), 9(9), 9(15), 9(16), 9(18) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations 2010 have been complied for the Steam Turbine.

Name:

(CMD/CEO/MD)

##### (For Hydro based Generating Stations)

It is to certify that the **(Name of the Station)** has fulfilled all the key provisions as prescribed below in accordance with Regulation 4 of CERC (Terms and Conditions of Tariff), Regulations, 2014.

1. All documents as prescribed in Regulation 3(8) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations - 2010 have been retained at site and are available at site.
2. All requirements as per Regulation 30(1), 30(2) and 30(5) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations - 2010 have been complied.
3. The unit operating capability shall be in conformity to Regulation 32 (1), 32(3), 32(4), 32(6) and 32(8) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations - 2010.
4. All requirements as per Regulation 33(6), 33(7), 33(8) of the CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations 2010 have been complied for the hydraulic Turbine.

Name:

(CMD/CEO/MD)

**TARIFF FILING FORMS (THERMAL)**  
**FOR DETERMINATION OF TARIFF**

**PART-I**

**Annexure-I**

**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-1(I)	Statement showing claimed capital cost	
Form-1(II)	Statement showing Return on Equity	
FORM-2	Plant Characteristics	
FORM-3	Normative parameters considered for tariff computations	
FORM- 4	Details of Foreign loans	
FORM- 4A	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-5E	Details of variables , parameters , optional package etc. for New Project	
FORM-5Ei	In case there is cost over run	
FORM-5Eii	In case there is time over run	
FORM-5F	In case there is claim of additional RoE	
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-9A	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM - 9B	Statement of Additional Capitalisation during fag end of the useful life of Project	
FORM - 9Bi	Details of Assets De-capitalised during the period	
FORM - 9C	Statement showing reconciliation of ACE claimed with the capital additions as per books	
FORM - 9D	Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions	
FORM- 9E	Statement of Capital cost	
FORM- 9F	Statement of Capital Woks in Progress	
FORM- 10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM- 11	Calculation of Depreciation	
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- 13 B	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM- 13 C	Other Income as on COD	
FORM- 13 D	Incidental Expenditure during Construction up to Scheduled COD and up to Actual COD	
FORM- 13 E	Expenditure under different packages up to Scheduled COD and up to Actual COD	



Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Thermal)	Tick
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 Charges <sup>1</sup>	
FORM- 16	Details/Information to be Submitted in respect of Limestone for Computation of Energy Charge Rate	
FORM-17	Details/Information to be Submitted in respect of Capital Spares	
FORM-18	Liability Flow Statement	
FORM-19	Station wise Cost Audit Report	
<b>Other Information/ Documents</b>		
Sl. No.	Information/Document	Tick
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement 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	A. Station wise 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. B. Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures for the existing station for 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 cost and time over run, if applicable. List of supporting documents to be submitted: a. Detailed Project Report b. CPM Analysis c. PERT Chart and Bar Chart d. Justification for cost and time Overrun	
8	Generating Company shall submit copy of Cost Audit Report along with cost accounting records, cost details, statements, schedules etc. for the Generating Unit wise /stage wise/Station wise/ and subsequently consolidated at Company level as submitted to the Govt. of India for first two years i.e. 2014-15 and 2015-16 at the time of mid-term true-up in 2016-17 and for balance period of tariff period 2014-19 at the time of final true-up in 2019-20. In case of initial tariff filing the latest available Cost Audit Report should be furnished.	
9	Any other relevant information, (Please specify)	
10.	Reconciliation with Balance sheet of any actual additional capitalization and amongst stages of a generating station	

Note1: Electronic copy of the petition (in words format) and detailed calculation as per these formats (in excel format) and any other information submitted shall also be furnished in the form of CD/Floppy disc.

PART-I  
FORM-1Summary Sheet

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station : \_\_\_\_\_

Place (Region/District/State): \_\_\_\_\_

Sr.No.	Particulars	Unit	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
1	2		3	4	5	6	7	8
1.1	Depreciation	Rs Lakh						
1.2	Interest on Loan	Rs Lakh						
1.3	Return on Equity <sup>1</sup>	Rs Lakh						
1.4	Interest on Working Capital	Rs Lakh						
1.5	O & M Expenses	Rs Lakh						
1.7	Compensation Allowance (If applicable)	Rs Lakh						
1.8	Special allowance (If applicable)	Rs Lakh						
	<b>Total</b>	Rs Lakh						
2.1	Landed Fuel Cost ( Domestic : coal/gas /RLNG/liquid)	Rs/Tone						
	(%) of Fuel Quantity	(%)						
2.2	Landed Fuel Cost ( Imported Coal)	Rs/Tone						
	(%) of Fuel Quantity	(%)						
2.3	Secondary fuel oil cost	Rs/Unit						
	Energy Charge Rate ex-bus (Paise/kWh) <sup>2A, 2B, 2C, 2D</sup>	Rs/Unit						

Note

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 separately 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 30 (6).

**Form-1(I) -Statement showing claimed capital cost:**

Sl. No.	Particulars	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Opening Capital Cost					
	Add: Addition during the year / period					
	Less: Decapitalisation during the year / period					
	Less: Reversal during the year / period					
	Add: Discharges during the year / period					
	<b>Closing Capital Cost</b>					
	<b>Average Capital Cost</b>					

**Form-1(II) -Statement showing Return on Equity:**

Sl. No.	Particulars	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Opening Equity					
	Add: Increase due to addition during the year / period					
	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year/ period					
	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
	Add: Increase due to discharges during the year / period					
	<b>Closing Equity</b>					
	<b>Average Equity</b>					
	Rate of ROE					
	<b>Return on Equity</b>					

(Petitioner)

PART-I  
FORM-2Plant Characteristics

<b>Name of the Petitioner</b>						
<b>Name of the Generating Station</b>						
Unit(s)/Block(s)/Parameters	Unit-I	Unit-II	Unit-III	....		
<b>Installed Capacity ( MW)</b>						
<b>Schedule COD as per Investment Approval</b>						
<b>Actual COD /Date of Taken Over (as applicable)</b>						
<b>Pit Head or Non Pit Head</b>						
Name of the Boiler Manufacture						
Name of Turbine Generator Manufacture						
<b>Main Steams Pressure at Turbine inlet (kg/Cm<sup>2</sup>) abs<sup>1</sup>.</b>						
<b>Main Steam Temperature at Turbine inlet (°C)<sup>1</sup></b>						
<b>Reheat Steam Pressure at Turbine inlet (kg/Cm<sup>2</sup>)<sup>1</sup></b>						
<b>Reheat Steam Temperature at Turbine inlet (°C)<sup>1</sup></b>						
<b>Main Steam flow at Turbine inlet under MCR condition (tons /hr)<sup>2</sup></b>						
<b>Main Steam flow at Turbine inlet under VWO condition (tons /hr)<sup>2</sup></b>						
<b>Unit Gross electrical output under MCR/Rated condition (MW)<sup>2</sup></b>						
<b>Unit Gross electrical output under VWO condition (MW)<sup>2</sup></b>						
<b>Guaranteed Design Gross Turbine Cycle Heat Rate (kCal/kWh)<sup>3</sup></b>						
<b>Conditions on which design turbine cycle heat rate guaranteed</b>						
% MCR						
% Makeup Water Consumption						
Design Capacity of Make up Water System						
Design Capacity of Inlet Cooling System						
Design Cooling Water Temperature (°C)						
Back Pressure						
Steam flow at super heater outlet under BMCR condition (tons/hr)						
Steam Pressure at super heater outlet under BMCR condition) (kg/Cm <sup>2</sup> )						
Steam Temperature at super heater outlet under BMCR condition (°C)						
Steam Temperature at Reheater outlet at BMCR condition (°C)						
Design / Guaranteed Boiler Efficiency (%) <sup>4</sup>						
Design Fuel with and without Blending of domestic/imported coal						
.						
<b>Type of Cooling Tower</b>						
<b>Type of cooling system<sup>5</sup></b>						
<b>Type of Boiler Feed Pump<sup>6</sup></b>						
<b>Fuel Details<sup>7</sup></b>						
-Primary Fuel						
-Secondary Fuel						

-Alternate Fuels						
<b>Special Features/Site Specific Features<sup>8</sup></b>						
<b>Special Technological Features<sup>9</sup></b>						
<b>Environmental Regulation related features<sup>10</sup></b>						
<b>Any other special features</b>						
1: At Turbine MCR condition.						
2: with 0% (Nil) make up and design Cooling water temperature						
3: at TMCR output based on gross generation, 0% (Nil) makeup and design Cooling water temperature.						
4: With Performance coal based on Higher Heating Value (HHV) of fuel and at BMCR) output						
5: Closed circuit cooling, once through cooling, sea cooling, natural draft cooling, induced draft cooling etc.						
6: Motor driven, Steam turbine driven etc.						
7: Coal or natural gas or Naptha or lignite etc.						
8: Any site specific feature such as Merry-Go-Round, Vicinity to sea, Intake /makeup water systems etc. scrubbers etc. Specify all such features						
9: Any Special Technological feature like Advanced class FA technology in Gas Turbines, etc.						
10: Environmental Regulation related features like FGD, ESP etc.						
Note 1: In case of deviation from specified conditions in Regulation, correction curve of manufacturer may also be submitted.						
Note 2: Heat Balance Diagram has to be submitted along with above information in case of new stations.						
Note 3: The Terms - MCR, BMCR, HHV, Performance coal, are as defined in CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations - 2010 notified by the Central Electricity Authority						
Note 4: The copy of Certificate shall be submitted in terms of Regulation 4 as per Appendix-VI						

(Petitioner)

**PART-I  
FORM-3****Normative parameters considered for tariff computations**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Year Ending March

Particulars	Unit	Existing 2013-14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Base Rate of Return on Equity	%						
Effective Tax Rate <sup>4</sup>	%						
Target Availability	%						
Auxiliary Energy Consumption	%						
Gross Station Heat Rate	kCal/kWh						
Specific Fuel Oil Consumption	ml/kWh						
Cost of Coal/Lignite for WC <sup>1</sup>	in Months						
Cost of Main Secondary Fuel Oil for WC <sup>1</sup>	in Months						
Fuel Cost for WC <sup>2</sup>	in Months						
Liquid Fuel Stock for WC <sup>2</sup>	in Months						
O & M expenses	Rs. lakh / MW						
Maintenance Spares for WC	% of O&M						
Receivables for WC	in Months						
Storage capacity of Primary fuel	MT						
SBI Base Rate + 350 basis points as on _____ <sup>3</sup>	%						
Blending ratio of domestic coal/imported coal							

1. For Coal based/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

4. Effective tax rate is to be computed in accordance with Regulation 25 i.e. actual tax (or advance tax)/gross income, where gross income refers the profit before tax.

**(Petitioner)**

**PART-1**  
**FORM- 4**

### Details of Foreign loans

(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

**Name of the Petitioner**

Name of the Generating Station

**Exchange Rate at COD or 31.03.2004, whichever is later**

**Exchange Rate as on 31.3.2014**

[illegible]

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)	Relevant Ex-change Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Ex-change Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Ex-change Rate	Amount (Rs. Lakh)
	date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging <sup>3</sup>												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	<b>Currency<sup>31</sup> &amp; so on</b>												
A.1	At the date of Drawl <sup>2</sup>												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging <sup>3</sup>												
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.

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.

(Petitioner)



PART-I  
FORM- 4A

## Details of Foreign Equity

(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the project under petition)

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

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)	Ex- change Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Ex- change Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
	<b>Currency1<sup>1</sup></b>												
A.1	At the date of infusion <sup>2</sup>												
2													
3													
	<b>Currency2<sup>1</sup></b>												
A.1	At the date of infusion <sup>2</sup>												
2													
3													
	<b>Currency3<sup>1</sup></b>												
A.1	At the date of infusion <sup>2</sup>												
2													
3													
	<b>Currency<sup>1</sup> and so on</b>												
A.1	At the date of infusion <sup>2</sup>												
2													
3													

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.

