



सत्यमेव जयते

राजस्थान राज-पत्र
विशेषांक

साधिकार प्रकाशित

RAJASTHAN GAZETTE
Extraordinary

Published by Authority

ज्येष्ठ 6, सोमवार शाके 1941—मई 27, 2019
Jyaistha 6, Monday, Saka 1941—May 27, 2019

भाग 7

विभिन्न विभागों में प्रदायो के लिए टेन्डर मांगने की सूचनाओं को सम्मिलित करते हुये।

राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

जयपुर मई 10, 2019

संख्या रा.वि.वि. आयोग/सचिव/ विनियम 132- विद्युत अधिनियम 2003 (2003 का 36वां) की धारा 61, सपठित धारा 181 द्वारा प्रदत्त शक्तियों और उस निमित्त उसे समर्थ बनाने वाली समस्त शक्तियों का प्रयोग करते हुये, राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग, पूर्व प्रकाशन के पश्चात्, एतद्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात्:-

भाग-I

प्रारम्भिक

1. लघुशीर्षक, सीमा तथा प्रारम्भण:

- (1) ये विनियम, “राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ विनिर्धारण हेतु निबन्धन व शर्तें) विनियम, 2019” कहलायेंगे।
- (2) ये विनियम सम्पूर्ण राजस्थान राज्य के लिये विस्तारित होंगे। ये विनियम इन विनियमों से आवृत्त वित्तीय वर्ष 2019-20 अर्थात् 1 अप्रैल 2019 तथा उसके पश्चात् वित्तीय वर्ष 2023-24 अर्थात् मार्च 31, 2024 तक के टैरिफ विनिर्धारण के लिये प्रयोज्य होंगे: बशर्ते कि ये विनियम कैप्टिव उत्पादन संयन्त्र तथा अक्षय उर्जा स्रोतों से टैरिफ के विनिर्धारण पर प्रयोज्य नहीं होंगे परन्तु लघु व सूक्ष्म जल संयन्त्रों पर प्रयोज्य होंगे: और बशर्ते कि विव 2018-19 तक की अवधि से संबंधित समीक्षा मामलों सहित सभी प्रयोजनार्थ, टैरिफ विनिर्धारण से संबंधित मुद्दे राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ विनिर्धारण हेतु निबन्धन व शर्तें) विनियम, 2004, राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ विनिर्धारण हेतु निबन्धन व शर्तें) विनियम, 2009, या राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ विनिर्धारण हेतु निबन्धन व शर्तें) विनियम, 2014 यथास्थिति, उनके संशोधनों सहित, से प्रशासित होंगे।
- (3) ये विनियम, इन विनियमों के शासकीय गजट में प्रकाशन की तिथि से प्रवृत्त होंगे।

2. परिभाषाएँ:

- a. इन विनियमों में, जब तक की सन्दर्भ द्वारा अन्यथा अपेक्षित नहीं है:
 - (1) “लेखांकन विवरण पत्र” का अभिप्राय, प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिये निम्नलिखित विवरणों से है, अर्थात्:
 - (i) समय-समय पर यथासंशोधित कम्पनी अधिनियम, 2013 में अन्तर्विष्ट प्रपत्र के अनुसार तैयार किया गया तुलन पत्र;

- (ii) समय-समय पर यथासंशोधित कम्पनी अधिनियम, 2013 कि अपेक्षाओं के अनुरूप लाभ तथा हानि खाता;
- (iii) भारत की सनदी लेखाकारों के संस्था के, समय-समय पर यथासंशोधित प्रयोज्य लेखामानकों के अनुरूप तैयार किया गया रोकड प्रवाह विवरण पत्र;
- (iv) संवैधानिक अंकेक्षकों का प्रतिवेदन;
- (v) सत्ता के यथा कम्पनी के कुल व्ययों, राजस्व, आस्तियों एवं दायित्वों तथा आयोग द्वारा विनियमित प्रत्येक व्यवसाय और अविनियमित व्यवसाय संचालनों, जहां भी लागू हो, के लिये प्रथमतः व्ययों, राजस्व, आस्तियों एवं दायित्वों के मध्य समाधान को दर्शाते हुये संवैधानिक अंकेक्षकों द्वारा सम्यक रूप से प्रमाणित लेखा-समाधान विवरण पत्र;
- (vi) समय समय पर यथासंशोधित, कम्पनी अधिनियम, 2013 के अन्तर्गत केन्द्र सरकार द्वारा विहित लागत अभिलेख;
- समय समय पर आयोग द्वारा यथानिर्देशित ऐसे अन्य समर्थक विवरण पत्र एवं सूचना एवं उन पर टिप्पणीयों सहित:
- बशर्ते यह है कि विद्युत वितरण के व्यवसाय में किसी स्थानीय प्राधिकरण के वाग्दत्त होने की दशा में लेखांकन विवरण का अभिप्राय ऐसे स्थानीय प्राधिकरण पर यथा प्रयोज्य सुसंगत अधिनियम संविधियों के अनुसार यथोपरिवर्णित तैयार व संशोधित किये गये मर्दों से है;
- टिप्पणी: प्रथमतः प्रत्येक उत्पादन के लिये, प्रथमतः राज्य भार प्रेषण केन्द्र (रा.भा.प्रे.के.) के लिये एवं आयोग द्वारा विनियमित प्रत्येक व्यवसाय के लिये लेखा समाधान विवरण पत्रों सहित उपरोक्त संदर्भित लेखांकन विवरण पत्रों का संधारण किया जायेगा;
- (2) “अधिनियम” का अभिप्राय, उसमें संशोधनों सहित, विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36वां) से हैं;
- (3) “नियतन विवरण” का अभिप्राय अनुज्ञप्तिधारी/उत्पादन कम्पनी एवं अग्रतर उत्पादन कम्पनी के मामलों में प्रत्येक उत्पादन केन्द्र के प्रत्येक अलग-अलग व्यवसाय के सम्बन्ध में प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिए किसी राजस्व, लागत, परिसम्पत्ति, दायित्व, आरक्षित या प्रावधान की राशि दर्शाते हुये, जो या तो,
- (i) प्रत्येक ऐसे अलग-अलग व्यवसाय से/को प्रभारित किये जाने के साथ-साथ उसके प्रभारित किये जाने के आधार के विवरण; या
- (ii) अनुज्ञप्तिधारी/उत्पादन कम्पनी के अनुज्ञप्त/विनियमित व्यवसाय तथा प्रत्येक अन्य पृथक् व्यवसाय के बीच प्रभाजन/या नियतन द्वारा विनिर्धारित विवरण के साथ-साथ प्रभाजन या नियतन के आधार का विवरण;

बशर्ते कि उत्पादन केन्द्र के सम्बन्ध में ऐसा नियतन विवरण चरण-वार, इकाईवार तथा/या सम्पूर्ण उत्पादन केन्द्र के लिए टैरिफ विनिर्धारण को सुलभ बनाये जाने की रीति से संधारित किया जायेगा;

- (4) “समग्र राजस्व आवश्यकता” का अभिप्राय इन विनियमों के अनुसार, अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी के अनुज्ञेय व्ययों तथा उसके अनुज्ञप्त/विनियमित व्यवसाय से सम्बन्धित अंशपूजी पर प्रतिफल की टैरिफ के माध्यम से वसूली से है;
- (5) “आवेदक” का अभिप्राय किसी उस अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी या रा.भा.प्रे.के. से है, जिसने समग्र राजस्व आवश्यकता तथा टैरिफ के विनिर्धारण हेतु आवेदन/याचिका की है या अधिनियम तथा इन विनियमों के अनुसार ट्रयूइंग-अप के लिए आवेदन किया है तथा इसमें वह अनुज्ञप्तिपत्रधारी या उत्पादन कम्पनी या रा.भा.प्रे.के. भी शामिल है, जिसकी टैरिफ आयोग द्वारा स्व-प्रेरणा से या किसी इच्छुक या प्रभावित व्यक्ति द्वारा याचिका दायर किये जाने पर ट्रयूइंग-अप के भाग के रूप में समीक्षा का विषय है;
- (6) “सहायक उर्जा उपभोग” का अभिप्राय किसी उत्पादन केन्द्र/इकाई के मामलों में उत्पादन केन्द्र/इकाई के सहायक उपस्करों द्वारा उपभोगित उर्जा के परिमाण तथा उत्पादन केन्द्र/इकाई के अन्दर ट्रांसफार्मर हानियों से है तथा उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों के जनित्र अन्तस्थों पर उत्पादित सकल उर्जा के योग के प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त किया जायेगा;

बशर्ते कि सहायक उर्जा उपभोग उत्पादन केन्द्र पर आवासीय कॉलोनी को विद्युतापूर्ति तथा अन्य सुविधाओं हेतु उर्जा उपभोग तथा उत्पादन केन्द्र पर निर्माण कार्यों के लिए विद्युत उपभोग, जिसे पृथक से मीटरित किया जायेगा, शामिल नहीं होगा;

- (7) “उपलब्धता” का अभिप्राय
- (क) किसी अवधि के लिए उत्पादन केन्द्र के संदर्भ में अभिप्राय उस अवधि में सभी दिवस के लिए दैनिक औसत घोषित क्षमताओं के औसत, जो कि राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा प्रमाणित है तथा जिसे उत्पादन केन्द्र की अधिष्ठापित क्षमता में से इन विनियमों में यथाविनिर्दिष्ट मेगावाट में मानकीय सहायक उपभोग को कम करते हुये, की प्रतिशतता में अभिव्यक्त किया जायेगा, से है और इसे निम्नलिखित सूत्र के अनुसार परिकलित किया जायेगा:

एन

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

$$\text{आई} = 1$$

जबकि, एन = दी गयी अवधि के दौरान, समय ब्लॉकों की संख्या

डीसी_{आई} = ऐसी अवधि में आई के समय ब्लॉकों के लिए मे.वा. में औसित घोषित क्षमता

आईसी = उत्पादन केन्द्र की मे.वा. में अधिष्ठापित क्षमता

एयूएक्सएन = सकल उत्पादन की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त मे.वा. में मानकीय सहायक उपभोग

- (ख) किसी दी गयी अवधि के लिये प्रसारण तंत्र के संदर्भ में अभिप्राय, वोल्टेज पर परिदान बिन्दु तक विद्युत के प्रसारण के लिये समर्थ होने के घण्टे के समय से है, जिसे दी गयी अवधि में कुल घण्टों की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त किया जायेगा;
- (ग) उत्पादन कम्पनी द्वारा प्रत्येक उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों) या रा.भा.प्रे.के. द्वारा यथा प्रयोज्य एवं प्रमाणित प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के लिये वर्ष के दौरान वार्षिक वास्तविक उपलब्धता की गणना की जायेगी;
- (8) **“बैंक दर”** का अभिप्राय सम्बन्धित वर्ष की 1 अप्रैल को लागू भारतीय रिजर्व बैंक की बैंक-दर से होगा;
- (9) **“आधार दर”** का अभिप्राय भारतीय स्टेट बैंक द्वारा समय समय पर यथा घोषित कोषों की एक वर्षीय सीमांत लागत आधारित धन उधार दर, से होगा;
- (10) **“लाभ-भोगी”** से अभिप्राय -
- (क) उत्पादन कम्पनी के उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों) के संदर्भ में उस व्यक्ति से है जो इन विनियमों के अन्तर्गत क्षमता प्रभारों में भागीदारी रखता हो या इन विनियमों के अन्तर्गत जिसकी टैरिफ निर्धारित कि गयी है ऐसे केन्द्र पर उत्पादित विद्युत का क्रेता;
- (ख) प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी एवं रा.भा.प्रे.के. के संदर्भ में, वितरण अनुज्ञप्तिधारी;
- (ग) वितरण अनुज्ञप्तिधारी के संदर्भ में, उपभोक्ता;
- (11) **“कानून में परिवर्तन”** का अभिप्राय, निम्नलिखित में से किसी भी घटना के घटित होने से है;
- (i) किसी भी भारतीय नये कानून का अधिनियमन, प्रभाव में लाना या प्रख्यापन;
- (ii) किसी विद्यमान भारतीय कानून का अंगीकरण, संशोधन, रूपांतरण, विखण्डन या पुनः अधिनियमन; या
- (iii) किसी भारतीय कानून के निर्वचन में किसी सक्षम न्यायालय, अधिकरण या भारतीय सरकारी अभिकरण द्वारा परिवर्तन जो भारतीय कानून के अन्तर्गत ऐसे निर्वचन के लिये अन्तिम प्राधिकारी है; या
- (iv) परियोजना के लिये किसी शर्त या किसी सहमति की प्रसंविदा या अनापत्तियां या स्वीकृती या उपलब्ध अनुज्ञप्ति या प्राप्त की गयी में किसी सक्षम वैधानिक प्राधिकारी द्वारा परिवर्तन;
- (12) **“आयोग”** का अभिप्राय राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग से है;

- (13) “नियंत्रणावधि” का अभिप्राय अस अवधि से है, जिसके दौरान राजस्व आवश्यकता व टैरिफ विनिर्धारण के लिये इन विनियमों में निर्धारित किये गये सिद्धान्त व प्रतिमान वैध रहेंगे;
- (14) “पारम्परिक विद्युत संयन्त्र” का अभिप्राय लिग्नाइट, कोयला या गैस आधारित तापीय या 25 मे.वा. अथवा अधिक के जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों से है;
- (15) “विच्छेदक तिथि” का अभिप्राय किसी परियोजना के वाणिज्यिक परिचालन होने की तिथि से तीन वर्षों के पश्चात् कलैण्डर माह की अन्तिम तिथि से है;
बशर्ते कि प्रलेखीय साक्ष्यों के आधार पर यह सिद्ध कर दिया जाता है कि परियोजना विकासक के नियन्त्रण के बाहर के कारणों से पुंजीकरण नहीं किया जा सका, तो आयोग द्वारा विच्छेदक तिथि को बढ़ाया जा सकता है;
- (16) “दिन” का अभिप्राय 0000 घण्टे पर शुरू होने वाली 24 घण्टे की अवधि से है;
- (17) “वाणिज्यिक संचालन की तिथि या सी.ओ.डी.” का अभिप्राय:
- (i) उत्पादक इकाई (इकाइयों) के मामलों में उत्पादक द्वारा घोषित तिथि से है-
 - a. किसी इकाई के संदर्भ में वितरण अनुज्ञप्तिधारी को नोटिस दिये जाने के पश्चात् 72 घण्टों के सफलतम परीक्षण प्रचलन के माध्यम से अधिकतम सतत रेटिंग (एमसीआर) या अधिष्ठापित क्षमता (आईसी) के प्रदर्शन करने के पश्चात्, तथा
 - b. उत्पादन केन्द्र के संदर्भ में उत्पादन केन्द्र की अन्तिम इकाई के वाणिज्यिक संचालन की तिथि से है:
बशर्ते कि जहां वितरण अनुज्ञप्तिधारियों को उत्पादन केन्द्रों से विद्युत के क्रय हेतु आबद्ध कर दिया गया है तो परीक्षण प्रचलन उत्पादन कम्पनी द्वारा वितरण अनुज्ञप्तिधारी को सात दिवस के नोटिस के बाद शुरू होगा तथा शिड्यूलिंग वितरण अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा परीक्षण परिणामों को स्वीकार कर लिये जाने के बाद 0000 घण्टों से शुरू होगा:
बशर्ते यह कि उत्पादन कम्पनी प्रमाणित करेगी कि उत्पादन केन्द्र केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण एवं राज्य ग्रिड कोड द्वारा विनिर्दिष्ट तकनीकी मानकों की पूर्ति करता है;
 - (ii) प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में प्रसारण लाईन या सब-स्टेशन को इसके निर्धारित वोल्टेज स्तर तक प्रभारित किये जाने की तिथि या प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इसे प्रभारित किये जाने के लिए तैयार होना घोषित किये जाने की तिथि से सात दिवस बाद से है परन्तु इसे आरोप्य किये जाने के कारणों से प्रभारित किये जाने में समर्थ नहीं है;
 - (iii) वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मामलों में वितरण अनुज्ञप्तिधारी की विद्युत लाइन या सब-स्टेशन को इसकी निर्धारित वोल्टेज स्तर तक प्रभारित किये जाने की तिथि या

वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इसे प्रभारित किये जाने के लिए तैयार होना घोषित किये जाने की तिथि के सात दिन बाद से है, चाहे इसके आपूर्तिकारों या संविदाकारों को आरोग्य कारणों से प्रभारित नहीं किया गया है:

बशर्ते कि वाणिज्यिक संचालन की तिथि, जब तक की सभी पक्षकारों द्वारा परस्पर सहमति व्यक्त न कर दी जाये विद्युत क्रय अनुबन्ध या कार्यान्वयन अनुबन्ध या प्रसारण सेवा अनुबन्ध या व्हीलिंग अनुबन्ध, जैसी भी स्थिति हो, में वर्णित वाणिज्यिक प्रचालन के लिए अधिसूचित तिथि से पूर्व की तिथि नहीं होगी;

- (18) "दैनिक क्षमता सूचकांक" का अभिप्राय किसी दिवस के लिए अधिकतम उपलब्ध क्षमता की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त, घोषित क्षमता, से है और इसकी गणना नीचे दिये गये सूत्र के अनुसार की जायेगी:

दैनिक क्षमता सूचकांक = घोषित क्षमता (मे.वा.) X 100/अधिकतम उपलब्ध क्षमता (मे.वा.)

दैनिक क्षमता सूचकांक 100% तक सीमित होगा तथा किसी अवधि के लिए शब्द "क्षमता सूचकांक" उपर्युक्तानुसार संगणित दैनिक क्षमता सूचकांक का औसत होगा;

- (19) "घोषित क्षमता " का अभिप्राय

- किसी तापीय उत्पादन केन्द्र के लिए दिन के किसी समय ब्लॉक या पूरे दिन के संदर्भ में ऐसे उत्पादन केन्द्र द्वारा ईंधन की उपलब्धता को ध्यान रखते हुये मे.वा. में परिदत्त की जाने वाली एक्स-बस विद्युत की सामर्थ्यता से है:
बशर्ते की गैस टर्बाइन उत्पादन केन्द्र या संयुक्त चक्रीय उत्पादन केन्द्र के मामले में उत्पादन केन्द्र इकाइयों एवम् मोड्यूल्स की क्षमता गैस व तरल ईंधन पर पृथक से घोषणा करेगा और उन्हें पृथक से अनुसूचित किया जायेगा। उत्पादन केन्द्र के लिए कुल घोषित क्षमता तथा कुल अनुसूचित उत्पादन क्रमशः उपलब्धता तथा संयन्त्र भार घटक (प्लांट लोड फेक्टर) के परिकलन के प्रयोजन से गैस ईंधन तथा तरल ईंधन के लिए घोषित क्षमता तथा अनुसूचित उत्पादन का योग होगा;
- पोण्डेज तथा भंडारण प्रकार के विद्युत केन्द्र युक्त रन-ऑफ-रीवर जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिए, जल की उपलब्धता, जल का इष्टतम उपयोग तथा मशीनों की उपलब्धता को ध्यान में रखते हुये उत्पादन केन्द्र से अगले दिवस के चरम घण्टों से उपर उपलब्ध हो सकने वाली उत्पादन केन्द्रों द्वारा यथा घोषित प्रत्याशित मेगावाट में एक्स-बस क्षमता से है तथा इस प्रयोजनार्थ चरम घण्टे 24 घण्टे की अवधि के भीतर 3 घण्टे से कम नहीं होंगे;
- बिना पोण्डेज वाले रन-ऑफ-रीवर जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिए, जल की उपलब्धता, जल का इष्टतम उपयोग तथा मशीनों की उपलब्धता को ध्यान में रखते हुये उत्पादन केन्द्र द्वारा यथाघोषित उत्पादन केन्द्र से अगले दिवस के दौरान उपलब्ध होने वाली प्रत्याशित मे.वा. में एक्स-बस क्षमता;

- (20) इन विनियमों के अन्तर्गत टैरिफ के प्रयोजनार्थ **“विपूजीकरण”** से अभिप्राय आस्तियों के अन्तः इकाई हस्तान्तरण या आस्तियों को उपयोग/सेवा से हटाने के अनुरूप आयोग द्वारा यथा स्वीकृत परियोजना की सकल स्थिर आस्तियों में कमी से है;
- (21) **“मानित अनुज्ञप्तिधारी”** का अभिप्राय वह व्यक्ति जो अधिनियम की धारा 14 के अधीन अनुज्ञप्तिधारी समझा जायेगा;
- (22) जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्र के संदर्भ में **“अभिकल्प उर्जा”** का अभिप्राय उर्जा के उस परिमाण से है, जिसका उत्पादन केन्द्र की 95 प्रतिशत अधिष्ठापित क्षमता से 90 प्रतिशत तक का विश्वस्त वर्ष में उत्पादन किया जा सके;
- (23) **“वितरण व्यवसाय”** का अभिप्राय किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी के आपूर्ति क्षेत्र में विद्युत आपूर्ति करने के लिए वितरण तंत्र के परिचालन व संधारण के व्यवसाय से है;
- (24) **“वितरण तार व्यवसाय”** का अभिप्राय वितरण अनुज्ञप्तिधारी के आपूर्ति के क्षेत्र में विद्युत के वहीलिंग हेतु वितरण तंत्र के परिचालन एवं संधारण व्यवसाय से है;
- (25) **“विद्यमान उत्पादन इकाई/केन्द्र”** का अभिप्राय उस उत्पादन इकाई/ केन्द्र से है, जिसने 01.04.2019 से पूर्व ही वाणिज्यिक संचालन की तिथि प्राप्त कर ली है;
- (26) **“टैरिफ तथा प्रभारों से प्रत्याशित राजस्व”** का अभिप्राय अनुज्ञप्तिधारी/उत्पादन कम्पनी/रा.भा.प्रे.के. को अनुज्ञप्त/विनियमित व्यवसाय से प्रचलित टैरिफ पर तथा विनियमित प्रभारों से प्रोद्भूत होने वाले अनुमानित राजस्व से है;
- (27) **“दैवी आपत घटना”** का किसी पक्षकार, किसी घटना या परिस्थितियों, जो युक्तियुक्त नियंत्रण में नहीं है या उस पक्षकार के किसी कृत्य या चूक के कारण है और जिसे युक्तियुक्त सावधानी व कर्मठता का उपयोग करते हुये भी पक्षकार, पूर्ववर्ती की सामान्यता को बिना सीमित किये जाने सहित, रोकने में समर्थ नहीं हो सकने वाली घटनाओं से है,
- बिजली गिरना, तूफान, भुकम्प, बाढ, सूखा तथा प्राकृतिक घोर विपत्ति सहित, परन्तु तक सीमित नहीं, दैवी-संकट;
 - हडताल, तालाबन्दी, कम काम करना, बन्द या अन्य औद्योगिक बाधायें,
 - जन-शत्रु के कृत्य, युद्ध (घोषित या अघोषित), नाकाबन्दी, विद्रोह (बगावत), बलवा, क्रान्ति, तोड-फोड, बर्बरता तथा नागरिक- बाधा,
 - आग सहित, परन्तु तक सीमित नहीं, अपरिहार्य दुर्घटना, विस्फोट, विघटनाभिक, संदूषण, विषैले-खतरनाक, रसायनिक संदूषण,
 - ग्रिड का बन्द होना या अवरोध, जो राज्य या केन्द्र सरकार द्वारा या आयोग द्वारा या राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा अपेक्षित या निर्देशित है तथा महत्वपूर्ण संयन्त्र या

उपकरण की खराबी की गंभीर व तत्काल जोखिम को टालने के लिए कोई बन्द या अवरोध;

- (28) “**वित्तीय वर्ष**” का अभिप्राय किसी कैलेण्डर वर्ष की 1 अप्रैल से शुरू होने और आगामी कैलेण्डर वर्ष की 31 मार्च को समाप्त होने वाली अवधि से है;
- (29) “**उत्पादन व्यवसाय**” का अभिप्राय किसी लाभभोगी को आपूर्ति देने या इस प्रकार आपूर्ति दिये जाने में समर्थ हो सकने के प्रयोजन से किसी उत्पादन केन्द्र/इकाई से विद्युत उत्पादन के व्यवसाय से है;
- (30) “**उत्पादन टैरिफ**” का अभिप्राय किसी उत्पादन केन्द्र/ इकाई से विद्युत की एक्स - बस आपूर्ति के लिए टैरिफ से है;
- (31) “**सकल उष्मीय मूल्य या जी.सी.वी.**” का अभिप्राय तापीय उत्पादन केन्द्र के संदर्भ में एक किलोग्राम ठोस ईंधन या एक लीटर तरल ईंधन अथवा एक मानक क्यूबिक मीटर गैसीय ईंधन, जैसी भी स्थिति हो, के पूर्ण दहन से उत्पादित किलो कैलोरी ताप से है;
- (32) “**यथा प्रज्वलित जी.सी.वी.**” का अभिप्राय, विद्युत उत्पादन के लिये उत्पादन इकाई के बंकरों में कोयला या लिग्नाइट का भरण करने से पहले कोयला या लिग्नाइट का संगणित सकल उष्मीय मूल्य से है;
- (33) “**यथा प्राप्त जी.सी.वी.**” का अभिप्राय भारतीय मानक आई एस 436 (खण्ड-1/ भाग 1)- 1964 के अनुसार भरे हुए वैगनों, ट्रकों, रज्जु मार्ग (रोपवे), मेरी-गो-राउण्ड (चक्रदोला), वाहक पट्टा (बैल्ट कन्वेयर) एवं जहाज से नमूनों के संग्रहण, तैयारी एवं परीक्षण के माध्यम से तापीय उत्पादन केन्द्र के उतराई स्थल पर कोयला या लिग्नाइट की यथा मापित जी.सी.वी.:
- बशर्ते कि केन्द्र सरकार द्वारा जारी किये गये मार्गदर्शक सिद्धान्तों, यदि कोई हो, के अनुसार उत्पादन कम्पनियों द्वारा नियुक्त किये जाने वाले तृतीय पक्षकार नमूना के माध्यम से कोयला या लिग्नाइट का माप किया जायेगा:
- बशर्ते यह कि कोयला या लिग्नाइट के नमूने या तो शारीरिक रूप से या द्रव चालित औगर के माध्यम से या कार्मिक तथा उपकरण की सुरक्षा को ध्यान में रखते हुए विचारित अन्य कोई उपयुक्त विधि के माध्यम से संग्रहित किये जायेंगे:
- बशर्ते यह भी कि उत्पादन कम्पनियां, उचित एवं पारदर्शी रूप से जी.सी.वी. की माप हेतु नमूनों का संग्रहण, तैयारी एवं परीक्षण के लिये किसी भी उन्नत प्रौद्योगिकी को अंगीकृत कर सकती है;
- (34) “**सकल केन्द्र ताप दर**” का अभिप्राय जनित्र अन्तस्थ पर एक किवाघ वैधुत उर्जा उत्पादित करने के लिये अपेक्षित किलो कैलोरी में ताप उर्जा निवेश से है;

