



# भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण

EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4

PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित

PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 144]

नई दिल्ली, शुक्रवार, मई 3, 2019/वैशाख 13, 1941

No. 144]

NEW DELHI, FRIDAY, MAY 3, 2019/VAISAKHA 13, 1941

## केंद्रीय विद्युत् विनियामक आयोग

### अधिसूचना

नई दिल्ली, 7 मार्च, 2019

**सं.एल-1/236/2018/सीईआरसी.**— केन्द्रीय विद्युत् विनियामक आयोग, विद्युत् 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 विद्युत् विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तों) विनियम, 2019 है।

(2) ये विनियम 1.4.2019 से प्रवृत्त होंगे और जब तक इनका आयोग द्वारा पहले पुनर्विलोकन नहीं किया जाता या विस्तारित नहीं किए जाते, ये दिनांक 1.4.2019 से 31.3.2024 तक की 5 वर्ष की अवधि के लिए प्रवृत्त होंगे:

परंतु यह कि जहां कोई उत्पादन केंद्र या उसकी यूनिट और पारेषण प्रणाली या उसके अल्पघटक, 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, ऐसे उत्पादन केंद्र या उसकी यूनिट और पारेषण प्रणाली या उसके अल्पघटक के संबंध में, टैरिफ 31.3.2019 को समाप्त होने वाली अवधि के लिए समय-समय पर संशोधित केन्द्रीय विद्युत् विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तों) विनियम, 2014 के अनुसार अवधारित किया जाएगा।

**2. विस्तार तथा लागू होना:**-(1) ये विनियम उन सभी मामलों में लागू होंगे जहां उत्पादन केन्द्र या उसके यूनिट या अंतर-राज्यिक विद्युत् 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।

परंतु यह कि कोई उत्पादन केंद्र जिसके लिए 5.1.2011 या उससे पहले फ़ायदाग्राहियों को विद्युत् की आपूर्ति के लिए समझौते (ओं) को निष्पादित किया जा चुका है और ऐसे उत्पादन केंद्र के लिए वित्तीय समापन 31.3.2019 तक प्राप्त नहीं हुआ है, इस तरह की परियोजनाएं इन विनियमों के तहत टैरिफ के अवधारण के लिए योग्य नहीं होंगी, जब तक कि फ़ायदाग्राहियों की नई सहमति प्राप्त और प्रस्तुत नहीं की जाती 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 शर्तों) विनियम, 2017 अथवा उसके किसी उत्तरवर्ती अधिनियमन के अनुसार निर्धारित किया गया।

**3. परिभाषा.-** इन विनियमों में, जब तक कि सन्दर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो :-

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

(2) **'अतिरिक्त पूंजी व्यय'** से परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात उपगत या उपगत होने के लिए प्रत्याशित यथास्थिति इन नियमों के प्रावधानों के अनुसार, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा पूंजी व्यय अभिप्रेत है;

(3) **'अतिरिक्त पूंजीकरण'** से इन विनियमों के अनुसार प्रज्ञावान जांच के पश्चात आयोग द्वारा स्वीकृत किया गया अतिरिक्त पूंजी व्यय अभिप्रेत है;

(4) **'अनुमोदित पूंजी लागत'** से संगत टैरिफ नियमों के अनुसार, प्रज्ञावान जांच के पश्चात टैरिफ के माध्यम से सेवाओं के लिए आयोग द्वारा स्वीकृत पूंजीगत लागत अभिप्रेत है;

(5) 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 हातियां 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 केन्द्रों और एकीकृत कोयला खदान में निर्माण कार्यों के लिए उपभोग की गई विद्युत शामिल नहीं है।

परंतु यह कि संशोधित उत्सर्जन मानकों, सीवेज ट्रीटमेंट प्लांट और बाह्य कोल हैंडलिंग प्लांट (जेट्टी और संबंधित बुनियादी ढांचे) के अनुपालन के लिए सहायक ऊर्जा उपभोग पर अलग से विचार किया जाएगा।

(6) **'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।

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

(8) 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 जिसे भारत सरकार द्वारा अंतर-राज्यिक उत्पादन केन्द्र में क्षमता आवंटन है।

- (9) 'पूँजी लागत' से इन विनियमों के विनियम 19 के अनुसार यथा निर्धारित पूँजी लागत अभिप्रेत है;
- (10) '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
- (ड.) 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।
- (11) 'आयोग' से अधिनियम की धारा 76 की उपधारा (1) में निर्दिष्ट केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग अभिप्रेत है;
- (12) 'संचार प्रणाली' से केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (विद्युत के पारेषण के लिए अंतर-राज्यिक संचार प्रणाली) विनियम, 2017 के विनियम 2 के खंड (i) के खंड उप-खंड (एच) में परिभाषित संचार प्रणाली अभिप्रेत है;
- (13) "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।
- (14) 'अंतिम तारीख' से परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से छत्तीस महीने के पश्चात कैलेंडर माह का अंतिम दिन अभिप्रेत है;
- (15) 'वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख' या 'सीओडी' का वही अर्थ होगा जैसा समय-समय पर संशोधित किये गए ग्रिड कोड में परिभाषित किया जाता है;
- (16) 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 अध्यधीन होगी।
- (17) 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।
- (18) "डी-कमीशनिंग" से, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण या किसी अन्य प्राधिकृत एजेंसी द्वारा स्वतः या परियोजना विकासकर्ता या फायदाग्राहियों 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।
- (19) '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।

- (20) पारेषण प्रणाली के संबंध में 'अल्पघटक' से कोई ऐसी आस्ति जैसे लाइन वे, और लाइन रिएक्टर्स सहित पारेषण लाइन, उपकेंद्रों, वे, क्षतिपूर्ति उपकरण, परस्पर सम्बद्ध ट्रांसफार्मर्स; अभिप्रेत है जिसे निवेश अनुमोदन में परियोजना के दायरे के अंतर्गत स्पष्टतः परिभाषित किया गया है;
- (21) '**विद्यमान परियोजना**' से परियोजना अभिप्रेत है जिसे 1.4.2019 से पूर्व की तारीख से वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया गया है;
- (22) '**विस्तारित परियोजना**' में विद्यमान यथास्थिति उत्पादन केंद्र के लिए नई क्षमता का कोई भी समावेश या पारेषण प्रणाली का संवर्द्धन शामिल होगा;
- (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 यथाअवधारित 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 कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के नियंत्रण में नहीं हैं, और उनसे बचा नहीं जा सकता है परंतु 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 ईश्वरीय 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;
- (घ) परियोजना के लिए सांविधिक अनुमोदन प्राप्त करने में देरी, सिवाय जहां देरी के लिए परियोजना विकासकर्ता उत्तरदायी है;
- (26) '**ईंधन आपूर्ति अनुबंध**' से फ़ायदाग्राहियों को विद्युत की आपूर्ति और विद्युत उत्पादन के लिए उत्पादन कंपनी और ईंधन आपूर्तिकर्ता के मध्य होने वाला अनुबंध अभिप्रेत है;
- (27) '**उत्पादन केंद्र**' का वही अर्थ होगा जो अधिनियम की धारा 2 की उप-धारा 30 के तहत परिभाषित किया गया है और जिसमें इन विनियमों के प्रयोजन के लिए किसी उत्पादन केंद्र के चरणों या ब्लॉकों या इकाइयों को शामिल किया जाएगा;
- (28) थर्मल उत्पादन केन्द्र (संयुक्त चक्रीय थर्मल उत्पादन केन्द्र से भिन्न) के संबंध में '**उत्पादन इकाई**' या इकाई से वाष्प जनरेटर, टर्बाइन जनरेटर और अनुषंगियां अभिप्रेत है या संयुक्त चक्रीय थर्मल उत्पादन केन्द्र के संबंध में टर्बाइन जनरेटर उससे सम्बंधित अपशिष्ट 'हीट रिकवरी बायलर' जुड़े हुए वाष्प टर्बाइन जनरेटर एवं अनुषंगियां अभिप्रेत है और हाइड्रो उत्पादन केन्द्र के संबंध में टर्बाइन जनरेटर और इसकी अनुषंगियां अभिप्रेत है;
- (29) '**ग्रिड संहिता**' से समय-समय पर, यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता) विनियम, 2010 या उसके पश्चातवर्ती पुनः अधिनियमन अभिप्रेत है।
- (30) थर्मल उत्पादन केन्द्र के संबंध में, '**सकल उष्मीयमान**' 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;

(31) 'जीसीवी प्राप्ति के रूप में' से आईएस 436 (भाग-1/धारा 1)-1964 के अनुसार कोयले का जीसीवी गाड़ियों, ट्रकों, रज्जुमार्गों, मैरी-गो-राउंड (एमजीआर), वाहक पट्टा और जहाजों में संग्रह, तैयारी और परीक्षण के माध्यम से थर्मल उत्पादन केंद्र के अनलोडिंग विन्दु पर मापन अभिप्रेत है:

परंतु यह कि कोयला या लिग्नाइट की माप केंद्र सरकार द्वारा जारी किए गए दिशा-निर्देशों के अनुसार, उत्पादन कंपनियों द्वारा नियुक्त किए जाने वाले तीसरे पक्ष द्वारा नमूना लेने के माध्यम से की जाएगी; :

परंतु यह कि कोयले या लिग्नाइट के नमूनों को या तो मैनुअल रूप से या हाइड्रोलिक एगुर के माध्यम से या किसी अन्य विधि के माध्यम से एकत्र किया जाएगा, जिसे कर्मियों और उपकरणों की सुरक्षा को ध्यान में रखते हुए उपयुक्त माना जाता है;

परंतु यह कि उत्पादन कंपनियां उचित और पारदर्शी तरीके से जीसीवी के मापन के लिए नमूनों के संग्रहण, तैयारी और परीक्षण के लिए कोई उन्नत तकनीकी अपना सकती हैं:

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

(33) '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;

(34) "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।

(35) '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;

(36) 'इनपुट मूल्य' से विनियमों को अध्याय 9 के अनुसार अवधारित कोयले या लिग्नाइट की कीमत एकीकृत खदानों से प्राप्त होती है, जिस पर कोयले या लिग्नाइट को उत्पादन के लिए ऊर्जा प्रभार की गणना करने और फ़ायदाग्राहियों को विद्युत की आपूर्ति के लिए उत्पादन केंद्रों में स्थानांतरित किया जाना अभिप्रेत है;

(37) '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;

(38) 'एकीकृत माइन' से 'कैप्टिव माइन' (एक या अधिक पहचाने गए उत्पादन केंद्रों में उपभोग के लिए आवंटित) या बास्केट माइन (जोकि किसी भी उत्पादन केंद्र में प्रयोग के लिए उत्पादन कंपनी को आवंटित किया जाता है) या दोनों एक या एक से अधिक निर्दिष्ट और उपयोगी उत्पादन केंद्रों के लिए फ़ायदाग्राहियों को विद्युत की बिक्री के लिए कोयला या लिग्नाइट की आपूर्ति के लिए उत्पादन कंपनी द्वारा विकसित किया जाना अभिप्रेत है;

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

(40) '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 उत्पादन कंपनी के बोर्ड या पारेषण अनुज्ञप्तिधारक के कार्यवृत्त सक्षम प्राधिकारी द्वारा अनुमोदन की तारीख से की जाएगी।

(41) 'अवसारित ईंधन लागत' से कोयले की कुल लागत (सहायक ईंधन के मामले में बायोमास सहित), उत्पादन केंद्र के उतराई बिंदु पर लिग्नाइट या गैस देना और इसमें मूल कीमत या इनपुट मूल्य जहाँ वाशरी प्रभार लगता हो, परिवहन की लागत (विदेशी या अंतर्देशीय या दोनों) प्रचालन लागत, तीसरे पक्ष के नमूने के लिए प्रभार और सांविधिक प्रभार अभिप्रेत है ;

(42) 'दीर्घ-कालिक ग्राहक' से यथासमय संशोधित केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग में दीर्घकालिक ग्राहक (अंतरराज्यिक पारेषण में संयोजकता, दीर्घकालिक पहुंच और मध्यकालिक निर्बाध पहुंच प्रदान करना और संबद्ध मामले) विनियम, 2009; के तौर पर परिभाषित है;

(43) 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;

(44) 'नवीन परियोजना' से दिनांक 01.04.2019 को या उसके पश्चात सीओडी प्राप्त या सीओडी प्राप्त करने के लिए प्रत्याशित परियोजना अभिप्रेत है;

(45) '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 खर्च सम्मिलित है परंतु इसमें ईंधन व्यय शामिल नहीं है;

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

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

(48) 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:

$$\text{पीएलएफ} = 10000 \times \frac{\sum \text{एसजी आई}}{\{\text{एन} \times \text{आईसी} \times (100 - \text{एयूएसएन})\}} \%$$

$$\text{आई} = 1$$

जहाँ

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

एसजीआई = किसी अवधि के किसी समय खंड के लिए मेगावाट में परिगणित उत्पादन

एन = अवधि के दौरान समय खंडों की संख्या

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

(49) 'प्रक्रिया विनियम' से समय-समय पर यथासंशोधित केंद्रीय 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;

(50) परियोजना :

(i) थर्मल उत्पादन केंद्र के मामले में, थर्मल उत्पादन केंद्र के सभी अल्पघटक और जैसा की आवश्यक हो, उसमें एकीकृत कोयला खदान बायोमास पैलेट प्रचालन प्रणाली, प्रदूषण नियंत्रण प्रणाली, प्रवाही उपचार योजना, अभिप्रेत हैं;

(ii) हाइड्रो उत्पादन केंद्र के मामले में, हाइड्रो उत्पादन के सभी अल्पघटकों और विद्युत उत्पादन के लिए आवश्यक बाँध, इंटेक जल कंडेक्टर प्रणाली, ऊर्जा उत्पादन केंद्र; और विद्युत उत्पादन के लिए आवश्यकता के रूप में अभिप्रेत हैं;

(iii) पारेषण के मामले में, संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली के सभी अल्पघटक अभिप्रेत हैं;

- (51) 'प्रज्ञावान जांच' से यथास्थिति उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इन नियमों के अधीन होने वाली लागत या व्यय की तर्कपूर्ण जांच अभिप्रेत है;
- (52) 'पम्पड 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;
- (53) "रेटित बोल्टता" से विनिर्माता की ऐसी डिजाइन बोल्टता अभिप्रेत है जिस पर पारेषण प्रणाली प्रचालन के लिए डिजाइन की गई है और इसमें ऐसी निम्न बोल्टता सम्मिलित है जिस पर दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों के परामर्श से प्रभारित या तत्समय के लिए पारेषण लाइन प्रभारित की जाती है;
- (54) थर्मल उत्पादन केन्द्र के सम्बन्ध में 'संशोधित उत्सर्जन मानक' यथासमय अधिसूचित पर्यावरण (संरक्षण) संशोधन नियम, 2015 या किसी अन्य नियम के अनुसार अधिसूचित संशोधित मानदंड अभिप्रेत है;
- (55) 'नदी से चलने वाले उत्पादन केन्द्र' से ऐसा हाइड्रो उत्पादन केन्द्र अभिप्रेत है जिसमें कोई धारा प्रतिकूल तालाब नहीं है;
- (56) '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;
- (57) '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
- (58) '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;
- (59) 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;

#### टिप्पणी:

ओपन साइकल गैस टर्बाइन उत्पादन केन्द्र या संयुक्त साइकल उत्पादन केन्द्र के लिए किसी समय ब्लाक के लिए औसत फिक्सेसी 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 फिक्सेसी 49.02 एच जेड से कम है और अनुसूचित उत्पादन घोषित क्षमता के 98.5% 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 कार्यान्वयन आधार पर पारेषण हानियों का समायोजन करके उनके अनुसूचित आहरण के अनुपात में सुधार किया जाएगा;

- (60) '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।
- (61) "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;
- (62) '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;
- (63) 'सांविधिक प्रभार' के अंतर्गत कर, उपकर, रॉयल्टी और अन्य प्रभार अभिप्रेत होते हैं जो संसद या राज्य की विधानसभाओं के अधिनियमों के माध्यम से या उनसे संबंधित विधियों के तहत भारत सरकार के साधन द्वारा लगाये जाते हैं;

- (64) '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;
- (65) '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;
- (66) 'पारेषण लाइन' का वही अर्थ होगा जो अधिनियम की धारा 2 की उपधारा (72) में परिभाषित किया गया है;
- (67) "पारेषण सेवा करार" से शेयरिंग विनियम के अनुसार पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और पदाभिहित अंतर-राज्यिक पारेषण ग्राहकों के बीच किया गया और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक के बीच किया गया करार अभिप्रेत है;
- (68) 'पारेषण प्रणाली' से उपकेन्द्र से सहबद्ध या असहबद्ध लाइन या लाइनों का समूह तथा पारेषण लाइनों तथा उपकेन्द्रों से सहबद्ध उपस्कर निवेश अनुमोदन (नों) के अनुसार योजना के तहत अभिप्रेत है; और इसमें सम्बंधित संचार प्रणाली शामिल होगी;
- (69) पारेषण प्रणाली के सम्बन्ध में 'परीक्षण कार्यवाही' ग्रिड संहिता विनियम 6.3 क के खंड (5) में निर्दिष्ट अभिप्रेत है;
- (70) उत्पादन केन्द्र के सम्बन्ध में 'परीक्षण चालन' ग्रिड संहिता के विनियम 6.3 क के खंड (3) में निर्दिष्ट अभिप्रेत है;
- (71) 'उपकेन्द्र' का वही अर्थ होगा जो विनियम की धारा 2 की उपधारा (69) में परिभाषित है;
- (72) 'उतराई बिंदु' से कोयले या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्र के परिसर के अंदर का वह बिंदु जहाँ कोयले या लिग्नाइट को रोक या ट्रक या परिवहन के किसी अन्य मोड से उतारा जाना अभिप्रेत है;
- (73) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख (सीओडी) से उत्पादन केन्द्र, एकीकृत खदानों 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) एसी तथा डीसी उप केन्द्र	25 वर्ष
(घ) गैस विद्युतरोधी उपकेन्द्र (जी आई एस)	25 वर्ष
(ङ.) पंपित स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन केन्द्र सहित हाइड्रो उत्पादन केन्द्र	40 वर्ष
(च) पारेषण लाइन (एचवीएसी और एचवीडीसी सहित)	35 वर्ष
(छ) संचार प्रणाली	15 वर्ष

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

(74) इन विनियमों में प्रयोग किये गए शब्द और अभिव्यक्तियों को यहाँ और परिभाषित नहीं किया गया है, लेकिन अधिनियम या आयोग के किसी अन्य नियमों में परिभाषित किया गया है, जिनके अर्थ अधिनियम या आयोग के किसी अन्य नियमों के तहत उन्हें सौंपे गये हैं।

4. **व्याख्या:-** इन विनियमों में जब तक कि सन्दर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो :

- (1) 'दिन' से एक कैलेंडर दिन अभिप्रेत है जिसमें 24 घंटे की अवधि 00:00 से प्रारंभ होती है;
- (2) 'किलो कैलोरी' से खनिज की ऊष्मा ऊर्जा सामग्री की एक इकाई अभिप्रेत है, जो किसी भी तात्कालिक अवधि में उत्पादित एक किलोकैलोरी या एक हजार कैलोरी ऊष्मा से मापी जाती है;
- (3) 'किलोवाट घंटा' या 'केडब्ल्यूएच' से विद्युत ऊर्जा की एक इकाई अभिप्रेत है, जिसे एक किलोवाट या एक हजार वाट विद्युत से उत्पादित या एक घंटे की अवधि में उपभोग किया जाता है;



- (4) 'तिमाही' से विद्यमान परियोजना के मामले में प्रत्येक वित्तीय वर्ष के अप्रैल, जुलाई, अक्टूबर और जनवरी माह के पहले दिन शुरू होने वाली तीन महीने की अवधियाँ और पहली तिमाही के सम्बन्ध में एक नई परियोजना के मामले में जून, सितम्बर, दिसम्बर और मार्च के अंतिम दिन वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख अभिप्रेत है;
- (5) 'वर्ष' से किसी विद्यमान परियोजना के मामले में 1 अप्रैल से 31 मार्च तक का वित्तीय वर्ष और किसी नई परियोजना के संबंध में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 31 मार्च तक अभिप्रेत है;
- (6) किसी भी अधिनियम, नियमों और विनियमों के संदर्भ में संशोधन या समेकन या उसके पुनः अधिनियमन शामिल होगा।

## अध्याय 2

### वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख

**5. वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख:** (1) किसी उत्पादन केन्द्र या इकाई या पारेषण प्रणाली या उसके किसी अल्पघटक और सम्बंधित संचार प्रणाली को गिड संहिता के प्रावधानों के अनुसार वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख का निर्धारण निम्नवत किया जाएगा:-

(2) यदि पारेषण अनुज्ञसिधारी द्वारा निष्पादित पारेषण प्रणाली या उसके अल्पघटक वाणिज्यिक प्रचालन के लिए तैयार हैं लेकिन परस्पर सम्बद्ध उत्पादन केंद्र और अन्य पारेषण अनुज्ञसिधारी की पारेषण प्रणाली सहमत परियोजना कार्यान्वयन अनुसूची के अनुसार वाणिज्यिक परिचालन के लिए तैयार नहीं है, तो पारेषण अनुज्ञसिधारी इस तरह के पारेषण प्रणाली या तत्व के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुमोदन के लिए आयोग के समक्ष याचिका दायर कर सकता है :

परंतु यह कि वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के संबंध में यथास्थिति इस खंड के तहत वाणिज्यिक कार्यवाही की तारीख का अनुमोदन देने वाले पारेषण अनुज्ञसिधारी को ऐसे किसी वाणिज्यिक प्रचालन के बारे में, कम से कम एक महीने की पूर्व सूचना उत्पादन कंपनी या अन्य पारेषण अनुज्ञसिधारी या उस पारेषण प्रणाली के दीर्घ-कालीन उपभोक्ताओं को देनी होगी :

परंतु यह कि इस खंड के तहत पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख का अनुमोदन देने की मांग करने वाले पारेषण अनुज्ञसिधारी को याचिका के साथ निम्नलिखित दस्तावेज जमा करने की आवश्यकता होगी :

- (क) केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण के तहत क्षेत्रीय विद्युत निरीक्षक द्वारा जारी किया गया प्रमाण पत्र;
- (ख) सम्बंधित आरएलडीसी द्वारा विद्युत लोड के साथ या उसके बिना भारित घटक के लिए जारी किया गया प्रचालन प्रमाण पत्र;
- (ग) कार्यान्वयन अनुबंध, यदि कोई हो, पार्टियों द्वारा निष्पादित;
- (घ) उत्पादन केंद्र और पारेषण प्रणाली की प्रगति की निगरानी के बारे में समन्वय बैठकों या सम्बंधित पत्राचार का विवरण;
- (ङ) इस खंड और प्रतिक्रिया के तहत पहले नियम के अनुसार पारेषण अनुज्ञसिधारी द्वारा जारी किया गया नोटिस;
- (च) सभी प्रकार की सम्बद्ध संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली के पूरा होने के संबंध में कंपनी के सीईओ या एमडी का प्रमाण पत्र

**6. वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख में असंतुलन का उपचार** (1) उत्पादन केंद्र और पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के असंतुलन होने की दशा में पारेषण प्रभार के लिए देयता निम्नानुसार निर्धारित की जाएगी:

(क) विनियमों के विनियमन 14 के खंड (5) के अनुसार पारेषण अनुज्ञसिधारी को उत्पादन केंद्र या यूनिट का वाणिज्यिक प्रचालन प्राप्त होता है, जहां उत्पादन केंद्र ने संबद्ध पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुसार वाणिज्यिक प्रचालन हासिल नहीं किया है (जोकि उत्पादन केंद्र के एससीओडी के पहले नहीं है) और आयोग ने विनियमों के विनियमन 5 के खंड (2) के संदर्भ में इस तरह की पारेषण प्रणाली को वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को मंजूरी दी है, तो उत्पादन कंपनी, संबद्ध पारेषण प्रणाली को पारेषण प्रभार का भुगतान करने के लिए उत्तरदायी होगी:

(ख) पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन को प्राप्त करने तक इन विनियमों के विनियमन 14 के खंड (5) के अनुसार जहां संबंधित पारेषण प्रणाली ने संबंधित उत्पादन केंद्र या यूनिट के व्यावसायिक प्रचालन की तारीख के अनुसार वाणिज्यिक प्रचालन हासिल नहीं किया है, (जो पारेषण प्रणाली के एससीओडी के पहले नहीं है), पारेषण अनुज्ञसिधारी अपनी लागत से उत्पादन केंद्र से निकासी की वैकल्पिक व्यवस्था करेगा, जिसके विफल होने पर, पारेषण अनुज्ञसिधारी, आयोग द्वारा निर्धारित कंपनी को पारेषण प्रभार का भुगतान करने के लिए उत्तरदायी होगा।

(2) पारेषण प्रणाली और अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के असंतुलन होने की दशा में पारेषण प्रभार के लिए देयता निम्नानुसार निर्धारित की जाएगी:

(क) विनियमों के विनियमन 14 के खंड (5) के अनुसार संबद्ध पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को पारेषण प्रणाली का वाणिज्यिक प्रचालन प्राप्त होता है, जहां अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की पारेषण प्रणाली ने संबद्ध पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुसार वाणिज्यिक प्रचालन हासिल नहीं किया है (जोकि संबद्ध पारेषण प्रणाली के एससीओडी के पहले नहीं है) और आयोग ने विनियमों के विनियमन 5 के खंड (2) के संदर्भ में इस तरह की पारेषण प्रणाली को वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को मंजूरी दी है, तो अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, संबद्ध पारेषण प्रणाली को पारेषण प्रभार का भुगतान करने के लिए उत्तरदायी होगी:

(ख) पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन को प्राप्त करने तक इन विनियमों के विनियमन 14 के खंड (5) के अनुसार जहां संबंधित पारेषण प्रणाली ने अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की पारेषण प्रणाली के व्यावसायिक प्रचालन की तारीख के अनुसार वाणिज्यिक प्रचालन हासिल नहीं किया है, (जो पारेषण प्रणाली के एससीओडी के पहले नहीं है), पारेषण अनुज्ञप्तिधारी आयोग द्वारा निर्धारित ऐसी सम्बद्ध पारेषण प्रणाली के पारेषण प्रभार का भुगतान अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को करने के लिए उत्तरदायी होगा।

7. **इन्फर्म विद्युत का विक्रय:** इन्फर्म विद्युत की आपूर्ति विपथन समझी जाएगी और उसका भुगतान क्षेत्रीय विचलन व्यवस्थापन निधि खाते से केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग ( विचलन व्यवस्थापन तंत्र तथा संबंधित मामले) विनियम, 2014 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।

### अध्याय 3

#### टैरिफ अवधारण के लिए प्रक्रिया

#### 8. टैरिफ अवधारण

(1) उत्पादन केन्द्र के संबंध में टैरिफ का अवधारण संपूर्ण उत्पादन केन्द्र या उत्पादन इकाई 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 1.4.2019 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 1.4.2019 से वर्ष 31.3.2024 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. 2019 को अथवा उसके पश्चात् प्रारंभ होता है वहां उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उत्पादन केन्द्र प्रक्रिया नियमों के प्रावधानों के अनुसार की सभी इकाइयों या पारेषण प्रणाली के उन सभी अल्पघटकों को शामिल करके, जिनके उस आवेदन की तारीख से अगले दो माह के दौरान चालू होने की संभावना है, एक समेकित याचिका फाइल करेंगे;

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

(2) 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, वहाँ इकाईयों के ऐसे भाग की क्षमता को स्पष्ट रूप से पहचाना जाएगा और ऐसे मामलों में, ऐसी पहचान की गयी क्षमता के लिए टैरिफ का अवधारण किया जाएगा। जहां ऐसी इकाई क्षमता के अनुरूप इकाई (यूनिटों) की पहचान नहीं की जा सकती 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।

- (3) विद्यमान उत्पादन केंद्र के विस्तार के मामलों में, टैरिफ इन विनियमों के अनुसार विस्तारित क्षमता के लिए अवधारित किया जाएगा; परंतु यह कि विद्यमान उत्पादन केंद्र के सामान्य बुनियादी ढांचे का उपयोग विस्तारित क्षमता के लिए किया जायेगा और आयोग द्वारा निर्धारित विस्तारित क्षमता में नई तकनीकी के लाभ को मौजूदा क्षमता तक बढ़ाया जाएगा।
- (4) संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के लिए स्थापित आस्तियां विद्यमान उत्पादन परियोजना का भाग होंगी और इसके लिए टैरिफ अलग से उत्पादन कंपनी के बोर्ड द्वारा पूर्णता प्रमाण पत्र प्रस्तुत करने के उपरान्त अलग से निर्धारित किया जाएगा।
- (5) एकीकृत खदान से कोयला या लिग्नाइट के उत्पादन केंद्र के टैरिफ का ऊर्जा प्रभार घटक कोयला या लिग्नाइट के इनपुट मूल्य के आधार पर निर्धारित किया जाएगा जैसा की इस तरह के एकीकृत खदानों से हो सकता है; परंतु यह कि उत्पादन कंपनी अलग से एकीकृत खदान का लेखा-जोखा रखेगी और इन विनियमों के अनुसार अनुसार लेखा परीक्षक द्वारा विधिवत प्रमाणित खदान की लागत जमा करेगी।
- (6) केंद्र या राज्य के सार्वजनिक उपक्रमों (पीएसयू) या सरकारी कंपनी के अलावा किसी कंपनी या कंपनी के बीच संयुक्त उपक्रम द्वारा विकसित कोयला "वाशरी रेजेक्ट्स" का उपयोग करने वाले उत्पादन केंद्र का टैरिफ इन विनियमों के अनुसार निर्धारित होगा : परंतु यह कि सरकारी कंपनी और सरकारी कंपनी के अलावा किसी अन्य कंपनी के बीच संयुक्त उद्यम के मामले में सरकारी कंपनी के अलावा किसी अन्य कंपनी या सहयोगी कंपनी के माध्यम से कंपनी की हिस्सेदारी का भुगतान शेयर पूँजी के 26% से अधिक नहीं होगा; परंतु यह कि उत्पादन केंद्र या इकाई के टैरिफ का ऊर्जा प्रभार घटक निर्धारित लागत और कोयला वाशरी परियोजना की परिवर्तनीय लागत के आधार पर अवधारित किया जाएगा; परंतु यह कि रेजेक्ट्स का सकल कैलोरीफिक मूल्य को उत्पादन कंपनी और फ़ायदाग्राही द्वारा संयुक्त रूप से मापा जाए।
- (7) 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।
- (8) 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 (भाग- III) 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 विधिवत प्रमाणित होंगी।

### 9. 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 60 दिनों के अंदर कर सकती है। परंतु यह कि पारेषण प्रणाली में विभिन्न तत्व समाहित हों, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी निवेश के अनुमोदन या 200 करोड़ रूपए, प्रकल्पित लागत का 70% से कम खर्च न करने वाले तत्वों के एक समूह के लिए, जो भी कम हो, वाणिज्यिक प्रचालन की प्रत्याशित तारीख पर, टैरिफ के अवधारण के लिए एक आवेदन जमा करेगा। परंतु यह कि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जैसा भी मामला हो, संपरीक्षक प्रमाणपत्र और संपरीक्षक प्रमाणपत्र की अनुपलब्धता में, किसी अधिकृत व्यक्ति के द्वारा, जोकि निदेशक के स्तर के नीचे का न हो विधिवत हस्ताक्षरित प्रबंधन प्रमाणपत्र प्रस्तुत करेगी, जिसके तहत कंपनी, अपने वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, और टैरिफ अवधि 2019-24 के सम्बंधित वर्षों के लिए अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के रूप में पूंजी लागत का विवरण देगी; परंतु यह कि उत्पादन केंद्र या उसकी इकाई और संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली या उसके किसी घटक का अंतरिम टैरिफ प्रबंधन प्रमाण पत्र के आधार पर अवधारित होगा, लेकिन उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को अंतरिम टैरिफ की तारीख की मंजूरी के बाद, 60 दिनों से पहले संपरीक्षक प्रमाणपत्र प्रस्तुत करना होगा।

(2) विद्यमान उत्पादन केन्द्र या संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली या उसके किसी अल्पघटक के मामलों में आवेदन पत्र इन विनियमों सीईआरसी (टैरिफ के नियम और शर्तें) विनियम, 2014 के अनुसार, 31.3.2019 से 31.10.2019 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 2014-19 से 2019-24 की टैरिफ अवधि के अलग-अलग वर्षों के लिए अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के आधार पर किया जा सकता है:

(3) संशोधित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के लिए विद्यमान उत्पादन केंद्र या इकाई में स्थापित होने के लिए आवश्यक उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के मामले में, वास्तविकता के आधार पर पूरक टैरिफ ( क्षमता प्रभार या ऊर्जा प्रभार या दोनों) के अवधारण के लिए संपरीक्षक द्वारा विधिवत प्रमाणित पूंजी व्यय के आधार पर आवेदन किया जाएगा।

(4) जहां उत्पादन कंपनी के पास अपने उत्पादन केंद्रों के एक या एक से अधिक खदानों से कोयला या लिग्नाइट की आपूर्ति करने की व्यवस्था है, उत्पादक कंपनी इन नियमों के अध्याय 9 के प्रावधान के अनुसार एक या अधिक उत्पादक केंद्रों के लिए टैरिफ याचिकाओं के साथ ऊर्जा प्रभार निर्धारित करने के लिए इनपुट मूल्य के अवधारण के लिए एक याचिका दायर करेगी।

### 10. टैरिफ का अवधारण

(1) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी जैसा भी मामला हो, इन विनियमों के परिशिष्ट-1 के अनुसार आयोग के समक्ष जहां लागू हो, याचिका में परियोजित पूंजी लागत और अतिरिक्त पूंजी व्यय के लिए अंतरनिहित पूर्व धारणाओं के ब्यौरे अंतर्विष्ट होंगे।

(2) यदि इन विनियमों के परिशिष्ट-1 के अंतर्गत यथापेक्षित याचिका किसी संबंध में अपर्याप्त है तो वह आवेदन पत्र आयोग के कर्मचारियों द्वारा यथाइंगित 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।

(3) यदि याचिका में प्रस्तुत सूचना विनियमों के अनुरूप है और किये गये दावों की प्रजावान जांच करने के लिए पर्याप्त है तो आयोग नई परियोजना के मामले में अंतरिम टैरिफ की मंजूरी देने पर विचार कर सकता है।

(4) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जैसा भी मामला हो, फायदाग्राहियों या पारेषण ग्राहकों को, क्षमता प्रभार या पारेषण प्रभार के तौर पर क्रमशः, आयोग द्वारा अनुमोदित और दिनांक 31.3.2019 को लागू टैरिफ का बिल भेजना दिनांक 1.4.2019 से प्रारंभ करके आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार टैरिफ के अनुमोदन की तारीख तक जारी रखेगा;

परंतु यह कि ऊर्जा प्रभार के लिए बिलिंग 1.4.2019 से प्रभावी इन नियमों में निर्दिष्ट परिचालन मानदंडों के अनुसार होगी।

(5) विद्यमान और नई परियोजनाओं के मामले में, आयोग प्रतिवादियों या उपभोक्ताओं या उपभोक्ता एसोसिएशनों सहित किसी अन्य व्यक्ति से प्राप्त सुझावों और आपत्तियों, या आयोग द्वारा विशेष रूप से अनुज्ञात किसी अन्य व्यक्ति को सुनने के पश्चात टैरिफ आदेश जारी करेगा।

(6) आयोग अंतरिम या अंतिम टैरिफ को मंजूरी देते समय याचिकाकर्ता, प्रतिवादियों, उपभोक्ता या एसोसिएशनों सहित किसी अन्य व्यक्ति की बात सुन सकता है।

(7) ऊपर दिए गए खंड (3) और (5) तथा खंड (4) और (5) के अनुसार निर्धारित टैरिफ के बीच का अंतर, फायदाग्राहियों और दीर्घकालिक उपभोक्ताओं से, जैसा भी मामला हो, छह समान मासिक किस्तों में, टैरिफ अवधि के सम्बंधित वर्ष के 1 अप्रैल को प्रचालित बैंक दर के बराबर दर पर साधारण ब्याज के साथ वसूल किया जायेगा।

(8) 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 10% 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 ब्याज सहित फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों को वापस करेगा:

(9) जहां अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के आधार पर आयोग द्वारा विचार की गई पूंजीगत लागत वर्ष-दर-वर्ष 10% से अधिक होने वाले वास्तविक अतिरिक्त पूंजीगत व्यय से कम हो जाती है, जैसा भी मामला हो, अतिरिक्त पूंजीगत व्यय में अंतर के अनुरूप टैरिफ में कमी, जैसा कि आयोग द्वारा अनुमोदित है, संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को प्रचलित बैंक दर पर ब्याज के साथ उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी फायदाग्रहियों या दीर्घकालिक ग्राहकों से वसूल करेगा।

11. **विशिष्ट परिस्थितियों में सैद्धांतिक अनुमोदन:** उत्पादक कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी कानून प्रक्रिया में बदलाव के लिए किसी अतिरिक्त पूंजीकरण का कार्य करते हैं या बड़ी शर्तों पर बल देते हैं, जो फायदाग्रहियों या दीर्घकालिक ग्राहकों को पूर्व सूचना के बाद इस तरह के व्यय के लिए सैद्धांतिक मंजूरी के लिए याचिका दायर कर सकते हैं, जैसा भी मामला हो इस तरह के व्यय के लिए अंतर्निहित मान्यताओं, अनुमानों और औचित्य के साथ, यदि अनुमानित व्यय परियोजना की अनुमोदित की गई पूंजी लागत का 10% या 100 करोड़ रुपये से अधिक हो, जो भी कम हो।

12. **2014-19 की अवधि के लिए टैरिफ का टूटिंग-अप:** 2014-19 की अवधि के लिए उत्पादक केन्द्रों और पारेषण प्रणाली के टैरिफ को, केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग के नियम 8 (टैरिफ के नियम और शर्तें) विनियम, 2014 के प्रावधानों के अनुसार टैरिफ याचिका 2019-24 की अवधि के लिए टूटिंग-अप किया जाएगा। टूटिंग-अप के आधार पर 31.3.2019 को अनुमोदित की गई पूंजी 2019-24 की अवधि के लिए टैरिफ अवधारण के लिए 1.4.2019 को प्रारंभिक पूंजी लागत का आधार होगी।

13. **2019-24 की अवधि के लिए टैरिफ का टूटिंग-अप:** (1) आयोग अगले टैरिफ अवधि के लिए दायर टैरिफ याचिका के साथ ही 2019-24 की अवधि के लिए टूटिंग-अप अभ्यास करेगा, निम्नलिखित के लिए:

(क) आयोग, टूटिंग-अप के समय 31.3.2024 तक आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के पश्चात् यथा स्वीकृत, अतिरिक्त पूंजी व्यय सहित पूंजी व्यय अनुमोदित किया जाता है:

(ख) अप्रत्याशित घटना और कानून में परिवर्तन के कारण 31.3.2024 तक अतिरिक्त पूंजीगत व्यय सहित पूंजीगत व्यय।

(2) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जैसा भी मामला हो, 30.11.2024 तक उत्पादन केन्द्र या किसी इकाई या पारेषण प्रणाली या उसके घटक के संबंध में टूटिंग-अप कार्य करने के लिए इन विधियों के परिशिष्ट-1 के अनुसार आवेदन करेगी।

(3) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जैसा भी मामला हो, यदि टैरिफ अवधि के संबंधित वर्षों के लिए आयोग द्वारा निर्धारित वार्षिक निर्धारित लागत की तुलना में वार्षिक निर्धारित लागत 20% से अधिक बढ़ जाती है, तो 2021-22 में टैरिफ के अंतरिम टूटिंग-अप के लिए आवेदन करेगी।

परंतु यह कि वास्तविक अतिरिक्त पूंजी व्यय इन नियमों के अध्याय 7 के प्रावधानों के तहत अनुमोदित अनुमानित अतिरिक्त पूंजी व्यय से कम हो, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जैसा भी मामला हो, को इस उद्देश्य के लिए कोई भी अंतरिम टूटिंग-अप याचिका दायर करने की आवश्यकता नहीं होगी और फायदाग्रहियों या दीर्घकालिक ग्राहकों को धनवापसी करेगी, जैसा भी मामला हो, आयोग की धमकी के तहत संबंधित वर्षों के 1 अप्रैल को बैंक दर पर अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के अनुरूप वसूल किए गए अतिरिक्त टैरिफ को व्यय नहीं किया जायेगा।

परंतु यह कि जैसा भी मामला हो, टूटिंग-अप के समय उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारक को फायदाग्रहियों या दीर्घकालिक ग्राहकों को किए गए धन वापसी के परिकलन के साथ पूरा विवरण प्रस्तुत करना होगा।

(4) टूटिंग-अप के बाद, कम वसूली की गई या अधिक वसूली 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 प्रारंभ होने वाली छह समान मासिक किस्तों में किया जाएगा।

#### अध्याय 4

##### टैरिफ ढांचा

14. **टैरिफ के संघटक:** (1) थर्मल उत्पादन केन्द्र से ऊर्जा के प्रदाय के लिए टैरिफ में दो भाग सम्मिलित होंगे, अर्थात् क्षमता प्रभार (विनियम 15 में विनिर्दिष्ट संघटकों से बनी वार्षिक नियत लागत की वसूली के लिए) तथा ऊर्जा प्रभार (प्रारंभिक और द्वितीयक ईंधन

लागत तथा चूना पत्थर की लागत और किसी भी अन्य अभिकर्मक जहां विनियमों के विनियम 16 में निर्दिष्ट के अनुसार लागू है, की वसूली के लिए)

(2) अतिरिक्त पूंजीकरण और अनुपूरक ऊर्जा प्रभार के लिए पूरक क्षमता प्रभार, जैसा भी मामला हो विद्यमान उत्पादन केंद्र या नए उत्पादन केंद्र में संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के कारण, आयोग के द्वारा अलग से अवधारित किया जाएगा।

(3) किसी उत्पादन केंद्र की क्षमता और ऊर्जा प्रभार इन विनियमों के अध्याय 11 के प्रावधानों के अनुसार अवधारित होगा। इन विनियमों के अध्याय 9 के प्रावधानों के अनुसार एकीकृत खदान से कोयले या लिग्नाइट का इनपुट मूल्य उत्पादन केंद्र के ऊर्जा प्रभार का भाग होगा।

(4) वार्षिक निर्धारित लागत की वसूली के लिए इन विनियमों के विनियम 15 में निर्दिष्ट घटक, चाहे जो भी लागू हो, हाइड्रो उत्पादन केंद्र से विद्युत की आपूर्ति के लिए टैरिफ में इन नियमों के विनियमन 44 या 45 में निर्दिष्ट तरीके से लिया जाने वाला क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार शामिल होंगे।

(5) अंतर राज्यिक पारेषण प्रणाली पर विद्युत के पारेषण के लिए टैरिफ में इन विनियमों के विनियम 15 में विनिर्दिष्ट संघटकों से मिलकर बनी वार्षिक नियत लागत की वसूली के लिए पारेषण प्रभार सम्मिलित होंगे।

**15. 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 ईक्विटी;

(ख) ऋण पूंजी पर ब्याज;

(ग) अवक्षयण; कार्य पूंजी पर ब्याज;

(घ) मूल्यहास; कार्यशील पूंजी पर ब्याज; तथा

(ङ) प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चें:

परंतु यह कि आर एंड एम के बदले विशेष भत्ता, जिसका विकल्प विनियम 28 के अनुसार दिया गया हो, जो भी लागू हो, की वसूली अलग से की जाएगी और उस पर कार्य पूंजी की संगणना करने के लिए विचार नहीं किया जाएगा।

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

(क) प्राथमिक ईंधन की अवधारित ईंधन लागत; और

(ख) द्वितीयक ईंधन तेल खपत की लागत;

(ग) चूना पत्थर या किसी अन्य अभिकर्मक की लागत, जैसा की लागू हो;

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

परंतु यह कि थर्मल उत्पादन केन्द्र के मामले में संशोधित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के लिए पूरक ऊर्जा प्रभार, यदि कोई हो, तो आयोग द्वारा अलग से अवधारित किया जाएगा।

**17. थर्मल उत्पादन केंद्र के टैरिफ के लिए विशेष प्रावधान जो वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 25 वर्ष का प्रचालन पूरा कर चुके हैं**

(1) एक थर्मल केंद्र के सम्बन्ध में जिसने वाणिज्यिक परिचालन की तारीख से प्रचालन के 25 वर्ष पूरे किये हैं, उत्पादन कंपनी और फ़ायदाग्राही एक व्यवस्था पर सहमत हो सकते हैं, जिसमें लक्ष्य उपलब्धता और प्रोत्साहन के प्रावधान शामिल हैं, जहां ऊर्जा प्रभार के अलावा, इन विनियमों के तहत निर्धारित क्षमता प्रभार भी अनुसूचित उत्पादन के आधार पर वसूल किए जाएंगे।

(2) फ़ायदाग्राही के पास इनकार करने का प्रथम अधिकार होगा और इसके इनकार करने पर ऊपर की प्रणाली में प्रवेश करने के लिए, उत्पादन कंपनी इस तरह से केंद्र से उत्पन्न विद्युत को बेचने के लिए स्वतंत्र होगी क्योंकि यह उपयुक्त है।

**अध्याय 5****पूँजी संरचना**

**18. ऋण-साम्या अनुपात:** (1) नई परियोजनाओं के लिए, वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को ऋण साम्या अनुपात को 70:30 के रूप में माना जाएगा। यदि वास्तव में लगाई गई साम्या पूँजी लागत के 30 प्रतिशत से अधिक है तो 30 प्रतिशत के आधिक्य में साम्या मानकीय ऋण का भाग समझी जाएगी:

परंतु यह कि

- (i) जहां वास्तव में लगाई गई साम्या, पूँजी 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 ऋण साम्या अनुपात पूँजी 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 पूँजी 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 पूँजी के रूप में संगणित किया जाएगा, यदि इस तरह की प्रीमियम पूँजी और आंतरिक संसाधनों का उपयोग वास्तव में उत्पादन केंद्र या पारेषण प्रणाली के पूँजीगत व्यय को पूरा करने के लिए किया गया हो।

(2) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, उत्पादन केन्द्र या संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली के पूँजी 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 सक्षम प्राधिकारी का अनुमोदन प्रस्तुत करेगा;

(3) 1.4.2019 के पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित उत्पादन केन्द्र और संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली के मामले में, 31.3.2019 को समाप्त होने वाली अवधि के लिए टैरिफ के अवधारण हेतु आयोग द्वारा अनुज्ञात ऋण साम्या अनुपात पर विचार किया जाएगा।

परंतु यह कि उत्पादन केंद्र और संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली जोकि अपना उपयोगी जीवन 1.4.2019 या उसके पश्चात तक पूरा कर चुके हैं, यदि वास्तव में 1.4.2019 को जारी की गयी इक्विटी पूँजी की लागत का 30% से अधिक है, तो 30% से अधिक की इक्विटी को टैरिफ गणना के लिए ध्यान में नहीं रखा जाएगा;

परंतु यह कि दामोदर घाटी निगम के स्वामित्व वाली परियोजनाओं के मामले में, ऋण: साम्या अनुपात, विनियमन 72 के खंड (2) के उप-खंड (ii) के अनुसार शासित होगा।

(4) यदि किसी उत्पादन केन्द्र और संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली को 1.4.2019 से पहले प्रचालनरत घोषित किया जाता है परंतु जहां ऋण साम्या अनुपात का निर्धारण आयोग द्वारा 31.3.2019 को समाप्त अवधि के लिए टैरिफ अवधारण हेतु नहीं किया गया है वहां आयोग ऋण साम्या अनुपात इस विनियमन के खंड (1) के अनुसार अनुमोदित करेगा।

(5) टैरिफ के अवधारण के लिए अतिरिक्त पूँजी व्यय के रूप में आयोग द्वारा 1.4.2019 को या उसके पश्चात् उपगत या उपगत होने के लिए आशयित कोई व्यय तथा जीवनकाल विस्तार के लिए नवीकरण और आधुनिकीकरण व्यय पर इस विनियमन के खंड(1) में विनिर्दिष्ट रीति से विचार किया जाएगा।

**अध्याय 6****पूँजी लागत की संगणना**

**19. पूँजीगत लागत:** (1) आयोग द्वारा विनियमन के अनुसार प्रज्ञावान जांच के पश्चात उत्पादन केंद्र या पारेषण प्रणाली की 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) निर्माण अवधि के दौरान उपलब्ध ऋण राशि से संबंधित विदेशी मुद्रा जोखिम भिन्नता के कारण कोई लाभ या हानि;
- (घ) इन विनियमों के अनुसार यथा संगणित निर्माण के दौरान ब्याज और निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय;
- (ङ.) इन विनियमों के अनुसार सीलिंग दरों के अध्यक्षीन पूंजीगत आरंभिक स्पेयर्स;
- (च) इन विनियमों के अनुसार अवधारित अतिरिक्त पूंजीकरण और पूंजीकरण विहीनता के कारण हुआ व्यय;
- (छ) इन विनियमों के विनियम 7 के तहत यथाविनिर्दिष्ट वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से पहले ईंधन लागत से अधिक इन्फर्म विद्युत की विक्री के कारण राजस्व का समायोजन;
- (ज) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से पहले आस्तियों का प्रयोग करके पारेषण अनुज्ञापिधारी द्वारा अर्जित किसी राजस्व का समायोजन;
- (झ) उठाई-धराई और परिवहन सुविधा सहित राख निपटान उपयोग के कारण होने वाला पूंजी व्यय;
- (ञ) उत्पादन केंद्र के अंतिम छोर तक कोयले के परिवहन के लिए रेलवे के लिए बुनियादी ढांचा और इसकी वृद्धि पर होने वाला पूंजी उपगत व्यय, लेकिन इसमें परिवहन लागत और रेलवे को भुगतान की गई कोई अन्य उपयुक्त लागत शामिल नहीं है;
- (ट) सह-चालन के लिए बायोमास हैंडलिंग उपकरण और सुविधाओं पर होने वाला पूंजी व्यय;
- (ठ) सीवेज उपचार संयंत्र और संशोधित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के लिए आवश्यक उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली पर होने वाला पूंजी व्यय;
- (ड) परियोजना हेतु पर्यावरण मंजूरी प्राप्त करने के लिए किसी भी शर्त की पूर्ति पर होने वाला व्यय;
- (ढ) विधि में परिवर्तन के कारण और अप्रत्याशित घटनाओं पर होने वाला व्यय; तथा
- (ण) भारत सरकार की निष्पादन, उपलब्धि और व्यापार (पीएटी) योजना के तहत मानदंडों के कार्यान्वयन के कारण, एक थर्मल उत्पादन केंद्र द्वारा उपगत व्यय होने वाली या अनुमानित पूंजी लागत को आयोग द्वारा पीएटी योजना के तहत उद्भूत लाभों को फायदाग्राहियों के साथ बंटवारे पर विचार किया जायेगा।
- (3) विद्यमान परियोजना की पूंजी लागत में निम्नलिखित शामिल होगा:-
- (क) आयोग द्वारा दिनांक 1.4.2019 की स्थिति के अनुसार दायित्व, यदि कोई है, का अपवर्जन करके दिनांक 1.4.2019 से पहले विधिवत टूट अप स्वीकृत पूंजी लागत;
- (ख) टैरिफ के अलग-अलग वर्ष के लिए इन विनियमों के अनुसार यथाअवधारित अतिरिक्त पूंजीकरण या पूंजीकरण विहीनता;
- (ग) इस आयोग द्वारा इन नियमों के अनुसार यथास्वीकृत नवीकरण और आधुनिकीकरण पर हुआ पूंजी व्यय;
- (घ) उठाई-धराई और परिवहन सुविधा सहित राख निपटान और उपयोग पर होने वाला पूंजी व्यय;
- (ङ) उत्पादन केंद्र के प्राप्ति स्थल तक कोयले की ढुलाई के लिए रेलवे के बुनियादी ढाँचे और उसकी वृद्धि के लिए किया गया पूंजी व्यय, जिसमें परिवहन लागत और रेलवे को भुगतान की गई कोई अन्य उपयुक्त लागत शामिल नहीं है; और
- (च) भारत सरकार की निष्पादन, उपलब्धि और व्यापार (पीएटी) योजना के तहत मानदंडों के कार्यान्वयन के कारण, एक थर्मल उत्पादन केंद्र द्वारा उपगत व्यय होने वाली या अनुमानित पूंजी लागत को आयोग द्वारा पीएटी योजना के तहत उद्भूत लाभों को फायदाग्राहियों के साथ बंटवारे पर विचार किया जायेगा
- (4) विद्यमान/नए हाइड्रो उत्पादन केन्द्र के मामले में पूंजी 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 क्षेत्र में राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना (आरजीजीवीवाई) और दीनदयाल उपाध्याय ग्राम ज्योति योजना (डीडीयूजीजेवाई) परियोजना में विकासकर्ता के 10 प्रतिशत अंशदान की लागत।

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

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

(ख) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के बाद अप्रचलन के कारण प्रतिस्थापन या निष्कासन या एक परियोजना से दूसरी परियोजना में स्थानांतरित करने के कारण आस्ति की पूंजीकरण विहीनता;

परंतु यह कि अगर क्षेत्रीय विद्युत समिति द्वारा पारेषण आस्ति के प्रतिस्थापन की सिफारिश की जाती है तो ऐसी आस्ति को उसके पुनर्वितरण के बाद ही पूंजीकरण विहीन कर दिया जाएगा;

परंतु यह कि जबतक किसी आस्ति को एक परियोजना से दूसरी परियोजना में स्थानांतरित करना स्थायी न हो, तबतक संबंधित आस्तियों को पूंजीकरण विहीन नहीं किया जाएगा।

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

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

परंतु यह कि, को ऋण पर व्याज, साम्या पर आवक और अवक्षयण की संगणना करने के लिए पूंजी लागत से अपवर्जित कर दिया जाएगा

(ङ) 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;

**20. पूंजी लागत की प्रज्ञावान जांच:** विद्यमान या नई परियोजनाओं की पूंजी लागत की प्रज्ञावान जांच के लिए निम्नलिखित सिद्धान्तों को अपनाया जाएगा:

(1) पिछले ऐतिहासिक आंकड़ों के आधार पर समान परियोजनाओं की पूंजी लागत, थर्मल उत्पादन केंद्र और पारेषण प्रणाली के मामले में, पूंजी व्यय की प्रज्ञावान जांच में, जहां भी लागू हो, पूंजी व्यय वित्त योजना, निर्माण के दौरान व्याज, निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय, दक्ष प्रौद्योगिकी के उपयोग, लागत आधिक्य, समय आधिक्य, प्रतिस्पर्धात्मक बोली और ऐसे अन्य मामलों की तर्क संगति की संवीक्षा सम्मिलित की जा सकेगी जिन्हें आयोग द्वारा समुचित समझा जाए:

परंतु यह कि प्रज्ञावान जांच करते समय, आयोग यह भी जांच करेगा कि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जो भी मामला हो, परियोजना के क्रियान्वयन में अपने निर्णयों और फैसलों में सावधानी बरत रही है।

(2) हाइड्रो उत्पादन केंद्रों की पूंजी लागत में संशोधन करने के उद्देश्य से, आयोग एक स्वतंत्र अभिकरण या एक विशेषज्ञ निकाय की नियुक्ति कर सकता है:

परंतु कि केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तें) विनियम, 2009 के अंतर्गत आयोग द्वारा जारी दिशा-निर्देशों के तहत पहले से नामित स्वतंत्र अभिकरण नियत परियोजना के पूरा होने तक जारी रहेगी।

(3) जहाँ उत्पादक कंपनी और फ़ायदाग्राहियों के बीच वास्तविक पूंजी व्यय की अधिकतम सीमा के बारे में विद्युत क्रय करार समझौता हुआ है, तो आयोग इस तरह की अधिकतम सीमा की प्रज्ञावान जांच पर विचार करेगा

(4) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, विभिन्न घटकों के बेंचमार्क पूंजी लागत का डेटाबेस बनाने के उद्देश्य से टैरिफ याचिका तथा इन विनियमों के साथ अनुबंध-1 के तहत विद्यमान और नई परियोजनाओं के क्रियान्वयन के लिए पूंजी लागत प्रस्तुत करेगी।

**21. निर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी), निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय (आईडीसी)**

(1) निर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी) 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) 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 आनुसंगिक व्यय में कटौती के लिए विचार में लिया जाएगा:

(3) सीओडी प्राप्त करने में विलम्ब के कारण आईडीसी और 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 आईडीसी और आईडीसी का विस्तृत विवरण और इस विलम्ब के समय वसूल की गई और वसूलनीय नुकसानियों के परिसमापन का विस्तृत विवरण शामिल होगा।

(4) यदि सीओडी प्राप्त करने में विलम्ब के लिए, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उत्तरदायी नहीं है, तो एससीओडी से परे आईडीसी और आईडीसी को प्रज्ञावान जांच के पश्चात अनुमति दी जा सकती है और यदि कोई परिसमापन कारित नुकसान शामिल है तो उसे सविंदाकार या आपूर्तिकर्ता या एजेंसी से वसूल करके, उत्पादन केंद्र या पारेषण प्रणाली की पूंजी लागत में समायोजित किया जायेगा।

(5) यदि सीओडी को प्राप्त करने में विलम्ब आंशिक या पूर्ण रूप से उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या उसके सविंदाकार या आपूर्तिकर्ता या एजेंसी के कारण हुआ है, तो ऐसे मामलों में, पूरी तरह से प्रज्ञावान जांच के पश्चात एससीओडी से परे आईडीसी और आईडीसी को पूर्ण रूप से या समानुपातिक आधार पर समय की अधिकता उचित प्रज्ञा के पश्चात स्वीकार्य नहीं है, यथास्थिति यदि कोई परिसमापन कारित नुकसान शामिल है तो उसे सविंदाकार या आपूर्तिकर्ता या एजेंसी से वसूल करके, उसे उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा रखा जायेगा।

**22. नियंत्रण योग्य एवं अनियंत्रण योग्य कारक:** परियोजना के आधिक्य-समय, लागत में उतार-चढ़ाव, आईडीसी और आईडीसी तय करने के लिए निम्नलिखित को उन नियंत्रणयोग्य एवं अनियंत्रणयोग्य कारक के रूप में माना जाएगा:

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

(क) परियोजना के क्रियान्वयन में कार्यकुशलता जिसमें ऐसी परियोजना के दायरे में अनुमोदित परिवर्तन, सांविधिक उद्बुहण या अप्रत्याशित घटनाओं में परिवर्तन अंतर्ग्रस्त नहीं है; और

(ख) सविंदा के निष्पादन में उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की एजेंसी, सविंदाकार या आपूर्तिकर्ता के कारण परियोजना के निष्पादन में विलम्ब।

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

क. अप्रत्याशित घटनाएं

ख. विधि में परिवर्तन

ग. भूमि अधिग्रहण को छोड़कर, जहां विलम्ब के लिए उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उत्तरदायी हैं।

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

(a) कोयला आधारित/लियुआइट चालित उष्मीय उत्पादन केन्द्र - 4.0%

(b) गैस टर्बाइन/संयुक्त चक्रीय उष्मीय उत्पादन केन्द्र - 4.0%

(c) पंपित स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन केन्द्र सहित हाइड्रो उत्पादन केन्द्र - 4.0%

(d) पारेषण प्रणाली

(i) पारेषण लाइन - 1.00%

(ii)	पारेषण उपकेन्द्र		
	- हरित क्षेत्र	-	4.00%
	- ब्राउन फील्ड	-	6.00%
(iii)	शृंखला क्षतिपूर्ति उपाय और एचवीडीसी केन्द्र	-	4.00%
(iv)	गैस विद्युत्तरोधित उपकेन्द्र (जीआईएस)		
	-हरित क्षेत्र	-	5.00%
	- ब्राउन फील्ड	-	7.00%
(v)	संचार प्रणाली	-	3.50%
(vi)	स्टैटिक सिंक्रोनस कंपेसेटर	-	6.00%

परंतु यह कि:

संयंत्र और मशीनरी लागत को आईडीसी, आईईडीसी, भू-लागत और सिविल कार्य की लागत को छोड़कर मूल परियोजना लागत माना जाएगा। संयंत्र और मशीनरी लागत का आकलन करने के उद्देश्य से उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अपने टैरिफ आवेदन में हेड वार आईडीसी और आईईडीसी की विक्षेपित विवरण प्रस्तुत करेगी;

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

## अध्याय - 7

### अतिरिक्त पूंजी व्यय संगणना

#### 24. अंतिम तारीख तक मूल दायरे में अतिरिक्त पूंजीकरण:

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

(क) अनुन्मोचित दायित्व जिन्हें किसी आगामी तारीख पर देय माना गया है;

(ख) निष्पादन के लिए आस्थगित कार्य;

(ग) विनियम 23 के उपबंधों के अधीन रहते हुए कार्य की मूल परिधि के भीतर आरंभिक पूंजी स्पेयर्स की उपाप्ति;

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

(ङ) विधि में परिवर्तन या किसी विद्यमान विधि का अनुपालन; तथा

(च) अप्रत्याशित घटना

परंतु यह कि किसी भी आस्ति के प्रतिस्थापन के मामले में, अतिरिक्त पूंजीकरण, पूंजी विहीनता के स्थान पर प्रतिस्थापित आस्तियों की कुल नियत आस्तियों और संचयी अवक्षयण को समायोजित करने के बाद तय किया जाएगा।

(2) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जैसा भी मामला हो, कार्य के मूल दायरे के अंतर्गत सम्मिलित आस्ति वार/कार्य वार निर्माण और व्यय का प्राक्कलन, भावी तारीख पर भुगतान के लिए माने गए दायित्व तथा निष्पादन के लिए आस्थगित कार्यों का विवरण प्रस्तुत करेगा।

## 25. अंतिम तारीख के पश्चात मूल दायरे में अतिरिक्त पूंजीकरण

(1) किसी नई परियोजना या विद्यमान परियोजना के बारे में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात 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 अधीन स्वीकार किया जाएगा:

- (क) माध्यस्थम् के पंचाट को पूरा करने या न्यायालय के आदेश या या किसी सांविधिक प्राधिकरण के आदेश अथवा डिक्री का अनुपालन करने के दायित्व;
- (ख) विधि में परिवर्तन और विद्यमान विधि का अनुपालन ;
- (ग) कार्य की मूल परिधि में राख के ढेर या राख की उठाई-धराई प्रणाली से संबंधित आस्थगित कार्य;
- (घ) अंतिम तारीख से पहले निष्पादित कार्यों के लिए देयता;
- (ङ) अप्रत्याशित घटनाएं;
- (च) अंतिम तारीख के पश्चात आयोग द्वारा स्वीकृत कार्यों के लिए किसी दायित्व पर केवल उन्हीं मामलों में विचार किया जाएगा जहां इन देयताओं का संपादन वास्तविक भुगतान द्वारा किया गया है; तथा
- (छ) राख निस्तारण प्रणाली के एक भाग के रूप में राख उठाना।

(2) अंतिम तारीख के पश्चात विद्यमान परियोजना के मूल दायरे के अंतर्गत उपस्थित आस्तियों के प्रतिस्थापन के मामले में, अतिरिक्त पूंजीकरण को आयोग द्वारा कुल नियत आस्तियों और संचयी अवक्षयण में आवश्यक समायोजन करने के बाद निम्नलिखित आधार पर प्रज्ञावान जांच के अधीन स्वीकार किया जा सकता है:

- (क) परिसंपत्ति का उपयोगी समय, अगर परियोजना के उपयोगी समय के साथ सराहनीय नहीं है तो ऐसी परिसंपत्तियों को इन अधिनियमों के प्रावधानों के अनुसार पूरी तरह से मूल्यहास किया गया है;
- (ख) विधि या अप्रत्याशित घटनाओं की शर्तों में परिवर्तन के कारण आस्ति या उपकरण का प्रतिस्थापन आवश्यक है;
- (ग) प्रौद्योगिकी के अप्रचलन के कारण ऐसी आस्तियों या उपकरणों का प्रतिस्थापन आवश्यक है; तथा
- (घ) ऐसी आस्ति या उपकरण के प्रतिस्थापन को आयोग द्वारा अनुमति दी गई है।

## 26. मूल दायरे से परे अतिरिक्त पूंजीकरण

(1) विद्यमान उत्पादन केंद्र या संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली के संदर्भ में किए गए या किए जाने वाले अनुमानित पूंजी उपगत व्यय, मूल दायरे से परे प्रज्ञावान जांच के अधीन आयोग द्वारा निम्नलिखित संगणनाओं पर स्वीकार किये जा सकते हैं:

- (क) माध्यस्थम् के पंचाट को पूरा करने या न्यायालय के आदेश या किसी भी सांविधिक प्राधिकरण के आदेश अथवा डिक्री का अनुपालन करने के दायित्व;
- (ख) विधि में बदलाव या किसी मौजूदा विधि का अनुपालन;
- (ग) अप्रत्याशित घटना;
- (घ) समुचित सरकारी अभिकरणों, सांविधिक निकायों द्वारा राष्ट्रीय सुरक्षा या आंतरिक सुरक्षा के लिए सुझाव दिए गए या यथा-निर्देशित संयंत्र की उच्चतर सुरक्षा की जरूरत के कारण किया जाने वाला कोई व्यय;
- (ङ) मामले के आधार पर, कार्य की मूल परिधि में राख के ढेर या राख की उठाई-धराई प्रणाली से संबंधित आस्थगित कार्य;

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।

- (च) थर्मल उत्पादन केंद्र में सीवेज ट्रीटमेंट संयंत्र के जल का उपयोग।

(2) 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।

### 27. नवीनीकरण और आधुनिकीकरण के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण

(1) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी नवीकरण और आधुनिकीकरण (आरएंडआर) 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:

परंतु यह कि नवीकरण और आधुनिकीकरण (आरएंडआर) के लिए आवेदन करने वाली उत्पादन कंपनी इन नियमों के विनियमन 28 के तहत विशेष भत्ते के लिए पात्र नहीं होगी;

परंतु यह भी कि नवीकरण या आधुनिकीकरण (आरएंडआर) के लिए इच्छुक कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक ग्राहकों की सहमति प्राप्त करने की आवश्यकता होगी, यथास्थिति इस तरह के नवीकरण और आधुनिकीकरण (आरएंडआर) के लिए हो सकता है तथा इसे याचिका के साथ ही जमा करेगी।

(2) जहां, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, नवीकरण तथा आधुनिकीकरण के अपने प्रस्ताव के अनुमोदन के लिए आवेदन करें, अनुमोदन, लागत प्राक्कलनों, की युक्तियुक्त, 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 प्रज्ञावान 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।

### 28. 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।

परंतु यह कि एक उत्पादन केन्द्र के लिए विशेष भत्ता भी उपलब्ध होगा, जिसने 2009-14 या 2014-19 की अवधि के दौरान विशेष भत्ते का लाभ उठाया है, जो उपयोगी कार्यकाल के पूरा होने की तारीख से लागू होता है।

(2) एक उत्पादन केन्द्र के लिए स्वीकार्य विशेष भत्ता 2019-24 की टैरिफ अवधि के लिए प्रति वर्ष 9.5 लाख रुपये प्रति मेगावाट होगा।

(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 निदेश के समय, आयोग को उपलब्ध कराएगा

(4) इस विनियमन के तहत अनुमत विशेष भत्ता नवीनीकरण और आधुनिकीकरण गतिविधियों हेतु उपयोग के लिए एक अलग कोष में स्थानांतरित किया जाएगा, जिसके लिए विस्तृत कार्यप्रणाली अलग से जारी की जाएगी।

**29. संशोधित उत्सर्जन मानकों के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण:** (1) एक उत्पादन कंपनी संशोधित उत्सर्जन मानकों के अनुपालन के लिए विद्यमान उत्पादन केंद्र में अतिरिक्त पूंजी व्यय की आवश्यकता के लिए, फ़ायदाग्राहियों के साथ अपना प्रस्ताव साझा करेगी और इस तरह के अतिरिक्त पूंजीकरण के लिए याचिका दायर करेगी।

(2) उपर्युक्त खंड (1) के तहत प्रस्ताव में केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा निर्दिष्ट कार्य का विवरण, कार्य का दायरा, व्यय की चरणबद्धता, पूरा होने की अनुसूची, आदि का विवरण विदेशी मुद्रा घटक सहित अनुमानित पूर्ण लागत, यदि कोई हो, फ़ायदाग्राहियों को टैरिफ पर सांकेतिक प्रभाव की विस्तृत गणना और किसी भी अन्य सूचना को उत्पादन कंपनी द्वारा प्रासंगिक माना जाता है।

(3) जहां उत्पादन कंपनी संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के कारण अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के अनुमोदन के लिए एक आवेदन करती है, वहाँ आयोग लागत अनुमान, वित्तपोषण योजना, पूरा होने की समय-सूची, निर्माण के दौरान ब्याज की तर्कसंगतता पर विचार करने के बाद अनुमोदन प्रदान कर सकता है, उपयोगी कुशल प्रौद्योगिकी, लागत-फ़ायदा विश्लेषण, और ऐसे अन्य कारक जिन्हें आयोग द्वारा सुसंगत माना जा सकता है।

(4) संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के पूरा होने के बाद, उत्पादन कंपनी टैरिफ अवधारण के लिए एक याचिका दायर करेगी। प्रज्ञावान जांच के पश्चात आयोग द्वारा किए गए किसी भी उपगत व्यय या अनुमानित व्यय के लिए लागत की तर्कसंगतता और प्रचालन मानदंडों पर प्रभाव के आधार पर टैरिफ का अवधारण होगा।

#### अध्याय-8

#### वार्षिक नियत लागत की संगणना

**30. रिटर्न आन इक्विटी:** (1) रिटर्न आन इक्विटी विनियम 18 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 विधि में परिवर्तन के कारण अतिरिक्त पूंजी को छोड़कर मूल दायरे से परे अंतिम तारीख के पश्चात अतिरिक्त पूंजी के संबंध में रिटर्न आन इक्विटी की गणना, उत्पादन केंद्र या पारेषण प्रणाली के वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो पर ब्याज की भारित औसत दर से की जाएगी।

परंतु यह कि:

i. 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 डिस्चैज केन्द्र या संरक्षण प्रणाली तक संचार प्रणाली, संबंधित आरएलडीसी द्वारा प्रस्तुत रिपोर्ट के आधार पर सुरक्षा 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।

ii. ऊपर लिखे इस अधिनियम (i) के तहत संबंधित आरएलडीसी द्वारा प्रस्तुत रिपोर्ट के आधार पर यदि यह पाया जाता है कि विद्यमान उत्पादन केन्द्र में उपर्युक्त अपेक्षाओं में से किसी का अभाव है तो इसे अभाव जारी रहने की अवधि के लिए रिटर्न आन इक्विटी की दर को 1 प्रतिशत तक कम दिया जाएगा।

iii. थर्मल उत्पादन केंद्र के मामले में, 1.4.2020 से प्रभावी होने वाली:

- (क) 1 प्रतिशत प्रति मिनट की रैंप दर प्राप्त करने में विफलता के मामले में रिटर्न आन इक्विटी की दर 0.25 प्रतिशत तक कम हो जाएगी;
- (ख) रिटर्न आन इक्विटी के 1.00 प्रतिशत अतिरिक्त दर की सीमा के अधीन, प्रत्येक प्रगतिशील 1 प्रतिशत प्रति मिनट की रैंप दर तथा उससे ऊपर प्राप्त की गई अधिकतम 1 प्रतिशत प्रति मिनट की रैंप दर के लिए रिटर्न आन इक्विटी को 0.25 प्रतिशत की अतिरिक्त दर की अनुमति दी जाएगी:

परंतु यह कि इस संबंध में विस्तृत दिशा-निर्देश, राष्ट्रीय लोड डिस्पैच केन्द्र द्वारा 30.6.2019 तक जारी कर दिए जाएंगे।

**31. रिटर्न आन इक्विटी पर कर :** (1) विनियम 30 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 अनुज्ञसिधारी 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, उत्पादन 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 फार्मूलो के अनुसार संगणित किया जाएगा:

रिटर्न आन इक्विटी 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 21.55 प्रतिशत की दर पर न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) का भुगतान कर रहा है तो-

रिटर्न आन इक्विटी की दर =  $15.50 / (1 - 0.2155) = 19.758\%$

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

(क) वित्त वर्ष 2019-20 के लिए उत्पादन या पारेषण कारबार से अनुमानित सकल आय 1,000 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 =  $15.50 / (1 - 0.24) = 20.395\%$

(iii) 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 ब्याज भी शामिल है, वास्तविक संदत्त कर के आधार पर, टू-अप करेगा जिसमें टैरिफ अवधि 2019-24 से संबंधित किसी वित्तीय वर्ष के लिए वास्तविक सकल आय पर आय कर प्राधिकारियों से प्राप्त ब्याज 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 टूइंग अप के पश्चात, वर्ष दर वर्ष आधार पर फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहको से वसूल या रिफंड की जाएगी।

**32. ऋण पूंजी पर ब्याज:** (1) विनियम 18 में उपदर्शित रीति से प्राप्त ऋणों पर ऋण पर ब्याज की संगणना के लिए सकल मानकीय ऋण के रूप में विचार किया जाएगा।

(2) 1.4.2019 को बकाया मानकीय ऋण को सकल मानकीय ऋण से 31.3.2019 तक आयोग द्वारा यथास्वीकृत संचयी प्रतिसंदाय में कटौती करके तय किया जाएगा।

(3) टैरिफ अवधि 2019-24 के प्रत्येक वर्ष के लिए प्रति संदाय को समसामयिक वर्ष या 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 अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्राप्त किसी ऋणस्थगन अवधि के होते हुए भी, परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के पहले वर्ष से ऋण के प्रतिसंदाय पर विचार किया जाएगा तथा वह अनुज्ञात वार्षिक अवक्षयण के बराबर होगा।

(5) ब्याज की दर पूंजीगत ब्याज के लिए समुचित लेखाकरण समायोजन प्रदान करने के पश्चात वास्तविक ऋण पोर्टफोलियों के आधार पर संगणित ब्याज 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 ब्याज 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 अनुज्ञप्तिधारी की ब्याज की भारित औसत दर पर पूर्णतः विचार किया जाएगा।

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

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

**33. 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 अल्प घटकों के अवक्षयण पर विचार कतरे 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 आईटी उपकरण और सॉफ्टवेयर के लिए निस्तारण मूल्य को शून्य (निल) माना जाएगा और आस्ति के 100 प्रतिशत मूल्य को अवक्षयण माना जाएगा;

परंतु यह कि हाइड्रो उत्पादन केन्द्र की दशा में, यदि कोई हो तो, 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 स्ट्रेट लाइन पद्धति तथा इन विनियमों के परिशिष्ट- I 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 1.4.2019 को शेष अवक्षणीय मूल्य को आस्तियों के कुल अवक्षणीय मूल्य के 31.3.2019 तक आयोग द्वारा यथास्वीकृत संचयी अवक्षयण में कटौती करके तय किया जाएगा।

(7) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञमिधारी, परियोजना 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 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।

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

**(क) कोयला आधारित/लिंग्राइट चालित थर्मल उत्पादन केन्द्र:**

(i) कोयला या लिंग्राइट तथा चूना पत्थर की लागत, यदि लागू हो, मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक की तत्स्थानी अधिकतम कोयला/लिंग्राइट भंडारण क्षमता, इनमें से जो कम हो, भंडार के लिए पिट हेड उत्पादन केन्द्रों के लिए 10 दिन तथा गैर-पिट हेड उत्पादन केन्द्रों के लिए 20 दिन;

(ii) कोयले या लिंग्राइट और चूना पत्थर की लागत के लिए 30 दिनों के लिए अग्रिम भुगतान मानकीय संयंत्र वार्षिक उपलब्धता कारक के समन्तुरूप 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) प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चों का 20 प्रतिशत की दर से रख-रखाव पुर्जे; जिसमें जल प्रभार और सुरक्षा व्यय;

(v) मानकीय संयंत्र उपलब्धता कारक पर संगणित विद्युत के विक्रय के लिए क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभारों और क्षमता प्रभारों, के 45 दिनों के बराबर प्राप्य; तथा

(vi) एक मास के लिए जल प्रभार और सुरक्षा व्यय सहित प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चें।

**(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) प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चों के 30 प्रतिशत की दर से रख-रखाव पुर्जे सहित जल प्रभार और सुरक्षा व्यय;

(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 45 दिनों के समकक्ष प्राप्य; और

(v) एक मास के लिए जल प्रभार और सुरक्षा व्यय सहित प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चें।

**(ग) हाइड्रो उत्पादन केंद्र (पंपित स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन केंद्र सहित) और पारेषण प्रणाली की दशा में:**

(i) वार्षिक निर्धारित लागत के 45 दिनों के समकक्ष प्राप्य;

- (ii) प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चों के 15 प्रतिशत की दर से रख-रखाव पुर्जे सहित जल प्रभार और सुरक्षा व्यय; और
- (iii) एक मास के लिए जल प्रभार और सुरक्षा व्यय सहित प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चों।

(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 (इन नियमों के विनियमन 39 के संदर्भ में मानकीय संक्रमण तथा उठाई-धराई हानियों को ध्यान में रखते हुए) तथा प्रत्येक वित्तीय वर्ष के मामले में, जिसके लिए टैरिफ अवधारित किया जाना है, पूर्ववर्ती वित्तीय वर्ष की तीसरी तिमाही के लिए वास्तविक भारत औसत के अनुसार ईंधन की कुल क्लोरिफिक मूल्य के आधार पर होगी।

परंतु यह कि नए उत्पादन केंद्र के मामले में, पहले वित्त वर्ष के लिए ईंधन की लागत, अवधारित ईंधन की लागत (इन नियमों के विनियमन 39 के संदर्भ में मानकीय संक्रमण तथा उठाई-धराई हानियों को ध्यान में रखते हुए) और तीन महीने के लिए वास्तविक भारत औसत के अनुसार ईंधन के कुल क्लोरिफिक मूल्य के आधार पर होगी, वाणिज्यिक प्रचालन की पूर्ववर्ती तारीख से इन्फर्म विद्युत के लिए टैरिफ अवधारित किया जाना है।

(3) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज की दर मानकीय आधार पर होगी तथा 1.4.2019 को या टैरिफ अवधि वर्ष 2019-24 के दौरान वर्ष की 01 अप्रैल, जिस वर्ष में, यथास्थिति, उत्पादन केन्द्र या उसके यूनिट या पारेषण प्रणाली वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घेषित किए जाते हैं, जो भी बाद में हो, को बैंक दर के बराबर होगी

परंतु यह कि टू-अप के मामले में, कार्यकरण पूंजी पर ब्याज की दर, बैंक अवधि में प्रत्येक वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल को टैरिफ अवधि 2019-24 के दौरान मानी जाएगी।

(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।

### 35. प्रचालन तथा रख-रखाव खर्च:

(1) **थर्मल उत्पादक केंद्र** : थर्मल उत्पादन केन्द्र के मानकीय प्रचालन तथा रख-रखाव खर्चें निम्नानुसार होंगे;

(1) अधिनियमों की धारा (2), (4) और (5) में निर्दिष्ट उत्पादन केन्द्रों की इकाइयों से भिन्न कोयला आधारित तथा लिग्नाइट-चालित (सीएफवीसी प्रौद्योगिकी आधारित सहित) उत्पादन केन्द्र

(लाख रुपये/ मेगावाट)

वर्ष	200/210/ 250 मेगावाट सीरीज	300/330/ 350 मेगावाट सीरीज	500 मेगावाट सीरीज	600 मेगावाट सीरीज	800 मेगावाट तथा उससे ऊपर की सीरीज
वित्तीय वर्ष 2019-20	32.96	27.74	22.51	20.26	18.23
वित्तीय वर्ष 2020-21	34.12	28.71	23.30	20.97	18.87
वित्तीय वर्ष 2021-22	35.31	29.72	24.12	21.71	19.54
वित्तीय वर्ष 2022-23	36.56	30.76	24.97	22.47	20.22
वित्तीय वर्ष 2023-24	37.84	31.84	25.84	23.26	20.93

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:

परंतु यह कि जहां पहले चार इकाइयों के बाद या 1.4.2019 के बाद किसी उत्पादक केंद्र के किसी भी अतिरिक्त इकाई (यों) के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख पर, ऐसी अतिरिक्त इकाइयों का ओएंडएम व्यय, ऊपर दिए गए रख-रखाव के खर्चों, और प्रचालन के 90 प्रतिशत पर स्वीकार्य होगा;

परंतु यह कि भाखड़ा ब्यास प्रबंधन बोर्ड (बीबीएमबी) और सरदार सरोवर परियोजना (एसएसपी) के उत्पादन केंद्र और पारेषण प्रणाली के प्रचालन और रख-रखाव के खर्चों का निर्धारण क्रमशः पंजाब पुनर्गठन अधिनियम, 1996 और नर्मदा जल योजना, 1980 के प्रावधानों को ध्यान में रखकर अंतर-राज्यिक जल विवाद अधिनियम, 1956 की धारा 6-ए के तहत किया जाएगा।

परंतु यह कि 200 मेगावाट से कम के यूनिट आकार वाले उत्पादन केंद्र के प्रचालन और रख-रखाव संबंधी खर्च का निर्धारण मामला-दर-मामला आधार पर किया जाएगा।

**(2) तलचर थर्मल पावर केंद्र (टीपीएस), टांडा टीपीएस और चंदरपुर टीपीएस यूनिट 3 और डीबीसी का दुर्गापुर टीपीएस यूनिट 1:**

(लाख रुपये/ मेगावाट में)

	तालचे टीपीएस	तलचर चंदरपुर टीपीएस (यूनिट 3), टांडा टीपीएस, दुर्गापुर टीपीएस (यूनिट 1)
वित्तीय वर्ष 2019-20 से वित्तीय वर्ष 2023-24 तक		46.16

**(3) ओपन साइकिल गैस टर्बाइन / संयुक्त साइकल उत्पादन केन्द्र:**

(लाख रुपये/ मेगावाट में)

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
वित्तीय वर्ष 2019-20	17.58	36.21	42.85	26.34
वित्तीय वर्ष 2020-21	18.20	37.48	44.35	27.27
वित्तीय वर्ष 2021-22	18.84	38.80	45.91	28.23
वित्तीय वर्ष 2022-23	19.50	40.16	47.52	29.22
वित्तीय वर्ष 2023-24	20.19	41.57	49.19	30.24

**(4) लिग्नाइट चालित उत्पादन केन्द्र:**

(लाख रुपये/ मेगावाट में)

वर्ष	125 मेगावाट सेट	एनएलसी का टीपीएस-I
वित्तीय वर्ष 2019-20	31.15	42.91
वित्तीय वर्ष 2020-21	32.24	44.42

वित्तीय वर्ष 2021-22	33.37	45.98
वित्तीय वर्ष 2022-23	34.54	47.59
वित्तीय वर्ष 2023-24	35.76	49.26

## (5) कोयला रिजेक्ट्स पर आधारित उत्पादन केन्द्र:

(लाख रुपये/ मेगावाट में)

वर्ष	ओएंडएम व्यय
वित्तीय वर्ष 2019-20	31.15
वित्तीय वर्ष 2020-21	32.24
वित्तीय वर्ष 2021-22	33.37
वित्तीय वर्ष 2022-23	34.54
वित्तीय वर्ष 2023-24	35.76

## (6) थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए जल प्रभार एवं पूंजी स्पेयर्स की प्रज्ञावान जांच के पश्चात 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 केंद्र, सुरक्षा की आवश्यकता और अनुमानित खर्चों का मूल्यांकन प्रस्तुत करेगा;

परंतु यह कि उत्पादन केन्द्र टुइंग 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 केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग के नियम 17 (निबंधन और शर्तें), विनियम, 2014 के अनुसार 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।

## (7) संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के लिए अतिरिक्त प्रचालन और रखरखाव खर्च अलग से अधिसूचित किए जाएंगे:

परंतु यह कि जब तक मानदंडों को अधिसूचित नहीं किया जाता है, तब तक आयोग, मामले-दर-मामले आधार पर अतिरिक्त ओएंडएम खर्च तय करेगा।

## (2) हाइड्रो उत्पादन केंद्र: (क) उन हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों के लिए जो दिनांक 1.4.2019 को पिछले तीन या उससे अधिक वर्षों से प्रचालनात्मक है, निम्नलिखित प्रचालन एवं अनुरक्षण मानक लागू होंगे:-

(लाख रुपये में)

विवरण	वित्तीय वर्ष 2019-20	वित्तीय वर्ष 2020-21	वित्तीय वर्ष 2021-22	वित्तीय वर्ष 2022-23	वित्तीय वर्ष 2023-24
टीएचडीसी स्टेज I	27,788.87	29,113.44	30,501.14	31,955.00	33,478.15
केएचईपी	13,452.46	14,093.68	14,765.46	15,469.26	16,206.61
बाइरासुल	8,292.11	8,687.36	9,101.45	9,535.28	9,989.78
लोकतक	9,538.27	9,992.91	10,469.23	10,968.25	11,491.06
सलाल	19,207.75	20,123.29	21,082.48	22,087.39	23,140.19
टनकपुर	10,520.33	11,021.79	11,547.15	12,097.55	12,674.18

चमेरा-I	11,773.57	12,334.77	12,922.71	13,538.68	14,184.00
उरी I	9,865.77	10,336.03	10,828.70	11,344.85	11,885.61
रंगित	5,336.17	5,590.53	5,857.00	6,136.18	6,428.66
चमेरा -II	10,670.68	11,179.30	11,712.17	12,270.44	12,855.31
धौलीगंगा	8,813.40	9,233.50	9,673.61	10,134.71	10,617.79
दुलहस्ती	18,563.04	19,447.85	20,374.84	21,346.02	22,363.49
तीस्ता-V	12,186.58	12,767.46	13,376.02	14,013.60	14,681.56
सेवा-II	7,079.34	7,416.78	7,770.31	8,140.68	8,528.71
टीएलडीपी III	7,539.76	7,899.14	8,275.66	8,670.12	9,083.39
चमेरा III	9,078.72	9,511.46	9,964.83	10,439.81	10,937.43
चुतक	3,536.67	3,705.25	3,881.86	4,066.89	4,260.74
निम्मो बाज़ो	3,527.43	3,695.57	3,871.72	4,056.27	4,249.61
उरी II	7,058.82	7,395.28	7,747.78	8,117.08	8,503.99
पार्वती III	6,618.29	6,933.76	7,264.26	7,610.51	7,973.27
इंदिरा सागर	11,728.40	12,287.44	12,873.12	13,486.73	14,129.58
ओमकारेश्वर	7,198.97	7,542.12	7,901.62	8,278.25	8,672.84
नफथा झाकरी	33,326.11	34,914.62	36,578.84	38,322.39	40,149.04
रामपुर	12,267.22	12,851.94	13,464.54	14,106.33	14,778.72
कोल्डम	12,659.94	13,263.39	13,895.59	14,557.93	15,251.84
करचम बांगतु	11,710.14	12,268.31	12,853.09	13,465.74	14,107.59
कोपिली-I	9,044.47	9,475.58	9,927.24	10,400.43	10,896.17
कोपिली -II	1,130.56	1,184.45	1,240.90	1,300.05	1,362.02
खांडोंग	2,261.12	2,368.90	2,481.81	2,600.11	2,724.04
दोयांग	5,654.57	5,924.10	6,206.47	6,502.31	6,812.24
रंगानदी	12,095.88	12,672.44	13,276.47	13,909.30	14,572.30

मैथन	2,892.40	3,030.26	3,174.70	3,326.03	3,484.56
पंचेत	2,191.37	2,295.83	2,405.26	2,519.90	2,640.02
तिलईया	900.17	943.08	988.03	1,035.13	1,084.47

**नोट:** न्यूनतम वेतन, वेतन संशोधन और जीएसटी संशोधन के प्रभाव में से, यदि कोई है तो, टैरिफ के निर्धारण के समय पर विचार किया जाएगा।

(ख) 1.4.2019 को या उसके पश्चात वाणिज्यिक प्रचालन के तहत घोषित हाइड्रो उत्पादन केंद्रों के मामले में, पहले साल के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्यय, मूल परियोजना लागत के 3.5 प्रतिशत और 5.0 प्रतिशत ( आईडीसी और आईईडीसी, पुर्नवास तथा पुर्नव्यवस्थापन संकर्मों की लागत को छोड़कर), 200 मेगावाट स्थापित क्षमता वाले केंद्रों के लिए और 200 मेगावाट से कम संस्थापित क्षमता वाले केंद्रों के लिए तय किया जाएगा।

(ग) हाइड्रो उत्पादन केंद्रों के मामले में, जिन्होंने 1.4.2019 के अनुसार तीन साल की अवधि पूरी नहीं की है, 2019-20 के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्यय, 31.3.2019 को लागू प्रचालन और अनुरक्षण व्यय पर 4.77 प्रतिशत की उतार-चढ़ाव दर को लागू करते हुए तय किये जाएंगे। टैरिफ अवधि के बाद के वर्षों के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्यय प्रति वर्ष 4.77 प्रतिशत की वृद्धि दर को लागू करते हुए तय किये जायेंगे।

(घ) प्रजावान जांच के पश्चात हाइड्रो उत्पादन केंद्रों के लिए सुरक्षा व्यय और पूंजी स्पेयर्स को अलग से अनुमति दी जाएगी

परंतु यह कि उत्पादन केंद्र, टूईंग अप के समय उचित आकलन के साथ वर्ष-वार उपभोग की गयी वास्तविक पूंजी स्पेयर्स के विवरण के साथ, सुरक्षा आवश्यकता और अनुमानित खर्चों का आकलन प्रस्तुत करेगा,

(3) पारेषण प्रणाली: (क)पारेषण प्रणाली के लिए निम्नलिखित मानकीय प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों के लिए सनियम निम्नानुसार होंगे:

विवरण	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
उपकेन्द्र के लिए सनियम (रुपए लाख/प्रति बे में)					
765 केवी	45.01	46.60	48.23	49.93	51.68
400 केवी	32.15	33.28	34.45	35.66	36.91
220 केवी	22.51	23.30	24.12	24.96	25.84
132 केवी तथा उससे निम्न	16.08	16.64	17.23	17.83	18.46
<b>ट्रांसफॉर्मर के लिए सनियम (लाख रुपए प्रति एमवीए)</b>					
765 केवी	0.491	0.508	0.526	0.545	0.564
400 केवी	0.358	0.371	0.384	0.398	0.411
220 केवी	0.245	0.254	0.263	0.272	0.282
132 केवी तथा उससे निम्न	0.245	0.254	0.263	0.272	0.282
<b>एसी और एचवीडीसी लाइनों के लिए सनियम (रुपये प्रति किमी)</b>					
एकल सर्किट (छह या अधिक उप-कंडक्टरों के साथ बंडल कंडक्टर)	0.881	0.912	0.944	0.977	1.011

एकल सर्किट (चार उप-कंडक्टरों के साथ बंडलड कंडक्टर)	0.755	0.781	0.809	0.837	0.867
एकल सर्किट (दोहरे या तिहरे कंडक्टर)	0.503	0.521	0.539	0.558	0.578
एकल सर्किट (एकल कंडक्टर)	0.252	0.260	0.270	0.279	0.289
दोहरा सर्किट (चार या अधिक उप-कंडक्टरों के साथ बंडलड कंडक्टर)	1.322	1.368	1.416	1.466	1.517
दोहरा सर्किट (दोहरे या तिहरे कंडक्टर)	0.881	0.912	0.944	0.977	1.011
दोहरा सर्किट (एकल कंडक्टर)	0.377	0.391	0.404	0.419	0.433
बहु सर्किट (चार या अधिक उप-कंडक्टर के साथ बंडलड कंडक्टर)	2.319	2.401	2.485	2.572	2.662
बहु सर्किट (दोहरे या तिहरे कंडक्टर)	1.544	1.598	1.654	1.713	1.773
<b>एचवीडीसी केंद्रों के लिए संनियम</b>					
एचवीडीसी बैक-टू-बैक केंद्र (500 मेगावाट प्रति लाख रुपये) (गजुवाका बीटीवी को छोड़कर)	834	864	894	925	958
गजुवाका एचवीडीसी बैक-टू-बैक केंद्र (500 मेगावाट प्रति लाख रुपये)	1,666	1,725	1,785	1,848	1,913
500 केवी रिहंद-दादरी एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम (लाख रु) (1500 मेगावाट)	2,252	2,331	2,413	2,498	2,586
± 500 केवी तलचर- कोलार एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम (लाख रु) (2000 मेगावाट)	2,468	2,555	2,645	2,738	2,834
± 500 केवी भिवाड़ी-बलिया एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम (लाख रुपये) (2500 मेगावाट)	1,696	1,756	1,817	1,881	1,947
± 800 केवी, विश्वनाथ-आगरा एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम (लाख रुपये) (3000 मेगावाट)	2,563	2,653	2,746	2,842	2,942

परंतु यह कि जीआईएस वे के लिए ओएंडएम व्यय की अनुमति दी जाएगी, क्योंकि वे के लिए ओएंडएम व्यय के मानकों को ओएंडएम व्यय में 0.70 से गुणन करके तय किया जाता है।

परंतु यह कि:

(i) परंतु यह कि 1.4.2019 के बाद प्रारम्भ नई एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम के लिए किसी विशिष्ट वर्ष हेतु प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय को, टैरिफ अवधि से संबंधित वर्ष के लिए समान एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम के लिए प्रचालन एवं अनुरक्षण के मानकीय दर के समानुपातिक आधार पर दी जाएगी।

(ii) एचवीडीसी बाई पोल लाइन के लिए ओ एंड एम व्यय संनियम दोहरे परिपथ क्रेड एसीलाइन के रूप में माने जाएंगे

(iii) ±500 केवी मुंद्रा-मोहिंदरगढ़ एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम (2500 मेगावाट) के ओएंडएम खर्च को ±500 केवी तलचर-कोलार एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम (2000 मेगावाट) के मानक ओएंडएम खर्च से 0.80 गुणा करके तय करने की अनुमति दी जाएगी;

(iv) ±800 केवी चंपा-कुरुक्षेत्र एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम (3000 मेगावाट) का ओएंडएम खर्च, ±800 केवी विश्वनाथ-आगरा एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम के मानक ओएंडएम खर्च के आधार पर होगा;

(v)  $\pm 800$  केवी अलीपुरद्वार-आगरा एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम (3000 मेगावाट) का ओएंडएम खर्च,  $\pm 800$  केवी विस्वनाथ-आगरा एचवीडीसी बाई-पोल स्कीम के मानक ओएंडएम खर्च से 0.80 गुणा करके तय किये जाने की अनुमति दी जाएगी।

(v) स्टेटिक सिंक्रोनस कंपेंसेटर और स्टेटिक वार कंपेंसेटर के ओएंडएम खर्चों को वाणिज्यिक प्रचालन पर मूल परियोजना लागत के 1.5 प्रतिशत पर तय किया जाएगा, जिसे टैरिफ अवधि के दौरान ओएंडएम खर्चों को तय करने के लिए 3.51 प्रतिशत की दर तक बढ़ाया जाएगा। यदि आवश्यक हुआ, तो स्टेटिक सिंक्रोनस कंपेंसेटर और स्टेटिक वार कंपेंसेटर के ओएंडएम खर्च की तीन साल बाद समीक्षा की जा सकती है।

(ख) पारेषण प्रणाली के लिए कुल स्वीकार्य प्रचालन और अनुरक्षण व्यय की गणना उप-केंद्र बे की संख्या, ट्रांसफार्मर की ट्रांसफार्मर क्षमता (एमवीए में) और प्रचालन और अनुरक्षण व्यय के लिए लागू सनियमों के साथ लाइन की लंबाई किमी को क्रमशः प्रति बे, प्रति एमवीए और प्रति किमी से गुणा करके की जाएगी।

(ग) पारेषण प्रणाली के लिए सुरक्षा व्यय और पूंजी स्पेयर्स की प्रजावान जांच के पश्चात अलग से अनुमति दी जाएगी:

परंतु यह कि पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, उचित आकलन के साथ दृष्टिगत के समय उपभोग किए गए वर्ष-वार वास्तविक पूंजी स्पेयर्स के विवरण के साथ सुरक्षा आवश्यकता और अनुमानित सुरक्षा व्यय का मूल्यांकन प्रस्तुत करेगा।

(4) **संचार प्रणाली:** संचार प्रणाली के लिए संचालन और रखरखाव के खर्चों को इस तरह की संचार प्रणाली से संबंधित मूल परियोजना लागत का 2.0 प्रतिशत पर काम किया जाएगा। पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, वास्तविक संचालन और रखरखाव खर्चों को जमा करने के लिए प्रस्तुत करेगा।

#### अध्याय-9

#### एकीकृत खानों से निकले कोयले तथा लिग्नाइट के इनपुट मूल्य की गणना

#### 36. ऊर्जा प्रभारों के लिए कोयले तथा लिग्नाइट का इनपुट मूल्य:

जहाँ उत्पादन कंपनी के पास, उसके एक या अधिक उत्पादन केंद्रों में उपयोग के लिए आवंटित खानों में से कोयला या लिग्नाइट की आपूर्ति की व्यवस्था है, जोकि अंतिम उपयोग के रूप में उसके एक या अधिक उत्पादन केंद्रों में उपयोग होता है, कोयला या लिग्नाइट के इनपुट मूल्य के आधार पर उत्पादन केंद्र के टैरिफ के प्रभार घटक का अवधारण होगा कुछ मामलों में ऐसा हो सकता है, कि ऐसी एकीकृत खानों की गणना आयोग द्वारा अलग से अधिसूचित किए जाने वाले अधिनियमों के अनुसार की जाये।

जब तक कोयले के इनपुट मूल्य की गणना के लिए अधिनियम को अधिसूचित किया जाता है, तब तक उत्पादन कंपनी कोल इंडिया लिमिटेड के अधिसूचित मूल्य को एकीकृत खदान से कोयले के ग्रेड के साथ जारी रखना जारी रखेगी:

परंतु यह कि कोयले के इनपुट मूल्य संबंधी अधिनियम की अधिसूचना के बाद या 1.4.2019 से लागू होने के बाद या एकीकृत खदान के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से जो भी बाद में होगा, उस तारीख से यह मूल्य लागू हो जाएगा, और लागू किए गये तथा प्राप्त बिल में कोयले के इनपुट मूल्य के बीच के अंतर को अधिसूचित किए जाने वाले नियमों के अनुसार समायोजित किया जाएगा।

जब तक लिग्नाइट के इनपुट मूल्य की गणना के लिए अधिनियमों को अधिसूचित नहीं किया जाता है, तब तक भारत सरकार के कोयला मंत्रालय द्वारा निर्दिष्ट दिशानिर्देशों के अनुसार लिग्नाइट का इनपुट मूल्य निर्धारित किया जाएगा।

#### अध्याय – 10

#### ऊर्जा प्रभार के घटक

37. **ऊर्जा प्रभार :** थर्मल उत्पादक केंद्रों के संबंध में ऊर्जा प्रभार में प्राथमिक ईंधन की अवसारित ईंधन लागत और लागत, द्वितीयक ईंधन तेल की खपत की लागत और संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के कारण अभिकर्मकों की लागत शामिल होगी।

38. **प्राथमिक ईंधन की अवसारित ईंधन लागत:** किसी भी मास के लिए प्राथमिक ईंधन की अवसारित ईंधन लागत में ग्रेड और ईंधन की गुणवत्ता के आधार पर ईंधन का आधार मूल्य या इनपुट मूल्य शामिल होगा और योग्य वाशरी प्रभार, रेल या सड़क या किसी अन्य द्वारा परिवहन प्रभार तथा लदाई, उतराई और हैंडलिंग प्रभार के रूप में सांविधिक प्रभार भी शामिल किया जाएगा:



परंतु यह कि यदि यह पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से प्रतिस्पर्धी बोली पर आधारित है, तो सरकार द्वारा अधिसूचित कीमतों के अलावा अन्य कीमत पर ईंधन के क्रय हेतु विचार किया जा सकता है;

परंतु यह कि प्राथमिक ईंधन की अवसारित ईंधन लागत को मात्रा और गुणवत्ता के आधार पर किसी भी समायोजन सहित उत्पादन कंपनी द्वारा भुगतान किए गए वास्तविक बिल के आधार पर तय किया जाएगा;

परंतु यह कि कोयला-चलित या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केंद्र के मामले में, कुल कैलोरिफिक मूल्य को तीसरे-पक्ष द्वारा लिए गए नमूने द्वारा मापा जाएगा और तीसरे-पक्ष नमूने की सुविधा की ओर होने वाले खर्च की प्रतिपूर्ति फायदाग्राहियों द्वारा की जायेगी।

**39. मार्गस्थ एवं हैंडलिंग क्षति:** कोयले और लिग्नाइट के लिए, मार्गस्थ एवं हैंडलिंग क्षति निम्नलिखित संनियमों के अनुसार होंगी: -

थर्मल उत्पादक केंद्र	पारगमन और रख-रखाव हानि (%)
पिट हेड	0.20%
गैर-पिट हेड	0.80%

परंतु यह कि पिटहेड केन्द्र के मामले में यदि कोयले का लिग्नाइट का उपापन पिट हेड खान के अलावा किसी अन्य स्रोत से किया जाता है और उसका परिवहन रेल से केन्द्र तक किया जाता है तो गैर-पिट हेड केन्द्र पर मार्गस्थ क्षति लागू होगी:

परंतु यह और कि आयातित कोयले के मामले में पिट-हेड केन्द्र के लिए मार्गस्थ एवं हैंडलिंग क्षति लागू होगी।

**40. प्राथमिक ईंधन का कुल कैलोरिफिक मूल्य:** (1) इन विनियमों के विनियमन 43 के अनुसार कुल कैलोरिफिक मूल्य के लिए ऊर्जा प्रभारों की गणना 'जीसीवी प्राप्ति' आधार के अनुसार की जायेगी।

(2) 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 ब्यौरा इन विनियमों के परिशिष्ट-1 में विहित उपाबंध 15 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।

**41. अभिकर्मक की अवसारित लागत:** (1) जहां विशिष्ट अभिकर्मक जैसे चूना पत्थर, सोडियम बाइकार्बोनेट, यूरिया या निर्जल अमोनिया का उपयोग संशोधित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के लिए उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के प्रचालन के दौरान किया जाता है, इस तरह के अभिकर्मकों की अवसारित लागत, प्रतिस्पर्धी बोली, योग्य सांविधिक प्रभार और परिवहन लागत के माध्यम से अभिकर्मक के मानक उपभोग और मूल्य के आधार पर निर्धारित की जाएगी।

(2) संशोधित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के लिए स्थापित विभिन्न प्रौद्योगिकियों के लिए विशिष्ट अभिकर्मक की मानक खपत को अलग से अधिसूचित किया जाएगा।

## अध्याय - 11

## क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों की संगणना

## 42. थर्मल उत्पादन केंद्रों के लिए क्षमता प्रभारों की संगणना तथा संदाय:

(1) थर्मल उत्पादन केन्द्र की नियत लागत को इन विनियमों के अध्यक्षीन विनिर्दिष्ट संनियमों के आधार पर वार्षिक आधार पर संगणित किया जाएगा तथा क्षमता प्रभार के अध्यक्षीन मासिक आधार पर वसूला जाएगा। उत्पादन केन्द्र के लिए संदेय कुल क्षमता प्रभार को उत्पादन केन्द्र की क्षमता में उनकी अपनी-अपनी प्रतिशतता अंश या आवंटन के अनुसार फायदाग्राहियों विभाजित किया जाएगा। क्षमता प्रभार वर्ष के दो अंशों के तहत वसूल किया जाएगा, यानी उच्च माँग अवधि (तीन मास की अवधि) और निम्न माँग अवधि (शेष नौ मास की अवधि), और प्रत्येक सीज़न के भीतर दो भागों में, मास के अधिक उपभोग वाले घंटों के लिए क्षमता प्रभार और मास के कम उपभोग वाले घंटों के लिए क्षमता प्रभार निम्नानुसार है:

वार्षिक क्षमता प्रभार (सीसीवाई) =

तीन मास की उच्च माँग अवधि के लिए क्षमता प्रभार का योग + निम्न माँग अवधि के नौ मास के लिए क्षमता प्रभार का योग

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

मास का क्षमता प्रभार (सीसीएम) =

मास के पीक घंटों के लिए क्षमता प्रभार ( सीसीपी) +

मास के ऑफ-पीक घंटों के लिए क्षमता प्रभार ( सीसीओपी)

जहाँ ,

उच्च माँग अवधि :

**उच्च माँग अवधि :**

$$\text{सीसीपी}_1 = (0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMp1}}{\text{NAPAF}}\right) \text{अधिकतम सीमा के अध्यक्षीन } (0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{12}\right)$$

$$\text{सीसीपी}_2 = \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMp2}}{\text{NAPAF}}\right) \text{अधिकतम सीमा के अध्यक्षीन } (0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{6}\right)\} - \text{सीसीपी}_1$$

$$\text{सीसीपी}_3 = \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMp3}}{\text{NAPAF}}\right) \text{अधिकतम सीमा के अध्यक्षीन } (0.20 \times \text{एएफसी}) \times (1/4)\} - (\text{सीसीपी}_1 + \text{सीसीपी}_2)$$

$$\text{सीसीओपी}_1 = \{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMop1}}{\text{NAPAF}}\right) \text{अधिकतम सीमा के अध्यक्षीन } (0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{12}\right)\}$$

$$\text{सीसीओपी}_2 = \{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMop2}}{\text{NAPAF}}\right) \text{अधिकतम सीमा के अध्यक्षीन } (0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{6}\right)\} - \text{सीसीओपी}_1$$

$$\text{सीसीओपी}_3 = \{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMop3}}{\text{NAPAF}}\right) \text{अधिकतम सीमा के अध्यक्षीन } (0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{4}\right)\} - (\text{सीसीओपी}_1 + \text{सीसीओपी}_2)$$

निम्न माँग अवधि:

$$\text{सीसीपी}_1 = (0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM1}}{\text{NAPAF}}\right) \text{अधिकतम सीमा के अध्यक्षीन } (0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{12}\right)$$

$$\text{सीसीपी}_2 = \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM2}}{\text{NAPAF}}\right) \text{अधिकतम सीमा के अध्यक्षीन } (0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{6}\right)\} - \text{सीसीपी}_1$$

$$\text{सीसीपी}_3 = \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM3}}{\text{NAPAF}}\right) \text{अधिकतम सीमा के अध्यक्षीन } (0.20 \times \text{एएफसी}) \times (1/4)\} - (\text{सीसीपी}_1 + \text{सीसीपी}_2)$$

$$\text{सीसीपी}_4 = \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{3}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM4}}{\text{NAPAF}}\right) \text{अधिकतम सीमा के अध्यक्षीन } (0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{3}\right)\} - (\text{सीसीपी}_1 + \text{सीसीपी}_2 + \text{सीसीपी}_3)$$

$$\text{सीसीपी}_5 = \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{5}{12}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMp5}}{\text{NAPAF}}\right) \text{अधिकतम सीमा के अध्यक्षीन } (0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{5}{12}\right)\} - (\text{सीसीपी}_1 + \text{सीसीपी}_2 +$$

सीसीपी3+ सीसीपी4)

$$\text{सीसीपी}_6 = \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{2}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMp6}}{\text{NAPAF}}\right) \text{अधिकतम सीमा के अध्यक्षीन } (0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{2}\right)\} - (\text{सीसीपी}_1 + \text{सीसीपी}_2 +$$

सीसीपी3+ सीसीपी4+ सीसीपी5)

सीसीपी7=  $\{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{7}{12}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMp7}}{\text{NAPAF}}\right)\}$  अधिकतम सीमा के अध्वधीन  $(0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{7}{12}\right)\}$  - ( सीसीपी1+ सीसीपी2+ सीसीपी3+ सीसीपी4+ सीसीपी5+ सीसीपी6)

सीसीपी8=  $\{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{2}{3}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMp8}}{\text{NAPAF}}\right)\}$  अधिकतम सीमा के अध्वधीन  $(0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{2}{3}\right)\}$  - ( सीसीपी1+ सीसीपी2+ सीसीपी3+ सीसीपी4+ सीसीपी5+ सीसीपी6+ सीसीपी7)

सीसीपी9=  $\{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{3}{4}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMp9}}{\text{NAPAF}}\right)\}$  अधिकतम सीमा के अध्वधीन  $(0.20 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{3}{4}\right)\}$  - ( सीसीपी1+ सीसीपी2+ सीसीपी3+ सीसीपी4+ सीसीपी5+ सीसीपी6+ सीसीपी7+ सीसीपी8)

सीसीओपी1=  $\{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMop1}}{\text{NAPAF}}\right)\}$  अधिकतम सीमा के अध्वधीन  $(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{12}\right)\}$

सीसीओपी2=  $\{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMop2}}{\text{NAPAF}}\right)\}$  अधिकतम सीमा के अध्वधीन  $(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{6}\right)\}$  - सीसीओपी1

सीसीओपी3=  $\{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMop3}}{\text{NAPAF}}\right)\}$  अधिकतम सीमा के अध्वधीन  $(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{4}\right)\}$  - ( सीसीओपी1+ सीसीओपी2)

सीसीओपी4=  $\{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{3}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMop4}}{\text{NAPAF}}\right)\}$  अधिकतम सीमा के अध्वधीन  $(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{3}\right)\}$  - ( सीसीओपी1+ सीसीओपी2+ सीसीओपी3)

सीसीओपी5=  $\{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{5}{12}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMop5}}{\text{NAPAF}}\right)\}$  अधिकतम सीमा के अध्वधीन  $(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{5}{12}\right)\}$  - ( सीसीओपी1+ सीसीओपी2+ सीसीओपी3+ सीसीओपी4)

सीसीओपी6=  $\{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{2}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMop6}}{\text{NAPAF}}\right)\}$  अधिकतम सीमा के अध्वधीन  $(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{1}{2}\right)\}$  - ( सीसीओपी1+ सीसीओपी2+ सीसीओपी3+ सीसीओपी4+ सीसीओपी5)

सीसीओपी7=  $\{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{7}{12}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMop7}}{\text{NAPAF}}\right)\}$  अधिकतम सीमा के अध्वधीन  $(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{7}{12}\right)\}$  - ( सीसीओपी1+ सीसीओपी2+ सीसीओपी3+ सीसीओपी4+ सीसीओपी5+ सीसीओपी6)

सीसीओपी8=  $\{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{2}{3}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMop8}}{\text{NAPAF}}\right)\}$  अधिकतम सीमा के अध्वधीन  $(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{2}{3}\right)\}$  - ( सीसीओपी1+ सीसीओपी2+ सीसीओपी3+ सीसीओपी4+ सीसीओपी5+ सीसीओपी6+ सीसीओपी7)

सीसीओपी9=  $\{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{3}{4}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMop9}}{\text{NAPAF}}\right)\}$  अधिकतम सीमा के अध्वधीन  $(0.80 \times \text{एएफसी}) \times \left(\frac{3}{4}\right)\}$  - ( सीसीओपी1+ सीसीओपी2+ सीसीओपी3+ सीसीओपी4+ सीसीओपी5+ सीसीओपी6+ सीसीओपी7+ सीसीओपी8)

परंतु यह कि उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई के मामले में नवीनकरण एवं आधुनिकीकरण के कारण बंद होने की स्थिति में उत्पादन कंपनी को केवल ओएंडएम व्यय तथा केवल ऋण पर ब्याज वसूल करने की अनुमति होगी।

जहाँ ,

सीसीएम= मास का क्षमता प्रभार;

सीसीपी= मास के पीक घंटों का क्षमता प्रभार;

सीसीओपी= मास के ऑफ-पीक वाले घंटों का क्षमता प्रभार;

सीसीसीएन= किसी विशेष ऋतु में एनथ मास के पीक घंटों का क्षमता प्रभार;

सीसीओपीएन= किसी विशेष ऋतु में एनथ मास के ऑफ पीक घंटों का क्षमता प्रभार;

एएफसी = वार्षिक स्थिर लागत;

पीएएफएमपीएन= किसी विशेष ऋतु में एनथ मास के अंत में पीक घंटों में प्राप्त संयंत्र उपलब्धता कारक;

पीएएफएमओपीएन= किसी विशेष ऋतु में एनथ मास के अंत में ऑफ-पीक घंटों में प्राप्त संयंत्र उपलब्धता कारक;

एनएपीएफ = मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक

(3) एक महीने में "पीक" और "ऑफ पीक" घंटों के लिए मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक इन नियमों के विनियमन 49 के खंड (ए) में निर्दिष्ट एनएपीएफ के समान होंगे। एक दिन के दौरान "पीक" और "ऑफ पीक" अवधि के घंटे की संख्या क्रमशः चार और बीस होगी। दिन के दौरान अधिक उपभोग वाली और कम उपभोग वाली अवधि संबंधित आरएलडीसी द्वारा कम से कम एक सप्ताह पहले घोषित की जाएगी। उच्च माँग अवधि (तीन महीने की अवधि, लगातार या अन्यथा) और कम माँग अवधि (शेष नौ महीने, लगातार या शेष अवधि) संबंधित आरएलडीसी द्वारा कम से कम छह महीने पहले घोषित की जाएगी:

परंतु यह कि संबंधित हितधारकों की टिप्पणियों पर विधिवत विचार करने के बाद आरएलडीसी पीक घंटों की माँग और क्षेत्र की उच्च माँग अवधि की अधिकतम संभव सीमा के आधार पर पीक घंटों और उच्च माँग अवधि को घोषित करेगा।

परंतु यह कि विभिन्न क्षेत्रों में फ़ायदाग्राहियों वाले एक उत्पादन केंद्र के संबंध में, उच्च माँग अवधि और पीक घंटों के आवंटन के प्रतिशत, उस क्षेत्र के उच्च माँग अवधि और पीक घंटों के अनुरूप होंगे, जिसमें इसके अधिकांश फ़ायदाग्राही साझीदार स्थित हैं।

(4) अधिक-उपलब्धि या कम-उपलब्धि के परिणामस्वरूप किसी भी क्षमता प्रभार की कम-वसूली या अधिक-वसूली, एक समयावधि में पीक और ऑफ पीक घंटों में एनएपीएफ के प्रतिकूल प्रदर्शन को (उच्च माँग अवधि या निम्न माँग अवधि, यथास्थिति) किसी अन्य समयावधि में एनएपीएफ के पीक और ऑफ घंटों में अति-उपलब्धि या कम-उपलब्धि के साथ समायोजित नहीं किया जाएगा

परंतु यह कि किसी अवधि के भीतर, एनएपीएफ के आधार पर संचयी ऑफ-पीक घंटों के लिए क्षमता प्रभार की वसूली में कमी, पीएफ को अति-उपलब्धि द्वारा पूरा करने की अनुमति दी जाएगी, यदि कोई हो, और उस अवधि में संचयी पीक घंटों के लिए क्षमता प्रभार की अधिक वसूली की जायेगी :

परंतु यह कि किसी अवधि के भीतर, एनएपीएफ के आधार पर संचयी पीक घंटों के लिए क्षमता प्रभार की वसूली में कमी, पीएफ को अति-उपलब्धि द्वारा पूरा करने की अनुमति नहीं दी जाएगी, यदि कोई हो, और इसके परिणामस्वरूप क्षमता प्रभार की अधिक वसूली उस अवधि में संचयी ऑफ-पीक घंटों की वसूली की जायेगी:

(5) एक माह (पीएफएम) के लिए प्राप्त संयंत्र उपलब्धता कारक की निम्नलिखित सूत्र के अनुसार गणना की जाएगी:

एन

$$\text{पीएफएम} = 10000 \times \frac{\Sigma \text{डीसी}1}{\{\text{एन} \times \text{आईसी} \times (100 - \text{एयूएक्स})\}} \%$$

आई=1

जहां,

एयूएक्स=प्रतिशतता में मानकीय सहायक ऊर्जा खपत

डीसीआई= 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।

(6) इन विनियमों के विनियमन 49 के खंड (ख) के अनुसार क्षमता प्रभार के अलावा, पीक घंटों के दौरान एक्स-बस अनुसूचित ऊर्जा के लिए 65 पैसे /किलोवाट और उत्पादन केंद्र या यूनिट तथा निर्दिष्ट समय के अनुसार संचयी आधार (उच्च माँग अवधि या निम्न माँग अवधि, यथास्थिति) पर प्राप्त मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएफ) के अनुरूप एक्स-बस ऊर्जा की अधिकता से संबंधित पीक घंटों के लिए एक प्रोत्साहन देय होगा।

(7) इस विनियमन के खंड (1) से (6) के प्रावधान 1.4.2020 से प्रभावी होंगे। उस तिथि तक, इन नियमों के तहत निर्धारित एक थर्मल उत्पादन केंद्र के लिए क्षमता प्रभार केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग विनियम, 2014, के नियम 30 (नियम और शर्तों) के खंड(1) से (4) में निहित प्रावधानों के अनुसार वसूल किया जाएगा, इस शर्त के अध्येक्षीन एनएपीएफ और एनएपीएलएफ को इन नियमों के तहत निर्दिष्ट किया जाएगा।

**43. थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए ऊर्जा प्रभार की संगणना तथा संदाय**

(1) 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:-

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

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

(क) कोयला आधारित तथा लिग्नाइट आधारित केन्द्रों के लिए

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

(ख) गैस और 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, 85 केसीएएल प्रति किग्रा में, यथा प्राप्त कोयले का भारित औसत सकल कैलोरिफिक मूल्य

(ख) लिग्नाइट, गैस और द्रव ईंधन आधारित केन्द्रों के लिए यथा लागू, केसीएएल प्रति किग्रा 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, केसीएएल प्रति एमएल में

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

एसएचआर= कुल केन्द्र हीट दर, प्रति केडब्ल्यूएच के सीएएल 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 अवधारित 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 या 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।

(3) 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 कि ईंधन के वैकल्पिक स्रोत के प्रयोग की भारत औसत कीमत इस विनियम के खंड (5) 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 दिन पूर्व परामर्श लिया जाएगा।

(4) जहाँ बायोमास ईंधन का उपयोग कोयले के साथ सम्मिश्रण के लिए किया जाता है, वहाँ बायोमास ईंधन की अवसारित लागत को उत्पादन केंद्रों के अनलॉडिंग पॉइंट पर, कर और प्रभार को शामिल करते हुए तय किया जाएगा। मिश्रित ईंधन की ऊर्जा प्रभार दर को प्राधिकरण द्वारा विनिर्दिष्ट या बायोमास की वास्तविक खपत, जो भी कम हो, पर आधारित सम्मिश्रण के आधार पर बायोमास की खपत पर विचार करते हुए तय किया जाएगा।

(5) 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।

(6) इस विनियम 42 और विनियम 43 में यथा उपबंधित टैरिफ ढांचा वार्षिक नियत लागत (एएफसी), 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।

#### 44. हाइड्रो केंद्रों के लिए क्षमता प्रभार और 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 विक्री 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 उत्पादन केन्द्र को संदेय क्षमता प्रभार (प्रोत्साहन को छोड़कर) निम्नलिखित रूप में होंगे:

$\text{एएफसी} \times 0.5 \times \text{एनडीएम} / \text{एनडीवाई} \times (\text{पीएफएम} / \text{एनएपीएफ})$  (रुपए में)

जहां,

एएफसी = 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

पीएफएम निम्नलिखित सूत्र के अनुसार संगणित किया जाएगा:

एन

$\text{पीएफएम} = 10000 \times \Sigma \text{ डीसी} 1 / \{ \text{एन} \times \text{आईसी} \times (100 - \text{एयूएक्स}) \} \%$

आई=1

जहां,

एयूएक्स= प्रतिशतता में मानकीय सहायक ऊर्जा खपत

डीसीआई = 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।

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

एन

पीएफएम=10000x  $\Sigma$  डीसी1/ {एन x आईसी x (100-एयूएक्स)}%

आई=1

जहां,

एयूएक्स= प्रतिशतता में मानकीय सहायक ऊर्जा खपत

डीसीआई = 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)x[(केडब्ल्यूएच में मास के लिए अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस)x (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:-

ईसीआर=एफसीx0.5x10/{डीई x (100-एयूएक्स) x (100-एफईएचएस)}

जहां,

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

एफईएचएस= इन विनियमों के विनियमन 55 के तहत नोट 3 में यथापरिभाषित, प्रतिशत में गृह राज्य को निःशुल्क ऊर्जा

(6) यदि किसी वर्ष के दौरान हाइड्रो उत्पादन केंद्र की विक्रय योग्य अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस) उत्पादन केंद्र के नियंत्रण से परे अन्य कारणों से विक्रय योग्य डिजाइन ऊर्जा (एक्स-बस) से कम है, तो व्यवहार विनियमन के खंड (7) को, उत्पादन कंपनी द्वारा दायर एक आवेदन पर लागू किया जाएगा।

(7) वार्षिक निर्धारित लागत के पचास प्रतिशत की तुलना में ऊर्जा प्रभार में कमी को छह समान मासिक किशतों में वसूल करने की अनुमति दी जाएगी:

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।

(8) टैरिफ अवधि 2014 - 19 के दौरान विक्रय योग्य अनुसूची डिजाइन ऊर्जा (एक्स-बस), उत्पादन केंद्र के नियंत्रण से परे अन्य कारणों से विक्रय योग्य डिजाइन ऊर्जा (एक्स-बस) से कम है, और जिसे उक्त टैरिफ अवधि के दौरान वसूल नहीं किया जा सका, उसे विनियम के खंड (7) के अनुसार वसूल किया जाएगा।

(9) यदि इस विनियम के खंड (5) में यथा संगणित हाइड्रो उत्पादन केन्द्र के लिए ऊर्जा प्रभार दर (ईसीआर), एक सौ बीस पैसे प्रति केडब्ल्यूएच से अधिक होती है, तथा वर्ष में वास्तविक विक्री योग्य ऊर्जा  $[डीई \times (100 - \text{एयूएक्स}) \times (100 - \text{एफईएचएस}) / 10000]$  एमडब्ल्यूएच से अधिक होती है, तो उपरोक्त से अधिक ऊर्जा के लिए ऊर्जा प्रभार को केवल एक सौ बीस पैसे प्रति केडब्ल्यूएच पर बिल किया जाएगा:

(10) 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 अधीन होंगे और उच्च न्यायालय के निर्णयानुसार इसमें संशोधन किया जा सकेगा।

#### 45. पम्पड स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन केंद्रों के लिए क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार की संगणना तथा संदाय:

(1) पम्पड स्टोरेज 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 की मासिक आधार पर वसूली जाएगी, जो उत्पादन केन्द्र की विक्री 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 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 पम्पड स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन केन्द्र को संदेय क्षमता प्रभार निम्नलिखित रूप में होंगे:

यदि मास के दौरान वास्तविक उत्पादन उक्त मास के दौरान केन्द्र द्वारा खपत की गई पम्पिंग ऊर्जा का  $\geq 75\%$  है तो  $(\text{एएफसी} \times \text{एनडीएम} / \text{एनडीवाई})$  (रुपयों में) हो

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

जहां,

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

एनडीएम = मास में दिनों की संख्या

एनडीवाई = वर्ष में दिनों की संख्या

जहाँ ,

परंतु यह कि वर्ष के दौरान केन्द्र द्वारा खपत किया जाने वाला वास्तविक उत्पादन और वास्तविक पंपिंग ऊर्जा के आधार पर वर्ष के अंत में समायोजित होगा।

(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:

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

जहां,

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

एफईएचएस= गृह राज्य के लिए मुफ्त ऊर्जा, प्रतिशत में, यदि कोई हो जैसा कि नियम 3 के तहत नोट 3, इन नियमों के 55 विनियमन में उल्लिखित है।

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 ऊर्जा 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 आउटटेज सहित, रुकना और वर्ष में 15 प्रतिशत तक बलात आउटटेज रहने को कम व्यस्त समय में निचले स्तर के जलाशय से ऊर्जा 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-एटीओ)/85

जहां,

(एसीसी)एडीजे-समायोजित वार्षिक क्षमता प्रभार

(एसीसी)आर-वसूल किए गए वार्षिक क्षमता प्रभार

एटीओ-वर्ष में कुल आउटटेज प्रतिशत में, जिसमें बलात और सुनियोजित आउटटेज शामिल है।

परंतु यह कि उत्पादन केन्द्र को अपनी दैनिक मशीन उपलब्धता आने वाले सभी दिनों के लिए ग्रिड 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।

#### 46. 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 के खंड (2) में विनिर्दिष्ट रीति से इन प्रभारों को आपस में बांटेंगे।

(2) पारेषण प्रणाली या उसके भाग के प्रत्येक क्षेत्र एसी और डीसी प्रणाली के कलेंडर मास के लिए संदेय पारेषण प्रभार (प्रोत्साहन को मिलाकर) की गणना निम्नानुसार की जाएगी:-

#### एसी सिस्टम के लिए:

क) टीएएफएम एन < 98.00% के लिए

एएफसी x (एनडीएम एन/एनडीवाई) x (टीएएफएमएन/98.00%)

ख) टीएएफएम एन: 98.00% < टीएएफएमएन < 98.50% के लिए

एएफसी x (एनडीएम एन/एनडीवाई) x (1)

ग) टीएएफएम एन: 98.50% < टीएएफएमएन < 99.75% के लिए

एएफसी x (एनडीएम एन/एनडीवाई) x (टीएएफएम/98.50%)

घ) टीएएफएम एन > 99.75% के लिए

एएफसी x (एनडीएम एन/एनडीवाई) x (99.75%/98.50%)

जहाँ,

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

एनडीएम = मास में दिनों की संख्या

एनडीवाई = वर्ष में दिनों की संख्या

एनएटीएफ = मानकीय वार्षिक पारेषण उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

परिशिष्ट-II के अनुसार संगणित।

#### **एचवीडीसी बाई पोल लिन्क और एचवीडीसी बैक-टू बैक केंद्रों के लिए**

टीसी<sub>1</sub> = एएफसी x (एनडीएम<sub>1</sub> / एनडीवाई) x (टीएएफएम<sub>1</sub> / एनएटीएफ)

टीसी<sub>2</sub> = एएफसी x (एनडीएम<sub>2</sub> / एनडीवाई) x (टीएएफएम<sub>2</sub> / एनएटीएफ) – टीसी<sub>1</sub>

टीसी<sub>3</sub> = एएफसी x (एनडीएम<sub>3</sub> / एनडीवाई) x (टीएएफएम<sub>3</sub> / एनएटीएफ) – (टीसी<sub>1</sub> + टीसी<sub>2</sub>)

टीसी<sub>4</sub> = एएफसी x (एनडीएम<sub>4</sub> / एनडीवाई) x (टीएएफएम<sub>4</sub> / एनएटीएफ) – (टीसी<sub>1</sub> + टीसी<sub>2</sub> + टीसी<sub>3</sub>)....

टीसी<sub>11</sub> = एएफसी x (एनडीएम<sub>11</sub> / एनडीवाई) x (टीएएफएम<sub>11</sub> / एनएटीएफ) – (टीसी<sub>1</sub> + टीसी<sub>2</sub> + .... + टीसी<sub>10</sub>)

टीसी<sub>12</sub> = एएफसी x (टीएएफ वाई / एनएटीएफ) – (टीसी<sub>1</sub> + टीसी<sub>2</sub> + .... + टीसी<sub>11</sub>);

यदि ,

(i) टीएएफएम: 95.00% < टीएएफएम < 97.50%, तब टीएएफएम = एनएटीएफ ;

(ii) टीएएफएम: 97.50% < टीएएफएम < 99.75%, तब एनएटीएफ = 97.50%; और

(iii) टीएएफएम > 99.75% के लिए, तब टीएएफएम = 99.75% और एनएटीएफ = 97.50%.