2. In case of equity infusion more than once during the year, Exchange rate at the date of each infusion to be given

(Petitioner)

**PART-I  
FORM- 5****Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects**

Name of the Company \_\_\_\_\_

Name of the Power Station \_\_\_\_\_

<b>Last date of order</b> of Commission for the project	Date (DD-MM-YYYY)	
Reference of petition no. in which the above order was passed	Petition no.	
Following details (whether admitted and /or considered) as on the last date of the period for which tariff is approved, in the above order by the Commission:		
Capital cost	(Rs. in lakh)*	
Amount of un-discharged liabilities included in above (& forming part of admitted capital cost)		
Amount of un-discharged liabilities corresponding to above admitted capital cost (but not forming part of admitted capital cost being allowed on cash basis)		
Gross Normative Debt		
Cumulative Repayment		
Net Normative Debt		
Normative Equity		
Cumulative Depreciation		
Freehold land		

(Petitioner)  
**PART-I  
FORM- 5A****Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New Projects**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

**New Projects****Capital Cost Estimates**

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	<b>Present Day Cost</b>	<b>Completed Cost</b>
Price level of approved estimates	As on End of _____ Qtr. Of the year _____	As on Scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
<b>Capital Cost excluding IDC,IEDC&amp; FC</b>		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
<b>Capital cost excluding IDC, IEDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost (Rs. Cr)</b>		

IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
<b>Total IDC, IEDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost (Rs. Lakh)</b>		
Rate of taxes & duties considered		
Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
<b>Capital cost Including IDC, IEDC &amp; FC (Rs. Lakh)</b>		
Schedule of Commissioning		
Scheduled COD of Unit-I/Block-I as per Investment Approval		
Scheduled COD of Unit-II/Block-II as per Investment Approval		
-----		
-----		
Scheduled COD of last Unit/Block		

**Note:**

1. Copy of Investment 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.

(Petitioner)  
PART-I  
FORM- 5B

**Break-up of Capital Cost for New Coal/Lignite based projects**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure as on COD/anticipated COD (4)	Liabilities/Provisions (5)	Variation (3-4-5) (6)	Specific Reasons for Variation (7)	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date (8)
			Actual Amount				
1	Cost of Land & Site Development						
1.1	Land*						
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)						
1.3	Preliminary Investigation						

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval(3)	Actual Capital Expenditure as on COD/anticipated COD (4)	Liabilities/Provisions (5)	Variation (3-4-5) (6)	Specific Reasons for Variation (7)	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date (8)
			Actual Amount				
	& Site Development						
	<b>Total Land &amp; Site Development</b>						
<b>2</b>	<b>Plant &amp; Equipment</b>						
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 Handling 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						

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval(3)	Actual Capital Expenditure as on COD/anticipated COD (4)	Liabilities/ Provisions (5)	Variation (3-4-5) (6)	Specific Reasons for Variation (7)	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date (8)
			Actual Amount				
2.3.15	FGD system, if any						
2.3.16	De-salination plant for sea-water intake						
2.3.17	External coal handling in Jetty, if any						
	<b>Total BOP Mechanical</b>						
<b>2.4</b>	<b>BOP Electrical</b>						
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						
	<b>Total BOP Electrical</b>						
<b>2.5</b>	<b>Control &amp; Instrumentation (C &amp; I) Package</b>						
	<b>Total Plant &amp; Equipment excluding taxes &amp; Duties</b>						
<b>2.6</b>	<b>Taxes &amp; Duties</b>						
<b>3</b>	<b>Initial Spares</b>						
<b>4</b>	<b>Civil Works</b>						
4.1	Main plant/Adm. Building						
4.2	CW system						
4.3	Cooling Towers						
4.4	DM water						

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval(3)	Actual Capital Expenditure as on COD/anticipated COD (4)	Liabilities/Provisions (5)	Variation (3-4-5) (6)	Specific Reasons for Variation (7)	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date (8)
			Actual Amount				
	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 area development						
4.12	Fire fighting System						
4.13	Township & Colony						
4.14	Temp. construction & enabling works						
4.15	Road & Drainage						
	<b>Total Civil works</b>						
<b>5</b>	<b>Construction &amp; Pre-Commissioning Expenses</b>						
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						

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval(3)	Actual Capital Expenditure as on COD/anticipated COD (4)	Liabilities/ Provisions (5)	Variation (3-4-5) (6)	Specific Reasons for Variation (7)	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date (8)
			Actual Amount				
	<b>Total Construction &amp; Pre-Commissioning Expenses</b>						
<b>6</b>	<b>Overheads</b>						
6.1	Establishment						
6.2	Design & Engineering						
6.3	Audit & Accounts						
6.4	Contingency						
	<b>Total Overheads</b>						
<b>7</b>	<b>Total Capital cost excluding IDC &amp; FC</b>						
<b>8</b>	<b>IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>						
8.1	Interest During Construction (IDC)						
8.2	Financing Charges (FC)						
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)						
8.4	Hedging Cost						
	<b>Total of IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>						
<b>9</b>	<b>Capital cost including IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>						

*\*Provide details of Freehold land and Lease hold land separately*

**Note:**

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the generating company.
2. In case of both time & cost overrun, 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 and cost overrun was beyond the control of the generating company.
3. The implication on cost due to time over run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD/anticipated COD, increase in IEDC from scheduled COD to actual COD/anticipated COD and increase of IDC from scheduled COD to actual anticipated COD.
4. **Impact on account of each reason for Time over run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.**
5. A list of balance work assets/work wise including initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished positively.

**(Petitioner)**



PART-I  
FORM- 5C

## Break-up of Capital Cost for Gas/Liquid fuel based projects

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Amount in Rs. Lakh)

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure (4)	Liabilities/Provisions (5)	Variation (3-4-5) (6)	Specific Reasons for Variation* (7)	Actual/Estimated Capital Expenditure upto Cut-off date (8)
<b>1</b>	<b>Cost of Land &amp; Site Development</b>						
1.1	Land*						
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)						
1.3	Preliminary Investigation & Site Development						
	Total Land & Site Development						
<b>2</b>	<b>Plant &amp; Equipment</b>						
<b>2.1</b>	<b>Steam Generator Island</b>						
<b>2.2</b>	<b>Turbine Generator Island</b>						
<b>2.3</b>	<b>WHRB Island</b>						
<b>2.4</b>	<b>BOP Mechanical</b>						
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						
	<b>Total BOP Mechanical</b>						
<b>2.5</b>	<b>BOP Electrical</b>						
2.5.1	Switch Yard Package						
2.5.2	Transformers Package						
2.5.3	Switch gear Package						
2.5.4	Cables, Cable facilities & grounding						

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure (4)	Liabilities/Provisions (5)	Variation (3-4-5) (6)	Specific Reasons for Variation* (7)	Actual/Estimated Capital Expenditure upto Cut-off date (8)
2.5.5	Lighting						
2.5.6	Emergency D.G. set						
	<b>Total BOP Electrical</b>						
2.6	<b>Control &amp; Instrumentation (C &amp; I) Package</b>						
	<b>Total Plant &amp; Equipment excluding taxes &amp; Duties</b>						
2.7	<b>Taxes &amp; Duties</b>						
3	<b>Initial Spares</b>						
4	<b>Civil Works</b>						
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						
	<b>Total Civil works</b>						
5	<b>Construction &amp; Pre-Commissioning Expenses</b>						
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						

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure (4)	Liabilities/Provisions (5)	Variation (3-4-5) (6)	Specific Reasons for Variation* (7)	Actual/Estimated Capital Expenditure upto Cut-off date (8)
	<b>Total Construction &amp; Pre- Commissioning Expenses</b>						
<b>6</b>	<b>Overheads</b>						
6.1	Establishment						
6.2	Design & Engineering						
6.3	Audit & Accounts						
6.4	Contingency						
	<b>Total Overheads</b>						
<b>7</b>	<b>Capital cost excluding IDC &amp; FC</b>						
<b>8</b>	<b>IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>						
8.1	Interest During Construction (IDC)						
8.2	Financing Charges (FC)						
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)						
8.4	Hedging Coat						
	<b>Total of IDC, FC,FERV &amp; Hedging Cost</b>						
<b>9</b>	<b>Capital cost including IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>						

\*Provide details of Freehold land and Lease hold land separately

**Note:**

1. In case of cost variation , a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the generating company.
2. In case of time & cost overrun, 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 and cost overrun was beyond the control of the generating company.
3. The implication on cost due to time over run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD/anticipated COD, increase in IEDC from scheduled COD to actual COD/anticipated COD and increase of IDC from scheduled COD to actual anticipated COD.
4. **Impact on account of each reason for Time over run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.**

A list of balance work assets/work wise including initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished positively

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 5DBreak-up of Construction/Supply/Service packages

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

1	Name/No. of Construction / Supply / Service Package	Package A	Package B	Package C	...	Total Cost of all packages
2	Scope of works <sup>1</sup> (in line with head of cost break-ups as applicable)					
3	Whether awarded through ICB/DCB/ Departmentally/ Deposit Work					
4	No. of bids received					
5	Date of Award					
6	Date of Start of work					
7	Date of Completion of Work/Expected date of completion of work					
8	Value of Award <sup>2</sup> in (Rs. Lakh)					
9	Firm or With Escalation in prices					
10	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs.Lakh)					
11	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)					
12	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)					
13	Sub -total (10+11+12) (Rs. Lakh)					

**Note:**

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 relevant 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 separately along with the currency, the exchange rate and the date e.g. Rs.80 Cr. +US\$ 50m=Rs. 390Cr. at US\$=Rs. 62 as on say 01.04.14.

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 5EDetails of variables, parameters, optional package etc. for New Project

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Unit Size		
Number of Units		
Greenfield/Extension		
S. No.	Variables	(Design Operating Range) Values
1	Coal Quality – Calorific Value	
2	Ash Content	
3	Moisture Content	
4	Boiler Efficiency	
5	Suspended Particulate Matter	
6	Ash Utilization	
7	Boiler Configuration	
8	Turbine Heat Rate	
9	CW Temperature	
10	Water Source	
11	Distance of Water Source	

12	Clarifier	
13	Mode of Unloading Oil	
14	Coal Unholding Mechanism	
15	Type of Fly Ash Disposal and Distance	
16	Type of Bottom Ash Disposal and Distance	
17	Type of Soil	
18	Foundation Type (Chimney)	
19	Water Table	
20	Seismic and Wind Zone	
21	Condensate Cooling Method	
22	Desalination/RO Plant	
23	Evacuation Voltage Level	
24	Type of Coal (Domestic/Imported)	
<b>Parameter/Variables</b>		<b>Values</b>
Completion Schedule		
Terms of Payment		
Performance Guarantee Liability		
Basis of Price (Firm/Escalation-Linked)		
Equipment Supplier (Country of Origin)		
<b>Optional Packages</b>		<b>Yes/No</b>
Desalination Plant/RO Plant		
MGR		
Railway Siding		
Unloading Equipment at Jetty		
Rolling Stock/Locomotive		
FGD Plant		
Length of Transmission Line till Tie Point (in km.)		

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 5Ei

In case there is cost over run

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Sl. No.	Break Down	Original Cost (Rs.Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
1	Cost of Land & Site Development					
1.1	Land*					
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)					

		Original Cost (Rs.Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
Sl. No.	Break Down	Total Cost	Total Cost	Total Cost		
1.3	Preliminary Investigation & Site Development					
<b>2</b>	<b>Plant &amp; Equipment</b>					
2.1	Steam Generator Island					
2.2	Turbine Generator Island					
2.3	BOP Mechanical					
2.3.1	Fuel Handling & Storage system					
2.3.2	External water supply 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 Handling 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					
	<b>Total BOP Mechanical</b>					

		Original Cost (Rs.Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
Sl. No.	Break Down	Total Cost	Total Cost	Total Cost		
<b>2.4</b>	<b>BOP Electrical</b>					
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					
	<b>Total BOP Electrical</b>					
2.5	<b>Control &amp; Instrumentation (C &amp; I) Package</b>					
	<b>Total Plant &amp; Equipment excluding Taxes &amp; Duties</b>					
3	<b>Initial Spares</b>					
<b>4</b>	<b>Civil Works</b>					
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					

		Original Cost (Rs.Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
Sl. No.	Break Down	Total Cost	Total Cost	Total Cost		
	Yard					
4.10	Ash Handling System					
4.11	Ash disposal area development					
4.12	Fire fighting System					
4.13	Township & Colony					
4.14	Temp. construction & enabling works					
4.15	Road & Drainage					
	<b>Total Civil works</b>					
5	<b>Construction &amp; Pre- Commissioning Expenses</b>					
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					
	<b>Total Construction &amp; Pre- Commissioning Expenses</b>					
6	<b>Overheads</b>					
6.1	Establishment					
6.2	Design & Engineering					
6.3	Audit & Accounts					



Sl. No.	Break Down	Original Cost (Rs.Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
6.4	Contingency					
	<b>Total Overheads</b>					
7	<b>Capital cost excluding IDC &amp; FC</b>					
8	<b>IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>					
8.1	Interest During Construction (IDC)					
8.2	Financing Charges (FC)					
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
8.4	Hedging Coat					
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9	<b>Capital cost including IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>					

\*Submit details of Freehold and Lease hold land.

Note: Impact on account of each reason for Cost over run should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 5Eii

In case there is time over run

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Sr. No	Description of Activity/ Works/ Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-Run Days	Reasons for delay	Other Activity affected (Mention Sr No. of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date			
1								

Sr. No	Description of Activity/ Works/ Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-Run Days	Reasons for delay	Other Activity affected (Mention Sr No. of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date			
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
....	.....							

1. Delay on account of each reason in case of time overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
2. Indicate the activities on critical path

(Petitioner)

**PART-I**  
**FORM- 5F**

In case there is claim of additional RoE

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Project	Completion Time as per Investment approval (Months)				Actual Completion time				Qualifying time schedule(as per regulation)
	Start Date	Scheduled COD (Date)	Completion time in Months	Installed Capacity	Start Date	Actual COD (Date)	Actual Completion time in Months	Tested Capacity	Months
Unit 1									
Unit 2									
Unit 3									
Unit 4									
....									
.....									