- (35) **“भारतीय सरकार अभिकरण”** से अभिप्राय भारत सरकार, राज्य सरकार और कोई भी मंत्रालय या भारत सरकार और जहां परियोजना स्थित है वहां की राज्य सरकार द्वारा नियन्त्रित विभाग या मण्डल या अभिकरण, या भारत में सम्बन्धित संविधियों के अन्तर्गत गठित विनियामक या अर्ध-न्यायिक प्राधिकारी है;
- (36) **“अस्थिर विद्युत”** का अभिप्राय किसी उत्पादन केन्द्र की इकाई द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन से पूर्व ग्रिड में अन्तःक्षेपित विद्युत से है;
- (37) **“अधिष्ठापित क्षमता”** का अभिप्राय उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों की नाम पट्टिका क्षमताओं या आयोग द्वारा समय-समय पर यथानुमोदित उत्पादन केन्द्र की क्षमता (जनित्र अन्तस्थ पर संगणित) से है;
- (38) **“अन्तर्सम्बन्ध बिन्दु”** का अभिप्राय प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के ईएचवी सब-स्टेशन या वितरण अनुज्ञप्तिधारी के एच.वी. सब-स्टेशन से है, जहां उत्पादन केन्द्रों से उत्पादित विद्युत का राजस्थान ग्रिड या प्रसारण नेटवर्क तथा वितरण नेटवर्क के बीच के अन्तर्सम्बन्ध बिन्दु पर अन्तःक्षेपण किया जाता है, से है;
- (39) **“अनुज्ञप्तिधारी”** का अभिप्राय उस व्यक्ति से है जिसे अधिनियम की धारा 14 के अन्तर्गत अनुज्ञापत्र स्वीकृत किया गया है तथा इसमें वह व्यक्ति भी शामिल है, जो अधिनियम की धारा 14 अन्तर्गत मानित अनुज्ञप्तिधारी है;
- (40) किसी उत्पादन केन्द्र की इकाई के संदर्भ में **“अधिकतम सतत् रेटिंग (एमसीआर)”** का अभिप्राय निर्माता द्वारा जनित्र अन्तस्थ पर निर्धारित प्राचलों (पैरामीटर्स) पर प्रत्याभूत अधिकतम सतत् उत्पादन से है एवं संयुक्त चक्रीय तापीय उत्पादन केन्द्र के ब्लाक के संदर्भ में अभिप्राय निर्माता द्वारा जनित्र अन्तस्थ पर निर्धारित प्राचलो (पैरामीटर्स) पर जल व भाप अन्तःक्षेपण के साथ प्रत्याभूत अधिकतम सतत उत्पादन से है;
- (41) **“अधिकतम उपलब्ध क्षमता”** का अभिप्राय जलीय केन्द्रों के लिये निम्नलिखित से है-
- (क) पोण्डेज तथा भण्डारण प्रकार के विद्युत केन्द्रों युक्त रन-ऑफ-रीवर विद्युत केन्द्र जलस्तर तथा प्रवाह की प्रचलित परिस्थितियों के अन्तर्गत उत्पादन केन्द्र की सभी चलित इकाइयों से अगले दिवस के चरम घण्टों से उपर मेगावाट में उत्पादित अधिकतम क्षमता:
बशर्ते कि इस प्रयोजनार्थ चरम घण्टे, 24 घण्टे की अवधि में तीन घण्टे से कम की नहीं होगी;
- (ख) पोण्डेज रहित रन-ऑफ-रीवर उत्पादन केन्द्र:
जलस्तर तथा प्रवाह की प्रचलित परिस्थितियों के अन्तर्गत उत्पादन केन्द्र की सभी चलित इकाइयों से अगले दिवस में मेगावाट में उत्पादित अधिकतम क्षमता;
- (42) **“नवीन उत्पादन इकाई/केन्द्र”** का अभिप्राय उस उत्पादन इकाई/ केन्द्र से है, जो 01.04.2019 को या उसके बाद वाणिज्यिक परिचालन प्राप्त करती है, से है;

- (43) **“गैर-टैरिफ आय”** का अभिप्राय विनियमित व्यवसाय से सम्बन्धित टैरिफ से होने वाली आय के अलावा तथा अन्य व्यवसाय से होने वाली आय को छोड़कर, होने वाली अन्य आय से है तथा फुटकर आपूर्ति व्यवसाय वाले वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मामलों में व्हीलिंग से होने वाली आय तथा प्रति आर्थिक सहायता अधिभार वा व्हीलिंग के प्रभारों पर अतिरिक्त अधिभार से होने वाली प्राप्तियों के अलावा होने वाली अन्य आय से है;
- (44) **“परिचालन एवं संधारण व्यय”** या **“प.एवं.सं. व्यय”**
- (क) किसी उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों) के लिये अभिप्राय किसी उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों) की परियोजना या उसके भाग के परिचालन एवं संधारण पर उपगत व्यय से है तथा इसमें जनशक्ति, मरम्मत, स्पेयरों उपभोज्य वस्तुओं, जल प्रभार, याचिका दायर करने के शुल्क तथा अन्य उपरिव्यय पर किया गया व्यय शामिल है परन्तु ईंधन व्यय अपवर्जित है;
- (ख) किसी अनुज्ञप्तिधारी के लिये अभिप्राय प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा परिचालन एवं संधारण पर उपगत व्यय से है तथा इसमें जनशक्ति, मरम्मत, स्पेयरों उपभोज्य वस्तुओं, याचिका दायर करने के शुल्क, अनुज्ञप्ति शुल्क तथा अन्य उपरिव्यय पर किया गया व्यय शामिल है;
- (ग) रा.भा.प्रे.के. के लिये अभिप्राय रा.भा.प्रे.के. द्वारा परिचालन एवं संधारण पर उपगत व्यय से है तथा इसमें जनशक्ति, मरम्मत, स्पेयरों उपभोज्य वस्तुओं, एएमसी एवं अन्य सेवा संविदायें, याचिका दायर करने के शुल्क तथा अन्य उपरिव्यय पर किया गया व्यय शामिल है;
- (45) **“अन्य व्यवसाय”** का अभिप्राय प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अधिनियम की धारा 41 या वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अधिनियम की धारा 51 के अन्तर्गत ऐसे प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी की परिसम्पतियों के इष्टतम उपयोग में लाये जाने के वाग्दत्त व्यवसाय से है;
- (46) **“संयंत्र भार घटक (प्लांट लोड फैक्टर)”** का, किसी दी गयी अवधि के संदर्भ में अभिप्राय ऐसी अवधि में उस अवधि की अधिष्ठापित क्षमता के तदनु रूप, उर्जा की प्रतिशतता के रूप में व्यक्त भेजी गयी उर्जा से है और असका परिकलन नीचे दिये गये सूत्रानुसार किया जायेगा-

एन

$$\text{संयंत्र भार घटक (\%)} = 10000 \times \frac{\sum \text{एजी}_{\text{आई}}}{\{\text{एन} \times \text{आईसी} (100 - \text{एयूएक्स}_{\text{एन}})\}} \%$$

$$\text{आई} = 1$$

जबकि-

एन = दी गयी अवधि के दौरान, समय ब्लॉकों की संख्या

एजीआई = ऐसी अवधि में आई वें समय ब्लॉक के लिए मे.वा. में वास्तविक एक्स-बस उत्पादन

आईसी = उत्पादन केन्द्र की मे.वा. में अधिष्ठापित क्षमता

एयूएक्सएन = सकल उत्पादन के प्रतिशतता के रूप में व्यक्त मे.वा. में प्रासमिक सहायक उपभोग;

वर्ष के दौरान वार्षिक वास्तविक संयंत्र भार घटक की संगणना उत्पादन कम्पनी द्वारा की जायेगी और रा.भा.प्रे.के. द्वारा प्रमाणित किया जायेगा।

- (47) “परियोजना” का अभिप्राय किसी उत्पादन केन्द्र या प्रसारण तन्त्र जैसी भी स्थिति हो, से है तथा किसी जलीय उत्पादन केन्द्र के मामले में इसमें उत्पादन सुविधा के सभी अवयव जैसे जलकपाट, शिखर व तल कार्य, मुख्य तथा नियामक जलाशय, बांध तथा अन्य जलीय कार्य, अन्तर्ग्रहण जल प्रवाहक तन्त्र शामिल हैं;
- (48) “प्रारम्भिक उर्जा” का अभिप्राय अभिकल्प उर्जा तक, जलीय केन्द्र से वार्षिक रूप से उत्पादित उर्जा के परिमाण से है;
- (49) “निर्धारित (रेटेड) वोल्टेज” का अभिप्राय निर्माता के अभिकल्प वोल्टेज, जिस पर प्रचालन हेतु प्रसारण तन्त्र या वितरण तन्त्र अभिकल्पित है या ऐसे निम्नतर वोल्टेज जिन पर, प्रयोक्ताओं के परामर्श से, अस्थाई रूप से लाइन प्रभारित की जाती है, से है;
- (50) “विनयमित व्यवसाय” का अभिप्राय किसी विद्युत व्यवसाय से है, जिसे आयोग द्वारा विनयमित किया जाता है;
- (51) इन विनियमों के प्रयोजनार्थ “अक्षय उर्जा स्रोतों” का अभिप्राय है तथा इसमें शामिल है, गैर-पारम्परिक अक्षय उत्पादन स्रोत जैसे लघु एवं सूक्ष्म जलीय, पवन तथा संयुक्त चक्रीय के साथ इसके संघठन सहित सौर बाँयोमास, बाँयो-ईंधन सहउत्पादन, शहरी/नगरपालिका अपशिष्ट तथा भारत सरकार के नवीन एवं अक्षय उर्जा, मंत्रालय द्वारा यथानुमोदित ऐसे अन्य स्रोत;
- (52) “फुटकर आपूर्ति व्यवसाय” का अभिप्राय वितरण अनुज्ञापत्रधारी द्वारा उसके अनुज्ञापत्र की शर्तों के अनुसार उसके उपभोक्ताओं को विद्युत विक्रय के व्यवसाय से है;
- (53) “रन-ऑफ-रीवर विद्युत केन्द्र” का अभिप्राय धारा प्रतिकूल पोण्डेज सहित या रहित जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों से है;
- (54) “विक्रय योग्य प्रारम्भिक उर्जा” का अभिप्राय विक्रय (एक्स-बस) हेतु उपलब्ध प्रारम्भिक उर्जा के परिमाण से है;
- (55) ‘नियत वाणिज्यिक संचालन तिथि या नियत सी.ओ.डी.’ से अभिप्राय नियोजन मंजूरी या विद्युत क्रय समझौता अथवा प्रसारण सेवा समझौता, यथास्थिति, के अन्तर्गत यथा सहमत या उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रस्तुत किये गये कोई अन्य दस्तावेज में यथा निर्दिष्ट वाणिज्यिक संचालन की तिथि पर आधारित पूंजी लागत की

मंजूरी के समय आयोग द्वारा यथा निर्णीत उत्पादन केन्द्र या उसकी उत्पादन इकाई या प्रसारण तंत्र या उसके अवयव की वाणिज्यिक संचालन की तिथि से होगा;

- (56) “अनुसूचित उत्पादन या अ.उ.” का अभिप्राय किसी भी समय या किसी भी अवधि के लिये या समय ब्लॉक पर राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दी गयी एक्स-बस मेगावाट में उत्पादन की अनुसूची से है;

टिप्पणी-

गैस टर्बाइन उत्पादन केन्द्र या किसी संयुक्त चक्रीय उत्पादन केन्द्र के लिये किसी भी समय ब्लॉक हेतु यदि औसत आवर्तिता 49.52 हार्ट्ज के कम परन्तु 49.02 हार्ट्ज से कम नहीं है और अनुसूचित उत्पादन घोषित क्षमता के 98.5 प्रतिशत से अधिक है तो अनुसूचित उत्पादन को घोषित क्षमता के 98.5 प्रतिशत तक न्यूनीकृत माना जायेगा और यदि किसी समय ब्लॉक के लिये औसत आवर्तिता 49.02 हार्ट्ज से कम है और अनुसूचित उत्पादन घोषित क्षमता के 96.5 प्रतिशत से अधिक है, तो अनुसूचित उत्पादन को घोषित क्षमता से 96.5 प्रतिशत तक न्यूनीकृत माना जायेगा। गैस टर्बाइन केन्द्र के नियत उत्पादन में कमी होने की दशा में, लाभ भोगियों की तत्संबंधी आहरण सूची को कार्योत्तर आधार पर प्रसारण हानियों के समायोजन सहित उनके नियत आहरण के अनुपात में संशोधित किया जायेगा;

- (57) “नियत उर्जा” का अभिप्राय दी गयी समयावधि के लिये उत्पादन केन्द्र द्वारा ग्रिड में अन्तःक्षेप की जाने वाली राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा नियत उर्जा की मात्रा से है;
- (58) “द्वितीयक उर्जा” का अभिप्राय जलीय उत्पादन केन्द्र पर वार्षिक रूप से अभिकल्प से अधिक उत्पादित उर्जा के परिमाण से है;
- (59) “राज्य भार प्रेषण केन्द्र या रा.भा.प्रे.के.” का अभिप्राय, अधिनियम की धारा 31 के अन्तर्गत शक्तियों का उपयोग करने और प्रकार्यों के निर्वहन के प्रयोजन से राज्य सरकार द्वारा स्थापित केन्द्र से है;
- (60) “राज्य विद्युत समिति” (रा.वि.स.) का अभिप्राय आयोग द्वारा निर्धारित ग्रिड कूट के अन्तर्गत स्थापित राज्य विद्युत समिति है;
- (61) “वैधानिक अंकेक्षक” का अभिप्राय समय-समय पर यथासंशोधित कम्पनी अधिनियम, 2013 के प्रावधानों या तत्समय प्रवृत्त किसी अन्य कानून के अनुसार किसी उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी द्वारा नियुक्त किये गये अंकेक्षक से है;
- (62) “संवैधानिक प्रभार” में कर, उपकर, शुल्क, रॉयल्टी तथा संसद या राज्य विधान मण्डल के अधिनियमों के माध्यम से या सम्बन्धित संविधियों के अन्तर्गत भारतीय सरकार अभिकरण द्वारा उद्गृहीत अन्य प्रभार समाविष्ट है;
- (63) “भण्डारण प्रकार के विद्युत केन्द्र” का अभिप्राय मांग के अनुरूप विद्युत उत्पादन में परिवर्तन के लिये समर्थ हो सकने वाले वृहत् भण्डारण सहयुक्त जलीय उत्पादन केन्द्र से है;

- (64) “टैरिफ” का अभिप्राय उत्पादन, प्रसारण, वहीलिंग तथा विद्युतापूर्ति के प्रभारों की अनुसूची के साथ ही, उनकी प्रयुक्ति के लिये निबन्धनों व शर्तों से है;
- (65) “तापीय उत्पादन केन्द्र” का अभिप्राय उर्जा के अपने प्रारम्भिक स्रोत के रूप में जीवाश्म ईंधनों जैसे कि कोयला, लिग्नाइट, गैस, द्रव ईंधन या इनके संमिश्रण का उपयोग करते हुए विद्युत का उत्पादन करने वाले उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई से है;
- (66) “कार्य का संपादन विनियम” का अभिप्राय समय-समय पर यथा संशोधित राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (कार्य का संपादन) विनियम, 2005 से है;
- (67) “प्रसारण व्यवसाय” का अभिप्राय प्रसारण लाइनों के स्थापित करने या परिचालन करने के व्यवसाय से है;
- (68) “प्रसारण हानि” का अभिप्राय किसी प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के प्रसारण तन्त्र में सब-स्टेशन में वातानुकूलन, रोशनी, बैटरी, चार्जिंग, सब-स्टेशन उपस्करों के उपांग आदि के प्रयोजनार्थ सहायक विद्युत उपभोग सहित की उर्जा हानि से है और उसे पृथक से लेखाबद्ध किया जायेगा;
- (69) “प्रसारण सेवा अनुबंध” का अभिप्राय प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी तथा प्रसारण सेवा/लाइनों के प्रयोगकर्ता के मध्य किये गये अनुबन्ध, संविदा, समझौता ज्ञापन या अन्य इसी प्रकार की प्रसंविदा से है;
- (70) “प्रसारण तन्त्र” का अभिप्राय सम्बद्ध सब-स्टेशनों के साथ या के बिना किसी लाइन या लाइनों के समूह से है तथा इसमें प्रसारण लाइनों एवं सब-स्टेशनों से सम्बद्ध उपकरण शामिल हैं;
- (71) “इकाई” का किसी उत्पादन केन्द्र के संदर्भ में अभिप्राय, विद्युत जनित्र, इसके प्रमुख प्रस्तावक तथा सहायकों से है तथा संयुक्त चक्रीय ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के संदर्भ में कम्बशन टर्बाइन जनित्र, वेस्ट हीट रिकवरी बॉयलर, स्टीम टर्बाइन जनित्र तथा सहायक इसमें शामिल है;
- (72) “उतराई स्थल” से अभिप्राय कोयला, लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन केन्द्र के भीतर उस स्थल से है जहां पर रैंक या ट्रक या अन्य परिवहन रीति से लाये गये कोयला या लिग्नाइट को उतारा जाता है;
- (73) वाणिज्यिक संचालन तिथि से किसी उत्पादन केन्द्र, प्रसारण तन्त्र तथा वितरण तन्त्र की इकाई का “उपयोगी जीवन काल” के संबंध में अभिप्राय, निम्नलिखित से होगा, अर्थात्:
- (i) कोयला/लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन केन्द्र - 25 वर्ष
 - (ii) गैस/ तरल ईंधन आधारित तापीय उत्पादन केन्द्र - 25 वर्ष
 - (iii) ए.सी. तथा डी.सी. सब-स्टेशन (गैस रोधित सब-स्टेशन सहित) - 25 वर्ष

- (iv) जलीय उत्पादन केन्द्र - 40 वर्ष
- (v) प्रसारण लाइन (उच्च वोल्टेज ऐकान्तर तथा उच्च वोल्टेज सीधे करण्ट सहित) - 35 वर्ष
- (vi) वितरण लाइनें तथा वितरण तन्त्र - 35 वर्ष
- (74) “प्रयोक्ता” का अभिप्राय किसी अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी, किसी उस व्यक्ति जिसने कैप्टिव उत्पादन संयंत्र स्थापित किया है या खुले अभिगमन का उपभोग करने वाले उपभोक्ता, जो प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के प्रसारणतन्त्र या वितरण अनुज्ञप्तिधारी के वितरण तंत्र का उपयोग कर रहा है, से है;
- (75) “व्हीलिंग” का अभिप्राय, परिचालन, जिसके द्वारा किसी प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी के वितरण तंत्र तथा सहयुक्त सुविधाओं का किसी अन्य व्यक्ति द्वारा अधिनियम की धारा 62 के अन्तर्गत विनिर्धारित प्रभारों का भुगतान कर विद्युत के परिवहन हेतु उपयोग किया जाता है, से है;
- (76) “वर्ष” का अभिप्राय, 31 मार्च को समाप्त होने वाले वित्तीय वर्ष से है, तथा
- “चालू वर्ष” का अभिप्राय उस वर्ष से होगा, जिसमें टैरिफ के विनिर्धारण हेतु याचिका दायर किये जाने के लिये अपेक्षित है;
 - “पिछले वर्ष” का अभिप्राय, चालू वर्ष के तत्काल विगत वर्ष से है;
 - “आगामी वर्ष” का अभिप्राय चालू वर्ष के अगले अनुवर्ती वर्ष से है।
- (ब) इन विनियमों में प्रयुक्त उन शब्दों व अभिव्यक्तियों को जो यहां परिभाषित नहीं हैं किन्तु अधिनियम या आयोग के अन्य विनियमों में परिभाषित हैं, वही अर्थ होगा, जो अधिनियम या आयोग के अन्य विनियमों में है।
- (स) इन विनियमों में उपयोग में आये संक्षेपणों का अर्थ संक्षेपणों में यथावर्णित होगा।

3. विनियमों का विषय क्षेत्र तथा प्रयोज्यता की सीमा

- (1) ये विनियम निम्नलिखित मामलों के लिये प्रयुक्त होंगे:
- (क) किसी उत्पादन कम्पनी द्वारा वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युत की आपूर्ति (कैप्टिव उत्पादन संयन्त्र तथा अक्षय उर्जा स्रोतों को छोड़ कर लेकिन लघु तथा सूक्ष्म जलीय संयन्त्र शामिल):
- बशर्ते कि विद्युतापूर्ति की कमी की दशा में आयोग, उत्पादन कम्पनी तथा किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञापत्रधारियों के मध्य अनुबन्ध के अनुसार विद्युत के विक्रय या क्रय के लिये विद्युत की युक्तिसंगत कीमत सुनिश्चित करने हेतु टैरिफ की न्यूनतम तथा अधिकतम सीमा निर्धारित कर सकता है जो कि एक वर्ष से अधिक की अवधि के लिये नहीं होगी;
- (ख) विद्युत के राज्यान्तरिक प्रसारण;
- (ग) विद्युत के राज्यान्तरिक व्हीलिंग;

- (घ) रा.भा.प्रे.के. के व्ययों की वसूली के लिये;
- (ङ) विद्युत के फुटकर विक्रय:
बशर्ते कि किसी एक ही क्षेत्र में दो या अधिक वितरण अनुज्ञापत्रधारियों द्वारा विद्युत के वितरण के मामले में आयोग वितरण अनुज्ञापत्रधारियों के मध्य प्रतिस्पर्धा को प्रोन्नत करने हेतु विद्युत के फुटकर विक्रय के लिये टैरिफ की अधिकतम सीमा निर्धारित कर सकता है;
- (च) खुले अभिगमन का उपभोग करने हेतु अधिनियम की धारा 42 की उप धारा (2) के प्रथम परन्तुक के अन्तर्गत वहीलिंग प्रभारों के अतिरिक्त, अधिभार;
- (छ) खुले अभिगमन का उपभोग करने हेतु अधिनियम की धारा 42 की उप धारा (4) के अन्तर्गत वहीलिंग प्रभारों के अतिरिक्त, अधिभार।
- (2) इन विनियमों में किसी बात के होते हुये भी आयोग, टैरिफ को अपना सकता है, बशर्ते कि ऐसी टैरिफ का विनिर्धारण जैसा कि अधिनियम की धारा 63 के अन्तर्गत यथा परिकल्पित है, केन्द्र सरकार द्वारा जारी किये गये दिशा- निर्देशों के अनुसार बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से किया गया है।

भाग-II

सामान्य सिद्धान्त

4. नियंत्रणावधि

इन विनियमों के अन्तर्गत नियंत्रणावधि 1 अप्रैल 2019 से शुरू होने वाली पांच (5) वित्तीय वर्षों की होगी।

5. टैरिफ विनिर्धारण तथा टैरिफ सिद्धान्त

- (1) आयोग, इन विनियमों के सुसंगत प्रावधानों के अनुसार 01.04.2019 से शुरू होने वाली नियंत्रणावधि के दौरान उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., जैसी भी स्थिति हो, द्वारा आवेदन किये जाने पर विनियम 3 के अन्तर्गत आवृत्त मामलों हेतु टैरिफ तथा प्रभारों का विनिर्धारण करेगा।
- (2) टैरिफ सिद्धान्त, किसी उत्पादन कम्पनी, प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, या रा.भा.प्रे.के. तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिये टैरिफ विनिर्धारण हेतु किये गये आवेदन पर प्रयुक्त होंगे।
- (3) किसी उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों), प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, रा.भा.प्रे.के. तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिये समग्र राजस्व आवश्यकता तथा टैरिफ व प्रभारों से प्रत्याशित राजस्व की संगणना किये जाने हेतु, टैरिफ सिद्धान्त निम्नलिखित तत्वों पर आधारित होंगे:
- i. आवेदक आगामी वर्ष की समग्र राजस्व आवश्यकता (स.रा.आ.) विद्यमान टैरिफ तथा प्रस्तावित टैरिफ से अनुज्ञप्तिधारी प्रत्याशित राजस्व का पूर्वानुमान प्रस्तुत करेगा तथा आयोग उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों), प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, रा.भा.प्रे.के. तथा

वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिये आगामी वर्ष हेतु स.रा.आ. तथा टैरिफ का निर्धारण करेगा:

- ii. अंकेक्षित लेखे बनाम अनुमोदित पूर्वानुमान तथा निष्पादनों में आवेदक के नियंत्रण वाले घटकों (नियंत्रणीय घटक) तथा आवेदक के नियंत्रण से बाहर वाले घटकों (अनियंत्रणीय घटक) द्वारा कारित विचलन के श्रेणीकरण के आधार पर पिछले वर्ष के व्ययों तथा राजस्व का ट्रयूडिंग-अप आयोग द्वारा किया जायेगा;
- iii. इन विनियमों में आयोग द्वारा यथा उल्लिखित अनियंत्रणीय घटकों के कारण अनुमोदित लाभों तथा हानियों को पारेषित किये जाने की यंत्रविधि;
- iv. इन विनियमों में आयोग द्वारा यथा उल्लिखित नियंत्रणीय घटकों के कारण अनुमोदित लाभों तथा हानियों को पारेषित किये जाने की यंत्रविधि;
- v. अनुमोदित पूर्वानुमान तथा ट्रयूडिंग-अप क्रिया के परिणामों पर आधारित नियंत्रणावधि के प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिये उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों), प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, रा.भा.प्रे.के. तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिये वार्षिक टैरिफ का निर्धारण;