जहाँ,

टीसीएन = nवें मास तक प्रोत्साहन समावेशी पारेषण प्रभार,

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

एनएटीएफ = मानकीय वार्षिक पारेषण उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

एनडीएमएन = वित्तीय वर्ष के nवें मास के दिनों की संख्या

एनडीवाई = वर्ष में दिन की संख्या

टीएएफएमएन = वर्ष के nवें मास के अंत तक पारेषण उपलब्धता कारक

परिशिष्ट- II के अनुसार गणना में प्रतिशत

टीएफवाई = वर्ष के लिए प्रतिशत में पारेषण उपलब्धता कारक।

(3) उस पारेषण प्रणाली के भाग के लिए पारेषण की संगणना दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों द्वारा उनके अंश के अनुसार पृथक रूप से की जाएगी जिसके पास विभिन्न एनएटीएफ है तथा उसके पश्चात् संकलित होगी। संचार प्रणाली के प्रभार पारेषण प्रभार का एक हिस्सा होंगे और दीर्घकालिक ग्राहकों द्वारा साझा किए जाएंगे।

**47. 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-समयपर यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग (विचलन व्यवस्थापन तंत्र और संबंधित मामले) विनियम, 2014 द्वारा शासित किया जाएगा।

(2) प्रत्येक उत्पादन केन्द्र और फायदाग्राहियों 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 ब्लाक के लिए एमडब्ल्यूएच में संगणित किया जाएगा।

## अध्याय - 12

### प्रचालन के संनियम

**48. टैरिफ और प्रोत्साहन की वसूली:** (1) उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा क्षमता प्रभार, ऊर्जा प्रभार, पारेषण प्रभार तथा प्रोत्साहन की वसूली विनियम 49 से 52 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 49 (ग) में विनिर्दिष्ट स्टेशन हीट रेट के संनियमों को स्वयं पुनरीक्षित कर सकेगा।

### 49. थर्मल उत्पादन केन्द्र के लिए प्रचालन संनियम

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

(क) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएफ)

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

(ख) एनएलसी इंडिया लि. के निम्नलिखित लिग्नाइट-चालित थर्मल उत्पादन केन्द्र के लिए :

टीपीएस-I	72%
----------	-----

(ग) डीवीसी के निम्नलिखित थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए :

बोकारो टीपीएस	75%
चन्द्रपुर टीपीएस	75%
दुर्गापुर टीपीएस	74%

(घ) एनइडपीसीओ के गैस आधारित निम्नलिखित थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए:

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 पश्चात अगले वर्ष से- 80%

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

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

(ख) एनएलसी इंडिया लि. के निम्नलिखित लिग्नाइट- चालित थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए:

टीपीएस -I	75%
-----------	-----

(ग ) दामोदर घाटी निगम (डीवीसी) के निम्नलिखित थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए:

बोकारो टीपीएस	80%
चन्दरपुर 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 सेट्स (उप जटिल)
2,430 केसीएएल/केडब्ल्यूएच	2,390 केसीएएल/केडब्ल्यूएच

**टिप्पणी -1**

500 मेगावाट और उससे ऊपर की यूनिटों, जहां वायलर 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 ।

**टिप्पणी- 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 भारत औसत सकल स्टेशन हीट रेट होगी।

**टिप्पणी- 3**

ऊपर दिए गए मानक सकल स्टेशन हीट रेट ग्रीड कोड के विनियमन 6.3 (ख ) में एक विशेष भत्ता है। लोडिंग फैक्टर के आधार पर, उत्पादन कंपनी ऊपर दिए गए मानक सकल स्टेशन हीट रेट के अतिरिक्त भत्ते पर विचार करेगी।

**नोट 4**

200 मेगावाट से कम सेट की इकाई क्षमता के लिए सकल स्टेशन हीट रेट, को मामला दर मामला आधार पर निपटाया जाएगा।

(ii) एनटीपीसी लि. के निम्नलिखित थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए:

तालचेर टीपीएस	2,830 केसीएएल/केडब्ल्यूएच
---------------	---------------------------

टांडा टीपीएस	2,750 केसीएएल/केडब्ल्यूएच
--------------	---------------------------

(iii) दामोदर घाटी निगम (डीवीसी) के निम्नलिखित थर्मल उत्पादक केंद्रों के लिए:

बोकारो टीपीएस	2,700 केसीएएल/केडब्ल्यूएच
चन्द्रपुर टीपीएस ( इकाई 3)	3,000 केसीएएल/केडब्ल्यूएच
दुर्गापुर टीपीएस	2,750 केसीएएल/केडब्ल्यूएच

(iv) लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन केन्द्र

एनएलसी लिमिटेड 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

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) एनएलसी इंडिया लिमिटेड के टीपीएस-1 तथा टीपीएस-2 (स्टेज 1 तथा 2):

(vi) ओपन साइकल गैस टर्बाइन/संयुक्त साइकल उत्पादन केन्द्रों के लिए:

गैस आधारित निम्नलिखित थर्मल उत्पादन केंद्र:

उत्पादन केंद्र का नाम	संयुक्त साइकल (केसीएएल/केडब्ल्यूएच)	ओपन साइकल (केसीएएल/केडब्ल्यूएच)
गांधार जीपीएस	2,040	2,960
कवास जीपीएस	2,050	3,010
अंता जीपीएस	2,075	3,010
दादरी जीपीएस	2,000	3,010
औरैया जीपीएस	2,100	3,045
फरीदाबाद जीपीएस	1,975	2,900
कायमकुलम जीपीएस	2,000	2,900
असम जीपीएस	2,600	3,578
अगरथला जीपीएस	2,600	3,578

रत्नागिरी जीपीएस	1,820	2,641
------------------	-------	-------

(ख) 1.4.2019 को या उसके पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्राप्त करने वाले नए थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए:

(i) कोयला आधारित तथा लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन केन्द्र =  $1.05 \times$  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/सीएम <sup>2</sup> )	150	170	170
एसएचटी / आरएचटी (°से)	535/535	537/537	537/565
बीएफपी का प्रकार	विद्युत चालन	टर्बाइन चालन	टर्बाइन चालन
अधिकतम टर्बाइन हीट रेट (केसीएएल/केडब्ल्यूएच)	1955	1950	1935
<b>बॉयलर की न्यूनतम क्षमता</b>			
उप-विट्रुमिनस भारतीय कोयला	0.86	0.86	0.86
विट्रुमिनस आयातित कोयला	0.89	0.89	0.89
<b>अधिकतम डिजाइन ताप दर (केसीएएल/केडब्ल्यू एच)</b>			
उप-विट्रुमिनस भारतीय कोयला	2273	2267	2250
विट्रुमिनस आयातित कोयला	2197	2191	2174

दबाव रेटिंग (केजी/सीएम <sup>2</sup> )	247	247	270	270
एसएचटी / आरएचटी (°से)	537/565	565/593	593/593	600/ 600
बीएफपी का प्रकार	टर्बाइन चालन	टर्बाइन चालन	टर्बाइन चालन	टर्बाइन चालन
अधिकतम टर्बाइन हीट रेट (केसीएएल/केडब्ल्यूएच)	1900	1850	1810	1800
<b>बॉयलर की न्यूनतम क्षमता</b>				
उप-विट्रुमिनस भारतीय कोयला	0.86	0.86	0.865	0.865
विट्रुमिनस आयातित कोयला	0.89	0.89	0.895	0.895
<b>अधिकतम डिजाइन यूनिट ताप दर (केसीएएल/केडब्ल्यू एच)</b>				
उप-विट्रुमिनस भारतीय कोयला	2222	2151	2105	2081
विट्रुमिनस आयातित कोयला	2135	2078	2034	2022

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

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

परंतु यह कि यदि 1.4.2019 से पूर्व एक या अधिक यूनिटों को वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया जाता है तब 1.4.2019 को या उसके पश्चात उन यूनिटों तथा वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किए गए यूनिटों की यूनिट्स टैरिफ अवधि 2014-19 के दौरान आयोग द्वारा 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 (सीएफबीसी 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।

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

(ग) दिनांक 1.4.2009 को या उसके पश्चात सी ओडी युक्त गैस आधारित/ तरल ईंधन आधारित थर्मल उत्पादन यूनिट (यूनिटें) ब्लाक:

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

=1.071 x तरल ईंधन के लिए यूनिट/ब्लॉक 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:

(घ) द्वितीयक ईंधन तेल खपत

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

(ख) (i) टीपीएस- I को छोड़कर लिग्नाइट से चलने वाले उत्पादन केंद्र: 1.0 एमएल/केडब्ल्यूएच

(ii) टीपीएस- I के लिए: 1.5 एमएल/केडब्ल्यूएच

(ग) डीवीसी के कोयला आधारित उत्पादन केन्द्र:

बोकारो टीपीएस	1.5 एमएल/केडब्ल्यूएच
चन्द्रपुर टीपीएस	1.5 एमएल/केडब्ल्यूएच
दुर्गापुर टीपीएस	2.4 एमएल/केडब्ल्यूएच

(घ) कोल रिजेक्ट्स के आधार पर उत्पादन केंद्र: 2.0 एमएल/केडब्ल्यूएच

(ड.) सहायक ऊर्जा खपत

(क) नीचे (ख) के सिवाय कोयला आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिए:

क्रम संख्या	उत्पादन केंद्र	प्राकृतिक ड्राफ्ट प्रशीतलन टावर के साथ या प्रशीतलन टावर के बिना
(i)	200 एमडब्ल्यू सीरीज	8.50%
(ii)	300 एमडब्ल्यू सीरीज और उससे ऊपर	
	वाष्प चालित बायलर फीड पम्प	5.75%
	विद्युत चालित बायलर फीड पम्प	8.00%

परंतु यह कि इंड्यूस्ड ड्राफ्ट प्रशीतलन टावरों के साथ और जहां ट्यूब टाइप कोयला मिल का उपयोग किया जाता है, के लिए संनियमों में क्रमशः 0.5% और 0.8% 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	1.0%
दाब रिकवरी टर्बाइन और प्राकृतिक ड्राफ्ट टावर युक्त जेट कन्डेन्सर्स का प्रयोग करके अप्रत्यक्ष प्रशीतलन प्रणाली	0.5%

नोट: 200 मेगावाट से कम सेट की इकाई क्षमता के लिए सहायक ऊर्जा की खपत को मामला दर मामला आधार पर निपटाया जाएगा।

(ख) अन्य कोयला आधारित उत्पादक केंद्रों के लिए:

(i)	तलचर थर्मल पावर केंद्र	10.50%
(ii)	टांडा थर्मल पावर केंद्र	11.50%
(iii)	बोकारो थर्मल पावर केंद्र	10.25%
(iv)	चंदरपुर थर्मल पावर केंद्र	9.50%
(v)	दुर्गापुर थर्मल पावर केंद्र	10.50%

(ग) गैस टर्बाइन/संयुक्त साइकल उत्पादन केंद्रों के लिए :



- (i) संयुक्त साइकल 2.5%  
(ii) ओपन साइकल 1.0%

परंतु यह कि गैस आधारित उत्पादन केंद्र इलेक्ट्रिक मोटर संचालित गैस बूस्टर कंप्रेसर का उपयोग कर रहा हो, संयुक्त साइकल मोड के मामले में सहायक ऊर्जा की खपत (स्टीम टर्बाइन जेनरेटर के लिए एयर-कूल्ड कंडेनसर के प्रभाव सहित) 3.30% होगी :

परंतु यह कि संयुक्त साइकल उत्पन्न करने वाले केंद्रों के लिए यांत्रिक ड्राफ्ट फेन के साथ प्रत्यक्ष एयर कूल्ड कंडेनसर बनाने के लिए 0.35% की अतिरिक्त सहायक ऊर्जा की खपत की अनुमति होगी।

(डं ) लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केंद्रों के लिए:

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

सहायक ऊर्जा खपत संनियम, उपरोक्त (ड.) (क) पर कोयला आधारित उत्पादन केंद्रों 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 (ड.) (क) पर कोयला आधारित उत्पादन केन्द्र के सहायक ऊर्जा खपत से 1.5% बिंदु अधिक होंगे।

- (ii) एनएलसी का सीएफबीसी प्रौद्योगिकी का उपयोग करने वाले बरसीनगर उत्पादन केंद्र: 12.50%

- (iii) एनएलसी इंडिया लिमिटेड के टीपीएस-1/टीपीएस-1(विस्तारण) तथा टीपीएस-2 प्रक्रम 1 और 2

टीपीएस-I	12.00%
टीपीएस-II	10.00%
टीपीएस-I (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 केन्द्रों के लिए :10%

**50.हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों के लिए प्रचालन संनियम:** यहां दिए गए प्रचालन के संनियम हाइड्रो उत्पादन केंद्र पर लागू होंगे:

**(क) सामान्य वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएफ):** 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 एनएपीएएफ का निर्धारण करने का आधार बनेगी।

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

**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 एनएपीएएफ

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

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

(4) उपर्युक्त के आधार पर पहले ही प्रचालन में हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों के मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ) निम्नलिखित रूप में होंगे:-

केंद्र	संयंत्र का प्रकार	संयंत्र क्षमता यूनिटों की संख्या x मेगावाट	एनएपीएएफ
<b>टीएचडीसी</b>			
टीएचडीसी I	भंडारण	4x250	80
केएचइपी	भंडारण	4x100	68
<b>एनएचपीसी</b>			
बैरासूल	जल संचय	3x60	90
लोकतक	जल संचय	3x35	88
सलाल	आरओआर	6x115	64
टनकपुर	आरओआर	3x31.4	59
चमेरा-I	जल संचय	3x180	90
उरी I	आरओआर	4x120	74
रंगित	जल संचय	3x20	90
चमेरा-II	जल संचय	3x100	90
धौलीगंगा	जल संचय	4x70	78
दूलहस्ती	जल संचय	3x130	90
तीस्ता-V	जल संचय	3x170	87
सेवा-II	जल संचय	3x40	89
टीएलडीपी III	जल संचय	4x33	77
चमेरा III	जल संचय	3x77	87
चुटक	आरओआर	4x11	48
निम्मो बाजगो	जल संचय	3x15	70

उरी II	आरओआर	4x60	70
पार्वती III	जल संचय	4x130	43
<b>एनएचडीसी</b>			
इंदिरा सागर	भंडारण	8x125	87
ओम्कारेश्वर	जल संचय	8x65	90
<b>एनईईपीसीओ</b>			
कोपिली I	भंडारण	4x50	69
खांदोंग	भंडारण	2x25	67
कोपिलीII	भंडारण	1x25	69
दोयांग	भंडारण	3x25	70
रंगानदी	जल संचय	3x135	88
<b>एनटीपीसी</b>			
कोलडैम	भंडारण	4x200	90
<b>एसजेवीएनएल</b>			
नाथपा झाकड़ी	आरओआर	6x250	90
रामपुर	आरओआर	6x68.67	85
<b>डीवीसी</b>			
पंचेत	भंडारण	2x40	80
तिलैया	भंडारण	2x2	80
मैथन	भंडारण	3x20	80
तिस्ता III	जल संचय	6x200	85

(ख) 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 पूर्व 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 समनुदेष्टिनी 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।

(ग) सहायक ऊर्जा खपत (एईसी):

केन्द्र के प्रकार	एईसी	
	200 मेगावाट से ऊपर स्थापित क्षमता	200 मेगावाट तक स्थापित क्षमता
<b>सतह</b>		
रोटेटिंग एक्साइटेशन	0.7%	0.7%
स्थिर	1.0%	1.2%
<b>भूमिगत</b>		
रोटेटिंग एक्साइटेशन	0.9%	0.9%
स्थिर	1.2%	1.3%

**पारेषण प्रणाली के लिए प्रचालन संनियम**

**51. मानकीय वार्षिक पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक (एनएटीएएफ):**

(क) वार्षिक नियत प्रभारों की वसूली के लिए निम्नानुसार होंगे:-

- (1) एसी प्रणाली: 98.00%;
- (2) एचडीवीसी वाई पोल लिनक्स एवं एचडीवीसी बैक टू बैक केन्द्र : 95%

परंतु एचडीवीसी वाई पोल लिनक के मानक वार्षिक पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक व्यावसायिक प्रचालन की तारीख से पहले बारह महीनों के लिए 85% होगा।

(ख) प्रोत्साहन के लिए, एनएटीएएफ निम्नानुसार होगा:

- (1) एसी प्रणाली: 98.50%;
- (2) एचडीवीसी वाई पोल लिनक और एचडीवीसी बैक-टू-बैक केन्द्र: 97.50%:

परंतु यह 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।

**52. 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 अनुज्ञप्तिधारी द्वारा किया जाएगा तथा इसमें मानकीय प्रचालन तथा रख-रखाव खर्च सम्मिलित है।

**(ख) एचवीडीसी उप केन्द्र**

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

**अध्याय -13****अनुसूचीकरण लेखांकन और बिलिंग**

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

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

**55. 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 अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा क्रमशः जारी किए जाएंगे और फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों द्वारा संदाय प्रत्यक्षतः, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को किया जाएगा।

परंतु यह कि फायदाग्राही या दीर्घकालिक ग्राहक के प्राधिकृत व्यक्ति के कार्यालय में मूल रूप से विधेयक की भौतिक प्रति को, यथास्थिति, या उत्पादन कंपनी के अधिकृत हस्ताक्षर-कर्ता या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की आधिकारिक ईमेल आईडी के माध्यम से मूल विधेयक की स्कैन की गई प्रति को, यथास्थिति, बिल की प्रस्तुति के वैध साधन के रूप में पहचाना जाएगा:

परंतु यह कि प्राधिकृत हस्ताक्षर-कर्ता या हस्ताक्षर-कर्ताओं (केवल आधिकारिक पदनाम) को कंपनी के प्रबंध निदेशक या मुख्य कार्यकारी अधिकारी द्वारा अग्रिम में अधिसूचित किया जाएगा और प्राधिकृत हस्ताक्षर कर्ता की सूची में किसी भी बदलाव को, इसी तरीके से संचारित किया जायेगा।

(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 (अनाबंटित क्षमता में से किसी आबंटन सहित) उनकी प्रतिशतता अंश के अनुसार बांटा जाएगा। हाइड्रो उत्पादन केन्द्र के लिए क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार का संदाय विक्रय योग्य क्षमता में (टिप्पणी 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।

**टिप्पणी-1**

केन्द्रीय सेक्टर उत्पादन केन्द्रों की पूर्ण क्षमता में प्रत्येक फायदाग्राही के अंश या 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।

**टिप्पणी-2**

फायदाग्राही अपने आबंटित फर्म के अंश के एक भाग को क्षेत्र के भीतर या बाहर राज्यों को अभ्यर्पित करने का प्रस्ताव कर सकेगा। 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 आवंटन प्रभावी होने के पूर्व कम से कम तीन दिन अग्रिम में दी जाएगी।

### टिप्पणी-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।

**56. सांविधिक प्रभार की वसूली:** उत्पादन कंपनी राज्य और केंद्र सरकार द्वारा लगाए गए सांविधिक प्रभार जैसे विद्युत प्रभार, जल उपकरण इन नियमों में निर्दिष्ट मानदंडों पर विचार करके वसूल करेगी। सहायक ऊर्जा की खपत पर विद्युत प्रभार लागू होने की स्थिति में, विद्युत प्रभार की इतनी मात्रा उत्पादन केंद्र (कॉलोनी की खपत को छोड़कर) के प्रामाणिक सहायक ऊर्जा खपत पर लागू होगी और प्रत्येक फायदाग्राहियों को उनके निर्धारित मास के दौरान भेज दिया जाएगा।

**57. 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:

**58. छूट:** (1) उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के बिलों का संदाय उनके प्रस्तुत होने पर प्रत्यय पत्र के माध्यम से या राष्ट्रीय इलेक्ट्रॉनिक फंड ट्रांसफर (एन ई एफ टी) या रियल टाइम ग्रॉस सेटलमेंट (आरटीजीएस) भुगतान माध्यम के जरिए उत्पादक कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा बिलों को प्रस्तुत करने की अवधि के 5 दिनों के अंदर प्रस्तुत किए जाने पर 1.50% प्रतिशत की छूट अनुज्ञात की जाएगी।

**स्पष्टीकरण: '5 दिनों'** की संगणना के मामले में, किसी भी अवकाश पर विचार किए बिना दिनों की संख्या को लगातार गिना जाएगा। हालांकि, यदि अंतिम दिन या 5वें दिन आधिकारिक अवकाश है, तो छूट देने के उद्देश्य से 5वें दिन को तत्काल सफल कार्य दिवस माना जाएगा (आधिकारिक राज्य सरकार के कैलेंडर के अनुसार, जहां प्राधिकृत हस्ताक्षर-कर्ता या फायदाग्राही प्रतिनिधि का कार्यालय, बिल की प्राप्ति या पावती के उद्देश्य से स्थित है)।

(2) जहां उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा बिल प्रस्तुत किए जाने के 5 दिनों के पश्चात और 30 दिनों की अवधि के अंदर भुगतान किया जाता है वहां 1 प्रतिशत की छूट अनुज्ञात की जाएगी।

**59. 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 45 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 - 14

### फायदा भागीदारी

**60. मानदंडों में भिन्नता के कारण फायदों की भागीदारी :** (1) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को नीचे दिए गए लागू नियंत्रण मानकों के तहत वास्तविक प्रदर्शन के आधार पर अनुमानित लाभ दिया जाएगा :

(i) केंद्र ताप दर ;

(ii) द्वितीयक ईंधन तेल की खपत; तथा

(iii) सहायक ऊर्जा की खपत।

(2) किसी उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा नियंत्रणयोग्य पैरामीटर्स के आधार पर अर्जित वित्तीय अभिलाभों की भागीदारी उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और फायदाग्राहियों द्वारा यथास्थिति वार्षिक आधार पर की जाएगी। उत्पादन केन्द्र के मामले में विनियम की धारा (1) में दर्शाए गए प्रचालनात्मक पैरामीटरों के कारण निम्नलिखित फार्मूला के अनुरूप संगणित वित्तीय अभिलाभों की भागीदारी 50:50 के अनुपात में उत्पादन केन्द्र और फायदाग्राहियों के बीच की जाएगी :

शुद्ध अभिलाभ=(ईसीआरएन - ईसीआरए)X अनुसूचित उत्पादन  
जहां

ईसीआरएन - केन्द्र ताप दर, अनुषंगी खपत और द्वितीयक ईंधन तेल खपत के लिए विनिर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर संगणित मानकीय ऊर्जा प्रभार दर

ईसीआरए - माह के लिए वास्तविक एसएचआर, अनुषंगी खपत और द्वितीयक ईंधन आयल खपत के आधार पर संगणित वास्तविक ऊर्जा प्रभार दर

परंतु यह कि हाइड्रो उत्पादन केंद्रों के मामले में, वास्तविक सहायक ऊर्जा की खपत के कारण शुद्ध लाभ, मानक सहायक ऊर्जा की खपत से कम हो, निम्न सूत्रों के अनुसार गणना की जाएगी, परंतु विक्रय योग्य अनुसूचित उत्पादन विक्रय योग्य डिजाइन ऊर्जा से अधिक हो और इसे केंद्र और फायदाग्राहियों के बीच भागीदारी 50:50 के अनुपात में की जाएगी।

(i) जब विक्रय योग्य अनुसूचित उत्पादन, मानक सहायक ऊर्जा खपत के आधार पर विक्रय योग्य डिजाइन ऊर्जा से अधिक है और वास्तविक सहायक ऊर्जा खपत के आधार पर विक्रय योग्य डिजाइन ऊर्जा से कम या बराबर है:

शुद्ध लाभ (प्रति दस लाख रूपए) = [(एमयू में अनुसूचित उत्पादन) - (एमयू में मानक सहायक ऊर्जा की खपत के आधार पर विक्रय योग्य डिजाइन ऊर्जा)] x [1.20 या ईसीआर, जो भी कम हो]

(ii) जब विक्रय योग्य अनुसूचित उत्पादन वास्तविक सहायक ऊर्जा खपत के आधार पर विक्रय योग्य डिजाइन ऊर्जा से अधिक होती है:

शुद्ध लाभ (प्रति दस लाख रूपए) = {विक्री योग्य अनुसूचित उत्पादन एमयूएस में - [(विक्री योग्य अनुसूचित उत्पादन एमयूएस में x (100-मानक एईसी % में)/(100- वास्तविक एईसी % में))]} x [1.20 या ईसीआर, जो भी कम हो]

**61. ऋण के पुनः वित्तपोषण या पुनर्गठन के कारण ब्याज में बचत की भागीदारी करना:** (1) यदि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा ऋण का पुनः वित्तपोषण या पुनर्गठन, यथास्थिति, ब्याज के बाद शुद्ध बचत में परिणाम इस तरह के पुनर्वित्त या पुनर्गठन के साथ जुड़ी लागत के लिए लेखांकन, फायदाग्राहियों और उत्पादक कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के बीच यथास्थिति 50:50 के अनुपात में साझा किया जाएगा।

(2) विवाद के मामले में, कोई भी पक्ष विवाद के निपटारे के लिए केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग (व्यवसाय का प्रचालन) विनियम, 1999 के अनुसार आवेदन कर सकता है:

परंतु यह कि फायदाग्राही या दीर्घकालिक ग्राहक ऋण के पुनः वित्तपोषण से उत्पन्न किसी भी विवाद की अबमामना के दौरान उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा दावा किए जाने वाले ब्याज के भुगतान पर कोई रोक नहीं लगाएंगे।

**62. गैर-टैरिफ आय की भागीदारी:** उत्पादन केंद्र और पारेषण प्रणाली के मामले में, भूमि या इमारतों के किराए से गैर-टैरिफ शुद्ध आय, यथास्थिति, स्क्रेप और विज्ञापनों का विक्रय फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक ग्राहकों और उत्पादक कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के मध्य 50:50 के अनुपात में साझा की जाएगी।

**63. स्वच्छ विकास तंत्र फायदों में भागीदारी:** अनुमोदित सीडीएम परियोजना से कार्बन प्रत्यय स्वच्छ विकास तंत्र के तहत स्वीकृत उत्सर्जन में कमी परियोजनाओं से कार्बन प्रत्यय की प्राप्ति 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 प्राप्तियों 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 प्राप्तियां उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और फायदाग्राहियों के बीच समान अनुपात में बांटी जाएगी।

**64. पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के अन्य व्यवसाय से आय की भागीदारी:** पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के अन्य व्यवसाय से होने वाली आय को केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग में निर्दिष्ट दीर्घकालिक ग्राहकों के साथ (अन्य व्यवसाय के लिए पारेषण आस्तियों के उपयोग से प्राप्त राजस्व की भागीदारी) विनियम, 2007 के अनुसार साझा किया जाएगा।

### अध्याय -15

#### प्रकीर्ण उपबंध

**65. 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 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।

**66. सीलिंग टैरिफ से विचलन:** (1) इन विनियमों में अवधारित टैरिफ सीलिंग टैरिफ होगा। उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और फायदाग्राही या दीर्घकालिक ग्राहक, यथास्थिति, पारस्परिक रूप से कम टैरिफ प्रभार करने के लिए सहमत हो सकते हैं।

(2) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, प्रचालन संनियमों से विचलन पर सहमत होने, प्रचालन और रख-रखाव व्यय में कटौती, रिटर्न ऑन इक्विटी कटौती और इन विनियमों में निर्दिष्ट प्रोत्साहन पर इन विनियमों की वैधता से अधिक नहीं होने के लिए एक कम टैरिफ प्रभार का विकल्प चुन सकते हैं।

(3) प्रतिदाय की आवश्यकता के आधार पर कम अवक्षयण के कारण यदि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी कम अवधि के लिए इन नियमों की वैधता से अधिक नहीं होने के लिए एक कम टैरिफ प्रभार का विकल्प चुनता है, तो ऐसे मामले में उत्पादन कंपनी द्वारा अवक्षयण में कमी या उपयोगी जीवन के दौरान पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के अप्राप्य अवक्षयण को इन विनियमों में उपयोगी जीवन के बाद वसूल करने की अनुमति दी जाएगी।

(4) आयोग द्वारा निर्दिष्ट सीलिंग टैरिफ से विचलन, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक ग्राहक द्वारा सहमति की तारीख से लागू होगा।

(5) उत्पादन कंपनी और एक उत्पादन केंद्र या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के फायदाग्राहियों और पारेषण प्रणाली के दीर्घकालिक ग्राहक को ऊपर वर्णित खंड (1) से (3) के अनुसार टैरिफ प्रभार कम करने के लिए आयोग से संपर्क करना होगा। दू अप समय में खंड (1) से (3) के तहत खातों और वास्तविक टैरिफ प्रभार का विवरण प्रस्तुत किया करना होगा।

**67. पिछली टैरिफ अवधि के संबंध में आस्थगित कर का दायित्व:** 31 मार्च, 2009 तक की अवधि के लिए आस्थगित कर दायित्व को यथास्थिति, फायदाग्राहियों या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों, से वसूल किया जाएगा। तारीख 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, से वसूल नहीं किया जाएगा।

**68. विदेशी मुद्रा दर भिन्नता का बचाव (हेजिंग):** (1) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी विदेशी मुद्रा उधार पर ब्याज या उत्पादन केन्द्र या पारेषण प्रणाली के लिए भागतः या पूर्णतः अर्जित विदेशी उधार के प्रतिदाय के संबंध में, 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 रूपया 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 रूपया दायित्व अनुज्ञेय होगा परंतु यह तब जब यह उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या इसके प्रदायकर्ताओं या संविदाकारों को लक्षणीय न हो।

**69. विदेशी मुद्रा दर भिन्नता या बचाव (हेजिंग) की लागत की वसूली:** (1) 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 व्यय के रूप में करेंगी।

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

परंतु यह कि विदेशी मुद्रा दर भिन्नता या बचाव की लागत के संबंध में दावा की गई रकम पर यदि फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों, 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।

**70. आवेदन पत्र फीस और प्रकाशन व्यय:** निम्नलिखित फीसों, प्रभार और व्यय की इसमें विनिर्धारित ढंग से, फायदाग्राहियों द्वारा प्रत्यक्षतः 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 प्रत्यक्षतः यथास्थिति, फायदाग्राहियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों से वसूल किए जाने के लिए अनुज्ञात किए जा सकेंगे।

(2) फायदाग्राहियों द्वारा उत्पादन केन्द्र में उनको आबंटित अनुपात में निम्नलिखित फीसों एवं प्रभारों की प्रतिपूर्ति या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों 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 प्रत्यक्षतः प्रतिपूर्ति की जाएगी।

(3) 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;

(4) 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;

(5) एनएचपीसी लिमिटेड द्वारा जम्मू एवं कश्मीर जल संसाधन (विनियम एवं प्रबंधन) अधिनियम, 2010 के उपबंधों के अनुसार राज्य

जल संसाधन विकास प्राधिकरण को संदत्त लाइसेंस फीस।

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

**71. एनएलसी इंडिया लिमिटेड से संबंधित विशेष उपबंध:** एनएलसी इंडिया लिमिटेड के विद्यमान उत्पादन केंद्रों का टैरिफ, अर्थात्, टीपीएस-I और टीपीएस-II (स्टेज I & II) और टीपीएस-I (विस्तार), जिनके टैरिफ के लिए टैरिफ की अवधि 2004-09, 2009-14 और 2014-19 को शुद्ध अचल आस्तियों के दृष्टिकोण के अनुसार अवधारित की गयी है, शुद्ध अचल आस्तियों के दृष्टिकोण को अपनाकर अवधारित किया जाना जारी रहेगा।

**72. 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 राज्जिक 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 प्रजावान 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।

**73. बीबीएमबी और एसएसपी से संबंधित विशेष उपबंध:** भाखड़ा ब्यास प्रबंधन बोर्ड (बीबीएमबी) और सरदार सरोवर परियोजना (एसएसपी) के उत्पादन केंद्र और पारेषण प्रणाली के टैरिफ को क्रमशः पंजाब पुनर्गठन अधिनियम 1996 और नर्मदा जल योजना, 1980, अंतर-राज्जिय जल विवाद अधिनियम, 1956 की धारा 6-ए के प्रावधानों को ध्यान में रखते हुए अवधारित किया जाएगा।

**74. कुछ अंतर-राज्जियक उत्पादन परियोजनाओं से संबंधित विशेष उपबंध:** उत्पादन केंद्र और इंदिरा सागर उत्पादन परियोजना और ऐसी अन्य अंतर-राज्जिय उत्पादन परियोजनाओं की पारेषण प्रणाली का टैरिफ मामला-दर-मामला आधार पर अवधारित किया जाएगा।

**75. पारेषण प्रमुख कारक :** केंद्रीय विद्युत् नियामक आयोग (टैरिफ की निबंधन और शर्तों) के अधिनियम 4.10 ए के तहत जेवी रूट के जरिए निष्पादित पारेषण परियोजनाओं के लिए स्वीकार्य पारेषण प्रमुख कारक, 2001, पारेषण अनुज्ञति जारी करने की तारीख से 25 साल की अवधि के लिए उपलब्ध होंगे।

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

**77. 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।

सनोज कुमार झा, सचिव

[विज्ञापन III/4/असा./29/19]

**परिशिष्ट I**

**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	<b>नई खरीदी गई आस्तियां</b>	
क	उत्पादन स्टेशनों में संयंत्र एवं मशीनरी	
(i)	जल विद्युत	5.28%
(ii)	स्टीम-विद्युत एन एच आर बी 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 शोरुम	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)	जूवाइंट बॉक्स तथा डिस्कनेक्टेड बॉक्स सहित भूमिगत केबल	5.28%
(ii)	केबल डकट 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 रिइन्फोर्सड कंक्रीट सपोर्ट्स लाइनें	5.28%
(iv)	शोधित लकड़ी सपोर्ट्स 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%
ड	किराये पर लिए गए साधित्र	

(i)	मोटरो 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%
(iii)	फाइबर ऑप्टिक	6.33%
त	सूचना प्रौद्योगिकी उपस्कर साफ्टवेयर सहित	15.00%
थ	कोई अन्य आस्ति जो उपरोक्त में सम्मिलित नहीं है	5.28%

**नोट:** जहां विशेष आस्ति का जीवन परियोजना के उपयोगी जीवन से कम है, ऐसी विशेष आस्ति का उपयोगी जीवन कंपनी अधिनियम, 2013 और उसके बाद के संशोधन के प्रावधानों के अनुसार माना जाएगा।

### परिशिष्ट - II

#### किसी मास के लिए पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक की संगणना करने की प्रक्रिया

1. प्रत्येक एसी और एचवीडीसी पारेषण प्रणाली के लिए किसी N<sup>वें</sup> कलेंडर मास हेतु पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक (टीएफएम) को पृथक रूप से संबंधित पारेषण अनुसंधानकर्ता 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 प्रभागों के अंश भाजन के अनुसार समूहबद्ध किया जाएगा। एसी प्रणाली के मामले में, पारेषण प्रणाली उपलब्धता की संगणना प्रत्येक क्षेत्रीय पारेषण प्रणाली और अंतर-क्षेत्रीय पारेषण प्रणाली के लिए अलग से की जाएगी। एचवीडीसी प्रणाली के मामले में, पारेषण प्रणाली उपलब्धता की गणना सभी अंतर-राज्यिक एचवीडीसी प्रणाली के लिए समेकित आधार पर की जाएगी।

2. N<sup>वें</sup> कलेंडर मास ("टीएफपीएन ") के लिए पारेषण प्रणाली की उपलब्धता कारक की गणना निम्नलिखित पर विचार करके की जाएगी:

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

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

(iii) **स्टेटिक वीएआर कम्पेन्सेटर (एसवीसी):** एसवीसी ट्रांसफार्मर सहित एसवीसी एक अल्पघटक बनेगा।

(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 लिन्क्स:** एचवीडीसी लिंक के प्रत्येक पोल, दोनों सिरो पर अनुषंगी उपस्करों सहित, को एक अल्पघटक के रूप में माना जाएगा।

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

(vii) **स्टेटिक सिंक्रोनस कंपेंसेशन ("एसटीएटीसीओएम")**: प्रत्येक एसटीएटीसीओएम को अलग अल्पघटक माना जाएगा।

3. पारेषण प्रणाली के एसी और एचवीडीसी अंश की उपलब्धता की संगणना पारेषण अल्पघटकों की प्रत्येक श्रेणी पर विचार करके की जाएगी:

**एसी प्रणाली के लिए % टीएफएम:**

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

जहां

ओ = एसी लाइनों की कुल संख्या

एवीओ = ओ नं. एसी लाइनों की उपलब्धता

पी = बस रिक्टर्स/स्विचएबल लाइन रिेक्टर्स की कुल संख्या

एवीपी = बस रिक्टर्स/स्विचएबल लाइन रिेक्टर्स 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

यू = एसटीएटीसीओएम की कुल संख्या

एवीयू = एसटीएटीसीओएम यू नंबर की उपलब्धता

**एचवीडीसी प्रणाली के लिए टीएफएमएन (% में):**

$$\frac{\sum_{x=1}^n Cx_{bp}(act)XAVx_{bp} + \sum_{y=1}^n Cy( act)btbXAVy_{btb}}{\dots}$$

जहाँ ,

$Cx_{bp}(act)$  = एक्सएच एचवीडीसी पोल की कुल वास्तविक संचालित क्षमता

$Cx_{bp}$  =  $x^{th}$  एचवीडीसी पोल की कुल रेटेड क्षमता

$AVx_{bp}$  =  $x^{th}$  एचवीडीसी पोल की उपलब्धता

$Cy_{btb}(act)$  =  $y^{th}$  एचवीडीसी बैंक-टू-बैंक केंद्र ब्लॉक की कुल वास्तविक संचालित क्षमता

$Cy_{btb}$  =  $y^{th}$  एचवीडीसी बैंक-टू-बैंक स्टेशन ब्लॉक की कुल रेटेड क्षमता

AVybtb	=	$y^{\text{th}}$ एचवीडीसी बैंक-टू-बैंक स्टेशन ब्लॉक की उपलब्धता
S	=	एचवीडीसी पोल की कुल संख्या
T	=	एचवीडीसी बैंक टू बैंक ब्लॉकों की कुल संख्या

3. 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-III में दिए गए हैं। पारेषण तत्वों की प्रत्येक श्रेणी के लिए भारित कारक को निम्नानुसार माना जाएगा:

(क) एसी लाइन के प्रत्येक सर्किट के लिए - लाइन में उप-कंडक्टर की संख्या  $x$  सीकेटी-केएम ;

(ख) प्रत्येक एचवीडीसी पोल के लिए- रेटेड एम डब्ल्यू क्षमता  $x$  सीकेटी - 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 ग्रिडों को जोड़नेवाली एचवीडीसी बैंक टू बैंक स्टेशन के लिए - प्रत्येक ब्लाक की रेटेड एम डब्ल्यू क्षमता

(छ) एसटीएटीसीओएम के लिए - कुल रेटेड एमवीएआर क्षमता।

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

i. आयोग द्वारा अनुमोदित मौजूदा प्रणाली में एक अन्य पारेषण योजना के अनुरक्षण या नए अल्पघटक या नवीकरण / उन्नयन / अतिरिक्त पूंजीकरण के 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। उपलब्धता के संबंध में विवाद के मामले में, मामला 30 दिनों के भीतर अध्यक्ष, सीईए को भेजा जा सकता है।

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

5. निम्नलिखित आकस्मिकताओं के लिए, सदस्य सचिव, आरपीसी द्वारा प्रमाणित 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 समान आउटेज अप्रत्याशित घटनाओं के कारण हुआ था और (न कि डिजायन असफलता के कारण), सदस्य सचिव, आरपीसी द्वारा सत्यापित होगा। उस अल्पघटक के लिए समय-समय पर यथासंशोधित उपयुक्त रेस्टोरेशन समय पर विचार किया जाएगा और उस अल्पघटक की पुनर्वाली के लिए पारेषण अनुज्ञासिधारी द्वारा लिये गये किसी अतिरिक्त समय को आउटेज समय के रूप में माना जाएगा और उसके लिए पारेषण अनुज्ञासिधारी उत्तदायी होगा। सदस्य सचिव, आरपीसी उचित बहाली के समय के आकलन के लिए पारेषण अनुज्ञासिधारी या किसी विशेषज्ञ से परामर्श कर सकते हैं। ईआरएस (आपातकालीन पुनर्वाली प्रणाली) से पुनः बहाल किए

गए परिपथों को उपलब्ध के रूप में माना जाएगा।

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

परंतु यह है कि आउटेज के सन्दर्भ में पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के साथ किसी भी असहमति के मामले में, तीस दिनों के भीतर अध्यक्ष, सीईए को भेजा जा सकता है। उपरोक्त को दो मास के अंदर हल करने की आवश्यकता है:

परंतु यह कि प्रकरण की सिफारिश को अंतिम रूप देने की में साठ दिनों से परे कोई कठिनाई या देरी हो, तो संबंधित आरपीसी के सदस्य सचिव अंतिम निर्णय तक अनंतिम आधार पर आउटेज घंटे की अनुमति देंगे।

**6. संचरण प्रणाली की उपलब्धता के प्रमाणन के लिए समय सीमा:** (1) संबंधित आरपीसी के सदस्य सचिव द्वारा उपलब्धता के प्रमाणीकरण के लिए निम्नलिखित अनुसूची का पालन किया जाएगा:

- अगले मास की 5 तारीख तक - आरएलडीसी / घटकों को पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा आउटेज डेटा प्रस्तुत करना ;
- मास की 20 तारीख तक - आरएलडीसी / घटकों द्वारा आउटेज डेटा की समीक्षा करना और संबंधित आरपीसी के लिए उसको अग्रेषित करना;
- अगले मास की 3 तारीख तक - संबंधित आरपीसी द्वारा उपलब्धता प्रमाणपत्र जारी करना

### परिशिष्ट III

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

#### एसी पारेषण प्रणाली के लिए

एवीओ (ओ एसी लाइनों की उपलब्धता) =

$$\frac{\sum_{i=1}^O wt \frac{(T_i - TNA_i)}{T_i}}{T_i}$$

एवीक्यू ( आईसीटी की 'क्यू' संख्याओं की उपलब्धता) = 
$$\frac{\sum_{k=1}^Q wk \frac{(T_k - TNA_k)}{T_k}}{T_k}$$

एवीआर ( एसवीसी की 'आर' संख्याओं की उपलब्धता) = 
$$\frac{\sum_{l=1}^R wl \frac{(T_l - TNA_l)}{T_l}}{T_l}$$

एवीपी (स्विचड बस रिएक्टर के 'पी' संख्याओं की उपलब्धता) = 
$$\frac{\sum_{m=1}^P wm \frac{(T_m - TNA_m)}{T_m}}{T_m}$$

एवीयु (एसटीएसीओएम के 'यु' संख्याओं की उपलब्धता) = 
$$\frac{\sum_{n=1}^U wn \frac{(T_n - TNA_n)}{T_n}}{T_n}$$



$$\text{एवीएक्सबीपी (एकल एचवीडीसी पोल की उपलब्धता)} = \frac{(Tx-TNAx)}{Tx}$$

$$\text{एवीवाइवीटीबी (बैक-टू-बैक ब्लॉक में एकल एचवीडीसी की उपलब्धता)} = \frac{(Ty-TNAy)}{Ty}$$

### एचवीडीसी पारेषण प्रणाली के लिए

नए एचवीडीसी के लिए आयोग गठित लेकिन बारह महीने पूरा नहीं हुआ;

पहले 12 महीनों के लिए: [(एवीएक्सबीपी या एवीवाइवीटीबी) x95% / 85%], 95% की सीमा के अधीन।

जहाँ ,

ओ = एसी लाइनों की कुल संख्या;

एवीओ = एसी लाइनों की 'ओ' संख्या की उपलब्धता;

पी = बस रिएक्टरों की कुल संख्या / स्विचेबल लाइन रिएक्टर;

एवीपी = बस रिएक्टर / स्विचेबल लाइन रिएक्टरों की 'पी' संख्या की उपलब्धता;

क्यू = आईसीटी की कुल संख्या;

एवीक्यू = आईसीटी की 'क्यू' संख्या की उपलब्धता;

आर = एसवीसी की कुल संख्या;

एवीआर = एसवीसी की 'आर' संख्या की उपलब्धता ;

यु = एसटीएटीसीओएम की कुल संख्या;

एवीयु = एसटीएटीसीओएम की 'यु' संख्या की उपलब्धता;

डब्लूआई = ith पारेषण लाइन के लिए महत्वपूर्ण कारक;

डब्लूके = kth आईसीटी के लिए महत्वपूर्ण कारक;

डब्लूएल = lth एसवीसी के प्रेरक और संधारित्र संचालन के लिए महत्वपूर्ण कारक;

डब्लूएम = एमटी बस रिएक्टर के लिए महत्वपूर्ण कारक;

डब्लूएन = nth एसटीएटीसीओएम के लिए महत्वपूर्ण कारक।

$T_i, T_k, T_l, \dots$  - ith एसी लाइन के कुल घंटे, kth आईसीटी, lth एसवीसी, mth स्विचड बस रिएक्टर

$T_m, T_n, T_x, T_y$  & nth एसटीएटीसीओएम, xth एचवीडीसी पोल, yth एचवीडीसी बैक-टू-बैक ब्लॉक (पैरा 5 की प्रक्रिया में दिए गए कारणों आउटेज के लिए समय अवधि को छोड़कर प्रक्रिया के पैरा 5 में दिए गए कारणों के लिए पारेषण अनुज्ञमिधारी जिम्मेदार नहीं हैं।)

$T_i, T_k, T_l, T_m, T_n, T_x, T_y$  - ith एसी लाइन के कुल घंटे, kth आईसीटी, lth एसवीसी, mth स्विचड बस रिएक्टर & nth एसटीएटीसीओएम, xth एचवीडीसी पोल, yth एचवीडीसी बैक-टू-बैक ब्लॉक इस अवधि के दौरान विचाराधीन

$TNA_i, TNA_k$  - अनुपलब्ध घंटे ( आउटेज के लिए समय अवधि को न छोड़कर  $TNA_i, TNA_m$ , पारेषण लाइसेंसधारी के कारण उपलब्धता के रूप में माना जाता है  $TNA_n, TNA_x, TNA_y$  प्रक्रिया के पैरा 5 के अनुसार) for ith एसी लाइन के लिए, kth आईसीटी, lth एसवीसी, mth स्विचड बस रिएक्टर, nth एसटीएटीसीओएम, xth एचवीडीसी पोल और yth एचवीडीसी बैक-टू-बैक ब्लॉक।

टैरिफ अवधारण करने के लिए

टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (थर्मल)

मुख्य टैरिफ प्ररूप

भाग-1

परिशिष्ट-1

## थर्मल केन्द्रों के लिए टैरिफ फाइल करने हेतु मुख्य टैरिफ प्ररूप और अन्य जानकारी की जांच सूची

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (ताप) का शीर्षक	टिक
प्ररूप- 1	टैरिफ का 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 ईक्विटी के ब्यौरे	
प्ररूप-5	विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश	
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-9	सीओडी के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप- 10	अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्त पोषण	
प्ररूप- 11	मूल परियोजना लागत पर अवक्षयण की संगणना	
प्ररूप- 12	अवक्षयण का विवरण	
प्ररूप- 13	वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना	
प्ररूप- 14	आईडीसी और वित्तीय प्रभारों की संगणना के लिए ड्रा डाउन अनुसूची	
प्ररूप- 15	ऊर्जा प्रभारों को संगणना के लिए ईंधन के संबंध में प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे	
प्ररूप- 16	ऊर्जा प्रभार दर की संगणना के लिए चूना पत्थर के संबंध में प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे	
प्ररूप-17	पूंजी स्पेयर्स के संबंध में प्रस्तुत की जाने वाली सूचना	
प्ररूप- 18	गैर-टैरिफ आय	
प्ररूप-19	जल प्रभार का विवरण	
प्ररूप-20	सांविधिक प्रभार का विवरण	

## भाग-1

थर्मल केन्द्रों के लिए टैरिफ फाइल करने हेतु सहायक प्ररूप/दस्तावेजों की सूची

प्ररूप सं. =	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (ताप) का शीर्षक	टिक
प्ररूप-क	प्राक्कलित पूंजी लागत का सारांश	
प्ररूप-ख	कोयला/लिग्नाइट आधारित परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत के ब्यौरे	
प्ररूप-ग	गैस/द्रव ईंधन आधारित परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत के ब्यौरे	
प्ररूप-घ	संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेजों के ब्यौरे	
प्ररूप-ङ	नई परियोजनाओं के लिए चर वस्तुओं, पैरामीटरों, वैकल्पिक पैकेजों आदि का ब्यौरा	
प्ररूप-च	लागत आधिक्य के मामले में	
प्ररूप-छ	समय आधिक्य के मामले में	
प्ररूप-झ	परियोजना के उपयोगी जीवन काल के अन्तान्त के दौरान अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप-ञ	अवधि के दौरान आस्ति पूंजीविहीनता का विवरण	
प्ररूप-ट	बहियों के अनुसार पूंजी संवर्धन दावा	
प्ररूप-ठ	अपवर्जन के अधीन दावाकृत मदों/आस्तियों/कार्यों को दर्शाने वाला विवरण	
प्ररूप-ड	पूंजी लागत का विवरण	
प्ररूप-ढ	चालू पूंजी संकर्म का विवरण	
प्ररूप-ण	मानकीय ऋण पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप-त	कार्य पूंजी पर ब्याज की संगणना	

प्ररूप सं. =	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (ताप) का शीर्षक	टिक
प्ररूप-थ	सीओडी तक और वास्तविक सीओडी तक निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय	
प्ररूप-द	सीओडी और वास्तविक सीओडी तक विभिन्न पैकेजों के अंतर्गत व्यय	
प्ररूप-ध	वास्तविक नकद व्यय	
प्ररूप-न	देयता फ्लो विवरण	
प्ररूप-प	याचिका में शामिल मुद्दों का सारांश	

थर्मल केन्द्रों के लिए टैरिफ फाइल करने हेतु सहायक दस्तावेजों की सूची

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 वार और कारपोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभ और हानि लेखे ख. विद्यमान केन्द्रों के लिए सुसंगत वर्षों हेतु सभी अनुसूचियों और परिशिष्टों सहित केन्द्र वार और कारपोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभ और हानि लेखे	
3	सुसंगत ऋण करारों की प्रतियों	
4	पूंजी लागत और वित्तीय पैकेज के लिए सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन की प्रतियां	
5	विदेशी ईक्विटी के लिए ईक्विटी भागीदारी करार और आवश्यक अनुमोदन की प्रतियां	
6	फायदाग्रहियों, यदि कोई हों, के साथ बी.पी.एस.ए/पीपीए की प्रतियां	

क्र.सं.	जानकारी/दस्तावेज	टिक
7	समय और अधिक लागत, यदि लागू हो, के लिए कारणों की ब्यौरे-वार टिप्पणी प्रस्तुत किए जाने वाले समर्थनकारी दस्तावेजों की सूची क. विस्तृत परियोजना रिपोर्ट ख. सीपीएम विश्लेषण ग. पीईआरटी चार्ट एवं बार चार्ट घ. समय एवं अधिक लागत 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 2021-22 में मध्यावधि टु अप के समय पहले दो वर्षों अर्थात् 2019-20 और 2020-21 के लिए और टैरिफ अवधि 2019-24 की शेष अवधि के लिए वर्ष 2024-25 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	
11.	बीबीएमबी सुसंगत लागू अधिनियमों के अनुसार रिकॉर्ड बनाए हुए है। यहाँ निर्दिष्ट प्ररूप बीबीएमबी के साथ उपलब्ध जानकारी के लिए उपयुक्त नहीं हो सकता है। बीबीएमबी टैरिफ फाइलिंग फॉर्म को संशोधित कर सकता है ताकि टैरिफ उद्देश्य के लिए आवश्यक जानकारी प्रस्तुत करने के लिए उन्हें उपलब्ध जानकारी के अनुसार उपयुक्त रूप से प्रस्तुत किया जा सके।	

**टिप्पण 1:** याचिका की इलैक्ट्रॉनिक प्रति (वर्ड फारमेट में) तथा इन फारमेटों (एक्सेल फारमेट) के अनुसार विस्तृत संगणना के ब्यौरे तथा कोई अन्य जानकारी ई-फाइलिंग वेबसाइट में अपलोड करनी होगी और पेन ड्राइव / फ्लैश ड्राइव के रूप में भी प्रस्तुत की जाएगी।

भाग-I

प्ररूप- 1

सारांश शीट

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम : \_\_\_\_\_

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

क्र.सं.	विशिष्टियां	इकाई	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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						
1.6	प्रतिकर भत्ता (यदि लागू हो)	लाख रुपये						
1.7	प्रतिकर भत्ता (यदि लागू हो - केवल स्तम्भ 4 के लिए सुसंगत)	लाख रुपये						
	<b>कुल</b>	लाख रुपये						
2.1	फायदाग्राहीयों द्वारा अनुमोदित एफएसए के अनुसार अवसारित ईंधन लागत (घरेलू कोयला/गैस/आरएलएनजी/द्रव)	रुपये/ टोन						
	ईंधन मात्रा का (%)	(%)						
2.2	फायदाग्राहीयों द्वारा अनुमोदित एफएसए के अनुसार अवसारित ईंधन लागत (आयातित कोयला)							

	ईंधन मात्रा का (%)							
<b>2.3</b>	अवसारित ईंधन लागत (घरेलू कोयला/गैस/आरएलएनजी/द्रव) एफएसए के अलावा।	रुपये/ टोन						
	ईंधन मात्रा का (%)	(%)						
<b>2.4</b>	आयातित अवसारित ईंधन की लागत एफएसए के अलावा।							
	ईंधन मात्रा का (%)							
<b>2.5</b>	द्वितीयक ईंधन तेल लागत	रुपये /यूनिट						
	ऊर्जा प्रभार दर एक्स-बस (वैसा/किलोवाट प्रति घंटा में) <sup>2क, 2ख, 2ग, 2घ</sup>	रुपये /यूनिट						

(याचिकाकर्ता)

**नोट**

- 1: संगणना 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 व्यक्ति रूप से व्यक्ति 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 पृथक 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 43 के अनुसार मास के लिए ईंधन लागत (लागतों) और जीसीवी (एस) के आधार पर होंगे।
- 2ड: यदि मामले में 2.1 से 2.5 के लिए सार उपलब्ध नहीं है, तो समेकित विवरण प्रस्तुत करना होगा।



भाग-I  
प्ररूप-1(I)

याचिकाकर्ता का नाम: \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम: \_\_\_\_\_

दावाकृत पूंजी लागत दर्शाने वाला विवरण- (क+ख)

क्र.सं.	विशिष्टियां	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
1	प्रारंभिक पूंजी लागत					
2	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान संवृद्धि					
3	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण					
4	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय					
5	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन					
6	<b>इति पूंजी लागत</b>					
7	<b>औसत पूंजी लागत</b>					

मानक दर पर आरओई के लिए दावाकृत पूंजी लागत दर्शाने वाला विवरण (क)

क्र.सं.	विशिष्टियां	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
1	प्रारंभिक पूंजी लागत					
2	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान संवृद्धि					
3	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण					
4	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय					
5	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन					
6	<b>इति पूंजी लागत</b>					
7	<b>औसत पूंजी लागत</b>					

वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो पर भारित औसत ब्याज दर पर आरओई के लिए दावाकृत पूंजी लागत पात्रता दर्शाने वाला विवरण (ख)

क्र.सं.	विशिष्टियां	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
1	प्रारंभिक पूंजी लागत					
2	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान संवृद्धि					
3	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण					
4	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय					
5	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन					
6	<b>इति पूंजी लागत</b>					
7	<b>औसत पूंजी लागत</b>					

(याचिकाकर्ता)

भाग 1  
प्ररूप-1(II क)

याचिकाकर्ता का नाम: \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम: \_\_\_\_\_

मानक दर पर रिटर्न आन इक्विटी को दर्शाने वाला विवरण :

क्र.सं.	विशिष्टियां	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
	<b>रिटर्न आन इक्विटी</b>					
1	कुल प्रारंभिक इक्विटी (सामान्य)					
2	घटाएं : प्रारंभिक इक्विटी में समायोजन					
3	वर्ष के दौरान समायोजन					
4	नियत प्रारंभिक इक्विटी (सामान्य)					
5	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान इक्विटी में संवृद्धि					
7	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण के कारण कमी					
8	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय के कारण कमी					
9	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि					
10	<b>नियत समापन इक्विटी (सामान्य)</b>					
11	<b>औसत इक्विटी (सामान्य)</b>					
12	आर ओ ई की दर					
12	<b>कुल रिटर्न आन इक्विटी</b>					

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप-1(II ख)

याचिकाकर्ता का नाम: \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम: \_\_\_\_\_

मानक दर पर रिटर्न आन इक्विटी को दर्शाने वाला विवरण :

क्र.सं.	विशिष्टियां	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
<b>रिटर्न आन इक्विटी (विधि में परिवर्तन के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण को छोड़कर कार्य के मूल दायरे से परे)</b>						
1	कुल प्रारंभिक इक्विटी (सामान्य)					
2	घटाएं : प्रारंभिक इक्विटी में समायोजन					
3	वर्ष के दौरान समायोजन					
4	नियत प्रारंभिक इक्विटी (सामान्य)					
5	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान इक्विटी में संवृद्धि					
7	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण के कारण कमी					
8	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय के कारण कमी					
9	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि					
10	<b>नियत समापन इक्विटी (सामान्य)</b>					
11	<b>औसत इक्विटी (सामान्य)</b>					
12	आर ओ ई की दर					
12	<b>कुल रिटर्न आन इक्विटी</b>					

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप-2

## संयंत्र विशेषताएं

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

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

% एमसीआर						
% मेकअप जल खपत						
मेक अप जल प्रणाली की डिजाइन क्षमता						
इनलेट कूलिंग प्रणाली की डिजाइन क्षमता						
डिजाइन शीतल जल तापमान (°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 (°से)						
बीएमसीआर कंडीशन पर रिहीटर आउटलेट पर वाष्प तापमान (°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>						
कोल मिल के प्रकार						
ईंधन विवरण <sup>7</sup>						
-प्राथमिक ईंधन						
-द्वितीयक ईंधन						
-वैकल्पिक ईंधन						
एसओएक्स नियंत्रण प्रणाली के प्रकार						
एनओएक्स नियंत्रण प्रणाली के प्रकार						
एसपीएम नियंत्रण प्रणाली का विवरण						
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 बेलेस 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

(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	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1		2	3	4	5	6	7	8
इक्विटी पर रिटर्न की आधारभूत दर		%						
अतिरिक्त पूंजीकरण रिटर्न ऑन इक्विटी की आधार दर		%						
प्रभावी कर दर <sup>4</sup>		%						
लक्ष्य उपलब्धता		%						
उच्च मांग अवधि में%								
पीक घंटे		%						
ऑफ-पीक घंटे		%						
निम्न मांग अवधि में (ऑफ- पीक)%								
पीक घंटे		%						
ऑफ-पीक घंटे		%						
सहायक ऊर्जा खपत		%						
कुल केन्द्र ताप दर		केसीएएल/केडब्ल्यूएच						
विनिर्दिष्ट ईंधन तेल खपत		एमएल/केडब्ल्यूएच						



विशिष्टियां	इकाई	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7	8
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 स्टाक 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							

नोट: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।

4. प्रभावी कर दर की गणना विनियम 31 यानी वास्तविक कर (या अग्रिम कर) / कुल आय के अनुसार की जाती है, जहां कुल आय कर से पहले लाभ को संदर्भित करती है।

(याचिकाकर्ता)





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
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)
2	मूल 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 \$ 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)



क्र.सं.	वित्तीय वर्ष	वर्ष 1				वर्ष 2				वर्ष 3 और उससे आगे			
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)
2													
3													
	<b>मुद्रा<sup>1</sup> और उससे आगे</b>												
क.1	इंफ्यूजन की तारीख पर <sup>2</sup>												
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

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन 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 उन पर विचार किया गया) दें:		
पूंजी लागत	(लाख रुपये में)*	
उपर्युक्त में शामिल अनुन्मुक्त देयताओं की राशि (और स्वीकृत पूंजी लागत का भाग)		
उपर्युक्त स्वीकृत पूंजी लागत के समनुरूप अन-डिस्चार्ज देयताओं की राशि (परंतु जो नकद आधार पर अनुमत की जा रही पूंजी लागत का भाग न हो)		
सकल मानकीय ऋण		
संचयी संदेय		
शुद्ध मानकीय ऋण		
मानकीय इक्विटी		
संचयी मूल्य ह्रास		
फ्रीहोल्ड भूमि		

(याचिकाकर्ता)

भाग-1  
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>

1	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>	
	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 \$ =70 रुपये की विनिमय दर पर 80 करोड़ रुपये + 200 एम अमेरिकी डालर या रुपये 1480 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						
31.3.2019 /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 कैपस/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 31.3.2019 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, एमसीएलआर, 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. 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 शर्तों, पुनर्वित्त के लिए उपगत वित्त तथा अन्य प्रभार आदि।

(याचिकाकर्ता)

भाग-1

प्ररूप- 8

विभिन्न परियोजनाओं को आबंटित 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						
31.3.2019 /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>						

विशिष्टियां	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	टिप्पणियां
1	2	3	4	5	6	7
	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 31.3.2019 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 प्ररुप में ब्यौरे दिए जाने हैं। तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररुप में पृथक रुप दिए जाने हैं।
5. यदि विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक रुप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररुप में सभी यूनितों के लिए पृथक रुप से प्ररुप में ब्यौरे दिए जाने है।
6. ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है।
7. आधारित दर से पीएलआर, एमसीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रुप 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 31.3.2019 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 शर्तों, पुनर्वित्त के लिए उपगत वित्त तथा अन्य प्रभार आदि।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 9

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
		प्रोड्युवन 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 9 भरें। (टैरिफ आदेश की प्रति संलग्न करें)।
2. उपर्युक्त सूचना टैरिफ अवधि 2019-24 के प्रत्येक वर्ष/अवधि के लिए अलग से प्रस्तुत किए जाने की जरूरत है।
3. 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।
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 रोटर 50 करोड़ आरंभिक पुर्जे-5 करोड़ रुपये।

(याचिकाकर्ता)



भाग-I  
प्ररूप- 10

## अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्त पोषण

याचिकाकर्ता का नाम  
उत्पादन केन्द्र का नाम  
वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख

---



---



---

(लाख रुपये में)

वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से आरंभ) <sup>1</sup>	वास्तविक					स्वीकृत				
	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 :

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

क्र.सं.	आस्तियों का नाम <sup>1</sup>	31.3.2019 को या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को, जो भी बाद में हो तथा 31.3.2024 तक तत्पश्चात प्रत्येक वर्ष के लिए उत्तरवर्ती सकल ब्लॉक	के वि वि आ की अवक्षयण दर अनुसूची के अनुसार अवक्षयण दर	31.3.2024 तक प्रत्येक वर्ष के लिए अवक्षयण रकम
1	2	3	4	5= स्तंभ 3 X स्तंभ 4
1	भूमि*			
2	भवन			
3	और उससे आगे			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				

क्र.सं.	आस्तियों का नाम <sup>1</sup>	31.3.2019 को या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को, जो भी बाद में हो तथा 31.3.2024 तक तत्पश्चात प्रत्येक वर्ष के लिए उत्तरवर्ती सकल ब्लॉक	के वि वि आ की अवक्षयण दर अनुसूची के अनुसार अवक्षयण दर	31.3.2024 तक प्रत्येक वर्ष के लिए अवक्षयण रकम
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
	<b>कुल</b>			
	<b>अवक्षयण की भारित</b>			
	<b>औसत दर (%)</b>			

\* फ्री होल्ड भूमि और पट्टे पर ली गई भूमि का विवरण अलग-अलग दिया जाए

टिप्पण:

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

(याचिकाकर्ता)

भाग 1  
प्ररूप- 12

अवक्षयण का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम  
उत्पादन केन्द्र का नाम

(लाख रुपये में)

क्रम सं.	विवरण	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	प्रारंभित पूंजीगत लागत						
2.	अंतिम पूंजीगत लागत						
3.	<b>औसत पूंजीगत लागत</b>						
4.	फ्रीहोल्ड भूमि						
5.	अवक्षयण की दर						
6.	अवक्षयणीय मूल्य						
7.	अवधि के आरंभ में शेष उपयोगी जीवनकाल						
8.	अवशिष्ट अवक्षयण योग्य मूल्य						
9.	<b>अवक्षयण (अवधि के लिए)</b>						
10.	<b>अवक्षयण (वार्षिकीकृत)</b>						
11.	अवधि के अंत में संचयी मूल्यहास						
12.	घटाएं: दिनांक 01.4.2009 को घटाई गई असम्पादित देयता के कारण संचयी मूल्यहास समायोजन						
13.	घटाएं: गैर पूंजीकरण के कारण संचयी अवक्षयण समायोजन						
14.	अवधि की समाप्ति पर निवल संचयी अवक्षयण						

1. एफईआरवी विवरण के मामले में प्रयोज्य अवधि के लिए सूचना दें।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

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 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
<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						

विशिष्टियां	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
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						

विशिष्टियां	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
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 भारतीय रुपए में संगणना करके प्रस्तुत किया जाना है। तथापि, मुद्रा की संगणना इसी प्ररूप में पृथक रूप से प्रस्तुत की जानी है।

(याचिकाकर्ता)









क्रम सं.	ड्रा डाउन विशिष्टियां	क्वार्टर 1			क्वार्टर 2			क्वार्टर एन (सीओडी)		
		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)
	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 ब्याज दर, जिसमें पुनः नियत तारीख भी है, को पृथक रूप से दिया जाएगा।
3. बहू एकक परियोजना की दशा में, प्रयुक्त पूंजीकरण के व्यौरों को दिया जाना है।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप- 15

ऊर्जा प्रभागों की संगणना के लिए स्रोत वार ईंधन का विवरण<sup>1</sup>

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

क्रम सं.	मास	इकाई	पूर्ववती			पूर्ववती		पूर्ववती	
			3 मास के लिए (यथास्थिति सीओडी से या तारीख 1.4.2019 से)			2 मास के लिए (यथास्थिति सीओडी से या तारीख 1.4.2019 से)		1 मास के लिए (यथास्थिति सीओडी से या तारीख 1.4.2019 से)	
			घरेलू स्रोत (1)	घरेलू स्रोत (2)	आयातित	घरेलू	आयातित	घरेलू	आयातित
क)	प्रारम्भिक मात्रा								
1	कोयला/लिग्नाइट की प्रारम्भिक मात्रा	(एमएमटी)							
2	स्टॉक की कीमत								
ख)	मात्रा								
3	कोयला / लिग्नाइट की कोयला / लिग्नाइट कंपनी द्वारा आपूर्ति की गई मात्रा	(एमएमटी)							
4	कोयला/लिग्नाइट कंपनी द्वारा किए गए प्रदाय की मात्रा में समायोजन (+/-)	(एमएमटी)							
5	कोयला/लिग्नाइट कंपनी द्वारा प्रदाय किया गया कोयला (3+4)	(एमएमटी)							
6	मानकीय पारगमन और उठाई-धराई हानियां (कोयला/लिग्नाइट आधारित)	(एमएमटी)							

	परियोजनाओं के लिए)								
7	प्रदाय किया गया शुद्ध कोयला/लिग्नाइट (3-4)	(एमएमटी)							
ग)	कीमत	(एमएमटी)							
8	कोयला/लिग्नाइट कंपनी द्वारा प्रभारित रकम	(रुपए)							
9	कोयला/लिग्नाइट कंपनी द्वारा प्रभारित की गई रकम में समायोजन (+/-)	(रुपए)							
10	हैंडलिंग, नमूनाकरण और इस तरह के अन्य समान प्रभार								
11	प्रभारित कुल रकम (8+9+10)	(रुपए)							
घ)	परिवहन								
12	रेल/पोत/सड़क परिवहन द्वारा परिवहन प्रभार	(रुपए)							
	रेल द्वारा								
	सड़क द्वारा								
	पोत द्वारा								
	.....								
13	रेलवे/परिवहन कंपनी द्वारा प्रभारित की गई रकम में समायोजन (+/-)	(रुपए)							
14	विलंब शुल्क प्रभार, यदि कोई हो	(रुपए)							
15	एम जी आर प्रणाली के माध्यम से कोयला के परिवहन में डीजल की	(रुपए)							

	लागत, यदि लागू हो								
16	कुल परिवहन प्रभार (12+13+14+15)	(रुपए)							
17	प्रदाय किए गए कोयला/ लिग्नाइट के लिए प्रभारित कुल रकम जिसमें परिवहन भी सम्मिलित है (11+16)	(रुपए)							
ड)	कुल लागत								
18	कोयला/लिग्नाइट की अवसारित लागत (2+17)/(1+7)	रु./मी.टन							
19	मिश्रण अनुपात (घरेलू/आयातित)								
20	पिछले तीन माह के लिए कोयला/लिग्नाइट की भारित औसत लागत	रु./मी.टन							
च)	गुणवत्ता								
21	कोयला कंपनी के बिल के अनुसार प्रारंभिक कोयला स्टॉक के घरेलू कोयले की जीसीवी	(केसीएल/ केजी)							
22	कोयला कंपनी के बिल के अनुसार प्रदाय घरेलू कोयला की जीसीवी	(केसीएल/ केजी)							
23	बिल कंपनी के अनुसार प्रारंभिक स्टॉक के आयातित कोयले की जीसीवी	(केसीएल/ केजी)							
24	कोयला कंपनी के बिल के अनुसार प्रदाय आयातित कोयले की जीसीवी	(केसीएल/ केजी)							
25	कोयला/लिग्नाइट की बिल की गई भारित औसत जीसीवी	(केसीएल/ केजी)							

26	स्टेशन पर प्राप्त प्रारंभिक स्टॉक के घरेलू कोयले की जीसीवी	(केसीएल/केजी)							
27	स्टेशन पर प्राप्त प्रदाय घरेलू कोयले की जीसीवी	(केसीएल/केजी)							
28	स्टेशन पर प्राप्त प्रारंभिक स्टॉक के आयातित कोयले की जीसीवी	(केसीएल/केजी)							
29	स्टेशन पर प्राप्त प्रारंभिक स्टॉक के आयातित कोयले की जीसीवी	(केसीएल/केजी)							
30	प्राप्त कोयला / लिग्नाइट की भारित औसत जीसीवी	(केसीएल/केजी)							

### 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 बिल की गई और यथाप्राप्त जीसीवी, कोयले की मात्रा और कीमत को सांविधिक लेखापरीक्षक द्वारा यथाप्रमाणित प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
3. प्रत्येक स्रोत के लिए अलग से प्रदान किए जाने वाले विवरण। एक से अधिक स्रोतों के मामले में, अतिरिक्त स्तम्भ जोड़ें।
4. कोयला कंपनी द्वारा लगायी जाने वाली प्रभार राशि का अलग से ब्यौरा प्रस्तुत करना ।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1  
प्ररूप- 16

ऊर्जा प्रभार दर की संगणना के लिए चूना पत्थर का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम  
उत्पादन केन्द्र का नाम

क्र.सं.	मास	इकाई	पूर्ववती	पूर्ववती	पूर्ववती
			3 मास के लिए (यथास्थिति सीओडी से या तारीख 1.4.2019 से)	2 मास के लिए (यथास्थिति सीओडी से या तारीख 1.4.2019 से)	1 मास के लिए (यथास्थिति सीओडी से या तारीख 1.4.2019 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)



पूंजीगत स्पेयर्स के बारे में विवरणयाचिकाकर्ता का नाम  
उत्पादन केन्द्र का नाम\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

क्र.सं.	पूंजी स्पेयर्स और व्यय का विवरण		अतिरिक्त पूंजीकरण के एक भाग के रूप में दावा की गई	प्रतिपूर्ति भत्ता द्वारा वित्तपोषित	विशेष भत्ता द्वारा वित्तपोषित (यदि लागू हो)	स्टोर्स एवं स्पेयर्स के एक भाग के रूप में दावा का गई
	स्पेयर्स के नाम	राशि लाख रुपयों में				
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप- 18

गैर-टैरिफ आय

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

क्र.सं.	पैरामीटर्स	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1.	भूमि या भवनों के किराए से आय						
2.	रद्दी माल की विक्री से आय						
3.	विज्ञापनों से होने वाली आय						

**नोट:** ड्रइंग अप के समय प्रस्तुत किया जाना है।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप- 19

जल प्रभार का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

क्र.सं.	जल प्रभार का विवरण (जल उपकर को छोड़कर)		आवंटित मात्रा	85% पीएलएफ पर सामान्य खपत	निर्दिष्ट दर (सरकार अधिसूचना या करार के अनुसार)	जल का रिसाव (प्रतिशत में)	दावकृत राशि
	स्रोत और मात्रा का नाम	राशि	इकाई.....	इकाई.....			
1							
2							
3							
4							
5							
6							

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप- 20

सांविधिक प्रभार का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम

\_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम

\_\_\_\_\_

विशिष्टियां	इकाई दर	इकाइयों की संख्या	दावकृत राशि
विद्युत कर			
जल उपकर			
...			
...			
...			