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 6

## Financial Package upto COD

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_  
 Name of the Generating Station \_\_\_\_\_  
 Project Cost as on COD<sup>1</sup> \_\_\_\_\_  
 Date of Commercial Operation of the Station<sup>2</sup> \_\_\_\_\_

	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount <sup>3</sup>		Currency and Amount <sup>3</sup>		Currency and Amount <sup>3</sup>	
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						

**Note:**

1. Say Rs. 80 Cr. + US\$ 200 m or Rs. 1320 Cr. including US\$ 200 m at an exchange rate of US \$=Rs. 62
2. Provide details on commercial operation as on COD of each Unit.
3. For example : US \$ 200 m, etc.

(Petitioner)  
 PART-I  
 FORM- 7

## Details of project specific loans

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_  
 Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Particulars	Package 1	Package 2	Package 3	Package 4	Package 5	Package 6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan <sup>1</sup>						
Currency <sup>2</sup>						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2014/ COD <sup>3,4,5,13,15</sup>						
Interest Type <sup>6</sup>						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest <sup>7</sup>						
Margin, if Floating Interest <sup>8</sup>						

Are there any Caps/Floor <sup>9</sup>	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period <sup>10</sup>						
Moratorium effective from						
Repayment Period <sup>11</sup>						
Repayment effective from						
Repayment Frequency <sup>12</sup>						
Repayment Instalment <sup>13,14</sup>						
Base Exchange Rate <sup>16</sup>						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details <sup>17</sup>						

**Note:**

- Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
- Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
- Details are to be submitted as on 31.03.2014 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
- Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
- If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
- Interest type means whether the interest is fixed or floating.
- 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.
- Margin means the points over and above the floating rate.
- At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
- Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
- Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
- Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.
- Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment may also be given separately
- If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
- In case of Foreign loan, date of each drawal& repayment along with exchange rate at that date may be given.
- Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2004 or COD, whichever is later.
- In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
- In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
- At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
- 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.

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 8**Details of Allocation of corporate loans to various projects**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Particulars	Package 1	Package 2	Package 3	Package 4	Package 5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan <sup>1</sup>						
Currency <sup>2</sup>						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2014 / COD <sup>3,4,5,13,15</sup>						
Interest Type <sup>6</sup>						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest <sup>7</sup>						
Margin, if Floating Interest <sup>8</sup>						
Are there any Caps/Floor <sup>9</sup>	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period <sup>10</sup>						
Moratorium effective from						
Repayment Period <sup>11</sup>						
Repayment effective from						
Repayment Frequency <sup>12</sup>						
Repayment Instalment <sup>13,14</sup>						
Base Exchange Rate <sup>16</sup>						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details <sup>17</sup>						
	Distribution of loan packages to various projects					
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

**Note:**

- Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
- Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
- Details are to be submitted as on 31.03.2014 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
- Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
- If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
- Interest type means whether the interest is fixed or floating.
- 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.
- Margin means the points over and above the floating rate.
- At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
- Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
- 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/repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment along with exchange rate at that date may be given.
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2004 or COD, whichever is later
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately.
20. 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.

(Petitioner)

**PART-I****FORM- 9A****Year wise Statement of Additional Capitalisation after COD****Name of the Petitioner****Name of the Generating Station****COD****For Financial Year**

Sl. No.	Head of Work / Equipment	ACE Claimed (Actual / Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Admitted Cost by the Commission, if any
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)

1. In case the project has been completed and cost has already been admitted under any tariff notification(s) in the past, fill column 10 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the tariff Order)
2. The above information needs to be furnished separately for each year / period of tariff period 2014-19.
3. In case of de-capitalisation of assets separate details to be furnished at column 1, 2, 3 and 4. Further, the original book value and year of capitalisation of such asset to be furnished at column 8. Where de-caps are on estimated basis the same to be shown separately.
4. Where any asset is rendered unserviceable the same shall be treated as de-capitalised during that year and original value of such asset to be shown at col. 3. And impaired value if any, year of its capitalisation to be mentioned at column 8.
5. Justification against each asset of capitalization should be specific to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of that particular asset.

**Note:**

1. Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bringing out the necessity and the benefits accruing to the beneficiaries.
2. In case initial spares are purchased along with any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately. e.g. Rotor - 50 Crs. Initial spares- 5 Crs.

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 9B**Statement of Additional Capitalisation during fag end of useful life of the Project**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

COD

Sl. No.	Year	Work / Equipment added during last five years of useful life of each Unit/Station	ACE Claimed (Actual / Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Impact on life extension
			Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 4	Cash basis	IDC included in col. 4			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6=4-5)	(7)	(8)	(9)	(10)

**Note:**

- Cost Benefit analysis for capital additions done should be submitted along with petition for approval of such schemes.
- Justification for additional capital expenditure claim for each asset should be relevant to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of the asset.

(Petitioner)

PART-II  
FORM- 9Bi**Details of Assets De-capitalized during the period**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Region

State

District

Sr. No.	Name of the Asset	Nature of de-capitlization (whether claimed under exclusion or as additional capital expenditure)	Original Value of the Asset Capitalised	Year Put to use	Depreciation recovered till date of de-capitalization
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

**Note:** Year wise detail need to be submitted.

**PART-I**  
**FORM- 9C**

**Statement showing reconciliation of ACE claimed with the capital additions as per books**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

COD \_\_\_\_\_

Sl. No.	Particulars	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Closing Gross Block					
	Less: Opening Gross Block					
	<b>Total Additions as per books</b>					
	Less: Additions pertaining to other Stages (give Stage wise breakup)					
	<b>Net Additions pertaining to instant project/Unit/Stage</b>					
	Less: Exclusions (items not allowable / not claimed)					
	<b>Net Additional Capital Expenditure Claimed</b>					

**Note:** Reason for exclusion of any expenditure shall be given in Clear terms

(Petitioner)

**PART-I**  
**FORM- 9D**

**Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions:**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

COD \_\_\_\_\_

Sl. No.	Head of Work / Equipment	ACE Claimed under Exclusion				Justification
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)

**Note:** 1. Exclusions claimed on assets not allowed in Tariff should be supported by the specific reference of Commission Order date, Petition No., amount disallowed, etc..

2. For inter unit transfer, nature of transfer i.e. temporary or permanent should be mentioned. It is to be certified that exclusion sought in receiving station only and not in sending station or in both the station.

(Petitioner)



PART-I  
FORM- 9E

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

**Statement of Capital cost**

(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	As on relevant date.
A	a) Opening Gross Block Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in A(a) above	
	c) Amount of IDC in A(a) above	
	d) Amount of FC in A(a) above	
	e) Amount of FERV in A(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	g) Amount of IEDC in A(a) above	
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchases)	
	b) Amount of capital liabilities in B(a) above	
	c) Amount of IDC in B(a) above	
	d) Amount of FC in B(a) above	
	e) Amount of FERV in B(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in B(a) above	
	g) Amount of IEDC in B(a) above	
C	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from CWIP)	
	b) Amount of capital liabilities in C(a) above	
	c) Amount of IDC in C(a) above	
	d) Amount of FC in C(a) above	
	e) Amount of FERV in C(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in C(a) above	
	g) Amount of IEDC in C(a) above	
D	a) Deletion in Gross Block Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in D(a) above	
	c) Amount of IDC in D(a) above	
	d) Amount of FC in D(a) above	
	e) Amount of FERV in D(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in D(a) above	
	g) Amount of IEDC in D(a) above	
E	a) Closing Gross Block Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in E(a) above	
	c) Amount of IDC in E(a) above	

Sl. No.	Particulars	As on relevant date.
	d) Amount of FC in E(a) above	
	e) Amount of FERV in E(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in E(a) above	
	g) Amount of IEDC in E(a) above	

**Note:**

1.Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date.

(Petitioner)

**PART-I****FORM- 9F**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

**Statement of Capital Woks in Progress**  
(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	As on relevant date.
A	a) Opening CWIP as per books	
	b) Amount of capital liabilities in A(a) above	
	c) Amount of IDC in A(a) above	
	d) Amount of FC in A(a) above	
	e) Amount of FERV in A(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	g) Amount of IEDC in A(a) above	
B	a) Addition in CWIP during the period	
	b) Amount of capital liabilities in B(a) above	
	c) Amount of IDC in B(a) above	
	d) Amount of FC in B(a) above	
	e) Amount of FERV in B(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in B(a) above	
	g) Amount of IEDC in B(a) above	
C	a) Transferred to Gross Block Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in C(a) above	
	c) Amount of IDC in C(a) above	
	d) Amount of FC in C(a) above	
	e) Amount of FERV in C(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in C(a) above	
	g) Amount of IEDC in C(a) above	
D	a) Deletion in CWIP during the period	
	b) Amount of capital liabilities in D(a) above	
	c) Amount of IDC in D(a) above	



Note:

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 relevant.

(Petitioner)

**PART-I**  
**FORM- 11**

### Calculation of Depreciation

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs Lakh)

Sl. no.	Name of the Assets <sup>1</sup>	Gross Block as on 31.03.2014 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.3.19	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.19
	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				
	<b>TOTAL</b>			
	<b>Weighted Average Rate of</b>			
	<b>Depreciation (%)</b>			

\*Provide details of Freehold land and Lease hold land separately.

Note:

1.Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 12**Statement of Depreciation**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Opening Capital Cost						
	Closing Capital Cost						
	<b>Average Capital Cost</b>						
	Freehold land						
	Rate of depreciation						
	Depreciable value						
	Balance useful life at the beginning of the period						
	Remaining depreciable value						
	<b>Depreciation (for the period)</b>						
	<b>Depreciation (annualised)</b>						
	Cumulative depreciation at the end of the period						
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of un-discharged liabilities deducted as on 01.04.2009/Station COD						
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalisation						
	Net Cumulative depreciation at the end of the period						

1. In case of details of FERV and AAD, give information for the applicable period.

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 13**Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans<sup>1</sup>**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
<b>Loan-1</b>						
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						

Particulars	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
<b>Loan-2</b>						
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						
<b>Loan-3 and so on</b>						
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						
<b>Total Loan</b>						
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						
<b>Weighted average Rate of Interest on Loans</b>						

**Note:**

1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculations in Original currency is also to be furnished separately in the same form.

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 13A

Calculation of Interest on Normative Loan

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(Amount in Rs Lakh)

Sl. No.	Particulars	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Gross Normative loan - Opening						
	Cumulative repayment of Normative loan upto previous year						
	<b>Net Normative loan - Opening</b>						
	Add: Increase due to addition during the year/period						
	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year/period						
	Less: Decrease due to reversal during the year/period						
	Add: Increase due to discharges during the year/period						
	<b>Net Normative loan - Closing</b>						
	<b>Average Normative loan</b>						
	Weighted average rate of interest						
	<b>Interest on Loan</b>						

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 13BCalculation of Interest on Working Capital

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs Lakh)

Sl. No.	Particulars	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Cost of Coal/Lignite <sup>1</sup>						
2	Cost of Main Secondary Fuel Oil <sup>1</sup>						
3	Fuel Cost <sup>2</sup>						
4	Liquid Fuel Stock <sup>2</sup>						
5	O & M Expenses						
6	Maintenance Spares						
7	Receivables						
8	Total Working Capital						
9	Rate of Interest						
10	Interest on Working Capital						

**Note:**

1. For Coal based/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.

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 13C

**Other Income as on COD**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
1	Interest on Loans and advance						
2	Interest received on deposits						
3	Income from Investment						
4	Income from sale of scrap						
5	Rebate for timely payment						
6	Surcharge on late payment from beneficiaries						
7	Rent from residential building						
8	Misc. receipts (Please Specify Details)						
...	...						
...	... (add)						

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 13D

**Incidental Expenditure during Construction up to Scheduled COD and up to Actual/anticipated COD**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	As on Scheduled COD	As on actual COD/anticipated COD
A	Head of Expenses:		
1	Employees' Benefits Expenses		
2	Finance Costs		
3	Water Charges		



4	Communication Expenses		
5	Power Charges		
6	Other Office and Administrative Expenses		
7	Others (Please Specify Details)		
8	Other Pre-Operating Expenses		
...	.....		
...	.....		
B	Total Expenses		
	Less: Income from sale of tenders		
	Less: Income from guest house		
	Less: Income recovered from Contractors		
	Less: Interest on Deposits		
	.....		