- (4) इन विनियमों की अधिसूचना के पश्चात् प्रथम स.रा.आ./टैरिफ याचिका दायर करते समय उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. को बहुवर्षीय टैरिफ विनिर्धारण के लिये याचिका दायर करने का विकल्प होगा। यदि उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. बहुवर्षीय टैरिफ विनिर्धारण के लिये विकल्प देते हैं तो उन्हें समग्र राजस्व आवश्यकता का पूर्वानुमान, विद्यमान टैरिफ से प्रत्याशित राजस्व और नियन्त्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिये प्रस्तावित टैरिफ प्रस्तुत करनी होगी तथा नियन्त्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिये आयोग स.रा.आ. एवं टैरिफ का विनिर्धारण करेगा:

बशर्ते कि यदि उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. ने बहुवर्षीय टैरिफ विनिर्धारण के लिये विकल्प दिया है तो उन्हें नियन्त्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के दौरान गत वर्ष के लिये स.रा.आ. के ट्रयूडिंग-अप के लिये याचिका प्रस्तुत करनी होगी तथा गत वर्ष के ट्रयूडिंग-अप के आधार पर आगामी वर्ष के लिये स.रा.आ. और टैरिफ के पुनःनिर्धारण के लिये याचिका प्रस्तुत कर सकते हैं।

6. बहुवर्षीय टैरिफ (बवटै) नियंत्रणावधि के अन्तर्गत दायरीकरण

- (1) प्रत्येक उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., प्रत्येक वर्ष के 30 नवम्बर तक, नियंत्रणावधि के दौरान निम्नलिखित आवेदन दायर करेगा:

(क) आगामी वर्ष के लिये स.रा.आ. के अनुमोदन तथा टैरिफ के निर्धारण हेतु याचिका

(ख) पिछले वर्ष की स.रा.आ. के अनुमोदन हेतु याचिका:

बशर्ते कि पिछली बवटै नियंत्रणावधि के वर्षों के लिये ट्रयूडिंग अप, सम्बन्धित टैरिफ विनियमों के अन्तर्गत ही की जायेगी:

बशर्ते यह कि प्रत्येक उत्पादन केन्द्र/इकाई(इकाइयों) के सम्बन्ध में प्रत्येक उत्पादन कम्पनी, अनुज्ञप्तिधारी एवं रा.भा.प्रे.के. द्वारा, नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष अर्थात् विव 2019-20 के

लिये स.रा.आ. की स्वीकृति तथा टैरिफ के निर्धारण के लिए आवेदन को शासकीय राज-पत्र में इन विनियमों की अधिसूचना के चार सप्ताह के भीतर दायर करना होगा:

बशर्ते यह कि यदि उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. ने बहुवर्षीय टैरिफ विनिर्धारण के लिये विकल्प दिया है तो उन्हें नियन्त्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिये स.रा.आ. की स्वीकृति तथा टैरिफ के निर्धारण के लिए बहुवर्षीय टैरिफ याचिका को शासकीय राज-पत्र में इन विनियमों की अधिसूचना के चार सप्ताह के भीतर दायर करना होगा।

बशर्ते यह भी कि नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष अर्थात् विव 2019-20 के लिये, आयोग अंतरिम आधार पर प्रथम आदेश से विव 2018-19 की प्रयोज्य टैरिफ को, इन विनियमों के अन्तर्गत आयोग द्वारा जारी किये गये टैरिफ आदेश के अनुसार समायोजन के अध्यक्षीन, छः माह से अधिक न हो, की अवधि के लिये बढ़ा सकता है।

7. कतिपय परिवर्तनशीलता के लिये विशिष्ट प्रक्षेप-पथ

- (1) आयोग पिछले निष्पादन को ध्यान में रखते हुये कतिपय परिवर्तनशीलताओं जैसे प्रसारण हानियां, वितरण हानियां या संग्रहण दक्षता सहित, परन्तु सीमित नहीं, हेतु नियंत्रणावधि के लिये प्रक्षेप-पथ निर्धारित कर सकता है,
- (2) आयोग द्वारा विनियमों के अनुसार निर्धारित किये गये प्रक्षेप-पथ को आवेदक द्वारा उसके समग्र राजस्व आवश्यकता पूर्वानुमान तथा विनियम 11 के अनुसार टैरिफ तथा प्रभारों से प्रत्याशित राजस्व में समावेशित करना होगा।

8. ट्रयूइंग-अप

1. उत्पादन कम्पनी की उसकी प्रत्येक उत्पादन केन्द्र/इकाई(इकाइयों), अनुज्ञप्तिधारियों एवं रा.भा.प्रे.के. के सम्बन्ध में समग्र राजस्व आवश्यकता तथा टैरिफ व प्रभारों से प्रत्याशित राजस्व, इन विनियमों के अनुसार नियंत्रणावधि के दौरान व्ययों तथा राजस्व के ट्रयूइंग-अप के अध्यक्षीन होगी।
2. उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. पिछले वर्षों के व्यय तथा राजस्व के ट्रयूइंग-अप तथा आगामी वर्ष के लिये टैरिफ निर्धारण हेतु, इन विनियमों में निर्धारित समय सीमा के अन्दर - अन्दर आवेदन करेगी।
बशर्ते कि उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., जैसी भी स्थिति हो, आयोग को, आयोग द्वारा अलग आदेश द्वारा समय-समय पर विहित किये जा सकने वाले प्रपत्र में, सूचना के साथ-साथ लेखांकन विवरण, निदेशकों का प्रतिवेदन, लेखा पुस्तकों के सारांश के साथ अन्य ऐसी सूचनाएँ प्रस्तुत करेगी जो कि समग्र राजस्व आवश्यकता के अनुमोदित पूर्वानुमान तथा टैरिफ व प्रभारों से प्रत्याशित राजस्व से वित्तीय निष्पादन में किसी विचलन के कारणों तथा की सीमा के निर्धारण, हेतु आयोग द्वारा चाही गई हो।
3. ट्रयूइंग-अप का कार्यक्षेत्र, उत्पादन कम्पनी की उसकी प्रत्येक उत्पादन केन्द्र/इकाई(इकाइयों), अनुज्ञप्तिधारी एवं रा.भा.प्रे.के. के अनुमोदित समग्र राजस्व आवश्यकता तथा टैरिफ व प्रभारों से प्रत्याशित राजस्व, से निष्पादन की तुलना किया जाना होगा तथा इसमें निम्नलिखित समाविष्ट होंगे-

- (क) पहले वित्तीय वर्ष के लिये आवेदक के अंकेक्षित निष्पादन की ऐसे पिछले वित्तीय वर्ष के अनुमोदित पूर्वानुमान से तुलना तथा विवेकी जांच के अध्यक्षीन व्ययों व राजस्व का ट्रयूडिंग - अप;
- (ख) पिछले वर्ष के लिये नियंत्रणीय तथा अनियंत्रणीय घटकों के कारण लाभों व हानियों का परिकलन;
- (ग) परिणामी राजस्व अन्तर/अधिशेष, आयोग के आदेशानुसार समायोजित किया जायेगा;
- (घ) आयोग द्वारा समय - समय पर जारी किये गये निर्देशों की अनुपालना की समीक्षा;
- (ङ) अन्य सुसंगत विस्तृतियां, यदि कोई हैं।
4. ट्रयूडिंग - अप पूरा हो जाने पर आयोग इन विनियमों के अन्तर्गत निर्धारित परिवर्तियों के लिये किन्हीं विचलनों को आवेदक के नियन्त्रण (नियंत्रणीय घटकों) वाले या आवेदक के नियंत्रण से बाहर (अनियंत्रणीय घटकों) वाले घटकों को, उपरोपित करेगा।
5. ट्रयूडिंग - अप पूरा हो जाने पर आयोग, उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. को नियंत्रणीय या अनियंत्रणीय घटकों के कारण अनुमोदित समग्र लाभ या हानि तथा उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. जिस कार्यविधि से ऐसे लाभ या ऐसी हानि को इन विनियमों के अनुसार पास - थ्रू करेगी (गा), अभिलिखित करते हुये एक आदेश पारित करेगा।
- 9. अनियंत्रणीय तथा नियंत्रणीय घटकों के कारण लाभ तथा हानि**
- (1) अनियंत्रणीय घटकों में आयोग द्वारा निर्धारित निम्नलिखित घटक, जो आवेदक के नियंत्रण से बाहर थे तथा कम नहीं किये जा सके, समाविष्ट होंगे:
- (क) उच्च शक्ति घटनायें;
- (ख) कानून में परिवर्तन, न्यायिक उद्घोषणायें तथा केन्द्र सरकार, राज्य सरकार या आयोग के आदेश;
- (ग) अर्थव्यवस्था विस्तीर्ण प्रभाव जैसे - स्फीति दर में अप्रत्याशित परिवर्तन, बाजार ब्याज दरें, कर तथा वैधानिक उद्घाहयतायें;
- (घ) कोयलें, तेल तथा समस्त प्राथमिक - द्वितीयक ईंधन कीमतों में विचलन के कारण ईंधन लागत में विचलन;
- (ङ) वितरण अनुज्ञप्तिधारियों के लिये विद्युत क्रय व्ययों में विचलन;
- (च) भाडा दरों में विचलन; तथा
- (छ) उपभोक्ताओं की संख्या या उपभोक्ता मिश्रण अथवा उपभोक्ताओं को आपूरित विद्युत की प्रमात्रा में विचलन।
- (2) आवेदक के कार्य निष्पादन, में कुछ निदर्शी परिवर्तन या प्रत्याशित परिवर्तन, जो आयोग द्वारा नियंत्रणीय घटकों को उपरोपित किये जा सकते हैं, में निम्नलिखित शामिल हैं, परन्तु उन तक ही सीमित नहीं है-

- (क) प्रसारण हानियों, वितरण हानियों तथा संग्रहण दक्षता में विचलन;
- (ख) निष्पादन प्राचलों जैसे - स्टेशन ताप दर, कोयला पारगमन हानियां, सहायक उपभोग, द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग आदि में विचलन;
- (ग) कार्यशील पूंजी आवश्यकता पर ब्याज की दर में विचलन; तथा
- (घ) परिचालन एवं संधारण व्ययों में विचलन।

उत्पादन कम्पनी, या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. को अनियंत्रणीय घटकों के कारण अनुमोदित समग्र लाभ या हानि, उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. की टैरिफ में, एक ऐसी अवधि, जो आयोग द्वारा, इन विनियमों के अन्तर्गत पारित आदेश में, निर्धारित की जा सके, समायोजन के रूप में अनुज्ञात किया जायेगा।

- (3) उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. को नियंत्रणीय घटकों के कारण लाभ या हानि, निम्नलिखित मामलों को छोड़कर, उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रतिधारित या वहन किया जायेगा:

- (क) कार्यशील पूंजी आवश्यकता पर ब्याज जो विनियम 27 के अनुसार होगी;
- (ख) स्टेशन ताप दर, सहायक उपभोग, द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग, जो विनियम 56 के अनुसार होगा; तथा
- (ग) वितरण हानि, जो विनियम 75 के अनुसार होगी।

- (4) उपरोक्त उप-विनियम (3) में कुछ अन्तर्विष्ट होते हुये भी ईंधन की कीमत तथा/या विद्युत क्रय की दर में परिवर्तनशीलता से उत्पन्न लाभ या हानि जो विनियम 88 में यथानिर्धारित व्यवहृत की जायेगी, के सम्बन्ध में प्रयुक्त नहीं होगी।

10. टैरिफ निर्धारण की कालावधि

- (1) आयोग, टैरिफ सिद्धांतों के अन्तर्गत आवृत, उत्पादन कम्पनी के उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों) या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. की, कैप्टिव विद्युत संयन्त्र तथा अक्षय उर्जा स्रोतों के संयन्त्रों को छोड़कर नियंत्रणावधि के दौरान प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिये, ऐसे वित्तीय वर्ष के प्रारम्भण पर निम्नलिखित को ध्यान में रखते हुये टैरिफ का निर्धारण करेगा:

- (क) इन विनियमों के अन्तर्गत निर्धारित बहुवर्षीय टैरिफ (एम.वाई.टी) सिद्धान्त;
- (ख) उत्पादन कम्पनी तथा अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. के मामलों में ऐसे वित्तीय वर्ष(वर्षों) के लिये अनुमोदित समग्र राजस्व आवश्यकता पूर्वानुमान तथा टैरिफ व प्रभारों से प्रत्याशित राजस्व;
- (ग) पिछले वित्तीय वर्ष के लिये ट्रयूडिंग - अप का प्रभाव; तथा
- (घ) व्ययों तथा राजस्व का ट्रयूडिंग - अप अपनाते के बाद टैरिफ में समायोजित करते हुए अनुमोदित लाभ व हानियां।

बशर्ते यह कि यदि उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. ने बहुवर्षीय टैरिफ निर्धारण का विकल्प चुना है, तो आयोग नियंत्रणावधि के प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिये स.रा.आ. एवं टैरिफ का निर्धारण बहुवर्षीय टैरिफ याचिका की स्वीकृति के यथाअंश करेगा।

(2) किसी उत्पादन कम्पनी के उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों) या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. के लिये टैरिफ, जहां कहीं प्रयोज्य है, ईंधन लागत तथा/ या विद्युत क्रय दर समायोजन को छोड़कर, सामान्यतः वर्ष में एक बार से अधिक निर्धारित नहीं की जायेगी।

11. समग्र राजस्व आवश्यकता के अनुमोदन तथा टैरिफ निर्धारण हेतु याचिका

(1) आवेदक, नियंत्रणावधि के आगामी वर्ष के लिये समग्र राजस्व आवश्यकता के पूर्वानुमान, विद्यमान टैरिफ और प्रस्तावित टैरिफ से प्रत्याशित राजस्व, प्रयोज्य शुल्क के साथ प्रस्तुत करेगा। प्रत्याशित राजस्व तथा व्यय की संगणना किये जाने तथा टैरिफ निर्धारण हेतु सूचनायें प्रस्तुत किये जाने के लिये, आरूप ऐसे होंगे जो आयोग द्वारा समय - समय पर पृथक आदेश द्वारा निर्धारित किये गये हैं।

(2) आवेदक समग्र राजस्व आवश्यकता के पूर्वानुमान, पृथक परिवर्तियों के आचरण से सम्बन्धित पूर्वधारणाओं, जिसमें वर्ष के दौरान समग्र राजस्व आवश्यकता समाविष्ट है, का उपयोग करते हुये विकसित करेगा।

(3) आवेदक, टैरिफ तथा प्रभारों से प्रत्याशित राजस्व का पूर्वानुमान निम्नलिखित के आधार पर विकसित करेगा:

(क) उत्पादन कम्पनी के मामले में, वितरण अनुज्ञप्तिधारियों को विनिहित क्षमता का अनुमान तथा नियंत्रणावधि में आगामी वित्तीय वर्ष के लिये प्रत्येक इकाई/ केन्द्र द्वारा प्रत्याशित उर्जा उत्पादन;

(ख) प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में, प्रसारण तंत्र प्रयोक्ताओं को विनिहित प्रसारण क्षमता के अनुमान तथा नियंत्रणावधि में आगामी वित्तीय वर्ष के लिये पारेषित की जाने वाली प्रत्याशित उर्जा;

(ग) रा.भा.प्रे.के. के मामले में, नियंत्रणावधि के भीतर आगामी द्वितीय वर्ष के लिये संचालन प्रभारों का प्राक्कलन;

(घ) वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में, उपभोक्ताओं को आपूरित तथा वितरण तंत्र प्रयोक्ताओं के निमित्त नियंत्रणावधि में आगामी वित्तीय वर्ष के लिये व्हील की जाने वाली विद्युत की मात्रा का अनुमान;

(ङ) आवेदन किये जाने की तिथि को प्रचलित टैरिफ।

(4) पिछले वर्ष के लिये सूचनायें अंकेक्षित लेखों पर आधारित होनी चाहिए और यदि पिछले वर्ष के लिये अंकेक्षित लेखे उपलब्ध नहीं हैं, तो पिछले वर्ष से तत्काल विगत वर्ष के अंकेक्षित लेखे भी पिछले वर्ष के अनांकेक्षित लेखों के साथ दायर किये जाने चाहिए।

(5) याचिका में निम्नलिखित शामिल होंगे :

(क) चालू टैरिफ तथा सभी प्रयोज्य निबन्धन व शर्तें तथा चालू टैरिफ से आगामी वर्ष या उस अवधि जिसके लिये टैरिफ का निर्धारण किया जाना है, का एक विवरण;

- (ख) राज्य सरकार से प्राप्त या बकाया आर्थिक सहायता की संगणना, उपभोक्ता, जिन्हें यह निर्देशित है तथा यह दर्शाते हुये कि इन उपभोक्ताओं पर प्रयोज्य चालू तथा प्रस्तावित टैरिफ में आर्थिक सहायता को किस प्रकार प्रतिबिम्बित किया जाता है, की संपूर्ण विस्तृतियों का एक विवरण पत्र। इस विवरण में उन उपभोक्ताओं को बिना आर्थिक सहायता के संगणित टैरिफ भी शामिल होगी। आर्थिक सहायता की संगणनायें उस अवधि जिसके लिये टैरिफ क्रियान्वित की जानी हैं, की स्थिति की तुलना करेगी;
- (ग) वार्षिक राजस्व में अनुमानित परिवर्तन जो प्रस्तावित टैरिफ की अवधियों, जिनमें उन्हें क्रियान्वित किया जाना है, से परिवर्तन के परिणामी होंगे, का एक विवरण पत्र;
- (घ) लेखों का वार्षिक विवरण तथा निदेशकों के प्रतिवेदन सहित वार्षिक प्रतिवेदन व सांख्यिकी के साथ चालू, पिछले व आगामी वर्ष के लिये इसकी गतिविधियों का लेखा। गतिविधियों के प्रतिवेदन में विभिन्न निष्पादन प्राचलों के बारे में लक्ष्य तथा उपलब्धियां भी इंगित की जायेगी;
- (ङ) किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में, अगर प्रस्तावित टैरिफ वित्तीय वर्ष शुरू होने के बाद लागू की जानी है, वित्तीय वर्ष के शेष महीनों के दौरान प्रत्येक प्रस्तावित टैरिफ आशधनों के अन्तर्गत प्रत्याशित राजस्व तथा आपूरित विद्युत के परिमाण के अनुपात का एक विवरण पत्र शामिल होगा;
- (च) किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में उपभोक्ता की प्रत्येक श्रेणी के बारे में बाह्य आर्थिक सहायता तथा प्रति आर्थिक सहायता को छोड़कर वोल्टेज वार आपूर्ति की लागत की विस्तृत संगणनायें;
- (छ) विद्यमान टैरिफ तथा प्रस्तावित टैरिफ में प्रति आर्थिक सहायता की राशि की संगणनायें दर्शाते हुये एक विवरण पत्र;
- (ज) प्रस्तावित टैरिफ परिवर्तनों के लिये तर्काधार देते हुये एक व्याख्यात्मक टिप्पणी;
- (झ) यदि अनुज्ञप्तिधारी, विनियम 39 अन्तर्गत यथा - उल्लेखित किसी अन्य व्यवसाय में प्रयुक्त है, तो अनुज्ञप्तिधारी निम्नलिखित सुचनार्यें प्रस्तुत करेगा:
- 1) अन्य व्यवसाय का नाम तथा विवरण जिसमें अनुज्ञप्तिधारी प्रयुक्त है;
 - 2) ऐसे प्रत्येक व्यवसाय के लिये, पिछले वर्ष में उत्पादित, चालु वर्ष के दौरान अनुमानित तथा आगामी वर्ष के लिये प्रक्षेपित राजस्व की राशि;
 - 3) उपर्युक्त राजस्व के उत्पादन के लिये अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रयोग में लाई गई अनुज्ञप्त व्यवसाय की परिसंपत्तियां;
 - 4) उपर्युक्त राजस्व के उत्पादन में खर्च किया गया व्यय, प्रत्येक व्यवसाय के लिये पृथक - पृथक;

5)क्या इन व्ययों को अनुज्ञप्तिधारी की स.रा.आ. में पहले ही शामिल कर लिया गया है? पूर्ण रूप से या आंशिक रूप से, यदि आंशिक रूप से, तो संविभाजन का अनुपात तथा आधार प्रस्तुत किया जाना है।

(ज) सम्बन्धित अनुज्ञापत्र द्वारा चाही गई या आयोग द्वारा निर्धारित अन्य कोई सूचना।

(6) यदि किसी व्यक्ति के पास एक से अधिक अनुज्ञापत्र है तथा/या वितरण अथवा प्रसारण के एक से अधिक क्षेत्र के लिये मानित अनुज्ञप्तिधारी है, तो वह उपर्युक्तानुसार प्रत्येक अनुज्ञापत्र या प्रसारण अथवा वितरण के क्षेत्र के लिये पृथक संगणनायें प्रस्तुत करेगा। इसी प्रकार उत्पादन कम्पनी, उत्पादन केन्द्रवार संगणनायें प्रस्तुत करेगी।

(7) उत्पादन केन्द्र के स्वामित्व और उसे परिचालित करने वाला वितरण अनुज्ञप्तिधारी, उत्पादन, इसके अनुज्ञप्त व्यवसाय तथा अन्य व्यवसाय के पृथक लेखे संधारित व प्रस्तुत करेगा।

(8) अन्तरण कीमत या ईंधन की उतराई तक लागत के निर्धारण हेतु याचिका:

(क) कोई भी व्यक्ति, जो कैप्टिव खान का स्वामी है या जिसे कैप्टिव खान आवंटन की गई है या जिसे तापीय विद्युत केन्द्र को ईंधन की आपूर्ति के लिये खनन हेतु भू - उपयोग का अधिकार दिया गया है वह खान मुख पर ईंधन अन्तरण कीमत निर्धारण के लिये, यदि वह सरकार या सरकार अनुमोदित तंत्र या ईंधन विनियामक द्वारा विनिर्धारण नहीं है, तो आयोग को याचिका दायर कर सकता है। याचिका में परियोजना के मुख्य लक्षणों के साथ - साथ अनुमोदित खनन योजना तथा अन्य वांछित सूचनायें उदाहरणार्थ वार्षिक खनन क्षमता, खान आरक्षित ईंधन की उपलब्धता की अवधि, धुलाई/लाभार्थी योजना, वित्तीय पैकेज, निष्पादन प्राचल, संदर्भ कीमत स्तर, प्रारम्भिक लागत का परिशोधन आदि का समावेश होगा।

(ख) याचिका, खनन कार्य से पूर्व खान मुख पर अन्तरण कीमत के अनन्तिम निर्धारण के लिये भी दायर की जा सकती है। इस प्रकार का अनन्तिम निर्धारण अन्तिम अन्तरण कीमत के निर्धारण के लिये मार्गदर्शी घटक होगा।

(9) यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी इन विनियमों के अन्तर्गत याचिका, अनुबद्धित तिथि के तीन माह के अन्दर-अन्दर दायर नहीं करता है, तो आयोग अपने स्तर पर स्व प्रस्ताव से टैरिफ निर्धारण की कार्यवाही प्रारम्भ कर सकता है।

बशर्ते कि किसी नियंत्रणावधि के वित्तीय वर्ष विशेष के लिये निर्धारित टैरिफ, जब तक कि आयोग ऐसी टैरिफ की उत्तरवर्ती वित्तीय वर्षों के लिये क्रमिकता अनुमत नहीं कर देता है, केवल ऐसे वित्तीय वर्ष की समाप्ति तक प्रयोज्य होगी।

(10) टैरिफ याचिकायें अंग्रेजी में प्रस्तुत की जायेंगी जिनके साथ हिंदी अनुवाद या विलोमतः भी संलग्न होगी। सूत्रों के साथ कार्य-पन्नों सहित टैरिफ याचिका की सॉफ्ट प्रति भी आयोग को प्रस्तुत की जायेगी।

12. आयोग द्वारा आदेश

- (1) समय - समय पर यथासंशोधित राविविआ (कार्य का संपादन) विनियम, 2005 के विनियम 32 के अनुसार याचिका को पंजीकृत कर लिये जाने के पश्चात् आयोग अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी को निम्नलिखित के प्रस्तुतीकरण के लिये कह सकता है :
- (क) आयोग को आवेदक की संगणनाओं के निर्धारण में समर्थ होने के लिये आयोग द्वारा उपयुक्त समझे जाने वाली अन्य अग्रतर सूचनार्यें, विशिष्टियां तथा प्रलेख; या
- (ख) यदि आयोग आवेदक की संगणनाओं को इन विनियमों के अनुरूप नहीं मानता है तो एक संशोधित याचिका।
- (2) सूचना प्राप्त होने के पश्चात् या अन्यथा प्रकार से आयोग, समय - समय पर यथा संशोधित राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (कार्य का संपादन) विनियम, 2005 के प्रावधानों के अनुसार कार्यवाही प्रवर्तित करने के बारे में उपयुक्त आदेश जारी कर सकता है।
- (3) आवेदक आयोग द्वारा निर्धारित समय में याचिका के मुख्य लक्षणों को उसके आपूर्ति क्षेत्र में व्यापक प्रसार वाले दो अग्रणी समाचार पत्रों, एक हिन्दी तथा एक अंग्रजी तथा उत्पादन कम्पनी होने की दशा में राज्य में व्यापक प्रसार वाले समाचार पत्रों में आयोग द्वारा इंगित रीति से प्रकाशित करेगा। आयोग, अपेक्षित होने पर, आवेदक को अतिरिक्त सूचना प्रकाशित करने के लिये कह सकता है तथा आवेदक भी प्रकाशित होने वाली सूचना में अतिरिक्त सूचना जोड़ सकता है।
- (4) अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी, आयोग को आयोग द्वारा समय-समय पर चाही जाने वाली अतिरिक्त सूचना प्रस्तुत करेगा।
- (5) उसके पश्चात् आयोग अधिनियम तथा इन विनियमों के अनुसार स.रा.आ. तथा टैरिफ का निर्धारण करेगा। आयोग द्वारा निर्धारित की गयी टैरिफ, राज्य सरकार द्वारा आर्थिक सहायता की वचनबद्धता को ध्यान में रखे बिना होगी। आयोग, राज्य सरकार द्वारा इंगित उपभोक्ताओं की श्रेणियों के लिये आर्थिक सहायता की वचनबद्धता, जो अग्रिम रूप से दी जानी है, को ध्यान में रखते हुये सहायता प्राप्त टैरिफ का भी निर्धारण करेगा।