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप- क

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>संपूर्ण लागत</b>
अनुमोदित प्राक्कलन का कीमत स्तर	वर्ष _____ तिमाही _____ की समाप्ति के अनुसार	केन्द्र की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुसार
पूंजी लागत प्राक्कलित के लिए विचार की गई विदेशी विनिमय दर		
<b>पूंजी लागत आईडीसी आईडीसी और एफसी को छोड़कर (लाख रुपये)</b>		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू.एस \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (लाख रुपये)		
<b>पूंजी लागत, जिसमें आईडीसी आईडीसी एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत शामिल नहीं है (रुपए लाख में)</b>		
<b>आईडीसी, आईडीसी 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 करें 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		

टिप्पणः

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

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप- ख

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

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

(राशि रुपए लाख में)

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	वास्तविक पूंजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण*	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूंजी व्यय
			वास्तविक आय				
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>1</b>	<b>भूमि और स्थल विकास की लागत</b>						
1.1	भूमि*						
1.2	सुधार और पुनर्वास (आर एंड आर))						
1.3	प्रारंभिक निरीक्षण और स्थल विकास						
	कुल भूमि और स्थल विकास						
<b>2</b>	<b>संयंत्र और उपस्कर</b>						
2.1	स्टीम टर्बाइन जनरेटर आइलैंड						
2.2	टर्बाइन जनरेटर आइलैंड						
<b>2.3</b>	<b>बीओपी यांत्रिक</b>						
2.3.1	बाह्य जल प्रदाय प्रणाली						
2.3.2	सीडब्ल्यू प्रणाली						
2.3.3	डीएम जल संयंत्र						
2.3.4	विशुद्धीकरण संयंत्र						
2.3.5	क्लोरीनीकरण संयंत्र						
2.3.6	ईंधन प्रहस्तन और भंडारण प्रणाली						
2.3.7	राख उठाने की प्रणाली						

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	वास्तविक पूंजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण*	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूंजी व्यय
			वास्तविक आय				
1	2	3	4	5	6	7	8
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 कोई हो						
2.3.16	समुद्री जल इन्टेक के लिए गैर लवणीकरण संयंत्र						
2.3.17	जेट्टी में बाह्य कोयला प्रहस्तन, यदि कोई हो						
	<b>कुल बीओपी यांत्रिक</b>						
<b>2.4</b>	<b>बीओपी इलेक्ट्रिकल</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						
	<b>कुल बीओपी इलेक्ट्रिकल</b>						
<b>2.5</b>	<b>नियंत्रण एवं यंत्रीकरण (सी एंड आई) पैकेज</b>						
	<b>कुल संयंत्र और उपस्कर जिसमें कर और शुल्क सम्मिलित नहीं है</b>						





क्र.सं.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	वास्तविक पूंजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण*	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूंजी व्यय
			वास्तविक आय				
1	2	3	4	5	6	7	8
<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						
6.2	डिजाइन और इंजीनियरिंग						
6.3	संपरीक्षा और लेखा						
6.4	आकस्मिकता						
	<b>कुल उपरिशीर्ष</b>						
<b>7</b>	<b>कुल पूंजी लागत आईडीसी और एफसी को छोड़कर</b>						
<b>8</b>	<b>आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत</b>						
8.1	संनिर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)						

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	वास्तविक पूंजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण*	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूंजी व्यय
			वास्तविक आय				
1	2	3	4	5	6	7	8
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>						
<b>9</b>	<b>पूंजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत भी है</b>						

\* 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 हों, 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 शुरुआती स्पेयर्स सहित आस्ति/संकर्म वार संतुलित कार्य की सूची सकारात्मक रूप से प्रस्तुत की जायेगी।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप – ग

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

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

(राशि रुपए लाख में)

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	वास्तविक पूंजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण*	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूंजी व्यय
1	2	3	4	5	6	7	8
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						
2.3	डब्ल्यू एचआरबी आइलैंड						
2.4	बीओपी यांत्रिक						
2.4.1	ईंधन उठाई धराई और भंडारण प्रणाली						
2.4.2	बाह्य जल प्रदाय प्रणाली						
2.4.3	सीडब्ल्यू प्रणाली						
2.4.4	कूलिंग टावर						

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	वास्तविक पूंजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण*	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूंजी व्यय
1	2	3	4	5	6	7	8
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						
2.5.5	प्रकाश						
2.5.6	आपातकालीन डीजी सेट						
	<b>कुल बीओपी इलैक्ट्रिकल</b>						
<b>2.6</b>	<b>नियंत्रण एवं यंत्रीकरण (सी एंड आई) पैकेज</b>						
	कुल संयंत्र और उपस्कर जिसमें कर और शुल्क सम्मिलित नहीं है						
<b>2.7</b>	<b>कर और शुल्क</b>						

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	वास्तविक पूंजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण*	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूंजी व्यय
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>3</b>	<b>आरंभिक पुर्जे</b>						
<b>4</b>	<b>सिविल संकर्म</b>						
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासनिक भवन						
4.2	बाह्य जलापूर्ति प्रणाली						
4.3	सीडब्ल्यू प्रणाली						
4.4	कूलिंग 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						
	<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						

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	वास्तविक पूंजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण*	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूंजी व्यय
1	2	3	4	5	6	7	8
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 पूंजी लागत</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.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	वास्तविक पूंजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण*	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूंजी व्यय
1	2	3	4	5	6	7	8
9	पूंजी 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 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।  
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 1  
प्ररूप- घ

## संनिर्माण /प्रदाय/सेवा पैकेज का ब्यौरा

याचिकाकर्ता का नाम  
उत्पादन केन्द्र का नाम

\_\_\_\_\_

(राशि रुपए लाख में)

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

टिप्पण :

1. किसी भी पैकेज में कार्य की परिधि संभावित सीमा तक प्ररूप 5 में कोयला/लिग्नाइट आधारित संयंत्र के लिए पूंजी लागत ब्यौरों की पुष्टि में उपदर्शित की जानी चाहिए। गैस/द्रव ईंधन आधारित परियोजना की दशा में सुसंगत शीर्षों में उसी रीति में ब्रेक डाउन प्ररूप 5 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 1.4.2019 की यूएस \$ =70 की दर से 80 करोड़ रुपए+यूएस \$+50एम =430 करोड़ रुपए के साथ दर्शित किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप- ड

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

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

यूनिट साइज		
यूनिटों की सं.		
हरित क्षेत्र/विस्तार		
क्र.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/आर ओ 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 1

प्ररूप- च

## लागत की अधिकता का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	बोर्ड ऑफ मेम्बर्स द्वारा यथा अनुमोदित 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>1</b>	<b>भूमि और स्थल विकास की लागत</b>					
1.1	भूमि*					
1.2	सुधार और पुनर्वास (आर एंड आर)					
1.3	प्रारंभिक निरीक्षण और स्थल विकास					
<b>2</b>	<b>संयंत्र और उपस्कर</b>					
2.1	स्टीम टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.2	टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.3	वीओपी 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					

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	बोर्ड ऑफ मेम्बर्स द्वारा यथा अनुमोदित 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		
2.3.5	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					
2.4.6	आपातकालीन डीजी सेट					
	<b>कुल बीओपी इलैक्ट्रिकल</b>					

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	बोर्ड ऑफ मेम्बर्स द्वारा यथा अनुमोदित 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		
2.5	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	क्लोरीनेशन 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					
4.15	सड़क और जल निकासी					

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	बोर्ड ऑफ मेम्बर्स द्वारा यथा अनुमोदित 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>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					
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 पूंजी लागत</b>					
<b>8</b>	<b>आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत</b>					

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	बोर्ड ऑफ मेम्बर्स द्वारा यथा अनुमोदित 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		
8.1	संनिर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)					
8.2	वित्तीय प्रभार (एफसी)					
8.3	विदेशी मुद्रा विनिमय दर अंतर (एएफईआरवी)					
8.4	हेजिंग लागत					
	<b>आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत का योग</b>					
<b>9</b>	<b>पूंजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत भी है</b>					

\*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)



## समय की अधिकता का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम  
उत्पादन केन्द्र का नाम

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

क्रम सं.	क्रियाकलाप/ कार्यों/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			
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 1

प्ररूप- ज

## परियोजना के उपयोगी जीवनकाल के अन्तान्त से पहले पांच साल के दौरान अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

सीओडी \_\_\_\_\_

(राशि रुपए लाख में)

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 1

प्ररूप- झ

## अवधि के दौरान आस्ति गैर-पूँजीकरण का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

क्षेत्र

राज्य

जिला

(राशि लाख रुपये में)

क्रम सं.	आस्ति का नाम	पूँजीकरण विहीनता की प्रकृति (क्या अपवर्जन के अंतर्गत या अतिरिक्त पूँजी व्यय के रूप में दावा किया गया)	पूँजीकृत की गई आस्ति का मूल मूल्य	वह वर्ष जब उसका प्रारंभ हुआ	पूँजीकरण विहीनता की तारीख तक प्राप्त किया गया अवक्षयण	यदि ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की सामान्य दर पर आरओई अर्जित करना
1	2	3	4	5	6	7
1						
2						
3						
4						
5						

टिप्पण:- वर्षवार विवरण दिया जाए।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1  
प्ररूप- ज

बहियों के अनुरूप पूंजीकरण का दावाकृत समाधान

याचिकाकर्ता का नाम  
उत्पादन केन्द्र का नाम  
सीओडी

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(राशि लाख रुपये में)

क्र.सं.	विशिष्टियां	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
1	आईएनडी एएस के अनुसार अंतिम सकल ब्लॉक					
2	जोड़ें / घटाएं: समायोजन					
3	आईजीएएपी के अनुसार अंतिम सकल ब्लॉक					
4	आईएनडी एएस के अनुसार प्रारम्भिक सकल ब्लॉक					
5	जोड़ें / घटाएं: समायोजन					
6	आईजीएएपी के अनुसार प्रारम्भिक सकल ब्लॉक					
7	<b>बुक के अनुसार कुल संवर्धन (जी = 3 - 5)</b>					
8	घटाएं: अन्य स्तरों से संबंधित सम्वर्धन (कृपया स्टेज-वार ब्यौरा दें)					
9	<b>तात्कालिक परियोजना/ यूनिट/स्टेज से संबंधित शुद्ध संवर्धन</b>					
10	घटाएं: बहिष्करण (आइटम स्वीकार्य नहीं / दावा नहीं किया गया)					
11	नियत अतिरिक्त पूंजी अपवर्जन का दावा (प्रोड्युवन आधार पर)					
12	घटाएं: निष्पादित न की गई देयता					
13	जोड़ें: स्वीकृत की गई आस्तियों / कार्यों के अनुरूप, निष्पादित न की गई देयताओं का निर्वहन					
14	नियत अतिरिक्त पूंजी अपवर्जन का दावा (नकद आधार पर)					

टिप्पण:- किसी व्यय का अपवर्जन करने का कारण स्पष्ट रूप से दर्शाया जाए।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप- ट

अपवर्जन के अंतर्गत दावा किए गए कार्यों/मदों/आस्तियों को दर्शाने वाला विवरण :

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

सीओडी \_\_\_\_\_

(राशि लाख रुपये में)

क्रम सं.	कार्य/उपकरण का शीर्षक	अपवर्जन के अंतर्गत दावा किया गया एसीई				औचित्य
		प्राद्वन 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 1

प्ररूप- ठ

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		
		प्रोद्भवन आधार	निष्पादित न की गई देयता	नकद आधार
क	क. बहियों के अनुसार प्रारंभिक सकल ब्लाक राशि			
	ख. उपर्युक्त अ (क) में आईडीसी की राशि			
	ग. उपर्युक्त अ (क) में एफसी की राशि			
	घ. उपर्युक्त अ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ. उपर्युक्त अ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च. उपर्युक्त अ (क) में आईईडीसी की राशि			
ख	क. अवधि के अनुसार सकल ब्लाक राशि में संवृद्धि (प्रत्यक्ष क्रय)			
	ख. उपर्युक्त आ (क) में आईडीसी की राशि			
	ग. उपर्युक्त आ (क) में एफसी की राशि			
	घ. उपर्युक्त आ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ. उपर्युक्त आ (क) में हेजिंग लागत की राशि			

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को		
		प्रोड्युवन आधार	निष्पादित न की गई देयता	नकद आधार
	च. उपर्युक्त आ (क) में आईडीसी की राशि			
ग	क. अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि में संवृद्धि (सीडब्ल्यू आई पी से अंतरित)			
	ख. उपर्युक्त इ (क) में आईडीसी की राशि			
	ग. उपर्युक्त इ (क) में एफसी की राशि			
	घ. उपर्युक्त इ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ. उपर्युक्त इ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च. उपर्युक्त इ (क) में आईडीसी की राशि			
घ	क. अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि का अपमार्जन			
	ख. उपर्युक्त ई (क) में आईडीसी की राशि			
	ग. उपर्युक्त ई (क) में एफसी की राशि			
	घ. उपर्युक्त ई (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ. उपर्युक्त ई (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च. उपर्युक्त ई (क) में आईडीसी की राशि			
ङ	क. बहियों के अनुसार अंतिम सकल ब्लाक राशि			
	ख. उपर्युक्त उ (क) में आईडीसी की राशि			
	ग. उपर्युक्त उ (क) में एफसी की राशि			

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को		
		प्रोद्भव आधार	निष्पादित न की गई देयता	नकद आधार
	घ. उपर्युक्त उ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ. उपर्युक्त उ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च. उपर्युक्त उ (क) में आईईडीसी 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)



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		
		प्रोद्भवन आधार	निष्पादित न की गई देयता	नकद आधार
क	क. बहियों के अनुसार प्रारंभिक सीडब्ल्यू आईपी राशि			
	ख. उपर्युक्त अ (क) में आईडीसी की राशि			
	ग. उपर्युक्त अ (क) में एफसी की राशि			
	घ. उपर्युक्त अ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ. उपर्युक्त अ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च. उपर्युक्त अ (क) में आईईडीसी की राशि			
ख	क. वर्ष के दौरान सीडब्ल्यू आईपी में संवर्धन			
	ख. उपर्युक्त आ (क) में आईडीसी की राशि			
	ग. उपर्युक्त आ (क) में एफसी की राशि			
	घ. उपर्युक्त आ (क) में एफईआरवी की राशि			

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को		
		प्रोद्भव आधार	निष्पादित न की गई देयता	नकद आधार
	<b>ड.</b> उपर्युक्त आ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	<b>च.</b> उपर्युक्त आ (क) में आईईडीसी की राशि			
ग	<b>क.</b> अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि से अंतरण			
	<b>ख.</b> उपर्युक्त इ (क) में आईडीसी की राशि			
	<b>ग.</b> उपर्युक्त इ (क) में एफसी की राशि			
	<b>घ.</b> उपर्युक्त इ (क) में एफईआरवी की राशि			
	<b>ड.</b> उपर्युक्त इ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	<b>च.</b> उपर्युक्त इ (क) में आईईडीसी की राशि			
घ	<b>क.</b> अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी में अपमार्जन			
	<b>ख.</b> उपर्युक्त ई (क) में आईडीसी की राशि			
	<b>ग.</b> उपर्युक्त ई (क) में एफसी की राशि			
	<b>घ.</b> उपर्युक्त ई (क) में एफईआरवी की राशि			
	<b>ड.</b> उपर्युक्त ई (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	<b>च.</b> उपर्युक्त ई (क) में आईईडीसी की राशि			

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को		
		प्रोद्भव आधार	निष्पादित न की गई देयता	नकद आधार
ड	<b>क.</b> बहियों के अनुसार अंतिम सीडब्ल्यूआईपी			
	<b>ख.</b> उपर्युक्त उ (क) में आईडीसी की राशि			
	<b>ग.</b> उपर्युक्त उ (क) में एफसी की राशि			
	<b>घ.</b> उपर्युक्त उ (क) में एफईआरवी की राशि			
	<b>ङ.</b> उपर्युक्त उ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	<b>च.</b> उपर्युक्त उ (क) में आईईडीसी 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 1

प्ररूप- ण

## मानकीय ऋणों पर ब्याज की संगणना

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

(लाख रुपये में)

क्रम सं.	विवरण	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7	8
1	सकल मानकीय ऋण-आरंभिक						
2	पिछले वर्ष तक मानकीय ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
<b>3</b>	<b>निवल मानकीय ऋण-आरंभिक</b>						
4	जोड़े: वर्ष अवधि के दौरान संवृद्धि के कारण वृद्धि						
5	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर-पूँजीकरण के कारण कमी						
6	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय के कारण कमी						
<b>7</b>	<b>जोड़े: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि</b>						
<b>8</b>	<b>निवल मानकीय ऋण-अंतिम</b>						
<b>9</b>	<b>औसत मानकीय ऋण</b>						
10	ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर						
11	ऋण पर ब्याज						

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप- त

## कार्य पूंजी पर ब्याज की संगणना

याचिकाकर्ता का नाम

\_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम

\_\_\_\_\_

(राशि लाख रुपये में)

क्र.सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
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

- कोयला/लिग्नाइट आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिए।
- 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 1

प्ररूप- थ

## एससीओडी तथा वास्तविक/प्रत्याशित सीओडी तक 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	अवक्षयण		
7	अन्य कार्यालय एवं प्रशासनिक व्यय		
8	अन्य (कृपया विवरण दें)		
9	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 ब्याज		
	.....		

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररुप- द

एससीओडी 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 1

प्ररूप- ध

वास्तविक नकद व्यय

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

(लाख रुपये में)

विवरण	तिमाही-I	तिमाही-II	तिमाही-III	तिमाही -एन (डीओसीओ)
सकल ब्लाक पर व्यय				
जोड़े: सीडब्ल्यूआईपी पर व्यय				
जोड़े: पूंजीगत अग्रिम यदि कोई				
घटाएं: असम्पादित देयताएं (उपर्युक्त शामिल)				
जोड़े/घटाएं: अन्य				
पूंजी 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 1

प्ररूप- न

## देयता प्रवाह विवरण

याचिकाकर्ता का नाम

\_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम

\_\_\_\_\_

पक्षकार	आस्ति/सं कर्म	वास्तविक पूंजीकरण का वर्ष	मूल देयता	31.3.2019 को देयता	उन्मुक्तियां (वर्षवार)	विपर्यय (वर्षवार)
क) आस्ति के लिए सामान्य आरओई के लिए योग्य						
ख) ऋण पर ब्याज की औसत दर पर आरओई के लिए योग्य आस्ति के लिए						

(याचिकाकर्ता)

## याचिका में सम्मलित मुद्दे का सारांश

1.	याचिकाकर्ता:	
2.	विषय	
3.	निवेदन:	
4.	प्रतिवादी	
	प्रतिवादियों के नाम	
	क	
	ख	
	ग.	
5.	<b>परियोजना विस्तार</b>	
	<b>लागत</b>	
	आरंभ करना	
	दावा	
	एएफसी	
	पूँजी लागत	
	प्रारंभिक स्पेयर	
	एनएपीएएफ (सामान्य)	
	डिजाइन ऊर्जा (हाइड्रो)	
	कोई विशिष्ट	

टैरिफ अवधारण के लिए

टैरिफ फाइल करने वाले प्ररुप (हाइड्रो)

भाग-॥

परिशिष्ट-।

## 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	टैरिफ का सारांश	
प्ररूप -1 (I)	दावाकृत पूंजी लागत दर्शाने वाला विवरण	
प्ररूप -1 (II)	रिटर्न आन इक्विटी दर्शाने वाला विवरण	
प्ररूप-2	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, हाइड्रो केन्द्र का प्रकार, मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएफ) 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-5 ड. i	लागत आधिक्य होने पर	
प्ररूप-5 ड. ii	समय आधिक्य होने पर	
प्ररूप- 6	अतिरिक्त आरओई का दावा होने पर	
प्ररूप- 7	सीओडी तक वित्तीय पैकेज	
प्ररूप- 8	परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण के ब्यौरे	
प्ररूप-9क	विभिन्न परियोजनाओं को कारपोरेट ऋण के आवंटन के ब्यौरे	
प्ररूप 9ख	परियोजना के अंतांत के दौरान अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप 9खi	अवधि के दौरान आस्ति गैर पूंजीकरण का विवरण	

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (हाइड्रो) का शीर्षक	टिक
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- 9 ड.	पूंजी लागत का विवरण	
प्ररूप- 9च	प्रगतिरत पूंजी संकायों का विवरण	
प्ररूप- 10	अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्तपोषण	
प्ररूप- 11	मूल परियोजना लागत पर अवक्षयण की संगणना	
प्ररूप- 12	अवक्षयण का विवरण	
प्ररूप- 13	वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना	
प्ररूप- 13क	वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना	
प्ररूप- 13ख	मानकीय ऋण पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप- 13ग	गैर-टैरिफ 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	
प्ररूप- 17	प्रचालन और अनुरक्षण व्यय	
प्ररूप- 18	सांविधिक प्रभार का विवरण	
प्ररूप- 19	याचिका में सम्मिलित मुद्दे का सारांश	
<b>अन्य जानकारी/ दस्तावेज</b>		
<b>प्ररूप सं.टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (हाइड्रो) का शीर्षक</b>		<b>टिक</b>
<b>क्र.सं.</b>	<b>जानकारी/दस्तावेज</b>	<b>टिक</b>
1	समामेलन का प्रमाणपत्र, कारवार 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	

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (हाइड्रो) का शीर्षक	टिक
	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 बार चार्ट घ) लागत एवं समयाधिक्य के लिए औचित्य	
8	उत्पादन कंपनी यूनिटवार/ स्टेजवार/स्टेशनवार लागत लेखाकरण रिकॉर्ड, लागत विवरण, स्टेटमेंट्स, अनुसूचियों आदि सहित लागत लेखापरीक्षा रिपोर्ट की प्रति और उसके पश्चात वर्ष 2021-22 में मध्यावधि टू अप के समय पहले दो वर्षों अर्थात् 2019-20 और 2020-21 के लिए और टैरिफ अवधि 2019-24 की शेष अवधि के लिए वर्ष 2024-25 में अंतिम टू 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 जानकारी (कृपया विनिर्दिष्ट करें)	
10.	किसी उत्पादन केन्द्र की वास्तविक अतिरिक्त पूंजीकरण का तुलन पत्र और स्तरों के बीच समाधान	
11.	बीबीएमबी सुसंगत लागू अधिनियमों के अनुसार रिकॉर्ड बनाए हुए है। यहाँ निर्दिष्ट प्ररूप बीबीएमबी के साथ उपलब्ध जानकारी के लिए उपयुक्त नहीं हो सकता है। बीबीएमबी टैरिफ फाइलिंग फॉर्म को संशोधित कर सकता है ताकि टैरिफ उद्देश्य के लिए आवश्यक जानकारी प्रस्तुत करने के लिए उन्हें उपलब्ध जानकारी के अनुसार उपयुक्त रूप से प्रस्तुत किया जा सके।	

**टिप्पण 1:** याचिका की इलैक्ट्रॉनिक प्रति (वर्ड फारमेट में) तथा इन फारमेटों (एक्सेल फारमेट) के अनुसार विस्तृत संगणना के ब्यौरे तथा कोई अन्य जानकारी ई-फाइलिंग वेबसाइट में अपलोड करनी होगी और पेन ड्राइव / फ्लैश ड्राइव के रूप में भी प्रस्तुत की जाएगी।

भाग-II

प्ररूप- 1

## टैरिफ का सारांश

याचिकाकर्ता का नाम : \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम : \_\_\_\_\_

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

(लाख रुपए में)

क्रम सं.	प्रविष्टियां	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1.1	अवक्षयण						
1.2	ऋण पर 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 व्यौरे, विनियम के अनुसार विचार किए गए, इक्विटी के साथ प्रस्तुत किए जाने हैं।

(याचिकाकर्ता)



भाग-II  
प्ररूप- 1(I)

याचिकाकर्ता का नाम: \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम: \_\_\_\_\_

दावाकृत पूंजी लागत दर्शाने वाला विवरण- (क+ख)

क्र.सं.	विशिष्टियां	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	प्रारंभिक पूंजी लागत					
2.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान संवृद्धि					
3.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण					
4.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय					
5.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन					
6.	<b>अंतिम पूंजी लागत</b>					
7.	<b>औसत पूंजी लागत</b>					

मानक दर पर आरओई के लिए दावाकृत पूंजी लागत दर्शाने वाला विवरण (क)

क्र.सं.	विशिष्टियां	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	प्रारंभिक पूंजी लागत					
2.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान संवृद्धि					
3.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण					
4.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय					
5.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन					

क्र.सं.	विशिष्टियां	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
6.	इति पूंजी लागत					
7.	औसत पूंजी लागत					

वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो पर भारित औसत ब्याज दर पर आरओई के लिए दावाकृत पूंजी लागत पात्रता दर्शाने वाला विवरण (ख)

क्र.सं.	विशिष्टियां	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	प्रारंभिक पूंजी लागत					
2.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान संवृद्धि					
3.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण					
4.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय					
5.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन					
6.	इति पूंजी लागत					
7.	औसत पूंजी लागत					

(याचिकाकर्ता)

भाग II

प्ररूप-1(II)

याचिकाकर्ता का नाम: \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम: \_\_\_\_\_

मानक दर पर रिटर्न आन इक्विटी को दर्शाने वाला विवरण :

S. No.	विशिष्टियां	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	कुल प्रारंभिक इक्विटी (सामान्य)					
2.	घटाएं : इक्विटी में समायोजन					
3.	वर्ष के दौरान समायोजन					
4.	नियत प्रारंभिक इक्विटी (सामान्य)					
5.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान इक्विटी में संवृद्धि					
6.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण के कारण कमी					
7.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय के कारण कमी					
8.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि					
9.	<b>नियत समापन इक्विटी (सामान्य)</b>					
10.	<b>औसत इक्विटी (सामान्य)</b>					
11.	आर ओ ई की दर					
12.	<b>कुल रिटर्न आन इक्विटी</b>					

(याचिकाकर्ता)

वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो पर भारित औसत ब्याज दर पर रिटर्न आन इक्विटी को दर्शाने वाला विवरण :

क्र.सं.	विशिष्टियां	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	विनियम 30(2) के विनियम से सम्बद्ध कुल प्रारंभिक इक्विटी]					
2.	घटाएं: इक्विटी में समायोजन					
3.	वर्ष के दौरान समायोजन					
4.	विनियम 30 (2) के विनियम से सम्बद्ध नियत प्रारम्भिक इक्विटी					
5.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान इक्विटी में संवृद्धि					
6.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण के कारण कमी					
7.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय के कारण कमी					
8.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि					
9.	विनियम 30 (2) के विनियम से सम्बद्ध नियत समापन इक्विटी]					
10.	विनियम 30 (2) के विनियम से सम्बद्ध औसत इक्विटी ]					
11.	आरओई की दर (वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो पर ब्याज की औसत दर)					
12.	कुल आर ओ ई					

नोट: 1. 2019 टैरिफ विनियमों के संबद्ध विनियम 18 (3) के अनुसार इक्विटी का समायोजन।

2. इक्विटी इन्फ्यूजन के संबंध में उत्पादन कंपनी को बोर्ड के प्रस्ताव, तुलनपत्र / तुलनपत्र के साथ समाधान जैसे सहायक दस्तावेजों के साथ पुष्टि करने की आवश्यकता होती है।

(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

क्र.सं.	विशिष्टियां	इकाई	विक्रमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1	संस्थापित क्षमता	एमडब्ल्यू						
2	गृह राज्य को निःशुल्क ऊर्जा	%						
3	स्थानीय क्षेत्र विकास निधि (एलएडीएफ) के तहत मुफ्त विद्युत	%						
4	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख (वास्तविक/प्रत्याशित)							
	इकाई-1							
	इकाई-2							
	इकाई-3							
5	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							
6	ऊर्जन का प्रकार							
	क) उत्पादक संबंधी रोटेटिंग ऊर्जन							
	ख) स्टेटिक ऊर्जन							
7	डिजाइन ऊर्जा (वार्षिक) 1	जीडब्ल्यूएच						
8	सहायक खपत जिसमें पारेषण हानियां भी हैं।	%						

क्र.सं.	विशिष्टियां	इकाई	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
9	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	अतिरिक्त पूंजीकरण पर रिटर्न आन इक्विटी की आधारभूत दर							
9.5	कर दर <sup>2</sup>	%						
9.6	प्रभावी कर दर <sup>4</sup>							
9.7	को एसबीआई की आधार दर + 350 बेसिस प्वाइंट्स _____ <sup>3</sup>	%						

- याचिका के साथ मासिक-वार 10 दिन डिजाइन ऊर्जा आंकड़े पृथक रूप से दिए जाएं।
- वित्तीय वर्ष 2018-19 के लिए कंपनी को लागू कर दर भी प्रस्तुत की जानी चाहिए।
- सुसंगत तारीख का उल्लेख करें।
- प्रभावी कर दर की गणना विनियम 31 यानी वास्तविक कर (या अग्रिम कर) / कुल आय के अनुसार की जाती है, जहां कुल आय कर से पहले लाभ को संदर्भित करती है।

(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 ट्रा डाउन स्तर (एमडीडीएल)(एम)	
न्यूनतम भंडारण (एमसीएम)	

<b>6. डि-सिल्लिंग चैम्बर</b>	
प्रकार	
संख्या और आकार	
हटाए जाने वाले कणिका आकार (एमएम)	
<b>7. हेड रेस टयूनल</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	
ब्यास 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>	
ब्यास (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	
दक्षता (समग्र) टर्बाइन और जनरेटर	

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

(याचिकाकर्ता)



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)	(14)
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														
	<b>मुद्रा<sup>31</sup> और उससे आगे</b>														
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)



	<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)	
	<b>स्वीकृत कुल पूंजी लागत (लाख रुपए में) (घ+ड.+च)</b>	

(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 आईडीसी 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 आईडीसी 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 आईडीसी 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 आईडीसी 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 \_\_\_\_\_

(राशि 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	<b>अवसंरचना संकर्म</b>					
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					

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)
1.11	प्राप्तियां और वसूली					
<b>1.12</b>	<b>कुल (अवसंरचना संकर्म)</b>					
2.0	<b>प्रमुख सिविल संकर्म</b>					
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)					
<b>2.5</b>	<b>कुल (प्रमुख सिविल संकर्म)</b>					
3.0	<b>हाइड्रो यांत्रिकी उपस्कर</b>					
4.0	<b>संयंत्र और उपस्कर</b>					
4.1	संयंत्र और उपस्कर के आरंभिक पुर्जे					
<b>4.2</b>	<b>कुल (संयंत्र और उपस्कर)</b>					
5.0	<b>कर और शुल्क</b>					

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)
5.1	सीमा-शुल्क					
5.2	अन्य कर और शुल्क					
<b>5.3</b>	<b>कुल कर और शुल्क</b>					
6.0	<b>संनिर्माण और संस्थापित किए जाने के पूर्व के व्यय</b>					
6.1	निर्माण, जांच और लगाया जाना					
6.2	संनिर्माण बीमा					
6.3	स्थल पर्यवेक्षण					
<b>6.4</b>	<b>कुल (संनिर्माण और संस्थापित किए जाने के पूर्व)</b>					
7.0	<b>उपरिशीर्ष</b>					
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	नोशनल आईडीसी					
9.6	कुल आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत					
9.7	इंफर्म विद्युत से राजस्व					
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 हों, को विभिन्न पैकेजों में अनुसूचित सीओडी से वास्तविक सीओडी/ प्रत्याशित सीओडी में कीमतों में वृद्धि, अनुसूचित सीओडी से वास्तविक सीओडी/प्रत्याशित सीओडी में आईईडीसी में वृद्धि और अनुसूचित सीओडी से वास्तविक/प्रत्याशित सीओडी में आईईडीसी 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 शुरुआती 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 ब्यौरा (नई परियोजनाएं)

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	ब्रेक डाउन	प्राधिकारी/निवेश अनुमोदन द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत	वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक/प्रत्याशित तारीख को लागत	परिवर्तन	परिवर्तन के लिए कारण*
(1)	(2)	(3)	(4)	(3)	(4)
		कुल लागत	कुल लागत		
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				
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				
<b>2.11</b>	<b>कुल (सहायक इलेक्ट्रिकल उपकरण)</b>				
3.0	<b>ऊर्जा केन्द्र के लिए सहायक उपकरण और सेवाएं</b>				
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				
<b>3.11</b>	<b>कुल (पीएस के लिए सहायक उपकरण और सेवाएं)</b>				
<b>4.0</b>	<b>स्विचयार्ड पैकेज</b>				
<b>5.0</b>	<b>सभी उपरोक्त उपस्करों के लिए आरंभिक पुर्जे</b>				
<b>6.0</b>	<b>कुल लागत (संयंत्र और उपस्कर) आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत को छोड़कर</b>				

<b>7.0</b>	<b>आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत</b>				
7.1	संकर्म के दौरान ब्याज (आईडीसी)				
7.2	वित्तीय प्रभार (एफसी)				
7.3	विदेशी मुद्रा फेरफार दर (एफईआरवी)				
7.4	हेजिंग लागत				
7.5	<b>आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत का योग</b>				
<b>8.0</b>	<b>आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत सहित कुल लागत (संयंत्र और उपस्कर)</b>				

टिप्पणः

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 \_\_\_\_\_

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	नाम/संनिर्माण सं./प्रदाय सेवा/पैकेज	पैकेज क	पैकेज ख	पैकेज ग	...	सभी पैकेजों की कुल लागत
1	कार्य की परिधि (यथा लागू लागत के शीर्ष के आधार पर)					
2	क्या आईसीबी/डीसीबी/विभागीय/निक्षेप कार्य के माध्यम से प्रदान किया गया है					
3	प्राप्त बोलियों की सं.					
4	प्रदान करने की तारीख					
5	कार्य प्रारंभ करने की तारीख					
6	कार्य पूरा करने की तारीख					
7	कार्य का मूल्य <sup>2</sup> (लाख रुपए में)					
8	फर्म या कीमत में वृद्धि सहित					
9	पूरा होने या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख जो भी पहले हो तक वास्तविक व्यय (लाख रुपये)					
10	कर तथा शुल्क तथा आईईडीसी (लाख रुपए)					
11	आईडीसी, एफसी, एफईआरबी और हेजिंग लागत (लाख रुपए )					
12	उप-कुल (10+11+12) (लाख रुपए में)					

टिप्पणः

- यदि ऐसा कोई पैकेज हो, जिसे भारतीय रुपए तथा विदेशी मुद्रा(मुद्राओं)में दर्शित किया जाना है, तो उसे पृथक रूप से मुद्रा, मुद्रा विनिमय दर तथा तारीख के साथ दर्शित किया जाना चाहिए।
- किसी भी पैकेज में कार्य का दायरा संभवतः प्ररूप- 5ख में नए हाइड्रो पावर उत्पादन केंद्र के लिए पूंजी लागत व्यौरे के अनुरूप होना चाहिए। संयंत्र और उपकरणों (नई परियोजना) के लिए प्ररूप- 5 ग के अनुसार संबंधित प्रमुखों में इसी तरह से टूट जाते हैं।

(याचिकाकर्ता)

भाग-II

प्ररूप- 5 ड.ि

लागत की अधिकता होने की स्थिति में

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

क्र.सं.	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 हों, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत	1	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>1</b>	<b>भूमि और स्थल विकास की लागत</b>					
1.1	भूमि*					
1.2	सुधार और पुनर्वास (आर एंड आर)					
1.3	प्रारंभिक निरीक्षण और स्थल विकास					
<b>2</b>	<b>संयंत्र और उपस्कर</b>					
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					

क्र.सं.	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	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
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 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>बीओपी इलेक्ट्रिक</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.	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 हों, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत	1	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
2.4.6	आपातकालीन डीजी सेट					
	<b>कुल बीओपी इलैक्ट्रिकल</b>					<b>3</b>
2.5	<b>नियंत्रण एवं यंत्रीकरण (सी एंड आई) पैकेज</b>					
	<b>कुल संयंत्र और उपस्कर जिसमें कर और शुल्क सम्मिलित नहीं है</b>					
3	<b>आरंभिक पुर्जे</b>					
4	<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 भंडारण प्रणाली					
4.8	कोयला प्रहस्तन संयंत्र					
4.9	एमजीआर और मार्शलिंग यार्ड					
4.10	राख प्रहस्तन प्रणाली					
4.11	राख निस्तारण क्षेत्र विकास					

क्र.सं.	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 हों, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत	1	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
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					
6.2	डिजाइन और इंजीनियरिंग					
6.3	संपरीक्षा और लेखा					
6.4	आकस्मिकता					

क्र.सं.	ब्लॉक 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 हों, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत	1	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	<b>कुल उपरिशीर्ष</b>					
7	आईडीसी और एफसी को छोड़कर पूंजी लागत					
8	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत					
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>					
9	<b>पूंजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत भी है</b>					

\*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)

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)		समयाधिक्य	विलम्ब के कारण	प्रभावित अन्य क्रियाकलाप (प्रभावित क्रियाकलाप की क्रम संख्या का उल्लेख करें)
		प्रारंभ की तारीख	पूरा करने की तारीख	वास्तविक प्रारंभ तारीख	पूरा करने की वास्तविक तारीख	दिन		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
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

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> \_\_\_\_\_

विशिष्टियां	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						

टिप्पणः

1. अर्थात्, यूएस \$ \$= 70 रु. की विनिमय दर पर 80 + 200एम अमेरिकी डालर या 1480 करोड़ रुपए जिसमें यूएस \$ 200 मि. भी है।
2. वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से अंतिम यूनिट का वाणिज्यिक प्रचालन अभिप्रेत है।
3. 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						
31.03.2019/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 17						

**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 31.3.2019 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 प्ररुप में ब्यौरे दिए जाने हैं। तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररुप में पृथक रूप से दिए जाने हैं। तथापि मूल ऋण के ब्यौरे भी उसी प्ररुप में अलग से दिये जाए।
5. यदि याचिका में विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररुप में सभी यूनितों के लिए पृथक रूप से प्ररुप 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 31.3.2019 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. ड्रइंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाना है।
20. ड्रइंग 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 शर्तों, 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 आवंटन के ब्यौरे

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
ऋण का स्रोत <sup>1</sup>						
मुद्रा <sup>2</sup>						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.03.2019/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	
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 प्ररुप में ब्यौरे दिए जाने हैं। तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररुप में पृथक रूप से दिए जाने हैं। तथापि मूल ऋण के ब्यौरे भी उसी प्ररुप में अलग से दिये जाए।
5. यदि याचिका में विभिन्न यूनिटों में टैरिफ के लिए पृथक रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररुप में सभी यूनिटों के लिए पृथक रूप से प्ररुप 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. ड्रइंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाना है।
20. ड्रइंग 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 शर्तों, 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
		प्रोद्भव 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 9 भरें)। (टैरिफ आदेश की प्रति संलग्न करें)
- उपर्युक्त सूचना टैरिफ अवधि 2019-24 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 अन्तान्त के दौरान अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_  
 उत्पादन केन्द्र 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:**

1. पूंजी 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 पूंजी व्यय दावा हेतु औचित्य उस विनियम के संगत होना चाहिए जिसके अंतर्गत दावा किया गया है और साथ में आस्ति के पूंजीकरण की जरूरत का भी उल्लेख हो।

(याचिकाकर्ता)



भाग-II

प्ररूप- 9खं

## अवधि के दौरान आस्ति गैर-पूँजीकरण का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

क्षेत्र

राज्य

जिला

क्रम सं.	आस्ति का नाम	गैर पूँजीकरण की प्रकृति (क्या अपवर्जन के अंतर्गत या अतिरिक्त पूँजी व्यय के रूप में दावा किया गया)	पूँजीकृत की गई आस्ति का मूल मूल्य	वह वर्ष जब उसका प्रारंभ हुआ	गैर-पूँजीकरण 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

प्ररूप- 9ग

लेखा बहियों की पूंजी संवर्धन युक्त दावाकृत एसीई का समाधान दर्शाने वाला विवरण

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

सीओडी \_\_\_\_\_

रुपये में)

(राशि लाख

क्रम सं.	विशिष्टियां	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
1	आईएनडी एएस के अनुसार अंतिम सकल ब्लॉक					
2	जोड़ें / घटाएं: समायोजन					
3	आईजीएएपी के अनुसार अंतिम सकल ब्लॉक					
4	आईएनडी एएस के अनुसार प्रारम्भिक सकल ब्लॉक					
5	जोड़ें / घटाएं: समायोजन					
6	आईजीएएपी के अनुसार प्रारम्भिक सकल ब्लॉक					
<b>7</b>	<b>बुक के अनुसार कुल संवर्धन (जी = 3 - 5)</b>					
8	घटाएं: अन्य स्तरों से संबंधित सम्वर्धन (कृपया स्टेज-वार ब्यौरा दें)					
<b>9</b>	<b>तात्कालिक परियोजना/ यूनिट/स्टेज से संबंधित शुद्ध संवर्धन</b>					
10	घटाएं: बहिष्करण (आइटम स्वीकार्य नहीं / दावा नहीं किया गया)					
11	नियत अतिरिक्त पूंजी अपवर्जन का दावा (प्रो.द्वन आधार पर)					
12	घटाएं: निष्पादित न की गई देयता					
13	जोड़ें: स्वीकृत की गई आस्तियों / कार्यों के अनुरूप, निष्पादित न की गई देयताओं का निर्वहन					
14	नियत अतिरिक्त पूंजी अपवर्जन का दावा (नकद आधार पर)					

टिप्पण:- किसी व्यय का अपवर्जन करने का कारण स्पष्ट रूप से दर्शाया जाए।

(याचिकाकर्ता)

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
		प्रादुर्भवन आधार	स्तंभ 3 में शामिल अनिष्पादित देयता	नकद आधार	स्तंभ 3 में शामिल आईडीसी	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)

टिपपणी:-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-9 ड.

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

पूंजी लागत का विवरण  
(सुसंगत तारीख तथा वर्षवार के लिए दिया जाना है)

(राशि लाख रुपयों में)

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को		
		प्रोद्भवन आधार	निष्पादित न की गई देयता	नकद आधार
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
क	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक सकल ब्लाक राशि			
	ख) उपर्युक्त अ (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त अ (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त अ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ड) उपर्युक्त अ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त अ (क) में आईईडीसी की राशि			
ख	क) अवधि के अनुसार सकल ब्लाक राशि में संवृद्धि (प्रत्यक्ष क्रय)			
	ख) उपर्युक्त आ (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त आ (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त आ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ड) उपर्युक्त आ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त आ (क) में आईईडीसी की राशि			
ग	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि में संवृद्धि (सीडब्ल्यू आई पी से अंतरित)			
	ख) उपर्युक्त इ (क) में आईडीसी की राशि			

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को		
		प्रो.द्वुवन आधार	निष्पादित न की गई देयता	नकद आधार
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
	ग) उपर्युक्त इ (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त इ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त इ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त इ (क) में आईईडीसी की राशि			
घ	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि का अपमार्जन			
	ख) उपर्युक्त ई (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त ई (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त ई (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त ई (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त ई (क) में आईईडीसी की राशि			
ङ	क) बहियों के अनुसार अंतिम सकल ब्लाक राशि			
	ख) उपर्युक्त उ (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त उ (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त उ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त उ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त उ (क) में आईईडीसी 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-II

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.	विशिष्टियां	सुसंगत तारीख को		
		प्रोद्गवन आधार	निष्पादित न की गई देयता	नकद आधार
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
क	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक सीडब्ल्यू आईपी राशि			
	ख) उपर्युक्त अ (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त अ (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त अ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त अ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त अ (क) में आईडीसी की राशि			
ख	क) वर्ष के दौरान सीडब्ल्यू आईपी में संवर्धन			
	ख) उपर्युक्त आ (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त आ (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त आ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त आ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त आ (क) में आईडीसी की राशि			
ग	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि से अंतरण			
	ख) उपर्युक्त इ (क) में आईडीसी की राशि			

क्रम सं.	विशिष्टियां	सुसंगत तारीख को		
		प्रोद्भव आधार	निष्पादित न की गई देयता	नकद आधार
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
	ग) उपर्युक्त इ (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त इ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त इ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त इ (क) में आईईडीसी की राशि			
घ	क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी में अपमार्जन			
	ख) उपर्युक्त ई (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त ई (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त ई (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त ई (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त ई (क) में आईईडीसी की राशि			
ङ	क) बहियों के अनुसार अंतिम सीडब्ल्यूआईपी			
	ख) उपर्युक्त उ (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त उ (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त उ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त उ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त उ (क) में आईईडीसी 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-II  
प्ररूप- 10

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_  
 उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_  
 वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख: \_\_\_\_\_

(लाख रुपए में)

वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से आरंभ) <sup>1</sup>	वास्तविक					स्वीकृत				
	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5 और उससे अगे	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										

**टिप्पणः**

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

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

(याचिकाकर्ता)



## अवक्षयण दर की संगणना

याचिकाकर्ता का नाम  
उत्पादन केन्द्र का नाम

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	आस्तियों का नाम <sup>1</sup>	31.3.2019 को या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को, जो भी बाद में हो, तथा तत्पश्चात् 31.3.24 तक प्रत्येक वर्ष के लिए पश्चात्वर्ती कुल ब्लॉक	के वि वि आ की अवक्षयण दर अनुसूची के अनुसार अवक्षयण दर	31.03.24 तक प्रत्येक वर्ष के लिए अवक्षयण रकम
(1)	(2)	(3)	(4)	(5= स्तंभ 3 X स्तंभ 4)
1	भूमि*			
2	भवन			
3	और उससे आगे			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
	<b>कुल</b>			
	<b>अवक्षयण भारित</b>			
	<b>औसत दर (%)</b>			

\* फ्री होल्ड भूमि और पट्टे पर ली गई भूमि तथा जलाशय की भूमि का विवरण अलग-अलग दिया जाए

## टिप्पणः

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.	विशिष्टियां	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(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.	अवक्षयण (वार्षिकीकृत)						
11.	अवधि की समाप्ति पर संचयी अवक्षयण						
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.	अवधि की समाप्ति पर शुद्ध संचयी अवक्षयण						

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	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<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						

विशिष्टियां	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
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						

विशिष्टियां	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<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>						

टिप्पणः

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	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1.	कुल मानकीय ऋण –आरंभिक						
2.	पिछले वर्ष तक मानकीय ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
3.	<b>शुद्ध मानकीय ऋण – आरंभिक</b>						
4.	जोड़े: वर्ष/अवधि के दौरान एसीई के कारण वृद्धि						
5.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण के कारण कमी						
6.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय के कारण कमी						
7.	जोड़े वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि						
8.	<b>शुद्ध मानकीय ऋण – अंतिम</b>						
9.	<b>औसत मानकीय ऋण</b>						
10.	<b>ब्याज की भारित औसत दर</b>						
11.	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 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(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

गैर-टैरिफ आय

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

क्र.सं.	पैरामीटर्स	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1.	भूमि या भवनों के किराए से आय						
2.	रद्दी माल की बिक्री से आय						
3.	विज्ञापनों से होने वाली आय						

**नोट:** ड्रइंग अप के समय प्रस्तुत किया जाना है।

(याचिकाकर्ता)



भाग-II  
प्ररूप -13घ

संनिर्माण के दौरान प्रासंगिक व्यय

याचिकाकर्ता का नाम  
उत्पादन केन्द्र का नाम

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	पैरामीटर्स	अनुसूचित सीओडी तक	वास्तविक सीओडी तक
(1)	(2)	(3)	(4)
क	व्यय:		
1.	कर्मचारी लाभ व्यय		
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		

9.	.....		
	.....		
ख	कुल व्यय		
10.	घटाएं: निविदा की विक्री से आय		
11.	घटाएं: अतिथि गृह से आय		
12.	घटाएं: ठेकेदारों से वसूली गई आय		
13.	घटाएं: जमा पर ब्याज		
	.....		

(याचिकाकर्ता)







क्रम सं.	ड्रा डाउन विशिष्टियां	क्वार्टर 1			क्वार्टर 2			क्वार्टर एन(सीओडी)		
		विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में (लाख रुपये)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में (लाख रुपये)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में (लाख रुपये)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
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 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।
4. आईडीसी की विस्तृत संगणना (वास्तविक आहरण और प्रतिसंदाय की तारीख एवं राशि, ब्याज की दर आदि) प्रस्तुत की जानी चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-II

प्ररूप- 14क

वास्तविक नगद व्यय

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

(लाख रुपये में)

विवरण	तिमाही-I	तिमाही-II	तिमाही-III	तिमाही -एन (डीओसीओ)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
सकल ब्लाक पर व्यय				
जोड़े: सीडब्ल्यूआईपी पर व्यय				
जोड़े: पूंजीगत अग्रिम यदि कोई				
घटाएं: असम्पादित देयताएं (उपर्युक्त शामिल)				
जोड़े/घटाएं: अन्य				
पूंजी आस्तियों की ओर संचिदाकर्ताओं/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- 15क

याचिकाकर्ता का नाम  
उत्पादन केन्द्र का नाम

आरओआर सहित पाण्डेज/स्टोरेज प्रकार के नए केन्द्र डिजायन ऊर्जा एवं चरम क्षमता (माहवार)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

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		



	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		
अक्तूबर	I		

	II		
	III		
नवम्बर	I		
	II		
	III		
दिसम्बर	I		
	II		
	III		
जनवरी	I		
	II		
	III		
फरवरी	I		
	II		
	III		
मार्च	I		
	II		
	III		
<b>कुल</b>			
*दिनांक सीईए की डीपीआर/टीईसी के अनुसार .....			
टिप्पण			
उन व्यक्ततम घंटों की संख्या दर्शाए जिनके लिए केन्द्र को डिजाइन किया गया।			

(याचिकाकर्ता)

भाग-II

प्ररूप- 16

## देयता फलो विवरण

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

पक्षकार	आस्ति/संकाय	वास्तविक पूंजीकरण का वर्ष	मूल देयता	दिनांक 31.03.2019 को देयता	निर्वहण (वर्षवार)	विपर्यय(वर्षवार)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
क) आस्ति के लिए सामान्य आरओई के लिए योग्य						
ख) ऋण पर ब्याज की औसत दर पर आरओई के लिए योग्य आस्ति के लिए						

(याचिकाकर्ता)

प्रचालन और रखरखाव व्यय**1.4.2019 को या उसके बाद वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत घोषित हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों के मामले में**

अंतिम तारीख (क) तक कुल पूंजी व्यय	
आर एंड आर व्यय (ख)	
आईडीसी और आईईडीसी (ग)	
ओ एंड एम व्यय (घ) = (क)-(ख)-(ग) के लिए विचार की गई पूंजी लागत	
प्रथम वर्ष वार्षिक ओ एंड एम खर्च @ की दर से अधिक (ङ) के 3.50% = की दर (घ) के 3.50%	
अगले वर्ष के लिए ओ एंड एम खर्च @ की दर से अधिक (च) के 4.77% = की दर (ङ) के 4.77%	
सातवें वेतन आयोग वेतन संशोधन के कारण अतिरिक्त ओ एंड एम खर्च	
न्यूनतम वेतन संशोधन के कारण अतिरिक्त ओ एंड एम खर्च	
माल और सेवा कर (जीएसटी) के कारण अतिरिक्त ओ एंड एम खर्च	

**टिप्पणी:** टैरिफ अवधि के संबंधित वर्षों के लिए प्रदान किए जाने वाले सहायक दस्तावेजों और संगणना के साथ अतिरिक्त ओ एंड एम खर्च

भाग II

प्ररूप 18

सांविधिक प्रभार का विवरण (यदि लागू हो)

याचिकाकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

उत्पादन केन्द्र का नाम \_\_\_\_\_

विशिष्टियां	इकाई दर	इकाइयों की संख्या	दावकृत राशि
(1)	(2)	(3)	(4)
विद्युत कर			
जल उपकर			
.....			