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 13E

**Expenditure under different packages up to Scheduled COD and up to Actual/anticipated COD**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	As on Scheduled COD	As on actual/anticipated COD
1	Package 1		
2	Package 2		
3	Package 3		
4	-----		
5	-----		
6			

(Petitioner)



Sl. No.	Draw Down	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
	Particulars	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)
	Cost									
1.1.4	--									
	--									
	--									
1.1	<b>Total Foreign Loans</b>									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.2	<b>Indian Loans</b>									
1.2.1	<b>Indian Loan <sup>1</sup></b>									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.2	<b>Indian Loan <sup>2</sup></b>									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.3	<b>Indian Loan <sup>3</sup></b>									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.4	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	

Sl. No.	Draw Down	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
	Particulars	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)
1.2	<b>Total Indian Loans</b>									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1	<b>Total of Loans drawn</b>									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
2	<b>Equity</b>									
2.1	<b>Foreign equity drawn</b>									
2.2	<b>Indian equity drawn</b>	--	--		--	--		--	--	
	<b>Total equity deployed</b>									

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-I  
FORM- 14A**Actual cash expenditure**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n (COD)
Expenditure towards Gross Block				
Add: Expenditure towards CWIP				
Add: Capital Advances, if any				
Less: Un-discharged liabilities (included above)				
Add/Less: Others				
<b>Payment to contractors / suppliers towards capital assets</b>				
<b>Cumulative payments</b>				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 15**Details/Information to be Submitted in respect of Fuel for Computation of  
Energy Charges<sup>1</sup>**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S. No.	Month	Unit	For preceding 3rd Month (from COD or from 1.4.2014 as the case may be )		For preceding 2nd Month (from COD or from 1.4.2014 as the case may be )		For preceding 1st Month (from COD or from 1.4.2014 as the case may be )	
			Domestic	Imported	Domestic	Imported	Domestic	Imported
1	Quantity of Coal/Lignite supplied by Coal/Lignite Company	(MMT)						
2	Adjustment (+/-) in quantity supplied made by Coal/Lignite Company	(MMT)						
3	Coal supplied by Coal/Lignite Company (1+2)	(MMT)						

S. No.	Month	Unit	For preceding		For preceding		For preceding	
			3rd Month (from COD or from 1.4.2014 as the case may be )		2nd Month (from COD or from 1.4.2014 as the case may be )		1st Month (from COD or from 1.4.2014 as the case may be )	
4	Normative Transit & Handling Losses (For coal/Lignite based Projects)	(MMT)						
5	Net coal / Lignite Supplied (3-4)	(MMT)						
6	Amount charged by the Coal /Lignite Company	(Rs.)						
7	Adjustment (+/-) in amount charged made by Coal/Lignite Company	(Rs.)						
8	Total amount Charged (6+7)	(Rs.)						
9	Transportation charges by rail/ship/road transport	( Rs.)						
10	Adjustment (+/-) in amount charged made by Railways/Transport Company	( Rs.)						
11	Demurrage Charges, if any	( Rs.)						
12	Cost of diesel in transporting coal through MGR system, if applicable	( Rs.)						
13	Total Transportation Charges (9+/-10-11+12)	( Rs.)						
14	Total amount Charged for coal/lignite supplied including Transportation (8+13)	( Rs.)						
15	Landed cost of coal/ Lignite	Rs./MT						
16	Blending Ratio (Domestic/Imported)							
17	Weighted average cost of coal/Lignite for preceding three months	Rs./MT						
18	GCV of Domestic Coal as per bill of Coal Company							
19	GCV of Imported							

S. No.	Month	Unit	For preceding 3rd Month (from COD or from 1.4.2014 as the case may be )		For preceding 2nd Month (from COD or from 1.4.2014 as the case may be )		For preceding 1st Month (from COD or from 1.4.2014 as the case may be )	
	Coal as per bill Coal Company							
20	Weighted average GCV of coal/Lignite as Billed	(kCal/Kg)						
21	GCV of Domestic Coal as received at Station							
22	GCV of Imported Coal as received at Station							
23	Weighted average GCV of coal/ Lignite as Received							

**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 with appropriate units.
2. As billed and as received GCV, quantity of coal, and price should be submitted as certified by statutory auditor.

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 16

**Details/Information to be Submitted in respect of Limestone for  
Computation of Energy Charge Rate**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Sl. No.	Month	Unit	For preceding 3rd Month (from COD or from 1.4.2014 as the case may be )	For preceding 2nd Month (from COD or from 1.4.2014 as the case may be )	For preceding 1st Month (from COD or from 1.4.2014 as the case may be )
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.)			

(Petitioner)

PART-I  
FORM- 17**Details/Information to be Submitted in respect of Capital Spares**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Sl. No.	Details of Capital Spares and Expenses		Claimed as a part of additional Capitalisation	Funded through compensatory allowance	Funded through Special allowance (If Applicable)	Claimed as a part of stores and spares
	Name of spare	Amount				
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						

PART-I  
FORM- 18**Liability Flow Statement**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Party	Asset / Work	Year of actual capitalisation	Original Liability	Liability as on 31.03.2014	Discharges (Yearwise)	Reversal (Yearwise)

(Petitioner)



**TARIFF FILING FORMS (HYDRO)  
FOR DETERMINATION OF TARIFF**

**PART-II**

**Annexure-I**

**PART-II**

**Checklist of Forms and other information/ documents for tariff filing for  
Hydro Stations**

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 Availability Factor(NAPAF) & Other normative parameters considered for tariff calculation	
FORM-3	Salient Features of Hydroelectric Project	
FORM- 4	Details of Foreign loans	
FORM- 4A	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 Hydro Power Generating Station	
FORM-5C	Break-up of Capital Cost for Plant & Equipment	
FORM-5D	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM-5Ei	In case there is cost over run	
FORM-5Eii	In case there is time over run	
FORM-5F	In case there is claim of additional RoE	
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-9A	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM 9B	Statement of Additional Capitalisation during fag end of the Project	
FORM 9Bi	Details of Asset De-capitalised during the period	
FORM- 9C	Statement showing reconciliation of ACE claimed with the capital additions as per books	
FORM- 9D	Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions	
FORM- 9E	Statement of Capital cost	
FORM- 9F	Statement of Capital Woks in Progress	
FORM- 10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM- 11	Calculation of Depreciation	
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- 13 B	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM- 13 C	Other Income as on COD	
FORM- 13 D	Incidental Expenditure during Construction	
FORM- 14	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	
FORM- 14A	Actual cash expenditure	
FORM- 15A	Design energy and peaking capability (month wise)- ROR with Pondage/Storage type new stations	
FORM- 15B	Design energy and MW Continuous (month wise)- ROR type stations	
FORM- 16	Liability Flow Statement	
<b>Other Information/ Documents</b>		
Sl. No.	Information/Document	Tick
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association ( For New Station setup by a company making tariff application for the first time to CERC)	

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
2	A. Station wise 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. B. Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures for the existing 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.	
6	Copies of the BPSA/PPA with the beneficiaries, if any	
7	Detailed note giving reasons of cost and time over run, if applicable. List of supporting documents to be submitted: a. Detailed Project Report b. CPM Analysis c. PERT Chart and Bar Chart d. Justification for cost and time Overrun	
8	Generating Company shall submit copy of Cost Audit Report along with cost accounting records, cost details, statements, schedules etc. for the Generating Unit wise /stage wise/Station wise/ and subsequently consolidated at Company level as submitted to the Govt. of India for first two years i.e. 2014-15 and 2015-16 at the time of mid-term true-up in 2016-17 and for balance period of tariff period 2014-19 at the time of final true-up in 2019-20. In case of initial tariff filing the latest available Cost Audit Report should be furnished.	
9	Any other relevant information, (Please specify)	
10.	Reconciliation with Balance sheet of any actual additional capitalization and amongst stages of a generating station	

Note 1: Electronic copy of the petition (in words format) and detailed calculation as per these formats (in excel 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 Petitioner: \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station: \_\_\_\_\_

Place (Region/District/State): \_\_\_\_\_

(Rs. lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
1	2	3	4	5	6	7	8
1.1	Depreciation						
1.2	Interest on Loan						
1.3	Return on Equity <sup>1</sup>						
1.4	Interest on Working Capital						
1.5	O & M Expenses						
	<b>Total</b>						

### Note

1: Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.

### Form-1(I) –Statement showing claimed capital cost:

Sl. No.	Particulars	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Opening Capital Cost					
	Add: Addition during the year / period					

Sl. No.	Particulars	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Less: Decapitalisation during the year / period					
	Less: Reversal during the year / period					
	Add: Discharges during the year / period					
	<b>Closing Capital Cost</b>					
	<b>Average Capital Cost</b>					

**Form-1(II) –Statement showing Return on Equity:**

(Rs. In Lakh)

Sl. No.	Particulars	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Opening Equity					
	Add: Increase due to addition during the year / period					
	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period					
	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
	Add: Increase due to discharges during the year / period					
	<b>Closing Equity</b>					
	<b>Average Equity</b>					
	Rate of ROE					
	<b>Return on Equity</b>					

(Petitioner)

**PART-II  
FORM- 2****Details of COD, Type of hydro station, Normative Annual Plant Availability Factor(NAPAF) & Other normative parameters considered for tariff calculation**

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station: \_\_\_\_\_

Year Ending March

	Particulars	Unit	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	Installed Capacity	MW						
2	Free power to home state	%						
3	Date of commercial operation (actual/anticipated)							
	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) Rotating exciters on generator							
	b) Static excitation							
6	Design Energy (Annual)1	GWh						

	Particulars	Unit	Existing 2013-14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
7	Auxiliary Consumption including Transformation losses	%						
8	Normative Plant Availability Factor (NAPAF)							
9.1	Maintenance Spares for WC	% of O&M						
9.2	Receivables for WC	in Months						
9.3	Base Rate of Return on Equity	%						
9.4	Tax Rate <sup>2</sup>	%						
9.5	Effective Tax Rate <sup>4</sup>							
9.6	SBI Base Rate + 350 basis points as on <sup>3</sup>	%						

1. Month wise 10-day Design energy figures to be given separately with the petition.

2. Tax rate applicable to the company for the year FY 2013-14 should also be furnished.

3. Mention relevant date

4. Effective tax rate is to be computed in accordance with Regulation 25 i.e. actual tax (or advance tax)/gross income, where gross income refers the profit before tax.

(Petitioner)  
PART-II  
FORM- 3

### Salient Features of Hydroelectric Project

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station: \_\_\_\_\_

<b>1. Location</b>	
State/Distt.	
River	
<b>2. Diversion Tunnel</b>	
Size, shape	
Length (M)	
<b>3. Dam</b>	
Type	
Maximum dam height (M)	
<b>4. Spillway</b>	
Type	
Crest level of spillway (M)	
<b>5. Reservoir</b>	
Full Reservoir Level (FRL) (M)	
Minimum Draw Down Level (MDDL) (M)	
Live storage (MCM)	
<b>6. De-silting Chamber</b>	
Type	
Number and Size	
Particle size to be removed(mm)	
<b>7. Head Race Tunnel</b>	
Size and type	
Length (M)	
Design discharge(Cumecs)	
<b>8. Surge Shaft</b>	
Type	
Diameter (M)	
Height (M)	
<b>9. Penstock/Pressure shafts</b>	
Type	

Diameter & Length (M)	
<b>10. Power House</b>	
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	
<b>11. Tail Race Tunnel/Channel</b>	
Diameter (M) , shape	
Length (M)	
Minimum tail water level (M)	
<b>12. Switchyard</b>	
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.

**(Petitioner)**  
**PART-II**  
**FORM- 4**

### Details of Foreign loans

(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

**Name of the Petitioner**

Name of the Generating Station

### Exchange Rate at COD

**Exchange Rate as on 31.3.2014**[illegible]

[illegible]

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, 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.

**(Petitioner)**

**PART-II**  
**FORM- 4A**

### Details of Foreign Equity

(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the project under petition)

**Name of the Petitioner**

Name of the Generating Station

**Exchange Rate on date/s of infusion**[illegible]

	<b>Currency<sup>3</sup></b>												
A.	At the date of												
1	infusion <sup>2</sup>												
2													
3													
	<b>Currency<sup>4</sup></b>												
	<b>and so on</b>												
A.	At the date of												
1	infusion <sup>2</sup>												
2													
3													

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.