13. राज्य सरकार द्वारा आर्थिक सहायता

- (1) यदि राज्य सरकार को आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ में किसी उपभोक्ताओं की श्रेणी को किसी प्रकार की आर्थिक सहायता स्वीकृत करनी है तो वह आर्थिक सहायता स्वीकृत किये जाने से प्रभावित अनुज्ञप्तिधारी/ व्यक्ति को क्षतिपूर्ति के लिये राशि का, इस विनियम में निर्धारित रीति से, अग्रिम रूप से भुगतान करेगी।
- (2) यदि आर्थिक सहायता की राशि 5 करोड रुपये से अधिक है तो आर्थिक सहायता का भुगतान मासिक रूप से किया जायेगा, जबकि यदि राशि 5 करोड रुपये से कम है तो आर्थिक सहायता का भुगतान वार्षिक रूप से किया जायेगा।

14. टैरिफ का प्रकाशन

- (1) वितरण अनुज्ञप्तिधारी, आयोग के आदेश में निर्धारित समय के अन्दर - अन्दर टैरिफ के मुख्य लक्षण अपने आपूर्ति क्षेत्र में व्यापक प्रसार वाले दो, एक हिन्दी तथा एक अंग्रेजी, दैनिक समाचार पत्रों में प्रकाशित करेगा। टैरिफ, आदेश में अनुबद्ध तिथि से केवल इस प्रकार के प्रकाशन के बाद ही लागू होगी तथा आयोग द्वारा प्रकाशित कर दिये जाने तक लागू रहेगी।
- (2) उत्पादन कम्पनी तथा प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. आदेश की तिथि से 15 दिवस में वेबसाइट पर टैरिफ की प्रमुख विशिष्टियां प्रकाशित करेंगे।

15. टैरिफ आदेशों का सम्प्रेषण

आयोग, आदेशों किये जाने के सात दिवस के अन्दर - अन्दर, आदेश की एक प्रति राजस्थान सरकार, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण, आवेदक को भिजवायेगा तथा अपनी वेबसाइट पर आदेश को प्रदर्शित करेगा। आयोग, कथित आदेश की प्रति आयोग द्वारा निर्धारित शुल्क के भुगतान किये जाने पर, किसी भी व्यक्ति को भी उपलब्ध करवायेगा।

भाग - III

लागत तथा प्रतिफल के परिकलन हेतु वित्तीय सिद्धान्त

16. पूंजीगत लागत तथा पूंजी संरचना

- (1) विद्यमान परियोजनाओं के मामलों में, आयोग द्वारा 01.04.2019 से पूर्व स्वीकार की गई पूंजीगत लागत तथा नियंत्रणावधि 2019 - 24 के सम्बन्धित वर्ष के लिये आयोग द्वारा स्वीकार किये जा सकने वाले, प्रक्षेपित उपगत किये जाने वाले अतिरिक्त व्यय, टैरिफ निर्धारण हेतु, आधार होंगे।
- (2) किसी नयी परियोजना की पूंजीगत लागत में शामिल होंगे -
 - (क) ऐसा उपगत खर्चा, निर्माण के दौरान ब्याज तथा वित्त पोषण प्रभारों व निर्माण के दौरान, परियोजना की वाणिज्यिक परिचालन तिथि तक, ऋण पर विदेशी विनियम जोखिम विचलन के कारण लाभ या हानि सहित, जो विवेकी जांच के पश्चात् आयोग द्वारा स्वीकृत किया गया है।
 - (ख) इस विनियम में उल्लेखित उच्चतम दर के अध्यक्षीन पूंजीकृत प्रारम्भिक स्पेयर्स, तथा
 - (ग) विनियम 17 के अन्तर्गत निर्धारित अतिरिक्त पूंजीकरण के कारण व्यय एवं विपूंजीकरण:

बशर्ते कि ऐसी सम्पत्ति जो परियोजना का भाग है लेकिन उपयोग में न लाई गयी या उपयोग में न आ रही, को पूंजीगत से हटा दिया जायेगा।
 - (घ) वाणिज्यिक संचालन तिथि से पहले ईंधन लागत से अधिक अस्थिर विद्युत के विक्रय से राजस्व के कारण समायोजन।
 - (ङ) वाणिज्यिक संचालन के पहले आस्तियों के प्रयोग द्वारा प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उपार्जित राजस्व का समायोजन;

- (3) विद्यमान एवं जलीय उत्पादन केन्द्र के मामले में पूंजी लागत में राष्ट्रीय पुनःस्थापन एवं पुनर्यवस्थापन नीति के अनुरूप परियोजना की स्वीकृत वाणिज्यिक संचालन के पहले योजना की लागत एवं यथा स्वीकृत वाणिज्यिक संचालन के पहले पैकेज भी सम्मिलित होगा।
- (4) विद्यमान एवं नई परियोजनाओं की पूंजी लागत में से निम्नलिखित को अपवर्जित किया जायेगा:
- (क) परियोजना की अंगभूत आस्तियां, परन्तु उपयोग में नहीं है (टैरिफ याचिका दायर करते समय घोषित की जाने वाली);
- (ख) प्रतिस्थापन या अप्रचलन के कारण हटाया जाने या एक परियोजना से दूसरी परियोजना को स्थानान्तरण के वाणिज्यिक कारण संचालन की तिथि के पश्चात् आस्तियों का विपूजीकरण;
- (ग) जलीय विद्युत केन्द्रों के मामलों में, पारदर्शी प्रक्रिया को अपनाते हुए राज्य सरकार द्वारा आबंटित परियोजना स्थल को प्राप्त करने के लिये परियोजना विकासक द्वारा उपगत किये गये या उपगत किये जाना वाला कोई भी व्यय;
- (घ) अक्षय उर्जा पर आधारित उत्पादन केन्द्र से विद्युत उत्पादन के लिये उपयोग की जा रही, विद्यमान परियोजना की भूमि की अनुपातिक लागत;
- (ङ) परियोजना के कार्यान्वयन के लिये केन्द्र या राज्य सरकार या कोई भी वैधानिक निकाय/मण्डल या प्राधिकारी से प्राप्त अनुदान जिसके पुनर्भुगतान का कोई दायित्व नहीं है।
- (5) पूंजीगत लागत आयोग द्वारा विवेकी जांच के पश्चात् स्वीकर की जायेगी तथा टैरिफ के निर्धारण का आधार होगी।
- बशर्ते कि कम्पनी के अंकेक्षित लेखों पर आधारित कार्य के मूल विषय क्षेत्र हेतु वाणिज्यिक परिचालन तिथि का वास्तविक व्यय पर, आयोग द्वारा विवेकी जांच के अध्यक्षीन, विचार किया जा सकता है। यदि कार्य के मूल विषय क्षेत्र से अधिक पूंजीगत लागत में वृद्धि के लिये पर्याप्त औचित्य बता दिया जाता है तो विवेकी जांच के दौरान आयोग द्वारा उस पर विचार किया जा सकता है।
- (6) विवेकी जांच में पूंजीगत व्यय के औचित्य, वित्त पोषण योजना, निर्माण के दौरान ब्याज, दक्ष प्रौद्योगिकी का उपयोग, लागत लंघन की संविक्षा तथा ऐसे अन्य मामले जो आयोग द्वारा टैरिफ निर्धारण के लिये उपयुक्त माने जा सकें, सम्मिलित हो सकते हैं। पूंजीगत लागत की विवेकी जांच करते समय आयोग देखेगा कि क्या उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी परियोजना के निष्पादन के समय अपने फैसलों व निर्णयों में सावधान रहे हैं या परियोजना के निष्पादन में सावधान व सतर्क रहे हैं।
- (7) जहां विद्युत क्रय अनुबन्ध या प्रसारण अनुबन्ध या व्हीलिंग अनुबन्ध में पूंजीगत लागत की उच्चतम सीमा दे रखी है, तो माने जाने वाली पूंजीगत लागत ऐसी उच्चतम सीमा से अधिक नहीं होगी।

(8) प्रारम्भिक स्पेयर को निम्नलिखित उच्चतम प्रतिमानों के अध्यक्षीन विच्छेदक तिथि तक की संयंत्र एवं मशीनरी की लागत की प्रतिशतता के रूप में पूंजीकृत किया जायेगा:

(क) कोयला आधारित/ लिग्नाइट प्रज्वलित तापीय उत्पादन केन्द्र,	4.0%
(ख) गैस - टर्बाइन/संयुक्त चक्रीय तापीय उत्पादन केन्द्र,	4.0%
(ग) जलीय उत्पादन केन्द्र, सहित पम्प भण्डारण जलीय उत्पादन केन्द्र,	4.0%
(घ) प्रसारण तंत्र,	
प्रसारण लाइन	1.0%
प्रसारण सब-स्टेशन	4.0%
क्रमबद्ध प्रतिपूर्ति उपकरण	4.0%
गैस अवरोधी सब-स्टेशन	5.0%
स्थैतिक तुल्यकाली क्षतिपूरक	3.50%
(ङ) वितरण तंत्र	
वितरण लाइन	2.0%
वितरण सब-स्टेशन	4.0%

बशर्ते कि जहां पर उत्पादन केन्द्र में कोई प्रसारण उपकरण उत्पादन परियोजना का अंश बना रहा है, तो ऐसे उपकरण के लिये प्रारम्भिक स्पेयरों के लिये उच्चतम प्रतिमान इन विनियमों के अन्तर्गत प्रसारण तंत्र के लिये विनिर्दिष्ट उच्चतम प्रतिमानों के अनुसार होंगे:

बशर्ते यह कि किसी प्रसारण परियोजना का एक बार प्रारम्भण हो गया है तो ट्रयूईंग-अप के समय प्रसारण परियोजना के अनुरूप संयंत्र एवं मशीनरी की लागत के आधार पर प्रारम्भिक स्पेयरों की लागत को सीमित किया जायेगा:

बशर्ते यह भी कि प्रारम्भिक स्पेयरों की लागत की संगणना के प्रयोजनार्थ संयंत्र एवं मशीनरी की लागत के आई.डी.सी., वित्तीय प्रभार, उपरी व्यय, भूमि की लागत एवं सिविल संकर्मों की लागत को अपवर्जित करते हुये विच्छेदक तिथि को यथा परियोजना लागत के संयंत्र एवं मशीनरी की लागत के विचारित किया जायेगा।

(9) विदेशी मुद्रा ऋणों की अदला - बदली (स्वैपिंग) अनुज्ञात की जायेगी। अदला - बदली की लागत तथा उसके बाद के ब्याज प्रभारों पर आयोग द्वारा विवेकी जांच के पश्चात् विचार किया जायेगा। उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी अदला - बदली वाले ऋणों की पूर्ण विशिष्टियां उपलब्ध करवायेंगे। अदला - बदली की लागत, ब्याज तथा वित्त प्रभारों के प्रति मानी जायेगी।

(10) समता पूंजी के सापेक्ष अंश तथा ऋण के सम्बन्ध में पूंजी की पुनर्संरचना परियोजना की अवधि के दौरान अनुमत की जायेगी, बशर्ते कि यह टैरिफ को प्रतिकूल प्रभावित नहीं करती हो। ऐसी पुनर्संरचना से हुये परिलाभ, उत्पादन कम्पनी के मामलों में क्षमता प्रभार में भागीदारी

रखने वाले व्यक्तियों तथा प्रसारण या वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में राज्यान्तरिक खुले अभिगमन वाले ग्राहकों को या ऐसे अनुज्ञप्तिधारी के मामले में उपभोक्ताओं को दिये जायेंगे।

17. अतिरिक्त पूंजीकरण

(1) वाणिज्यिक परिचालन तिथि के पश्चात् तथा विच्छेदक तिथि तक, विधिवत् अंकेक्षित, वास्तव में कार्य के मूल विषय क्षेत्र के भीतर उपगत नयी परियोजना या विद्यमान परियोजना के सम्बन्ध में निम्नलिखित पूंजीगत व्यय, आयोग द्वारा, विवेकी जांच के अध्यक्षीन, कार्य के मूल विषय क्षेत्र के प्रति माने जा सकते हैं -

- (क) भावी दिनांक को भुगतान किये जाने को मान्य किये गये अमुक्त दायित्वों के कारण,
- (ख) निष्पादन के लिये आस्थगित कार्यों पर,
- (ग) मध्यस्थ के पंचाट की पूर्ति के लिये या संवैधानिक प्रधिकारी के आदेश या निदेश की पालना के लिये या न्यायालय की डिक्री या आदेश के समाधान के लिये दायित्व;
- (घ) विच्छेदक तिथि के भीतर कानून में परिवर्तन या किसी विद्यमान कानून की पालना के कारण
- (ङ) मूल परियोजना लागतों में सम्मिलित किये गये प्रारम्भिक स्पेयरों के, विनियम 16(8) में निर्धारित उच्चतम प्रतिमान के अध्यक्षीन, खरीद पर।

बशर्ते कि कार्य के मूल विषय क्षेत्र में सम्मिलित किये गये कार्य की विस्तृतियों, व्यय के अनुमानों सहित अनन्तिम टैरिफ के आवेदन के साथ प्रस्तुत की जायेगी।

आगे शर्त यह भी कि अमुक्त दायित्वों तथा निष्पादन के लिये आस्थगित कार्यों की सूची उत्पादन केन्द्र की वाणिज्यिक परिचालन तिथि के पश्चात अन्तिम टैरिफ के आवेदन के साथ प्रस्तुत की जायेगी।

बशर्ते यह भी कि उत्पादन कम्पनी या प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, भावी दिनांक को भुगतान किये जाने को मान्य किये गये दायित्व, व्यय के अनुमानों सहित कार्य मूल विषय क्षेत्र में सम्मिलित आस्तियों-वार - कार्य-वार संकर्मों का ब्यौरा एवं निष्पादन के लिये आस्थगित संकर्मों का उनका कारण देते हुए, प्रस्तुत करेंगे।

(2) विच्छेदक तिथि के पश्चात् नयी परियोजना या विद्यमान परियोजना के सम्बन्ध में मूल विषय क्षेत्र के भीतर निम्नलिखित मदों पर उपगत पूंजीगत व्यय को विवेकी जांच के अध्यक्षीन, आयोग द्वारा स्वीकार किया जा सकता है -

- (क) मध्यस्थ के पंचाट की पूर्ति के लिये या संवैधानिक प्रधिकारी के आदेश या निदेश की पालना के लिये या न्यायालय की डिक्री या आदेश के समाधान के लिये दायित्व;
- (ख) कानून में परिवर्तन,
- (ग) कार्य के मूल विषय क्षेत्र में राख पोखर, या राख संचालन तंत्र से सम्बन्धित आस्थगित कार्य,
- (घ) विच्छेदक तिथि से पहले निष्पादित संकर्मों के लिये दायित्व

- (ड) वास्तविक भुगतान द्वारा ऐसे दायित्वों के निर्वाहन की सीमा तक विच्छेदक तिथि के पश्चात् आयोग द्वारा स्वीकरोक्त किये गये संकर्मों के लिये दायित्व बशर्ते कि ऐसे अतिरिक्त पूंजी व्यय उपगत करने से पहले उत्पादन कम्पनी आयोग की सिद्धान्ततः स्वीकृति के लिये याचिका दायर करेगी।
- (3) विच्छेदक तिथि के पश्चात् विद्यमान परियोजना के मूल विषय क्षेत्र के अन्तर्गत अभिनियोजित आस्तियों के प्रतिस्थापन के मामलों में निम्नलिखित आधारों की विवेकी जांच के अध्यक्षीन, सकल स्थिर आस्तियों, ऋण एवं नीचे उप-विनियम (8) के अनुसार साम्या का आवश्यक समायोजन करने के पश्चात् आयोग द्वारा अतिरिक्त पूंजीकरण को स्वीकृत किया जा सकता है:
- (क) आस्तियों का उपयोगी जीवन परियोजना के उपयोगी जीवन के समानुपातिक नहीं है एवं इन विनियमों के प्रावधानों के अनुसार ऐसी आस्तियों का पूर्ण रूप से हास हो गया है।
- (ख) कानून में परिवर्तन दैवी-आपत शर्तों के कारण आस्ति का प्रतिस्थापन आवश्यक है; या
- (ग) ऐसी आस्ति का प्रतिस्थापन पर्याप्त कारणों के आधार पर आयोग द्वारा अन्यथा अनुज्ञात कर दिया गया है।
- (4) कार्य के मूल विषय क्षेत्र के अन्दर-अन्दर प्रतिबद्धित दायित्वों के करण स्वीकार किया गया कोई भी व्यय तथा तकनीकी-आर्थिक आधार पर आस्थगित किया गया व्यय परन्तु कार्य के मूल विषय क्षेत्र में आवृत्त व्यय, विनियम 19 में निर्धारित मानकीय ऋण समता पूंजी अनुपात में पूरा किया जायेगा।
- (5) परियोजना के मूल विषय क्षेत्र से परे निम्नलिखित आधारों पर उपगत पूंजी व्यय को, विवेकी जांच के अध्यक्षीन, आयोग द्वारा स्वीकृत किया जा सकता है:
- (क) मध्यस्थ के पंचाट की पूर्ति के लिये या संवैधानिक प्रधिकारी के आदेश या निदेश की पालना के लिये या न्यायालय की डिक्री या आदेश के समाधान के लिये दायित्व;
- (ख) कानून में परिवर्तन;
- (ग) राष्ट्रीय या आन्तरिक सुरक्षा के लिये/उत्तरदायी वैधानिक प्रधिकारियों द्वारा यथा परामर्शित या निर्देशित संयंत्र की उच्चतर सुरक्षा और सुनिश्चितता की आवश्यकताओं के कारण उपगत किया जाने वाला कोई पूंजी व्यय;
- (घ) प्रत्येक मामले के आधार पर कार्य के मूल विषय क्षेत्र के अतिरिक्त से संबंधित आस्थगित संकर्म;
- (ड) अन्य परिवर्धन, संकर्म/सेवाएं जो कि उत्पादन केन्द्र या प्रसारण तंत्र के कार्य कुशल एवं सफल संचालन के लिये आवश्यक हो गये हैं परन्तु मूल पुंजी लागत में सम्मिलित नहीं है।
- बशर्ते कि ऐसे अतिरिक्त पूंजी व्यय उपगत करने से पहले उत्पादन कम्पनी आयोग की सिद्धान्ततः स्वीकृति के लिये याचिका दायर करेगी।

बशर्ते कि कार्य के मूल विषय क्षेत्र में शामिल न किये गये नये कार्य के कारण टैरिफ के विनिर्धारण हेतु आयोग द्वारा स्वीकार किया गया कोई भी व्यय, विनियम 19 में निर्धारित मानकीय ऋण समता पूँजी के अनुपात में पूरा किया जायेगा।

बशर्ते यह भी कि यदि किसी व्यय का दावा प.एवं.सं. के अधीन नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण (आर एण्ड एम) या मरम्मत एवं संधारण के अन्तर्गत कर लिया गया है तो उसी व्यय का दावा इस विनियम के अधीन नहीं किया जा सकता है।

(6) परिसम्पत्तियों के नवीकरण, आधुनिकीकरण, जीवन काल विस्तार तथा प्राकृतिक आपदा के कारण क्षतिग्रस्त हुई परिसम्पत्तियों के पुनःस्थापन पर टैरिफ के निर्धारण हेतु आयोग द्वारा स्वीकार किया गया कोई भी व्यय विनियम 19 में निर्धारित मानकीय ऋण समता पूँजी अनुपात पर मूल लागत में से प्रतिस्थापित परिसम्पत्ति की मूल राशि अपलिखित किये जाने के पश्चात् पूरा किया जायेगा।

(7) संशोधित उत्सर्जन मानकों के कारण अतिरिक्त पूँजीकरण निम्न प्रकार होगा:

(क) प्रयोज्य संशोधित उत्सर्जन मानकों की पालना के लिये विद्यमान उत्पादन केन्द्र में अतिरिक्त पूँजी व्यय उपगत करने की अपेक्षा रखने वाली उत्पादन कम्पनी अपने प्रस्ताव को लाभ भोगीयों के साथ साझा करेगी एवं ऐसे अतिरिक्त पूँजीकरण करने की स्वीकृति के लिये याचिका दायर करेगी।

(ख) उपरोक्त खण्ड (क) के अन्तर्गत प्रस्ताव में केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा यथा विनिर्दिष्ट प्रस्तावित प्रौद्योगिकी के ब्यौरे, कार्य का विषय क्षेत्र, व्यय का प्रावस्थाभाजन (क्रमबद्धता), पूरा होने की अनुसूची विदेशी मुद्रा विनियम अंश सहित पूरा होने की अनुमानित लागत, यदि कोई हो, लाभ-भोगीयों की टैरिफ पर सांकेतिक प्रभाव की विस्तृत संगणना एवं उत्पादन कम्पनी द्वारा विचारित अन्य सम्बन्धित सूचना, अन्तर्विष्ट होगी।

(ग) संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के कारण अतिरिक्त पूँजी व्यय की स्वीकृति के लिये जब उत्पादन कम्पनी आवेदन करती है, तो आयोग लागत प्राक्कलनों, वित्तीय योजना, पूरा होने की अनुसूची, निर्माण के दौरान ब्याज, कुशल प्रौद्योगिकी का प्रयोग, लागत-लाभ विश्लेषण, एवं ऐसे अन्य घटक जो आयोग द्वारा सुसंगत विचारित किये जाये, की युक्तियुक्तता पर सम्यक विचार करने के पश्चात् स्वीकृति दे सकता है।

(घ) संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के पूरा होने के पश्चात्, उत्पादन कम्पनी टैरिफ के निर्धारण के लिये याचिका दायर करेगी। कोई भी उपगत या उपगत किये जाने वाले प्रक्षेपित व्यय तथा विवेकी जांच के पश्चात् लागत की युक्तियुक्तता और प्रचालन पैरामीटर पर प्रभाव पर आधारित आयोग द्वारा स्वीकरोक्ति टैरिफ के निर्धारण का आधार होगा।

(8) उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, आस्तियों की निवृत्ति या विपूँजीकरण के मामले में

- (क) ऐसी आस्तियों की मूल स्वीकृत लागत को सकल स्थिर आस्तियों के मूल्य में से घटाया जायेगा;
- (ख) ऐसी आस्तियों की मूल स्वीकृत साम्या को साम्या के मूल्य में से घटाया जायेगा;
- (ग) ऋण के मूल्य को मानकीय बकाया ऋण संघटक अर्थात् ऐसी आस्तियों संचित हास, कम करें, ऐसी आस्तियों की स्वीकृत साम्या, द्वारा कम किया जायेगा।

18. उपभोक्ता अंशदान, निक्षेप कार्य तथा अनुदान

- (1) उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. द्वारा पूरे किये गये निम्नलिखित प्रकृति के कार्य इस वर्ग के अन्तर्गत वर्गीकृत किये जायेंगे -
 - (क) उपभोक्ता अंशदान, निक्षेप कार्य या अनुदान के संदर्भ में, संपूर्ण निधि या उसका भाग प्रयोक्ताओं/उपभोक्ताओं से प्राप्त करने के पश्चात् किये गये कार्य;
 - (ख) राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना, त्वरित उर्जा वितरण सुधार कार्यक्रम, एकीकृत विद्युत विकास योजना, दीनदयाल उपाध्याय ग्राम ज्योति योजना, आदि सहित राज्य तथा केन्द्र सरकार से प्राप्त अनुदानों का उपयोग करते हुये शुरू किये गये पूंजीगत कार्य इत्यादि;
 - (ग) बिना किसी ब्याज लागतों के साथ तथा बिना किसी पुनर्भुगतान की बाध्यता वाले प्राप्त वित्त पोषण के तहत किये गये अन्य संकर्म।
- (2) इस प्रकार के किये गये पूंजीगत व्ययों के व्यवहार के लिये सिद्धान्त निम्नवत् होंगे:
 - (क) इन विनियमों में निर्धारित मानकीय प.एवं.सं. व्यय अनुमत किये जायेंगे।
 - (ख) ऐसे वित्तीय समर्थन की राशि को घटाने के पश्चात्, ऋण: साम्या अनुपात को विनियम 19 के अनुसार विचारित किया जायेगा;
 - (ग) विनियम 22 में यथानिर्धारित, हास सम्बन्धी प्रावधान उपभोक्ता अंशदान, निक्षेप कार्य तथा अनुदान के माध्यम से प्राप्त वित्तीय सहारा की सीमा तक प्रयोज्य नहीं होंगे। अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी, जैसी भी स्थिति है, को उनके द्वारा प्रदान किये गये ऋण तथा समता पूंजी अंशदान सहित वित्तीय सहारा की सीमा तक हास का दावा किया जाना अनुज्ञात किया जायेगा।
 - (घ) विनियम 20 में यथानिर्धारित, समता पूंजी पर प्रतिफल सम्बन्धी प्रावधान अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी, जैसी भी स्थिति है, द्वारा किये गये अंशदान पर 70:30 के मानकीय ऋण समता पूंजी मिश्रण की सीमा या वास्तविक समता पूंजी जो भी कम है, पर प्रयोज्य होगा।

19. ऋण-समता पूंजी अनुपात

टैरिफ निर्धारण के प्रयोजनार्थ, 1.4.2019 को तथा/या इसके बाद चालू किये गये या क्षमता विस्तार वाले नये उत्पादन केन्द्र, प्रसारण लाइन तथा वितरण लाइन या सब-स्टेशन के मामलें

में वाणिज्यिक परिचालन की तिथि को ऋण समता पूंजी अनुपात 70:30 होगा। जहां नियोजित समता पूंजी 30 प्रतिशत से अधिक है, टैरिफ के प्रयोजनार्थ समता पूंजी की राशि 30 प्रतिशत तक ही सीमित होगी तथा शेष राशि ऋण के रूप में मानी जायेगी। जहां वास्तव में नियोजित समता पूंजी 30 प्रतिशत से कम है तो वास्तविक समता पूंजी पर ही विचार किया जायेगा।