(याचिकाकर्ता)

भाग II

प्ररूप 19

## याचिका में सम्मिलित मुद्दे का सारांश

1.	याचिकाकर्ता:	
2.	विषय	
3.	<b>निवेदन:</b> (1)... (2)... (3)... ...	
4	प्रतिवादी	
	प्रतिवादियों के नाम:	
	क.	
	ख.	
	ग .	
5.	<b>परियोजना विस्तार</b>	आईसी डीई एफईएचएस एयूएक्स एनएपीएएफ
	<b>लागत</b>	अनुमोदित लागत नवीनतम आरसीई

	कमीशनिंग	यूनिट / स्टेशन सीओडी
दावा		
	एएफसी	
	पूँजी लागत	
	प्रारंभिक स्पेयर	
	एनएपीएएफ	
	डिजाइन ऊर्जा	
	कोई विशिष्ट	



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	टैरिफ का सारांश	
प्ररूप- 1क	आस्ति स्तर संबंधी लागत के सारांश	
प्ररूप-2	परियोजना के दायरे और तत्काल आस्ति के लिए ओ एंड एम में सम्मिलित 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 का सार, संपूर्ण परियोजना के लिए एकल एएफसी के लिए प्रभावी सीओडी और भारित औसत जीवन का निर्धारण।	
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 में सम्मिलित सभी आस्तियों का विवरण	
प्ररूप- 6	वास्तविक नकद व्यय तथा सीओडी तक वित्तीय पैकेज	
प्ररूप- 7	सीओडी के पश्चात अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप- 7क	अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्तपोषण	
प्ररूप- 7ख	परियोजना के उपयोगी जीवन के अंत से पहले पांच साल के दौरान अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण ।	
प्ररूप- 8	रिटर्न आन इक्विटी की संगणना	
प्ररूप-8क	विदेशी इक्विटी का विवरण	
प्ररूप-9	विभिन्न पारेषण घटकों को कारपोरेट ऋण के आवंटन का विवरण	

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (पारेषण एवं संचार प्रणाली का शीर्षक)	टिक
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	मूल परियोजना लागत पर अवक्षयण दर की संगणना	
प्ररूप- 10क	अवक्षयण का विवरण	
प्ररूप- 10ख	गैर पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप- 11	कार्य पूंजी पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप- 12	समय आधिक्य होने के स्थिति में व्यौरे	
प्ररूप- 12क	संनिर्माण के दौरान प्रासंगिक व्यय	
प्ररूप- 12ख	आईडीसी और वित्तीय प्रभारों की संगणना	
प्ररूप- 13	शुरुआती स्पेयर्स का विवरण	
प्ररूप- 14	गैर-टैरिफ आय	
प्ररूप- 15	याचिका में शामिल मुद्दे का सारांश	
प्ररूप क	वर्तमान याचिका में सम्मिलित सभी आस्तियों के लिए दावाकृत पूंजी लागत और वार्षिक नियत लागत (एएफसी) का सारांश।	
<b>अन्य जानकारी/दस्तावेज</b>		
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	

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (पारेषण एवं संचार प्रणाली का शीर्षक)	टिक
	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/ टीएसए/ 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, स्टेटमेंट्स, अनुसूचियों आदि सहित लागत लेखापरीक्षा रिपोर्ट की प्रति और उसके पश्चात वर्ष 2021-22 में मध्यावधि टु अप के समय पहले दो वर्षों अर्थात् 2019-20 और 2020-21 के लिए और प्रशुल्क अवधि 2019-24 की शेष अवधि के लिए वर्ष 2024-25 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.	बीबीएमबी, संबंधित लागू अधिनियमों के अनुसार रिकॉर्ड बनाए हुए है। यहाँ निर्दिष्ट प्रारूप, बीबीएमबी के साथ उपलब्ध जानकारी के लिए उपयुक्त नहीं हो सकता है। बीबीएमबी, टैरिफ प्रयोजन के लिए आवश्यक जानकारी प्रस्तुत करने के लिए उपलब्ध जानकारी के अनुसार प्रारूपों को उपयुक्त रूप से संशोधित कर सकता है।	
10.	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 प्रस्तुत की गई कोई अन्य जानकारी ई-फाइलिंग वेबसाइट में अपलोड करनी होगी और पेन ड्राइव / फ्लैश ड्राइव के रूप में भी दी जाएगी।

भाग-III

प्ररूप- 1

टैरिफ के सारांश

पारेषण आस्तियों का नाम \_\_\_\_\_

क्रम सं.	विशिष्टियां	प्ररूप सं.	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7	8
1	अवक्षयण						
2	ऋण का ब्याज						
3	रिटर्न आन इक्विटी						
4	कार्य पूंजी पर ब्याज						
5	प्रचालन और रख-रखाव व्यय						
	<b>कुल एएफसी</b>						

**टिप्पण:** यह प्ररूप, एक सारांश प्ररूप है और इससे प्राप्त डेटा अन्य आधार प्ररूपों से प्रवाहित होना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 1क

आस्ति स्तर लागत का सारांश

पारेषण आस्तियों का नाम \_\_\_\_\_

(राशि लाख रुपये में)

क) पूंजी लागत का सारांश, आस्ति के वित्त के साधन									
विशिष्टियां	i) संविभाजित अनुमोदित लागत		ii) वास्तविक/ प्रक्षेपित उपगत पूंजी व्यय का सारांश						
	आईए के अनुसार	आरसीई के अनुसार	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुसार /01-04-2019	2019-20 (वास्तविक/ प्रक्षेपित)	2020-21 (वास्तविक/ प्रक्षेपित)	2021-22 (वास्तविक/ प्रक्षेपित)	2022-23 (वास्तविक/ प्रक्षेपित)	2023-24 (वास्तविक/ प्रक्षेपित)	31.03.2024 के अनुसार
भूमि (फ्रीहोल्ड भूमि)									
भूमि (पट्टे पर ली गई)									
भवन तथा सिविल संकर्म									
पारेषण लाईन									
उप केन्द्र									
पीएलसीसी									
बहियों के अनुरूप कुल पूंजी लागत									
घटाएं: देयता									
जोड़े: देयता का निर्वहन									
कुल उपगत पूंजी									
इक्विटी									
ऋण									

**टिप्पण:** यह प्ररूप, एक सारांश प्ररूप है और इससे प्राप्त डेटा अन्य आधार प्ररूपों से प्रवाहित होना चाहिए।

भाग-III

प्ररूप-2

**तात्कालिक आस्ति के लिए परियोजना की परिधि और ओ एंड एम में सम्मिलित पारेषण लाइनों, उपकेन्द्रों तथा संचार प्रणाली का विवरण**

पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_

## 1. पारेषण लाइनें:

क्र.सं.	लाइन का नाम	लाइन का प्रकार एसी/एच वीडीसी	एस/सी या डी/सी	सब-कंडेक्टरों की संख्या	वोल्टता स्तर कि.वा.	लाइन बेज	लाइन रिएक्टर (स्विच योग्य रिएक्टर सहित)	लाइन की लम्बाई कि.मी.	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख	वर्तमान याचिका में सम्मिलित	
										हां/ नहीं	यदि नहीं, तो याचिका सं.
1											
2											
3											
-											
-											

## सारांश:

तात्कालिक याचिका में सम्मिलित पारेषण लाइनों के लिए ओ एंड एम व्यय	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
विनियमन के अनुसार ओ एंड एम की मानकीय दर (लाख रुपये में)					
लम्बाई (कि.मी. में)					
दावा किया गया ओ एंड एम (लाख रुपये में)					

## 2. उपकेन्द्र:

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

## सारांश:

तात्कालिक याचिका में सम्मिलित उपकेन्द्रों के लिए ओ एंड एम व्यय	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
विनियमन के अनुसार ओ एंड एम की मानकीय दर (लाख रुपये में)					
यूनिटों की संख्या					
दावा किया गया ओ एंड एम (लाख रुपये में)					

- टिप्पण** 1. बे की संख्या लाइन बे, आईसीटी बे, रिएक्टर बे आदि को सम्मिलित करती है। ओ एंड एम के खर्च के उद्देश्य के लिए प्रत्येक आईसीटी बे, लाइन बे, रिएक्टर बे को अलग से माना जाएगा।  
2. एमवीए क्षमता रिएक्टर, एफएसई, स्टेट कॉम की क्षमता को अपवर्जित करेगा



**3. संचार प्रणाली:**

क्रम सं.	संचार प्रणाली का नाम	संचार प्रणाली का प्रकार- यूएलडीसी/एससीएडीए/ डब्ल्यूएएमएस/फाइबर ऑप्टिक संचार प्रणाली/आरटीयू/ पीएबीएक्स/पीएमयू आदि के अंतर्गत संचार प्रणाली	ओपीजीडब्ल्यू लिंक की लंबाई	आरटीयू की संख्या	पीएमयू की संख्या	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख	अंतिम तारीख तक पूंजी लागत ( मूल परियोजना लागत)	वर्तमान याचिका में सम्मिलित	
								हां/नहीं	यदि नहीं तो याचिका सं.
1									
2									
3									
-									

**सारांश**

तात्कालिक याचिका में सम्मिलित संचार प्रणाली के लिए ओ एंड एम व्यय	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
विनियमन के अनुसार ओ एंड एम व्यय					
वास्तविक ओ एंड एम व्यय (लाख रुपये में)					
<b>संचार प्रणाली से संबंधित मूल परियोजना लागत / अस्ति</b>					

टिप्पण: विनियमन के अनुसार ओ एंड एम व्यय अनुमानित परियोजना लागत के आधार पर कार्य किया जाएगा। वास्तविक ओ एंड एम व्यय टू अप के समय प्रदान की जाएगी।

**4) ओ एंड एम व्यय दावा का सारांश****(राशि लाख रुपये में)**

क्रम सं.	विशिष्टियां	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
	(क) मानकीय ओ एंड एम					
1	पारेषण लाइन					

2	उपकेन्द्र					
3	संचार प्रणाली					
	<b>कुल मानकीय ओ एंड एम</b>					
	<b>(ख) विनियमन 35 (3) (ग) के तहत दावा किया गया ओ एंड एम</b>					
1	सुरक्षा व्यय					
2	खपत किए गए वास्तविक पूंजी स्पेयर्स					
3	कुल ओ एंड एम					

**टिप्पण:** सुरक्षा व्यय और पूंजी स्पेर्स को ओ एंड एम व्यय के उद्देश्य के लिए अनुमानित आधार पर प्रस्तुत की जाएगी। अतिरिक्त सुरक्षा तैनात करने के मामले में, याचिकाकर्ता उसी को इंगित करेगा। वास्तविक सुरक्षा और पूंजी स्पेयर्स के व्यय को टु अप के समय प्रदान की जाएगी।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप-3

टैरिफ संगणना के लिए विचारे गये मानकीय पैरामीटर

पारेषण आस्तियों का नाम \_\_\_\_\_

मार्च को समाप्त होने वाला वर्ष

विशिष्टियां	यूनिट	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
रिटर्न आन इक्विटी की आधार दर	%						
अंतिम तारीख <sup>1</sup> के बाद अतिरिक्त पूंजीकरण पर इक्विटी पर रिटर्न की आधारभूत दर	%						
कर दर	%						
प्रभावी कर दर <sup>2</sup>	%						
लक्ष्य उपलब्धता	%						
मानकीय ओ एंड एम प्रति केएम	रु. लाख						
मानकीय ओ एंड एम प्रति बे	रु. लाख						
मानकीय ओ एंड एम प्रति एमवीए	रु. लाख						
ओ एंड एम के % के रूप में डब्ल्यू सी के लिए पुर्जे	%						
डब्ल्यूसी के लिए दिन में प्राप्य	दिन						
वित्तीय वर्ष <sup>3</sup> के पहले दिन को बैंक दर	%						
01.04.2019 तक व्यतीत जीवनकाल और प्रत्येक वर्ष की शुरुआत (पूर्ण वर्षों में)	वर्षों की संख्या						

1. विधि में परिवर्तन के कारण अतिरिक्त अंकुरण को विनियमित 30 के पहले परंतुक के अनुसार ऋण की भारित औसत दर के अपवर्जित व समतुल्य किया जाएगा।
2. इसे आवश्यक दस्तावेजों एवं परिकलनों द्वारा समर्थित होना चाहिए। प्रभावी कर दर की संगणना विनियमन 31 के अनुसार की जानी चाहिए, यानी वास्तविक कर (या अनुमानित कर) / सकल आय, जहां सकल आय, कर से पहले लाभ को संदर्भित करती है।
3. टैरिफ याचिका के लिए, इसको 1.4.2019 होना चाहिए, जबकि टू-अप याचिका के लिए, इसको संबंधित वित्तीय वर्षों का 1 अप्रैल होना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप-4

परियोजना के अंतर्गत विद्यमान पारेषण आस्तियों/घटकों का सार, प्रभावी सीओडी का निर्धारण और संपूर्ण रूप से परियोजना हेतु एकल एएफसी के लिए भारित औसत जीवन

पारेषण परियोजना का नाम=: \_\_\_\_\_

(राशि लाख रुपये में)

क) परियोजना के दायरे के अंतर्गत सम्मिलित सभी आस्तियों का विवरण						
आस्ति सं. और आस्ति नाम का विवरण	वास्तविक सीओडी	टैरिफ के लिए विचार किए गए सीओडी	संपूर्ण रूप से परियोजना के लिए प्रभावी सीओडी ( देखें ग)	परियोजना का भारित औसत उपयोगी जीवनकाल (देखें घ)	01-04-2019 को परियोजना का व्यतीत उपयोगी जीवनकाल (देखें ड)	01.04.2019 को परियोजना के शेष उपयोगी जीवनकाल (देखें च)

ख) 01.04.2019 के पूर्व कमीशन किए गए परियोजनाओं के लिए एकल टैरिफ के निर्धारण हेतु 01-04-2019 तक का विवरण						
2014-19 की अवधि के दू अप के बाद 31-03-2019 तक की विशिष्टियां	आस्ति 1	आस्ति 2	आस्ति 3	आस्ति 4	और उससे आगे	संपूर्ण रूप से परियोजना के लिए 01.04.2019 तक का कुल
क	ख	ग	घ	ड	च	छ=(ख+ग+घ+ड+च)
31.03.2019 तक की पूंजी लागत						
31-03-2019 तक की संचयी मूल्यहास						
31.03.2019 तक का ऋण इक्विटी अनुपात						
31.03.2019 तक का मानकिय आरओई के लिए सकल इक्विटी						
31.03.2019 तक का सकल ऋण						
31.03.2019 तक का ऋण का संचयी प्रतिसंदाय						

<b>ग) संपूर्ण रूप से परियोजना के व्यतीत उपयोगी जीवनकाल के निर्धारण के लिए प्रभावी सीओडी की संगणना।</b>						
<b>आस्ति सं.</b>	<b>आस्ति 1</b>	<b>आस्ति 2</b>	<b>आस्ति 3</b>	<b>आस्ति 4</b>	<b>और उससे आगे</b>	<b>कुल</b>
<b>क</b>	<b>ख</b>	<b>ग</b>	<b>घ</b>	<b>ङ</b>	<b>च</b>	<b>छ=(ख+ग+घ+ङ+च)</b>
1) आस्ति की वास्तविक सीओडी						
2) टैरिफ उद्देश्य के लिए विचार किए गए सीओडी (i)						
3) टैरिफ और परियोजना के सीओडी के लिए विचार की गई आस्ति के सीओडी के बीच दिनों की संख्या (ii) और (iii)						
4) 31-03-2019 तक (लाख राशि में) टू अप पूंजी लागत						
5) किसी आस्ति का लागत का भार (% में) (iv)						
6) भारित देनों = (3x5)						
<b>7) प्रभावी सीओडी = (अर्थात परियोजना का सीओडी - कुल भारित देनों )</b>						
<b>टिप्पण:</b>						
i) टैरिफ के लिए विचार किए गए आस्ति का सीओडी: यह आम तौर पर परियोजना के वास्तविक सीओडी को संदर्भित करता है। यदि कमीशन ने आस्तियों की क्लबिंग को स्वीकार कर लिया है, यदि पिछले टैरिफ अवधि में कोई है, तो टैरिफ प्रयोजन के लिए इस तरह की क्लब की गई आस्तियों के लिए विचार किए गए सीओडी को यहां माना जाना चाहिए (जैसे नोशनल सीओडी)						
ii) परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से दिनों की संख्या: यह अलग-अलग आस्ति और परियोजना के सीओडी हेतु टैरिफ के लिए विचार किए गए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के बीच की दूरी को संदर्भित करता है। इसकी संगणना (परियोजना के सीओडी - व्यक्तिगत आस्ति के सीओडी) द्वारा की गई है						
iii) परियोजना की सीओडी = परियोजना की अंतिम आस्ति की सीओडी।						
iv) आस्ति की लागत का भार = यह परियोजना की कुल पूंजी लागत की तुलना करने पर व्यक्तिगत आस्ति की लागत के अनुपात (यानी भार) को संदर्भित करता है। इसकी संगणना (31.03.2019 को संबंधित आस्ति की टू अप लागत / सभी आस्तियों की कुल टू अप लागत) x100 के अनुसार होनी चाहिए।						
v) भारित दिनों: यह आस्ति की लागत के भार और परियोजना के सीओडी से सीओडी की दूरी का उत्पाद है।						

घ) संपूर्ण रूप से परियोजना का भारित औसत उपयोगी जीवनकाल								
विशिष्टियां	2014-19 के दू अप के बाद 01-04-2019 तक का पूंजी लागत					संयुक्त लागत	उपयोगी जीवनकाल / विस्तारित जीवनकाल	भारित लागत
	आस्ति 1	आस्ति 2	आस्ति 3	आस्ति 4	आस्ति 3 तथा उससे आगे			
क	ख	ग	घ	ङ	च	छ=(ख+ग+घ+ङ+च)	ज	झ = (छ)x(ज)
फ्रीहोल्ड भूमि							0	
पट्टे पर ली गई भूमि							25	
भवन तथा अन्य सिविल संकर्म							25	
पारेषण लाईन							35	
उप केन्द्र उपकरण							25	
पीएलसीसी							15	
और उससे आगे								
कुल								
भारित औसत जीवनकाल = कुल भारित लागत/कुल संयोजन लागत (पूरा वर्ष पाने के लिए राउंड आफ)								वर्षों

ङ) परियोजना का व्यतीत भारित औसत उपयोगी जीवनकाल और शेष भारित औसत उपयोगी जीवनकाल		
यह प्रभावी सीओडी से पिछले टैरिफ अवधि के अंतिम दिन (यानी 31.03.2014) तक पूर्ण वर्ष की संख्या को संदर्भित करता है।		
i) प्रभावी सीओडी		
ii) पिछले टैरिफ नियंत्रण अवधि का अंतिम दिन	3/31/2019	
iii) 01.04.2019 तक व्यतीत पूर्ण हुए वर्षों की संख्या (ii)-(i)		

iv) शेष उपयोगी जीवनकाल (वर्ष में) (वाल-व्यतीत वर्ष)	
---	--

**टिप्पण:** 1) याचिकाकर्ता को व्यक्तिगत आस्तियों की पहचान को बनाए रखना है। समेकन याचिकाओं में, याचिकाकर्ता को व्यक्तिगत आस्तियों का विवरण, विवरण, वास्तविक सीओडी, प्रभावी सीओडी, अंतिम तारीख, कृत पूंजी लागत, ओ एंड एम व्यय आदि को बनाए रखना और प्रदान करना है। याचिकाकर्ता को परियोजना के लिए अतिरिक्त पूंजी व्यय या गैर-पूंजीकरण के सभी दावों के साथ-साथ ऑडिटर प्रमाणपत्र के साथ व्यक्तिगत आस्तियों का स्पष्ट रूप से उल्लेख करना होगा, जिससे संबंधित दावा किया गया है। तदनुसार सुसंगत टैरिफ प्ररूपों को व्यक्तिगत आस्ति वार ब्यौरा दिखाना चाहिए। 2) इस फॉर्म को प्रस्तुत करना आवश्यक है, जब परियोजना 01.04.2019 से पूर्व कमीशन किया गया हो (अर्थात् 01.04.2019 से पूर्व कमीशन किया गया परियोजना का अंतिम घटक 3) पूर्ण वर्ष की संख्या एक्सेल फ़ंक्शन अर्थात् इयरफरेक (31-03-2019, प्रभावी सीओडी) द्वारा प्राप्त की सकती है और यदि परिणाम से कोई हो तो अंश की उपेक्षा करें।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III  
प्ररूप-4क

पूंजी लागत का विवरण  
(संगत तारीखों के लिए और वर्षवार दिया जाए)

पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_

(राशि लाख रुपये में)

क. पूंजी लागत	विशिष्टियां	संगत तारीख को <sup>1</sup>		
		प्रोद्भवन आधार	असम्पादित देयता	नकद आधार
1	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक सकल ब्लाक राशि			
	ख) उपरोक्त क(क)में (i)आईडीसी, (ii) एफसी, (iii) एफईआरवी और (iv) होजिंग लागत की राशि	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...		
	ग) उपरोक्त क(क)में शामिल आईईडीसी की राशि (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी एवं हेजिंग लागत को छोड़कर)			
2	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि में संवृद्धि			
	ख) उपरोक्त ख(क) में (i)आईडीसी, (ii) एफसी, (iii) एफईआरवी और (iv) होजिंग लागत की राशि	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...		
	ग) उपरोक्त ख(क) में शामिल आईईडीसी की राशि (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी एवं हेजिंग लागत को छोड़कर)			
3	क) बहियों के अनुसार अंतिम सकल ब्लाक			
	ख) उपरोक्त ग (क) में (i)आईडीसी, (ii) एफसी, (iii) एफईआरवी और (iv) होजिंग लागत की राशि	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...		
	ग) उपरोक्त (क) में शामिल आईईडीसी की राशि (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी एवं हेजिंग लागत को छोड़कर)			



(राशि लाख रुपये में)

ख) आस्ति के लिए देयता का प्रवाह						
विशिष्टियां	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुसार /01-04-2019	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1. देयता का प्रारंभिक शेष <sup>2</sup>						
2. जोड़ें: एसीई <sup>3</sup> से देयता						
3. भुगतान द्वारा देयता का संपादित और एसीई <sup>4</sup> के अनुसार दावा किया गया						
4. उत्क्रमण/निरस्तीकरण (दर्ज किया जाना) <sup>5</sup>						
5. स्वीकृत देयता का अंतिम शेष <sup>6</sup>						

- 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।
- नई आस्ति के मामले में इसे फॉर्म 5 से प्रवाहित होना चाहिए और विद्यमान आस्ति के मामले में इसे 31.03.2019 तक की देय देयता से प्रवाहित होना चाहिए।
- यह संबंधित वर्ष के अंतिम दिन तक सकल ब्लॉक में सम्मिलित देयता को संदर्भित करता है, जैसा कि संबंधित वर्ष के फॉर्म 7 में उल्लिखित है।
- यह पूंजी देयता के वास्तविक भुगतान को संदर्भित करता है जिसे 31.03.2019 को कमीशन के रूप में देय किया गया था और / या सीओडी लागत में सम्मिलित देयता और / या पिछले वर्षों के एसीई में सम्मिलित देयता। (जैसे यदि कोई भुगतान 2021-22 के दौरान असम्पादित देयता के लिए किया जाता हो)
- यह सकल ब्लॉक में सम्मिलित देयता को संदर्भित करता है लेकिन किसी भी कारण से उलट या रद्द कर दिया जाता है। (जैसे ठेकेदार, पुस्तक समायोजन आदि की किसी भी शर्त को पूरा नहीं करने के कारण देयता अधिक देय नहीं है।)
- यह पूंजी देयता के अंतिम शेष को संदर्भित करता है (अर्थात् संबंधित वर्ष के 31 मार्च को और यह अगले वर्ष के 01 अप्रैल को प्रारंभिक शेष होगा।
- उपरोक्त तालिका बी में देयता के प्रवाह में उल्लिखित शेष और उपरोक्त तालिका ए में वर्णित सुसंगत तारीख के अनुसार देयता मेल खाना चाहिए।
- यदि किसी कारण से किसी परियोजना की आस्ति को समेकित करने की आवश्यकता नहीं है, तो कारण को स्पष्ट करना होगा और उन आस्तियों के प्रारंभिक स्थिति को उपरोक्त तालिका बी के प्रारूप में दिखाना होगा।

(याचिकाकर्ता)

भाग- III  
प्ररूप- 4ख

प्रगतिरत पूंजी कार्य का विवरण  
(संगत तारीखों के लिए और वर्षवार दिया जाए)

पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_

(राशि लाख रुपये में)

क	विशिष्टियां	प्रोड्युवन आधार	संगत तारीख को <sup>1</sup>	
			असम्पादित देयता	नकद आधार
क	क) बहियों के अनुरूप प्रारंभिक सीडब्ल्यू आईपी की राशि ख) उपरोक्त क (क) में शामिल (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 ख (क) में शामिल (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 ग) उपरोक्त ग (क) में शामिल (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 ग) उपरोक्त घ (क) में शामिल आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और होजिंग लागत की राशि	(i) .... (ii) ... (iii)...		

**टिप्पण:** 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

पारेषण आस्ति 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	पारेषण प्रणाली / पारेषण घटक / संचार प्रणाली के अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुसार
पूंजी लागत प्राक्कलनों के लिए विचार की गई विदेशी मुद्रा दर		
<b>पूंजी लागत आईडीसी, आईडीसी 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 एफईआरबी तथा हेजिंग लागत शामिल नहीं है (लाख रुपए में)</b>		
<b>आईडीसी, आईडीसी एफसी, एफईआरबी तथा हेजिंग लागत</b>		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू एस \$ या सुसंगत मुद्रा में)		

घरेलू संघटक (लाख रुपए में)		
<b>कुल आईडीसी, एफसी एफईआरवी तथा हेजिंग लागत (लाख रुपये)</b>		
विचार किए गए करों और शुल्कों की दर		
<b>पूंजी लागत जिसमें आईडीसी आईडीसी 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 आईडीसी 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)

























ख) सीओडी के अनुसार पूंजी लागत का सारांश										
विशिष्टियां	आईडीसी और आईईडीसी को छोड़कर प्रारंभिक स्पेयर सहित संयंत्र एवं मशीनरी लागत	पूंजीकृत प्रारंभिक स्पेयर	पूंजीकृत आईईडीसी	पूंजीकृत आईडीसी	एफईआर वी ऋण	सीओडी के खाते की बहियों के अनुसार सकल ब्लॉक	सकल ब्लॉक से कटौती 3	सीओडी / 01.04.2019 (कटौती के बाद) के अनुसार टैरिफ के लिए सकल ब्लॉक का मतलब	8 में सम्मिलित असम्पादित देयता	सीओडी अनुसार / 01-04-2019 तक टैरिफ के लिए नकद आधार पर पूंजी लागत
	1	2	3	4	5	6=(1+3+4+5)	7	8=(6-7)	9	10=(8-9)
भूमि (फ्रीहोल्ड भूमि)										
भूमि (पट्टे पर ली गई)										
भवन तथा सिविल संकर्म										
पारेषण लाईन										
उप केन्द्र										
पीएलसीसी										
<b>खाते की बहियों के अनुसार कुल पूंजी लागत</b>										
घटाएँ: असम्पादित देयताएं										
<b>टैरिफ के लिए दावा किया गया कुल पूंजी लागत</b>										
आईडीसी / आईईडीसी का % (खाता की बहियों के अनुसार प्रारंभिक स्पेयर सहित संयंत्र और मशीनरी लागत) के अधार पर										
<b>वित्त के साधन</b>										
इक्विटी										
ऋण										

**टिप्पण:**

- 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।
- फ्रीहोल्ड/पट्टे पर भूमि का अलग-अलग विवरण दें।
- कटौती प्रपत्र सकल ब्लॉक में सीओडी के अनुसार प्राप्त अनुदान, सीओडी के अनुसार सकल ब्लॉक सम्मिलित है जो अन्य व्यवसाय, अतिरिक्त प्रारंभिक स्पेयर के समायोजन आदि से संबंधित है,।
- लेखा बहियों के अनुसार, पूंजी लागत और देयता लेखा परीक्षक प्रमाणपत्र द्वारा समर्थित होनी चाहिए।

(याचिकाकर्ता)



भाग-III  
प्ररूप- 5क

संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेजों का ब्यौरा

पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_

क्रम सं.	नाम/संनिर्माण सं./प्रदाय सेवा पैकेज	कार्य की परिधि <sup>1</sup> (यथा लागू लागत विवरण के शीर्ष के आधार पर)	क्या आईसी/बी/डीसीबी/विभागीय/निकोप 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 आईडीसी (लाख रुपए में)	आईडीसी एफसी, एफईआरबी तथा हेजिंग लागत (लाख रुपए में)	उप-योग (लाख रुपए में)

टिप्पणः

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 1.4.2019 को यूएस डॉलर \$=70 रुपए पर 800 लाख रुपए+यूएस डॉलर \$5 मिल्यन = 4300 लाख रुपए के साथ पृथक रूप से दर्शित किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 5ख

परियोजना में सम्मिलित सभी आस्तियों का विवरण

पारेषण परियोजना का नाम: \_\_\_\_\_

एससीओडी: \_\_\_\_\_

क्रम सं.	आस्ति का नाम	सीओडी	विलम्ब (दिनों की संख्या में)	संविभाजित अनुमोदित लागत (लाख रुपये)	संशोधित लागत प्राक्कलन, यदि लागू हो (लाख रुपये)	पूरी की गई लागत (लाख रुपये)	वर्तमान याचिका में सम्मिलित	
							हां/नहीं	यदि नहीं, तो याचिका सं.
1								
2								
3								
4								
5								
---								
कुल								

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 6

सीओडी तक वास्तविक नकद व्यय और वित्तीय पैकेज पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_

**क) सीओडी तक वास्तविक नकद व्यय**

(रुपए लाख में)

विशिष्टियां	तिमाही -I (निवेश अनुमोदन)	तिमाही - II	तिमाही -III....	तिमाही -एन (एससीओडी)	तिमाही - ....	तिमाही -एन (वास्तविक सीओडी)
तिमाही के दौरान ठेकेदारों / आपूर्तिकर्ताओं को वास्तविक भुगतान						
तिमाही के अंत में संचयी नकद भुगतान						
वास्तविक सीओडी तक कुल भुगतान पर संचयी नकद भुगतान का %						

**ख) वित्तीय पैकेज**

	यथा अनुमोदित वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को यथास्वीकृत	
	मुद्रा और रकम\$		मुद्रा और रकम\$		मुद्रा और रकम\$	
1	2	3	4	5	6	7
ऋण-I	यूएस \$	5एम				
ऋण-II						
और उससे आगे						
<b>कुल ऋण</b>						
इक्विटी-						
विदेशी						
घरेलू						
<b>कुल इक्विटी</b>						

उधार : इक्विटी अनुपात						
<b>कुल लागत</b>						
ऐड कैप	ऋण	इक्विटी	वास्तविक ऋण	वास्तविक इक्विटी	ऋण	इक्विटी
वर्ष-1 के लिए ऐड कैप						
वर्ष 2 के लिए ऐड कैप.....						
ऐड कैप सहित कुल पूंजी लागत						

**टिप्पण:** \*अर्थात् यूएस \$5 मि.+ 800 लाख रुपए या 1 यूएस \$=70 रु. की विनिमय दर पर 4300 लाख रुपए जिसमें यूएस \$ 5 मि. भी है।

उदाहारणार्थ: यूएस \$ 5 मि. आदि ।

\$ विदेशी ऋण विनिमय दर के मामले में मूलधन के संदाय और ब्याज संदाय की तारीख पर विचार किया जाना।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 7

## वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण

पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_

सीओडी \_\_\_\_\_

(क) वर्ष के लिए एसीई: _____ @ (वास्तविक / प्रक्षेपित)								
विशिष्टियां	वर्ष के दौरान खाते की बहियों के अनुसार सकल ब्लॉक में परिवर्धन	घटाएँ: कटौती निर्धारण वर्ष की ओर				जोड़ें: पहले से स्वीकृत देयता का निर्वहन	टैरिफ उद्देश्य के लिए नकद आधार पर एसीई	अंतिम टैरिफ <sup>1</sup> में स्वीकृत लागत (लाख रुपये)
		प्राप्त अनुदान (यदि कोई हो)	अन्य व्यवसाय से संबंधित आस्ति (यदि कोई हो)	अन्य कटौती (यदि कोई हो)	घटाएँ: (2-4-5) में सम्मिलित असम्पादित देयता			
1	2	3	4	5	6	7	8=(2-3-4-5-6+7)	
भूमि (फ्रीहोल्ड भूमि)								
भूमि (पट्टे पर ली गई)								
भवन तथा सिविल संकर्म								
पारेषण लाईन								
उप केन्द्र								
पीएलसीसी								
<b>कुल</b>								

@ अन्य वर्षों के लिए उपरोक्त तालिका दोहराएं।

<b>ख) नकद आधार पर विनियमन वार एसीई का दावा</b>						
<b>विनियमन सं.</b>	<b>विशिष्टियां</b>	<b>2019-20</b>	<b>2020-21</b>	<b>2021-22</b>	<b>2022-23</b>	<b>2023-24</b>
<b>विनियमन. 24</b>	<b>मूल दायरे में एसीई और अंतिम तारीख तक।</b>					
24 (1) (क)	भविष्य की तारीख में देय होने के लिए स्वीकृत असंपादित देयता					
24 (1) (ख)	निष्पादन के लिए आस्थगित कार्य					
24 (1) (ग)	आरंभिक पूंजी स्पेयर्स की खरीद					
24 (1) (घ)	माध्यस्थम् के पंचाट को पूरा करने के लिए देयताएं आदि।					
24 (1) (ङ)	विधि में परिवर्तन या किसी विद्यमान विधि का अनुपालन					
24 (1) (च)	अप्रत्याशित घटनाओं					
<b>विनियमन 24 के अंतर्गत कुल</b>						
<b>विनियमन 25</b>	<b>मूल दायरे के अंतर्गत और अंतिम तारीख के बाद एसीई</b>					
25 (1) (क)	माध्यस्थम् के पंचाट को पूरा करने के लिए देयताएं आदि।					
25 (1) (ख)	विधि में परिवर्तन या किसी विद्यमान विधि का अनुपालन					
25 (1) (ग)	अंतिम तारीख से पूर्व निष्पादित कार्यों के लिए देयता					
25 (1) (घ)	अप्रत्याशित घटनाओं					
25 (1) (ङ)	अंतिम तारीख के बाद आयोग द्वारा स्वीकृत कार्यों के लिए देयता					
<b>विनियमन 25 के अंतर्गत कुल</b>						
<b>विनियमन 26</b>	<b>मूल परिधि से परे एसीई:</b>					
26 (1) (क)	माध्यस्थम् के पंचाट को पूरा करने के लिए देयताएं आदि।					
26 (1) (ख)	विधि में परिवर्तन या किसी विद्यमान विधि का अनुपालन					
26 (1) (ग)	अप्रत्याशित घटनाओं					
26(1) (घ)	उच्च सुरक्षा और संयंत्र की सुरक्षा की आवश्यकता...					
<b>विनियमन 26 के अंतर्गत कुल</b>						
27 (4)	मूल रूप से स्वीकृत उपयोगी जीवनकाल से परे जीवनकाल के विस्तार के लिए आर एंड एम (दीर्घकालिक ग्राहकों की सहमति से)					
टैरिफ के लिए दावा किया गया कुल एसीई						

<b>ख) नकद आधार पर विनियमन वार एसीई का दावा</b>						
<b>विनियमन सं.</b>	<b>विशिष्टियां</b>	<b>2019-20</b>	<b>2020-21</b>	<b>2021-22</b>	<b>2022-23</b>	<b>2023-24</b>
	अंतिम टैरिफ <sup>1</sup> की अवधि में कुल स्वीकृत एसीई।					

टिप्पणः

1. दू अप की स्थिति में, एसीई को अंतिम टैरिफ में अनुमति दें और टैरिफ ऑर्डर की प्रति संलग्न करें।
2. सीओडी के बाद अंतिम तारीख तक / अंतिम तारीख से परे जोड़े जाने वाले कार्य / उपकरण का वर्षवार विवरण औचित्य के साथ प्रदान किया जाना चाहिए।
3. आस्ति विवरण के गैर-पूँजीकरण के मामले में फॉर्म 10 ख में प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
4. लेखा बहियों के अनुसार, पूँजी लागत और देयता लेखा परीक्षक प्रमाणपत्र द्वारा समर्थित होनी चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 7क

## अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्त पोषण

पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_

(लाख रुपए में)

वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से आरंभ) <sup>1</sup>	आशयित/वास्तविक				स्वीकृत					
	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 1	वर्ष 2
1	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
संकर्म/उपस्कर में पूंजीकृत रकम										
वित्तीय ब्यौरे										
ऋण-1										
ऋण-2										
ऋण-3 और उससे आगे										
कुल ऋण										
इक्विटी										
आंतरिक संसाधन										
अन्य										
कुल										

टिप्पणः

- वर्ष 1 नए घटकों के मामले में सीओडी के वित्तीय वर्ष को संदर्भित करता है। विद्यमान घटकों के लिए यह 2019-20 से है और वर्ष 2, वर्ष 3 आदि क्रमशः बाद के वित्तीय वर्ष हैं।
- अपेक्षित अतिरिक्त पूंजीकरण पूंजीकरण को पूरा करने वाले ऋण के ब्यौरे प्ररूप 9 या 9(क), जो भी सुसंगत हो, के अनुसार दिए जाने चाहिए।

(याचिकाकर्ता)



भाग-III

प्ररूप-7ख

परियोजना के उपयोगी जीवनकाल के अंत से पहले पांच साल के दौरान दावा किया गया अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण

पारेषण आस्ति 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					

टिप्पणः

- 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

**सामान्य दर मे रिटर्न ऑन इक्विटी की संगणना**

पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_

(लाख रुपए में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	01-04-2019 तक / सीओडी के अनुसार जो भी बाद मे हो	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	वर्ष में दिनों की संख्या		366	365	365	365	366
	दावा किया गया टैरिफ के लिए दिनों की संख्या						
1	आरंभिक मानकीय इक्विटी						
2	घटाएँ: इक्विटी में समायोजन *						
3	वर्ष दौरान समायोजन						
4	नेट आरंभिक इक्विटी (सामान्य)						
5	जोड़ें: वर्ष / अवधि दौरान अतिरिक्त होने के कारण इक्विटी में वृद्धि						
6	घटाएँ: वर्ष दौरान गैर-पूँजीकरण के कारण कमी						
7	घटाएँ: वर्ष / अवधि के दौरान गैर-पूँजीकरण के कारण कमी।						
8	जोड़ें: वर्ष / अवधि के दौरान संपादित के कारण वृद्धि						
9	अंतिम मानकीय इक्विटी						
10	औसत मानकीय इक्विटी						
11	रिटर्न ऑन इक्विटी की दर (मूल दर)		15.50%	15.50%	15.50%	15.50%	15.50%
12	विनियमन 30 (2) (यदि कोई हो) के अंतर्गत कमीशन द्वारा तय की गयी 1% की कम की गयी दर						
13	संबंधित वर्षों के लिए प्रभावी कर दर / एमएटी दर						



रिटर्न ऑन इक्विटी दर्शाने वाला विवरण  
वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो पर ब्याज की भारित औसत दर

क्रम सं.	विशिष्टियां	01-04- 2019 तक / सीओडी के अनुसार जो भी बाद में हो	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1	सकल आरंभिक इक्विटी [प्रोविसो से संबंधित विनियमन 30 (2)]						
2	घटाएं: घटाएं: इक्विटी <sup>1</sup> में समायोजन						
3	वर्ष की अवधि में समायोजन						
4	नेट आरंभिक इक्विटी [प्रोविसो से संबंधित विनियमन 30 (2)]						
5	जोड़ें: वर्ष / अवधि दौरान अतिरिक्त होने के कारण इक्विटी में वृद्धि						
6	घटाएं: वर्ष / अवधि के दौरान गैर-पूँजीकरण के कारण कमी।						
7	घटाएं: वर्ष / अवधि के दौरान विपर्यय के कारण कमी						
8	जोड़ें: वर्ष / अवधि के दौरान संपादित के कारण वृद्धि						
9	अंतिम मानकीय इक्विटी						
10	औसत मानकीय इक्विटी						
11	रिटर्न ऑन इक्विटी की दर						
12	विनियमन 30 (2) (यदि कोई हो) के अंतर्गत कमीशन द्वारा तय की गयी 1% की कम की गयी दर						
13	संबंधित वर्षों के लिए प्रभावी कर दर / एमएटी दर						
14	रिटर्न ऑन इक्विटी की दर (पूर्व कर)						
15	अंतिम तारीख (पूर्व कर) तक परियोजना लागत पर रिटर्न ऑन इक्विटी						

(याचिकाकर्ता)

**टिप्पण:** 1 2019 टैरिफ विनियमों के विनियम 18 (3) के अनुसार प्रोविसो के अनुसार इक्विटी का समायोजन।

2. इक्विटी इन्फ्यूजन के संबंध में उत्पादक कंपनी को बोर्ड के प्रस्ताव, तुलनपत्र / तुलनपत्र के साथ सामंजस्य विवरण जैसे सहायक दस्तावेजों के साथ पुष्टि करने की आवश्यकता होती है।

भाग-III

प्ररूप- 8क

## विदेशी इक्विटी के ब्यौरे

(याचिका के अधीन आस्तियों/घटकों पर लागू इक्विटी इन्फ्यूजन, यदि कोई हो, के संबंध में ब्यौरे)

पारेषण आस्ति 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 रुपये)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)
	<b>मुद्रा<sup>1</sup></b>												
क.1	इंफ्यूजन की तारीख पर <sup>2</sup>												
2													
	<b>मुद्रा<sup>2</sup></b>												
क.1	इंफ्यूजन की तारीख पर <sup>2</sup>												
2													
	<b>मुद्रा<sup>3</sup></b>												
क.1	इंफ्यूजन की तारीख पर <sup>2</sup>												
2													
	<b>मुद्रा<sup>4</sup> और उससे आगे</b>												
क.1	इंफ्यूजन की तारीख पर <sup>2</sup>												
2													
3													

टिप्पणः

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

प्ररूप- 9

परियोजना के विभिन्न पारेषण अल्प घटकों को कारपोरेट ऋणों के आबंटन के व्यौरे

पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_

विशिष्टियां	पैकेज1	पैकेज2	पैकेज3	पैकेज4	पैकेज5	टिप्पणियाँ
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत <sup>1</sup>						
मुद्रा <sup>2</sup>						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.03.2019/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						
से प्रभावी प्रतिसंदाय <sup>11</sup>						

से प्रभावी प्रतिसंदाय						
प्रतिसंदाय आवृत्ति <sup>12</sup>						
प्रतिसंदाय क्रिस्त <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 31.3.2019 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 प्ररुप में ब्यौरे दिए जाने हैं। तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररुप में पृथक रुप से दिए जाने हैं।
5. यदि विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक रुप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररुप में सभी यूनितों के लिए पृथक रुप से प्ररुप में ब्यौरे दिए जाने हैं।
6. ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है।

7. आधारित दर से पीएलआर, एलआईवीओआर 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 31.3.2019 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. ड्रइंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाना है।
19. ड्रइंग 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 शर्तों, पुनर्वित्त के लिए उपगत वित्त तथा अन्य प्रभार आदि।

(याचिकाकर्ता)



भाग -III

प्ररूप- 9क

## परियोजना विनिर्दिष्ट ऋणों का विवरण

पारेषण आस्ति 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						
31.03.2019/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						

विशिष्टियां	पैकेज1	पैकेज2	पैकेज3	पैकेज4	पैकेज5	पैकेज6
1	2	3	4	5	6	7
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 31.3.2019 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 31.3.2019 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. ड्रइंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाना है।
19. ड्रइंग 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 शर्तों, पुनर्वित्त के लिए उपगत वित्त तथा अन्य प्रभार आदि।

(याचिकाकर्ता)



क्रम.सं.	वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रारंभ)	वर्ष 1				वर्ष 2 और उससे आगे			
	1	2	3	4 <sup>5</sup>	5	6	7	8 <sup>5</sup>	9
	विशिष्टियां	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)
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/31.3.2019 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>

पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_

(लाख रुपए में)

विशिष्टियां	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
<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 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						

विशिष्टियां	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
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:

- 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।
- पहले से ही प्रारंभ संयुक्त आस्तियों के मामले में विवरण आस्तिवार तथा संयुक्त रूप से दिए जाएं।
- वित्तीय प्रभारों का विवरण दें।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 9घ

## विदेशी मुद्रा में ऋण

पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_

विशिष्टियां	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
<b>विदेशी ऋण-1 (यूएसडी लाख में) विनियम 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 ब्याज दर						
ऋण पर ब्याज						
..... 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 प्रतिसंहाय						
शुद्ध ऋण-आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी (निकासियां)						
घटाएं: 1 वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण अंतिम						



विशिष्टियां	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
औसत निवल ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋणों पर ब्याज दर						
ऋण पर ब्याज						
..... से प्रभावी ऋण प्रतिसंदाय (दिनांक इंगित करें)						
<b>विदेशी ऋण-3 (यूएसडी लाख में) विनिमय दर</b>						
....						
....						

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 9ड.

## मानकीय ऋणों पर ब्याज की संगणना

पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_

(लाख रुपए में)

क्रम.सं.	विशिष्टियां	01-04-2019 तक / सीओडी के अनुसार जो भी वाद में हो	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
	<b>वर्ष में दिनों की संख्या</b>		<b>366</b>	<b>365</b>	<b>365</b>	<b>365</b>	<b>366</b>
	<b>दावा किया गया टैरिफ के लिए दिनों की संख्या</b>						
1	कुल मानकीय ऋण –आरंभिक						
2	पिछले वर्ष तक मानकीय ऋणों का संचयी पुनर्भुगतान						
3	शुद्ध मानकीय ऋण – आरंभिक						
4	एसीई की ओर मानकीय ऋण में वृद्धि						
5	पूँजीकृत आस्ति से संबंधित मानकीय सकल ऋण का समायोजन।						
6	वर्ष के दौरान मानकीय ऋण के मानकीय पुनर्भुगतान						
7	पूँजीकृत आस्ति से संबंधित संचयी पुनर्भुगतान का समायोजन।						
8	शुद्ध मानकीय ऋण – अंतिम						
9	औसत मानकीय ऋण						
10	वास्तविक ऋणों के ब्याज की भारित औसत दर						
11	<b>मानकीय ऋण पर ब्याज</b>						

(याचिकाकर्ता)

## मूल परियोजना लागत पर अवक्षयण दर का संगणना

पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_

(लाख रुपए में)

क्रम सं.	आस्तियों का नाम <sup>1</sup>	31.03.2019 को या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को जो भी बाद में हो तथा 31.3.2024 तक तत्पश्चात प्रत्येक वर्ष के लिए पश्चात्तवर्ती कुल ब्लाक	के वि वि आ की अवक्षयण दर अनुसूची के अनुसार अवक्षयण दर	31.3.2024 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

पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_ (लाख रुपए में)

अवक्षयण का विवरण							
क्रम सं.	विशिष्टियां	01-04-2019 / सीओडी के अनुसार	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
I	वर्ष में दिनों की संख्या		366	365	365	365	366
II	दावा किया गया टैरिफ के लिए दिनों की संख्या						
<b>वर्ष की शुरुआत में जीवनकाल</b>							
1.1	आस्ति / परियोजना का भारित औसत उपयोगी जीवनकाल।						
1.2	आस्ति / परियोजना का व्यतीत भारित औसत उपयोगी जीवनकाल (वर्ष की पूर्ण संख्या में)।						
1.3	आस्ति/ परियोजना के शेष भारित औसत उपयोगी जीवनकाल (वर्षों की पूर्ण संख्या में)						
<b>पूंजी आधार</b>							
1.4	प्रारंभिक पूंजी लागत						
1.5	अतिरिक्त पूंजी व्यय का निर्धारण वर्ष						
1.6	वर्ष के दौरान गैर-पूंजीकरण						
1.7	अंतिम पूंजी लागत						
1.8	औसत पूंजी लागत						
1.9	1.8 में सम्मिलित फ्रीहोल्ड भूमि						
1.10	1.8 में सम्मिलित एनआईएल सालवेज मूल्य वाले आस्ति						
1.11	1.8 में सम्मिलित 10% सालवेज मूल्य वाले आस्ति						
1.12	अवक्षयण योग्य मूल्य (1.10+ 90% of 1.11)						

<b>अवधि के लिए अवक्षयण और संचयी अवक्षयण।</b>							
1.13	अवक्षयण की भारित औसत दर						
1.14	<b>अवक्षयण (अवधि के लिए)</b>						
1.15	<b>अवक्षयण (सालाना)</b>						
1.16	अवधि की शुरुआत में संचयी अवक्षयण						
1.17	घटाएँ: पूंजीकृत आस्ति से संबंधित संचयी अवक्षयण का समायोजन।						
1.18	अवधि के अंत में संचयी अवक्षयण						

(याचिकाकर्ता)



क्र.सं.	श्रेणी \$	पूँजीकरण विहीनता की तारीख	पूँजीकरण विहीनता का विवरण	आस्ति / उपकरण के पूँजीकरण विहीनता की तारीख / वर्ष	आस्ति हेतु टैरिफ के लिए पूँजीकरण विहीनता होने संबंधी स्वीकित मूल पूँजी लागत	पूँजीगत लागत पर टैरिफ के लिए विचार किया गया ऋण इक्विटी अनुपात (5)	पूँजीकरण विहीनता की तारीख तक पूँजीकरण विहीनता आस्ति के अनुरूप संचयी अवक्षयण	पूँजीकरण विहीनता की तारीख तक की पूँजीकरण विहीनता आस्ति से संबंधित ऋण का संचयी पुनर्भुगतान	याचिका का विवरण जिसमें आस्ति के टैरिफ को पूँजीकरण विहीनता किए जाने संबंधी आयोग द्वारा अनुमोदित किया गया था (सीओडी से अब तक की सभी अवधियों के लिए सभी याचिका संख्या और आदेश तिथि, परियोजना का नाम, आस्ति संख्या निर्दिष्ट करें)
2...									
<b>कुल</b>									
<b>2022-23</b>									
1									
2...									
<b>कुल</b>									
<b>2023-24</b>									
1									
2...									
<b>कुल</b>									

टिप्पण: श्रेणी में निम्नलिखित सम्मिलित हैं

1. उपयोग न करने योग्य स्थिति जैसे नष्ट किया हुआ, पूर्ण उपयोगी जीवनकाल आदि के कारण प्रतिस्थापन।
2. विधि में बदलाव के कारण प्रतिस्थापन।
3. अंतर इकाई अंतरण (परियोजना के बाहर अंतरण)
4. उपयोग करने के लिए न रखा गया आस्ति

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

प्ररूप- 11

## कार्य पूंजी पर ब्याज की संगणना

पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_

(लाख रुपए में)

क्रम.सं.	विशिष्टियां	01-04-2019 तक / सीओडी के अनुसार जो भी बाद में हो	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
I	वर्ष में दिनों की संख्या		366	365	365	365	366
II	दावा किया गया टैरिफ के लिए दिनों की संख्या						
1	प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय - एक माह						
2	प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय का 15% रखरखाव पुर्जे						
3	एएफसी के 45 दिनों के अनुरूप प्राप्तियाँ						
4	कुल कार्य पूंजी						
5	बैंक की दर 01.04.2019 तक या सीओडी वर्ष के 01 अप्रैल के तक, जो भी बाद में हो।						
6	कार्य पूंजी पर ब्याज						

(याचिकाकर्ता)



समय आधिक्य होने की स्थिति में व्यौरे

पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_

क्रम सं.	क्रियाकलाप/संकर्म/ सेवा का विवरण	मूल अनुसूची (योजना के अनुसार)		वास्तविक उपलब्धि (वास्तविक के अनुसार)		समय आधिक्य	उत्तरदायी एजेसी और क्या यह समय आधिक्य पारेषण अनुज्ञसिधारी 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	माह			
1.	ईए 2003 की धारा 164 के तहत अधिसूचना								
2.	वन प्रस्ताव प्रस्तुत करने का पुरस्कार, क्लीयरेंस और पेड़ काटने के आदेश								
3.	भूमि अधिग्रहण								
4.	टावर की आपूर्ति और निर्माण पैकेज का पुरस्कार								
5.	टावर आपूर्ति, हार्डवेयर और सहायक उपकरण की आपूर्ति								
6.	कंडक्टर की आपूर्ति								
7.	इंसुलेटर की आपूर्ति								
8.	टावर स्थापना और निर्माण								
9.	तार बंदी								
10.	परीक्षण और कमीशनिंग								

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।
2. यदि कोई अंतर (अनुसूची में) आरओडब्ल्यू के संभावित मुद्दे के उद्देश्य के लिए रखा जाता है, तो याचिकाकर्ता द्वारा अलग से संकेत दिया जा सकता है

(याचिकाकर्ता)

भाग-III  
प्ररूप- 12क

**संनिर्माण के दौरान प्रासंगिक व्यय**

पारेषण आस्ति का नाम: \_\_\_\_\_

वाणिज्यिक परिचालन की तारीख \_\_\_\_\_

(लाख रुपए में)

क्रम.सं.	पैरामीटर्स	वर्ष-1	वर्ष- 2	वर्ष-3	वर्ष-4	वर्ष-5
क	<b>व्यय:</b>					
1	कर्मचारी कार्मिकों को पारिश्रमिक एवं लाभ					
2	वित्त लागत					
3	जल प्रभार					
4	संचार व्यय					
5	विद्युत प्रभाव					
6	अवक्षयण					
7	अन्य कार्यालय एवं प्रशासनिक व्यय					
8	अन्य (कृपया विवरण दें)					
9	अन्य-प्रचालन पूर्व व्यय					
	.....					
ख	<b>कुल व्यय</b>					
	घटाएं: निविदाओं की बिक्री से आय					
	घटाएं: अतिथि गृह से आय					
	घटाएं: ठेकेदारों से प्राप्त आय					
	घटाएं: जमा पर ब्याज					
	.....					
	<b>कुल</b>					

टिप्पण: आईडीसी का लेखा परीक्षक के प्रमाण पत्र के समनुरूपी आंकड़ों के साथ विधिवत समाधान किया जाना चाहिए

(याचिकाकर्ता)



निर्माण के दौरान ब्याज: विदेशी ऋण										
क्रम सं.	ड्रा डाउन	क्वार्टर 1			क्वार्टर 2			क्वार्टर एन(सीओडी)		
	विशिष्टियां	विदेशी मुद्रा में प्रमात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में (लाख रुपये)	विदेशी मुद्रा में प्रमात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में (लाख रुपये)	विदेशी मुद्रा में प्रमात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में (लाख रुपये)
	--									
	--									
1.1	<b>कुल विदेशी ऋण</b>									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									

**टिप्पणः**

1. ऋण और इक्विटी की निकासी अनुसूची को पूरा किए जाने के लिए समरुप 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 ब्यौरों को दिया जाना है।

<b>(क) निर्माण के दौरान ब्याज: घरेलू ऋण</b>																	
क्रम सं.	ऋणदाता और ऋण का नाम	ऋण के प्रकार <sup>क</sup>	ब्याज के प्रकार <sup>ख</sup>	ब्याज की आवृत्ति <sup>ग</sup>	ब्याज देय तारीखें	इंफ्यूजन की तारीख	ऋण प्रिंसिपल राशि	ब्याज की दर <sup>1</sup>	सीओडी	ब्याज के दिनों की संख्या	सीओडी तक का ब्याज	समायोजन यदि कोई हो	सीओडी तक पूंजीकृत आईडीसी	नकद आधार पर ब्याज <sup>घ</sup>	असंपादित आईडीसी देयता <sup>ङ</sup>	असंपादित वर्ष 1 च	असंपादित वर्ष 2 छ
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10=(9-6)	11=(7*8*10)	12	13=11-12	14	15=(11-14)	16	17
1	ऋण 1																
2	ऋण 2																
3	ऋण 3																
4	----																
6	ऋण 2....																
<b>कुल</b>							<b>0.00</b>				<b>0.00</b>			<b>0.00</b>			

(क) ऋण के प्रकार (परियोजना विशिष्ट ऋण / आवंटित ऋण),

(ख) ब्याज के प्रकार (फिक्स्ड / फ्लोटिंग)

(ग) सीओडी तक असंपादित आईडीसी देयता

(घ) नकद आधार पर ब्याज (अर्थात: ब्याज, वास्तव में वास्तविक सीओडी तक का भुगतान)

(ङ) सीओडी तक असंपादित आईडीसी देयता

(च) संपादित भुगतान आवृत्ति (वार्षिक, अर्ध-वार्षिक, त्रैमासिक / मासिक आदि)

(छ) वर्ष 1 में एसीई के रूप में दावा किया गया आईडीसी देयता

(ज) वर्ष 1 में एसीई के रूप में दावा किया गया आईडीसी देयता का संपादित

(ख) पूंजीकृत वित्त प्रभार (घरेलू ऋण)								
क्रम सं.	वित्त प्रभार का नाम	यदि एक बार भुगतान / आवधिक भुगतान?	भुगतान का आधार	तारीख	वित्त प्रभार का भुगतान / देय	पूंजीकृत एफसी	देयताएं	नकद आधार पर एफसी
<b>कुल</b>								

- टिप्पण: 1) निर्माण अवधि के दौरान ब्याज की फ्लोटिंग दर या एक ही ऋण या पुनर्भुगतान के कई आहरण के मामले में, याचिकाकर्ता को ऐसे प्रत्येक ऋण के लिए एक अलग ब्याज संगणना प्रदान करनी होती है और अंत में संगणना की गई ब्याज राशि को उपरोक्त विवरण में दिखाना होता है। ऊपर अभिकलन के लिए उपयोग की जाने वाली दोबारा से तय की गयी तारीखों सहित लागू ब्याज दरों को अलग से प्रस्तुत किया जा सकता है
- 2) यदि निर्माण अवधि के दौरान कोई भुगतान किया जाता है, तो पुनः भुगतान के मामले में, इस तरह के ऋणों के लिए एक अलग संगणना की जानी चाहिए और अंतिम ब्याज राशि को उपरोक्त विवरण में दिखाना होगा।
- 4) तारीख को डीडी / एमएम / वाईवाईवाईवाई प्रारूप में दिखाया जाना चाहिए
- 5). बहु घटक परियोजना के मामले में पूंजीकरण अनुपात का विवरण प्रस्तुत किया जाता है।
- 6) यदि कोई ऋण फंड शून्य तारीख से पहले का है, तो आईडीसी केवल शून्य तारीख से हकदार है।
- 7) उपरोक्त संगणना के लिए उपयोग की जाने वाली रीसेट तारीखों सहित लागू ब्याज दरों को अलग से प्रस्तुत किया जा सकता है

(याचिकाकर्ता)

आरंभिक पूजों का ब्यौरा													
याचिकाकर्ता का नाम :													
दावा किया गया/ स्वीकृत सीओडी												आस्ति की अंतिम तारीख :	
क) अतिरिक्त प्रारंभिक स्पेयर का निर्धारण और पूंजीगत लागत से इसका समायोजन													
विशिष्टियां	अंतिम तारीख तक संयंत्र और मशीनरी की लागत <sup>1</sup>	अंतिम तारीख तक खाते की बहियों के अनुसार प्रारंभिक स्पेयर पूंजीकृत					विनियम 23 में उल्लिखित के अनुसार उच्चतम सीमा	विनियमों के अनुसार प्रविष्टि प्रारंभिक स्पेयर	पूंजीगत लागत से कम की जाने वाली पूंजीकृत प्रारंभिक स्पेयर की अधिकता।	संयंत्र और मशीनरी की पूंजी लागत से अतिरिक्त प्रारंभिक स्पेयर का समायोजन			
		सीओडी के अनुसार	निर्धारण वर्ष 1 के एसीई के अनुसार	निर्धारण वर्ष 2 के एसीई के अनुसार	निर्धारण वर्ष 3 के एसीई के अनुसार	अंतिम तारीख तक का कुल <sup>3</sup>				सीओडी	वर्ष 1 के लिए एसीई	वर्ष 2 के लिए एसीई	वर्ष 3 के लिए एसीई
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10 = 7-9 (नोट 2)	11	12	13	14
पारेषण लाइन							1.00%						
उपकेन्द्र ग्रीन फील्ड							4.00%						
उपकेन्द्र ब्राउन फील्ड							6.00%						
सीरीज क्षतिपूर्ति डिवायसेस और एचवीडीसी स्टेशन							4.00%						
जीआईएस / एस- ग्रीन फील्ड							5.00%						
जीआईएस / एस-ब्राउन फील्ड							7.00%						
संचार प्रणाली							3.50%						
स्टेटिक सिंक्रोनस कंपेंसेटर							6.00%						
<b>खाते के बहियों के अनुसार प्रारंभिक स्पेयर</b>													
उपरोक्त में सम्मिलित असंपादित देयताएं													
<b>कुल पूंजीकृत प्रारंभिक स्पेयर</b>													

टिप्पण: 1) प्रारंभिक स्पेयर के उद्देश्य से अंतिम तारीख के अनुसार संयंत्र और मशीनरी की लागत ( जैसा कि नीचे तालिका के स्तम्भ एल में संगणना की गई है )

2) कॉलम 10 को शून्य के रूप में दिखाया जाना चाहिए यदि दावा किया गया है कि प्रारंभिक स्पेयर उच्च सीमा में है।

3) कुल लागत आईडीसी और आईईडीसी को छोड़कर होनी चाहिए।

भाग-III

प्ररूप- 13

ख) प्रारंभिक स्पेयर की उच्च्य के लिए संयंत्र और मशीनरी लागत का निर्धारण।												
विशिष्टियां	सीओडी के अनुसार आस्ति का सकल ब्लॉक	घटाएँ: राशि स्तम्भ ख में सम्मिलित					आरंभिक स्पेयर संबंधी उद्देश्य के लिए सीओडी के अनुसार संयंत्र और मशीनरी की लागत	अंतिम तारीख तक एसीई के अनुसार पूंजीकृत संयंत्र और मशीनरी			प्रारंभिक स्पेयर के उद्देश्य के लिये अंतिम तारीख तक संयंत्र और मशीनरी लागत	
		भूमि की लागत	सिविल संकर्म की लागत	आईडीसी	आईईडीसी	प्रारंभिक स्पेयर		वर्ष-1	वर्ष-2	वर्ष-3		
क	ख	ग	घ	ङ	च	छ	ज=ख-ग-घ-ङ-च-छ	झ	ञ	ट	ठ=ज+झ+ञ+ट	
पारेषण लाइन												
उपकेन्द्र ग्रीन फील्ड												
उपकेन्द्र ब्राउन फील्ड												
सीरीज क्षतिपूर्ति डिवायसेस और एचवीडीसी स्टेशन												
गैस विद्युत-रोधित उपकेन्द्र-ग्रीन फील्ड												
गैस विद्युत-रोधित उपकेन्द्र-ब्राउन फील्ड												
संचार प्रणाली												
स्टैटिक सिंक्रोनस कंपेसेटर												

टिप्पण: उस वर्ष की लागत का विवरण जिसमें अंतिम तारीख पर खतम होती है, केवल अंतिम तारीख तक प्रदान की जाती है।

(याचिकाकर्ता)



भाग-III

प्ररूप- 14

## गैर-टैरिफ आय

क्रम.सं.	पैरामीटर्स	विद्यमान 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1.	भूमि या भवनों के किराए से आय						
2.	स्कैप की बिक्री से आय						
3.	विज्ञापनों से होने वाली आय						

टिप्पण: तुरुइंग अप के समय प्रस्तुत किया जाना चाहिए

(याचिकाकर्ता)

भाग -III  
प्ररूप - 15

याचिका में सम्मिलित मुद्दे का सारांश

1.	याचिकाकर्ता का नाम	
2.	याचिका श्रेणी	
3.	टैरिफ की अवधि	
4.	परियोजना का नाम	
5.	निवेश अनुमोदन की तारीख	
6.	परियोजना का एससीओडी.	
7.	परियोजना के वास्तविक सीओडी	
8.	क्या वर्तमान याचिका में पूरे दायरे को सम्मिलित किया गया है।	
9.	त्वरित याचिका में सम्मिलित आस्तियों की संख्या	
10.	समय आधिक्य के साथ आस्तियों की संख्या	
11.	आईए के अनुसार प्राक्कलित परियोजना लागत	
12.	क्या कोई आरईसी है? यदि हां, तो तारीख प्रदान करें	
13.	संशोधित प्राक्कलित परियोजना लागत (यदि कोई हो)	
14.	तत्काल याचिका में सम्मिलित सभी आस्तियों के लिए समापन लागत।	
15.	तात्कालिक याचिका में सम्मिलित आस्तियों की संख्या और लागत आधिक्य।	
16.	संक्षिप्त निवेदन	
17.	मुख्य विवरण और सम्मिलित कोई भी विशिष्ट मुद्दा	
18.	प्रतिवादियों	
	प्रतिवादियों के नाम	
	1.	4
	2.	5
	3.	....

(याचिकाकर्ता)



----	आस्ति .....													
<b>कुल दावकृत पूंजी लागत</b>														
<b>ख) तत्काल याचिका में सम्मलित सभी आस्तियों के लिए वार्षिक नियत लागत (एएफसी) का सारांश</b>														
क्र. सं.	आस्ति सं.	आस्ति का नाम और उसका स्थान					2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24			
1	आस्ति 1													
2	आस्ति 2													
----	आस्ति .....													
<b>सभी आस्तियों के लिए कुल एएफसी</b>														
<b>नोट: 1) इस फॉर्म का उद्देश्य पूंजी लागत को संक्षेप में प्रस्तुत करना है और एएफसी ने तत्काल याचिका में सम्मलित सभी आस्तियों के लिए दावा किया है।</b>														
<b>वर्तमान याचिका में सम्मलित दावाकृत सभी आस्तियों के लिए पूंजी लागत और वार्षिक नियत लागत (एएफसी) का सारांश</b>														
याचिकाकर्ता का नाम														
टैरिफ अवधि						<b>2019-24</b>								
पारेषण परियोजना का नाम														
परियोजना की वाणिज्यिक प्रचालन तारीख (यदि परियोजना का पूरा दायरा समाप्त हो गया है)														
													लाख रुपए में	
<b>क) तत्काल याचिका में सीओडी पर सम्मलित सभी आस्तियों और अतिरिक्त पूंजीगत व्यय पर पूंजीगत लागत का सारांश।</b>														
क्र. सं.	आस्ति सं.	सीओडी	अंतिम तारीख	i) आबंटित अनुमोदित लागत				ii) वास्तविक / प्राकृतित पूंजी लागत का सारांश				अंतिम तारीख के		

		1	2	निवेश अनुमोदन के अनुसार	आरसीई के अनुसार	सीओडी पर	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	31.03.2024 को पूंजी लागत	अनुसार पूंजी लागत
													12
													11=(5+6+7+8+9+10)
1	आस्ति 1												
2	आस्ति 2												
----	आस्ति .....												
<b>कुल दावकृत पूंजी लागत</b>													
<b>ख) तत्काल याचिका में सम्मिलित सभी आस्तियों के लिए वार्षिक नियत लागत (एएफसी) का सारांश</b>													
क्र. सं.	आस्ति सं.	आस्ति का नाम और उसका स्थान					2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24		
1	आस्ति 1												
2	आस्ति 2												
----	आस्ति .....												
<b>सभी आस्तियों के लिए कुल एएफसी</b>													
<b>नोट: 1) इस फॉर्म का उद्देश्य पूंजी लागत को संक्षेप में प्रस्तुत करना है और एएफसी ने तत्काल याचिका में सम्मिलित सभी आस्तियों के लिए दावा किया है।</b>													

(याचिकाकर्ता)

**CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION****NOTIFICATION**

New Delhi, the 7th March, 2019

**No.L-1/236/2018/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, 2019.

(2) These regulations shall come into force on 1.4.2019, and unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force for a period of five years from 1.4.2019 to 31.3.2024:

Provided that where a generating station or unit thereof and transmission system or an element 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 generating station or unit thereof and transmission system or an element thereof for the period ending 31.3.2019 shall be determined in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2014 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 is required to be determined by the Commission under section 62 of the Act read with section 79 thereof:

Provided that any generating station for which agreement(s) have been executed for supply of electricity to the beneficiaries on or before 5.1.2011 and the financial closure for the said generating station has not been achieved by 31.3.2019, such projects shall not be eligible for determination of tariff under these regulations unless fresh consent of the beneficiaries is obtained and furnished.

(2) These regulations shall not apply to the following cases:-

- (a) Generating stations or 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, 2017.

**3. Definitions.** - In these regulations, unless the context otherwise requires:-

- (1) 'Act' means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);
- (2) 'Additional Capital expenditure' means the capital expenditure incurred, or projected to be incurred after the date of commercial operation of the project by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, in accordance with the provisions of these regulations;
- (3) 'Additional Capitalisation' means the additional capital expenditure admitted by the Commission after prudence check, in accordance with these regulations;
- (4) 'Admitted capital cost' means the capital cost which has been allowed by the Commission for servicing through tariff after due prudence check in accordance with the relevant tariff regulations;
- (5) '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 and integrated coal mine;

Provided further that auxiliary energy consumption for compliance of revised emission standards, sewage treatment plant and external coal handling plant (jetty and associated infrastructure) shall be considered separately.

(6) **'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;

(7) **'Bank Rate'** means the one year marginal cost of lending rate (MCLR) of the State Bank of India issued from time to time plus 350 basis points;

(8) **'Beneficiary'** in relation to a generating station covered under clauses (a) or (b) of sub-section 1 of section 79 of the Act, means a distribution licensee who is purchasing electricity generated at such generating station by entering into a Power Purchase Agreement either directly or through a trading licensee on payment of capacity charges and energy charges;

Provided that where the distribution licensee is procuring power through a trading licensee, the arrangement shall be secured by the trading licensee through back to back power purchase agreement and power sale agreement.

Provided further that beneficiary shall also include any person who has been allocated capacity in any inter-State generating station by Government of India.

(9) **'Capital Cost'** means the capital cost as determined in accordance with Regulation 19 of these regulations;

(10) **'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 or 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.