2. In case of equity infusion more than once during the year, Exchange rate at the date of each infusion to be given

(Petitioner)

**PART-II**

**FORM- 5**

### Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

	<b>Capital Cost as admitted by CERC</b>	
a)	<b>Capital cost admitted as on</b> _____	
	(Give reference of the relevant CERC Order with Petition No. & Date)	
b)	Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)	
c)	Foreign Exchange rate considered for the admitted Capital cost (Rs Lakh)	
d)	Total Foreign Component (Rs. Lakh)	
e)	Domestic Component (Rs. Lakh.)	
f)	Hedging cost, if any, considered for the admitted Capital cost (Rs Lakh)	
	<b>Total Capital cost admitted (Rs. Lakh) (d+e+f)</b>	

(Petitioner)

**PART-II**

**FORM- 5A**

### Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New Projects

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

#### New Projects

#### Capital Cost Estimates

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	<b>Present Day Cost</b>	<b>Completed Cost</b>
Price level of approved estimates	As on End of _____ Qtr. of the year _____	As on scheduled COD of the Station

Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
<b>Capital Cost excluding IDC, IEDC &amp; FC</b>		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
<b>Capital cost excluding IDC, IEDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost (Rs. Lakh)</b>		
<b>IDC, IEDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
<b>Total IDC, IEDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost (Rs. Lakh)</b>		
Rate of taxes & duties considered		
<b>Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
<b>Capital cost Including IDC, IEDC &amp; FC (Rs. Lakh)</b>		
<b>Schedule of Commissioning</b> as per investment approval		
Scheduled COD of Unit-I		
Scheduled COD of Unit-II		
-----		
-----		
Scheduled COD of last Unit/Station		

**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.

(Petitioner)  
PART-II  
FORM- 5B

**Break-up of Capital Cost for New Hydro Power Generating Station**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_  
Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs Lakh)

Sl. No. (1)	Break Down (2)	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure as on actual/anticipated COD (4)	Liabilities/ Provisions (5)	Variation (6=3-4-5)	Reasons for Variation (7)
1.0	<b>Infrastructure Works</b>					
1.1	Preliminary including Development					



1.2	Land*					
1.3	R&R expenditure					
1.4	Buildings					
1.5	Township					
1.6	Maintenance					
1.7	Tools & Plants					
1.8	Communication					
1.9	Environment & Ecology					
1.10	Losses on stock					
1.11	Receipt & Recoveries					
<b>1.12</b>	<b>Total (Infrastructure works)</b>					
<b>2.0</b>	<b>Major Civil Works</b>					
2.1	Dam, Intake & De-silting Chambers					
2.2	HRT, TRT, Surge Shaft & Pressure shafts					
2.3	Power Plant civil works					
2.4	Other civil works (to be specified)					
<b>2.5</b>	<b>Total (Major Civil Works)</b>					
<b>3.0</b>	<b>Hydro Mechanical equipments</b>					
<b>4.0</b>	<b>Plant &amp; Equipment</b>					
4.1	Initial spares of Plant & Equipment					
<b>4.2</b>	<b>Total (Plant &amp; Equipment)</b>					
<b>5.0</b>	<b>Taxes and Duties</b>					
5.1	Custom Duty					
5.2	Other taxes & Duties					
<b>5.3</b>	<b>Total Taxes &amp; Duties</b>					
<b>6.0</b>	<b>Construction &amp; Pre-commissioning expenses</b>					
6.1	Erection, testing & commissioning					
6.2	Construction Insurance					
6.3	Site supervision					

6.4	<b>Total (Const. &amp; Pre-commissioning)</b>					
7.0	<b>Overheads</b>					
7.1	Establishment					
7.2	Design & Engineering					
7.3	Audit & Accounts					
7.4	Contingency					
7.5	Rehabilitation & Resettlement					
7.6	<b>Total (Overheads)</b>					
8.0	<b>Capital Cost without IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>					
9.0	<b>IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>					
9.1	Interest During Construction (IDC)					
9.2	Financing Charges (FC)					
9.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
9.4	Hedging Cost					
9.5	<b>Total of IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>					
10.0	<b>Capital cost including IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>					

*\*Provide details of Freehold Land, Leasehold Land and Land under reservoir separately*

**Note:**

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the generating company.
2. In case of both time & cost overrun, 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 and cost overrun was beyond the control of the generating company.
3. The implication on cost due to time over run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD/anticipated COD, increase in IEDC from scheduled COD to actual COD/anticipated COD and increase of IDC from scheduled COD to actual anticipated COD.
4. **Impact on account of each reason for Time over run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.**
5. A list of balance work assets/work wise including initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished positively.

**(Petitioner)**

**PART-II**  
**FORM- 5C**

**Break-up of Capital Cost for Plant & Equipment (New Projects)**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs Lakh)

Sl. No. (1)	Break Down (2)	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval (1)	Cost on Actual/anticipated COD (1)	Variation	Reasons for Variation*
		Total Cost	Total Cost	(3)	(4)
1.0	<b>Generator, turbine &amp; Accessories</b>				
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	<b>Total (Generator, turbine &amp; Accessories)</b>				
2.0	<b>Auxiliary Electrical Equipment</b>				
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	<b>Total (Auxiliary Elect. Equipment)</b>				
3.0	<b>Auxiliary equipment &amp; services for power station</b>				
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				

**Note:**

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost overrun was beyond the control of the generating company.

(Petitioner)

**PART-II**  
**FORM- 5D**

**Break-up of Construction/Supply/Service packages**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

1	Name/No. of Construction / Supply / Service Package	Package A	Package B	Package C	...	Total Cost of all packages
2	Scope of works <sup>1</sup> (in line with head of cost break-ups as applicable)					
3	Whether awarded through ICB/DCB/ Departmentally/ Deposit Work					
4	No. of bids received					
5	Date of Award					
6	Date of Start of work					

7	Date of Completion of Work/Expected date of completion of work					
8	Value of Award <sup>2</sup> in (Rs. Lakh)					
9	Firm or With Escalation in prices					
10	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier(Rs.Lakh)					
11	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)					
12	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)					
13	Sub -total (10+11+12) (Rs. Lakh)					

**Note:**

1. If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency (ies), the same should be shown separately along with the currency, the exchange rate and the date

(Petitioner)

**PART-II**  
**FORM- 5Ei**

In case there is cost over run

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Sl. No.	Break Down	Original Cost (Rs.Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimated Cost as incurred/to be incurred(Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation(Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
<b>1</b>	<b>Cost of Land &amp; Site Development</b>					
1.1	Land*					
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)					
1.3	Preliminary Investigation & Site Development					
<b>2</b>	<b>Plant &amp; Equipment</b>					
2.1	Steam Generator Island					
2.2	Turbine Generator Island					
2.3	BOP Mechanical					
2.3.1	Fuel Handling & Storage system					
2.3.2	External water supply 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 Handling 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					
	<b>Total BOP Mechanical</b>					
<b>2.4</b>	<b>BOP Electrical</b>					
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					
	<b>Total BOP Electrical</b>					
2.5	<b>Control &amp; Instrumentation (C &amp; I) Package</b>					
	<b>Total Plant &amp; Equipment excluding taxes &amp; Duties</b>					
<b>3</b>	<b>Initial Spares</b>					
<b>4</b>	<b>Civil Works</b>					
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 area development					
4.12	Fire fighting System					
4.13	Township & Colony					
4.14	Temp. construction & enabling works					
4.15	Road & Drainage					
	<b>Total Civil works</b>					
<b>5</b>	<b>Construction &amp; Pre-Commissioning Expenses</b>					
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					
	<b>Total Construction &amp; Pre-Commissioning Expenses</b>					
<b>6</b>	<b>Overheads</b>					
6.1	Establishment					
6.2	Design & Engineering					
6.3	Audit & Accounts					

6.4	Contingency					
	<b>Total Overheads</b>					
7	<b>Capital cost excluding IDC &amp; FC</b>					
8	<b>IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>					
8.1	Interest During Construction (IDC)					
8.2	Financing Charges (FC)					
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
8.4	Hedging Coat					
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9	<b>Capital cost including IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>					

\*Submit details of Freehold and Lease hold land

**Note:** Impact on account of each reason for Cost overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.  
(Petitioner)

**PART-II**  
**FORM- 5Eii**

**In case there is time over run**

**Name of the Petitioner**

**Name of the Generating Station**

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

S. No	Description of Activity/ Works/ Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-Run Days	Reasons for delay	Other Activity effected (Mention Sr No of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date			
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								



S. No	Description of Activity/ Works/ Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-Run	Reasons for delay	Other Activity effected (Mention Sr No of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date	Days		
9								
....	.....							

1. Delay on account of each reason in case of time overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.

2. Indicates the activities on critical path.

(Petitioner)

PART-II  
FORM- 5F

In case there is claim of additional RoE

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Project	Completion Time as per Investment approval (Months)				Actual Completion time				Qualifying time schedule(as per regulation)
	Start Date	Scheduled COD (Date)	Months	Installed Capacity	Start Date	Actual COD (Date)	Actual Completion time in Months	Tested Capacity	Months
Unit 1									
Unit 2									
Unit 3									
Unit 4									
....									
.....									

Note: Necessary documentary evidence in support of actual completion time to be submitted in accordance with Regulation 5(1).

(Petitioner)

PART-II  
FORM- 6

Financial Package upto COD

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Project Cost as on COD<sup>1</sup>

Date of Commercial Operation of the Station<sup>2</sup>

	Financial Package as Approved	Financial Package as on COD	As Admitted on COD
	Currency and Amount <sup>3</sup>	Currency and Amount <sup>3</sup>	Currency and Amount <sup>3</sup>

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						

**Note:**

1. Say Rs. 80 Cr. + US\$ 200 m or Rs. 1320 Cr. including US\$ 200 m at an exchange rate of US\$=Rs 62
2. Date of Commercial Operation means Commercial Operation of the last unit
3. For example : US \$ 200m, etc.

(Petitioner)

**PART-II  
FORM- 7****Details of Project Specific Loans****Name of the Petitioner****Name of the Generating Station**

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan <sup>1</sup>						
Currency <sup>2</sup>						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2014/COD <sup>3,4,5,13,15</sup>						
Interest Type <sup>6</sup>						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest <sup>7</sup>						
Margin, if Floating Interest <sup>8</sup>						
Are there any Caps/Floor <sup>9</sup>	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period <sup>10</sup>						
Moratorium effective from						
Repayment Period <sup>11</sup>						
Repayment effective from						
Repayment Frequency <sup>12</sup>						
Repayment Instalment <sup>13,14</sup>						
Base Exchange Rate <sup>16</sup>						
Are foreign currency loan						

hedged?						
If above is yes, specify details <sup>17</sup>						

**Note:**

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 31.03.2014 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 refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately 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. Documentary evidence for 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/repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment along with exchange rate at that date may be given with documentary evidence.
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2014 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. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
20. 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.
21. Call or put option, if any exercised by the generating company for refinancing of loan
22. Copy of loan agreement

(Petitioner)

**PART-II**  
**FORM- 8**

**Details of Allocation of corporate loans to various projects**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Particulars	Package 1	Package 2	Package 3	Package 4	Package 5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan <sup>1</sup>						
Currency <sup>2</sup>						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2014/COD <sup>3,4,5,13,15</sup>						
Interest Type <sup>6</sup>						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest <sup>7</sup>						

Margin, if Floating Interest <sup>8</sup>						
Are there any Caps/Floor <sup>9</sup>	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period <sup>10</sup>						
Moratorium effective from						
Repayment Period <sup>11</sup>						
Repayment effective from						
Repayment Frequency <sup>12</sup>						
Repayment Instalment <sup>13,14</sup>						
Base Exchange Rate <sup>16</sup>						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details <sup>17</sup>						
	Distribution of loan packages to various projects					
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

**Note:**

- Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
- Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
- Details are to be submitted as on 31.03.2014 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
- Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
- If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
- Interest type means whether the interest is fixed or floating.
- Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Documentary evidence for applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
- Margin means the points over and above the floating rate.
- At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
- Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
- Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
- Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.
- Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment may also be given separately
- If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
- In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment along with exchange rate at that date may be given with documentary evidence.
- Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2014 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
- In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
- In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
- At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
- 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.
- Call or put option, if any exercised by the generating company for refinancing of loan
- Copy of loan agreement

**(Petitioner)**

**PART-II  
FORM- 9A****Year wise Statement of Additional Capitalisation after COD**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

COD

For Financial Year

Sl. No.	Head of Work / Equipment	ACE Claimed (Actual / Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Admitted Cost by the Commission, if any
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)

1. In case the project has been completed and cost has already been admitted under any tariff notification(s) in the past, fill column 10 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the tariff Order)
2. The above information needs to be furnished separately for each year / period of tariff period 2014-19.
3. In case of de-capitalisation of assets separate details to be furnished at column 1, 2, 3 and 4. Further, the original book value and year of capitalisation of such asset to be furnished at column 8. Where de-caps are on estimated basis the same to be shown separately.
4. Where any asset is rendered unserviceable the same shall be treated as de-capitalised during that year and original value of such asset to be shown at col. 3. And impaired value if any, year of its capitalisation to be mentioned at column 8.
5. Justification against each asset of capitalization should be specific to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of that particular asset.

**Note:**

1. Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bringing out the necessity and the benefits accruing to the beneficiaries.
2. In case initial spares are purchased along with any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately. e.g. Rotor - 50 Crs. Initial spares- 5 Crs.