बशर्ते कि उत्पादन कम्पनी, प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, रा.भा.प्रे.के. तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में 1 अप्रैल 2019 से पूर्व की पूंजीगत व्यय परियोजना के कारण यदि स्थाई परिसम्पत्ति को पूंजीकृत किया जाता है, तो टैरिफ के विनिर्धारण हेतु आयोग द्वारा, 31 मार्च 2019 को समाप्त होने वाली अवधि के लिये, अनुज्ञात किये गये ऋण -सामता पूंजी अनुपात माना जायेगा।

आगे शर्त यह है कि विदेशी मुद्रा में निवेशित समता पूंजी को निवेश की प्रत्येक तिथि को भारतीय रुपये में नामोदिष्ट किया जायेगा।

आगे शर्त यह है कि परिसम्पत्तियों के अपसरित या विपूंजीकरण किये जाने के मामले में उपर यथोल्लिखित अनुमोदित समता पूंजी को विनियम 17(8) के अनुसार कम कर दिया जायेगा।

स्पष्टीकरण

उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. द्वारा अंश पूंजी निर्गमित करते समय उत्थित प्रीमियम यदि कोई हो, तथा परियोजना के निधियन हेतु अपनी मुक्त आरक्षितियों से सृजित आन्तरिक संसाधनों के निवेश को समता पूंजी पर प्रतिफल के परिकलन के प्रयोजनार्थ प्रदत्त पूंजी के रूप में माना जायेगा, बशर्ते की ऐसी प्रीमियम की राशि तथा आन्तरिक संसाधनों का आयोग उत्पादन केन्द्र या प्रसारण तंत्र या वितरण तंत्र के पूंजीगत व्यय को पूरा करने के लिये वास्तव में किया गया है।

उत्पादन केन्द्र या प्रसारण तंत्र या वितरण तंत्र जिसने 1.04.2019 को या उसके पश्चात् अपना उपयोगी जीवन पूरा कर लिया है, के मामले में, उपयोगी जीवन पूरा होने पर संचित हास, कम करें, ऋण का संचयी पुनर्भुगतान, को उपयोगी जीवन पूरा होने के पश्चात् अनुज्ञेय हास एवं साम्या की कमी के लिये उपयोग किया जायेगा तथा शेष हास यदि कोई हो, तो प्रथमतः शेष बकाया ऋण के भुगतान के विरुद्ध समायोजित किया जायेगा और इसके पश्चात् साम्या की कमी के लिये उपयोग किया जायेगा।

20. समता पूंजी पर प्रतिफल

- (1) समता पूंजी पर प्रतिफल का परिकलन रुपये के रूप में, विनियम 19 अनुसार विनिर्धारित समता पूंजी आधार पर किया जायेगा।
- (2) समता पूंजी पर प्रतिफल का परिकलन प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी एवं रा.भा.प्रे.के. के लिये 14 प्रतिशत, उत्पादन कम्पनियों के लिये 15 प्रतिशत तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिये 16 प्रतिशत की आधार दर पर किया जायेगा।

21. दीर्घकालीन ऋणों पर ब्याज तथा वित्त प्रभार

- (1) विनियम 19 में इंगित रीति से संगणित ऋण पर ब्याज की गणना करने के लिये सकल मानकीय ऋण के रूप में माना जायेगा।

बशर्ते यह कि परिसम्पतियों के अपसरित या विपूँजीकरण किये जाने के मामले में उपर यथोल्लिखित संगणित ऋण को विनियम 17(8) के अनुसार कम कर दिया जायेगा।

- (2) 01.04.2019 को मानकीय ऋण का परिकलन आयोग द्वारा 31.03.2019 तक स्वीकार किये गये संचित पुर्नभुगतानों की सकल मानकीय ऋणों में से कटौती करके किया जायेगा।
- (3) नियंत्रणावधि के प्रत्येक वर्ष के लिये पुनर्भुगतान उस वर्ष के लिये अनुमत किये गये हास के बराबर माने जायेंगे।
- (4) उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. द्वारा ऋण स्थगनावधि का उपयोग कर लिये जाने के उपरांत भी ऋण का पुर्नभुगतान परियोजना के वाणिज्यिक परिचालन के प्रथम वर्ष में अनुमत किये गये वार्षिक हास के बराबर होगा।
- (5) ब्याज की दर उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., जैसी भी स्थिति हो, कि विनियमित व्यवसाय के लिये प्रयोज्य प्रत्येक वर्ष के शुरुआत में वास्तविक ऋण पत्राधान के आधार पर संगणित भारित औसत ब्याज की दर होगी,
बशर्ते कि ट्रयूडंग-अप के समय पर सम्बन्धित वर्ष के दौरान वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर संगणित ब्याज की भारित औसत दर को यथा ब्याज की दर के विचारित किया जायेगा:
बशर्ते कि मानकीय ऋणों के लिये आयोग द्वारा अनुज्ञात भारित औसत ब्याज दर बकाया मानकीय ऋणों पर प्रयोज्य रहेगी।
आगे शर्त है कि यदि किसी वर्ष विशेष के लिये कोई वास्तविक ऋण नहीं है परन्तु मानकीय ऋण अभी भी बकाया है, तो ब्याज की उपलब्ध अन्तिम भारित औसत दर पर विचार किया जायेगा।
आगे शर्त है कि यदि उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी, जैसी भी स्थिति है, के विनियमित व्यवसाय ने वास्तव में कोई ऋण नहीं ले रखा है, तो उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी की ब्याज की समग्र भारित औसत दर विचार किया जायेगा।
- (6) ऋण पर ब्याज की गणना, वर्ष के मानकीय औसत ऋण पर, ब्याज की भारित औसत दर प्रयुक्त करते हुये की जायेगी।
- (7) उपरोक्त ब्याज संगणना उपभोक्ता अंशदान, निक्षेप संकर्म, अनुदान और पूँजी सहायकी द्वारा वित्तपोषित पूँजी आस्ति की सीमा तक ऋण राशि पर ब्याज, मानकीय या अन्यथा, को अपवर्जित करेगी।
- (8) किसी भी वर्ष के लिये वित्तीय संस्थानों में ऋण प्राप्त करने के लिये उपगत वित्त प्रभार, विवेकी जांच के अध्यक्षीन, ट्रयूडंग-अप के समय पर आयोग द्वारा अनुज्ञात किये जायेंगे।
- (9) उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. जब तक कि इसकी परिणति ब्याज में निवल बचत की हो जाती है, ऋण को पुनर्वित्त/पुनर्संरचना के हर संभव प्रयास करेगी तथा उस दशा में ऐसे पुनर्वित्तपोषण/ पुनर्संरचना से सहयुक्त लागत सम्बन्धित वर्ष के लिये ट्रयूडंग-अप के समय पर आयोग द्वारा, विवेकी जांच के अध्यक्षीन, अनुज्ञात की जायेगी। ऋण पर ब्याज की गणना करने के

लिये ऋण के निबन्धन व शर्तों में परिवर्तनों को, ऐसे पुनर्वित्त पोषण की तिथि से प्रतिबिम्बित किया जायेगा।

22. हास

- (1) हास के प्रयोजन से मूल्य आधार परिसंपत्तियों की आयोग द्वारा स्वीकारी गयी पूंजीगत लागत होगा।
- (2) परिसम्पत्तियों का उबार मूल्य 10 प्रतिशत के बराबर माना जायेगा तथा हास परिसम्पत्तियों की पूंजीगत लागत के अधिकतम 90 प्रतिशत तक अनुमत किया जायेगा।
बशर्ते कि जल उत्पादन केन्द्रों के मामले में उबार मूल्य स्थल के सृजन के लिये विकासकर्ता द्वारा राज्य सरकार के साथ किये गये अनुबन्ध में उल्लेखानुसार होगा।
आगे शर्त है कि हास योग्य मूल्य के परिकलन के प्रयोजन से जल उत्पादन केन्द्रों की परिसम्पत्तियों की पूंजीगत लागत, विनियमित टैरिफ पर दीर्घकालीन विद्युत क्रय अनुबंध के अन्तर्गत विद्युत के विक्रय की प्रतिशतता के सदृश होगी।
- (3) जल उत्पादन केन्द्र के मामलों में पट्टे के अधीन धारित भूमि तथा जलाशय की भूमि के अलावा भूमि, हास योग्य परिसम्पत्ति नहीं होगी तथा इसकी लागत की परिसम्पत्ति के हास योग्य मूल्य का परिकलन करते समय पूंजीगत लागत से अपवर्जित कर दिया जायेगा।
- (4) उत्पादन केन्द्र, प्रसारण तंत्र तथा वितरण तंत्र की परिसम्पत्तियों के लिये हास की संगणना वार्षिक रूप से सीधी रेखा पद्धति के आधार पर तथा इन विनियमों के परिशिष्ट-1 में निर्धारित दरों पर की जायेगी।
बशर्ते कि वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से 12 वर्ष की अवधि के पश्चात् बन्द होने वाले वर्ष के 31 मार्च को शेष रहे हास योग्य मूल्य की परिसम्पत्ति के शेष को उपयोगी जीवन काल में विस्तारित कर दिया जायेगा।
- (5) विद्यमान परियोजनाओं के मामले में 01.04.2019 को हास योग्य मूल्य के शेष का परिकलन परिसम्पत्तियों के सकल हास योग्य मूल्य में से आयोग द्वारा 31.03.2019 तक स्वीकारे गये संचित हास की कटौती करते हुये की जायेगी।
- (6) हास वाणिज्यिक परिचालन के प्रथम वर्ष से प्रभार्य होगा। परिसम्पत्ति का वाणिज्यिक परिचालन वर्ष के भाग में होने की दशा में हास समानुपात आधार पर प्रभारित होगा।
- (7) पर्यावरणीय संरक्षण से सम्बन्धित परिसम्पत्ति के प्रति हास, प्रकरण-दर-प्रकरण के आधार पर टैरिफ का निर्धारण करते समय इस शर्त के अध्यक्षीन अनुमत किया जायेगा कि यथाविहित पर्यावरणीय मानकों की पिछली टैरिफ अवधि के दौरान पालना की गयी है।
- (8) यदि उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों के लिये एकल टैरिफ निर्धारित किये जाने की आवश्यकता हो, तो हास का परिकलन, वाणिज्यिक परिचालन की प्रभावी तिथि से उसकी व्यष्टिक इकाइयों के हास को ध्यान में रखते हुये किया जायेगा।

23. पट्टा प्रभार

किसी उत्पादन कम्पनी या प्रसारण या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. द्वारा पट्टे पर ली गई परिसम्पत्तियों के लिये प्रभारों पर, पट्टा समझौते के अनुसार विचार किया जायेगा, बशर्ते कि आयोग द्वारा यह युक्ति-संगत माने गये हैं।

24. परिचालन एवं संधारण व्यय

- (1) नियंत्रणावधि के प्रथम वर्ष के लिये परिचालन एवं संधारण व्यय विनिर्धारण आयोग द्वारा इन विनियमों में बाद में निर्धारित मानकीय प.एवं.सं. व्ययों पर आधारित किया जायेगा।
- (2) यदि अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. या उत्पादन कम्पनी द्वारा परिसम्पत्तियों के प.एवं.सं. का उत्तरदायित्व लिया जाता है तथा प.एवं.सं. व्यय वहन करता है, तो इसके लिये पट्टे पर ली गयी और उपभोक्ताओं के अंशदान से सृजित परिसम्पत्तियों के प.एवं.सं. व्ययों पर विचार किया जायेगा।
- (3) इन विनियमों के अन्तर्गत नियंत्रणावधि के प्रारम्भण (अर्थात् 2019-20) पर अनुमत किये गये मानकीय प.एवं.सं. व्ययों को उत्पादन कम्पनी, प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी एवं रा.भा.प्रे.के. के लिए नियंत्रणावधि के प्रत्येक वर्ष के लिए 3.51 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर पर तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिए नियंत्रणावधि के प्रत्येक वर्ष के लिए 3.63 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर पर वृद्धित किया जायेगा।
- (4) युद्ध, विद्रोह, कानूनों में परिवर्तन या ऐसी संभाव्यताओं के कारण प.एवं.सं. व्ययों में वृद्धि पर, आयोग द्वारा किसी निर्धारित अवधि के लिये विचार किया जा सकता है।

25. बीमा व्यय

उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी द्वारा खर्च किया गया वास्तविक बीमा व्यय वर्ष के लिये औसत निवल स्थाई परिसम्पत्तियों की 0.2 प्रतिशत सीमा के अध्यक्षीन पृथक से अनुज्ञात किये जायेंगे।

26. डूबत तथा संदिग्ध ऋण

आयोग, वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा निर्दिष्ट प्रक्रिया के अनुसार पिछले वर्ष में डूबत व संदिग्ध ऋणों के अपलेखन के अध्यक्षीन, प्राप्यताओं के 0.25 प्रतिशत तक के डूबत व संदिग्ध ऋणों के अपलेखन के प्रावधान पर विचार कर सकता है।

27. कार्यशील पूंजी पर ब्याज प्रभार

- (1) मानकीय कार्यशील पूंजी की राशि आवृत्त करेगी -

1. उत्पादन

(क) कोयला आधारित/लिग्नाइट प्रज्वलित उत्पादन केन्द्रों के लिये

- (i) वार्षिक लक्ष्य उपलब्धता के अनुरूप पिट-हैड उज्पादन केन्द्रों के लिये ½ (आधे) माह के लिये कोयले या लिग्नाइट की उतराई तक लागत तथा गैर-पिट हैड वाले उत्पादन केन्द्रों के लिये 1½ माह के लिये,

- (ii) जहां कहीं प्रयोज्य है, वार्षिक लक्ष्य उपलब्धता के सट्टा 1½ (डेढ) माह के लिये चूना पत्थर की उतराई तक लागत,
- (iii) लक्ष्य उपलब्धता के अनुरूप दो माह के लिये द्वितीयक ईंधन तेल की कीमत तथा एक से अधिक ईंधन तेल के उपयोग की दशा में मुख्य द्वितीयक ईंधन तेल के लिये ईंधन तेल स्टॉक की लागत,
- (iv) एक माह के लिये परिचालन व संधारण व्यय,
- (v) विनियम 47 में निर्धारित परिचालन एवं संधारण व्ययों के 20 प्रतिशत की दर पर संधारण स्पेयर, तथा
- (vi) वार्षिक लक्ष्य उपलब्धता पर परिकलित विद्युत के विक्रय के लिये 1½ (डेढ) महीने के बराबर स्थाई व परिवर्तनीय प्रभारों की प्राप्यतायें।
- बशर्ते कि इन विनियमों के अनुसार कार्यशील पूंजी का परिकलन किये जाने में स्वयं के उत्पादन केन्द्र होने की दशा में उत्पादन व्यवसाय द्वारा फुटकर आपूर्ति व्यवसाय को विद्युतपूर्ति की सीमा तक प्राप्यताओं के प्रति कोई राशि अनुज्ञात नहीं की जायेगी।
- (ख) गैस टर्बाइन/संयुक्त चक्र उत्पादन केन्द्रों हेतु-
- (i) उत्पादन केन्द्र के गैस ईंधन तथा तरल ईंधन पर परिचालन की विधि को विधिवत् ध्यान में रखते हुये वार्षिक लक्ष्य उपलब्धता के अनुरूप ½ (आधे) महीने के लिये ईंधन की उतराई तक लागत,
- (ii) वार्षिक लक्ष्य उपलब्धता के अनुरूप आधे माह के लिये तरल ईंधन स्टॉक तथा एक से अधिक तरल ईंधन के उपयोग की दशा में मुख्य तरल ईंधन की लागत,
- (iii) एक माह के लिये परिचालन एवं संधारण व्यय,
- (iv) विनियम 47 में निर्धारित परिचालन एवं संधारण व्ययों के 30 प्रतिशत की दर पर संधारण अतिरिक्त (स्पेयर्स), तथा
- (v) वार्षिक लक्ष्य उपलब्धता पर परिकलित विद्युत के लिये 1½ (डेढ) महीने के बराबर स्थाई व परिवर्तनीय प्रभारों की प्राप्यतायें।
- बशर्ते कि इन विनियमों के अनुसार कार्यशील पूंजी का परिकलन किये जाने में स्वयं के उत्पादन केन्द्र होने की दशा में उत्पादन व्यवसाय द्वारा फुटकर आपूर्ति व्यवसाय को विद्युतपूर्ति की सीमा तक प्राप्यताओं के प्रति कोई राशि अनुज्ञात नहीं की जायेगी।
- (ग) जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये
- (i) एक माह के लिये परिचालन एवं संधारण व्यय
- (ii) विनियम 47 में निर्धारित परिचालन एवं संधारण व्ययों के 15 प्रतिशत की दर पर संधारण स्पेयर्स, तथा

- (iii) मानकीय क्षमता सूचकांक पर संगणित विद्युत के विक्रय के लिये 1½ महीने के स्थाई प्रभारों के बराबर प्राप्यतायें।

बशर्ते कि इन विनियमों के अनुसार कार्यशील पूंजी का परिकलन किये जाने में स्वयं के उत्पादन केन्द्र होने की दशा में उत्पादन व्यवसाय द्वारा फुटकर आपूर्ति व्यवसाय को विद्युतापूर्ति की सीमा तक प्राप्यताओं के प्रति कोई राशि अनुज्ञात नहीं की जायेगी।

2. प्रसारण एवं रा.भा.प्रे.के.

- (i) एक माह के लिये परिचालन एवं संधारण व्यय
- (ii) प्रसारण के लिए विनियम 64 और रा.भा.प्रे.के. के लिए विनियम 70 में निर्धारित परिचालन एवं संधारण व्ययों के 15 प्रतिशत की दर पर संधारण स्पेयर्स,+
- (iii) प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के लिये वार्षिक वर्ष उपलब्धता स्तर पर संगणित 1½ माह के रा.भा.प्रे.के. के लिये रा.भा.प्रे.के. प्रभारों/प्रसारण प्रभारों के बराबर प्राप्यतायें।

घटायें-

बैंक गारण्टी के रूप में रोके गये प्रतिभूमि निक्षेपों को छोड़कर, प्रयोक्ताओं से प्रतिभूमि निक्षेप के रूप में रोकी गयी राशि।

3. वितरण

- i. एक माह के लिये परिचालन एवं संधारण व्यय
- ii. विनियम 82 में निर्धारित परिचालन एवं संधारण व्ययों के 15 प्रतिशत की दर पर संधारण स्पेयर्स,+
- iii. उपभोक्ताओं से 1½ माह के विपत्रण के बराबर प्राप्यतायें।

घटायें-

बैंक गारण्टी के रूप में रोके गये प्रतिभूमि निक्षेपों को छोड़कर, वितरण तंत्र प्रयोक्ताओं (खुले अभिगमन उपभोक्ताओं) तथा फुटकर आपूर्ति उपभोक्ताओं से प्रतिभूमि निक्षेप के रूप में रोकी गयी राशि।

- (2) कार्यशील पूंजी पर परिकलित की जाने वाली ब्याज की दर मानकीय आधार पर होगी तथा सुसंगत वर्ष से पिछले वर्ष के प्रथम छः महीनों के दौरान प्रचलित औसत आधार दर से 300 आधार बिन्दु उच्चतर होगी। कार्यशील पूंजी एवं उस पर ब्याज का परिकलन यह होते हुये भी कि उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी ने किसी बाह्य एजेन्सी से कार्यशील पूंजी ऋण नहीं लिया है, मानकीय आधार पर किया जायेगा।

- (3) मानकीय कार्यशील पूंजी वास्तविक की तुलना में मानकीय ब्याज दर के कारण ब्याज राशि में विचलन में उत्पादन कम्पनी/अनुज्ञप्तिधारी/ रा.भा.प्रे.के. तथा लाभग्राही के बीच 50:50 के अनुपात में हिस्सेदारी होगी।

28. विदेशी विनियम दर विभिन्नता (एफईआरबी)

- (1) उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., यथास्थिति, उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी अपने विवेक पर, पूर्णतः या अंशतः, उत्पादन केन्द्र या प्रशासन तंत्र के लिये

अर्जित विदेशी ऋण के पुनर्भुगतान एवं विदेशी मुद्रा वाले ऋण पर ब्याज के सम्बन्ध में विदेशी विनियम प्रभावन हैज कर सकती है।

- (2) जैसे ही और जब उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. अपनी अनुमोदित नीति के आधार पर हैजिंग करती है तो उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. ऐसे संव्यवहार (रों) करने के तीस दिवस के भीतर अपने निर्णय के बारे में सम्बन्धित लाभ-भोगीयों को सूचित करेंगे।
- (3) प्रत्येक उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. वर्ष प्रतिवर्ष के आधार पर सम्बन्धित वर्ष में मानकीय विदेशी ऋण के अनुरूप विदेशी विनियम दर विचलन की है हैजिंग की लागत को उस अवधि में जिसमें यह हुआ है यथा व्यय के वसूल करेंगे तथा ऐसे विदेशी विनियम दर विचलन के अनुरूप अतिरिक्त रूपया दायित्व हैजिंग किये गये विदेशी ऋण के विरुद्ध अनुज्ञात नहीं किया जायेगा।
- (4) उस सीमा तक जिसमें उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. विदेशी विनियम प्रभावन को हैज करने के योग्य नहीं है, तो ब्याज के भुगतान के प्रति अतिरिक्त रूपया दायित्व एवं सम्बन्धित वर्ष में मानकीय विदेशी मुद्रा के ऋण के अनुरूप ऋण का पुनर्भुगतान अनुज्ञेय होगी बशर्ते यह उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या इसके आपूर्तिकारों या ठेकेदारों पर आरोप्य नहीं है।
- (5) प्रत्येक उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. वर्ष प्रतिवर्ष के आधार पर हैजिंग की लागत और विदेशी विनियम दर विचलन को उस अवधि में जिसमें यह हुआ है यथा आय या व्यय के वसूल करेगी।

29. साम्या पर प्रतिफल पर कर

- (1) उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., जैसी भी स्थिति है, के लिये आयोग द्वारा अनुमोदित साम्या पर प्रतिफल के सदृश आय पर कर लाभभोगी से सीधा वसूल किया जायेगा। आय पर कर का परिकलन उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., जैसी भी स्थिति है, द्वारा संदत्त कुल वास्तविक आय कर के सन्दर्भ में साम्या पर प्रतिफल के सम्बन्ध में समानुपात आधार पर किया जायेगा। साम्या पर प्रतिफल के सिवाए किसी अन्य आय धारा (दक्षता लाभ, प्रोत्साहन इत्यादि सहित) पर कर लाभग्राही से वसूल नहीं किया जायेगा तथा ऐसी अन्य आय पर कर उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., जैसी भी स्थिति है, द्वारा संदेय होगा।
- (2) यदि किसी वर्ष विशेष के लिये कर पूर्व लाभ किसी वर्ष के लिये आयोग द्वारा यथानुमोदित साम्या पर प्रतिफल से उच्चतर है तो साम्या पर प्रतिफल पर लाभग्राही से समानुपात आधार पर निम्नलिखित रीति से वसूल किया जायेगा:
वसूल किये जाने वाला आयकर = संदत्त कुल आय कर X आयोग द्वारा अनुमोदित साम्या पर प्रतिफल/कर पूर्व लाभ

- (3) यदि किसी वर्ष विशेष के लिये कर पूर्व लाभ किसी वर्ष के लिये आयोग द्वारा यथानुमोदित साम्या पर प्रतिफल से निम्नतर है, तो उत्पादन कम्पनी या प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. द्वारा संदत्त वास्तविक आयकर लाभग्रही से वसूल किया जायेगा।
- (4) आय पर कर की वैधानिक अंकेक्षक द्वारा यथा प्रमाणित, कोई भी कम वसूली या अधिक वसूली, आयकर अधिनियम, 1961 के अन्तर्गत, प्रत्येक वर्ष आयकर निर्धारण पर समायोजित कर ली जायेगी।

बशर्ते कि तापीय उत्पादन केन्द्रों को विनिहित आयकर लाभग्रहियों को वार्षिक स्थाई प्रभारों के अनुपात में ही प्रभारित किया जायेगा तथा जलीय उत्पादन केन्द्रों को विनिहित आयकर लाभग्रहियों को वार्षिक क्षमता प्रभारों के अनुपात में ही प्रभारित किया जायेगा तथा प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में आयकर की हिस्सेदारी वार्षिक प्रसारण प्रभारों के अनुपात में ही होगी, रा.भा.प्रे.के. के मामले में आयकर की हिस्सेदारी परिचालन के अनुपात में होगी तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में आयकर की हिस्सेदारी मासिक विपत्र के अनुपात में होगी।

और बशर्ते कि उत्पादन कम्पनी, अनुज्ञप्तिधारी तथा रा.भा.प्रे.के. आयकर का विपत्रण अपने-अपने विपत्रों में “आय कर पुनर्भरण” नामक पृथक् मद के अन्तर्गत करेंगे।

- (5) आयोग द्वारा अनुमोदित साम्या पर प्रतिफल पर कर का परिकलन अग्रिम रूप से निर्धारित या जमा कराये गये कर के आधार पर वर्ष की समाप्ति पर वास्तविक के प्रति समायोजन के अध्यधीन किया जा सकता है। वास्तविक कर की तुलना में कर की वसूली या प्रतिदिन, यदि कोई है, आयकर विभाग के निर्धारण अधिकारी द्वारा यथाविनिर्धारित ब्याज के साथ किया जायेगा। उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., जैसी भी स्थिति है द्वारा कर जमा कराने में विलम्ब या कर की राशि कम जमा कराये जाने के कारण शारित, यदि कोई है, का दावा नहीं किया जायेगा।

बशर्ते कि 1.4.2009 से पूर्व का आस्थगित कर दायित्व उसे अन्तिम कर दिये जाने पर लाभग्रहियों से वसूल किया जायेगा। लाभग्रहियों से 01.04.2009 के पश्चात् उपजे आस्थगित कर दायित्व का कोई दावा नहीं किया जायेगा।

30. पेंशन एवं उपादान का अनिधिक दायित्व

तत्कालीन रा.रा.वि.म. के कर्मचारियों के सम्बन्ध में पेंशन व उपादान के अनिधिक दायित्व की राशि, 20.7.2000 तक के ऐसे कर्मचारियों के पेंशन व उपादान के प्रति बीमांकिक दायित्व को पूरा करने के लिये आयोग द्वारा निर्धारित की जायेगी। ऐसी राशि अनुज्ञप्तिधारी जिसे यह दायित्व राज्य सरकार द्वारा समनुदेशित किया गया है, के लिये व्यय के रूप में मानी जायेगी।