(11) **'Commission'** means the Central Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of section 76 of the Act;

(12) **'Communication System'** means communication system as defined in sub-clause (h) of clause (i) of Regulation 2 of the Central Electricity Regulatory Commission (Communication System for inter-State transmission of electricity) Regulations, 2017;

(13) **'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;

(14) **'Cut-off Date'** means the last day of the calendar month after thirty six months from the date of commercial operation of the project;

(15) **'Date of Commercial Operation'** or **'COD'** shall have the same meaning as defined in the Grid Code as amended from time to time;

(16) **'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 these regulations;

- (17) **'De-capitalisation'** for the purpose of the tariff under these regulations, means reduction in Gross Fixed Assets of the project as admitted by the Commission corresponding to inter-unit transfer of assets or the assets taken out from service;
- (18) **'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;
- (19) **'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;
- (20) **'Element'** means an asset which has been distinctively defined under the scope of the transmission project in the Investment Approval such as transmission lines including line bays and line reactors, substations, bays, compensation device, Interconnecting Transformers;
- (21) **'Existing Project'** means a project which has been declared under commercial operation on a date prior to 1.4.2019;
- (22) **'Expansion project'** shall include any addition of new capacity to the existing generating station or augmentation of the transmission system, as the case may be;
- (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 events or circumstances 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 of 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:
- (a) 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
  - (b) Any act of war, invasion, armed conflict or act of foreign enemy, blockade, embargo, revolution, riot, insurrection, terrorist or military action; or
  - (c) Industry wide strikes and labour disturbances having a nationwide impact in India; or
  - (d) Delay in obtaining statutory approval for the project except where the delay is attributable to project developer;
- (26) **'Fuel Supply Agreement'** means the agreement executed between the generating company and the fuel supplier for generation and supply of electricity to the beneficiaries;
- (27) **'Generating Station'** shall have the same meaning as defined under sub-Section 30 of Section 2 of the Act and for the purpose of these regulations shall also include stages or blocks or units of a generating station;
- (28) **'Generating Unit' or '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 or combustion turbine-generator, associated waste heat recovery boiler, connected steam turbine-generator and auxiliaries, and in relation to a hydro generating station means turbine-generator and its auxiliaries;
- (29) **'Grid Code'** means the Central Electricity Regulatory Commission (Indian Electricity Grid Code) Regulations, 2010;
- (30) **'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;

(31) **'GCV as Received'** means the GCV of coal as measured at the unloading point of the thermal generating station through collection, preparation and testing of samples from the loaded wagons, trucks, ropeways, Merry-Go-Round (MGR), belt conveyors and ships in accordance with the IS 436 (Part-1/ Section 1)- 1964:

Provided that the measurement of coal shall be carried out through sampling by third party to be appointed by the generating companies in accordance with the guidelines, if any, issued by Central Government:

Provided further that samples of coal shall be collected either manually or through hydraulic augur or through any other method considered suitable keeping in view the safety of personnel and equipment:

Provided also that the generating companies may adopt any advance technology for collection, preparation and testing of samples for measurement of GCV in a fair and transparent manner;

(32) **'Gross Station Heat Rate' or 'SHR'** means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;

(33) **'Implementation Agreement'** means any agreement or covenant entered into (i) between the transmission licensee and the generating company or (ii) between transmission licensee and developer of the interconnected transmission system for the execution of generation and transmission projects in a coordinated manner, laying down the project implementation schedule and mechanism for monitoring the progress of the projects;

(34) **'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 controlled by Government of India or Government of State where the project is located, or quasi-judicial authority constituted under the relevant statutes in India;

(35) **'Infirm Power'** means electricity injected into the grid prior to the date of commercial operation of a unit 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;

(36) **'Input Price'** means the price of coal or lignite sourced from the integrated mines at which the coal or lignite is transferred to the generating station for the purpose of computing the energy charges for generation and supply of electricity to the beneficiaries and determined in accordance with Chapter 9 of these regulations;

(37) **'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;

(38) **'Integrated Mine'** means the captive mine (allocated for use in one or more identified generating station) or basket mine (allocated to a generating company for use in any of its generating stations) or both being developed by the generating company for supply of coal or lignite to one or more specified end use generating stations for generation and sale of electricity to the beneficiaries;

(39) **'Inter-State Generating Station' or 'ISGS'** has the meaning as assigned in the Grid Code;

(40) **'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 of the Board of the generating company or the transmission licensee where the Board is competent to accord such approval and from the date of sanction letter of competent authority in other cases;

(41) **'Landed Fuel Cost'** means the total cost of coal (including biomass in case of co-firing), lignite or the gas delivered at the unloading point of the generating station and shall include the base price or input price, washery charges wherever applicable, transportation cost (overseas or inland or both) and handling cost, charges for third party sampling and applicable statutory charges;

(42) **'Long-Term Customer'** shall have the same meaning as 'Long Term Customer' as defined in the Central Electricity Regulatory Commission (Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-State Transmission and related matters) Regulations, 2009;

(43) **'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;

(44) **'New Project'** means the generating station or unit thereof and the transmission system or element thereof achieving its commercial operation on or after 1.4.2019;

(45) **'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, maintenance, repairs and maintenance spares, consumables, insurance and overheads and fuel other than used for generation of electricity;

(46) **'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, and as admitted by the Commission;

(47) **'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;

(48) **'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;

(49) **'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;

(50) **'Project'** means:

- i) in case of thermal generating station, all components of the thermal generating station and includes integrated coal mine, biomass pellet handling system, pollution control system, effluent treatment plan, as may be required;
- ii) in case of hydro generating station, all components of the hydro generating station and includes dam, intake water conductor system, power generating station, as apportioned to power generation; and
- iii) in case of transmission, all components of the transmission system including communication system;

(51) **'Prudence Check'** means scrutiny of reasonableness of any cost or expenditure incurred or proposed to be incurred in accordance with these regulations by the generating company or the transmission licensee, as the case may be;

(52) **'Pumped Storage Hydro Generating Station'** means a hydro generating station which generates power through energy stored in the form of water energy, pumped from a lower elevation reservoir to a higher elevation reservoir;

- (53) '**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 customers;
- (54) '**Revised Emission Standards**' in respect of thermal generating station means the revised norms notified as per Environment (Protection) Amendment Rules, 2015 or any other Rules as may be notified from time to time;
- (55) '**Run-of-River Generating Station**' means a hydro generating station which does not have upstream pondage;
- (56) '**Run-of-River Generating Station with Pondage**' means a hydro generating station with sufficient pondage for meeting the diurnal variation of power demand;
- (57) '**Scheduled Commercial Operation Date or 'SCOD'** shall mean the date(s) of commercial operation of a generating station or generating unit thereof or transmission system or element thereof and associated communication system 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;
- (58) '**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;
- (59) '**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 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 drawl schedule of beneficiaries shall be corrected in proportion to their scheduled drawl with adjustment of transmission losses on post facto basis.

- (60) '**Sharing Regulations**' means Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Transmission Charges and Losses in inter-State Transmission System) Regulations, 2010;
- (61) '**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;
- (62) '**Start Date or Zero Date**' means the date indicated in the Investment Approval for commencement of implementation of the project and where no such date has been indicated, the date of Investment Approval shall be deemed to be Start Date or Zero Date;
- (63) '**Statutory Charges**' comprises taxes, cess, duties, royalties and other charges levied through Acts of the Parliament or State Legislatures or by Indian Government Instrumentality under relevant statutes;
- (64) '**Storage Type Generating Station**' means a hydro generating station associated with storage capacity to enable variation of generation of electricity according to demand;
- (65) '**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 or co-firing of biomass with coal;
- (66) '**Transmission Line**' shall have the same meaning as defined in sub-section (72) of Section 2 of the Act;
- (67) '**Transmission Service Agreement**' means the agreement entered into between the transmission licensee and the Designated ISTS Customers in accordance with the Sharing Regulations and shall include the Bulk Power Transmission Agreement and Long Term Access Agreement;
- (68) '**Transmission System**' means a line or a group of lines with or without associated sub-station, equipment associated with transmission lines and sub-stations identified under the scheme as per the Investment Approval(s) and shall include associated communication system;
- (69) '**Trial Operation**' in relation to transmission system shall have the same meaning as specified in Clause (5) of Regulation 6.3A of Grid Code;

(70) **‘Trial Run’** in relation to generating station shall have the same meaning as specified in Clause (3) of Regulation 6.3A of Grid Code;

(71) **‘Sub-Station’** shall have the same meaning as defined in sub-section (69) of section 2 of the Act;

(72) **‘Unloading Point’** means the point within the premises of the coal or lignite based thermal generating station where the coal or lignite is unloaded from the rake or truck or any other mode of transport;

(73) **‘Useful Life’** in relation to a unit of a generating station, integrated mines, transmission system and communication system from the date of commercial operation shall mean the following:

(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 storage hydro generating stations	40 years
(f)	Transmission line (including HVAC & HVDC)	35 years
(g)	Communication system	15 years

Provided that the extension of life of the projects beyond the completion of their useful life shall be decided by the Commission on case to case basis;

(74) The words and expressions used in these regulations and not defined herein but defined in the Act or any other regulations of the Commission, shall have the meaning assigned to them under the Act or any other regulations of the Commission.

**4. Interpretations:-** In these regulations, unless the context otherwise requires:

(1) **‘Day’** means a calendar day consisting of 24 hours period starting at 0000 hours;

(2) **‘kCal’** means a unit of heat energy contents in mineral, measured in one kilo calories or one thousand calories of heat produced at any instantaneous period;

(3) **‘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;

(4) **‘Quarter’** means the period of three months commencing on the first day of April, July, October and January of each financial year in case of existing project, and in case of a new project, in respect of the first quarter, from the date of commercial operation to the last day of June, September, December or March, as the case may be;

(5) **‘Year’** means a financial year from 1<sup>st</sup> April to 31<sup>st</sup> March in case of an existing project, and from date of commercial operation to 31<sup>st</sup> March in case of a new project;

(6) Reference to any Act, Rules and Regulations shall include amendment or consolidation or re-enactment thereof.

## CHAPTER – 2

### DATE OF COMMERCIAL OPERATION

**5. Date of Commercial Operation:** (1) The date of commercial operation of a generating station or unit thereof or a transmission system or element thereof and associated communication system shall be determined in accordance with the provisions of the Grid Code.

(2) In case the transmission system or element thereof executed by a transmission licensee is ready for commercial operation but the interconnected generating station or the transmission system of other transmission licensee as per the agreed project implementation schedule is not ready for commercial operation, the transmission licensee may file petition before the Commission for approval of the date of commercial operation of such transmission system or element thereof:

Provided that the transmission licensee seeking the approval of the date of commercial operation under this clause shall give prior notice of at least one month, to the generating company or the other transmission licensee and the long term customers of its transmission system, as the case may be, regarding the date of commercial operation:

Provided further that the transmission licensee seeking the approval of the date of commercial operation of the transmission system under this clause shall be required to submit the following documents along with the petition:

- (a) Energisation certificate issued by the Regional Electrical Inspector under Central Electricity Authority;
- (b) Trial operation certificate issued by the concerned RLDC for charging element with or without electrical load;
- (c) Implementation Agreement, if any, executed by the parties;
- (d) Minutes of the coordination meetings or related correspondences regarding the monitoring of the progress of the generating station and transmission systems;
- (e) Notice issued by the transmission licensee as per the first proviso under this clause and the response;
- (f) Certificate of the CEO or MD of the company regarding the completion of the transmission system including associated communication system in all respects.

**6. Treatment of mismatch in date of commercial operation:** (1) In case of mismatch of the date of commercial operation of the generating station and the transmission system, the liability for the transmission charges shall be determined as under:

- (a) Where the generating station has not achieved the commercial operation as on the date of commercial operation of the associated transmission system (which is not before the SCOD of the generating station) and the Commission has approved the date of commercial operation of such transmission system in terms of clause (2) of the Regulation 5 of these regulations, the generating company shall be liable to pay the transmission charges of the associated transmission system in accordance with clause (5) of Regulation 14 of these regulations to the transmission licensee till the generating station or unit thereof achieves commercial operation:
- (b) Where the associated transmission system has not achieved the commercial operation as on the date of commercial operation of the concerned generating station or unit thereof (which is not before the SCOD of the transmission system), the transmission licensee shall make alternate arrangement for the evacuation from the generating station at its own cost, failing which, the transmission licensee shall be liable to pay the transmission charges to the generating company as determined by the Commission, in accordance with clause (5) of Regulation 14 of these regulations, till the transmission system achieves the commercial operation.

(2) In case of mismatch of the date of commercial operation of the transmission system and the transmission system of other transmission licensee, the liability for the transmission charges shall be determined as under:

- (a) Where an interconnected transmission system of other transmission licensee has not achieved the commercial operation as on the date of commercial operation of the transmission system (which is not before the SCOD of the interconnected transmission system) and the Commission has approved the date of commercial operation of such transmission system in terms of clause (2) of Regulation 5 of these regulations, the other transmission licensee shall be liable to pay the transmission charges of the transmission system in accordance with clause (5) of Regulation 14 of these regulations to the transmission licensee till the interconnected transmission system achieves commercial operation:
- (b) Where the transmission system has not achieved the commercial operation as on the date of commercial operation of the interconnected transmission system of other transmission licensee (which is not before the SCOD of the transmission system), the transmission licensee shall be liable to pay the transmission charges of such interconnected transmission system to the other transmission licensee or as may be determined by the Commission, in accordance with clause (5) of Regulation 14 of these regulations, till the transmission system achieves the commercial operation.

**7. 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:

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.

### CHAPTER - 3

#### PROCEDURE FOR TARIFF DETERMINATION

#### **8. Tariff determination**

(1) Tariff in respect of a generating station may be determined for the whole of the generating station or unit thereof, and tariff in respect of a transmission system may be determined for the whole of the transmission system or element thereof or associated communication system:

Provided that:

- (i) In case of commercial operation of all the units of a generating station or all elements of a transmission system prior to 1.4.2019, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall file consolidated petition in respect of the entire generating station or transmission system for the purpose of determination of tariff for the period 1.4.2019 to 31.3.2024:
- (ii) In case of commercial operation of units of generating station or elements of the transmission system on or after 1.4.2019, the generating company or the transmission licensee shall file a consolidated petition, in accordance with the provisions of the Procedure Regulations, combining all the units of the generating station or all elements of the transmission system which are anticipated to achieve commercial operation during the next two months from the date of application:
- (iii) Tariff of the associated communication system forming part of transmission system which has achieved commercial operation prior to 1.4.2014 shall be as per the methodology approved by the Commission prior to 1.4.2014.

(2) 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, the units for such part capacity shall be clearly identified and in such cases, the tariff shall be determined for such identified capacity. Where the unit(s) corresponding to such part capacity cannot be identified, the tariff of the generating station may be determined with reference to the capital cost of the entire project, but tariff so determined shall be applicable corresponding to the part capacity contracted for supply to the beneficiaries.

(3) In case of expansion of existing generating station, the tariff shall be determined for the expanded capacity in accordance with these regulations:

Provided that the common infrastructure of existing generating station, shall be utilized for the expanded capacity and the benefit of new technology in the expanded capacity, as determined by the Commission, shall be extended to the existing capacity.

(4) Assets installed for implementation of the revised emission standards shall form part of the existing generation project and tariff thereof shall be determined separately on submission of the completion certificate by the Board of the generating company.

(5) Energy charge component of tariff of the generating station sourcing coal or lignite from the integrated mine shall be determined based on the input price of coal or lignite, as the case may be, from such integrated mines:

Provided that the generating company shall maintain the account of the integrated mine separately and submit the cost of integrated mine, in accordance with these regulations, duly certified by the Auditor.

(6) Tariff of generating station using coal washery rejects developed by Central or State PSUs or Joint Venture between a Government Company and company other than Government Company shall be determined in accordance with these regulations:

Provided that in case of Joint Venture between a Government Company and a Company other than Government Company, the shareholding of the company other than Government Company either directly or through any of its subsidiary company or associate company shall not exceed 26% of the paid up share capital:

Provided further that the energy charge component of the tariff of such generating station or unit thereof shall be determined based on the fixed cost and the variable cost of the coal washery project:

Provided also that the Gross Calorific Value of coal rejects shall be as measured jointly by the generating company and the beneficiaries.

(7) In case of 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.

(8) If an existing transmission project is granted licence under section 14 of the Act read with clause (c) of Regulation 6 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 (Part III)** to these regulations, clearly demarcating the assets which form part of the business of generation and transmission, the value of such assets, source of funding and other relevant details after adjusting the cumulative depreciation and loan repayment, duly certified by the Auditor.

### 9. Application for determination of tariff

(1) The generating company or the transmission licensee may make an application for determination of tariff for new generating station or unit thereof or transmission system or element thereof in accordance with the Procedure Regulations within 60 days of the anticipated date of commercial operation:

Provided that where the transmission system comprises various elements, the transmission licensee shall file an application for determination of tariff for a group of elements on incurring of expenditure of not less than 70% of the cost envisaged in the Investment Approval or Rs. 200 Crore, whichever is lower, as on the anticipated date of commercial operation:

Provided further that the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall submit Auditor Certificate and in case of non-availability of Auditor Certificate, a Management Certificate duly signed by an authorised person, not below the level of Director of the company, indicating the capital cost incurred as on the date of commercial operation and the projected additional capital expenditure for respective years of the tariff period 2019-24:

Provided also that where interim tariff of the generating station or unit thereof and the transmission system or element thereof including communication system has been determined based on Management Certificate, the generating company or the transmission licensee shall submit the Auditor Certificate not later than 60 days from date of granting interim tariff.

(2) In case of an existing generating station or unit thereof, or transmission system or element thereof, the application shall be made by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, by 31.10.2019, based on admitted capital cost including additional capital expenditure already admitted and incurred up to 31.3.2019 (either based on actual or projected additional capital expenditure) and estimated additional capital expenditure for the respective years of the tariff period 2019-24 along with the true up petition for the period 2014-19 in accordance with the CERC (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2014.

(3) In case of emission control system required to be installed in existing generating station or unit thereof to meet the revised emission standards, an application shall be made for determination of supplementary tariff (capacity charges or energy charge or both) based on the actual capital expenditure duly certified by the Auditor.

(4) Where the generating company has the arrangement for supply of coal or lignite from an integrated mine(s) to one or more of its generating stations, the generating company shall file a petition for determination of the input price for determining the energy charge along with the tariff petitions for one or more generating stations in accordance with the provision of Chapter 9 of these regulations.

### 10. Determination of tariff

(1) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall file petition before the Commission as per **Annexure-I** to these regulations containing the details of underlying assumptions for the capital expenditure and additional capital expenditure incurred and projected to be incurred, wherever applicable.

(2) If the petition is inadequate in any respect as required under **Annexure-I** to 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.

(3) If the information furnished in the petition is in accordance with these regulations and is adequate for carrying out prudence check of the claims made, the Commission may consider granting interim tariff in case of new projects.

(4) In case of the existing projects, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall continue to bill the beneficiaries or the long term customers at the capacity charges or the transmission charges respectively as approved by the Commission and applicable as on 31.3.2019 for the period starting from 1.4.2019 till approval of final capacity charges or transmission charges by the Commission in accordance with these regulations:

Provided that the billing for energy charges w.e.f. 1.4.2019 shall be as per the operational norms specified in these regulations.

(5) The Commission shall grant final tariff in case of existing and new projects, after considering the replies received from the respondents, and suggestions and objections, if any, received from the general public and any other person permitted by the Commission including the consumers or consumer associations.

(6) The Commission may hear the petitioner, the respondents and any other person permitted including the consumers or consumer associations while granting interim or final tariff.

(7) The difference between the tariff determined in accordance with clauses (3) and (5) above and clauses (4) and (5) above, shall be recovered from or refunded to, the beneficiaries or the long term customers, as the case may be, with simple interest at the rate equal to the bank rate prevailing as on 1st April of the respective year of the tariff period, in six equal monthly instalments.

(8) Where the capital cost considered by the Commission on the basis of projected additional capital expenditure exceeds the actual additional capital expenditure incurred on year to year basis by more than 10%, the generating company or the transmission licensee shall refund to the beneficiaries or the long term customers as the case may be, the tariff recovered corresponding to the additional capital expenditure not incurred, as approved by the Commission, along with interest at 1.20 times of the bank rate as prevalent on 1<sup>st</sup> April of the respective year.

(9) Where the capital cost considered by the Commission on the basis of projected additional capital expenditure falls short of the actual additional capital expenditure incurred by more than 10% on year to year basis, the generating company or the transmission licensee shall recover from the beneficiaries or the long term customers as the case may be, the shortfall in tariff corresponding to difference in additional capital expenditure, as approved by the Commission, along with interest at the bank rate as prevalent on 1<sup>st</sup> April of the respective year.

**11. In-principle approval in specific circumstances:** The generating company or the transmission licensee undertaking any additional capitalization on account of change in law events or force majeure conditions may file petition for in-principle approval for incurring such expenditure after prior notice to the beneficiaries or the long term customers, as the case may be, along with underlying assumptions, estimates and justification for such expenditure if the estimated expenditure exceeds 10% of the admitted capital cost of the project or Rs.100 Crore, whichever is lower.

**12. Truing up of tariff for the period 2014-19:** The tariff of the generating stations and the transmission systems for the period 2014-19 shall be trued up in accordance with the provisions of Regulation 8 of Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2014 along with the tariff petition for the period 2019-24. The capital cost admitted as on 31.3.2019 based on the truing up shall form the basis of the opening capital cost as on 1.4.2019 for the tariff determination for the period 2019-24.

**13. Truing up of tariff for the period 2019-24:** (1) The Commission shall carry out truing up exercise for the period 2019-24 along with the tariff petition filed for the next tariff period, for the following:

- a) the capital expenditure including additional capital expenditure incurred up to 31.3.2024, as admitted by the Commission after prudence check at the time of truing up:
- b) the capital expenditure including additional capital expenditure incurred up to 31.3.2024, on account of Force Majeure and Change in Law.

(2) 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 thereof or the transmission system or an element thereof by 30.11.2024.

(3) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, may make an application for interim truing up of tariff in the year 2021-22, if the annual fixed cost increases by more than 20% over the annual



fixed cost as determined by the Commission for the respective years of the tariff period:

Provided that if the actual additional capital expenditure falls short of the projected additional capital expenditure allowed under provisions of Chapter 7 of these regulations, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall not be required to file any interim true up petition for this purpose and shall refund to the beneficiaries or the long term customers, as the case may be, the excess tariff recovered corresponding to the projected additional capital expenditure not incurred at the bank rate as on 1<sup>st</sup> April of the respective years, under intimation to the Commission:

Provided further that the generating company or the transmission licensee shall submit the complete details along with the calculations of the refunds made to the beneficiaries or the long term customers, as the case may be, at the time of true up.

(4) After truing up, if the tariff already recovered exceeds or falls short of the tariff approved by the Commission under these regulations, the generating company or the transmission licensee, shall refund to or recover from, the beneficiaries or the long term customers, as the case may be, the excess or the shortfall amount along with simple interest at the rate equal to the bank rate as on 1st April of the respective years of the tariff period in six equal monthly instalments.

## CHAPTER – 4

### TARIFF STRUCTURE

**14. 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 15 of these regulations) and energy charge (for recovery of primary and secondary fuel cost and cost of limestone and any other reagent, where applicable as specified in Regulation 16 of these regulations).

(2) The supplementary capacity charges for additional capitalization and supplementary energy charges, on account of implementation of revised emission standards in existing generating station or new generating station, as the case may be, shall be determined by the Commission separately.

(3) The capacity charge and energy charge of a generating station shall be determined in accordance with the provisions of Chapter 11 of these regulations. The input price of coal or lignite from the integrated mine as determined in accordance with the provisions of Chapter 9 of these regulations shall form part of energy charge of the generating station.

(4) 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 44 or 45 of these regulations, as may be applicable, for recovery of annual fixed cost consisting of the components referred to in Regulation 15 of these regulations.

(5) The tariff for transmission of electricity on inter-State transmission system shall comprise transmission charges for recovery of annual fixed cost consisting of the components specified in Regulation 15 of these regulations.

**15. 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; Interest on working capital; and
- (d) Operation and maintenance expenses:

Provided that Special Allowance in lieu of R&M, where opted in accordance with Regulation 28 of these regulations, shall be recovered separately and shall not be considered for computation of working capital.

**16. 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;

- (b) Cost of secondary fuel oil consumption; and
- (c) Cost of limestone or any other reagent, as applicable:

Provided that any refund of taxes and duties along with any amount received on account of penalties from fuel supplier shall be adjusted in fuel cost:

Provided further that the supplementary energy charges, if any, on account of meeting the revised emission standards in case of a thermal generating station shall be determined separately by the Commission.

**17. Special Provisions for Tariff for Thermal Generating Station which have Completed 25 Years of Operation from Date of Commercial Operation:** (1) In respect of a thermal generating station that has completed 25 years of operation from the date of commercial operation, the generating company and the beneficiary may agree on an arrangement, including provisions for target availability and incentive, where in addition to the energy charge, capacity charges determined under these regulations shall also be recovered based on scheduled generation.

(2) The beneficiary shall have the first right of refusal and upon its refusal to enter into an arrangement as above, the generating company shall be free to sell the electricity generated from such station in a manner as it deems fit.

#### CHAPTER – 5 CAPITAL STRUCTURE

**18. Debt-Equity Ratio:** (1) For new projects, the debt-equity ratio of 70:30 as on date of commercial operation shall be considered. 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:

- i. where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, actual equity shall be considered for determination of tariff:
- ii. the equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment:
- iii. 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, as the case may be, shall submit the resolution of the Board of the company or approval of the competent authority in other cases regarding infusion of funds 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 1.4.2019, debt: equity ratio allowed by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2019 shall be considered:

Provided that in case of a generating station or a transmission system including communication system which has completed its useful life as on or after 1.4.2019, if the equity actually deployed as on 1.4.2019 is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall not be taken into account for tariff computation;

Provided further that in case of projects owned by Damodar Valley Corporation, the debt: equity ratio shall be governed as per sub-clause (ii) of clause (2) of Regulation 72 of these regulations.

(4) In case of the generating station and the transmission system including communication system declared under commercial operation prior to 1.4.2019, but where debt: equity ratio has not been determined by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2019, the Commission shall approve the debt: equity ratio in accordance with clause (1) of this Regulation.

(5) Any expenditure incurred or projected to be incurred on or after 1.4.2019 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 - 6

### COMPUTATION OF CAPITAL COST

**19. Capital Cost:** (1) The Capital cost of the generating station or the transmission system, as the case may be, as determined by the Commission after prudence check in accordance with these regulations shall form the basis for 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) Any gain or loss on account of foreign exchange risk variation pertaining to the loan amount availed during the construction period;
- (d) Interest during construction and incidental expenditure during construction as computed in accordance with these regulations;
- (e) Capitalised initial spares subject to the ceiling rates in accordance with these regulations;
- (f) Expenditure on account of additional capitalization and de-capitalisation determined in accordance with these regulations;
- (g) Adjustment of revenue due to sale of infirm power in excess of fuel cost prior to the date of commercial operation as specified under Regulation 7 of these regulations;
- (h) Adjustment of revenue earned by the transmission licensee by using the assets before the date of commercial operation;
- (i) Capital expenditure on account of ash disposal and utilization including handling and transportation facility;
- (j) Capital expenditure incurred towards railway infrastructure and its augmentation for transportation of coal upto the receiving end of the generating station but does not include the transportation cost and any other appurtenant cost paid to the railway;
- (k) Capital expenditure on account of biomass handling equipment and facilities, for co-firing;
- (l) Capital expenditure on account of emission control system necessary to meet the revised emission standards and sewage treatment plant;
- (m) Expenditure on account of fulfilment of any conditions for obtaining environment clearance for the project;
- (n) Expenditure on account of change in law and force majeure events; and
- (o) Capital cost incurred or projected to be incurred by a thermal generating station, on account of implementation of the norms under Perform, Achieve and Trade (PAT) scheme of Government of India shall be considered by the Commission subject to sharing of benefits accrued under the PAT scheme with the beneficiaries.

(3) The Capital cost of an existing project shall include the following:

- (a) Capital cost admitted by the Commission prior to 1.4.2019 duly trued up by excluding liability, if any, as on 1.4.2019;
- (b) Additional capitalization and de-capitalization for the respective year of tariff as determined in accordance with these regulations;

- (c) Capital expenditure on account of renovation and modernisation as admitted by this Commission in accordance with these regulations;
- (d) Capital expenditure on account of ash disposal and utilization including handling and transportation facility;
- (e) Capital expenditure incurred towards railway infrastructure and its augmentation for transportation of coal upto the receiving end of generating station but does not include the transportation cost and any other appurtenant cost paid to the railway; and
- (f) Capital cost incurred or projected to be incurred by a thermal generating station, on account of implementation of the norms under Perform, Achieve and Trade (PAT) scheme of Government of India shall be considered by the Commission subject to sharing of benefits accrued under the PAT scheme with the beneficiaries.

(4) The capital cost in case of existing or 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 Viduyutikaran Yojana (RGGVY) and Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana (DDUGJY) project in the affected area.

(5) The following shall be excluded from the capital cost of the existing and new projects:

- (a) The assets forming part of the project, but not in use, as declared in the tariff petition;
- (b) De-capitalised Assets after the date of commercial operation on account of replacement or removal on account of obsolescence or shifting from one project to another project:

Provided that in case replacement of transmission asset is recommended by Regional Power Committee, such asset shall be de-capitalised only after its redeployment;

Provided further that unless shifting of an asset from one project to another is of permanent nature, there shall be no de-capitalization of the concerned assets.

- (c) In case of hydro generating stations, 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 transparent process;
- (d) Proportionate cost of land of the existing project which is being used for generating power from generating station based on renewable energy; and
- (e) 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.

**20. Prudence Check of Capital Cost :** 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 shall include scrutiny of the capital expenditure, in the light of capital cost of similar projects based on past historical data, wherever available, reasonableness of financing plan, interest during construction, incidental expenditure during construction, use of efficient technology, cost over-run and time over-run, procurement of equipment and materials through competitive bidding and such other matters as may be considered appropriate by the Commission:

Provided that, while carrying out the prudence check, the Commission shall also examine whether the generating company or transmission licensee, as the case may be, has been careful in its judgments and decisions in execution of the project.

(2) The Commission may, for the purpose of vetting of capital cost of hydro generating stations, appoint an independent agency or an expert body:

Provided that the Designated Independent Agency already appointed under the guidelines issued by the Commission under Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2009 shall continue till completion of the assigned project.

(3) 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

prudence check.

(4) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall furnish the capital cost for execution of the existing and new projects as per **Annexure-I** to these regulations along with tariff petition for the purpose of creating a database of benchmark capital cost of various components.

## 21. Interest During Construction (IDC) and Incidental Expenditure during Construction (IEDC)

(1) Interest during construction (IDC) 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) Incidental expenditure during construction (IEDC) shall be computed from the zero date, 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 shall be taken into account for reduction in incidental expenditure during construction.

(3) In case of additional costs on account of IDC and IEDC due to delay in achieving the COD, 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 in case of IDC and details of IEDC during the period of delay and liquidated damages recovered or recoverable corresponding to the delay.

(4) If the delay in achieving the COD is not attributable to the generating company or the transmission licensee, IDC and IEDC beyond SCOD may be allowed after prudence check and the liquidated damages, if any, recovered from the contractor or supplier or agency shall be adjusted in the capital cost of the generating station or the transmission system, as the case may be.

(5) If the delay in achieving the COD is attributable either in entirety or in part to the generating company or the transmission licensee or its contractor or supplier or agency, in such cases, IDC and IEDC beyond SCOD may be disallowed after prudence check either in entirety or on pro-rata basis corresponding to the period of delay not condoned and the liquidated damages, if any, recovered from the contractor or supplier or agency shall be retained by the generating company or the transmission licensee, as the case may be.

**22. Controllable and Uncontrollable factors:** The following shall be considered as controllable and uncontrollable factors for deciding time over-run, cost escalation, IDC and IEDC of the project:

(1) The “controllable factors” shall include but shall not be limited to the following:

- a. Efficiency in the implementation of the project not involving approved change in scope of such project, change in statutory levies or change in law or force majeure events; and
- b. Delay in execution of the project on account of contractor or supplier or agency of the generating company or transmission licensee.

(2) The “uncontrollable factors” shall include but shall not be limited to the following:

- a. Force Majeure events;
- b. Change in law; and
- c. Land acquisition except where the delay is attributable to the generating company or the transmission licensee.

**23. Initial Spares:** Initial spares shall be capitalised as a percentage of the Plant and Machinery cost, 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%
	- Brown Field	-	6.00%
(iii)	Series Compensation devices and HVDC Station	-	4.00%
(iv)	Gas Insulated Sub-station (GIS)		
	- Green Field	-	5.00%
	- Brown Field	-	7.00%
(v)	Communication system	-	3.50%
(vi)	Static Synchronous Compensator	-	6.00%

Provided that:

- i. Plant and Machinery cost shall be considered as the original project cost excluding IDC, IEDC, Land Cost and Cost of Civil Works. The generating company and the transmission licensee for the purpose of estimating Plant and Machinery Cost, shall submit the break-up of head wise IDC and IEDC in its tariff application;
- ii. where the generating station has any transmission equipment forming part of the generation project, the ceiling norms for initial spares for such equipment shall be as per the ceiling norms specified for transmission system under these regulations.

#### CHAPTER – 7

#### COMPUTATION OF ADDITIONAL CAPITAL EXPENDITURE

#### **24. Additional Capitalisation within the original scope and upto the cut-off date**

(1) The additional capital expenditure in respect of a 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:

- (a) Undischarged liabilities recognized to be payable at a future date;
- (b) Works deferred for execution;
- (c) Procurement of initial capital spares within the original scope of work, in accordance with the provisions of Regulation 23 of these regulations;
- (d) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the directions or order of any statutory authority or order or decree of any court of law;
- (e) Change in law or compliance of any existing law; and
- (f) Force Majeure events:

Provided that in case of any replacement of the assets, the additional capitalization shall be worked out after adjusting the gross fixed assets and cumulative depreciation of the assets replaced on account of de-capitalization.

(2) The generating company or the transmission licensee, as the case may be shall submit 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.

#### **25. Additional Capitalisation within the original scope and after the cut-off date:**

(1) The additional capital expenditure incurred or projected to be incurred in respect of an existing project or a new project on the following counts within the original scope of work and after the cut-off date may be admitted by

the Commission, subject to prudence check:

- (a) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the directions or order of any statutory authority, or order or decree of any court of law;
- (b) Change in law or compliance of any existing law;
- (c) Deferred works relating to ash pond or ash handling system in the original scope of work;
- (d) Liability for works executed prior to the cut-off date;
- (e) Force Majeure events;
- (f) Liability for works admitted by the Commission after the cut-off date to the extent of discharge of such liabilities by actual payments; and
- (g) Raising of ash dyke as a part of ash disposal system.

(2) In case of replacement of assets deployed under the original scope of the existing project after cut-off date, the additional capitalization may be admitted by the Commission, after making necessary adjustments in the gross fixed assets and the cumulative depreciation, subject to prudence check on the following grounds:

- (a) The useful life of the assets is not commensurate with the useful life of the project and such assets have been fully depreciated in accordance with the provisions of these regulations;
- (b) The replacement of the asset or equipment is necessary on account of change in law or Force Majeure conditions;
- (c) The replacement of such asset or equipment is necessary on account of obsolescence of technology; and
- (d) The replacement of such asset or equipment has otherwise been allowed by the Commission.

## **26. Additional Capitalisation beyond the original scope**

(1) 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 beyond the original scope, may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (a) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of order or directions of any statutory authority, or order or decree of any court of law;
- (b) Change in law or compliance of any existing law;
- (c) Force Majeure events;
- (d) Need for higher security and safety of the plant as advised or directed by appropriate Indian Government Instrumentality or statutory authorities responsible for national or internal security;
- (e) Deferred works relating to ash pond or ash handling system in additional to the original scope of work, on case to case basis:

Provided also that if any expenditure has been claimed under Renovation and Modernisation (R&M) or repairs and maintenance under O&M expenses, the same shall not be claimed under this Regulation;

- (f) Usage of water from sewage treatment plant in thermal generating station.

(2) 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 with corresponding adjustments in cumulative depreciation and cumulative repayment of loan, duly taking into consideration the year in which it was capitalised.

## **27. Additional Capitalisation on account of Renovation and Modernisation**

(1) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, intending to undertake renovation and modernization (R&M) of the generating station or unit thereof or transmission system or element thereof for the purpose of extension of life beyond the originally recognised useful life for the purpose of tariff, shall file a petition 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:

Provided that the generating company making the applications for renovation and modernization (R&M) shall not be eligible for Special Allowance under Regulation 28 of these regulations;

Provided further that the generating company or the transmission licensee intending to undertake renovation and modernization (R&M) shall be required to obtain the consent of the beneficiaries or the long term customers, as the case may be, for such renovation and modernization (R&M) and submit the same along with the petition.

(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 (R&M), approval may be granted after due consideration of reasonableness of the proposed cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, expected duration of life extension, consent of the beneficiaries or long term customers, if obtained, 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 after 25 years of operation from date of commercial operation, any additional capital expenditure which has become necessary for renovation of gas turbines/steam turbine or additional capital 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 renovation and modernisation (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 from the expenditure to be allowed after prudence check.

(4) After completion of the renovation and modernisation (R&M), the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall file a petition for determination of tariff. Expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after prudence check, and after deducting the accumulated depreciation already recovered from the admitted project cost, shall form the basis for determination of tariff.

## **28. Special Allowance for Coal-based/Lignite fired Thermal Generating station**

(1) In case of coal-based/lignite fired thermal generating stations, the generating company, instead of availing renovation and modernization (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, upward 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 thereof 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;

Provided further that special allowance shall also be available for a generating station which has availed the Special Allowance during the tariff period 2009-14 or 2014-19 as applicable from the date of completion of the useful life.

(2) The Special Allowance admissible to a generating station shall be @ Rs 9.5 lakh per MW per year for the tariff period 2019-24.

(3) In the event of a generating station availing Special Allowance, the expenditure incurred upon 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.

(4) The Special Allowance allowed under this Regulation shall be transferred to a separate fund for utilization towards Renovation & Modernisation activities, for which detailed methodology shall be issued separately.

**29. Additional Capitalization on account of Revised Emission Standards:** (1) A generating company requiring to incur additional capital expenditure in the existing generating station for compliance of the revised emissions standards shall share its proposal with the beneficiaries and file a petition for undertaking such additional capitalization.



(2) The proposal under clause (1) above shall contain details of proposed technology as specified by the Central Electricity Authority, scope of the work, phasing of expenditure, schedule of completion, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, detailed computation of indicative impact on tariff to the beneficiaries, and any other information considered to be relevant by the generating company.

(3) Where the generating company makes an application for approval of additional capital expenditure on account of implementation of revised emission standards, the Commission may grant approval after due consideration of the 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.

(4) After completion of the implementation of revised emission standards, the generating company shall file a petition for determination of tariff. Any expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after prudence check based on reasonableness of the cost and impact on operational parameters shall form the basis of determination of tariff.

## CHAPTER – 8

### COMPUTATION OF ANNUAL FIXED COST

**30. Return on Equity:** (1) Return on equity shall be computed in rupee terms, on the equity base determined in accordance with Regulation 18 of these regulations.

(2) Return on equity shall be computed at the base rate of 15.50% for thermal generating station, transmission system including communication system and run-of-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 return on equity in respect of additional capitalization after cut-off date beyond the original scope excluding additional capitalization due to Change in Law, shall be computed at the weighted average rate of interest on actual loan portfolio of the generating station or the transmission system;

Provided further that:

- i. In case of a new project, the rate of return on equity shall be reduced by 1.00% 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) or Free Governor Mode Operation (FGMO), data telemetry, communication system up to load dispatch centre or protection system based on the report submitted by the respective RLDC;
- ii. in case of existing generating station, as and when any of the requirements under (i) above of this Regulation are found lacking based on the report submitted by the concerned RLDC, rate of return on equity shall be reduced by 1.00% for the period for which the deficiency continues;
- iii. in case of a thermal generating station, with effect from 1.4.2020:
  - a) rate of return on equity shall be reduced by 0.25% in case of failure to achieve the ramp rate of 1% per minute;
  - b) an additional rate of return on equity of 0.25% shall be allowed for every incremental ramp rate of 1% per minute achieved over and above the ramp rate of 1% per minute, subject to ceiling of additional rate of return on equity of 1.00%:

Provided that the detailed guidelines in this regard shall be issued by National Load Dispatch Centre by 30.6.2019.

**31. Tax on Return on Equity.** (1) The base rate of return on equity as allowed by the Commission under Regulation 30 of these regulations 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 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 paid on income from other businesses including deferred tax liability (i.e. income from business other than business of generation or transmission, as the case may be) shall be excluded 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:

$$\text{Rate of pre-tax return on equity} = \text{Base rate} / (1-t)$$

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 a generating company or a transmission licensee paying Minimum Alternate Tax (MAT) @ 21.55% including surcharge and cess:

$$\text{Rate of return on equity} = 15.50 / (1 - 0.2155) = 19.758\%$$

(ii) In case of a generating company or a transmission licensee paying normal corporate tax including surcharge and cess:

- (a) Estimated Gross Income from generation or transmission business for FY 2019-20 is Rs 1,000 crore;
- (b) Estimated Advance Tax for the year on above is Rs 240 crore;
- (c) Effective Tax Rate for the year 2019-20 = 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 2019-24 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 customers, as the case may be, on year to year basis.

**32. Interest on loan capital:** (1) The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 18 of these regulations shall be considered as gross normative loan for calculation of interest on loan.

(2) The normative loan outstanding as on 1.4.2019 shall be worked out by deducting the cumulative repayment as admitted by the Commission up to 31.3.2019 from the gross normative loan.

(3) The repayment for each of the year of the tariff period 2019-24 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 de-capitalisation 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 changes to the terms and conditions of the loans shall be reflected from the date of such re-financing.

**33. Depreciation:** (1) Depreciation shall be computed from the date of commercial operation of a generating station or unit thereof or a transmission system or element thereof including communication system. 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:

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 a transmission system, weighted average life for the generating station or 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 the salvage value for IT equipment and software shall be considered as NIL and 100% value of the assets shall be considered depreciable;

Provided further that in case of hydro generating stations, the salvage value shall be as provided in the agreement, if any, signed by the developers with the State Government for development of the generating station:

Provided also 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 unit or transmission system as the case may be, shall not be allowed to be recovered at a later stage during the useful life or 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-I** 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 1.4.2019 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted by the Commission upto 31.3.2019 from the gross depreciable value of the assets.

(7) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall submit the details of proposed capital expenditure five years before the completion of useful life of the project along with justification and proposed life extension. The Commission based on prudence check of such submissions shall approve the depreciation on capital expenditure.

(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 de-capitalized asset during its useful services.

**34. Interest on Working Capital:** (1) The working capital shall cover:

(a) **For Coal-based/lignite-fired thermal generating stations:**

(i) Cost of coal or lignite and limestone towards stock, if applicable, for 10 days for pit-head generating stations and 20 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) Advance payment for 30 days towards cost of coal or lignite and limestone 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 including water charges and security expenses;

(v) Receivables equivalent to 45 days of capacity charge and energy charge for sale of electricity calculated on the normative annual plant availability factor; and

(vi) Operation and maintenance expenses, including water charges and security expenses, for one month.

**(b) For 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 including water charges and security expenses;

(iv) Receivables equivalent to 45 days 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, including water charges and security expenses, for one month.

**(c) For Hydro Generating Station (including Pumped Storage Hydro Generating Station) and Transmission System:**

(i) Receivables equivalent to 45 days of annual fixed cost;

(ii) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses including security expenses; and

(iii) Operation and maintenance expenses, including security 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 fuel cost (taking into account normative transit and handling losses in terms of Regulation 39 of these regulations) by the generating station and gross calorific value of the fuel as per actual weighted average for the third quarter of preceding financial year in case of each financial year for which tariff is to be determined:

Provided that in case of new generating station, the cost of fuel for the first financial year shall be considered based on landed fuel cost (taking into account normative transit and handling losses in terms of Regulation 39 of these regulations) and gross calorific value of the fuel as per actual weighted average for three months, as used for infirm power, preceding date of commercial operation for which tariff is to be determined.

(3) Rate of interest on working capital shall be on normative basis and shall be considered as the bank rate as on 1.4.2019 or as on 1<sup>st</sup> April of the year during the tariff period 2019-24 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:

Provided that in case of truing-up, the rate of interest on working capital shall be considered at bank rate as on 1st April of each of the financial year during the tariff period 2019-24.

(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.

**35. Operation and Maintenance Expenses:**

**(1) Thermal Generating Station:** Normative Operation and Maintenance expenses of thermal generating stations shall be as follows:

- (1) Coal based and lignite fired (including those based on Circulating Fluidised Bed Combustion (CFBC) technology) generating stations, other than the generating stations or units referred to in clauses (2), (4) and (5) of this Regulation:

(in Rs Lakh/MW)

Year	200/210/ 250 MW Series	300/330/ 350 MW Series	500 MW Series	600 MW Series	800 MW Series and above
FY 2019-20	32.96	27.74	22.51	20.26	18.23
FY 2020-21	34.12	28.71	23.30	20.97	18.87
FY 2021-22	35.31	29.72	24.12	21.71	19.54
FY 2022-23	36.56	30.76	24.97	22.47	20.22
FY 2023-24	37.84	31.84	25.84	23.26	20.93

Provided that where the date of commercial operation of any additional unit(s) of a generating station after first four units occurs on or after 1.4.2019, the O&M expenses of such additional unit(s) shall be admissible at 90% of the operation and maintenance expenses as specified above;

Provided further that operation and maintenance expenses of generating station and the transmission system of Bhakra Beas Management Board (BBMB) and Sardar Sarovar Project (SSP) shall be determined after taking into account provisions of the Punjab Reorganization Act, 1996 and Narmada Water Scheme, 1980 under Section 6-A of the Inter-State Water Disputes Act, 1956 respectively;

Provided also that operation and maintenance expenses of generating station having unit size of less than 200 MW not covered above shall be determined on case to case basis.

- (2) Talcher Thermal Power Station (TPS), Tanda TPS and Chandrapura TPS Unit 3 and Durgapur TPS Unit 1 of DVC:

(in Rs Lakh/MW)

Year	Talcher TPS	Chandrapura TPS (Unit 3), Tanda TPS, Durgapur TPS (Unit 1)
FY 2019-20 to FY 2023-24	56.34	46.16

- (3) **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
FY 2019-20	17.58	36.21	42.85	26.34
FY 2020-21	18.20	37.48	44.35	27.27
FY 2021-22	18.84	38.80	45.91	28.23

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
FY 2022-23	19.50	40.16	47.52	29.22
FY 2023-24	20.19	41.57	49.19	30.24

(4) **Lignite-fired generating stations:**

(in Rs Lakh/MW)

Year	125 MW Sets	TPS-I of NLC
FY 2019-20	31.15	42.91
FY 2020-21	32.24	44.42
FY 2021-22	33.37	45.98
FY 2022-23	34.54	47.59
FY 2023-24	35.76	49.26

(5) **Generating Stations based on coal rejects:**

(in Rs Lakh/MW)

Year	O&M Expenses
FY 2019-20	31.15
FY 2020-21	32.24
FY 2021-22	33.37
FY 2022-23	34.54
FY 2023-24	35.76

(6) The Water Charges, Security Expenses and Capital Spares for thermal generating stations shall be allowed separately after prudence check:

Provided that water charges shall be allowed based on water consumption depending upon type of plant and type of cooling water system, subject to prudence check. The details regarding the same shall be furnished along with the petition;

Provided further that the generating station shall submit the assessment of the security requirement and estimated expenses;

Provided also 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 as per Regulation 17 of Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2014 or Special Allowance or claimed as a part of additional capitalisation or consumption of stores and spares and renovation and modernization.

(7) The additional operation and maintenance expenses on account of implementation of revised emission standards shall be notified separately:

Provided that till the norms are notified, the Commission shall decide the additional O&M expenses on case to case basis.

(2) **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 1.4.2019:

(in Rs Lakh)

Particulars	FY 2019-20	FY 2020-21	FY 2021-22	FY 2022-23	FY 2023-24
THDC Stage I	27,788.87	29,113.44	30,501.14	31,955.00	33,478.15
KHEP	13,452.46	14,093.68	14,765.46	15,469.26	16,206.61
Bairasul	8,292.11	8,687.36	9,101.45	9,535.28	9,989.78
Loktak	9,538.27	9,992.91	10,469.23	10,968.25	11,491.06
Salal	19,207.75	20,123.29	21,082.48	22,087.39	23,140.19
Tanakpur	10,520.33	11,021.79	11,547.15	12,097.55	12,674.18
Chamera-I	11,773.57	12,334.77	12,922.71	13,538.68	14,184.00
Uri I	9,865.77	10,336.03	10,828.70	11,344.85	11,885.61
Rangit	5,336.17	5,590.53	5,857.00	6,136.18	6,428.66
Chamera-II	10,670.68	11,179.30	11,712.17	12,270.44	12,855.31
Dhauliganga	8,813.40	9,233.50	9,673.61	10,134.71	10,617.79
Dulhasti	18,563.04	19,447.85	20,374.84	21,346.02	22,363.49
Teesta-V	12,186.58	12,767.46	13,376.02	14,013.60	14,681.56
Sewa-II	7,079.34	7,416.78	7,770.31	8,140.68	8,528.71
TLDP III	7,539.76	7,899.14	8,275.66	8,670.12	9,083.39
Chamera III	9,078.72	9,511.46	9,964.83	10,439.81	10,937.43
Chutak	3,536.67	3,705.25	3,881.86	4,066.89	4,260.74
Nimmo Bazgo	3,527.43	3,695.57	3,871.72	4,056.27	4,249.61
Uri II	7,058.82	7,395.28	7,747.78	8,117.08	8,503.99
Parbati III	6,618.29	6,933.76	7,264.26	7,610.51	7,973.27
Indira Sagar	11,728.40	12,287.44	12,873.12	13,486.73	14,129.58
Omkareshwar	7,198.97	7,542.12	7,901.62	8,278.25	8,672.84
Naptha Jhakari	33,326.11	34,914.62	36,578.84	38,322.39	40,149.04
Rampur	12,267.22	12,851.94	13,464.54	14,106.33	14,778.72
Koldam	12,659.94	13,263.39	13,895.59	14,557.93	15,251.84
Karcham Wangtoo	11,710.14	12,268.31	12,853.09	13,465.74	14,107.59
Kopili-I	9,044.47	9,475.58	9,927.24	10,400.43	10,896.17
Kopili-II	1,130.56	1,184.45	1,240.90	1,300.05	1,362.02
Khandong	2,261.12	2,368.90	2,481.81	2,600.11	2,724.04
Doyang	5,654.57	5,924.10	6,206.47	6,502.31	6,812.24
Ranganadi	12,095.88	12,672.44	13,276.47	13,909.30	14,572.30
Maithon	2,892.40	3,030.26	3,174.70	3,326.03	3,484.56
Panchet	2,191.37	2,295.83	2,405.26	2,519.90	2,640.02
Tilaiya	900.17	943.08	988.03	1,035.13	1,084.47

**Note:** The impact in respect of revision of minimum wage, pay revision and GST, if any, will be considered at the time of determination of tariff.

(b) In case of the hydro generating stations declared under commercial operation on or after 1.4.2019, operation and maintenance expenses of first year shall be fixed at 3.5% and 5.0% of the original project cost (excluding cost of rehabilitation & resettlement works, IDC and IEDC) for stations with installed capacity exceeding 200 MW and for stations with installed capacity less than 200 MW, respectively.

(c) In case of hydro generating stations which have not completed a period of three years as on 1.4.2019, operation and maintenance expenses for 2019-20 shall be worked out by applying escalation rate of 4.77% on the applicable operation and maintenance expenses as on 31.3.2019. The operation and maintenance expenses for subsequent years of the tariff period shall be worked out by applying escalation rate of 4.77% per annum.

(c) The Security Expenses and Capital Spares for hydro generating stations shall be allowed separately after prudence check:

Provided further that the generating station shall submit the assessment of the security requirement and estimated expenses, the details of year-wise actual capital spares consumed at the time of truing up with appropriate justification.

**(3) Transmission system:** (a) The following normative operation and maintenance expenses shall be admissible for the transmission system:

Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
<b>Norms for sub-station Bays (Rs Lakh per bay)</b>					
765 kV	45.01	46.60	48.23	49.93	51.68
400 kV	32.15	33.28	34.45	35.66	36.91
220 kV	22.51	23.30	24.12	24.96	25.84
132 kV and below	16.08	16.64	17.23	17.83	18.46
<b>Norms for Transformers (Rs Lakh per MVA)</b>					
765 kV	0.491	0.508	0.526	0.545	0.564
400 kV	0.358	0.371	0.384	0.398	0.411
220 kV	0.245	0.254	0.263	0.272	0.282
132 kV and below	0.245	0.254	0.263	0.272	0.282
<b>Norms for AC and HVDC lines (Rs Lakh per km)</b>					
Single Circuit (Bundled Conductor with six or more sub-conductors)	0.881	0.912	0.944	0.977	1.011
Single Circuit (Bundled conductor with four sub-conductors)	0.755	0.781	0.809	0.837	0.867
Single Circuit (Twin & Triple Conductor)	0.503	0.521	0.539	0.558	0.578
Single Circuit (Single Conductor)	0.252	0.260	0.270	0.279	0.289
Double Circuit (Bundled conductor with four or more sub-conductors)	1.322	1.368	1.416	1.466	1.517
Double Circuit (Twin & Triple Conductor)	0.881	0.912	0.944	0.977	1.011
Double Circuit (Single Conductor)	0.377	0.391	0.404	0.419	0.433
Multi Circuit (Bundled Conductor with four or more sub-conductor)	2.319	2.401	2.485	2.572	2.662
Multi Circuit (Twin & Triple Conductor)	1.544	1.598	1.654	1.713	1.773
<b>Norms for HVDC stations</b>					
HVDC Back-to-Back stations (Rs Lakh per 500 MW) (Except Gazuwaka BTB)	834	864	894	925	958



Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
Gazuwaka HVDC Back-to-Back station (Rs. Lakh per 500 MW)	1,666	1,725	1,785	1,848	1,913
500 kV Rihand-Dadri HVDC bipole scheme (Rs Lakh) (1500 MW)	2,252	2,331	2,413	2,498	2,586
±500 kV Talcher- Kolar HVDC bipole scheme (Rs Lakh) (2000 MW)	2,468	2,555	2,645	2,738	2,834
±500 kV Bhiwadi-Balia HVDC bipole scheme (Rs Lakh) (2500 MW)	1,696	1,756	1,817	1,881	1,947
±800 kV, Bishwanath-Agra HVDC bipole scheme (Rs Lakh) (3000 MW)	2,563	2,653	2,746	2,842	2,942

Provided that the O&M expenses for the GIS bays shall be allowed as worked out by multiplying 0.70 of the O&M expenses of the normative O&M expenses for bays;

Provided further that:

- (i) the operation and maintenance expenses for new HVDC bi-pole schemes commissioned after 1.4.2019 for a particular year shall be allowed pro-rata on the basis of normative rate of operation and maintenance expenses of similar HVDC bi-pole scheme for the corresponding year of the tariff period;
  - (ii) the O&M expenses norms for HVDC bi-pole line shall be considered as Double Circuit quad AC line;
  - (iii) the O&M expenses of ±500 kV Mundra-Mohindergarh HVDC bipole scheme (2500 MW) shall be allowed as worked out by multiplying 0.80 of the normative O&M expenses for ±500 kV Talchar-Kolar HVDC bi-pole scheme (2000 MW);
  - (iv) the O&M expenses of ±800 kV Champa-Kurukshetra HVDC bi-pole scheme (3000 MW) shall be on the basis of the normative O&M expenses for ±800 kV, Bishwanath-Agra HVDC bi-pole scheme;
  - (v) the O&M expenses of ±800 kV, Alipurduar-Agra HVDC bi-pole scheme (3000 MW) shall be allowed as worked out by multiplying 0.80 of the normative O&M expenses for ±800 kV, Bishwanath-Agra HVDC bi-pole scheme; and
  - (v) the O&M expenses of Static Synchronous Compensator and Static Var Compensator shall be worked at 1.5% of original project cost as on commercial operation which shall be escalated at the rate of 3.51% to work out the O&M expenses during the tariff period. The O&M expenses of Static Synchronous Compensator and Static Var Compensator, if required, may be reviewed after three years.
- (b) The total allowable operation and maintenance expenses for the transmission system shall be calculated by multiplying the number of sub-station bays, transformer capacity of the transformer (in MVA) and km of line length with the applicable norms for the operation and maintenance expenses per bay, per MVA and per km respectively.
- (c) The Security Expenses and Capital Spares for transmission system shall be allowed separately after prudence check:

Provided that the transmission licensee shall submit the assessment of the security requirement and estimated security expenses, the details of year-wise actual capital spares consumed at the time of truing up with appropriate justification.

(4) **Communication system:** The operation and maintenance expenses for the communication system shall be worked out at 2.0% of the original project cost related to such communication system. The transmission licensee shall submit the actual operation and maintenance expenses for truing up.

## CHAPTER – 9

**COMPUTATION OF INPUT PRICE OF COAL AND LIGNITE****FROM INTEGRATED MINE**

**36. Input Price of coal and lignite for energy charges:** (1) Where the generating company has the arrangement for supply of coal or lignite from the integrated mine(s) allocated to it, for use in one or more of its generating stations as end use, the energy charge component of tariff of the generating station shall be determined based on the input price of coal or lignite, as the case may be, from such integrated mines computed in accordance with the regulations to be notified separately by the Commission.

(2) Till the regulation for computation of input price of coal is notified, the generating company shall continue to adopt the notified price of Coal India Limited commensurate with the grade of the coal from the integrated mine:

Provided that after notification of the regulation for input price of coal, the same shall be applicable from 1.4.2019 or the date of commercial operation of the integrated mine, whichever is later, and the difference between the input price of coal so decided and the input price of coal for quantity billed shall be adjusted in accordance with the regulations to be notified.

(3) Till the regulations for computation of input price of lignite is notified, the input price of lignite shall continue to be determined as per the guidelines specified by Ministry of Coal, Government of India.

## CHAPTER – 10

**COMPONENTS OF ENERGY CHARGE**

**37. Energy Charge:** The energy charge in respect of the thermal generating Stations shall comprise of landed fuel cost of primary fuel, cost of secondary fuel oil consumption and landed cost of reagents on account of implementation of the revised emission standards.

**38. Landed Fuel Cost of Primary Fuel:** The landed fuel cost of primary fuel for any month shall consist of base price or input price of fuel corresponding to the grade and quality of fuel and shall be inclusive of statutory charges as applicable, washery charges, transportation cost by rail or road or any other means and loading, unloading and handling charges:

Provided that procurement of fuel at a price other than Government notified prices may be considered, if it is based on competitive bidding through transparent process;

Provided further that landed fuel cost of primary fuel shall be worked out based on the actual bill paid by the generating company including any adjustment on account of quantity and quality;

Provided also that in case of coal-fired or lignite based thermal generating station, the Gross Calorific Value shall be measured by third party sampling and the expenses towards the third party sampling facility shall be reimbursed by the beneficiaries.

**39. Transit and Handling Losses:** For coal and lignite, the transit and handling losses shall be as per the following norms:-

<b>Thermal Generating Station</b>	<b>Transit and Handling Loss (%)</b>
Pit head	0.20%
Non-pit head	0.80%

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 and handling losses applicable for non-pit head station shall apply;

Provided further that in case of imported coal, the transit and handling losses applicable for pit-head station shall apply.

**40. Gross Calorific Value of Primary Fuel:** (1) The gross calorific value for computation of energy charges as per Regulation 43 of these regulations shall be done in accordance with 'GCV as received' basis.

(2) The generating company shall provide to the beneficiaries of the generating station the details in respect 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 Form 15 prescribed at **Annexure-I (Part I)** to these regulations:

Provided that the additional details of the weighted average GCV of the fuel on as received basis used for generation during the period, blending ratio of the imported coal with domestic coal, proportion of e-auction coal shall be provided, 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 such as domestic coal, imported coal, e-auction coal, lignite, natural gas, RLNG, liquid fuel, 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.

**41. Landed Cost of Reagent:** (1) Where specific reagents such as Limestone, Sodium Bi-Carbonate, Urea or Anhydrous Ammonia are used during operation of emission control system for meeting revised emission standards, the landed cost of such reagents shall be determined based on normative consumption and purchase price of the reagent through competitive bidding, applicable statutory charges and transportation cost.

(2) The normative consumption of specific reagent for the various technologies installed for meeting revised emission standards shall be notified separately.

## CHAPTER – 11

### COMPUTATION OF CAPACITY CHARGES AND ENERGY CHARGES

#### **42. Computation and Payment of Capacity Charge for Thermal Generating Stations:**

(1) The fixed cost of a thermal generating station shall be computed on annual basis based on the 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 or allocation in the capacity of the generating station. The capacity charge shall be recovered under two segments of the year, i.e. High Demand Season (period of three months) and Low Demand Season (period of remaining nine months), and within each season in two parts viz., Capacity Charge for Peak Hours of the month and Capacity Charge for Off-Peak Hours of the month as follows:

Capacity Charge for the Year ( $CC_y$ ) =

Sum of Capacity Charge for three months of High Demand Season +  
Sum of Capacity Charge for nine months of Low Demand Season

(2) The Capacity Charge payable to a thermal generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae:

Capacity Charge for the Month ( $CC_m$ ) =

Capacity Charge for Peak Hours of the Month ( $CC_p$ ) +  
Capacity Charge for Off-Peak Hours of the Month ( $CC_{op}$ )

Where,

#### **High Demand Season:**

$$CC_{p1} = (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMp1}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{12}\right)$$

$$CC_{p2} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{PAFMp2}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{6}\right) \right\} - CC_{p1}$$

$$CC_{p3} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{PAFMp3}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4}\right) \right\} - (CC_{p1} + CC_{p2})$$

$$CC_{op1} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left( \frac{1}{12} \right) \times \left( \frac{PAFM_{op1}}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left( \frac{1}{12} \right)$$

$$CC_{op2} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left( \frac{1}{6} \right) \times \left( \frac{PAFM_{op2}}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left( \frac{1}{6} \right) - CC_{op1}$$

$$CC_{op3} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left( \frac{1}{4} \right) \times \left( \frac{PAFM_{op3}}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left( \frac{1}{4} \right) - (CC_{op1} + CC_{op2})$$

**Low Demand Season:**

$$CC_{p1} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{1}{12} \right) \times \left( \frac{PAFM_{p1}}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{1}{12} \right)$$

$$CC_{p2} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{1}{6} \right) \times \left( \frac{PAFM_{p2}}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{1}{6} \right) - CC_{p1}$$

$$CC_{p3} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{1}{4} \right) \times \left( \frac{PAFM_{p3}}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{1}{4} \right) - (CC_{p1} + CC_{p2})$$

$$CC_{p4} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{1}{3} \right) \times \left( \frac{PAFM_{p4}}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{1}{3} \right) - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3})$$

$$CC_{p5} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{5}{12} \right) \times \left( \frac{PAFM_{p5}}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{5}{12} \right) - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4})$$

$$CC_{p6} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{1}{2} \right) \times \left( \frac{PAFM_{p6}}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{1}{2} \right) - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5})$$

$$CC_{p7} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{7}{12} \right) \times \left( \frac{PAFM_{p7}}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{7}{12} \right) - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6})$$

$$CC_{p8} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{2}{3} \right) \times \left( \frac{PAFM_{p8}}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{2}{3} \right) - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7})$$

$$CC_{p9} = \left\{ (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{3}{4} \right) \times \left( \frac{PAFM_{p9}}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC) \times \left( \frac{3}{4} \right) - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7} + CC_{p8})$$

$$CC_{op1} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left( \frac{1}{12} \right) \times \left( \frac{PAFM_{op1}}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left( \frac{1}{12} \right)$$

$$CC_{op2} = \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left( \frac{1}{6} \right) \times \left( \frac{PAFM_{op2}}{NAPAF} \right) \right\} \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC) \times \left( \frac{1}{6} \right) - CC_{op1}$$

$$\begin{aligned}
CC_{op3} &= \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op3}}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\
&\quad \left. (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{4}\right) \right\} - (CC_{op1} + CC_{op2}) \\
CC_{op4} &= \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{3}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op4}}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\
&\quad \left. (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{3}\right) \right\} - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3}) \\
CC_{op5} &= \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{5}{12}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op5}}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\
&\quad \left. (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{5}{12}\right) \right\} - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4}) \\
CC_{op6} &= \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{2}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op6}}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\
&\quad \left. (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{1}{2}\right) \right\} - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5}) \\
CC_{op7} &= \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{7}{12}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op7}}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\
&\quad \left. (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{7}{12}\right) \right\} - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + \\
&\quad CC_{op6}) \\
CC_{op8} &= \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{2}{3}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op8}}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\
&\quad \left. (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{2}{3}\right) \right\} - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + \\
&\quad CC_{op6} + CC_{op7}) \\
CC_{op9} &= \left\{ (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{3}{4}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op9}}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\
&\quad \left. (0.80 \times AFC) \times \left(\frac{3}{4}\right) \right\} - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + \\
&\quad CC_{op6} + CC_{op7} + CC_{op8})
\end{aligned}$$

Provided that in case of generating station or unit thereof under shutdown due to Renovation and Modernisation, the generating company shall be allowed to recover O&M expenses and interest on loan only.

Where,

$CC_m$	=	Capacity Charge for the Month;
$CC_p$	=	Capacity Charge for the Peak Hours of the Month;
$CC_{op}$	=	Capacity Charge for the Off-Peak Hours of the Month;
$CC_{pn}$	=	Capacity Charge for the Peak Hours of $n^{\text{th}}$ Month in a specific Season;
$CC_{opn}$	=	Capacity Charge for the Off-Peak of $n^{\text{th}}$ Month in a specific Season;
AFC	=	Annual Fixed Cost;
$PAFM_{pn}$	=	Plant Availability Factor achieved during Peak Hours upto the end of $n^{\text{th}}$ Month in a Season;
$PAFM_{opn}$	=	Plant Availability Factor achieved during Off-Peak Hours upto the end of $n^{\text{th}}$ Month in a Season;
NAPAF	=	Normative Annual Plant Availability Factor.