(Petitioner)

**PART-II  
FORM- 9B****Statement of Additional Capitalisation during fag end of the Project**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

COD

Sr. No.	Year	Work/Equipment added during last five years of useful life of each Unit/Station	Amount capitalised /Proposed to be capitalised (Rs Lakh)	Justification for capitalisation proposed	Impact on life extension
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

**Note:**

1. Cost Benefit analysis for capital additions done should be submitted along with petition for approval of such schemes
2. Justification for additional capital expenditure claim for each asset should be relevant to regulation under which claim and the necessity of capitalization of the asset

(Petitioner)

PART-II  
FORM- 9Bi**Details of Assets De-capitalized during the period**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Region \_\_\_\_\_

State \_\_\_\_\_

District \_\_\_\_\_

Sr. No.	Name of the Asset	Nature of de-capitization (whether claimed under exclusion or as additional capital expenditure)	Original Value of the Asset Capitalised	Year Put to use	Depreciation recovered till date of de- capitalization
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

**Note:** Year wise detail need to be submitted.PART-II  
FORM- 9C**Statement showing reconciliation of ACE claimed with the capital additions as per books**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

COD \_\_\_\_\_

Sl. No.	Particulars	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Closing Gross Block					
	Less: Opening Gross Block					
	<b>Total Additions as per books</b>					
	Less: Additions pertaining to other Stages (give Stage wise breakup)					
	<b>Net Additions pertaining to instant project/Unit/Stage</b>					
	Less: Exclusions (items not allowable / not claimed)					
	<b>Net Additional Capital Expenditure Claimed</b>					

**Note:** Reason for exclusion of any expenditure shall be given in Clear terms

(Petitioner)

**PART-II  
FORM- 9D****Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions:**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

COD

Sl. No.	Head of Work / Equipment	ACE Claimed under Exclusion				Justification
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)

**Note:** 1. Exclusions claimed on assets not allowed in Tariff should be supported by the specific reference of Commission Order date, Petition No., amount disallowed, etc..

2. For inter unit transfer, nature of transfer i.e. temporary or permanent should be mentioned. It is to be certified that exclusion sought in receiving station only and not in sending station or in both the station.

(Petitioner)

**PART-II  
FORM- 9E**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

**Statement of Capital cost**

(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	As on relevant date
A	a) Opening Gross Block Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in A(a) above	
	c) Amount of IDC in A(a) above	
	d) Amount of FC in A(a) above	
	e) Amount of FERV in A(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	g) Amount of IEDC in A(a) above	
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchases)	
	b) Amount of capital liabilities in B(a) above	
	c) Amount of IDC in B(a) above	
	d) Amount of FC in B(a) above	
	e) Amount of FERV in B(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in B(a) above	
	g) Amount of IEDC in B(a) above	

Sl. No.	Particulars	As on relevant date
C	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from CWIP)	
	b) Amount of capital liabilities in C(a) above	
	c) Amount of IDC in C(a) above	
	d) Amount of FC in C(a) above	
	e) Amount of FERV in C(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in C(a) above	
	g) Amount of IEDC in C(a) above	
D	a) Deletion in Gross Block Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in D(a) above	
	c) Amount of IDC in D(a) above	
	d) Amount of FC in D(a) above	
	e) Amount of FERV in D(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in D(a) above	
	g) Amount of IEDC in D(a) above	
E	a) Closing Gross Block Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in E(a) above	
	c) Amount of IDC in E(a) above	
	d) Amount of FC in E(a) above	
	e) Amount of FERV in E(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in E(a) above	
	g) Amount of IEDC in E(a) above	

**Note:**

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

(Petitioner)

**PART-II  
FORM- 9F**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

**Statement of Capital Woks in Progress**  
(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	As on relevant date
A	a) Opening CWIP as per books	
	b) Amount of capital liabilities in A(a) above	
	c) Amount of IDC in A(a) above	
	d) Amount of FC in A(a) above	
	e) Amount of FERV in A(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	g) Amount of IEDC in A(a) above	
B	a) Addition in CWIP during the period	
	b) Amount of capital liabilities in B(a) above	
	c) Amount of IDC in B(a) above	
	d) Amount of FC in B(a) above	
	e) Amount of FERV in B(a) above	





<b>Loan-3 and so on</b>										
<b>Total Loan<sup>2</sup></b>										
<b>Equity</b>										
<b>Internal Resources</b>										
<b>Others (Pl. specify)</b>										
<b>Total</b>										

**Note:**

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 relevant.

(Petitioner)

**PART-II**  
**FORM- 11**

**Calculation of Depreciation**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs Lakh)

Sl. No.	Name of the Assets <sup>1</sup>	Gross Block as on 31.03.2014 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.3.19	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.19
	1	2	3	4= Col.2 X Col.3
1	Land*			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
	<b>TOTAL</b>			
	<b>Weighted Average Rate of</b>			
	<b>Depreciation (%)</b>			

\*Provide details of Freehold Land, Leasehold Land and Land under reservoir separately

**Note:**

1. Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

(Petitioner)

**PART-II  
FORM- 12****Statement of Depreciation**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs Lakh)

Sl. No.	Particulars	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Opening Capital Cost						
	Closing Capital Cost						
	<b>Average Capital Cost</b>						
	Freehold land*						
	Rate of depreciation						
	Depreciable value						
	Balance useful life at the beginning of the period						
	Remaining depreciable value						
	<b>Depreciation (for the period)</b>						
	<b>Depreciation (annualised)</b>						
	Cumulative depreciation at the end of the period						
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of un-discharged liabilities deducted as on 01.04.2009/Station COD, whichever is later						
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalisation						
	Net Cumulative depreciation at the end of the period						

1. In case of details of FERV and AAD, give information for the applicable period.

(Petitioner)

**PART-II  
FORM- 13****Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans<sup>1</sup>**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
<b>Loan-1</b>						
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						

Particulars	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
Interest on loan						
<b>Loan-2</b>						
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						
<b>Loan-3 and so on</b>						
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						
<b>Total Loan</b>						
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						
<b>Weighted average Rate of Interest on Loans</b>						

**Note:**

1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculation in Original currency is also to be furnished separately in the same form.

(Petitioner)

**PART-II  
FORM- 13A****Calculation of Interest on Normative Loan**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Gross Normative loan – Opening						
	Cumulative repayment of Normative loan upto previous year						

	<b>Net Normative loan – Opening</b>						
	Add: Increase due to addition during the year / period						
	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period						
	Less: Decrease due to reversal during the year / period						
	Add: Increase due to discharges during the year / period						
	<b>Net Normative loan - Closing</b>						
	<b>Average Normative loan</b>						
	Weighted average rate of interest						
	<b>Interest on Loan</b>						

(Petitioner)

**PART-II**  
**Form -13B**

**Calculation of Interest on Working Capital**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs Lakh)

Sl. No.	Particulars	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
1	2	3	4	5	6	7	8
1	O & M Expenses						
2	Maintenance Spares						
3	Receivables						
4	Total Working Capital						
5	Rate of Interest						
6	Interest on Working Capital						

(Petitioner)

**PART-II**  
**Form -13C**

**Other Income as on actual /anticipated COD**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
1	Interest on Loans and advance						

2	Interest received on deposits						
3	Income from Investment						
4	Income from sale of scrap						
5	Rebate for timely payment						
6	Surcharge on late payment from beneficiaries						
7	Rent from residential building						
8	Misc. receipts (Please Specify Details)						
...	...						
...	... (add)						

(Petitioner)

**PART-II**  
**Form -13D**

**Incidental Expenditure during Construction**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(Amount in Rs Lakh)

Sl. No.	Parameters	Upto Schedule COD	Up to actual/anticipated COD
A	Expenses:		
1	Employees' Benefits Expenses		
2	Finance Costs		
3	Water Charges		
4	Communication Expenses		
5	Power Charges		
6	Other Office and Administrative Expenses		
7	Others (Please Specify Details)		
8	Other pre-Operating Expenses		
	.....		
	.....		
B	Total Expenses		

	Less: Income from sale of tenders		
	Less: Income from guest house		
	Less: Income recovered from Contractors		
	Less: Interest on Deposits		
	.....		

**(Petitioner)**

**PART-II**  
**FORM- 14**

### **Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges**

**Name of the Petitioner**

Name of the Generating Station

[illegible]





	<b>IDC</b>									
	<b>Financing charges</b>									
	<b>Foreign Exchange Rate Variation</b>									
	<b>Hedging Cost</b>									
2	<b>Equity</b>									
2.1	<b>Foreign equity drawn</b>									
2.2	<b>Indian equity drawn</b>	--	--		--	--		--	--	
	<b>Total equity deployed</b>									

**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 capitalisation ratio used to be furnished.
4. Detailed calculation of IDC (Actual drawl and repayment dates and amount, rates of interest, etc.) should be furnished.

(Petitioner)  
**PART-II**  
**FORM- 14A**

**Actual cash expenditure**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

	<b>Quarter-I</b>	<b>Quarter-II</b>	<b>Quarter-III</b>	<b>Quarter-n (COD)</b>
Payment to contractors/suppliers				
% of fund deployment				

**Note:** If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished

(Petitioner)

**PART-II**  
**FORM- 15A**

**Design energy and peaking capability (month wise)- ROR with Pondage/Storage type new stations**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Generating Company.....	
Name of Hydro-electric Generating Station : .....	
Installed Capacity: 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.			

(Petitioner)

**PART-II**  
**FORM- 15B**

**Design energy and MW Continuous (month wise)- ROR type stations**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Generating Company.....			
Name of Hydro-electric Generating Station : .....			
Installed Capacity: 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.....			

(Petitioner)

**PART-II**  
**FORM- 16**

**Liability Flow Statement**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Party	Asset / Work	Year of actual capitalisation	Original Liability	Liability as on 31.03.2014	Discharges (Yearwise)	Reversal (Yearwise)

(Petitioner)

**TARIFF FILING FORMS (TRANSMISSION &  
COMMUNICATION SYSTEM)  
FOR DETERMINATION OF TARIFF**

**PART-III  
Annexure-I  
INDEX**

**PART-III**

**Checklist of Forms and other information/ documents for tariff filing for  
Transmission System & Communication System**

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Transmission & Communication System)	Tick
FORM- 1	Summary Sheet	
FORM-2	Details of Transmission Lines and Substations, Communication System	
FORM-3	Normative parameters considered for tariff computations	
FORM- 4	Abstract of admitted parameters for the existing transmission assets/elements under project.	
FORM- 4A	Statement of Capital cost	
FORM- 4B	Statement of Capital Works in Progress	
FORM- 4C	Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New Project/Element	
FORM-5	Element wise Break-up of Project/ Asset/Element Cost for Transmission System or Communication System	
FORM-5A	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM-5B	Details of element wise cost of the Project	
FORM- 6	Financial Package upto COD	
FORM- 7	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM- 7A	Financing of Additional Capitalisation	
FORM- 7B	Statement of Additional Capitalisation during fag end* of the Project	
FORM- 8	Calculation of Return on Equity	
FORM-8A	Details of Foreign Equity	
FORM-8B	Details of additional RoE	
FORM-9	Details of Allocation of corporate loans to various transmission elements	
FORM-9A	Details of Project Specific Loans	
FORM-9B	Details of Foreign loans	
FORM-9C	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans	
FORM-9D	Loans in Foreign Currency	
FORM-9E	Calculation of Interest on Normative Loan	
FORM- 10	Calculation of Depreciation Rate	
FORM- 10A	Statement of Depreciation	
FORM- 10B	Statement of De-capitalisation	
FORM- 11	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM- 12	Details of time over run	
FORM- 12A	Incidental Expenditure during Construction	
FORM- 12B	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	
FORM- 13	Breakup of Initial spares	
FORM- 14	Other Income as on COD	
FORM- 15	Actual cash expenditure	
<b>Other Information/ Documents</b>		
Sl. No.	Information/Document	Tick
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association [For New Project(s) setup	

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Transmission & Communication System)	Tick
	by a company making tariff application for the first time to CERC]	
2	Region wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures for the new Transmission System & Communication 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/PPA with the beneficiaries, if any	
7	Detailed note giving reasons of cost and time over run, if applicable. List of supporting documents to be submitted: a. Detailed Project Report b. CPM Analysis c. PERT Chart and Bar Chart d. Justification for cost and time Overrun	
8	Transmission Licensee shall submit copy of Cost Audit Report along with cost accounting records, cost details, statements, schedules etc. for the transmission system as submitted to the Govt. of India for first two years i.e. 2014-15 and 2015-16 at the time of mid-term true-up in 2016-17 and for balance period of tariff period 2014-19 at the time of final true-up in 2019-20. In case of initial tariff filing the latest available Cost Audit Report should be furnished.	
9	Any other relevant information, (Please specify)	

**Note1:** Electronic copy of the petition (in word format) and detailed calculation as per these formats (in excel 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 the Petitioner: \_\_\_\_\_  
 Name of the Region: \_\_\_\_\_  
 Name of the Project: \_\_\_\_\_  
 Name of the Transmission Element or  
 Communication System \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S.N o.	Particulars	Form No.	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
1	2		3	4	5	6	7	8
1.1	Depreciation							
1.2	Interest on Loan							
1.3	Return on Equity <sup>1</sup>							
1.4	Interest on Working Capital							
1.5	O & M Expenses							
	<b>Total</b>							

**Note**

1: Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished (As per Form 8).