31. अधिक राशि का प्रतिदान

अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी या रा.भा.प्रे.के. आयोग द्वारा विनिर्धारित टैरिफ के अनुसार प्रभारों की वसूली करेगा। यदि कोई अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. या उत्पादन

कम्पनी, आयोग द्वारा विनिर्धारित टैरिफ से अधिक प्रभार वसूल करता है तो अधिक वसूल की गयी राशि उस व्यक्ति जिसने ऐसे अधिक प्रभारों का भुगतान किया है, को बैंक दर के बराबर ब्याज के साथ अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी द्वारा उपगत दायित्वों को प्रतिकूल प्रभावित किये बिना वापस की जायेगी।

32. विलम्बित भुगतान के लिये प्रभार

किसी अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. या उत्पादन कम्पनी द्वारा अन्य को अपनी देयताओं पर भुगतान में विलम्ब, जो उसके नियंत्रण से बाहर के कारणों से उत्पन्न हुआ है, के लिये प्रभारों का किया गया कोई भी भुगतान व्यय माना जायेगा।

33. विलम्ब से भुगतान पर अधिभार

(क) यदि उत्पादन टैरिफ, प्रसारण प्रभारों, रा.भा.प्रे.के. के प्रचालन प्रभारों, वहीलिंग प्रभारों या किसी उपभोक्ता के सिवाय व्यक्ति द्वारा क्रेता विद्युत के प्रभारों के विपत्र का भुगतान, विपत्र के प्रस्तुतीकरण की तिथि से 45 दिवस की अवधि से अधिक विलम्बित किया जाता है, तो उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी द्वारा सम्बन्धित वर्ष की पहली अप्रैल पर आधार दर तथा दैनिक आधार पर 400 आधार बिन्दू प्रतिवर्ष के समतुल्य विलम्ब से भुगतान का अधिभार उद्ग्रहित किया जायेगा।

(ख) किसी उपभोक्ता द्वारा विपत्र का भुगतान किये जाने, आयोग द्वारा निर्धारित अवधि से अधिक विलम्ब किया जाता है, तो समय-समय पर आयोग द्वारा यथानिर्धारित विलम्ब से भुगतान का अधिभार अनुज्ञप्तिधारी को संदेय होगा।

34. परिचालन के प्रतिभाग

इन विनियमों में निर्धारित परिचालन के प्रतिमान, उच्चतम प्रतिमान है तथा उत्पादन कम्पनी, अनुज्ञप्तिधारी एवं रा.भा.प्रे.के. और प्रयोक्ता, उन्नत प्रतिमानों के लिये सहमत हो सकते हैं। ऐसे मामलों में उनके समझौते के आधार पर उन्नत प्रतिमान टैरिफ निर्धारण के प्रयोजनार्थ ध्यान में रखे जायेंगे।

भाग - IV

राजस्व

35. टैरिफ आय

विद्युत के उत्पादन, प्रसारण, रा.भा.प्रे.के. के लिये शुल्क एवं प्रभारों, वहीलिंग या प्रदाय के लिये आयोग द्वारा समस्त प्रभारों से निर्धारित आय टैरिफ आय, के रूप में मानी जायेगी:

बशर्ते कि विद्युत वितरण के मामले में विद्युत के अनाधिकृत उपयोग के लिये प्राप्त राजस्व तथा विद्युत की चोरी के प्रति वसूल की गयी राशि के 50 प्रतिशत को टैरिफ आय के रूप में माना जायेगा। विद्युत चोरी के प्रति वसूल की गयी शेष 50 प्रतिशत राशि को गैर-टैरिफ आय माना जायेगा।

36. गैर-टैरिफ आय

(1) ट्रान्सफार्मर किराया, स्थाई निक्षेपों/वैधानिक निवेश(शो) से आय, भूमि/ भवन के किराये से आय, रद्दी माल के विक्रय से आय, राख/अस्वीकृत कोयल के विक्रय से आय, विज्ञापन से आय,

आपूर्तिकारों/संविदाकारों को ऋण पर ब्याज आदि सहित, परन्तु तक सीमित नहीं, से समस्त राजस्व को गैर-टैरिफ आय माना जायेगा:

बशर्ते कि उत्पादन केन्द्र या अनुज्ञप्तिधारी द्वारा विलम्ब से भुगतान पर उपार्जित विलम्ब से भुगतान पर, अधिभार एवं ब्याज को गैर-टैरिफ आय के अन्तर्गत विचारित नहीं किया जायेगा।

- (2) किसी उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. द्वारा अपनी देयताओं का विनियम 38 के अनुसार त्वरित भुगतान किये जाने के कारण अर्जित कोई भी छूट गैर-टैरिफ आय मानी जायेगी। अपने प्रचालनीय स्टॉफ के लिये आवासीय कॉलोनी या नगर-क्षेत्र हेतु विद्युत केन्द्र/सब-स्टेशन बस बार से आहरण कर विद्युत के विक्रय से राजस्व तथा ऐसी विद्युत केन्द्र/उत्पादन की लागत के बीच का अन्तर पृथक से रिपोर्ट किया जायेगा तथा गैर-टैरिफ आय के रूप में माना जायेगा।

37. अधिभार तथा अतिरिक्त अधिभार

अधिनियम की धारा 39,40 तथा 42 के अन्तर्गत अधिभार और अतिरिक्त अधिभार को आय के रूप में माना जायेगा तथा आयोग द्वारा यथा-निर्देशित व्यवहार किया जायेगा।

38. त्वरित भुगतान पर छूट

- (1) क्षमता प्रभारों तथा उत्पादन टैरिफ के विद्युत प्रभारों या प्रसारण प्रभारों या रा.भा.प्रे.के. के लिये प्रचालन प्रभारों अथवा वहीलिंग प्रभारों का साख पत्र के माध्यम से या नकद/चैक द्वारा या इलैक्ट्रॉनिक अन्तरण के माध्यम से, विपत्रों के प्रस्तुतीकरण के 5 कार्य दिवसों के अन्दर-अन्दर भुगतान किये जाने पर 1.5 प्रतिशत की छूट अनुमत की जायेगी।

स्पष्टीकरण: '5दिवसों' की संगणना के मामलों में, दिनों की संख्या की गणना किसी भी अवकाश पर बिना विचार करते हुए निरन्तर की जायेगी। यदि अन्तिम दिवस अथवा 5वां दिवस शासकीय अवकाश है तो छूट के प्रयोजनार्थ 5वां दिवस का अर्थ यथा तात्कालिक उत्तरवर्ती कार्य दिवस से लगाया जायेगा (जहां लाभ भोगी का प्राधिकृत हस्ताक्षरकर्त्ता या प्रतिनिधि का कार्यालय, बिल की प्राप्ति या अभिस्वीकृत के प्रयोजनार्थ स्थित है, के शासकीय राज्य सरकार के कैलेण्डर के अनुसार)

- (2) यदि भुगतान साख-पत्र के माध्यम से या नकद/चैक द्वारा या इलैक्ट्रॉनिक अन्तरण के माध्यम से 5 कार्य दिवसों के बाद, परन्तु विपत्रों के प्रस्तुतीकरण की 30 दिवस की अवधि के अन्दर-अन्दर किये जाते हैं, तो छूट 1 प्रतिशत अनुमत की जायेगी।

39. अन्य व्यवसाय से आय

- (1) अन्य व्यवसाय से राजस्व को, आयोग द्वारा अधिकृत सीमा तक आय के रूप में माना जायेगा।
- (2) अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. विनियम 11 (5)(झ) के अन्तर्गत यथानिर्धारित सूचनायें याचिका के साथ आयोग को प्रस्तुत करेगा कि क्या अनुज्ञप्तिधारी, विद्युत अधिनियम, 2003

की धारा 41 तथा 51 के अन्तर्गत विहित अभिप्राय के अन्दर-अन्दर किसी अन्य व्यवसाय में वाग्दत्त हैं।

40. स्पष्ट विकसित रचना तंत्र (सीडीएम) साख में भागीदारी

चालू नियंत्रणावधि के दौरान स्पष्ट विकसित रचना तंत्र साख मर्ते भागीदारी क्रमशः वितरण अनुज्ञप्तिधारी तथा उत्पादन कम्पनी के मध्य 25:75 के अनुपात में होगी।

बशर्ते की वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्राप्त किया गया 25 प्रतिशत हिस्सा पूर्णतः उपभोक्ताओं को पारेषित किया जायेगा। यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी स्वयं उत्पादन कम्पनी है, तो 75 प्रतिशत, वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा रखा जायेगा तथा शेष 25 प्रतिशत उपभोक्ताओं को पारेषित किया जायेगा।

भाग - V

उत्पादन केन्द्रों के लिये टैरिफ

41. प्रयोज्यता

- (1) विनियमों के इस भाग- V में विनिर्दिष्ट विनियम, उत्पादन के पारम्परिक विद्युत संयंत्रों तथा लघु/सूक्ष्म जलीय (एमएमएच) विद्युत केन्द्रों से किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युत की आपूर्ति के लिये, टैरिफ के निर्धारण हेतु प्रयोज्य होंगे:
- (2) आयोग, किसी उत्पादन कम्पनी द्वारा किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युत की आपूर्ति के लिये टैरिफ निर्धारण के निम्नलिखित मामलों में, इस भाग में अन्तर्विष्ट विनियमों से मार्गदर्शित होगा:
 - (क) जहां इस प्रकार की टैरिफ किसी विद्युत क्रय अनुबन्ध या व्यवस्था जो कि नियंत्रणावधि के प्रारम्भण के बाद सहमत की गई है, के अनुसार है, या
 - (ख) जहां इस प्रकार की टैरिफ किसी विद्युत क्रय अनुबन्ध या व्यवस्था जो कि नियंत्रणावधि से पूर्व सहमत की गई है, के अनुसार है तथा या तो आयोग ने ऐसे अनुबन्ध/ऐसी व्यवस्था को पूर्व में अनुमोदित नहीं किया है या अनुबन्ध/व्यवस्था में यह विचारित है कि टैरिफ प्रचलित राविआ टैरिफ विनियमों पर आधारित होगी।
 - (ग) जहां वितरण अनुज्ञप्तिधारी विद्युत के उत्पादन के व्यवसाय में प्रयुक्त है, तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी के उत्पादन व्यवसाय द्वारा इस के फुटकर आपूर्ति व्यवसाय को विद्युतापूर्ति किये जाने की अन्तरण कीमत निर्धारित करने में।

42. उत्पादन टैरिफ के निर्धारण हेतु याचिका

- (1) किसी भी उत्पादन कम्पनी को वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युत की आपूर्ति के लिये टैरिफ निर्धारण के लिये, अन विनियमों के भाग- II के प्रावधानों के अनुसार एक याचिका दायर करनी होगी।

- (2) इन विनियमों के अन्तर्गत उत्पादन केन्द्र के सम्बन्ध में टैरिफ का निर्धारण चरण-वार, इकाइवार या पूरे उत्पादन केन्द्र के लिये किया जा सकता है। उत्पादन केन्द्र के लिये टैरिफ निर्धारण के मामले में, इस भाग में विनिर्दिष्ट अनुबन्ध व शर्तें, चरणों या इकाइयों, जैसी भी स्थिति है, पर उसी तरह से प्रयोज्य होगी, जैसे कि उत्पादन केन्द्र के लिये प्रयोज्य होती है।
- (3) जहां टैरिफ का निर्धारण किसी उत्पादन केन्द्र के चरण या इकाई के लिये किया जा रहा है, तो उत्पादन कम्पनी, आम सुविधाओं की पूंजीगत लागत और संयुक्त व साझा लागतों को सभी चरणों या इकाइयों, जैसी भी स्थिति हो, में आवंटन के लिये युक्तिसंगत आधार अपनायेगी। बशर्ते कि उत्पादन कम्पनी ऐसी लागतों के आवंटन का आधार दर्शाते हुये एक आवंटन विवरण संधारित करेगी तथा जिसको वैधानिक अंकेक्षक द्वारा अंकेक्षित व प्रमाणित कराने के बाद टैरिफ निर्धारण हेतु आवेदन के साथ, आयोग को प्रस्तुत करेगी।
- (4) उत्पादन कम्पनी, किसी इकाई चरण या सम्पूर्ण उत्पादन केन्द्र, जैसी भी स्थिति है, याचिका किये जाने की तिथि तक या याचिका किये जाने की तिथि के पूर्व तक, वैधानिक अंकेक्षकों द्वारा प्रमाणित वास्तव में किये गये पूंजीगत व्ययों पर आधारित अनन्तिम टैरिफ के निर्धारण हेतु वाणिज्यिक परिचालन की प्रत्याशित तिथि से पहले 6 माह के भीतर में याचिका दायर कर सकती है और अनन्तिम टैरिफ, ऐसी इकाई या चरण या उत्पादन केन्द्र, जैसी भी स्थिति है, के वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से प्रभारित की जायेगी।
- (5) उत्पादन कम्पनी, उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक परिचालन तिथि तक अंकेक्षित लेखों पर आधारित वैधानिक अंकेक्षकों द्वारा प्रमाणित वास्तव में किये गये पूंजीगत व्यय के आधार पर अनन्तिम टैरिफ अनुसार एक नवीन याचिका दायर करेगी।
- (6) आयोग द्वारा निर्धारित अनन्तिम टैरिफ तथा अनन्तिम टैरिफ के किसी अन्तर जो उत्पादन कम्पनी को उपरोप्य नहीं है, को आयोग द्वारा यथा-निर्देशित अनुयती वर्ष की टैरिफ में समायोजित किया जायेगा।

43. टैरिफ के घटक

- (1) तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत के विक्रय की टैरिफ में दो भाग अर्थात् वार्षिक स्थाई प्रभारों तथा उर्जा प्रभारों, जो नीचे दी गई विधि से परिकलित किये जायेंगे शामिल हैं।
- (2) जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत के विक्रय के लिये टैरिफ में, दो भाग होंगें जैसे वार्षिक क्षमता प्रभार तथा उर्जा प्रभार, जो आगे दी गई विधि से परिकलित किये जायेंगे की वसूली शामिल है।
- (3) वार्षिक स्थाई प्रभारों में निम्नलिखित तत्व शामिल होंगे-
 - (क) परिचालन एवं संधारण व्यय,
 - (ख) सावधि ऋणों पर ब्याज तथा वित्त प्रभार,
 - (ग) हास,
 - (घ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज,

(ड) अंश पूंजी प्रतिफल,

निम्नलिखित को घटायें-

(च) गैर-टैरिफ आय,

- (4) तापीय उत्पादन केन्द्र तथा जलीय उत्पादन केन्द्र के मामले में उर्जा प्रभारों का परिकलन, जैसा कि विनियम 51 में निर्धारित है, के अनुसार किया जायेगा।

44. पूंजीगत लागत तथा अशक्त विद्युत का विक्रय

- (1) उत्पादन कम्पनी की पूंजीगत लागत का परिकलन विनियम 16 के प्रावधानों के अनुसार किया जायेगा।
- (2) तापीय उत्पादन केन्द्र से वितरण अनुज्ञप्तिधारी को अशक्त विद्युत के विक्रय के लिये प्रभार, उस अवधि के दौरान व्यय की गई, वास्तविक ईंधन लागत, चूना पत्थर लागत सहित, जैसी भी स्थिति है, पर आधारित होंगे।

बशर्ते कि अस्थिर विद्युत के विक्रय के लिये अधिकतम अनुज्ञेय अवधि छः माह या प्रत्येक मामले के आधार पर आयोग द्वारा यथा विस्तारित तक सीमित होगी।

बशर्ते कि उत्पादन कम्पनी द्वारा अशक्त विद्युत के विक्रय से अर्जित ईंधन लागत की वसूली के अलावा अन्य राजस्व को पूंजीगत लागत में कमी करने के लिये माना जायेगा तथा इसे राजस्व नहीं माना जायेगा।

- (3) सभी घटकों जैसे बांध, अन्तर्ग्रहण, जल संवाहक तंत्र, योजना के विद्युत उत्पादन केन्द्र तथा उत्पादन इकाइयों को आवृत करते हुये सम्पूर्ण जल विद्युत उत्पादन के यथा प्रभाजित जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों की पूंजीगत लागत का निर्धारण 16 के अनुसार किया जायेगा।

बशर्ते कि उत्पादन कम्पनी द्वारा अशक्त विद्युत के विक्रय से अर्जित राजस्व को पूंजीगत लागत में कमी करने के लिये माना जायेगा तथा राजस्व के रूप में नहीं माना जायेगा। अशक्त विद्युत के विक्रय की दर वहीं होगी जो उत्पादन केन्द्र की प्राथमिक उर्जा दर है।

45. तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये परिचालन के प्रतिमान

परिचालन के प्रतिमान नीचे दिये गये अनुसार प्रयोज्य होंगे-

- (1) तापीय विद्युत केन्द्रों के लिये पूर्ण वार्षिक स्थाई प्रभारों की वसूली हेतु लक्ष्य उपलब्धता:
- (क) वार्षिक स्थाई प्रभारों की पूर्ण वसूली के लिये लक्ष्य उपलब्धता 01.04.2019 के पश्चात् प्रारम्भ होने वाले सभी तापीय उत्पादन केन्द्रों के लिये 85 प्रतिशत एवं उन्हें, जो उप-विनियम (1)ख) तथा (1)ग) में आवृत हैं, को छोड़कर सभी विद्यमान तापीय उत्पादन केन्द्रों के लिये 83 प्रतिशत होगी।
- (ख) सीएफबीसी प्रौद्योगिकी काम में लेने वाले लिग्नाइट प्रज्वलित तापीय विद्युत केन्द्र:

परिचालन के प्रथम तीन वर्षों के लिये	75.0%
चतुर्थ वर्ष व उसके बाद	80.0%

टिप्पणी - उपरोक्त उप-विनियम के लिये परिचालन के प्रथम वर्ष का अभिप्राय वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से आगे 365 दिन और आगे तदनुसार है।

(ग) निम्नलिखित केन्द्रों के लिये वार्षिक स्थाई प्रभारों की पूर्ण वसूली के लिये लक्ष्य उपलब्धता होगी:

केन्द्र का नाम	लक्ष्य उपलब्धता
रामगढ गैस ताविके (चरण 1 से 3)	70%
धौलपुर संचाविस (इकाई 1 से 3)	70%

(2) प्रोत्साहन राशि हेतु लक्ष्य संयन्त्र भार घटक:

(क) प्रोत्साहन राशि हेतु लक्ष्य संयत्र भार घटक 01.04.2019 के पश्चात् प्रारम्भण होने वाले सभी तापीय उत्पादन केन्द्रों के लिये 85 प्रतिशत एवं उन्हें, जो उप-विनियम (2)ख) तथा (2)ग) में आवृत हैं, को छोड़कर सभी विद्यमान तापीय उत्पादन केन्द्रों के लिये 83 प्रतिशत होगी।

(ख) (सीएफबीसी) प्रौद्योगिकी काम में लेने वाले लिग्नाइट प्रज्वलित तापीय विद्युत केन्द्र: परिचालन के प्रथम तीन वर्षों के लिये 75.0%
चतुर्थ वर्ष व उसके बाद 80.0%

टिप्पणी - उपरोक्त उप-विनियम के लिये परिचालन के प्रथम वर्ष का अभिप्राय वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से आगे 365 दिन और आगे तदनुसार है।

(ग) निम्नलिखित केन्द्रों के लिये वार्षिक स्थाई प्रभारों की पूर्ण वसूली के लिये लक्ष्य संयत्र भार घटक होगा:

केन्द्र का नाम	लक्ष्य संयत्र भार घटक
रामगढ गैस ताविके (चरण 1 से 3)	70%
धौलपुर संचाविस (इकाई 1 से 3)	70%

(3) सकल स्टेशन ताप दर

(क) वह, जो खण्ड (ख) एवं (ग) नीचे के अन्तर्गत आवृत्त के अतिरिक्त विद्यमान कोयला व गैस आधारित तापीय उत्पादन केन्द्र/इकाइयां:

केन्द्र	सकल स्टेशन ताप दर (किलो कैलोरी/किवाघ)
कोटा ताविके (इकाई 1 से 7)	2561.70
सूरतगढ ताविके (इकाई 1 से 6)	2476.28
रामगढ गैस ताविके (इकाई 1 से 3)	संयुक्त चक्रीय 1950.00

	खुला चक्रीय	2830.00
धौलपुर संचाविस (इकाई 1 से 3)	संयुक्त चक्रीय	1950.00
	खुला चक्रीय	2830.00
छाबडा ताविके (इकाई 1 से 4)		2400.00
राजवेस्ट लिग्नाइट तापीय विद्युत केन्द्र		2403.50
गिरल लिग्नाइट तापीय विद्युत केन्द्र		2403.50

आगे शर्त यह है कि लिग्नाइट प्रज्वलित उत्पादन केन्द्रों के मामले में (सीएफबीसी प्रौद्योगिकी आधारित केन्द्रों सहित) अधिकतम अभिकल्प ताप दर नीचे दिये नमी अंश के घटक का उपयोग करते हुये बढ़ा दी जायेगी:

- i. 50 प्रतिशत नमी वाले लिग्नाइट के लिये गुणन घटक 1.10
- ii. 40 प्रतिशत नमी वाले लिग्नाइट के लिये गुणन घटक 1.07
- iii. 30 प्रतिशत नमी वाले लिग्नाइट के लिये गुणन घटक 1.04
- iv. नमी अंश के अन्य मूल्यों के लिये गुणन घटक जो कि 30-40 प्रतिशत तथा 40-50 प्रतिशत के नमी अंश श्रेणी के मध्य है, के लिये गुणन घटक के निर्धारित मूल्य पर आधारित आनुपातिक गुणन घटक, क्रमशः सम्बन्धित विस्तार श्रेणी जो उपरोक्त उपविनियम (i) से (iii) में दी गई है, के अनुपात में किया जायेगा।
- v. नमी अंश का निर्धारण दहनता के स्तर पर किया जायेगा।

(ख) उपरोक्त खण्ड 3(क) में आवृत्त नहीं होने वाली विद्यमान या नये तापीय उत्पादन केन्द्रों/इकाइयों के लिये सकल स्टेशन ताप दर

कोयला तथा लिग्नाइट आधारित तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्र

$$=1.05X \text{ अभिकल्प ताप दर (किलो कैलोरी/किवाघ)}$$

जहाँ किसी इकाई की अभिकल्प ताप दर का अभिप्राय 100 प्रतिशत अधिकतम सतत् रेटिंग, शून्य प्रतिशत संघटित, अभिकल्प कोयला तथा अभिकल्प शीतलन जल तापमान/पृष्ठ दबाव की स्थितियों में आपूर्तिकर्ता द्वारा प्रत्याभूत इकाई ताप दर से है।

आगे और शर्त है कि जहाँ इकाई अभिकल्प ताप दर की गारण्टी नहीं दी गयी है परन्तु टर्बाइन चक्र ताप दर तथा बॉयलर दक्षता की उसी आपूर्तिकर्ता या भिन्न-भिन्न आपूर्तिकर्ताओं ने पृथक से गारण्टी दे दी है, तो इकाई अभिकल्प ताप दर का निर्धारण गारण्टी दिये गये टर्बाइन चक्र ताप दर तथा बॉयलर दक्षता का उपयोग करते हुये किया जायेगा।

बशर्त कि जहाँ इकाई ताप दर अनुलग्नक 2 के अन्तर्गत यथा निर्धारित सीमा से अधिक नहीं होगी।

आगे शर्त यह है कि लिग्नाइट प्रज्वलित उत्पादन केन्द्रों के मामले में (सीएफबीसी प्रौद्योगिकी आधारित केन्द्रों सहित) अधिकतम अभिकल्प ताप दर नीचे दिये नमी अंश के घटक का उपयोग करते हुये बढ़ा दी जायेगी:

- i. 50 प्रतिशत नमी वाले लिग्नाइट के लिये गुणन घटक 1.10
- ii. 40 प्रतिशत नमी वाले लिग्नाइट के लिये गुणन घटक 1.07
- iii. 30 प्रतिशत नमी वाले लिग्नाइट के लिये गुणन घटक 1.04
- iv. नमी अंश के अन्य मूल्यों के लिये गुणन घटक जो कि 30-40 प्रतिशत तथा 40-50 प्रतिशत के नमी अंश श्रेणी के मध्य है, के लिये गुणन घटक के निर्धारित मूल्य पर आधारित आनुपातिक गुणन घटक, क्रमशः सम्बन्धित विस्तार श्रेणी जो उपरोक्त उपविनियम (i) से (iii) में दी गई है, के अनुपात में किया जायेगा।
- v. नमी अंश का निर्धारण दहनता के स्तर पर किया जायेगा।

(ग) उपरोक्त खण्ड 3(क) में आवृत्त नहीं होने वाली गैस आधारित/तरल आधारित तापीय उत्पादन इकाई(इयां)

=1.05X प्राकृतिक गैस तथा पुनः तरलीय प्राकृतिक गैस के लिये इकाई की अभिकल्प ताप दर (किलो कैलोरी/किवाघ)

=1.071X तरल ईंधन के लिये इकाई/खंड की अभिकल्प ताप दर (किलो कैलोरी/किवाघ)

जहाँ किसी इकाई की अभिकल्प ताप दर का अभिप्राय 100 प्रतिशत अधिकतम सतत् रेटिंग पर प्रत्याभूत इकाई ताप दर से है और स्थल की परिवेशी स्थितियों से है और किसी ब्लॉक के लिये प्रत्याभूत अभिकल्प ताप दर का अभिप्राय 100 प्रतिशत अधिकतम सतत् रेटिंग, स्थल की परिवेशी स्थितियों शून्य प्रतिशत संघटित अभिकल्प की शीतलन जल तापमान/पृष्ठ दबाव से है।

(4) द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग

(क) कोयला आधारित उत्पादन केन्द्र: 0.50 मिली/किवाघ

(ख) लिग्नाइट प्रज्वलित उत्पादन केन्द्र: 1.00 मिली/किवाघ

(सीएफबीसी प्रौद्योगिकी आधारित)