(3) Normative Plant Availability Factor for “Peak” and “Off-Peak” Hours in a month shall be equivalent to the NAPAF specified in Clause (A) of Regulation 49 of these regulations. The number of hours of “Peak” and “Off-Peak” periods during a day shall be four and twenty respectively. The hours of Peak and Off-Peak periods during a day shall be declared by the concerned RLDC at least a week in advance. The High Demand Season (period of three months, consecutive or otherwise) and Low Demand Season (period of remaining nine months, consecutive or otherwise) in a region shall be declared by the concerned RLDC, at least six months in advance:

Provided that RLDC, after duly considering the comments of the concerned stakeholders, shall declare Peak Hours and High Demand Season in such a way as to coincide with the majority of the Peak Hours and High Demand Season of the region to the maximum extent possible:

Provided further that in respect of a generating station having beneficiaries across different regions, the High Demand Season and the Peak Hours shall correspond to the High Demand Season and Peak Hours of the region in which majority of its beneficiaries, in terms of percentage of allocation of share, are located.

(4) Any under-recovery or over-recovery of Capacity Charge as a result of under-achievement or over-achievement, vis-à-vis the NAPAF in Peak and Off-Peak Hours of a Season (High Demand Season or Low Demand Season, as the case may be) shall not be adjusted with under-achievement or over-achievement, vis-à-vis the NAPAF in Peak and Off-Peak Hours of the other Season:

Provided that within a Season, the shortfall in recovery of Capacity Charge for cumulative Off-Peak Hours derived based on NAPAF, shall be allowed to be off-set by over-achievement of PAF, if any, and consequent notional over-recovery of Capacity Charge for cumulative Peak Hours in that Season:

Provided further that within a Season, the shortfall in recovery of Capacity Charge for cumulative Peak Hours derived based on NAPAF, shall not be allowed to be off-set by over-achievement of PAF, if any, and consequent notional over-recovery of Capacity Charge for cumulative Off-Peak Hours in that Season.

(5) The Plant Availability Factor achieved for a Month (PAFM) shall be computed in accordance with the following formula:

$$\text{PAFM} = 1000 \times \sum_{i=1}^N \frac{DC_i}{[N \times IC \times (100 - Aux)]} \%$$

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage.

DC<sub>i</sub> = Average declared capacity (in ex-bus MW), for the <sup>i</sup>th day of the period i.e. the month or the year as the case may be, as certified by the concerned load dispatch centre after the day is over.

IC = Installed Capacity (in MW) of the generating station

N = Number of days during the period

**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.

(6) In addition to the capacity charge, an incentive shall be payable to a generating station or unit thereof @ 65 paise/ kWh for ex-bus scheduled energy during Peak Hours and @ 50 paise/ kWh for ex-bus scheduled energy during Off-Peak Hours corresponding to scheduled generation in excess of ex-bus energy corresponding to Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) achieved on a cumulative basis within each Season (High Demand Season or Low Demand Season, as the case may be), as specified in Clause (B) of Regulation 49 of these regulations.

(7) The provisions under Clauses (1) to (6) of this Regulation shall come into force with effect from 1.4.2020. Till that date, the capacity charge for a thermal generating station determined under these regulations shall be recovered in accordance with the provisions contained in Clauses (1) to (4) of Regulation 30 of the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2014, subject to the condition that the NAPAF and NAPLF shall be taken as specified under these regulations.

### 43. Computation and Payment of Energy Charge for Thermal Generating Stations

(1) 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:

$$\text{Energy Charges} = (\text{Energy charge rate in Rs./kWh}) \times \{\text{Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh}\}$$

(2) 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:**

$$\text{ECR} = \{(\text{SHR} - \text{SFC} \times \text{CVSF}) \times \text{LPPF} / (\text{CVPF} + \text{SFC} \times \text{LPSFi} + \text{LC} \times \text{LPL})\} \times 100 / (100 - \text{AUX})$$

**(b) For gas and liquid fuel based stations:**

$$\text{ECR} = \text{SHR} \times \text{LPPF} \times 100 / \{(\text{CVPF}) \times (100 - \text{AUX})\}$$

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 less 85 Kcal/Kg on account of variation during storage at generating station;

(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;

SHR = Gross station heat rate, in kCal per kWh;

LC = Normative limestone consumption in kg per kWh;

LPL = Weighted average landed cost of limestone in Rupees per kg;

LPPF = Weighted average landed fuel cost 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 fuel cost 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 Fuel Cost of Secondary Fuel in Rs./ml during the month:

Provided that energy charge rate for a gas or liquid fuel based station shall be adjusted for open cycle operation based on certification of Member Secretary of respective Regional Power Committee during the month.

(3) 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 alternative source of fuel shall not exceed 30% of base price of fuel computed as per clause (5) of this Regulation:

Provided also that where the energy charge rate based on weighted average price of fuel upon use of alternative source of fuel supply exceeds 30% of base energy charge rate as approved by the Commission for that year or exceeds 20% of energy charge rate for the previous month, whichever is lower shall be considered and in that event, prior consultation with beneficiary shall be made at least three days in advance.

(4) Where biomass fuel is used for blending with coal, the landed cost of biomass fuel shall be worked out based on the delivered cost of biomass at the unloading point of the generating station, inclusive of taxes and duties as applicable. The energy charge rate of the blended fuel shall be worked out considering consumption of biomass based on blending ratio as specified by Authority or actual consumption of biomass, whichever is lower.

(5) The Commission through 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 rate so approved shall be the base energy charge rate for the first year 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 by escalation rates for payment purposes as notified by the Commission from time to time under competitive bidding guidelines.

(6) The tariff structure as provided in this Regulation 42 and Regulation 43 of these regulations 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 energy consumption (AUX) and energy charge rate (ECR) for such stations.

#### 44. 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:

$$\text{AFC} \times 0.5 \times \text{NDM} / \text{NDY} \times (\text{PAFM} / \text{NAPAF}) \text{ (in Rupees)}$$

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:

$$\text{PAFM} = \frac{10000 \times \sum_{i=1}^N \text{DC}_i}{\{ N \times \text{IC} \times (100 - \text{AUX}) \}} \%$$

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-bus basis, at the computed energy charge rate. Total energy charge payable to the generating company for a month shall be:

$$\text{Energy Charges} = (\text{Energy charge rate in Rs. / kWh}) \times \{ \text{Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh} \} \times (100 - \text{FEHS}) / 100$$

(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) of this Regulation:

$$\text{ECR} = \text{AFC} \times 0.5 \times 10 / \{ \text{DE} \times (100 - \text{AUX}) \times (100 - \text{FEHS}) \}$$

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 mentioned in Note 3 under Regulation 55 of these regulations.

(6) In case the saleable scheduled energy (ex-bus) of a hydro generating station during a year is less than the saleable design energy (ex-bus) for reasons beyond the control of the generating station, the treatment shall be as per clause (7) of this Regulation, on an application filed by the generating company.

(7) Shortfall in energy charges in comparison to fifty percent of the annual fixed cost shall be allowed to be recovered in six equal monthly installments:

Provided that in case actual generation from a hydro generating station is less than the design energy for a continuous period of four years on account of hydrology factor, the generating station shall approach the Central Electricity Authority with relevant hydrology data for revision of design energy of the station.

(8) Any shortfall in the energy charges on account of saleable scheduled energy (ex-bus) being less than the saleable design energy (ex-bus) during the tariff period 2014-19 which was beyond the control of the generating station and which could not be recovered during the said tariff period shall be recovered in accordance with clause (7) of this Regulation.

(9) In case the energy charge rate (ECR) for a hydro generating station, computed as per clause (5) of this Regulation exceeds one hundred and twenty paise per kWh, and the actual saleable energy in a year exceeds  $\{ \text{DE} \times (100 - \text{AUX}) \times (100 - \text{FEHS}) / 10000 \}$  MWh, the energy charge for the energy in excess of the above shall be billed at one hundred and twenty paise per kWh only.

(10) 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 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.

#### **45. Computation and Payment of Capacity Charge and Energy Charge for 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:

$(\text{AFC} \times \text{NDM} / \text{NDY})$  (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:

$= 0.20 \times \{\text{Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh} - (\text{Design Energy for the month (DEm)} + 75\% \text{ of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir of the month})\} \times (100 - \text{FEHS}) / 100.$

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 mentioned in Note 3 under Regulation 55 of these regulations, 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.

#### 46. Computation and Payment of Transmission Charge for Inter-State Transmission System and Communication 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 clause (2) of this Regulation.

(2) The Transmission charge (inclusive of incentive) payable for a calendar month for transmission system or part shall be computed for each region separately for AC and DC system as under:

##### For AC system:

a) For TAFM  $n \leq 98.00\%$

$$AFC \times (NDM_n / NDY) \times (TAFM_n / 98.00\%)$$

b) For TAFMn:  $98.00\% < TAFM_n < 98.50\%$

$$AFC \times (NDM_n / NDY) \times (1)$$

c) For TAFMn:  $98.50\% < TAFM_n \leq 99.75\%$

$$AFC \times (NDM_n / NDY) \times (TAFM_n / 98.50\%)$$

d) For TAFMn  $\geq 99.75\%$

$$AFC \times (NDM_n / NDY) \times (99.75\% / 98.50\%)$$

Where,

AFC = Annual Fixed Cost specified for the year in Rupees

NDMn = Number of days in nth month

NDY = Number of days in the year

TAFMn = Transmission System availability factor for the nth month, in percent computed in accordance with Appendix II.

##### For HVDC bi-pole links and HVDC back-to-back Stations:

$$TC_1 = AFC \times (NDM_1 / NDY) \times (TAFM_1 / NATAF)$$

$$TC_2 = AFC \times (NDM_2 / NDY) \times (TAFM_2 / NATAF) - TC_1$$

$$TC_3 = AFC \times (NDM_3 / NDY) \times (TAFM_3 / NATAF) - (TC_1 + TC_2)$$

$$TC_4 = AFC \times (NDM_4 / NDY) \times (TAFM_4 / NATAF) - (TC_1 + TC_2 + TC_3)$$

....

$$TC_{11} = AFC \times (NDM_{11} / NDY) \times (TAFM_{11} / NATAF) - (TC_1 + TC_2 + \dots + TC_{10})$$

$$TC_{12} = AFC \times (TAFY / NATAF) - (TC_1 + TC_2 + \dots + TC_{11});$$

If,

(i) TAFM:  $95.00\% < TAFM < 97.50\%$ , then TAFM=NATAF;

(ii) TAFM:  $97.50\% \leq TAFM \leq 99.75\%$ , then NATAF=97.50%; and

(iii) For TAFM  $\geq 99.75\%$ , then TAFM=99.75% and NATAF= 97.50%.

Where,

TCn = Transmission charges inclusive of incentive up to the nth month

AFC = Annual fixed cost specified for the year in rupees

NATAF = Normative Annual Transmission Availability Factor in percentage

NDMn = No of days upto the end of nth month of the financial year

- NDY = No. of days in the year
- TAFM<sub>n</sub> = Transmission availability factor upto the end of the nth month of the year  
in percentage computed in accordance with Appendix –II
- TAFY = Transmission availability factor in percent for the year.

(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 customers. The charges of the communication system shall be a part of the transmission charges and shall be shared by the long term customers.

**47. Deviation Charges:** (1) Variations between actual net injection and scheduled net injection for the generating stations, and variations between actual net drawl and scheduled net drawl 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.

(2) Actual net deviation of every Generating Station and Beneficiary 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 - 12

### NORMS OF OPERATION

**48. Recovery of Tariff and Incentive:** (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 Regulation 49 to Regulation 52 of these regulations.

(2) The Commission may on its own revise the norms of Station Heat Rate specified in Regulation 49 (C) of these regulations in respect of any of the generating stations for which relaxed norms have been specified.

#### Norms of operation for thermal generating station

**49.** The norms of operation as given hereunder shall apply to thermal generating stations:

**(A) Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF)**

- (a) For all thermal generating stations, except those covered under clauses (b), (c), (d), & (e) - 85% ;
- (b) For following Lignite-fired Thermal generating stations of NLC India Ltd:

TPS-I	72%
-------	-----

- (c) For following Thermal Generating Stations of DVC:

Bokaro TPS	75%
Chandrapura TPS	75%
Durgapur TPS	74%

- (d) For following Gas based Thermal Generating Stations of NEEPCO:

Assam GPS	72%
-----------	-----

- (e) For Lignite fired Generating Stations using Circulatory Fluidized Bed Combustion (CFBC) Technology and Generating stations based on coal rejects:

1. First Three years from the date of commercial operation – 75%
2. For next year after completion of three years of the date of commercial operation – 80%

**(B) Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) for Incentive:**

- (a) For all thermal generating stations, except those covered under clauses (b), (c) - 85% ;

- (b) For following Lignite-fired Thermal generating stations of NLC India Ltd:

TPS -I	75%
--------	-----

- (c) For 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 Stations**

- (i) For 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)
2,430kCal/kWh	2,390kCal/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.

**Note 3**

The normative gross station heat rate above is exclusive of the compensation specified in Regulation 6.3 B of the Grid Code. The generating company shall, based on unit loading factor, consider the compensation in addition to the normative gross heat rate above.

**Note 4**

The gross station heat rate for the unit capacity of less than 200 MW sets, shall be dealt on case to case basis.

- (ii) For following Thermal generating stations of NTPC Ltd:

Talcher TPS	2,830 kCal/kWh
Tanda TPS	2,750 kCal/kWh

- (iii) For Thermal Generating Stations of Damodar Valley Corporation (DVC):

Bokaro TPS	2,700 kCal/kWh
Chandrapura TPS (Unit 3)	3,000 kCal/kWh
Durgapur TPS	2,750 kCal/kWh

- (iv) For Lignite-fired Thermal Generating Stations: For lignite-fired thermal generating stations, except for TPS-I and TPS-II (Stage I & II) of NLC India 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

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 NLC India Ltd:

TPS-I	:	4,000 kCal/kWh
TPS-II	:	2,890 kCal/kWh
TPS- I (Expansion)	:	2,720 kCal/kWh

- (vi) Open Cycle Gas Turbine/Combined Cycle Generating Stations: For the following gas based thermal generating stations:

Name of generating station	Combined cycle (kCal/kWh)	Open Cycle (kCal/kWh)
Gandhar GPS	2,040	2,960
Kawas GPS	2,050	3,010
Anta GPS	2,075	3,010
Dadri GPS	2,000	3,010
Auraiya GPS	2,100	3,045
Faridabad GPS	1,975	2,900
Kayamkulam GPS	2,000	2,900
Assam GPS	2,600	3,578
Agartala GPS	2,600	3,578
Ratnagiri	1,820	2,641

**(b) Thermal Generating Stations achieving COD on or after 1.4.2009:**

- (i) For Coal-based and lignite-fired Thermal Generating Stations:

1.05 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 percent make up, design coal and design cooling water temperature/back pressure.

Provided that the design heat rate shall not exceed the following maximum design unit heat rates depending upon the pressure and temperature ratings of the units:

Pressure Rating (Kg/cm <sup>2</sup> )	150	170	170
SHT/RHT (°C)	535/535	537/537	537/565
Type of BFP	Electrical Driven	Turbine Driven	Turbine Driven
Max Turbine Heat Rate (kCal/kWh)	1955	1950	1935
<b>Min. Boiler Efficiency</b>			
Sub-Bituminous Indian Coal	0.86	0.86	0.86
Bituminous Imported Coal	0.89	0.89	0.89
<b>Max. Design Heat Rate (kCal/kWh)</b>			
Sub-Bituminous Indian Coal	2273	2267	2250
Bituminous Imported Coal	2197	2191	2174

Pressure Rating (Kg/cm <sup>2</sup> )	247	247	270	270
SHT/RHT (°C)	537/565	565/593	593/593	600/ 600
Type of BFP	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven
Max Turbine Heat Rate (kCal/kWh)	1900	1850	1810	1800
<b>Min. Boiler Efficiency</b>				
Sub-Bituminous Indian Coal	0.86	0.86	0.865	0.865
Bituminous Imported Coal	0.89	0.89	0.895	0.895
<b>Max. Design Heat Rate (kCal/kWh)</b>				
Sub-Bituminous Indian Coal	2222	2151	2105	2081
Bituminous Imported Coal	2135	2078	2034	2022

Provided further that in case pressure and temperature parameters of a unit are different from above ratings, the maximum design heat rate of the unit of the nearest class shall be taken:

Provided also that where heat rate of the unit has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler efficiency are guaranteed separately by the same supplier or different suppliers, the design heat rate of the unit shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency:

Provided also that where the boiler efficiency is lower than 86% for Sub-bituminous Indian coal and 89% for bituminous imported coal, the same shall be considered as 86% and 89% for Sub-bituminous Indian coal and bituminous imported coal respectively, 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 in case of coal based generating station if one or more generating units were declared under commercial operation prior to 1.4.2019, the heat rate norms for those generating units as well as generating units declared under commercial operation on or after 1.4.2019 shall be lowest of the heat rate norms considered by the Commission during tariff period 2014-19 or those arrived at by above methodology or the norms as per the sub-clause (C)(a)(i) of this Regulation:

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 shall approve the Station Heat Rate on case to case basis.

Note: In respect of generating units where the boiler feed pumps are electrically operated, the maximum design heat rate of the unit shall be 40 kCal/kWh lower than the maximum design heat rate of the unit specified above with turbine driven Boiler Feed Pump.

**(c) For Gas-based/ Liquid-based Thermal Generating Unit(s)/ Block(s) having COD on or after 1.4.2009:**

For Natural Gas = 1.050 X Design Heat Rate of the unit/block (kCal/kWh)

For RLNG = 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.

**(D) Secondary Fuel Oil Consumption:**

(a) For Coal-based generating stations other than at (c) below: 0.50 ml/kWh

- (b) (i) For Lignite-fired generating stations except TPS-I: 1.0 ml/kWh  
(ii) For TPS-I: 1.5 ml/kWh
- (c) For Coal-based generating stations of DVC:

Bokaro TPS	1.5 ml/kWh
Chandrapur TPS	1.5 ml/kWh
Durgapur TPS	2.4 ml/kWh

- (d) For Generating Stations based on Coal Rejects: 2.0 ml/kWh

**(E) Auxiliary Energy Consumption:**

- (a) For Coal-based generating stations except at (b) below:

S. No.	Generating Station	With Natural Draft cooling tower or without cooling tower
(i)	200 MW series	8.50%
(ii)	300 MW and above	
	Steam driven boiler feed pumps	5.75%
	Electrically driven boiler feed pumps	8.00%

Provided that for thermal generating stations with induced draft cooling towers and where tube type coal mill is used, the norms shall be further increased by 0.5% and 0.8% respectively:

Provided further that Additional Auxiliary Energy Consumption as follows shall 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	1.0%
Indirect cooling system employing jet condensers with pressure recovery turbine and natural draft tower	0.5%

**Note:** The auxiliary energy consumption for the unit capacity of less than 200 MW sets shall be dealt on case to case basis.

- (b) For other Coal-based generating stations:

(i)	Talcher Thermal Power Station	10.50%
(ii)	Tanda Thermal Power Station	11.50%
(iii)	Bokaro Thermal Power Station	10.25%
(iv)	Chandrapur Thermal Power Station	9.50%
(v)	Durgapur Thermal Power Station	10.50%

- (c) For Gas Turbine /Combined Cycle generating stations:

(i)	Combined Cycle	:	2.75%
(ii)	Open Cycle	:	1.00%

Provided that where the gas based generating station is using electric motor driven Gas Booster Compressor, the Auxiliary Energy Consumption in case of Combine Cycle mode shall be 3.30% (including impact of air-cooled condensers for Steam Turbine Generators):



Provided further that an additional Auxiliary Energy Consumption of 0.35% shall be allowed for Combine Cycle Generating Stations having direct cooling air cooled condensers with mechanical draft fans.

(d) For Lignite-fired thermal generating stations:

(i) For 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) For Barsingsar Generating station of NLC using CFBC technology: 12.50%

(iii) For TPS-I, TPS-I (Expansion) and TPS-II Stage-I&II of NLC India Ltd.:

TPS-I	12.00%
TPS-II	10.00%
TPS-I (Expansion)	8.50%

(iv) Limestone consumption for lignite-based generating station using CFBC technology:

Barsingsar : 0.056 kg/kWh

TPS-II (Expansion) : 0.046 kg/kWh

(e) For Generating Stations based on coal rejects: 10%

**50. Norms of Operation for Hydro Generating Stations:** The norms of operation as given hereunder shall apply to hydro generating station:

**(A) Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF):** (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%.

Run-of-river generating stations: 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>THDC</b>			
THDC Stage I	Storage	4x250	80
KHEP	Storage	4x100	68
<b>NHPC</b>			

Station	Type of Plant	Plant Capacity No. of Units x MW	NAPAF (%)
Bairasul	Pondage	3x60	90
Loktak	Pondage	3x35	88
Salal	ROR	6x115	64
Tanakpur	ROR	3x31.4	59
Chamera-I	Pondage	3x180	90
Uri I	ROR	4x120	74
Rangit	Pondage	3x20	90
Chamera-II	Pondage	3x100	90
Dhauliganga	Pondage	4x70	78
Dulhasti	Pondage	3x130	90
Teesta-V	Pondage	3x170	87
Sewa-II	Pondage	3x40	89
TLDP III	Pondage	4x33	77
Chamera III	Pondage	3x77	87
Chutak	ROR	4x11	48
Nimmo Bazgo	Pondage	3x15	70
Uri II	ROR	4x60	70
Parbati III	Pondage	4x130	43
<b>NHDC</b>			
Indira Sagar	Storage	8x125	87
Omkareshwar	Pondage	8x65	90
<b>NEEPCO</b>			
Kopili I	Storage	4x50	69
Khandong	Storage	2x25	67
Kopili II	Storage	1x25	69
Doyang	Storage	3x25	70
Ranganadi	Pondage	3x135	88
<b>NTPC</b>			
Koldam	Storage	4x200	90
<b>SJVNL</b>			
Nathpa Jhakri	ROR	6x250	90
Rampur	ROR	6x68.67	85
<b>DVC</b>			
Panchet	Storage	2x40	80
Tilaya	Storage	2x2	80
Maithon	Storage	3x20	80
Teesta III	Pondage	6x200	85

(B) 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 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.

**(C) Auxiliary Energy Consumption (AEC):**

Type of Station	AEC	
	Installed Capacity above 200 MW	Installed Capacity upto 200 MW
<b>Surface</b>		
Rotating Excitation	0.7%	0.7%
Static	1.0%	1.2%
<b>Underground</b>		
Rotating Excitation	0.9%	0.9%
Static	1.2%	1.3%

**Norms of operation for transmission system**

**51. Normative Annual Transmission System Availability Factor (NATAF):**

(a) For recovery of Annual Fixed Cost, NATAF shall be as under:

- (1) AC system: 98.00%;
- (2) HVDC bi-pole links 95.00% and HVDC back-to-back stations: 95.00%:

Provided that the normative annual transmission availability factor of the HVDC bi-pole links shall be 85% for first twelve months from the date of commercial operation.

(b) For Incentive, NATAF shall be as under:

- (1) AC system: 98.50%;
- (2) HVDC bi-pole links and HVDC back-to-back Stations: 97.50%:

Provided that no Incentive shall be payable for availability beyond 99.75%:

Provided further that for AC system, actual outage hours shall be considered for computation of availability upto two trippings per year. After two trippings in a year, for every tripping, additional 12 hours outage shall be considered in addition to the actual outage hours:

Provided also that in case of outage of a transmission element affecting evacuation of power from a generating station, outage hours shall be multiplied by a factor of 2.

**52. Auxiliary Energy Consumption in the Sub-station**

(1) 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.

(2) 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 - 13****SCHEDULING, ACCOUNTING AND BILLING**

**53. Scheduling:** The methodology for scheduling and dispatch for the generating station shall be as specified in the Grid Code.

**54. Metering and Accounting:** For metering and accounting, the provisions of the Grid Code shall be applicable.

**55. Billing and Payment of charges:** (1) Bills shall be raised for capacity charge and energy charge by the generating company and for transmission charge by the transmission licensee on monthly basis in accordance with these regulations, and payments shall be made by the beneficiaries or the long term customers directly to the generating company or the transmission licensee, as the case may be:

Provided that the physical copy of the Bill in Original at the office of the Authorised Person of the beneficiary or long term customer, as the case may be, or the scanned copy of Original Bill through official email ID of the Authorised Signatory of the Generating Company or the Transmission Licensee, as the case may be, shall be recognized as valid mode of presentation of Bill:

Provided further that Authorized Signatory or Signatories (official designation only) shall be notified in advance by the Managing Director or Chief Executive Officer of the Company and any change in the list of Authorised Signatory for the purpose, shall be communicated in the same manner.

(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 or 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 or 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 or outside the region for such transfers, the shares of the beneficiaries may be 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 project affected family for a period of 10 years from the date of commercial operation.

**56. Recovery of Statutory Charges:** The generating company shall recover the statutory charges imposed by the State and Central Government such as electricity duty, water cess by considering normative parameters specified in these regulations. In case of the electricity duty is applied on the auxiliary energy consumption, such amount of electricity duty shall apply on normative auxiliary energy consumption of the generating station (excluding colony consumption) and apportioned to each of the beneficiaries in proportion to their schedule dispatch during the month.

**57. Sharing of Transmission Charges:** (1) The sharing of transmission charges shall be governed by the Sharing Regulations.

(2) The charges determined under these regulations in relation to communication system forming part of transmission system shall be shared by the beneficiaries or long term customers in accordance with the Sharing Regulations:

Provided that charges determined under these regulations in relation to communication system other than that of central portion shall be shared by the beneficiaries in proportion to the capital cost belonging to respective beneficiaries.

**58. Rebate.** (1) For payment of bills of the generating company and the transmission licensee through letter of credit on presentation or through National Electronic Fund Transfer (NEFT) or Real Time Gross Settlement (RTGS) payment mode within a period of 5 days of presentation of bills by the generating company or the transmission licensee, a rebate of 1.50% shall be allowed.

**Explanation:** In case of computation of '5 days', the number of days shall be counted consecutively without considering any holiday. However, in case the last day or 5<sup>th</sup> day is official holiday, the 5<sup>th</sup> day for the purpose of Rebate shall be construed as the immediate succeeding working day (as per the official State Government's calendar, where the Office of the Authorised Signatory or Representative of the Beneficiary, for the purpose of receipt or acknowledgement of Bill is situated).

(2) Where payments are made on any day after 5 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.

**59. Late payment surcharge:** In case the payment of any bill for charges payable under these regulations is delayed by a beneficiary or long term customers as the case may be, beyond a period of 45 days from the date of presentation of bills, 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 – 14

### SHARING OF BENEFITS

**60. Sharing of gains due to variation in norms:** (1) The generating company or the transmission licensee shall work out gains based on the actual performance of applicable Controllable parameters as under:

- i) Station Heat Rate;
- ii) Secondary Fuel Oil Consumption; and
- iii) Auxiliary Energy Consumption.

(2) The financial gains by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, on account of controllable parameters shall be shared between generating company or transmission licensee and the beneficiaries or long term customers, as the case may be on annual basis. The financial gains computed as per the following formulae in case of generating station other than hydro generating stations on account of operational parameters as shown in Clause (1) of this Regulation shall be shared in the ratio of 50:50 between the generating stations and beneficiaries.

$$\text{Net Gain} = (\text{ECR}_N - \text{ECR}_A) \times \text{Scheduled Generation}$$

Where,

$$\text{ECR}_N = \text{Normative Energy Charge Rate computed on the basis of norms specified for Station Heat Rate,}$$

Auxiliary Energy Consumption and Secondary Fuel Oil consumption.

$ECR_A =$  Actual Energy Charge Rate computed on the basis of actual Station Heat Rate, Auxiliary Energy Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption for the month.

Provided that in case of hydro generating stations, the net gain on account of Actual Auxiliary Energy Consumption being less than the Normative Auxiliary Energy Consumption, shall be computed as per following formulae provided the saleable scheduled generation is more than the saleable design energy and shall be shared in the ratio of 50:50 between generating station and beneficiaries.:

- (i) When saleable scheduled generation is more than saleable design energy on the basis of normative auxiliary energy consumption and less than or equal to saleable design energy on the basis of actual auxiliary energy consumption:

$$\text{Net gain (Million Rupees)} = [(\text{Saleable Scheduled generation in MUs}) - (\text{Saleable Design energy on the basis of normative auxiliary energy consumption in MUs})] \times [1.20 \text{ or ECR, whichever is lower}]$$

- (ii) When saleable scheduled generation is more than saleable design energy on the basis of actual auxiliary energy consumption:

$$\text{Net gain (Million Rupees)} = \{ \text{Saleable Scheduled generation in MUs} - [(\text{Saleable Scheduled Generation in MUs} \times (100 - \text{normative AEC in } \%) / (100 - \text{actual AEC in } \%))] \} \times [1.20 \text{ or ECR, whichever is lower}]$$

**61. Sharing of saving in interest due to re-financing or restructuring of loan :**(1) If re-financing or restructuring of loan by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, results in net savings on interest after accounting for cost associated with such refinancing or restructuring, the same shall be shared between the beneficiaries and the generating company or the transmission licensee, as the case may be, in the ratio of 50:50.

(2) 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 for settlement of the dispute:

Provided that the beneficiaries or the long term customers shall not withhold any payment on account of the interest claimed by the generating company or the transmission licensee during the pendency of any dispute arising out of re-financing of loan.

**62. Sharing of Non-Tariff Income:** The non-tariff net income in case of generating station and transmission system from rent of land or buildings, sale of scrap and advertisements shall be shared between the beneficiaries or the long term customers and the generating company or the transmission licensee, as the case may be, in the ratio 50:50.

**63. Sharing of Clean Development Mechanism Benefits:** The proceeds of carbon credit from approved emission reduction projects under Clean Development Mechanism shall be shared in the following manner:-

- (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%, where after the proceeds shall be shared in equal proportion, by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, and the beneficiaries.

**64. Sharing of income from other business of transmission licensee:** The income from other business of transmission licensee shall be shared with the long term customer in the manner as specified in the Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of revenue derived from utilization of transmission assets for other business) Regulations, 2007.

## CHAPTER 15

### MISCELLANEOUS PROVISIONS

**65. Operational Norms to be ceiling norms:** Operational 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 customers 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.

**66. Deviation from ceiling tariff:** (1) The tariff determined in these regulations shall be a ceiling tariff. The generating company or the transmission licensee and the beneficiaries or the long-term customer, as the case may be, may mutually agree to charge a lower tariff.

(2) The generating company or the transmission licensee, may opt to charge a lower tariff for a period not exceeding the validity of these regulations on agreeing to deviation from operational parameters, reduction in operation and maintenance expenses, reduced return on equity and incentive specified in these regulations.

(3) If the generating company or the transmission licensee opts to charge a lower tariff for a period not exceeding the validity of these regulations on account of lower depreciation based on the requirement of repayment in such case the unrecovered depreciation on account of reduction of depreciation by the generating company or the transmission licensee during useful life shall be allowed to be recovered after the useful life in these regulations.

(4) The deviation from the ceiling tariff specified by the Commission, shall come into effect from the date agreed to by the generating company or the transmission licensee and the beneficiaries or the long-term customer, as the case may be.

(5) The generating company and the beneficiaries of a generating station or the transmission licensee and the long term customer of transmission system shall be required to approach the Commission for charging lower tariff in accordance with clauses (1) to (3) above. The details of the accounts and the tariff actually charged under clauses (1) to (3) shall be submitted at the time of true up.

**67. Deferred Tax liability with respect to previous tariff period:** Deferred tax liabilities for the period upto 31<sup>st</sup> March, 2009 whenever they materialise shall be recoverable directly by the generating companies or transmission licensees from the then beneficiaries or long term customers, as the case may be. Deferred tax liabilities for the period arising from 1.4.2009 to 31.3.2014 if any, shall not be recoverable from the beneficiaries or the long term customers, as the case may be.

**68. Hedging of 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 and repayment of foreign currency loan taken for the generating station or the transmission system, in part or in full at their discretion.

(2) If the petitioner enters into hedging arrangement(s) based on its approved hedging policy, the petitioner shall communicate to the beneficiaries concerned, of entering into such arrangement(s) within thirty days.

(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.

**69. Recovery of cost of hedging or Foreign Exchange Rate Variation (FERV):** (1) 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.

(2) 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 customers, 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 customers, 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.

**70. 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 customers, 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 customers 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.
- (3) 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.
- (4) 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.
- (5) 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.
- (6) 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.

**71. Special Provisions relating to NLC India Limited:** The tariff of the existing generating stations of NLC India Ltd, namely, TPS-I and TPS-II (Stage I & II) and TPS-I (Expansion), whose tariff for the tariff periods 2004-09, 2009-14 and 2014-19 has been determined by following the Net Fixed Assets approach, shall continue to be determined by adopting Net Fixed Assets approach.

**72. 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.

**73. Special Provisions relating to BBMB and SSP:** The tariff of generating station and the transmission system of Bhakra Beas Management Board (BBMB) and Sardar Sarovar Project (SSP) shall be determined after taking into consideration, the provisions of the Punjab Reorganization Act, 1996 and Narmada Water Scheme, 1980 under Section 6-A of the Inter-State Water Disputes Act, 1956, respectively.

**74. Special Provisions Relating to Certain Inter-State Generation Projects:** The tariff of generating station and the transmission system of Indira Sagar generation project and such other inter-state generation projects shall be determined on case to case basis.

**75. Transmission Majoration Factor:** Transmission Majoration Factor admissible for the transmission projects executed through JV route in terms of Regulation 4.10A of the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2001 shall be available for a period of 25 years from the date of issue of the transmission licence.

**76. 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.



**77. 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.

SANOJ KUMAR JHA Secy.

[ADVT-III/4/Exty./29/19]

**Appendix I**  
**Depreciation Schedule**

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Value=10%) SLM
<b>A</b>	<b>Land under full ownership</b>	0.00%
<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.	Plant & 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 Kutcha 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%
(iii)	Fibre Optic	6.33%
p.	I. T Equipment including software	15.00%
q.	Any other assets not covered above	5.28%

**Note:** Where life of the particular asset is less than useful life of the project, the useful life of such particular asset shall be considered as per the provisions of the Companies Act, 2013 and subsequent amendment thereto.

## Appendix-II

### Procedure for Calculation of Transmission System

#### Availability Factor for a Month

1. Transmission system availability factor for n<sup>th</sup> calendar month ("TAFPn") shall be calculated by the respective transmission licensee, got verified by the concerned Regional Load Dispatch Centre (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. In case of AC system, transmission System Availability shall be calculated separately for each Regional Transmission System and inter-regional transmission system. In case of HVDC system, transmission System Availability shall be calculated on consolidate basis for all inter-state HVDC system.

2. Transmission system availability factor for n<sup>th</sup> calendar month ("TAFPn") shall be calculated by consider following:

- 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;
- iv) **Bus Reactors or Switchable line reactors:** Each Bus Reactors or 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;

- vii) **Static Synchronous Compensation (“STATCOM”)**: Each STATCOM shall be considered as separate element.

3. The Availability of AC and HVDC portion of Transmission system shall be calculated by considering each category of transmission elements as under:

**TAFMn (in %) for AC system:**

$$= \frac{(o \times AV_o) + (p \times AV_p) + (q \times AV_q) + (r \times AV_r) + (u \times AV_u)}{(o + p + q + r + u)} \times 100$$

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  
 u = Total number of STATCOM.  
 AV<sub>u</sub> = Availability of u number of STATCOMs

**TAFMn (in %) for HVDC System:**

$$= \frac{\sum_{x=1}^x C_{xpb}(\text{act}) \times AV_{xpb} + \sum_{y=1}^y C_{ybtb}(\text{act}) \times AV_{ybtb}}{\sum_{x=1}^x C_{xpb} + \sum_{y=1}^y C_{ybtb}} \times 100$$

Where

- C<sub>xpb</sub>(act) = Total actual operated capacity of x<sup>th</sup> HVDC pole  
 C<sub>xpb</sub> = Total rated capacity of x<sup>th</sup> HVDC pole  
 AV<sub>xpb</sub> = Availability of x<sup>th</sup> HVDC pole  
 C<sub>ybtb</sub>(act) = Total actual operated capacity of y<sup>th</sup> HVDC back-to-back station block  
 C<sub>ybtb</sub> = Total rated capacity of y<sup>th</sup> HVDC back-to-back station block  
 AV<sub>ybtb</sub> = Availability of y<sup>th</sup> HVDC back-to-back station block

s	=	Total no of HVDC poles
t	=	Total no of HVDC Back to Back blocks

3. 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-III**. The weightage factor for each category of transmission elements shall be considered as under:

- (a) For each circuit of AC line – Number of sub-conductors in the line multiplied by ckt-km;
- (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; and
- (g) For STATCOM – Total rated MVAR Capacity.

4. The transmission elements under outage due to following reasons shall be deemed to be available:

- i. Shut down availed for maintenance of another transmission scheme or construction of new element or renovation/upgradation/additional capitalization in existing system approved by the Commission. 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. In case of dispute regarding deemed availability, the matter may be referred to Chairperson, CEA within 30 days.
- ii. Switching off of a transmission line to restrict over voltage and manual tripping of switched reactors as per the directions of concerned RLDC.

5. For the following contingencies, outage period of transmission elements, as certified by the Member Secretary, RPC, shall be excluded from the total time of the element under period of consideration for the following contingencies:

- i) Outage of elements due to acts of God and force majeure events beyond the control of the transmission licensee. However, whether the same outage is due to force majeure (not design failure) will be verified by the Member Secretary, RPC. A reasonable restoration time for the element shall be considered by Member Secretary, RPC and any additional time taken by the transmission licensee for restoration of the element beyond the reasonable time shall be treated as outage time attributable to the transmission licensee. Member Secretary, RPC may consult the transmission licensee or any expert for estimation of reasonable restoration time. Circuits restored through ERS (Emergency Restoration System) shall be considered as available;
- ii) Outage caused by grid incident/disturbance not attributable to the transmission licensee, e.g. faults in substation or bays owned by other agency causing outage of the transmission licensee's elements, and tripping of lines, ICTs, HVDC, etc. due to grid disturbance. However, if the element is not restored on receipt of direction from RLDC while normalizing the system following grid incident/disturbance within reasonable time, the element will be considered not available for the period of outage after issuance of RLDC's direction for restoration;

Provided that in case of any disagreement with the transmission licensee regarding reason for outage, same may be referred to Chairperson, CEA within 30 days. The above need to be resolved within two months:

Provided further that where there is a difficulty or delay beyond sixty days, from the incidence in finalizing the recommendation, the Member Secretary of concerned RPC shall allow the outage hours on provisional basis till the final view.

6. Time frame for certification of transmission system availability: (1) Following schedule shall be followed for certification of availability by Member Secretary of concerned RPC:

- Submission of outage data by Transmission Licensees to RLDC/ constituents – By 5<sup>th</sup> of the following month;
- Review of the outage data by RLDC / constituents and forward the same to respective RPC – by 20<sup>th</sup> of the month;
- Issue of availability certificate by respective RPC – by 3<sup>rd</sup> of the next month.

### Appendix-III

#### FORMULAE FOR CALCULATION OF AVAILABILITY OF EACH CATEGORY OF TRANSMISSION ELEMENTS

##### For AC transmission system

$$AV_o(\text{Availability of } o \text{ no. of AC lines}) = \frac{\sum_{i=1}^o W_i(T_i - TNA_i)/T_i}{\sum_{i=1}^o W_i}$$

$$AV_q(\text{Availability of } q \text{ no. of ICTs}) = \frac{\sum_{k=1}^q W_k(T_k - TNA_k)/T_k}{\sum_{k=1}^q W_k}$$

$$AV_r(\text{Availability of } r \text{ no. of SVCs}) = \frac{\sum_{l=1}^r W_l(T_l - TNA_l)/T_l}{\sum_{l=1}^r W_l}$$

$$AV_p(\text{Availability of } p \text{ no. of Switched Bus reactors}) = \frac{\sum_{m=1}^p W_m(T_m - TNA_m)/T_m}{\sum_{m=1}^p W_m}$$

$$AV_u(\text{Availability of } u \text{ no. of STATCOMs}) = \frac{\sum_{n=1}^u W_n(T_n - TNA_n)/T_n}{\sum_{n=1}^u W_n}$$

$$AV_{x_{bp}}(\text{Availability of an individual HVDC pole}) = \frac{(T_x - TNA_x)}{T_x}$$

$AV_{y_{btb}}$  (Availability of an individual HVDC

Back-to-back Blocks) 
$$= \frac{(T_y - TNA_y)}{T_y}$$

##### For HVDC transmission system

For the new HVDC commissioned but not completed twelve months;

For first 12 months:  $[(AV_{x_{bp}} \text{ or } AV_{y_{btb}}) \times 95\%/85\%]$ , subject to ceiling of 95%.

Where,

$o$  = Total number of AC lines;

$AV_o$	=	Availability of o number of AC lines;
$p$	=	Total number of bus reactors/switchable line reactors;
$AV_p$	=	Availability of p number of bus reactors/switchable line reactors;
$q$	=	Total number of ICTs;
$AV_q$	=	Availability of q number of ICTs;
$r$	=	Total number of SVCs;
$AV_r$	=	Availability of r number of SVCs;
$U$	=	Total number of STATCOM;
$AV_u$	=	Availability of u number of STATCOMs;
$W_i$	=	Weightage factor for $i$ th transmission line;
$W_k$	=	Weightage factor for $k$ th ICT;
$W_l$	=	Weightage factors for inductive & capacitive operation of $l$ th SVC;
$W_m$	=	Weightage factor for $m$ th bus reactor;
$W_n$	=	Weightage factor for $n$ th STATCOM.
$T_i, T_k, T_l, -$		The total hours of $i$ th AC line, $k$ th ICT, $l$ th SVC, $m$ th Switched Bus Reactor
$T_m, T_n, T_x, T_y$		& $n$ th STATCOM, $x$ th HVDC pole, $y$ th HVDC back-to-back blocks during the period under consideration (excluding time period for outages not attributable to transmission licensee for reasons given in Para 5 of the procedure)
$T_{NA}^i, T_{NA}^k -$ $T_{NA}^y$		The non-availability hours (excluding the time period for outages not attributable to transmission licensee taken as deemed availability as $T_{NA}^l, T_{NA}^m, T_{NA}^n, T_{NA}^x$ , per Para 5 of the procedure) for $i$ th AC line, $k$ th ICT, $l$ th SVC, $m$ th Switched Bus Reactor, $n$ th STATCOM, $x$ th HVDC pole and $y$ th HVDC back-to-back block .

**TARIFF FILING FORMS (THERMAL)****FOR DETERMINATION OF TARIFF****Main Tariff Form****PART-I****Annexure-I**



**Checklist of Main Tariff Forms and other information for tariff filing for  
Thermal Stations**

<b>Form No.</b>	<b>Title of Tariff Filing Forms (Thermal)</b>	<b>Tick</b>
<b>FORM- 1</b>	Summary of Tariff	
<b>FORM -1 (I)</b>	Statement showing claimed capital cost	
<b>FORM -1 (II)</b>	Statement showing Return on Equity	
<b>FORM-2</b>	Plant Characteristics	
<b>FORM-3</b>	Normative parameters considered for tariff computations	
<b>FORM- 4</b>	Details of Foreign loans	
<b>FORM- 4A</b>	Details of Foreign Equity	
<b>FORM-5</b>	Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects	
<b>FORM- 6</b>	Financial Package upto COD	
<b>FORM- 7</b>	Details of Project Specific Loans	
<b>FORM- 8</b>	Details of Allocation of corporate loans to various projects	
<b>FORM-9</b>	Statement of Additional Capitalisation after COD	
<b>FORM- 10</b>	Financing of Additional Capitalisation	
<b>FORM- 11</b>	Calculation of Depreciation on original project cost	
<b>FORM- 12</b>	Statement of Depreciation	
<b>FORM- 13</b>	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans	
<b>FORM- 14</b>	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	
<b>FORM- 15</b>	Details of Fuel for Computation of Energy Charges <sup>1</sup>	
<b>FORM- 16</b>	Details of Limestone for Computation of Energy Charge Rate	
<b>FORM-17</b>	Details of Capital Spares	
<b>FORM- 18</b>	Non-Tariff Income	
<b>FORM-19</b>	Details of Water Charges	
<b>FORM-20</b>	Details of Statutory Charges	

**PART-I****List of Supporting Forms / documents for tariff filing for  
Thermal Stations**

<b>Form No.</b>	<b>Title of Tariff Filing Forms (Thermal)</b>	<b>Tick</b>
<b>FORM-A</b>	Abstract of Capital Cost Estimates	
<b>FORM-B</b>	Break-up of Capital Cost for Coal/Lignite based projects	
<b>FORM-C</b>	Break-up of Capital Cost for Gas/Liquid fuel based Projects	
<b>FORM-D</b>	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
<b>FORM-E</b>	Details of variables , parameters , optional package etc. for New Project	
<b>FORM-F</b>	Details of cost over run	
<b>FORM-G</b>	Details of time over run	
<b>FORM –H</b>	Statement of Additional Capitalisation during end of the useful life	
<b>FORM –I</b>	Details of Assets De-capitalised during the period	
<b>FORM –J</b>	Reconciliation of Capitalisation claimed vis-à-vis books of accounts	
<b>FORM –K</b>	Statement showing details of items/assets/works claimed under Exclusions	
<b>FORM-L</b>	Statement of Capital cost	
<b>FORM-M</b>	Statement of Capital Woks in Progress	
<b>FORM-N</b>	Calculation of Interest on Normative Loan	
<b>FORM-O</b>	Calculation of Interest on Working Capital	
<b>FORM-P</b>	Incidental Expenditure up to SCOD and up to Actual COD	
<b>FORM-Q</b>	Expenditure under different packages up to SCOD and up to Actual COD	
<b>FORM-R</b>	Actual cash expenditure	
<b>FORM-S</b>	Statement of Liability flow	
<b>FORM-T</b>	Summary of issues involved in the petition	

**List of supporting documents for tariff filing for Thermal Stations**

S. 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. 2019-20 and 2020-21 at the time of mid-term true-up in 2021-22 and for balance period of tariff period 2019-24 at the time of final true-up in 2024-25. 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	
11.	BBMB is maintaining the records as per the relevant applicable Acts. Formats specified herein may not be suitable to the available information with BBMB. BBMB may modify the formats suitably as per available information to them for submission of required information for tariff purpose.	

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 has to be uploaded in the e-filing website and shall also be furnished in pen drive/flash drive.

**PART-I**  
**FORM-1**

**Summary of Tariff**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station: \_\_\_\_\_

Place (Region/District/State): \_\_\_\_\_

S. No.	Particulars	Unit	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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						
1.6	Special Allowance (If applicable)	Rs Lakh						
1.7	Compensation Allowance (If applicable – relevant for column 4 only)	Rs. Lakh						
	<b>Total</b>	Rs Lakh						
2.1	Landed Fuel Cost (coal/gas/RLNG/ liquid) as per FSA approved by beneficiaries	Rs/Ton						
	(%) of Fuel Quantity	(%)						
2.2	Landed Fuel Cost Imported Coal as per FSA approved by beneficiaries							
	(%) of Fuel Quantity							
2.3	Landed Fuel Cost ( coal/gas /RLNG/liquid) other than FSA	Rs/Ton						
	(%) of Fuel Quantity	(%)						
2.4	Landed Fuel Cost Imported Coal other than FSA.							
	(%) of Fuel Quantity							

S. No.	Particulars	Unit	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.5	Secondary fuel oil cost	Rs/Unit						
	Energy Charge Rate ex-bus (Paise/kWh) <sup>2A, 2B, 2C, 2D</sup>	Rs/Unit						

(Petitioner)

**Note:**

1. Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.

2A. If multi fuel 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 43.

2E. In case breakup is not available for 2.1 to 2.5, consolidated statement needs to be submitted.

**PART-I**  
**FORM-1(I)**

**Name of the Petitioner** \_\_\_\_\_  
**Name of the Generating Station:** \_\_\_\_\_

**Statement showing claimed capital cost – (A+B)**

S. No.	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
1	Opening Capital Cost					
2	Add: Addition during the year/period					
3	Less: De-capitalisation during the year/period					
4	Less: Reversal during the year / period					
5	Add: Discharges during the year/ period					
6	<b>Closing Capital Cost</b>					
7	<b>Average Capital Cost</b>					

**Statement showing claimed capital cost eligible for RoE at normal rate (A)**

S. No.	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
1	Opening Capital Cost					
2	Add: Addition during the year / period					
3	Less: De-capitalisation during the year / period					
4	Less: Reversal during the year / period					
5	Add: Discharges during the year / period					
6	<b>Closing Capital Cost</b>					
7	<b>Average Capital Cost</b>					

**Statement showing claimed capital cost eligible for RoE  
at weighted average rate of interest on actual loan portfolio (B)**

<b>S. No.</b>	<b>Particulars</b>	<b>2019-20</b>	<b>2020-21</b>	<b>2021-22</b>	<b>2022-23</b>	<b>2023-24</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>
1	Opening Capital Cost					
2	Add: Addition during the year / period					
3	Less: De-capitalisation during the year / period					
4	Less: Reversal during the year / period					
5	Add: Discharges during the year / period					
6	<b>Closing Capital Cost</b>					
7	<b>Average Capital Cost</b>					

**(Petitioner)**

**PART 1**  
**FORM-1(IIA)**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_  
Name of the Generating Station: \_\_\_\_\_

**Statement showing Return on Equity at Normal Rate:**

Sr	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
	<b>Return on Equity</b>					
1	Gross Opening Equity (Normal)					
2	Less: Adjustment in Opening Equity					
3	Adjustment during the year					
4	Net Opening Equity (Normal)					
5	Add: Increase in equity due to addition during the year / period					
7	Less: Decrease due to De-capitalisation during the year / period					
8	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
9	Add: Increase due to discharges during the year / period					
10	Net closing Equity (Normal)					
11	Average Equity (Normal)					
12	Rate of ROE					
12	Total ROE					

(Petitioner)



**PART 1  
FORM-1(IIB)**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_  
 Name of the Generating Station: \_\_\_\_\_

**Statement showing Return on Equity at Normal Rate:**

Sr	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
<b>Return on Equity (beyond the original scope of work excluding additional capitalization due to Change in Law)</b>						
1	Gross Opening Equity (Normal)					
2	Less: Adjustment in Opening Equity					
3	Adjustment during the year					
4	Net Opening Equity (Normal)					
5	Add: Increase in equity due to addition during the year / period					
7	Less: Decrease due to De-capitalisation during the year / period					
8	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
9	Add: Increase due to discharges during the year / period					
10	Net closing Equity (Normal)					
11	Average Equity (Normal)					
12	Rate of ROE					
12	Total ROE					

**(Petitioner)**

**PART 1**  
**FORM-2**

**Plant Characteristics**

**Name of the Petitioner** \_\_\_\_\_  
**Name of the Generating Station** \_\_\_\_\_

<b>Unit(s)/Block(s)/Parameters</b>	<b>Unit-I</b>	<b>Unit-II</b>	<b>Unit-III</b>	<b>....</b>		
Installed Capacity ( MW)						
Schedule COD as per Investment Approval						
Actual COD /Date of Taken Over (as applicable)						
Pit Head or Non Pit Head						
Name of the Boiler Manufacture						
Name of Turbine Generator Manufacture						
Main Steams Pressure at Turbine inlet (kg/Cm <sup>2</sup> ) abs <sup>1</sup> .						
Main Steam Temperature at Turbine inlet (°C) <sup>1</sup>						
Reheat Steam Pressure at Turbine inlet (kg/Cm <sup>2</sup> ) <sup>1</sup>						
Reheat Steam Temperature at Turbine inlet (°C) <sup>1</sup>						
Main Steam flow at Turbine inlet under MCR condition (tons /hr) <sup>2</sup>						
Main Steam flow at Turbine inlet under VWO condition (tons /hr) <sup>2</sup>						
Unit Gross electrical output under MCR /Rated condition (MW) <sup>2</sup>						
Unit Gross electrical output under VWO condition (MW) <sup>2</sup>						
Guaranteed Design Gross Turbine Cycle Heat Rate (kCal/kWh) <sup>3</sup>						
Conditions on which design turbine cycle heat rate guaranteed						
% MCR						
% Makeup Water Consumption						
Design Capacity of Make up Water System						
Design Capacity of Inlet Cooling System						

Unit(s)/Block(s)/Parameters	Unit-I	Unit-II	Unit-III	....		
Design Cooling Water Temperature ( $^{\circ}\text{C}$ )						
Back Pressure						
Steam flow at super heater outlet under BMCR condition (tons/hr)						
Steam Pressure at super heater outlet under BMCR condition) ( $\text{kg}/\text{Cm}^2$ )						
Steam Temperature at super heater outlet under BMCR condition ( $^{\circ}\text{C}$ )						
Steam Temperature at Reheater outlet at BMCR condition ( $^{\circ}\text{C}$ )						
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</b> <sup>5</sup>						
<b>Type of Boiler Feed Pump</b> <sup>6</sup>						
<b>Type of Coal Mill</b>						
<b>Fuel Details</b> <sup>7</sup>						
-Primary Fuel						
-Secondary Fuel						
-Alternate Fuels						
Types of SOX control system						
Types of NOX control system						
Details of SPM control system						
<b>Special Features/Site Specific Features</b> <sup>8</sup>						
<b>Special Technological Features</b> <sup>9</sup>						
<b>Environmental Regulation related features</b> <sup>10</sup>						
<b>Any other special features</b>						

Unit(s)/Block(s)/Parameters	Unit-I	Unit-II	Unit-III	....		
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) out put						
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.						

PART 1  
FORM-3Normative parameters considered for tariff computations

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_  
 Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Particulars		Unit	(Year Ending March)					
			Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1		2	3	4	5	6	7	8
Base Rate of Return on Equity		%						
Base Rate of Return on Equity on Add. Capitalization		%						
Effective Tax Rate <sup>4</sup>		%						
Target Availability		%						
In High Demand Season %								
Peak Hours		%						
Off-Peak Hours		%						
In Low Demand Season(Off-Peak) %								
Peak Hours		%						
Off-Peak Hours		%						
Auxiliary Energy Consumption		%						
Gross Station Heat Rate		kCal/kWh						
Specific Fuel Oil Consumption		ml/kWh						

Particulars 1	Unit 2	Existing 2018-19 3	2019-20 4	2020-21 5	2021-22 6	2022-23 7	2023-24 8
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 1 Year MCLR plus 350 basis point <sup>3</sup>	%						
Blending ratio of domestic coal/imported coal							

**Note:** 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. Effective tax rate is to be computed in accordance with Regulation 31 i.e. actual tax (or advance tax)/gross income, where gross income refers the profit before tax. .

(Petitioner)



S. No.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
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> &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 1**  
**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** \_\_\_\_\_

S. No	Financial Year	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant 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 1**  
**FORM- 5**

**Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects**

**Name of the Petitioner** \_\_\_\_\_  
**Name of the Generating 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 1  
FORM- 6**Financial Package up to 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> \_\_\_\_\_

1	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>	
	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. 1480 Cr. including US\$ 200 m at an exchange rate of US\$=Rs70
2. Provide details on commercial operation as on COD of each Unit
3. For example: US \$ 200m, etc.

(Petitioner)

**PART 1**  
**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 31.03.2019/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 31.03.2019 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, MCLR, 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 drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/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 drawl& repayment along with exchange rate at that date may be given.
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2019 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 1

## FORM- 8

**Details of Allocation of corporate loans to various projects**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Particulars 1	Package1 2	Package2 3	Package3 4	Package4 5	Package5 6	Remarks 7
Source of Loan <sup>1</sup>						
Currency <sup>2</sup>						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2019/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	
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:**

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 31.03.2019 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, MCLR, 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 drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/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 drawl & repayment along with exchange rate at that date may be given.
16. Base Exchange Rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2019 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 1  
FORM- 9**

**Year wise Statement of Additional Capitalisation after COD**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

COD

For Financial Year

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

S. 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 column 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 9 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the Tariff Order).
2. The above information needs to be furnished separately for each year / period of tariff period 2019-24.
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 1

FORM- 10

**Financing of Additional Capitalisation**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Date of Commercial Operation

---



---



---

(Amount in Rs Lakh)

Financial Year (Starting from COD) <sup>1</sup>	Actual					Admitted				
	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & So on	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	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 <sup>2</sup>										
Equity										
Internal Resources										
Others (Pl. specify)										
Total										

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 1  
FORM- 11**

**Calculation of Depreciation**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Name of the Assets <sup>1</sup>	Gross Block as on 31.03.2019 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.3.2024	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.2024
1	2	3	4	5 = Col.3 X Col.4
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				
	<b>TOTAL</b>			

S. No.	Name of the Assets <sup>1</sup>	Gross Block as on 31.03.2019 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.3.2024	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.2024
	<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 1**  
**FORM- 12**

**Statement of Depreciation**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
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 un-discharged liabilities deducted as on 01.04.2009						
13.	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalisation						
14.	Net Cumulative depreciation at the end of the period						

1. In case of details of FERV, give information for the applicable period.

**(Petitioner)**

**PART 1  
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 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
<b>Loan-1</b>						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(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-2</b>						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(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						

Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(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: Drawl(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)



S. 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)
1.1	<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	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
1.2	<b>Total Indian Loans</b>									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	



S. 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	<b>Total of Loans drawn</b>									
	<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. 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 unit project details of capitalization ratio used to be furnished.

(Petitioner)

## PART 1

## FORM- 15

**Details of Source wise 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 1.4.2019 as the case may be )			For preceding 2nd Month (from COD or from 1.4.2019 as the case may be )		For preceding 1st Month (from COD or from 1.4.2019 as the case may be )	
			Domestic Source (1)	Domestic Source (2)	Imported	Domestic	Imported	Domestic	Imported
			<b>(A)</b>	<b>OPENING QUANTITY</b>					
1	Opening Quantity of Coal/Lignite	(MMT)							
2	Value of Stock								
<b>(B)</b>	<b>QUANTITY</b>								
3	Quantity of Coal/Lignite supplied by Coal/Lignite Company	(MMT)							
4	Adjustment (+/-) in quantity supplied made by Coal/Lignite Company	(MMT)							
5	Coal supplied by Coal/Lignite Company (3+4)	(MMT)							
6	Normative Transit & Handling Losses (For coal/Lignite based Projects)	(MMT)							
7	Net coal / Lignite Supplied (3-4)	(MMT)							
<b>(C)</b>	<b>PRICE</b>								
8	Amount charged by the Coal /Lignite Company	(Rs.)							
9	Adjustment (+/-) in amount charged made by Coal/Lignite Company	(Rs.)							



S. No.	Month	Unit	For preceding 3rd Month (from COD or from 1.4.2019 as the case may be )			For preceding 2nd Month (from COD or from 1.4.2019 as the case may be )		For preceding 1st Month (from COD or from 1.4.2019 as the case may be )	
21	GCV of Domestic Coal of the opening coal stock as per bill of Coal Company	(kCal/Kg)							
22	GCV of Domestic Coal supplied as per bill of Coal Company	(kCal/Kg)							
23	GCV of Imported Coal of the opening stock as per bill Coal Company	(kCal/Kg)							
24	GCV of Imported Coal supplied as per bill Coal Company	(kCal/Kg)							
25	Weighted average GCV of coal/ Lignite as Billed	(kCal/Kg)							
26	GCV of Domestic Coal of the opening stock as received at Station	(kCal/Kg)							
27	GCV of Domestic Coal supplied as received at Station	(kCal/Kg)							
28	GCV of Imported Coal of opening stock as received at Station	(kCal/Kg)							
29	GCV of Imported Coal of opening stock as received at Station	(kCal/Kg)							
30	Weighted average GCV of coal/ Lignite as Received	(kCal/Kg)							

**Note:**

1. Similar details to be furnished for natural gas/liquid fuel for CCGT station and secondary fuel oil for coal/lignite based thermal plants with appropriate units.
2. As billed and as received GCV, quantity of coal, and price should be submitted as certified by statutory auditor.
3. Details to be provided for each source separately. In case of more than one source, add additional column.
4. Break up of the amount charged by the Coal Company is to be provided separately.

(Petitioner)

PART 1

FORM- 16

**Details of Limestone for  
Computation of Energy Charge Rate**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S. No.	Month	Unit	For preceding	For preceding	For preceding
			3rd Month (from COD or from 1.4.2019 as the case may be )	2nd Month (from COD or from 1.4.2019 as the case may be )	1st Month (from COD or from 1.4.2019 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 1

## FORM- 17

Details of Capital Spares

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

S. 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 in Rs. Lakh				
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						

(Petitioner)

PART 1

FORM- 18

**Non-Tariff Income**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

S. No.	Parameters	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1.	Income from rent of land or buildings						
2.	Income from sale of scrap						
3.	Income from advertisements						

**Note:** To be submitted at the time of truing up.

(Petitioner)

**PART 1**  
**FORM- 19**

**Details of Water Charges**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_  
Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

S. No.	Details of Water charges (excluding water cess)		Quantity allocated	Normative consumption at 85% PLF	Rate specified (as per govt. notification or agreement)	Spillage of water (in percentage)	Amount Claimed
	Name of source and quantity	Amount	Unit....	Unit....			
1							
2							
3							
4							
5							
6							

(Petitioner)



**PART 1  
FORM- 20****Details of Statutory Charges**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_  
Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Particulars	Unit Rate	No. of Units	Amount Claimed
Electricity Duty			
Water Cess			
...			
...			
...			

**(Petitioner)**

**PART 1**  
**FORM- A**

**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 (Rs. Lakh)</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>	
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 B or C as applicable.
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-14.

(Petitioner)

**PART 1**  
**FORM- B**

**Break-up of Capital Cost for New Coal/Lignite based projects**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on COD/ anticipated COD	Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date
			Actual Amount				
1	2	3	4	5	6	7	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						
	<b>Total Land &amp; Site Development</b>						
<b>2</b>	<b>Plant &amp; Equipment</b>						
2.1	<b>Steam Generator Island</b>						
2.2	<b>Turbine Generator Island</b>						
<b>2.3</b>	<b>BOP Mechanical</b>						
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						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on COD/ anticipated COD	Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date
			Actual Amount				
1	2	3	4	5	6	7	8
2.3.12	Air Condition & Ventilation System						
2.3.13	Fire fighting System						
2.3.14	HP/LP Piping						
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 Plant						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on COD/ anticipated COD	Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date
			Actual Amount				
1	2	3	4	5	6	7	8
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	Startup fuel						
	<b>Total Construction &amp; Pre- Commissioning Expenses</b>						
<b>6</b>	<b>Overheads</b>						
6.1	Establishment						
6.2	Design & Engineering						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on COD/ anticipated COD	Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date
			Actual Amount				
1	2	3	4	5	6	7	8
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 1**  
**FORM- C**

**Break-up of Capital Cost for Gas/Liquid fuel based projects**

**Name of the Petitioner** \_\_\_\_\_  
**Name of the Generating Station** \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure	Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation*	Actual/Estimated Capital Expenditure upto Cut-off date
1	2	3	4	5	6	7	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						



S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure	Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation*	Actual/Estimated Capital Expenditure upto Cut-off date
1	2	3	4	5	6	7	8
	<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						
2.5.5	Lighting						
2.5.6	Emergency D.G. set						
	<b>Total BOP Electrical</b>						
<b>2.6</b>	<b>Control &amp; Instrumentation (C &amp; I) Package</b>						
	<b>Total Plant &amp; Equipment excluding taxes &amp; Duties</b>						
<b>2.7</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	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						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure	Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation*	Actual/Estimated Capital Expenditure upto Cut-off date
1	2	3	4	5	6	7	8
4.8	Township & Colony						
4.9	Temp. construction & enabling works						
4.10	Road & Drainage						
4.11	Fire fighting System						
	<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	Startup 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>						
<b>7</b>	<b>Capital cost excluding IDC &amp; FC</b>						
<b>8</b>	<b>IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure	Liabilities/ Provisions	Variation (3 – 4 - 5)	Specific Reasons for Variation*	Actual/Estimated Capital Expenditure upto Cut-off date
1	2	3	4	5	6	7	8
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 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 1**  
**FORM- D**

**Break-up of Construction/Supply/Service packages**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_  
Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Name/No. of Construction / Supply / Service Package	Package A	Package B	Package C	...	Total Cost of all packages
1	Scope of works <sup>1</sup> (in line with head of cost break-ups as applicable)					
2	Whether awarded through ICB/DCB/ Departmentally/ Deposit Work					
3	No. of bids received					
4	Date of Award					
5	Date of Start of work					
6	Date of Completion of Work/Expected date of completion of work					
7	Value of Award <sup>2</sup> in (Rs. Lakh)					
8	Firm or With Escalation in prices					
9	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier(Rs.Lakh)					
10	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)					
11	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)					
12	Sub -total (9+10+11) (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-B 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-C.
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.430Cr. at US\$=Rs70 as on say 1.4.19.