**(Petitioner)**

**PART-III  
FORM-2****DETAILS OF TRANSMISSION LINES & SUBSTATIONS & COMMUNICATION SYSTEM**

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_

Name of the Region: \_\_\_\_\_

Name of the Project: \_\_\_\_\_

Name of the Transmission Element or  
Communication System \_\_\_\_\_

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.	Line length 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(Greenfield/Brown-field)/ GIS/HVDC terminal/HVDC Back to Back	Voltage level kV	No. of transformer/ Reactors/ SVC etc. (with capacity)	No. of Bays				Date of Commercial operation	Covered in the present petition	
					76 5 kV	40 0 kV	22 0 kV	132 kV & Below		Yes/No	If No, petition No.
1											
2											
3											
4											
-											
-											

Communication System:

S. No.	Name of Communication System	Type of Communication System - Communication System under ULDC/ SCADA/ WAMS/Fibre Optic Communication	Technical Particulars	Number/ length	Date of Commercial operation	Covered in the present petition	
						Yes/No	If No, petition No.

		System/RTU/PABX etc					
1							
2							
3							
4							
-							

(Petitioner)

PART-III  
FORM-3Normative parameters considered for tariff computations

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_  
Name of the Region: \_\_\_\_\_  
Name of the Project: \_\_\_\_\_  
Name of the Transmission Element or communication system: \_\_\_\_\_

Particulars	Unit	Existing 2013-14	Year Ending March				
			2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Base Rate of Return on Equity	%						
Tax Rate	%						
Effective tax rate <sup>1</sup>	%						
Target Availability	%						
Normative O&M per km	Rs. Lakh						
Normative O&M per bay	Rs. Lakh						
Spares for WC as % of O&M	%						
Receivables in Months for WC	Months						
Bank Rate as on _____ <sup>2</sup>	%						

1. To be supported by necessary documents and calculations. Effective tax rate is to be computed in accordance with Regulation 25 i.e. actual tax (or estimated tax)/gross income, where gross income refers the profit before tax.

2. Mention relevant date

(Petitioner)



**PART-III**  
**Form 4**

**Abstract of admitted parameters for the existing transmission assets/elements under project.**

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_  
 Name of the Region: \_\_\_\_\_  
 Name of the Project: \_\_\_\_\_  
 Name of the Transmission Element or  
 Communication system: \_\_\_\_\_

(Amount in Rs Lakh)

	Asset- 1	Asset- 2	Asset- 3 and so on	Total Gross Block as on 31.03.2014
Name of the Assets				
DOCO				
Petition Number				
Tariff order date				
Particulars	Capital Expenditure admitted as on 31.03.2014	Capital Expenditure admitted as on 31.03.2014	Capital Expenditure admitted as on 31.03.2014	
Apportioned approved Cost/Revised cost estimates, if any (with reference and date of approval)				
Freehold Land				
Leasehold Land				
Building & Other Civil Works				
Transmission Line				
Sub-Station Equipments				
PLCC				
<b>Total</b>				
Notional Loan				
Notional Equity				
<b>Total</b>				
Debt-Equity Ratio				
Debt				
Equity				
<b>Total</b>				
Cumulative amount of Depreciation				
Cumulative Repayment of Loan				
Initial Spares*				

1 \* Initial spares claimed for existing whose cut off date falls in current tariff period.

**Details of remaining assets of the project yet to be commissioned needs to be included in Form -5B**

**(Petitioner)**

**PART-III  
FORM- 4A**

**Statement of Capital cost**

(To be given for relevant dates and year wise)

**Name of the Petitioner:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Region:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Project:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Transmission Element or** \_\_\_\_\_  
**Communication system:** \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

	As on relevant date. <sup>1</sup>
A (a) Opening Gross Block Amount as per books	
(b) Amount of capital liabilities in A(a) above	
(c) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in A(a) above	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...
(d) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in A(a) above	
B (a) Addition in Gross Block Amount during the period	
(b) Amount of capital liabilities in B(a) above	
(c) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in B(a) above	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...
(d) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in B(a) above	
C (a) Closing Gross Block Amount as per books	
(b) Amount of capital liabilities in C(a) above	
(c) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in C(a) above	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...
(d) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in C(a) above	

**Note:**

1.Relevant date/s means date of COD of transmission element/s or Communication system and financial year start date and end date

(Petitioner)

**PART-III  
FORM- 4B**

**Statement of Capital Works in Progress**

(To be given for relevant dates and year wise)

**Name of the Petitioner:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Region:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Project:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Transmission Element or** \_\_\_\_\_  
**Communication system:** \_\_\_\_\_

		(Amount in Rs. Lakh)
		As on relevant date. <sup>1</sup>
<b>A</b>	(a) Opening CWIP Amount as per books	
	(b) Amount of capital liabilities in a above	
	(c) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in (a) above	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...
<b>B</b>	(a) Addition/ Adjustment in CWIP Amount during the period	
	(b) Amount of capital liabilities in a above	
	(c) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in (a) above	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...
<b>C</b>	(a) Capitalization/Transfer to Fixed asset of CWIP Amount during the period	
	(b) Amount of capital liabilities in a above	
	(c) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in (a) above	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...
<b>D</b>	(a) Closing CWIP Amount as per books	
	(b) Amount of capital liabilities in a above	
	(c) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost in a above	(i) .... (ii) ... (iii)...

**Note:**

1. Relevant date/s means date of COD of transmission element/s and financial year start date and end date

(Petitioner)  
PART-III  
FORM- 4C

### Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New Project/Element

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_  
 Name of the Region: \_\_\_\_\_  
 Name of the Project: \_\_\_\_\_  
 Name of the Transmission Element or Communication system: \_\_\_\_\_

#### New Projects

#### Capital Cost Estimates

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	<b>Present Day Cost</b>	<b>Completed Cost</b>
Price level of approved estimates	As of End of _____ Qtr. Of the year _____	As on Scheduled COD of the transmission

		system/transmission element/ Communication System
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
<b>Capital Cost excluding IDC, IEDC&amp; FC</b>		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs Lakh)		
<b>Capital cost excluding IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost (Rs. Cr)</b>		
<b>IDC, IEDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs Lakh)		
<b>Total IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost (Rs Lakh)</b>		
Rate of taxes & duties considered		
<b>Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs Lakh)		
<b>Capital cost Including IDC, IEDC&amp; FC (Rs Lakh)</b>		
<b>Schedule of Commissioning</b>		
COD of transmission system 1 /transmission element 1/Communication System 1		
COD of transmission system 1/ transmission element 2/ Communication System 2		
-----		
-----		
COD of last transmission system /transmission element / Communication System		

**Note:**

1. Copy of approval letter by the Board duly certified by the Company secretary should be enclosed
2. Details of Capital Cost are to be furnished as per FORM-5 or 5A as applicable
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-12(B).

(Petitioner)

Part-III  
Form 5

**Element wise Break-up of Project/Asset/Element Cost for Transmission System or Communication System**

**Name of the Petitioner:**

**Name of the Region:**

**Name of the Project:**

**Name of the Transmission Element or Communication system:**

(Amount in Rs. Lakh)

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]



Sl. No. (1)	Particulars (2)	Cost in Rs. Lakh						Liabilities/Provisions (5)	Variation (6=3-4-5)	Reasons for Variation (7)	Admitted Cost (8)
		As per Original Estimates (3)			Actual Capital Expenditure as on COD (4)						
		Quantity	Rate	Estimated Amount	Quantity	Rate	Actual Amount				
1	Construction (IDC)										
13.2	Financing Charges (FC)										
13.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)										
13.4	Hedging Cost										
	<b>Total of IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>										
14.0	<b>Capital cost including IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>										

**Note:**

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the transmission licensee.
2. Separate details of free hold/lease hold land should be submitted.

(Petitioner)

**PART-III  
FORM- 5A****Break-up of Construction/Supply/Service Packages****Name of the Petitioner:****Name of the Region:****Name of the Project:****Name of the Transmission Element or****Communication system**

Sr. No.	Name/ No. of Construction/ supply/ service package	Scope of works <sup>1</sup> (in line with head of cost break-ups as applicable)	Whether awarded through ICB/DCB/ Departmentally/ Deposit Work, etc.	No. of bids received	Date of Award	Date of Start of work	Date of Completion of Work	Value of Award <sup>2</sup> in (Rs. Lakh).	Firm or With Escalation in prices	Actual expenditure till the completion or up to COD which-	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)	Sub-Total (Rs. Lakh)
---------	--	---	---	----------------------	---------------	-----------------------	----------------------------	--	-----------------------------------	--	------------------------------------	---	----------------------

										ever is earlier (Rs. Lakh)			

**Note:**

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 separately along with the currency, the exchange rate and the date e.g. Rs. 800 Lakh. + US\$ 5m=Rs. 3900 Lakh. at US\$=Rs.62 as on say 01.04.14.

(Petitioner)

PART-III  
FORM- 5B

**Details of elementwise cost of the project**

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_

Name of the Region: \_\_\_\_\_

Name of the Project: \_\_\_\_\_

**Transmission Lines:**

S. No.	Name of line	Apportioned approved cost (Rs. Lakh)	Revised cost estimates, if applicable (Rs. Lakh)	Completed Cost (Rs. Lakh)	Covered in the present petition	
					Yes/No	If No, petition No.
1						
2						
3						
4						
-						
-						
-						

**Substations:**

S. NO.	Name of Sub-station	Apportioned approved cost (Rs. Lakh)	Revised cost estimates, if applicable (Rs. Lakh)	Completed Cost (Rs. Lakh)	Covered in the present petition	
					Yes/No	If No, petition No.
1						
2						

3						
4						
-						
-						

**Communication System:**

S. NO.	Name of Communication System	Apportioned approved cost (Rs. Lakh)	Revised cost estimates, if applicable (Rs. Lakh)	Completed Cost (Rs. Lakh)	Covered in the present petition	
					Yes/No	If No, petition No.
1						
2						
-						
-						

(Petitioner)

PART-III  
FORM- 6**Financial Package upto COD**

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_

Name of the Transmission Element/  
Communication system \_\_\_\_\_

Project/Element Cost as on COD\*: \_\_\_\_\_

Date of Commercial Operation of the Transmission element#: \_\_\_\_\_  
Communication system

	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount\$		Currency and Amount\$		Currency and Amount\$	
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>
Loan-I	US \$	5m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
<b>Total Loans</b>						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
<b>Total Equity</b>						
Debt : Equity Ratio						
<b>Total Cost</b>						
	<b>Debt</b>	<b>Equity</b>	<b>Total</b>			
<b>Add cap for Year-1</b>						
<b>Add cap for Year-2</b>						
<b>Add cap for year-1</b>	<b>Actual</b>	<b>Normative</b>				
<b>Debt</b>						

Equity						
Total						
Add cap for year-2	Actual	Normative				
Debt						
Equity						
Total						
Total Capital Cost with add cap.						

**Note:**

\* Say Rs. 800 Lakh. + US\$ 5m=Rs. 3900 Lakh including US\$ 5 m at an exchange rate of US\$=Rs62

# For example: US \$ 5m, etc.

\$ In case of foreign loans exchange rate considered on date of commercial operation.

(Petitioner)

PART-III  
FORM- 7

**Statement of Additional Capitalisation after COD**

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_

Name of the Region: \_\_\_\_\_

Name of the Project: \_\_\_\_\_

Name of the Transmission Element or \_\_\_\_\_

Communication system \_\_\_\_\_

COD \_\_\_\_\_

Sr. No.	Year	Work/Equipment proposed to be added after COD upto Cut off Date/beyond Cut-off Date	Amount capitalized/ Proposed to be capitalized (Rs Lakh)	Justification	Regulations under which covered	Admitted Cost <sup>1</sup> (Rs Lakh)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1						
2						
3						
4						
5						

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:**

- Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bringing out the necessity and the benefits accruing to the beneficiaries.

- In case initial spares are purchased along with any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately.
- In case of de-capitalisation of assets separate details to be furnished. Further, the original book value and year of capitalisation of such asset to be furnished. Where de-caps are on estimated basis the same to be shown separately.

(Petitioner)  
Part-III  
Form 7A

### Financing of Additional Capitalisation

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_

Name of the Region: \_\_\_\_\_

Name of the Project: \_\_\_\_\_

Name of the Transmission Element or  
Communication system: \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Financial Year (Starting from COD)	Actual/Projected					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										
Equity										
Internal Resources										
Others										
Total										

Note:

1 Year 1 refers to Financial Year of COD in case of new elements. For existing elements it is from 2014-15 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-9 or 9(A) whichever is relevant.

(Petitioner)

PART-III  
FORM- 7B

### Statement of Additional Capitalisation during fag end\* of the Project

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_

Name of the Region: \_\_\_\_\_

Name of the Project: \_\_\_\_\_

Name of the Transmission Element or \_\_\_\_\_

**Communication system**  
**COD**

Sr. No.	Year	Work/Equipment added five years before the useful life	Amount capitalised /Proposed to be capitalized (Rs Lakh)	Justification for capitalisation proposed	Impact on life extension
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

**Note:**

- Cost Benefit analysis for capital additions done should be submitted along with petition for approval of such schemes
- \*Five years before the completion of useful life.