(5) चूना पत्थर उपभोग

सीएफबीसी प्रौद्योगिकी काम में लेने वाले लिग्नाइट आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिये मानकीय चूना पत्थर उपभोग निम्नलिखित रीति से गणना किया जायेगा:

चूना पत्थर उपभोग (किग्रा/किवाघ) = 0.056X मानकीय विशिष्ट लिग्नाइट उपभोग (किग्रा/किवाघ) X एसएबीजी (%)

एसएबीजी = लिग्नाइट में भारित औसत अकार्बनिक सल्फर अंश

(6) सहायक उर्जा उपभोग

(क) नीचे उप-विनियम (6)(घ) के अन्तर्गत आवृत को छोड़कर कोयला आधारित उत्पादन केन्द्र

(अ) 110 मेवा तथा उपर 250 मेवा तक की इकाइयों के लिये

- i. प्रेरित तलौछ शीतलन टॉवर युक्त 9.00 प्रतिशत
- ii. प्राकृतिक तलौछ शीतलन टॉवर युक्त या शीतलन टॉवर के बिना 8.5 प्रतिशत
(ब) 250 से उपर की इकाइयां
(क) भाप चालित बॉयलर फीड पम्प
- i. प्रेरित तलौछ शीतलन टॉवर युक्त 5.75 प्रतिशत
- ii. प्राकृतिक तलौछ शीतलन टॉवर युक्त या शीतलन टॉवर के बिना 5.25 प्रतिशत
(ख) विद्युतीय चालित बॉयलर फीड पम्प
- i. प्रेरित तलौछ शीतलन टॉवर युक्त 8.25 प्रतिशत
- ii. प्राकृतिक तलौछ शीतलन टॉवर युक्त या शीतलन टॉवर के बिना 7.75 प्रतिशत

बशर्ते कि उन तापीय उत्पादन केन्द्रों के लिये जहां ट्यूब प्रकार की कोयला मिलों का उपयोग होता है, प्रतिमान को अग्रतर 0.8 प्रतिशत से बढ़ाया जायेगा।

(ख) नीचे उप-विनियम (6)(घ) के अन्तर्गत आवृत को छोड़कर गैस टर्बाइन/संयुक्त चक्रीय उत्पादन केन्द्र:

- i. संयुक्त चक्रीय 2.5 प्रतिशत
- ii. खुला चक्रीय 1.0 प्रतिशत

बशर्ते कि जहां गैस आधारित उत्पादन केन्द्र विद्युत मोटर चालित गैस बूस्टर कम्प्रेसर का उपयोग कर रहे हैं, संयुक्त चक्रीय प्रणाली के मामले में सहायक उर्जा उपभोग 3.30 प्रतिशत होगा (भाप टर्बाइन जनरेटरों के लिये शीतलन कन्डेंसरों के प्रभाव सहित):

बशर्ते यह कि 0.35 प्रतिशत की अतिरिक्त सहायक उर्जा उपभोग को यांत्रिक तलौछ पंखों के साथ प्रत्यक्ष शीतलन कन्डेंसरों वाले संयुक्त चक्रीय उत्पादन केन्द्रों के लिये अनुज्ञात होगा।

(ग) लिग्नाइट प्रज्वलित तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्र:

- i. सहायक उर्जा उपभोग प्रतिमान उपरोक्त उप-विनियम (6)(क) पर कोयला आधारित उत्पादन केन्द्रों के सहायक उर्जा उपभोग प्रतिमान से 0.5 प्रतिशत उपर होगा।
- ii. सीएफबीसी प्रौद्योगिकी युक्त लिग्नाइट आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिये सहायक उर्जा उपभोग प्रतिमान, उपरोक्त उप-विनियम (6)(क) पर कोयला आधारित उत्पादन केन्द्रों के उपरोक्त सहायक उर्जा उपभोग प्रतिमानों से 1.5 प्रतिशत अधिक होंगी।

(घ) विद्यमान तापीय उत्पादन केन्द्र/इकाइयां

केन्द्र		
कोटा ताविके (इकाई 1 से 7)		9.27%
सूरतगढ ताविके (इकाई 1 से 6)		9.00%
छाबडा ताविके (इकाई 1 से 4)		9.00%
रामगढ गैस ताविके (इकाई 1 से 3)	संयुक्त चक्रीय	3.00%
	खुला चक्रीय	1.00%

धौलपुर संचाविस (इकाई 1 से 3)	संयुक्त चक्रीय	3.00%
	खुला चक्रीय	1.00%
राजवेस्ट लिग्नाइट तापीय विद्युत केन्द्र		11.5%
गिरल लिग्नाइट तापीय विद्युत केन्द्र		11.5%

बशर्ते कि उन तापीय उत्पादन केन्द्रों के लिये जहां ट्यूब प्रकार की कोयला मिलों का उपयोग होता है, प्रतिमान को अग्रतर 0.8 प्रतिशत से बढ़ाया जायेगा।

टिप्पणी - रामगढ गैस तापीय विद्युत केन्द्र के लिये खुले चक्र हेतु 3 प्रतिशत तथा संयुक्त चक्र हेतु 2 प्रतिशत अतिरिक्त सहायक उर्जा उपभोग गैस कम्प्रेसर के उपयोग किये जाने के दिनों की संख्या के लिये प्रयोज्य होगा।

(7) पारगमन हानियां

ईंधन आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिये ईंधन आपूर्ति कम्पनी द्वारा माह के दौरान आपूर्ति की गई ईंधन की मात्रा की प्रतिशतता के रूप में मानकीय पारगमन तथा संचलन हानियां:

(क) कोयला/लिग्नाइट आपूर्ति

- i. खदान पर स्थित उत्पादन केन्द्र 0.15 प्रतिशत
- ii. खदान के अलावा अन्य स्थान पर स्थित उत्पादन केन्द्र 0.80 प्रतिशत

बशर्ते कि आयातित कोयले के मामले में पारगतन तथा संचलन हानियां 0.20 प्रतिशत होगी।

और बशर्ते कि यदि ईंधन आपूर्ति अनुबन्ध में परिदत्त ईंधन की प्रमात्रा के आधार पर विपत्रण का प्रावधान है, तो मानकीय पारगतन तथा संचलन हानियां प्रयोज्य नहीं होगी।

(ख) तरल या अन्य कोई ईंधन 0%

- (8) विद्यमान तापीय उत्पादन केन्द्र की किसी भी इकाई की निवृत्ति के मामले में या यदि किसी इकाई के प्रतिमान पर विनिर्दिष्ट नहीं किये गये हैं तो ऐसी उत्पादन इकाई/केन्द्र के संचालन के लिये प्रतिमान सम्बन्धित टैरिफ आदेश में आयोग द्वारा यथा स्वीकृत होंगे।

46. जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये परिचालन के प्रतिमान

परिचालन के प्रतिमान निम्नवत होंगे, जैसे

- (1) पूर्ण क्षमता प्रभारों की वसूली के लिये मानकीय क्षमता सूचकांक

(क) उत्पादन केन्द्र की वाणिज्यिक परिचालन के पहले वर्ष के दौरान

- i. बिना पोण्डेज के रन-ऑफ-रीवर उत्पादन केन्द्र 85 प्रतिशत
- ii. स्टोरेज प्रकार के तथा पोण्डेज वाले रन-ऑफ-रीवर उत्पादन केन्द्र 80 प्रतिशत

(ख) उत्पादन केन्द्र की वाणिज्यिक परिचालन के प्रथम वर्ष बाद:

- i. बिना पोण्डेज के रन-ऑफ-रीवर उत्पादन केन्द्र 90 प्रतिशत
- ii. स्टोरेज प्रकार के तथा पोण्डेज वाले 85 प्रतिशत

रन-ऑफ-रीवर उत्पादन केन्द्र

- (ग) आयोग, जल की पर्याप्त मात्रा उपलब्ध न ओले की दशा में प्रकरण-दर-प्रकरण आधार पर, मानकीय क्षमता सूचकांक में शिथिलता दे सकता है।
- (घ) यदि उत्पादन केन्द्र, विहित मानकीय स्तरों से नीचे क्षमता सूचकांक प्राप्त करता है, तो क्षमता प्रभारों की वसूली यथानुपात की जायेगी। शून्य क्षमता सूचकांक पर, उत्पादन केन्द्र को कोई क्षमता प्रभार संदेय नहीं होंगे।

(2) सहायक उर्जा उपभोग

(क) सतही जलीय उत्पादन केन्द्र

- i. जनित्र लाट पर आरूढ आवर्ती उद्दीपक युक्त 0.2 प्रतिशत
- ii. स्थिर उद्दीपन तंत्र युक्त 0.5 प्रतिशत

(ख) भूमिगत जलीय उत्पादन केन्द्र

- i. जनित्र लाट पर आरूढ आवर्ती उद्दीपक युक्त 0.4 प्रतिशत
- ii. स्थिर उद्दीपन तंत्र युक्त 0.7 प्रतिशत

(ग) विद्यमान जलीय विद्युत केन्द्रों के लिये सहायक उपभोग

- i. माही विद्युत गृह द्वितीय - 3 लाख इकाइयां प्रतिवर्ष +उत्पादित उर्जा का 0.75 प्रतिशत
- ii. माही विद्युत गृह प्रथम - 4 लाख इकाइयां प्रतिवर्ष +उत्पादित उर्जा का 0.65 प्रतिशत
- iii. नये मिनी/माइक्रो जलीय विद्युत केन्द्र - उत्पादित उर्जा के 10 प्रतिशत अधिकतम के अध्यक्षीन वास्तविक आंकड़ों के आधार पर

47. परिचालन एवं संधारण व्यय

(1) कोयला, लिग्नाइट एवं गैस टर्बाइन आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिये

(क) 110 मेवा तथा उससे उपर तथा 250 मेवा तक की इकाई आकार-20.20 लाख रु प्रति मेवा वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिये

(ख) 250 मेवा से उपर की इकाई आकार-18.18 लाख रु/मेवा वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिये

(2) लिग्नाइट आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिये: 26.56 लाख रु प्रति मेवा वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिये

(3) गैस टर्बाइन/संयुक्त चक्रीय उत्पादन केन्द्र

	गैस टर्बाइन/संयुक्त चक्रीय उत्पादन केन्द्र विव 2019-20 के लिये	लघु गैस टर्बाइन उत्पादन केन्द्र (50 मे.वा. से कम युनिट आकार) विव 2019-20 के लिये
विवरण	10 वर्ष की प्रतिश्रुति	बिना प्रतिश्रुति
		बिना प्रतिश्रुति स्पेयर्स के

	स्पेयर्स युक्त	स्पेयर्स के	
विव 2019-20 के लिये प.एवं सं. व्यय	10.09लाख रू./मेवा	15.14लाख रू./मेवा	18.38लाख रू./मेवा

- (4) यदि संसाधित जल को 50 किमी से अधिक की दूरी के लिये परिवाहित किया जाना है तो फिर उपरोक्त प.एवं.सं. व्ययों के अतिरिक्त आयोग द्वारा विवेकी जांच के अध्यक्षीन, उपयुक्त विशेष प.एवं.सं. व्यय अनुज्ञात किये जायेंगे। इसमें 50 किमी से अधिक की दूरी के लिये पाइप लाइन तथा जल पम्पिंग स्टेशन परिचालन लागत तथा ऐसे पम्पिंग स्टेशन के लिये अतिरिक्त विद्युत उपभोग से सम्बन्धित प.एवं.सं. व्यय शामिल होंगे।
- (5) जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये
- (क) वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिये माही विद्युत गृह प्रथम तथा माही विद्युत गृह द्वितीय जलीय उर्जा केन्द्र के लिये परिचालन एवं संधारण व्यय, 12.45 लाख रुपये प्रति मेगावाट होंगे।
- (ख) जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों, जो पांच वर्ष की अवधि के लिये परिचालन में नहीं रहे हैं, के मामले में परिचालन एवं संधारण व्यय आयोग द्वारा यथास्वीकृत पूंजीगत लागत के 1 प्रतिशत पर निर्धारित किये जायेंगे।
- (6) विभिन्न इकाई आकारों के संयोजन वाले उत्पादन केन्द्रों के लिये परिचालन एवं संधारण व्ययों के लिये भारत औसत मूल्य अपनाया जायेगा।
- (7) प्रत्येक अनुगामी वर्ष के प.एवं.सं. व्यय प्रतिमानों को विनियम 24 में यथा विनिर्दिष्ट वृद्धिकरण दर से किया जायेगा।
- बशर्त कि मानकीय प.एवं.सं. व्ययों से अधिक बीमांकिक मूल्यकांक पर आधारित सीमावर्ती दायित्वों को, विवेकी जांच के अध्यक्षीन, प्रथम रूप से टैरिफ के माध्यम से अनुज्ञात किया जायेगा।

48. राज्य भार प्रेषण केन्द्र (एस.एल.डी.सी.) शुल्क तथा प्रसारण प्रभार

आयोग द्वारा यथानिर्धारित राज्य भार प्रेषण केन्द्र प्रभारों को व्यय के रूप में माना जायेगा। राज्य के बाहर विक्रीत उर्जा के लिये संदत्त राज्य भार प्रेषण केन्द्र तथा प्रसारण प्रभारों को, उत्पादन टैरिफ निर्धारण हेतु, व्यय के रूप में नहीं माना जायेगा।

49. स्थाई प्रभारों तथा क्षमता प्रभारों का परिकलन

- (1) तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्र
- (क) उत्पादन कम्पनी के कुल वार्षिक स्थाई प्रभार सहित साम्या प्रतिफल का परिकलन इन विनियमों के भाग - III व भाग V के संदर्भ में अनुमत व्यय तथा प्रतिफल के अनुसार किया जायेगा।

(ख) किसी उत्पादन कम्पनी द्वारा वसूली योग्य वार्षिक क्षमता प्रभारों का परिकलन, उपरोक्त उपविनियम (1)(क) के प्रावधानों के अनुसार परिकलित कुल वार्षिक व्ययों और प्रतिफल, में से विनियम 36 के अनुसार गैर-टैरिफ आय को कम करके किया जायेगा।

(2) जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्र

(क) किसी जलीय उर्जा केन्द्र से विद्युत विक्रय के लिये द्वि-भागीय टैरिफ में वार्षिक क्षमता प्रभारों तथा प्राथमिक उर्जा प्रभारों की वसूली सूविष्ट होगी। क्षमता प्रभार नहम्नलियखित सूत्र के अनुसार पिरकलित किया जायेगा:

क्षमता प्रभार =(वार्षिक स्थाई प्रभार- प्राथमिक उर्जा प्रभार)

टिप्पणी - प्राथमिक उर्जा प्रभारों के माध्यम से वसूली, वार्षिक स्थाई प्रभार से अधिक नहीं होगी।

(ख) वार्षिक स्थाई प्रभार: वार्षिक स्थाई प्रभार निम्नानुसार परिकलित किये जायेंगे-

- i. कुल वार्षिक स्थाई प्रभार सहित साम्या प्रतिफल का परिकलन इन विनियमों के भाग - III व भाग V के संदर्भ में अनुमत व्यय तथा प्रतिफल के अनुसार किया जायेगा।
- ii. वार्षिक स्थाई क्षमता प्रभारों का परिकलन, उपरोक्त उपविनियम (2)(ख)(i) के प्रावधानों के अनुसार परिकलित में से विनियम 36 के अनुसार कुल वार्षिक व्ययों और प्रतिफल, में से गैर-टैरिफ आय को घटाकर किया जायेगा।

50. स्थाई प्रभारों या क्षमता प्रभारों की वसूली

- (1) पूर्ण स्थाई प्रभार या क्षमता, तापीय उत्पादन केन्द्रों के लिये विनियम 45 में उल्लेखित लक्ष्य सूचकांक पर वसूली योग्य होंगे। स्थाई प्रभारों या क्षमता प्रभारों की वसूली, लक्ष्य उपलब्धता या मानकीय क्षमता सूचकांक स्तर से नीचे होने पर, यथानुपात आधार पर होगी। शून्य उपलब्धता/ क्षमता सूचकांक पर, कोई स्थाई प्रभार/ क्षमता प्रभार संदेय नहीं होगा।
- (2) क्षमता प्रभारों का भुगतान विनिहित/संविदित क्षमता के समानुपात में मासिक आधार पर होगा।

51. उर्जा प्रभार

- (1) तापीय उत्पादन केन्द्रों के लिये उर्जा (परिवर्तनीय) प्रभारों में उतराई मे ईंधन लागत सम्मिलित होगी और निम्न प्रकार से परिकलित किये जायेंगे-

उर्जा प्रभार (रु)=रु/किवाघ में उर्जा प्रभारों की दर X उस माह के लिये किवाघ में परिदत्त उर्जा (एक्स बस)

- (2) जहाँ पर, उर्जा प्रभारों की दर (आर.ई.सी.) रुपये/किवाघ में एक्स-बस विद्युत के एक किवाघ के लिये प्राथमिक व द्वितीयक ईंधन की मानकीय परिमाणों की कीमतों का योग होगी तथा निम्नवत् परिकलित की जायेगी-

$$\text{उर्जा प्रभारों की दर} = \frac{100\{\text{पी}_{\text{की}} \times (\text{क्यू}_{\text{की}})_{\text{एन}} + \text{पी}_{\text{एस}} \times (\text{क्यू}_{\text{एस}})_{\text{एन}}\}}{\{\text{100} - (\text{एयूएक्स}_{\text{एन}})\}} \quad (\text{रु/किवाघ})$$

जहां, पी_{की}= प्राथमिक ईंधन अर्थात् कोयला या लिग्नाइट या गैस या तरल ईंधन तथा चूना पत्थर, यदि प्रयोज्य है, रु/किग्रा या रु/घनमीटर, जैसी भी स्थिति है, में कीमत।
 (क्यू_{की})_{एन}= उत्पादक अन्तस्थों पर विद्युत के एक किवाघ के उत्पादन हेतु प्राथमिक ईंधन की किग्रा या लीटर या घन मीटर, जैसी भी स्थिति है, में मात्रा जो कि मानकीय सकल स्टेशन ताप दर (कोयला/लिग्नाइट आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिये द्वितीयक ईंधन तेल द्वारा सहभागित ताप/उष्मा को कम करके, और यथा प्राप्त कोयला/लिग्नाइट या गैस या तरल ईंधन की सकल उष्मीय मान में से 85 कि.कै/किग्रा या यथा प्रज्वलित सकल उष्मीय मूल्य, जो भी उच्चतर हो को कम करने के आधार पर परिकल्पित की जायेगी)

पी_{एस}= रु/मिली. में द्वितीयक ईंधन तेल की कीमत
 (क्यू_{एस})_{एन}= विनियम 45(4) के अनुसार द्वितीयक ईंधन तेल मिली/किवाघ की मानकीय मात्रा, जैसी भी स्थिति हरे, तथा
 एयूएक्स_{एन}= विनियम 45 (6) के अनुसार सकल, उत्पादन का मानकीय सहायक उर्जा उपभोग प्रतिशत के रूप में, जैसी भी स्थिति हो।

विपत्रण/ईंधन मूल्य विचलन के प्रयोजनार्थ उर्जा प्रभार, प्रत्येक केन्द्र की इकाइयों से वास्तविक उत्पादन के आधार पर भारित औसत दर आधारित प्रति विद्युत उत्पादन केन्द्र परिकल्पित किये जायेंगे।

- (3) ईंधन की कीमत या उष्मा मान में परिवर्तन के कारण उर्जा प्रभारों की दर (आरईसी) का समायोजन:

प्रारम्भ में मिश्रित कोयला/लिग्नाइट या गैस या तरल ईंधन का भारित औसत सकल उष्मीय मान और उतराई तक की लागत पूर्वगामी तीन महिनों के वास्तविक आंकड़ों के अनुसार लिया जायेगा। कोई भी परिवर्तन स्टॉक में से जला कोयले/लिग्नाइट या गैस या तरल ईंधन जैसी भी स्थिति है, (मिश्रित अनुपात में कोई परिवर्तन हो तो, उसको शामिल करते हुये) भारित औसत उष्मा मान और किसी उर्जा केन्द्र के लिये कोयला/लिग्नाइट, तेल, गैस, और तरल ईंधन, जैसी भी स्थिति है के क्रय के लिये भारित औसत उतरने तक की लागत के आधार पर माह दर माह के आधार समायोजित किया जायेगा। उत्पादन कम्पनी अपने बिलों में आयोग द्वारा निर्धारित प्राथमिक व द्वितीयक ईंधन की आधार दर उर्जा प्रभार तथा इसके लिये ईंधन कीमत परिवर्तन को पृथक से इंगित करेगी।

- (4) ईंधन की उतराई तक लागत

ईंधन की उतराई तक लागत में ईंधन की श्रेणी/गुणवत्ता/उष्मीय मान के समान ईंधन की लागत जिसमें यथाप्रयोज्य रॉयल्टी कर तथा शुल्क, रेल/सडक/पाइप लाइन (विदेशी या देशीय या दोनों) से परिवहन की लागत, चढाने-उतारने के प्रभार, धुलाई प्रभार जहां कहीं भी लागू हो,

तृतीय पक्ष के नमूनों के प्रभार एवं प्रयोज्य वैद्युतिक प्रभार, सदृश ईंधन की कीमत शामिल है तथा विद्युत प्रभारों के परिकलन के प्रयोजन से संगणना माह के दौरान विनियम 45(1) में यथानिर्दिष्ट ईंधन आपूर्ति कम्पनी द्वारा ईंधन की प्रेषित मात्रा में प्रतिशतता के रूप में मानकीय पारगमन व संचालन हानियों को ध्यान में रखते हुये की जायेगी।

जलीय उत्पादन केन्द्रों हेतु प्राथमिक तथा द्वितीयक उर्जा प्रभारों का परिकलन निम्नानुसार किया जायेगा:

- (5) प्राथमिक उर्जा प्रभारों का परिकलन, जल विद्युत उत्पादन केन्द्र से एक्स-बस पर अनुसूचित बाहर प्रेषित की जाने वाले उर्जा के पैसे प्रति किवाघ के आधार पर किया जायेगा।
- (6) जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये प्राथमिक उर्जा की दर तापीय उर्जा केन्द्रों के लिये प्रयोज्य उत्पादन लागत या प्रोत्साहन दर, जो भी कम है, की 50 प्रतिशत होगी।
- (7) प्राथमिक उर्जा प्रभार, प्राथमिक उर्जा दर तथा केन्द्र की विक्रय योग्य उर्जा के आधार पर परिकलित किया जायेगा:

बशर्ते कि यदि वसूली योग्य प्राथमिक उर्जा प्रभार, उर्पयुक्त प्राथमिक उर्जा दर प्रयुक्त करते हुये किसी उत्पादन केन्द्र के वार्षिक स्थाई प्रभारों से अधिक हो जाते हैं, तो ऐसे उत्पादन केन्द्र के लिये प्राथमिक उर्जा दर लिम्नलिखित सूत्र से परिकलित की जायेगी-

वार्षिक स्थाई प्रभार

प्राथमिक उर्जा दर= -----

विक्रय योग्य प्राथमिक उर्जा

- (8) प्राथमिक उर्जा प्रभार = विक्रय योग्य प्राथमिक उर्जा X प्राथमिक उर्जा दर
- (9) द्वितीयक उर्जा दर, प्राथमिक उर्जा दर के बराबर होगी।
द्वितीयक उर्जा प्रभार= विक्रय योग्य द्वितीयक उर्जा X द्वितीयक उर्जा दर
- (10) उपरोक्त प्रावधान विद्यमान मिनी/माइक्रो हाइडल विद्युत केन्द्रों, पर प्रयोज्य नहीं होंगे।

52. प्रोत्साहन राशि

- (1) तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये
 - (क) प्रोत्साहन राशि लाभभोगी द्वारा लक्ष्य संयन्त्र भारघटक के अनुरूप एक्स-बस उर्जा से अधिक वास्तविक एक्स-बस उर्जा के लिये 30 पैसे/किवाघ की फ्लेट दर पर संदेय होगा।
 - (ख) प्रोत्साहन राशि वित्तीय वर्ष के प्रत्येक माह में संचयी समायोजन के अध्यक्षीन, मासिक आधार पर परिकलित व विपत्रित की जायेगी तथा अन्तिम समायोजन वित्तीय वर्ष के अन्त में किया जायेगा।
- (2) जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये
 - (क) प्रोत्साहन राशि जब क्षमता सूचकांक (CI) विशुद्ध रूप से रन-ऑफ-रीवर उर्जा केन्द्रों के लिये बिना पोण्डेज 90 प्रतिशत से तथा पोण्डेज या स्टोरेज प्रकार के उर्जा केन्द्रों के साथ रन-ऑफ-रीवर उर्जा केन्द्र के लिये 85 प्रतिशत से अधिक हो जाता है तो परिचालन के पहले वर्ष में नये उत्पादन केन्द्रों सहित, सभी जलीय विद्युत उत्पादन

केन्द्र के मामले में संदेय होंगे तथा प्रोत्साहन 100 प्रतिशत के अधिकतम क्षमता सूचकांक तक अर्जित होगा।

(ख) उत्पादन कम्पनी को प्रोत्साहन निम्नलिखित सूत्र के अनुसार संदेय होगा:

प्रोत्साहन = $0.65 \times$ वार्षिक स्थाई प्रभार \times (सीआई_ए - सीआई_{एन}) / 100 (यदि प्रोत्साहन ऋणात्मक है, तो यह शून्य पर नियत किया जायेगा)

जहाँ, सीआई_ए प्राप्त हुआ क्षमता सूचकांक है और सीआई_{एन} मानकीय क्षमता सूचकांक है, जिसके मूल्य बिना पोण्डेज के रन-ऑफ-रीवर हाइड्रो केन्द्र के लिये 90 प्रतिशत और पोण्डेज/स्टोरेज प्रकार के हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों के लिये 85 प्रतिशत है।

(ग) क्षमता सूचकांक तथा द्वितीयक उर्जा के लिये भुगतान के लिये प्रोत्साहन राशि वित्तीय वर्ष के प्रत्येक माह में संचयी समायोजन के अध्यक्षीन, मासिक आधार पर परिकल्पित व विपत्रित किया जायेगी और अन्तिम समायोजन वित्तीय वर्ष के अन्त में किया जायेगा।