**(Petitioner)**

**PART 1  
FORM- E****Details 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 handling 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 1  
FORM- F****Detail of cost over run**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

S. 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					

S. 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		
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>					
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					



S. 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		
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	Startup 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>					

S. 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		
7	Capital cost excluding IDC & FC					
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
8.1	Interest During Construction (IDC)					
8.2	Financing Charges (FC)					
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
8.4	Hedging Coat					
	<b>Total of IDC, FC,FERV &amp; Hedging Cost</b>					
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost					

*\*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 1  
FORM- G****Detail of 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	Reasons for delay	Other Activity affected (Mention S. No. of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date	Days		
1								
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 1**  
**FORM- H**

**Statement of Additional Capitalisation during five year before the end of useful life of the Project**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

COD \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S. 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:**

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 regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of the asset.

**(Petitioner)**

PART 1  
FORM-I**Details of Assets De-capitalized during the period**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_  
 Name of the Generating Station \_\_\_\_\_  
 Region State District

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Name of the Asset	Nature of de-capitalization (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	Whether earning RoE at the normal rate of weightage average rate of interest on loan
1	2	3	4	5	6	7
1						
2						
3						
4						
5						

**Note:** Year wise detail need to be submitted.

(Petitioner)

**PART 1**  
**FORM- J**

**Reconciliation of capitalisation claimed vis-à-vis books**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_  
Name of the Generating Station \_\_\_\_\_  
COD \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
1	Closing Gross Block as per IND AS					
2	Add/Less: Adjustments*					
3	Closing Gross Block as per IGAAP					
4	Opening Gross Block as per IND AS					
5	Add/Less: Adjustments*					
6	Opening Gross Block as per IGAAP					
7	<b>Total Additions as per books (G = 3 - 5)</b>					
8	Less: Additions pertaining to other Stages (give Stage wise breakup)					
9	<b>Net Additions pertaining to instant project/Unit/Stage</b>					
10	Less: Exclusions (items not allowable / not claimed)					
11	<b>Net Additional Capital Expenditure Claimed (on accrual basis)</b>					
12	<b>Less: Un-discharged Liabilities (as per IGAAP)</b>					
13	<b>Add: Discharges of un-discharged liabilities, corresponding to admitted assets/works (as per IGAAP)</b>					
14	<b>Net Additional Capital Expenditure Claimed (on cash basis)</b>					

**Note:** (1) Form is to be certified by the Auditor and Certificate issued as per the guidelines prescribed by their governing body.

(2) Reason for exclusion of any expenditure shall be given in Clear terms. \*Break-up to be specified.

**(Petitioner)**

**PART 1  
FORM- K****Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions:**

Name of the Petitioner  
Name of the Generating Station  
COD

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S. 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 1

## FORM- L

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)

S. No.	Particulars	As on relevant date		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
A	a) Opening Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of IDC in A(a) above			
	c) Amount of FC in A(a) above			
	d) Amount of FERV in A(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	f) Amount of IEDC in A(a) above			
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchases)			
	b) Amount of IDC in B(a) above			
	c) Amount of FC in B(a) above			
	d) Amount of FERV in B(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	f) Amount of IEDC in B(a) above			
C	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from CWIP)			
	b) Amount of IDC in C(a) above			
	c) Amount of FC in C(a) above			
	d) Amount of FERV in C(a) above			



S. No.	Particulars	As on relevant date		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
	e) Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	f) Amount of IEDC in C(a) above			
D	a) Deletion in Gross Block Amount during the period			
	b) Amount of IDC in D(a) above			
	c) Amount of FC in D(a) above			
	d) Amount of FERV in D(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	f) Amount of IEDC in D(a) above			
E	a) Closing Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of IDC in E(a) above			
	c) Amount of FC in E(a) above			
	d) Amount of FERV in E(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	f) 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 1**  
**FORM- M**

**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)

S. No.	Particulars	As on relevant date		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
A	a) Opening CWIP as per books			
	b) Amount of IDC in A(a) above			
	c) Amount of FC in A(a) above			
	d) Amount of FERV in A(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	f) Amount of IEDC in A(a) above			
B	a) Addition in CWIP during the period			
	b) Amount of IDC in B(a) above			
	c) Amount of FC in B(a) above			
	d) Amount of FERV in B(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	f) Amount of IEDC in B(a) above			
C	a) Transferred to Gross Block Amount during the period			
	b) Amount of IDC in C(a) above			
	c) Amount of FC in C(a) above			
	d) Amount of FERV in C(a) above			

S. No.	Particulars	As on relevant date		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
	e) Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	f) Amount of IEDC in C(a) above			
D	a) Deletion in CWIP during the period			
	b) Amount of IDC in D(a) above			
	c) Amount of FC in D(a) above			
	d) Amount of FERV in D(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	f) Amount of IEDC in D(a) above			
E	a) Closing CWIP as per books			
	b) Amount of IDC in E(a) above			
	c) Amount of FC in E(a) above			
	d) Amount of FERV in E(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	f) 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 1  
FORM- N****Calculation of Interest on Normative Loan**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Gross Normative loan – Opening						
2	Cumulative repayment of Normative loan up to previous year						
3	<b>Net Normative loan – Opening</b>						
4	Add: Increase due to addition during the year / period						
5	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period						
6	Less: Decrease due to reversal during the year / period						
7	Add: Increase due to discharges during the year / period						
8	<b>Net Normative loan - Closing</b>						
9	<b>Average Normative loan</b>						
10	Weighted average rate of interest						
11	<b>Interest on Loan</b>						

(Petitioner)

**PART 1  
FORM- O****Calculation of Interest on Working Capital**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
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 1**  
**FORM- P**

**Incidental Expenditure up to SCOD and up to Actual/anticipated COD**

**Name of the Petitioner** \_\_\_\_\_  
**Name of the Generating Station** \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S. 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	Depreciation		
7	Other Office and Administrative Expenses		
8	Others (Please Specify Details)		
9	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 1  
FORM- Q****Expenditure under different packages up to SCOD and up to Actual/anticipated COD**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_  
 Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Parameters	As on Scheduled COD	As on actual/anticipated COD
1	Package 1		
2	Package 2		
3	Package 3		
4	-----		
5	-----		
6			

**(Petitioner)**

**PART 1  
FORM- R****Actual cash expenditure**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

<b>Particulars</b>	<b>Quarter-I</b>	<b>Quarter-II</b>	<b>Quarter-III</b>	<b>Quarter-n / DOCO</b>
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 1

FORM- S

## Statement of Liability Flow

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_  
 Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Party	Asset / Work	Year of actual capitalisation	Original Liability	Liability as on 31.03.2019	Discharges (Year wise)	Reversal (Year wise)
a) For assets eligible for normal RoE						
b) For assets eligible for RoE at weightage average rate of interest on loan						

(Petitioner)

**PART 1**  
**Form – T**

**Summary of issue involved in the petition**

<b>1.</b>	<b>Petitioner:</b>	
<b>2.</b>	<b>Subject</b>	
<b>3.</b>	<b>Prayer:</b>	
<b>4.</b>	<b>Respondents</b>	
	<b>Name of Respondents</b>	
	a.	
	b.	
	c.	
<b>5.</b>	<b>Project Scope</b>	
	<b>Cost</b>	
	<b>Commissioning</b>	
	<b>Claim</b>	
	<b>AFC</b>	
	<b>Capital cost</b>	
	<b>Initial spare</b>	
	<b>NAPAF (Gen)</b>	
	<b>Any Specific</b>	

**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**

<b>Form No.</b>	<b>Title of Tariff Filing Forms (Hydro)</b>	<b>Tick</b>
<b>FORM- 1</b>	Summary of Tariff	
<b>FORM -1 (I)</b>	Statement showing claimed capital cost	
<b>FORM -1 (II)</b>	Statement showing Return on Equity	
<b>FORM-2</b>	Details of COD, Type of hydro station, Normative Annual Plant Availability Factor(NAPAF) & Other normative parameters considered for tariff calculation	
<b>FORM-3</b>	Salient Features of Hydroelectric Project	
<b>FORM- 4</b>	Details of Foreign loans	
<b>FORM- 4A</b>	Details of Foreign Equity	
<b>FORM-5</b>	Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects	
<b>FORM-5A</b>	Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects	
<b>FORM-5B</b>	Break-up of Capital Cost for Hydro Power Generating Station	
<b>FORM-5C</b>	Break-up of Capital Cost for Plant & Equipment	
<b>FORM-5D</b>	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
<b>FORM-5Ei</b>	In case there is cost over run	
<b>FORM-5Eii</b>	In case there is time over run	
<b>FORM- 6</b>	Financial Package upto COD	
<b>FORM- 7</b>	Details of Project Specific Loans	
<b>FORM- 8</b>	Details of Allocation of corporate loans to various projects	
<b>FORM-9A</b>	Statement of Additional Capitalisation after COD	
<b>FORM 9B</b>	Statement of Additional Capitalisation during end of the Project	
<b>FORM 9Bi</b>	Details of Asset De-capitalized during the period	

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
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 on original project cost	
FORM- 12	Statement of Depreciation	
FORM- 13	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans	
FORM- 13A	Calculation of Interest on Normative Loan	
FORM- 13B	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM- 13C	Non-Tariff Income	
FORM- 13D	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	Statement of Liability Flow	
FORM- 17	Operation & Maintenance Expense	
FORM- 18	Details of Statutory Charges	
FORM- 19	Summary of issue involved in the petition	
<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.	

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
	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. 2019-20 and 2020-21 at the time of mid-term true-up in 2012-22 and for balance period of tariff period 2019-24 at the time of final true-up in 2023-24. 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	
11.	BBMB is maintaining the records as per the relevant applicable Acts. Formats specified herein may not be suitable to the available information with BBMB. BBMB may modify the formats suitably as per available information to them for submission of required information for tariff purpose.	

**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 has to be uploaded in the e-filing website and shall also be furnished in pen drive/flash drive.

**PART-II  
FORM-1****Summary of Tariff**

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station: \_\_\_\_\_

Place (Region/District/State): \_\_\_\_\_

(Rs. lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(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.

**(Petitioner)**

**PART-II  
FORM- 1(I)**

**Name of the Petitioner:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Generating Station:** \_\_\_\_\_

**Statement showing claimed capital cost- (A+B)**

S. No.	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	Opening Capital Cost					
2.	Add: Addition during the year / period					
3.	Less: De-capitalisation during the year / period					
4.	Less: Reversal during the year / period					
5.	Add: Discharges during the year / period					
6.	<b>Closing Capital Cost</b>					
7.	<b>Average Capital Cost</b>					

**Statement showing claimed capital cost eligible for RoE at normal rate (A)**

S. No.	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	Opening Capital Cost					
2.	Add: Addition during the year / period					
3.	Less: Decapitalisation during the year / period					
4.	Less: Reversal during the year / period					
5.	Add: Discharges during the year / period					
6.	<b>Closing Capital Cost</b>					
7.	<b>Average Capital Cost</b>					



**Statement showing claimed capital cost eligible for RoE at weighted average rate of interest on actual loan portfolio (B)**

S. No.	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	Opening Capital Cost					
2.	Add: Addition during the year / period					
3.	Less: De-capitalisation during the year / period					
4.	Less: Reversal during the year / period					
5.	Add: Discharges during the year / period					
6.	<b>Closing Capital Cost</b>					
7.	<b>Average Capital Cost</b>					

(Petitioner)

**PART II**  
**FORM-1(II)**

**Name of the Petitioner:** \_\_\_\_\_  
**Name of the Generating Station:** \_\_\_\_\_

**Statement showing Return on Equity at Normal Rate**

<b>S. No.</b>	<b>Particulars</b>	<b>2019-20</b>	<b>2020-21</b>	<b>2021-22</b>	<b>2022-23</b>	<b>2023-24</b>
<b>(1)</b>	<b>(2)</b>	<b>(3)</b>	<b>(4)</b>	<b>(5)</b>	<b>(6)</b>	<b>(7)</b>
1.	Gross Opening Equity (Normal)					
2.	Less: Adjustment in Equity					
3.	Adjustment during the year					
4.	Net Opening Equity(Normal)					
5.	Add: Increase in equity due to addition during the year / period					
6.	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period					
7.	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
8.	Add: Increase due to discharges during the year / period					
9.	Net closing Equity (Normal)					
10.	Average Equity (Normal)					
11.	Rate of ROE					
12.	Total ROE					

**(Petitioner)**

**Statement showing Return on Equity at Weighted Average Rate of Interest on Actual Loan Portfolio**

S. No.	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	Gross Opening Equity [pertaining to Proviso to Regulation 30(2)]					
2.	Less: Adjustment in Equity					
3.	Adjustment during the year					
4.	Net Opening Equity					
5.	Add: Increase in equity due to addition during the year / period					
6.	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period					
7.	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
8.	Add: Increase due to discharges during the year / period					
9.	Net closing Equity [pertaining to Proviso to Regulation 30(2)]					
10.	Average Equity [pertaining to Proviso to Regulation 30(2)]					
11.	Rate of ROE (weighted average rate of interest on actual loan portfolio)					
12.	Total ROE					

**Note:** 1. Adjustment of equity as per Proviso to Regulation 18(3) of 2019 Tariff Regulations.

2. With respect to Equity infusion, the Generating Company is required to substantiate with supporting documents such as board resolutions, balance sheet/ reconciliation statement with balance sheet.

**(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

S. No.	Particulars	Unit	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1	Installed Capacity	MW						
2	Free power to home state	%						
3	Free Power under Local Area Development Fund (LADF)	%						
4	Date of commercial operation (actual/anticipated)							
	Unit-1							
	Unit-2							
	Unit-3							
5	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							
6	Type of excitation							
	a) Rotating exciters on generator							
	b) Static excitation							
7	Design Energy (Annual) <sup>1</sup>	GWh						

S. No.	Particulars	Unit	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
8	Auxiliary Consumption including Transformation losses	%						
9	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	Base Rate of Return on Equity on Add. Capitalization							
9.5	Tax Rate <sup>2</sup>	%						
9.6	Effective Tax Rate <sup>4</sup>							
9.7	SBI Base Rate + 350 basis points as on _____ <sup>3</sup>	%						

1. Monthwise 10day Design energy figures to be given separately with the petition.

2. Tax rate applicable to the company for the year FY2018-19 should also be furnished.

3. Mention relevant date

4. Effective tax rate is to be computed in accordance with Regulation 31 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/Dist.	
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	
Efficiency ( overall) Turbine and generator	

**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)**





S. No.	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)
2	Scheduled repayment date of principal													
3	Scheduled payment date of interest													
4	At the end of Financial year													
<b>B</b>	<b>In case of Hedging<sup>3</sup></b>													
1	At the date of hedging													
2	Period of hedging													
3	Cost of hedging													
	<b>Currency<sup>3</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>B</b>	<b>In case of Hedging<sup>3</sup></b>													
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-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 \_\_\_\_\_

S. No.	Financial Year	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant 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>Currency4<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-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)

S. 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>					
2.0	<b>Major Civil Works</b>					
2.1	Dam, Intake & De-silting Chambers					

S. 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)
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>					
3.0	<b>Hydro Mechanical equipment</b>					
4.0	<b>Plant &amp; Equipment</b>					
4.1	Initial spares of Plant & Equipment					
<b>4.2</b>	<b>Total (Plant &amp; Equipment)</b>					
5.0	<b>Taxes and Duties</b>					
5.1	Custom Duty					
5.2	Other taxes & Duties					
<b>5.3</b>	<b>Total Taxes &amp; Duties</b>					
6.0	<b>Construction &amp; Pre- commissioning expenses</b>					
6.1	Erection, testing & commissioning					
6.2	Construction Insurance					
6.3	Site supervision					
<b>6.4</b>	<b>Total (Const. &amp; Pre- commissioning)</b>					
7.0	<b>Overheads</b>					

S. 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)
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>Notional IDC</b>					
9.6	<b>Total of IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>					
9.7	<b>Revenue from Infirm Power</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 &amp; Equipment (New Projects)

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Break Down	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval	Cost on Actual/anticipated COD	Variation	Reasons for Variation*
(1)	(2)	(3)	(4)	(3)	(4)
		<b>Total Cost</b>	<b>Total Cost</b>		
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				
<b>1.6</b>	<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				

S. No.	Break Down	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval	Cost on Actual/anticipated COD	Variation	Reasons for Variation*
(1)	(2)	(3)	(4)	(3)	(4)
		<b>Total Cost</b>	<b>Total Cost</b>		
2.8	Illumination of Dam, PH and Switchyard				
2.9	Cables & cable facilities, grounding				
2.10	Diesel generating sets				
<b>2.11</b>	<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	Firefighting equipment				
3.7	Air conditioning, ventilation and heating				
3.8	Water supply system				
3.9	Oil handling equipment				
3.10	Workshop machines & equipment				
<b>3.11</b>	<b>Total (Auxiliary equip. &amp; services for PS)</b>				
<b>4.0</b>	<b>Switchyard package</b>				
<b>5.0</b>	<b>Initial spares for all above equipment</b>				
<b>6.0</b>	<b>Total Cost (Plant &amp; Equipment) excluding IDC,</b>				

S. No.	Break Down	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval	Cost on Actual/anticipated COD	Variation	Reasons for Variation*
(1)	(2)	(3)	(4)	(3)	(4)
		<b>Total Cost</b>	<b>Total Cost</b>		
	<b>FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>				
<b>7.0</b>	<b>IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>				
7.1	Interest During Construction (IDC)				
7.2	Financing Charges (FC)				
7.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)				
7.4	Hedging Cost				
7.5	<b>Total of IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>				
<b>8.0</b>	<b>Total Cost (Plant &amp; Equipment) including IDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>				

**Note:**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 \_\_\_\_\_

(Amount in Rs Lakh)

S. No	Name/No. of Construction / Supply / Service Package	Package A	Package B	Package C	...	Total Cost of all packages
1	Scope of works <sup>1</sup> (in line with head of cost break-ups as applicable)					
2	Whether awarded through ICB/DCB/ Departmentally/ Deposit Work					
3	No. of bids received					
4	Date of Award					
5	Date of Start of work					
6	Date of Completion of Work/Expected date of completion of work					
7	Value of Award <sup>2</sup> in (Rs. Lakh)					
8	Firm or With Escalation in prices					
9	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier(Rs. Lakh)					
10	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)					
11	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)					
12	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 new Hydro Power Generating Station in the FORM-5B to the extent possible. For Plant & Equipment (New 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

**(Petitioner)**

## PART-II

## FORM- 5Ei

In case, there is cost over run

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

S. 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	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<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					

S. 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	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
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	Firefighting 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>					<b>3</b>

S. 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	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
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>					
4	<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	Firefighting System					
4.13	Township & Colony					
4.14	Temp. construction & enabling works					
4.15	Road & Drainage					
	<b>Total Civil works</b>					



S. 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	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>5</b>	<b>Construction &amp; Pre-Commissioning Expenses</b>			<b>3.1.1</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	Startup 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>					
<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)					

S. 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	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
8.4	Hedging Coat					
	Total of IDC, FC,FERV & Hedging Cost					
<b>9</b>	<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	Reasons for delay	Other Activity effected (Mention S. No of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date	Days		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1								
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-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> \_\_\_\_\_

Particulars	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. 1480 Cr. including US\$ 200 m at an exchange rate of US\$=Rs70

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 31.03.2019/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 Dollars (\$), DM, Yen, Indian Rupee etc.

3. Details are to be submitted as on 31.03.2019 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, MCLR, 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 drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/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 drawl & 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 31.03.2019 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 trueing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately.
20. At the time of trueing 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 \_\_\_\_\_

(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 31.03.2019/COD <small>3,4,5,13,15</small>						
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:**

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 Dollars (\$), DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2019 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, MCLR, 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 drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/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 drawl& 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 31.03.2019 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- 9A****Year wise Statement of Additional Capitalisation after COD**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

COD \_\_\_\_\_

For Financial Year \_\_\_\_\_

S. 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 9 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the tariff Order)
2. The above information needs to be furnished separately for each year / period of tariff period 2019-24.
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-capitalized during that year and original value of such asset to be shown at col. 3. In addition, 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 end of the Project**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

COD \_\_\_\_\_

S. No.	Year	Work/Equipment added during last five years of useful life of each Unit/Station	Amountcapitalized /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:**

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

S. No.	Name of the Asset	Nature of de-capitalization (whether claimed under exclusion or as additional capital expenditure)	Original Value of the Asset Capitalized	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.

(Petitioner)

## 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 \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
1	Closing Gross Block as per IND AS					
2	Add/Less: Adjustments					
3	Closing Gross Block as per IGAAP					
4	Opening Gross Block as per IND AS					
5	Add/Less: Adjustments					
6	Opening Gross Block as per IGAAP					
7	<b>Total Additions as per books (G= 3 - 5)</b>					
8	Less: Additions pertaining to other Stages (give Stage wise breakup)					
9	<b>Net Additions pertaining to instant project/Unit/Stage</b>					
10	Less: Exclusions (items not allowable / not claimed)					
11	<b>Net Additional Capital Expenditure Claimed (on accrual basis)</b>					
12	<b>Less: Un-discharged Liabilities</b>					
13	<b>Add: Discharges of un-discharged liabilities, corresponding to admitted assets/works</b>					
14	<b>Net Additional Capital Expenditure Claimed (on cash basis)</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 \_\_\_\_\_

S. 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 submitted for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	As on relevant date.		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
A	a) Opening Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of IDC in A(a) above			
	c) Amount of FC in A(a) above			
	d) Amount of FERV in A(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	f) Amount of IEDC in A(a) above			
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchases)			
	b) Amount of IDC in B(a) above			
	c) Amount of FC in B(a) above			
	d) Amount of FERV in B(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	f) Amount of IEDC in B(a) above			

S. No.	Particulars	As on relevant date.		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
C	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from CWIP)			
	b) Amount of IDC in C(a) above			
	c) Amount of FC in C(a) above			
	d) Amount of FERV in C(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	f) Amount of IEDC in C(a) above			
D	a) Deletion in Gross Block Amount during the period			
	b) Amount of IDC in D(a) above			
	c) Amount of FC in D(a) above			
	d) Amount of FERV in D(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	f) Amount of IEDC in D(a) above			
E	a) Closing Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of IDC in E(a) above			
	c) Amount of FC in E(a) above			
	d) Amount of FERV in E(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	f) 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 submitted for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	As on relevant date.		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
A	a) Opening CWIP as per books			
	b) Amount of IDC in A(a) above			
	c) Amount of FC in A(a) above			
	d) Amount of FERV in A(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	f) Amount of IEDC in A(a) above			
B	a) Addition in CWIP during the period			
	b) Amount of IDC in B(a) above			
	c) Amount of FC in B(a) above			
	d) Amount of FERV in B(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	f) Amount of IEDC in B(a) above			
C	a) Transferred to Gross Block Amount during the period			
	b) Amount of IDC in C(a) above			
	c) Amount of FC in C(a) above			
	d) Amount of FERV in C(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	f) Amount of IEDC in C(a) above			
D	a) Deletion in CWIP during the period			
	b) Amount of IDC in D(a) above			
	c) Amount of FC in D(a) above			



S. No.	Particulars	As on relevant date.		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
	d) Amount of FERV in D(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	f) Amount of IEDC in D(a) above			
E	a) Closing CWIP as per books			
	b) Amount of IDC in E(a) above			
	c) Amount of FC in E(a) above			
	d) Amount of FERV in E(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	f) 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- 10****Financing of Additional Capitalisation**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Date of Commercial Operation \_\_\_\_\_

(Amount in (Rs. Lakh))

Financial Year (Starting from COD) <sup>1</sup>	Actual					Admitted				
	Year 1	Year 2	Year3	Year4	Year 5 & So on	Year 1	Year 2	Year3	Year4	Year 5 & So on
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
<b>Amount Capitalized in Work/Equipment</b>										
<b>Financing Details</b>										
<b>Loan-1</b>										
<b>Loan-2</b>										
<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)

S. No.	Name of the Assets <sup>1</sup>	Gross Block as on 31.03.2019 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.03.2024	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.2024
(1)	(2)	(3)	(4)	(5= Col.3 X Col.4)
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)

S. No.	Particulars	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(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 (annualized)</b>						
11.	Cumulative depreciation at the end of the period						
12.	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of un-discharged liabilities deducted as on 01.04.2009						
13.	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalisation						
14.	Net Cumulative depreciation at the end of the period						

1. In case of details of FERV and AAD, give information for the applicable period.

**PART-II  
FORM- 13****Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans<sup>1</sup>**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(Amount in Rs Lakh)

Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<b>Loan-1</b>						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(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-2</b>						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(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						

Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(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: Drawl(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)

S. No.	Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1.	Gross Normative loan – Opening						
2.	Cumulative repayment of Normative loan upto previous year						
3.	<b>Net Normative loan – Opening</b>						
4.	Add: Increase due to addition during the year / period						
5.	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period						
6.	Less: Decrease due to reversal during the year / period						
7.	Add: Increase due to discharges during the year / period						
8.	<b>Net Normative loan - Closing</b>						
9.	<b>Average Normative loan</b>						
10.	Weighted average rate of interest						
11.	<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)

S. No.	Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(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****Non-Tariff Income**

Name of the Hydro Asset: \_\_\_\_\_

S.No.	Parameters	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1.	Income from rent of land or buildings						
2.	Income from sale of scrap						
3.	Income from advertisements						

**Note:** To be submitted at the time of truing up**(Petitioner)**

**PART-II  
Form -13D****Incidental Expenditure during Construction**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Parameters	Upto Schedule COD	Upto Actual/Anticipated COD
(1)	(2)	(3)	(4)
A	Expenses:		
1.	Employees' Benefits Expenses		
2.	Finance Costs		
3.	Water Charges		
4.	Communication Expenses		
5.	Power Charges		
6.	Depreciation		
7.	Other Office and Administrative Expenses		
8.	Others (Please Specify Details)		
9.	Other pre-Operating Expenses		
	.....		
B	Total Expenses		

10.	Less: Income from sale of tenders		
11.	Less: Income from guest house		
12.	Less: Income recovered from Contractors		
13.	Less: Interest on Deposits		
	.....		

(Petitioner)



S. 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)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
	--									
	--									
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	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
1.2	<b>Total Indian Loans</b>									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	

S. 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)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1	<b>Total of Loans drawn</b>									
	<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. 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-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)

Particulars	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n (DOCO)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
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-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) - RORtype 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**

**Statement of Liability Flow**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_  
Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Party	Asset / Work	Year of actual capitalisation	Original Liability	Liability as on 31.03.2019	Discharges (Year wise)	Reversal (Year wise)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
a) For assets eligible for normal RoE						
b) For assets eligible for RoE at weightage average rate of interest on loan						

**(Petitioner)**

**PART II  
FORM 17****Operation and Maintenance Expense**

In case of the hydro generating stations declared under commercial operation on or after 1.4.2019

Total capital expenditure up to cutoff date (a)	
R&R Expenditure (b)	
IDC & IEDC (c )	
Capital cost considered for O&M expense(d)= (a)-(b)-(c )	
First year annualize O&M expenses @ 3.50% of above (e) = 3.50% of (d)	
O&M expense for next year @ 4.77% of above (f) = 4.77% of (e)	
Additional O&M expenses due to 7 <sup>th</sup> Pay Commission Wage Revision	
Additional O&M expenses due to Minimum Wage Revision	
Additional O&M expenses due to Goods and Services Tax (GST)	

Note: Additional O&M expenses with supporting documents and computations to be provided for respective years of Tariff Period.

**(Petitioner)**

**PART II  
FORM 18**

**Details of Statutory Charges (If applicable)**

**Name of the Petitioner** \_\_\_\_\_

**Name of the Generating Station** \_\_\_\_\_

<b>Particulars</b>	<b>Unit Rate</b>	<b>No of Units</b>	<b>Amount Claimed</b>
<b>(1)</b>	<b>(2)</b>	<b>(3)</b>	<b>(4)</b>
Electricity Duty			
Water Cess			
.....			

**(Petitioner)**

**PART II**  
**FORM 19**

**Summary of issue involved in the petition**

1.	<b>Petitioner:</b>	
2.	<b>Subject</b>	
3.	<b>Prayer:</b> (1)... (2)... (3)... ...	
4	<b>Respondents</b>	
	<b>Name of Respondents:</b>	
	a.	
	b.	
	c.	
5.	<b>Project Scope</b>	IC DE FEHS AUX NAPAF
	<b>Cost</b>	Sanction Cost Latest RCE
	<b>Commissioning</b>	Unit/Station COD
	<b>Claim</b>	
	<b>AFC</b>	
	<b>Capital cost</b>	
	<b>Initial spare</b>	
	<b>NAPAF</b>	
	<b>Design Energy</b>	
	<b>Any Specific</b>	

---

---

**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 of Tariff	
FORM- 1A	Summary of Asset level cost	
FORM-2	Details of Transmission Lines and Substations and Communication System covered in the project scope and O&M for instant asset	
FORM-3	Normative parameters considered for tariff computations	
FORM- 4	Abstract of existing transmission assets/elements under project, Determination of Effective COD and Weighted Average Life for single AFC for the project as whole.	
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 all the assets covered in the project	
FORM- 6	Actual Cash Expenditure and Financial Package up to COD	
FORM- 7	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM- 7A	Financing of Additional Capitalisation	
FORM- 7B	Statement of Additional Capitalisation during five year before the end of the useful life of the project.	
FORM- 8	Calculation of Return on Equity	
FORM-8A	Details of Foreign Equity	
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	

<b>Form No.</b>	<b>Title of Tariff Filing Forms (Transmission &amp; Communication System)</b>	<b>Tick</b>
<b>FORM-9D</b>	Loans in Foreign Currency	
<b>FORM-9E</b>	Calculation of Interest on Normative Loan	
<b>FORM- 10</b>	Calculation of Depreciation Rate on original project cost	
<b>FORM- 10A</b>	Statement of Depreciation	
<b>FORM- 10B</b>	Statement of De-capitalisation	
<b>FORM- 11</b>	Calculation of Interest on Working Capital	
<b>FORM- 12</b>	Details of time over run	
<b>FORM- 12A</b>	Incidental Expenditure during Construction	
<b>FORM- 12B</b>	Calculation of IDC & Financing Charges	
<b>FORM- 13</b>	Details of Initial spares	
<b>FORM- 14</b>	Non-Tariff Income	
<b>FORM- 15</b>	Summary of issue involved in the petition	
<b>FORM A</b>	Summary of Capital Cost & Annual Fixed Cost (AFC) Claimed for ALL the assets covered in the present petition.	
<b>Other Information/ Documents</b>		
<b>S. No.</b>	<b>Information/Document</b>	<b>Tick</b>
<b>1</b>	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association (For New Project(s) setup by a company making tariff application for the first time to CERC)	
<b>2</b>	Region wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & Annexure for the new Transmission System & Communication System for the relevant years.	
<b>3</b>	Copies of relevant loan Agreements	
<b>4</b>	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.	
<b>5</b>	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity.	
<b>6</b>	Copies of the BPTA/TSA/PPA with the beneficiaries, if any	
<b>7</b>	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	

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Transmission & Communication System)	Tick
	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. 2019-20 and 2020-21 at the time of mid-term true-up in 2021-22 and for balance period of tariff period 2019-24 at the time of final true-up in 2024-25. In case of initial tariff filing the latest available Cost Audit Report should be furnished.	
9.	BBMB is maintaining the records as per the relevant applicable Acts. Formats specified herein may not be suitable to the available information with BBMB. BBMB may modify the formats suitably as per available information to them for submission of required information for tariff purpose	
10.	Any other relevant information, (Please specify)	

**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 has to be uploaded in the e-filing website and shall also be furnished in pen drive/flash drive.

### Summary of Tariff

**PART-III**

**FORM-1**

Name of the Transmission Assets \_\_\_\_\_

S.No.	Particulars	Form No.	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Depreciation						
2	Interest on Loan						
3	Return on Equity						
4	Interest on Working Capital						
5	O & M Expenses						
	<b>Total AFC</b>						

Note: This Form is a summary form and the Data to this form should flow from other base forms.

**(Petitioner)**

**PART-III  
FORM-1A****Summary of Asset Level Cost**

Name of the Transmission Assets \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

A) Summary of Capital Cost, Means of Finance of the Asset									
Particular	i) Apportioned Approved Cost		ii) Summary of Actual / Projected Capital Cost						
	as per IA	As per RCE	As on COD/01- 04-2019	2019-20 (Actual/ Projected)	2020-21 (Actual/ Projected)	2021-22 (Actual/ Projected)	2022-23(Actual/ Projected)	2023-24(Actual/ Projected)	as on 31.03.2024
Land (Freehold Land)									
Land (Leasehold)									
Building & Civil Works									
Transmission Line									
Sub-Station									
PLCC									
<b>Total Capital Cost as per Books</b>									
<b>Less: Liability</b>									
<b>Add: Discharge of liability</b>									
<b>Total Capital Cost</b>									
<b>Equity</b>									
<b>Debt</b>									

**Note:** This Form is a summary form and the Data to this from should flow from other base forms.



**Summary:**

O & M Expenses for the Substations covered in the instant petition	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
Normative rate of O&M as per Regulation (Rupees in Lakh)					
No. of units					
O&M Claimed (Rupees in Lakh)					

**Note** 1. Number of bays is inclusive of line bays, ICT bays, reactor bays etc. Each ICT bays, line bays, reactor bays shall be considered separately for purpose of O & M expenses.

2. The MVA Capacity shall exclude the capacity of reactor, FSE, Stat Com

**3. Communication System:**

S. No.	Name of Communication System	Type of Communication System – Communication System under ULDC/ SCADA/ WAMS/Fibre Optic Communication System/RTU/PABX/PMU etc	Length of OPGWlinks	No. of RTU	No. of PMU	Date of Commercial operation	Capital Cost upto Cutoff date(Original Project cost)	Covered in the present Petition	
								Yes/No	If No, Petition No.
1									
2									
3									
-									

**Summary**

O & M Expenses for the Communication System covered in the instant petition	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
O&M expenses as per regulations					
Actual O&M Expense (Rupees in Lakh)					
The original project cost / Asset related to the communication system					

**Note:** The O&M expenses as per regulation shall be worked on based on estimated project cost. The actual O&M expenses to be provided at the time of true up.

**4) Summary of O&M Expenses claim**

(Rupees in Lakh)

S. No	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
	<b>A) Normative O&amp;M</b>					
1	Transmission line					
2	Substation					
3	Communication System					
	Total Normative O&M					
	<b>B) O&amp;M Claimed under Regulation 35 (3)(C)</b>					
1	Security Expenses					
2	Actual Capital Spare consumed					
3	<b>Total O&amp;M</b>					

**Note:** The security expenses and Capital Spares are to be submitted on estimated basis for the purpose of O&M expenses. In case of additional security deployed, the petitioner shall indicate the same. The actual security and Capital Spares expenses to be provided at the time of true up

(Petitioner)

## PART-III

## FORM-3

**Normative Parameters considered for Tariff Computation**

Name of the Transmission Assets \_\_\_\_\_

Particulars	Unit	Year Ending March					
		Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Base Rate of Return on Equity	%						
Base Rate of Return on Equity on Additional Capitalization after Cut-off Date <sup>1</sup>	%						
Tax Rate	%						
Effective Tax Rate <sup>2</sup>	%						
Target Availability	%						
Normative O&M per km	Rs. Lakh						
Normative O&M per Bay	Rs. Lakh						
Normative O&M per MVA	Rs. Lakh						
Spares for WC as % of O&M	%						
Receivables in Days for WC	Days						
Bank Rate as on first day of financial year <sup>3</sup>	%						
Lapsed life as on 01.04.2019 and beginning of every year(in completed years)	No. of years						

1. The additional capitalization on account of Change-in-Law to be excluded and To be equivalent to Weighted Average Rate of Loan in accordance with first Proviso to Regulation 30.

2. To be supported by necessary documents and calculations. Effective tax rate is to be computed in accordance with Regulation 31 i.e. actual tax (or estimated tax)/gross income, where gross income refers the profit before tax.

3. For Tariff Petition, it should be 1.4.2019, while for True-up Petition, it should be 1<sup>st</sup> April of the respective financial years.

(Petitioner)



**PART-III  
FORM 4**

**Abstract of existing transmission assets/elements under project, Determination of Effective COD and Weighted Average Life for single AFC for the project as whole**

**Name of the Transmission Project:** \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

<b>A) Details of All the Asset Covered under the Scope of the Project</b>						
Asset No. & Asset Name description	Actual COD	COD considered for Tariff	Effective COD for the project as whole (Refer C)	Weighted Average useful life of the project (Refer D)	Lapsed useful Life of the project as on 01-04-2019 (Refer E)	Balance useful Life of the Project as on 01.04.2019 (Refer E)

<b>B) Details as on 01-04-2019 for determination of Single Tariff for the Projects Commissioned prior to 01.04.2019</b>						
Particulars as on 31-03-2019 after true up of 2014-19 period.	Asset 1	Asset 2	Asset 3	Asset 4	and so on	Total as on 01.04.2019 for the project as whole
a	b	c	d	e	f	g=(b+c+d+e+f)
Capital Cost as on 31.03.2019						
Cumulative Depreciation as on 31-03-2019						
Debt Equity Ratio as on 31.03.2019						
Gross Equity for Normative ROE as on 31.03.2019						
Gross Loan as on 31.03.2019						
Cumulative Re-payment of Loan as on 31.03.2019						



Leasehold Land								25	
Building & Other Civil Works								25	
Transmission Line								35	
Sub-Station Equipment								25	
PLCC								15	
and so on									
<b>Total</b>									
<b>Weighted Average life = Total Weighted Cost/Total Combine Cost</b> (Rounded off to get complete year)									Years

<b>E) Lapsed weighted average useful life of the project &amp; Balance weighted average Useful life</b>		
This refers to the No. of completed years from the Effective COD till the last day of the previous tariff period (i.e. 31.03.2019)		
i) Effective COD		
ii) Last day of the previous tariff control period	3/31/2019	
iii) No. of Completed years lapsed as on 01.04.2019 (ii)-(i)		
iv) Remaining useful life (in year) (WAL-lapsed year)		

Note: 1) The petitioner has to maintain the identity of the individual assets. In consolidation petitions, the petitioner has to maintain and provide the details of individual assets, like description, actual COD, effective COD, cut-off date, admitted capital cost, O&M Expenses etc. The petitioner has to make all claims of additional capital expenditure or de-capitalization for the project, along with Auditor certificate by clearly mentioning the individual assets to which the claim has been made. Accordingly the relevant tariff forms should show the individual asset wise breakup. 2) This form is required to be submitted when the project is commissioned prior to 01.04.2019 (i.e. the last element of the project commissioned prior to 01.04.2019. 3) The No. of completed year can be arrived by the excel function viz. YEARFRAC(31-03-2019, Effective COD) and ignore the fraction if any from the result.

(Petitioner)

**PART-III  
FORM- 4A****Statement of Capital cost**

(To be given for relevant dates and year wise)

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_

(Amount in Rs Lakh)

A) Capital Cost		As on relevant date. <sup>1</sup>		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
1	a) Opening Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in A(a) above	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...		
	c) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in A(a) above			
2	a) Addition in Gross Block Amount during the period			
	b) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in B(a) above	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...		
	c) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in B(a) above			
3	a) Closing Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in C(a) above	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...		
	c) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in C(a) above			

(Amount in Rs. Lakh)

<b>B) Flow of liability for the Asset</b>						
<b>Particulars</b>	As on COD/01-04-2019	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1. Opening balance of liability <sup>2</sup>						
2. Add: Liability from ACE <sup>3</sup>						
3. Discharge of liability by payment and claimed as ACE <sup>4</sup>						
4. Reversal/cancelation ( to be entered) <sup>5</sup>						
5. Closing Balance of Admitted liability <sup>6</sup>						

1. Relevant date/s means date of COD of transmission element/s or Communication system and financial year start date and end date
2. In case of new asset it should flow from Form 5 and in case of existing asset it should flow from admitted liability as on 31.03..2019.
3. It refers to the liability included in the addition into gross block as on last day of the concerned year as mentioned in Form 7 of the concerned year.
4. It refers the actual payment of capital liability which was admitted by Commission as on 31.03.2019 and/or the liability included in the COD cost and /or the liability included in the ACE of previous years. (eg. If any payment is made during 2021-22 towards the un-discharged liability)
5. It refers the liability included in the Gross Block but reversed or cancelled due to any reason. (e g. The liability no more payable due to non-fulfilment of any condition of the contractor, book adjustment etc.)
6. It refers the closing balance of capital liability (i.e. as on 31<sup>st</sup> march of the concerned year and it will be the opening balance as on 01<sup>st</sup> April of the next year.
7. The balances mentioned in flow of liability in Table B above and the liability as on relevant date as mentioned in Table A above should match.
8. If any of the project asset does not required to be consolidated due to any reason, the reason has to be explained and the opening position of those assets has to be shown in the format mentioned Table B above.

**(Petitioner)**

**PART-III****FORM- 4B**

**Statement of Capital Works in Progress**  
(To be given for relevant dates and year wise)

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_

(Amount in Rs lakh)

	Particulars	As on relevant date. <sup>1</sup>		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
<b>A</b>	a) Opening CWIP Amount as per books			
	b) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in A (a) above	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...		
<b>B</b>	a) Addition/Adjustment in CWIP Amount during the period			
	b) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in B (a) above	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...		
<b>C</b>	a) Capitalization/Transfer to Fixed asset of CWIP Amount during the period			
	b) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in C (a) above	(i) .... (ii) ... (iii)... (iv) ...		
<b>D</b>	a) Closing CWIP Amount as per books			
	b) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost in D (a) above	(i) .... (ii) ... (iii)...		

**Note:** 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 New Project/Element**

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_

**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. 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, 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 closed
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)**





















<b>B) Summary of Capital Cost as on COD</b>										
Particular	Plant & Machinery Cost including initial spare but excluding IDC&IEDC	Initial Spare capitalised	IEDC capitalised	IDC capitalised	Loan FERV	Gross Block as per books of Account as on COD	Deduction from Gross Block <sup>3</sup>	Gross block meant for tariff as on COD / 01.04.2019 (after deductions )	Un-discharged liability included in 8	Capital Cost on Cash basis for tariff as on COD / as on 01-04-2019
	1	2	3	4	5	6=(1+3+4+5)	7	8=(6-7)	9	10=(8-9)
Land (Freehold Land)										
Land (Leasehold)										
Building & Civil Works										
Transmission Line										
Sub-Station										
PLCC										
<b>Total Capital Cost as per Books of Account</b>										
Less: Un-discharged liabilities										
<b>Total Capital Cost Claimed for tariff</b>										
% of IDC / IEDC on the base of (Plant & Machinery cost including initial spare as per Books of Account)										
<b>Means of Finance</b>										
Equity										
Debt										

**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.
3. Deduction form Gross Block includes the Grant Received as on COD, Gross block as on COD which pertains to other business, Adjustment of excess initial spare etc.
4. The capital cost as per books of accounts and liability should be supported by Auditor Certificate.

(Petitioner)

**PART-III  
FORM- 5A**

**Break-up of Construction/Supply/Service Packages**

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_

S. 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 whichever is earlier (Rs. Lakh)	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)	Sub-Total (Rs. Lakh)

**Note:**

1 The scope of work in any package should be indicated in conformity of cost break-up in Form-5 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. 4300 Lakh. at US\$=Rs.70 as on say 01.04.2019.

**(Petitioner)**

**PART-III  
FORM- 5B****Details of all the assets covered in the project**

Name of the Transmission Project: \_\_\_\_\_

SCOD: \_\_\_\_\_

S. No.	Name of Asset	COD	Delay (in No. of in days)	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								
5								
---								
Total								

**(Petitioner)**

**PART-III  
FORM- 6****Actual Cash Expenditure and Financial Package upto COD**

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_

**A) Actual Cash Expenditure up to COD**

(Rupees in Lakh)

Particulars	Quarter-I (Investment Approval)	Quarter- II	Quarter-III....	Quarter-n (SCOD)	Quarter-....	Quarter-n (Actual COD)
Actual Payment to contractors/suppliers during the quarter						
Cumulative Cash payments at the end of the Quarter						
% of cumulative cash Payment on Total Payment up to Actual COD						

**B) Financial package**

	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount\$		Currency and Amount\$		Currency & 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						
and so on						
<b>Total Loans</b>						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
<b>Total Equity</b>						
Debt : Equity Ratio						
<b>Total Cost</b>						

<b>Add Cap.</b>	<b>Debt</b>	<b>Equity</b>	<b>Actual Debt</b>	<b>Actual equity</b>	<b>Debt</b>	<b>Equity</b>
<b>Add cap for Year-1</b>						
<b>Add cap for Year-2...</b>						
<b>Total Capital Cost with add cap.</b>						

**Note:**

\* Say Rs. 800 Lakh + US\$ 5m = Rs. 4300 Lakh including US\$5m at an exchange rate of US\$=Rs. 70.

# 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 Transmission Asset: \_\_\_\_\_  
COD \_\_\_\_\_

A) ACE for the year : _____ @ (Actual/Projected)								
Particulars	Addition into Gross Block as per books of Account during the year	Less: Deductions dr. the year towards				Add: Discharge of earlier admitted liability	ACE on cash basis for tariff purpose	Admitted Cost in final tariff <sup>1</sup> (Rs Lakh)
		Grants Received (if any)	Asset pertaining to other business (If any)	Other Deduction (if any)	Less: Un-discharged liability included in (2-4-5)			
1	2	3	4	5	6	7	8=(2-3-4-5-6+7)	
Land (Freehold Land)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Land (Leasehold)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Building, Civil Work	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Transmission Line	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Sub-Station	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
PLCC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
<b>Total</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	

@ Repeat the above table for other years.

B) Regulation wise ACE claim on Cash basis						
Regulation No.	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
<b>Reg. 24</b>	<b>ACE within the original scope and upto the cut-off date.</b>					
24 (1) (a)	Un-discharged liabilities recognized to be payable at a future date					
24 (1) (b)	Works deferred for execution					
24 (1) (c)	Procurement of initial capital spares					

<b>B) Regulation wise ACE claim on Cash basis</b>						
<b>Regulation No.</b>	<b>Particulars</b>	<b>2019-20</b>	<b>2020-21</b>	<b>2021-22</b>	<b>2022-23</b>	<b>2023-24</b>
24 (1) (d)	Liabilities to meet award of arbitration etc.					
24 (1) (e)	Change in law or compliance of any existing law					
24 (1) (f)	Force Majeure events					
<b>Total under Regulation 24</b>						
<b>Reg. 25</b>	<b>ACE within the original scope and after the cut-off date</b>					
25 (1) (a)	Liabilities to meet award of arbitration etc.					
25 (1) (b)	Change in law or compliance of any existing law					
25 (1) (d)	Liability for works executed prior to the cut-off date					
25 (1) (e)	Force Majeure events					
25 (1) (f)	Liability for works admitted by the Commission after the cut-off date					
<b>Total under Regulation 25</b>						
<b>Reg. 26</b>	<b>ACE beyond the original scope:</b>					
26 (1) (a)	Liabilities to meet award of arbitration etc.					
26 (1) (b)	Change in law or compliance of any existing law;					
26 (1) (c)	Force Majeure Events;					
26(1) (d)	Need for higher security and safety of the plant....					
<b>Total under Regulation 26</b>						
27 (4)	R&M for extension of life beyond the originally recognized useful life (with the consent of Long Term Customers)					
Total ACE claimed for tariff						
Total Admitted ACE during Final tariff <sup>1</sup> .						

**Note:**

1. In case the true up, provide the ACE allowed in final tariff and enclose the copy of the tariff order(s).
2. Year wise details of the Work/Equipment proposed to be added after COD upto Cut-off Date/ beyond Cut- off Date has to be provided along with justification.
3. In case of de-capitalisation of assets details to be furnished in Form 10B.
4. The capital cost as per books of accounts and liability should be supported by Auditor Certificate.

(Petitioner)

**Part-III  
Form 7A****Financing of Additional Capitalisation**

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_

(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 2019-20 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 claimed during five year before the end of the useful life of the Project**

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_

COD \_\_\_\_\_

S. 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**

**Calculation of Return on Equity at Normal Rate**

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	As on 01-04-2019 / as on COD whichever is later	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	<b>No. of Days in the year</b>		<b>366</b>	<b>365</b>	<b>365</b>	<b>365</b>	<b>366</b>
	<b>No. of days for which tariff claimed</b>						
1	Opening Normative Equity						
2	Less: Adjustment in Equity*						
3	Adjustment during the year						
4	Net Opening Equity (Normal)						
5	Add: Increase in Equity due to addition during the year/period						
6	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year						
7	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year/period.						
8	Add: Increase due to discharges during the year/period						
9	Closing Normative Equity						
10	Average Normative Equity						
11	Rate of Return on Equity (Base Rate )		15.50%	15.50%	15.50%	15.50%	15.50%
12	Reduced rate of 1% decided by commission under Regulation 30 (2) (if any)						
13	Effective tax rate / MAT rate for the respective years						



**Statement showing Return on Equity at  
Weighted Average Rate of Interest on Actual Loan Portfolio**

S. No.	Particulars	As on 01-04-2019 / as on COD whichever is later	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1	Gross Opening Equity[pertaining to Proviso to Regulation 30(2)]						
2	Less: Less: Adjustment in Equity <sup>1</sup>						
3	Adjustment during the year						
4	Net Opening Equity [pertaining to Proviso to Regulation 30(2)]						
5	Add: Increase in equity due to addition during the year/period						
6	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year/period						
7	Less: Decrease due to reversal during the year / period						
8	Add: Increase due to discharges during the year / period						
9	Closing Normative Equity						
10	Average Normative Equity						
11	Rate of Return on Equity						
12	Reduced rate of 1% decided by commission under Regulation 30 (2) (if any)						
13	Effective tax rate / MAT rate for the respective years						
14	Rate of Return on Equity (Pre Tax )						
15	Return on Equity on project cost till Cutoff date (Pre Tax)						

(Petitioner)

**Note:** 1 Adjustment of equity as per Proviso to Regulation 18(3) of 2019 Tariff Regulations.

2. In respect to Equity infusion the Generating Company is required to substantiate with supporting documents such as board resolutions, balance sheet/ reconciliation statement with balance sheet.

**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 Transmission Asset: \_\_\_\_\_

Exchange Rate on date/s of Infusion: \_\_\_\_\_

S. 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													
	<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- 9**

**Details of Allocation of corporate loans to various transmission elements**

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_

Particulars 1	Package1 2	Package2 3	Package3 4	Package4 5	Package5 6	Remarks 7
Source of Loan <sup>1</sup>						
Currency <sup>2</sup>						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2019/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	
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 31.03.2019 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, MCLR, 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 drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/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 drawl & 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 31.03.2019 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 Transmission Asset: \_\_\_\_\_

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 31.03.2019/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 to be submitted as on 31.03.2019 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, MCLR, 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 drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/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 drawl & 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 31.03.2019 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)**



S. No.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2 and so on			
		1	2	3	4 <sup>s</sup>	5	6	7	8 <sup>s</sup>
	Particulars	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)
	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/31.03.2019whichever is later.

(Petitioner)

**PART-III  
FORM- 9C****Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans<sup>1</sup>**

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
<b>Loan-1</b>						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans up to previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(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 and so on</b>						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(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 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
<i>Loan repayment effective from (date to be indicated)</i>						
<b>Total Loan</b>						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans up to previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(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  
FORM9D****Loans in Foreign Currency**

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_

Particulars	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1	2	3	4	5	6	7
<b>Foreign Loan-1 (USD in Lakh) Exchange rate</b>						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(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: Drawl(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-3 (USD in Lakh) Exchange rate</b>						
....						
....						

(Petitioner)

**PART-III  
FORM9E****Calculation of Interest on Normative Loan**

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	As on 01-04-2019 / as on COD whichever is later	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
	<b>No. of Days in the year</b>		<b>366</b>	<b>365</b>	<b>365</b>	<b>365</b>	<b>366</b>
	<b>No. of days for which tariff claimed</b>						
1	Gross Normative loan – Opening						
2	Cumulative repayment of Normative Loan upto previous year						
3	Net normative loan – Opening						
4	Addition in Normative loan towards the ACE						
5	Adjustment of Normative Gross loan pertaining to the decapitalised asset.						
6	Normative Repayments of Normative Loan during the year						
7	Adjustment of Cum. repayment pertaining to the decapitalised asset.						
8	Net Normative loan – Closing						
9	Average Normative Loan						
10	Weighted average Rate of Interest of actual Loans						
11	<b>Interest on Normative loan</b>						

(Petitioner)

**PART-III  
FORM 10****Calculation of Depreciation Rate on original project cost**

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Name of the Assets <sup>1</sup>	Gross Block as on 31.03.2019 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.3.2024	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.2024
	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:

- Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

**(Petitioner)**



PART-III  
FORM- 10 A

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_ (Amount in Rs. Lakh)

Statement of Depreciation							
S. No.	Particulars	As on 01-04-2019 / COD	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
I	No. of Days in the year		366	365	365	365	366
II	No. of days for which tariff claimed						
<i>Life at the beginning of year</i>							
1.1	Weighted Average useful Life of the Asset/Project.						
1.2	Lapsed weighted average useful life of the asset/project (in Completed no. of Year).						
1.3	Balance weighted average useful life of the asset/project (in Completed no. of Years)						
<i>Capital Base</i>							
1.4	<b>Opening Capital Cost</b>						
1.5	Additional Capital Expenditure dr. the year						
1.6	De-Capitalisation during the year						
1.7	<b>Closing Capital Cost</b>						
1.8	<b>Average Capital Cost</b>						
1.9	Freehold land included in 1.8						
1.10	Asset having NIL Salvage value included in 1.8						
1.11	Asset having 10% Salvage value included in 1.8						
1.12	Depreciable value (1.10+ 90% of 1.11)						
<i>Depreciation for the period and Cum. Depreciation</i>							
1.13	Weighted Average Rate of depreciation						
1.14	<b>Depreciation (for the period)</b>						
1.15	<b>Depreciation (annualised)</b>						
1.16	Cumulative depreciation at the beginning of the period						
1.17	Less: Adj. of Cum.dep. pertaining to the decapitalised asset						
1.18	Cumulative depreciation at the end of the period						

(Petitioner)



S. No.	Category <sup>s</sup>	Date of Decapitalisation	Details of the Asset Decapitalised	Date / Year of capitalisation of asset/equipment being decapitalised	Original Capital Cost admitted for tariff for the asset being decapitalised	Debt Equity ratio considered on for tariff on the Capital cost at (5)	Cumulative Depreciation corresponding to decapitalised asset up to the date of decapitalisation	Cumulative Repayment of Loan corresponding to decapitalised asset up to the date of decapitalisation	Details of Petition in which the tariff of the asset being decapitalised was approved by Commission (Specify All the Pet. No. & Order date, Project name, Asset No. for all the periods starting from its COD till date)
<b>2023-24</b>									
1									
2...									
<b>Total</b>									

**Note:** Category include

1. Replacement due to no usable condition like destroyed, completed useful life etc.
2. Replacement due to change in law.
3. Inter Unit transfer(transfer outside of the project)
4. Asset not put to use

**(Petitioner)**

**PART-III  
FORM- 11****Calculation of Interest on Working Capital**

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	As on 01-04-2019 / as on COD whichever is later	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
<b>I</b>	<b>No. of Days in the year</b>		<b>366</b>	<b>365</b>	<b>365</b>	<b>365</b>	<b>366</b>
<b>II</b>	<b>No. of days for which tariff claimed</b>						
1	O & M Expenses - one month						
2	Maintenance Spares 15% of O&M Expenses						
3	Receivables equivalent to 45 days of AFC						
4	Total Working Capital						
5	Bank rate as on 01.04.2019 or as on 01st April of the COD year, whichever is later.						
6	<b>Interest on Working Capital</b>						

(Petitioner)

PART-III  
FORM- 12

## Details of time over run

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_

S.No.	Description of Activity/Works/Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Achieved (As per Actual)		Time Over-Run	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	Months			
1.	Notification under Section 164 of EA,2003								
2.	Award of Forest Proposal submission, Clearance & tree cutting order								
3.	Land acquisition								
4.	Award of tower supply & erection package								
5.	Tower Supply, Supply of Hardware& Accessories								
6.	Supply of Conductor								
7.	Supply of Insulators								
8.	Tower Foundation & erection								
9.	Stringing								
10.	Testing & Commissioning								

1. Delay on account of each reason in case of time overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
2. In case any margin (in schedule) is kept for the purpose of probable issue of RoW, the same may be indicated separately by the petitioner

(Petitioner)

**PART-III  
FORM- 12A****Incidental Expenditure during Construction**

Name of the Transmission Asset: \_\_\_\_\_

Date of Commercial Operation \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Parameters	Year -1	Year-2	Year 3	Year-4	Year-5
<b>A</b>	<b>Expenses:</b>					
1	Employees' Remuneration & Benefits					
2	Finance Costs					
3	Water Charges					
4	Communication Expenses					
5	Power Charges					
6	Depreciation					
7	Other Office and Administrative Expenses					
8	Others (Please Specify Details)					
9	Other pre-Operating Expenses					
	.....					
<b>B</b>	<b>Total Expenses</b>					
	Less: Income from sale of tenders					
	Less: Income from guest house					
	Less: Income recovered from Contractors					
	Less: Interest on Deposits					
	.....					
	Total					

**Note:** IEDC should be duly reconciled with the corresponding figures of Auditor's Certificate.**(Petitioner)**



Interest During Construction: Foreign Loan										
S. 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)
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									

**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.

A) Interest During Construction: Domestic Loan																	
S. No.	Name of the Lender & Loan	Loan Type <sup>a</sup>	Interest type <sup>b</sup>	Interest frequency <sup>c</sup>	Interest Due dates	Date of infusion	Loan Principal Amount	Rate of Interest <sup>1</sup>	COD	No. of Interest Days	Interest up to COD	Adjustments if any	Capitalised IDC Up to COD	Interest on Cash basis <sup>d</sup>	Un-Discharge IDC liability <sup>e</sup>	year 1 Discharge	year 2 Discharge <sup>g</sup>
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10=(9-6)	11=(7*8*10)	12	13=11-12	14	15=(11-14)	16	17
1	Loan 1																
2	Loan 2																
3	Loan 3																
4	----																
6	Loan 2....																
<b>Total</b>							<b>0.00</b>				<b>0.00</b>			<b>0.00</b>			

- a) Loan Type (Project Specific loan/ Allocated loan),
- b) Interest type (Fixed / Floating)
- c) Interest on Cash basis (i.e. Interest Actually paid up to Actual COD)



- d) Un-Discharge IDC liability as on COD  
e) Discharge payment frequency (Annual, Semi-Annual, Qtrly/Monthly etc.  
f) of IDC liability claimed as ACE in Year 1  
g) Discharge of IDC liability claimed as ACE in Year 2

<b>B) Capitalised Finance Charges (Domestic Loan)</b>								
<b>S. No</b>	<b>Name of the Finance Charge</b>	<b>Whether one time payment/periodical payment ?</b>	<b>Basis of payment</b>	<b>Date</b>	<b>Finance Charges paid/Payable</b>	<b>Capitalised FC</b>	<b>Liabilities</b>	<b>FC on Cash Basis</b>
<b>Total</b>								

**Note:** 1) In case of Floating rate of Interest or multiple drawl of same loan or repayment during construction period, the petitioner has to provide a separate interest calculation for every such loans and the finally computed interest amount has to be shown in the above statement. The Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately

2) In case of re-payment if any made during the construction period, a separate calculation has to be enclosed for such loans and the final Interest amount has to be shown in the above statement.

4) The date should be shown in DD/MM/YYYY format

5). In case of multi element project details of capitalization ratio used to be furnished.

6) If any of the debt fund infused prior to the zero date, the IDC is entitled only from the zero date.

7) Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately

**(Petitioner)**

**Part III  
FORM -13**

Details of Initial Spares													
Name of the petitioner													
Claimed / Admitted COD										Cut-off Date of the Asset:			
A) Determination of Excess initials spare and its adjustment from Capital cost													
Particulars	Plant and machinery cost as on cut-off Date <sup>1</sup>	Initial Spare Capitalised as per Books of Account up to Cut-off Date					Ceiling limit as mentioned in Regulations 23	Entitled Initial Spare as per Regulations	Excess of capitalised Initial Spare to be reduced from Capital cost.	Adjustment of Excess Initial Spare from Capital cost of Plant and Machinery			
		As on COD	As ACE dr. Y1	As ACE dr. Y2	As ACE dr. Y3	Total as on Cut off Date <sup>3</sup>				COD	ACE for Y1	ACE for Y2	ACE for Y3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10=7-9(Note 2)	11	12	13	14
Transmission Line							1.00%						
Substation Green field							4.00%						
Substation Brown Field							6.00%						
Series Compensation devices and HVDC Station							4.00%						
GIS/S- Green field							5.00%						
GIS/S-Brown field							7.00%						
Communication System							3.50%						
Static Synchronous Compensator							6.00%						
<b>initial spare as per Books of Account</b>													
Un-Discharge liabilities included above													
<b>Total Capitalized initial spare</b>													

Note: 1) Plant and machinery cost as on cut-off Date for the purpose of initial spare (As computed in Col. L of the below table)  
2) The column 10 has to be shown as nil in case the claimed initial spare is with in the ceiling limit.  
3) Total cost should be excluding IDC and IEDC.

**B) Determination of Plant & Machinery Cost for ceiling of initial spare.**

Particulars	Gross Block of Asset as on COD	Less: Amount included in Col. B towards					Plant and machinery cost as on COD for Initial Spare purpose	Plant & Machinery Capitalised as ACE up to cut off date			plant and machinery cost as on cut-off Date for the purpose of initial spare
		Land Cost	Cost of Civil Works	IEDC	IEDC	Initial Spare		Year -1	Year-2	Year-3	
a	b	c	d	e	f	g	h=b-c-d-e-f-g	i	j	k	l=h+i+j+k
Transmission Line											
Substation Green field											
Substation Brown Field											
Series Compensation devices and HVDC Station											
Gas Insulated Substation- Green field											
Gas Insulated Substation-Brown field											
Communication System											
Static Synchronous Compensator											

Note: The Cost details for the year in which Cut-off date falls has to be provide only up to the cut-off date.

(Petitioner)

**PART-III  
FORM- 14****Non-Tariff Income**

S. No.	Parameters	Existing 2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
1.	Income from rent of land or buildings						
2.	Income from sale of scrap						
3.	Income from advertisements						

**Note:** To be submitted at the time of truing up

(Petitioner)

**PART-III  
FORM- 15****Summary of issue involved in the petition**

1. Name of the Petitioner	
2. Petition Category	
3. Tariff Period	
4. Name of the Project	
5. Investment Approval date	
6. SCOD of the Project	
7. Actual COD of the project	
8. Whether entire scope is covered in the present petition.	
9. No. of Assets covered in instant petition	

10. No. of Assets having time over run		
11. Estimated Project Cost as per IA		
12. Is there any REC? if so, provide the date		
13. Revised Estimated Project Cost (if any)		
14. Completion cost for all the assets covered in the instant petition.		
15. No. of Assets covered in instant petition and having cost overrun.		
16	<b>Prayer in brief</b>	
17	<b>Key details and any Specific issue involved</b>	
18	<b>Respondents</b>	
	<b>Name of Respondents</b>	
	1	4
	2.	5
	3.	....

(Petitioner)

**PART-III  
Form A**

Summary of Capital Cost & Annual Fixed Cost (AFC) Claimed for ALL the assets covered in the present petition.														
<b>Name of the Petitioner</b>														
<b>Tariff Period</b>				2019-24										
<b>Name of the Transmission Project</b>														
<b>COD of the Project</b> (if entire scope of project is completed)														
													Rupees in lakh	
A) Summary of Capital Cost as on COD and Additional Capital Expenditure claimed for all the assets Covered in the instant petition.														
S. No.	Asset No.	COD	Cut-off Date	<i>i) Apportioned Approved Cost</i>		ii) Summary of Actual / Projected Capital Cost							Capital Cost as on Cut-off Date	
				<i>As per Investment approval</i>	As per RCE	As on COD	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	Capital Cost as on 31.03.2024		
				1	2	3	4	5	6	7	8	9		10
1	Asset 1													
2	Asset 2													
----	Asset .....													
<b>Total Capital Cost Claimed</b>														
B) Summary of Annual Fixed Cost (AFC) claimed for all the assets covered in the instant petition.														
S. No.	Asset No.	Asset Name and its location					2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24			
1	Asset 1													
2	Asset 2													
----	Asset .....													
<b>Total AFC for all the Assets</b>														
<b>Note:</b> 1) The purpose of this form is to summarise the Capital cost & AFC claimed for all the assets covered in the instant petition.														

**(Petitioner)**