(Petitioner)

**Part-III**  
**Form 8**

**AR**

**Calculation of Return on Equity**

**Name of the Petitioner:**

**Name of the Region:**

**Name of the Project:**

**Name of the Transmission Element or  
Communication System**

---



---



---



---

(Amount in Rs. Lakh)

S.N o.	Particulars	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
1	2	3	4	5	6	7	8
1.1	Equity as on COD/ Admitted equity						
1.2	Notional Equity for Add Cap						
1.3	Total Equity						
1.4	Return on Equity*						
	<b>Total</b>						

**Note**

1: \* - To be calculated on average equity during the year.

(Petitioner)

**Part-III  
Form 8A**

**Details of Foreign Equity**

(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the Asset/Element under petition)

**Name of the Petitioner:** \_\_\_\_\_

**Name of Region:** \_\_\_\_\_

**Name of the Project:** \_\_\_\_\_

**Name of the Transmission Element or** \_\_\_\_\_

**Communication system:** \_\_\_\_\_

**Exchange Rate on date/s of Infusion:** \_\_\_\_\_

Sl. No.	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 Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)
	<b>Currency1<sup>1</sup></b>												
A.1	At the date of infusion <sup>2</sup>												
2													
	<b>Currency2<sup>1</sup></b>												
A.1	At the date of infusion <sup>2</sup>												
2													
3													
	<b>Currency3<sup>1</sup></b>												
A.1	At the date of infusion <sup>2</sup>												
2													
	<b>Currency4<sup>1</sup> and so on</b>												
A.1	At the date of infusion <sup>2</sup>												
2													
3													

**Note:**

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.

2. In case of equity infusion more than once during the year, Exchange rate at the date of each infusion to be given

**(Petitioner)**

**PART-III  
FORM- 8B**

**Details of additional RoE**

**Name of the Petitioner:** \_\_\_\_\_

**Name of the Region:** \_\_\_\_\_

**Name of the Project:** \_\_\_\_\_

**Name of the Transmission Element or** \_\_\_\_\_

**Communication system** \_\_\_\_\_

Project/ Element	Completion Time as per Investment approval			Actual Completion time			Qualifying time schedule(as per regulation) (in months)
	Start Date	Scheduled COD (Date)	Months	Start Date	Actual COD (Date)	Months	
1							
2							
3							
4							
....							
.....							

(Petitioner)

PART-III  
FORM- 9Details of Allocation of corporate loans to various transmission elements

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_

Name of the Region: \_\_\_\_\_

Name of the Project: \_\_\_\_\_

Name of the Transmission Element or  
Communication system \_\_\_\_\_

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan <sup>1</sup>						
Currency <sup>2</sup>						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2014/COD <sup>3,4,5,13,15</sup>						
Interest Type <sup>6</sup>						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest <sup>7</sup>						
Margin, if Floating Interest <sup>8</sup>						
Are there any Caps/Floor <sup>9</sup>	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period <sup>10</sup>						
Moratorium effective from						
Repayment Period <sup>11</sup>						
Repayment effective from						
Repayment Frequency <sup>12</sup>						
Repayment Instalment <sup>13,14</sup>						
Base Exchange Rate <sup>16</sup>						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details <sup>17</sup>						
	Distribution of loan packages to various transmission elements/ Communication system					
Name of the Projects						Total



Transmission element 1/ Communication system 1						
Transmission element 2 / Communication system 2						
Transmission element 3/ Communication system 3 and so on						

**Note:**

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 31.03.2014 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 refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various transmission elements/ Communication system, details in the Form is to be given separately for all the transmission elements/ Communication system 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/repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment of principal and interest along with exchange rate at that date may be given.
16. Base exchange rate means the exchange rate as on 31.03.2004 or as on COD whichever is later.
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.

(Petitioner)

PART-III  
FORM- 9A**Details of Project Specific Loans****Name of the Petitioner:****Name of the Region:****Name of the Project:****Name of the Transmission Element or  
Communication system:**


Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan <sup>1</sup>						
Currency <sup>2</sup>						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2014/COD 3,4,5,13,15						
Interest Type <sup>6</sup>						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest <sup>7</sup>						
Margin, if Floating Interest <sup>8</sup>						
Are there any Caps/Floor <sup>9</sup>	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period <sup>10</sup>						
Moratorium effective from						
Repayment Period <sup>11</sup>						
Repayment effective from						
Repayment Frequency <sup>12</sup>						
Repayment Instalment <sup>13,14</sup>						
Base Exchange Rate <sup>16</sup>						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details <sup>17</sup>						

**Note:**

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 31.03.2014 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 refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various transmission system/transmission elements/ Communication system, details in the Form is to be given separately for all the transmission system/transmission element/ Communication system 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.

- Exchange Rate at COD/31.03.2004 whichever is later**

[illegible]

Sl. No.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2 and so on			
		2	3	4 <sup>s</sup>	5	6	7	8 <sup>s</sup>	9
	Particulars	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)
	<b>Currency<sup>2</sup><sup>1</sup></b>								
A.1	At the date of Drawl <sup>2</sup>								
2	Scheduled repayment date of principal								
3	Scheduled payment date of interest								
4	At the end of Financial year								
B	In case of Hedging <sup>3</sup>								
1	At the date of hedging								
2	Period of hedging								
3	Cost of hedging								
	<b>Currency<sup>3</sup><sup>1</sup> &amp; so on</b>								
A.1	At the date of Drawl <sup>2</sup>								
2	Scheduled repayment date of principal								
3	Scheduled payment date of interest								
4	At the end of Financial year								
B	In case of Hedging <sup>3</sup>								
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.

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.

#### NOTE

In case of refinancing similar details with supporting documents to be furnished

<sup>s</sup> - Exchange rate at COD/31.03.2004 whichever is later.

PART-III  
FORM- 9C**Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans<sup>1</sup>**

**Name of the Petitioner:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Region:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Project:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Transmission Element or** \_\_\_\_\_  
**Communication system** \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
<b>Loan-1</b>						
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						
<i>Loan repayment effective from (date to be indicated)</i>						
<b>Loan-2</b>						
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						
<i>Loan repayment effective from (date to be indicated)</i>						
<b>Loan-3 and so on</b>						
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						
<i>Loan repayment effective from (date to be indicated)</i>						
<b>Total Loan</b>						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						

Particulars	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Interest on loan						
<b>Weighted average Rate of Interest on Loans</b>						

**Note:**

1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished as per Form 9(D). However, the calculation in original currency is also to be furnished separately in the same form.
2. In case of already commissioned combined assets the details may be provided asset wise as well as combined.
3. Details of Financing Charges.

(Petitioner)

PART-III  
FORM- 9DLoans in Foreign Currency

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_

Name of the Region: \_\_\_\_\_

Name of the Project: \_\_\_\_\_

Name of the Transmission Element or  
Communication system \_\_\_\_\_

Particulars	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018- 19
<b>Foreign Loan-1 (USD in Lakh) Exchange rate</b>						
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						
<i>Loan repayment effective from (date to be indicated)</i>						
<b>Foreign Loan-2 (USD in Lakh) Exchange rate</b>						
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						

Particulars	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018- 19
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan repayment effective from (date to be indicated)						
Foreign Loan-3 (USD in Lakh) Exchange rate						
....						
....						

(Petitioner)

PART-III  
FORM- 9ECalculation of Interest on Normative Loan

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_  
 Name of the Region: \_\_\_\_\_  
 Name of the Project: \_\_\_\_\_  
 Name of the Transmission Element or  
 Communication system \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>
Gross Normative loan - Opening						
Cumulative repayment of Normative Loan upto previous year						
Net Normative loan - Opening						
Increase/Decrease due to ACE/de-capitalization 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						

**Note:**

1. At the time of true-up net savings as a result of refinancing of loans may be provided along with adjustments of sharing.

(Petitioner)

PART-III  
FORM- 10Calculation of Depreciation Rate

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_  
 Name of the Region: \_\_\_\_\_  
 Name of the Project: \_\_\_\_\_

Name of the Transmission Element or  
Communication system: \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. no.	Name of the Assets <sup>1</sup>	Gross Block as on 31.03.2014 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.3.19	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.19
	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				
	<b>TOTAL</b>			
	<b>Weighted Average Rate of Depreciation (%)</b>			

**Note:**

1. Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

(Petitioner)

PART-III  
FORM- 10A

**Statement of Depreciation**

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_

Name of the Region: \_\_\_\_\_

Name of the Project: \_\_\_\_\_

Name of the Transmission Element or  
Communication system: \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)



1	Opening Capital Cost						
2	Closing Capital Cost						
3	<b>Average Capital Cost</b>						
4	Freehold land						
5	Rate of depreciation						
6	Depreciable value						
7	Balance useful life at the beginning of the period						
8	Remaining depreciable value						
9	<b>Depreciation (for the period)</b>						
10	<b>Depreciation (annualised)</b>						
11	Cumulative depreciation at the end of the period						
12	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalisation						
13	Net Cumulative depreciation at the end of the period						

1. In case of details of FERV and AAD, give information for the applicable period.

(Petitioner)  
FORM-10B

**Statement of De-capitalisation**

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_

Name of the Region: \_\_\_\_\_

Name of the Project: \_\_\_\_\_

Name of the Transmission Element or  
Communication system \_\_\_\_\_

COD \_\_\_\_\_

Sr. No.	Year of De-capitalisation	Work/Equipment proposed to be De-capitalised	Year of capitalisation of asset/equipment being decapitalised	Original Book Value of the asset being decapitalised	Debt Equity ratio at the time of capitalisation	Cumulative Depreciation corresponding to decapitalisation	Cumulative Repayment of Loan corresponding to decapitalisation	Justification
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1								
2								
3								
4								
5								

(Petitioner)

[illegible]

S.No.	Description of Activity/Works/Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-Run Months	Agency responsible and whether such time over run was beyond the control of the Transmission Licensee	Reasons for delay	Other Activity affected (Mention Sr No of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Start Date	Completion Date				
6									
7									
8									
9									
....	.....								

1. Delay on account of each reason in case of time overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.

(Petitioner)

PART-III  
FORM- 12A

Incidental Expenditure during Construction

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_  
 Name of the Region: \_\_\_\_\_  
 Name of the Project: \_\_\_\_\_  
 Name of the Transmission Element or Communication system \_\_\_\_\_  
 Date of Commercial Operation \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	Year -1	Year-2	Year 3	Year-4	Year-5
A	Expenses:					
1	Employees' Remuneration & Benefits					
2	Finance Costs					
3	Water Charges					
4	Communication Expenses					
5	Power Charges					
6	Other Office and Administrative Expenses					

7	Others (Please Specify Details)					
8	Other pre-Operating Expenses					
	.....					
B	Total Expenses					
	Less: Income from sale of tenders					
	Less: Income from guest house					
	Less: Income recovered from Contractors					
	Less: Interest on Deposits					
	.....					

**Note:** IEDC should be duly reconciled with the corresponding figures of Auditor's Certificate.

(Petitioner)

**PART-III**  
**FORM- 12B**

### Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges

**Name of the Petitioner:**

**Name of the Region:**

**Name of the Project:**

Name of the Transmission Element or Communication system

[illegible]



[illegible]

Sl. No.	Draw Down	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
	Particulars	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs. Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs. Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs. Lakh)
	--									
	--									
1.2	<b>Total Indian Loans</b>									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
1	<b>Total of Loans drawn</b>									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
2	<b>Equity</b>									
2.1	<b>Foreign equity drawn</b>									
2.2	<b>Indian equity drawn</b>									
	<b>Total equity deployed</b>									

**Note:**

1. Drawl of debt and equity shall be on pari- passu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawl 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 element project details of capitalization ratio used to be furnished.

(Petitioner)

PART-III

FORM- 13

**Breakup of Initial Spares**

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_

Name of the Region: \_\_\_\_\_

Name of the Project: \_\_\_\_\_

Name of the Transmission Element or  
Communication system \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Plant & Machinery Cost (excluding IDC and IEDC) Upto DOCO	IDC	IEDC	Year wise additional Capital expenditure up to cut off date			Total Cost	Initial spares claimed	
				Year -1	Year-2	Year-3		Amount	%
Transmission Line									
Transmission Substation (Green Field/Brown Field)									
PLCC									
Series Compensation devices									
HVDC Station									
Gas Insulated Substation									
Communication System									

**Note:**

1. Details to be furnished as per Regulation 13.
2. Corresponding figures of initial spares included in each transmission system may be provided separately.

(Petitioner)



**PART-III  
FORM- 14****Other Income as on COD**

**Name of the Petitioner:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Region:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Project:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Transmission Element or** \_\_\_\_\_  
**Communication system:** \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
1	Interest on Loans and advances						
2	Income from sale of scrap						
3	Misc. receipts (Please Specify Details)						
...	...						
...	... (add)						

(Petitioner)

**PART-III  
FORM- 15****Actual cash expenditure**

**Name of the Petitioner:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Region:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Project:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Transmission Element or** \_\_\_\_\_  
**Communication system** \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

	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)