(घ) वार्षिक आधार पर संगणित कुल प्रोत्साहन भुगतान, लाभभोगी द्वारा विनिहित/संवेदित क्षमता के आधार पर वहन किया जायेगा।

53. अनुसूचीकरण

(1) तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये

अनुसूचीकरण की प्रणाली-विज्ञान तथा उपलब्धता, आयोग द्वारा अधिसूचित राजस्थान विद्युत ग्रिड कोड में यथा-उल्लेखित होगी।

(2) जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये

(क) अनुसूचीकरण आयोग द्वारा अधिसूचित राजस्थान विद्युत ग्रिड कोड में यथानिर्दिष्ट होगा। 25 मेगावाट से कम क्षमता वाले जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्र अनुसूचीकरण के अध्यक्षीन नहीं होंगे।

(ख) उपलब्ध क्षमता की घोषणा में सिंचाई, पेयजल, औद्योगिकी, पर्यावरण महत्व आदि के कारण जल के उपयोग पर प्रतिबन्ध (धो) के कारण विशिष्ट समयावधि के दौरान उत्पादन पर परिसीमन भी सम्मिलित होगा।

(ग) बिना पोण्डेज के रन-ऑफ-रीवर उर्जा केन्द्र के लिये चूंकि ऐसे केन्द्रों में उत्पादन में बदलाव, उत्प्लव का अग्रग हो सकता है, अतः ये अनिर्वायतः चलने वाले केन्द्र माने जायेंगे। अतिभार सामर्थ्यता को विधिवत् ध्यान में रखते हुये अधिकतम उपलब्ध क्षमता अनिर्वायतः उपलब्ध जल का पूर्ण उपयोग करने के लिये अपेक्षित के बराबर या उससे अधिक होनी चाहिए।

(घ) पोण्डेज सहित व स्टोरेज प्रकार के विद्युत केन्द्रों के साथ रन-ऑफ-रीवर उर्जा केन्द्र के लिये: चूंकि ये जल केन्द्र, तंत्र की चरम मांग को पूरा करने के लिये चरम घण्टों के दौरान क्रियाशील रहने के लिये अभिकल्पित किये जाते हैं, उस दिन के लिये घोषित, केन्द्र की अधिकतम उपलब्ध क्षमता अतिभार सामर्थ्यता सहित अधिष्ठापित क्षमता में

से जलाशय स्तर के लिये संशोधित सहायक उपभोग तथा परिगमन हानियों को कम करने के बाद शेष के बराबर होगी। राज्य भार प्रेषण केन्द्र यह सुनिश्चित करेगा कि इस प्रकार के उत्पादन केन्द्रों की उत्पादन अनुसूचियां तैयार की जाती हैं और केन्द्र से उपलब्ध जल उर्जा तंत्र की विशिष्ट आवश्यकताओं/निरोधों की अवस्थाओं को छोड़कर, इष्टतम उपयोग के लिये प्रेषित की गई है।

54. घोषित क्षमता का प्रदर्शन

- (1) उत्पादन कम्पनी को जब कभी भी राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा कहा जाये, अपने उत्पादन केन्द्र की घोषित क्षमता का प्रदर्शन करना होगा। उत्पादन की घोषित क्षमता के प्रदर्शन करने में विफल रहने की दशा में उत्पादक को देय स्थाई प्रभार या क्षमता प्रभार शासित के उपाय के रूप में कम कर दिये जायेंगे।
- (2) एक दिन में किसी भी अन्तराल/खण्ड के लिये पहली गलत घोषणा हेतु शासित की प्रमात्रा दो दिवस के स्थाई प्रभारों के सदृश होगी। द्वितीय गलत घोषणा के लिये शासित चार दिवसों के स्थाई प्रभारों के बराबर हेगी और वर्ष में बाद की गलत घोषणाओं के लिये शासित गुणोत्तर वृद्धि से गुणित होगी।
- (3) उत्पादन केन्द्रों की क्रियाशीलता की लॉग बुक, राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा समीक्षा के लिये उपलब्ध रहेगी। ये पुस्तकें मशीने के परिचालन व संधारण का अभिलेख रखेगी।

55. स्थाई प्रभारों या क्षमता प्रभारों का विपत्रण तथा भुगतान

- (1) तापीय विद्युत केन्द्रों के लिये स्थाई प्रभारों या क्षमता प्रभारों का विपत्रण तथा भुगतान मासिक आधार पर निम्नलिखित विधि से किया जायेगा:
- (2) वितरण अनुज्ञपत्रधारी तथा एक वर्ष से अधिक के लिये निश्चित उर्जा क्रय अनुबन्ध रखने वाले व्यक्ति किसी उत्पादन केन्द्र की अधिष्ठापित क्षमता में उनके प्रतिशतता अंश नियतन या संविदा के समानुपात में, स्थाई प्रभारों या क्षमता प्रभारों का भुगतान करेंगे।
- (3) विद्युत अनुज्ञप्तिधारी या एक वर्ष से अधिक के लिये निश्चित उर्जा के लिये उर्जा क्रय अनुबन्ध रखने वाला व्यक्ति अधिष्ठापित क्षमता से अपना अंश का राज्य के भीतर किसी अन्य वितरण अनुज्ञपत्रधारी के पक्ष में समर्पण कर सकता है। ऐसी परिस्थितियों में संदेय क्षमता प्रभार समर्पित क्षमता तथा अर्जित अतिरिक्त क्षमता के अनुसार संशोधित किये जायेंगे। ऐसा कोई भी पुनर्नियतन रा.भा.प्रे.के. द्वारा ऐसे पुनर्नियतन के प्रभावी होने के कम से कम तीन दिवस पूर्व अग्रिम रूप से अधिसूचित किया जायेगा।
- (4) यदि किसी अवधि में कोई क्षमता अनाभियचित रहती है, तो पूरे स्थाई प्रभार या क्षमता प्रभारों में उपर्युक्त उप-विनियम (2) में वर्णित व्यक्तियों की, हिस्सेदारी होगी।
- (5) यदि किसी अवधि में कोई क्षमता अनाभियचित रह जाती है तो उत्पादन कम्पनी राज्य के बाहर के व्यक्ति सहित किसी भी व्यक्ति को विद्युत का विक्रय करने के लिये स्वतंत्र होगी।

एवं ऐसा व्यक्ति जिसे विद्युत का विक्रय किया गया है, उपरोक्त उप खण्ड (2) में उल्लिखित व्यक्तियों के अतिरिक्त ऐसे व्यक्ति द्वारा उपयोग की गयी क्षमता के अनुपात में क्षमता प्रभारों को भी साझा करेगा।

- (6) स्थाई प्रभारों का भुगतान, राज्य के बाहर के व्यक्तियों सहित, उपर्युक्त उप-विनियम (2), (3) एवं (5) में आवृत्त व्यक्तियों द्वारा उत्पादन कम्पनी को प्रत्येक माह निम्नलिखित सूत्र के अनुसार किया जायेगा-

(क) तापीय उर्जा उत्पादन कम्पनी को संदेय कुल स्थाई प्रभार:

$$\text{पहले माह के लिये} = (1X \text{ ए.सी.सी.1})/12$$

$$\text{दूसरे माह के लिये} = (2X \text{ ए.सी.सी.2-1 X ए.सी.सी.1})/12$$

$$\text{तीसरे माह के लिये} = (3X \text{ ए.सी.सी.3 -2 X ए.सी.सी.2})/12$$

$$\text{चौथे माह के लिये} = (4X \text{ ए.सी.सी.4-3 X ए.सी.सी.3})/12$$

$$\text{पांचवे माह के लिये} = (5X \text{ ए.सी.सी.5-4 X ए.सी.सी.4})/12$$

$$\text{छठे माह के लिये} = (6X \text{ ए.सी.सी.6-5 X ए.सी.सी.5})/12$$

$$\text{सातवे माह के लिये} = (7X \text{ ए.सी.सी.7-6 X ए.सी.सी.6})/12$$

$$\text{आठवें माह के लिये} = (8X \text{ ए.सी.सी.8-7 X ए.सी.सी.7})/12$$

$$\text{नौवें माह के लिये} = (9X \text{ ए.सी.सी.9-8 X ए.सी.सी.8})/12$$

$$\text{दसवें माह के लिये} = (10X \text{ ए.सी.सी.10-9 X ए.सी.सी.9})/12$$

$$\text{ग्यारहवें माह के लिये} = (11X \text{ ए.सी.सी.11-10 X ए.सी.सी.10})/12$$

$$\text{बारहवें माह के लिये} = (12X \text{ ए.सी.सी.12-11 X ए.सी.सी.11})/12$$

(ख) उत्पादन केन्द्र की क्षमता में निश्चित हिस्सा रखने वाला प्रत्येक व्यक्ति भुगतान करेगा-

$$\text{पहले माह के लिये} = (\text{ए.सी.सी.1 X डब्ल्यू बी 1})/1200$$

$$\text{दूसरे माह के लिये} = (2X \text{ ए.सी.सी.2X डब्ल्यू बी 2-1 X ए.सी.सी.1 X डब्ल्यू बी 1})/1200$$

$$\text{तीसरे माह के लिये} = (3X \text{ ए.सी.सी.3X डब्ल्यू बी 3-2 X ए.सी.सी.2 X डब्ल्यू बी 2})/1200$$

$$\text{चौथे माह के लिये} = (4X \text{ ए.सी.सी.4X डब्ल्यू बी 4-3 X ए.सी.सी.3 X डब्ल्यू बी 3})/1200$$

$$\text{पांचवे माह के लिये} = (5X \text{ ए.सी.सी.5X डब्ल्यू बी 5-4 X ए.सी.सी.4 X डब्ल्यू बी 4})/1200$$

$$\text{छठे माह के लिये} = (6X \text{ ए.सी.सी.6X डब्ल्यू बी 6-5 X ए.सी.सी.5 X डब्ल्यू बी 5})/1200$$

$$\text{सातवे माह के लिये} = (7X \text{ ए.सी.सी.7X डब्ल्यू बी 7-6 X ए.सी.सी.6 X डब्ल्यू बी 6})/1200$$

$$\text{आठवें माह के लिये} = (8X \text{ ए.सी.सी.8X डब्ल्यू बी 8-7 X ए.सी.सी.7 X डब्ल्यू बी 7})/1200$$

नौवें माह के लिये = $(9X \text{ ए.सी.सी.} 9X \text{ डब्ल्यू बी } 9-8 X \text{ ए.सी.सी.} 8 X \text{ डब्ल्यू बी } 8)/1200$

दसवें माह के लिये = $(10X \text{ ए.सी.सी.} 10X \text{ डब्ल्यू बी } 10-9 X \text{ ए.सी.सी.} 9 X \text{ डब्ल्यू बी } 9)/1200$

ग्यारहवें माह के लिये = $(11X \text{ ए.सी.सी.} 11X \text{ डब्ल्यू बी } 11-10 X \text{ ए.सी.सी.} 10 X \text{ डब्ल्यू बी } 10)/1200$

बारहवें माह के लिये = $(12X \text{ ए.सी.सी.} 12X \text{ डब्ल्यू बी } 12-11 X \text{ ए.सी.सी.} 11 X \text{ डब्ल्यू बी } 11)/1200$

जहां,

ए.सी.सी.1, ए.सी.सी.2, ए.सी.सी.3, ए.सी.सी.4, ए.सी.सी.5, ए.सी.सी.6, ए.सी.सी.7, ए.सी.सी.8, ए.सी.सी.9, ए.सी.सी.10, ए.सी.सी.11, ए.सी.सी.12 क्रमशः पहले, दूसरे, तीसरे, चौथे, पांचवे, छठे, सातवे, आठवें, नौवें, दसवें, ग्यारहवें, बारहवें माह तक समाप्त संचयी अवधि के लिये लिखित उपलब्धता के अनुरूप वार्षिक स्थाई प्रभारों की राशि है।

तथा डब्ल्यू बी 1, डब्ल्यू बी 2, डब्ल्यू बी 3, डब्ल्यू बी 4, डब्ल्यू बी 5, डब्ल्यू बी 6, डब्ल्यू बी 7, डब्ल्यू बी 8, डब्ल्यू बी 9, डब्ल्यू बी 10, डब्ल्यू बी 11, डब्ल्यू बी 12 क्रमशः पहले, दूसरे, तीसरे, चौथे, पांचवे, छठे, सातवे, आठवें, नौवें, दसवें, ग्यारहवें, बारहवें माह तक की संचयी अवधि के दौरान सहभागित क्षमता की प्रतिशतता के भारित औसत है।

(7) जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये क्षमता प्रभारों का विपत्रण तथा भुगतान मासिक आधार पर निम्नलिखित रीति से किया जायेगा:

जल उत्पादन केन्द्रों के लिये क्षमता प्रभार, वितरण अनुज्ञप्तिधारी तथा एक वर्ष के लिये उर्जा क्रय अनुबन्धकारी व्यक्ति द्वारा उत्पादन कम्पनी को प्रत्येक माह, नीचे दिये गये सूत्र के अनुसार तथा सम्बन्धित उत्पादन कम्पनी में उनकी अपनी-अपनी हिस्सेदारी के अनुपात में किया जायेगा-

ए.सी.सी.₁= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₁ +डी.ई. दूसरे से 12वें माह तक)* प्राथमिक उर्जा दर
 ए.सी.सी.₂= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₂ +डी.ई. तीसरा से 12वें माह तक)* प्राथमिक उर्जा दर
 ए.सी.सी.₃= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₃ +डी.ई. चौथा से 12वें माह तक)* प्राथमिक उर्जा दर
 ए.सी.सी.₄= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₄ +डी.ई. पांचवा से 12वें माह तक)* प्राथमिक उर्जा दर
 ए.सी.सी.₅= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₅ +डी.ई. छठा से 12वें माह तक)* प्राथमिक उर्जा दर
 ए.सी.सी.₆= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₆ +डी.ई. सातवां से 12वें माह तक)* प्राथमिक उर्जा दर
 ए.सी.सी.₇= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₇ +डी.ई. आठवां से 12वें माह तक)* प्राथमिक उर्जा दर
 ए.सी.सी.₈= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₈ +डी.ई. नौवां से 12वें माह तक)* प्राथमिक उर्जा दर
 ए.सी.सी.₉= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₉ +डी.ई. दसवां से 12वें माह तक)* प्राथमिक उर्जा दर
 ए.सी.सी.₁₀= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₁₀ +डी.ई. ग्यारहवां से 12वें माह तक)* प्राथमिक उर्जा दर
 ए.सी.सी.₁₁= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₁₁ +डी.ई. बारहवां से 12वें माह तक)* प्राथमिक उर्जा दर
 ए.सी.सी.₁₂= (ए.एफ.सी. -एस.पी.ई.₁₂)* प्राथमिक उर्जा दर

जहां

ए.एफ.सी.₁ = वार्षिक स्थाई प्रभार

ए.सी.सी.1, ए.सी.सी.2, ए.सी.सी.3, ए.सी.सी.4, ए.सी.सी.5, ए.सी.सी.6, ए.सी.सी.7, ए.सी.सी.8, ए.सी.सी.9, ए.सी.सी.10, ए.सी.सी.11, ए.सी.सी.12 क्रमशः पहले, दूसरे, तीसरे, चौथे, पांचवे, छठे, सातवे, आठवें, नौवें, दसवें, ग्यारहवें, बारहवें माह के अंत तक संचयी अवधि के लिये वार्षिक क्षमता प्रभार की मात्रा है।

एस.पी.ई.₁, एस.पी.ई.₂, एस.पी.ई.₃----- एस.पी.ई.₁₂ क्रमशः वर्ष के पहले, दूसरे, तीसरे से ----- 12 वें माह तक एक्स-बस अनुसूचित प्राथमिक उर्जा के मान है।

सी.सी.₁, सी.सी.₂, सी.सी.₃ ----- सी.सी.₁₂ वर्ष के पहले, दूसरे, तीसरे से ----- 12 वें माह तक निम्नानुसार निर्धारित क्षमता प्रभार है।

डी.ई. = वार्षिक अभिकल्प उर्जा

डी.ई.₁, डी.ई.₂, डी.ई.₃----- डी.ई.₁₂ वर्ष के पहले, दूसरे, तीसरे से ----- 12 वें माह तक एक्स-बस अभिकल्प उर्जा के मान है।

डी.ई.₁

सी.सी.₁ = ए.सी.सी.₁X -----

डी.ई.

डी.ई.₂

सी.सी.₂ = ए.सी.सी.₂X -----

डी.ई.

डी.ई.₃

सी.सी.₃ = ए.सी.सी.₃X -----

डी.ई.

डी.ई.₄

सी.सी.₄ = ए.सी.सी.₄X -----

डी.ई.

डी.ई.₅

सी.सी.₅ = ए.सी.सी.₅X -----

डी.ई.

डी.ई.₆

सी.सी.₆ = ए.सी.सी.₆X -----

डी.ई.

डी.ई.₇

सी.सी.₇ = ए.सी.सी.₇X -----

डी.ई.

डी.ई.₈

सी.सी.₈ = ए.सी.सी.₈X -----

डी.ई.

डी.ई.₉

$$\text{सी.सी.}_9 = \text{ए.सी.सी.}_9 X \text{-----}$$

डी.ई.

डी.ई.₁₀

$$\text{सी.सी.}_{10} = \text{ए.सी.सी.}_{10} X \text{-----}$$

डी.ई.

डी.ई.₁₁

$$\text{सी.सी.}_{11} = \text{ए.सी.सी.}_{11} X \text{-----}$$

डी.ई.

डी.ई.₁₂

$$\text{सी.सी.}_{12} = \text{ए.सी.सी.}_{12} X \text{-----}$$

डी.ई.

उत्पादक को संदेय कुल क्षमता प्रभार

पहले माह के लिये = (सीसी₁)दूसरे माह के लिये = (सीसी₂ - सीसी₁)तीसरे माह के लिये = (सीसी₃ - सीसी₂)चौथे माह के लिये = (सीसी₄ - सीसी₃)पांचवे माह के लिये = (सीसी₅ - सीसी₄)छठे माह के लिये = (सीसी₆ - सीसी₅)सातवे माह के लिये = (सीसी₇ - सीसी₆)आठवें माह के लिये = (सीसी₈ - सीसी₇)नौवें माह के लिये = (सीसी₉ - सीसी₈)दसवें माह के लिये = (सीसी₁₀ - सीसी₉)ग्यारहवें माह के लिये = (सीसी₁₁ - सीसी₁₀)बारहवें माह के लिये = (सीसी₁₂ - सीसी₁₁)

तथा उत्पादन केन्द्र की क्षमता में निश्चित नियतन का प्रत्येक लाभभोगी निम्नलिखित के लिये भुगतान करेगा-

पहले माह के लिये = (सी.सी.1 X डब्ल्यू बी 1)/100

दूसरे माह के लिये = (सी.सी.2X डब्ल्यू बी 2-सी.सी.1 X डब्ल्यू बी 1)/100

तीसरे माह के लिये = (सी.सी.3X डब्ल्यू बी 3-सी.सी.2 X डब्ल्यू बी 2)/100

चौथे माह के लिये = (सी.सी.4X डब्ल्यू बी 4-सी.सी.3 X डब्ल्यू बी 3)/100

पांचवे माह के लिये = (सी.सी.5X डब्ल्यू बी 5-सी.सी.4 X डब्ल्यू बी 4)/100

छठे माह के लिये = (सी.सी.6X डब्ल्यू बी 6-सी.सी.5 X डब्ल्यू बी 5)/100

सातवे माह के लिये = (सी.सी.7X डब्ल्यू बी 7-सी.सी.6 X डब्ल्यू बी 6)/100

आठवें माह के लिये = (सी.सी.8X डब्ल्यू बी 8-सी.सी.7 X डब्ल्यू बी 7)/100

नौवें माह के लिये = (सी.सी.9X डब्ल्यू बी 9-सी.सी.8 X डब्ल्यू बी 8)/100
 दसवें माह के लिये = (सी.सी.10X डब्ल्यू बी 10-सी.सी.9 X डब्ल्यू बी 9)/100
 ग्यारहवें माह के लिये = (सी.सी.11X डब्ल्यू बी 11-सी.सी.10 X डब्ल्यू बी 10)/100
 बारहवें माह के लिये = (सी.सी.12X डब्ल्यू बी 12-सी.सी.11 X डब्ल्यू बी 11)/100

जहाँ,

डब्ल्यू बी 1, डब्ल्यू बी 2, डब्ल्यू बी 3, डब्ल्यू बी 4, डब्ल्यू बी 5, डब्ल्यू बी 6, डब्ल्यू बी 7, डब्ल्यू बी 8, डब्ल्यू बी 9, डब्ल्यू बी 10, डब्ल्यू बी 11, डब्ल्यू बी 12 क्रमशः पहले, दूसरे, तीसरे, चौथे, पांचवे, छठे, सातवे, आठवें, नौवें, दसवें, ग्यारहवें, बारहवें माह तक संचित अवधि के दौरान लाभभोगी के प्रतिशतता विनिहित क्षमता अंश के भारित औसत है।

56. नियंत्रण योग्य घटकों के कारण लाभों या हानियों की हिस्सेदारी

- (1) किसी उत्पादन कम्पनी को स्टेशन ताप दर, सहायक उपभोग तथा द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग के कारण वित्तीय लाभ में, उत्पादन कम्पनी तथा विरण अनुज्ञप्तिधारी की मासिक आधार पर 60:40 के अनुपात में उत्पादन कम्पनी तथा लाभभोगी के बीच निम्नलिखित सूत्रानुसार हिस्सेदारी होगी-

निवल लाभ = (ईसीआर_{एन} - ईसीआर_ए) X अनुसूचित उत्पादन

जबकि-

ईसीआर_{एन} - स्टेशन ताप दर, सहायक उपभोग तथा द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग हेतु निर्धारित प्रतिमानों के आधार पर परिकलित मानकीय उर्जा प्रभार दर।

ईसीआर_ए - माह के लिये वास्तविक स्टेशन ताप दर, सहायक उपभोग तथा द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग के आधार पर परिकलित वास्तविक उर्जा प्रभार दर।

- (2) किसी उत्पादन कम्पनी द्वारा स्टेशन ताप दर, सहायक उपभोग तथा द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग के कारण वित्तीय हानि, उत्पादन कम्पनी द्वारा वहन की जायेगी।

57. विद्यमान लघु/सुकुम (एमएमएच) विद्युत केन्द्र के लिये टैरिफ

विद्यमान लघु/सुकुम (एमएमएच) विद्युत केन्द्र के लिये अगले 5 (पांच) वर्ष की अवधि के लिये टैरिफ 4.16 रू प्रति किवाघ होगी।

भाग - VI

प्रसारण हेतु टैरिफ

58. प्रयोज्यता

- 1) इस भाग में अन्तर्विष्ट विनियम, रा.भा.प्रे.के. प्रचालन प्रभारों एवं किसी प्रसारण तंत्र के प्रयोक्ता के साथ किये गये प्रसारण सेवा अनुबन्ध या अन्य व्यवस्था के अनुसार, किसी प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के राज्यान्तरिक प्रसारण तंत्र तक अभिगमन करने तथा उसका उपयोग करने की टैरिफ विनिर्धारण करने में प्रयुक्त होंगे।
- 2) विद्युत अधिनियम, की धारा 36 के परन्तुक के अन्तर्गत किसी अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इस सम्बन्ध में किये गये आवेदन के अनुसार मध्यवर्ती प्रसारण सुविधाओं के प्रयोग हेतु, प्रभार

तथा निबन्धन व शर्तें निर्धारित करने में आयोग इस भाग में अन्तर्विष्ट निबन्धन व शर्तों से नियंत्रित होगा।

59. प्रसारण की टैरिफ विनिर्धारण हेतु याचिका

- (1) इन विनियमों के भाग-II के प्रावधानों की अनुपालना करते हुये प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी संपूर्ण विद्यमान लाइनों या सब-स्टेशन या प्रसारण तंत्र के सम्बन्ध में टैरिफ विनिर्धारण हेतु याचिका दायर करेगा।

बशर्तें कि प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, नियंत्रणावधि के प्रथम वर्ष हेतु टैरिफ याचिका के साथ नियंत्रणावधि के आगामी वर्ष तथा अनुवर्ती/पश्चात्वर्ती वर्षों के लिये प्रसारण हानि में कमी के लक्ष्य प्रस्तावित करेगा। प्रस्तावित लक्ष्यों की प्राप्ति के लिये प्रस्तावित उपायों का विवरण देगा।

60. टैरिफ के घटक

प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी वार्षिक प्रसारण प्रभार द्वारा वित्तीय वर्ष के लिये समग्र राजस्व आवश्यकता में से आयोग द्वारा यथानुमोदित गैर-टैरिफ आय तथा अन्य व्यवसाय से आय से कम किये हुये वसूला जा सकेगा तथा ये विनियम 63 के अनुसार परिकल्पित किये जायेंगे।

61. पूँजी निवेश योजना

- (1) यदि प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी ने वार्षिक टैरिफ विनिर्धारण के लिये विकल्प चुना है तो पूँजी निवेश योजना, राविविआ (निवेश अनुमोदन) विनियम, 2006 के अनुसार दायर की जायेगी।
- (2) यदि प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. ने नियंत्रणावधि के प्रत्येक वर्ष के लिये बहुवर्षिय टैरिफ विनिर्धारण के लिये विकल्प चुना है तो नियंत्रणावधि के प्रत्येक वर्ष के लिये पूँजी निवेश योजना इन विनियमों की अधिसूचना की दिनांक से 60 दिनों के भीतर प्रस्तुत करेंगे।
- (3) पूँजी निवेश योजना, विद्युत निष्क्रमण, भार संवर्द्धन, प्रसारण हानियों में कमी, आपूर्ती की गुणवत्ता में सुधार, विश्वसनीय, मीटरिंग इत्यादि की आवश्यकताओं को पूरा करने के लिये राज्यान्तरिक प्रसारण तंत्र के सुदृढीकरण तथा संवर्द्धन हेतु किये जाने वाले निवेश के लिये एक अल्पमत लागत वाली योजना होगी।
- (4) पूँजी निवेश योजना से प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. द्वारा आगामी वर्ष में परियोजनाओं के किये जाने वाले सभी पूँजीगत व्यय आवृत होंगे तथा आयोग द्वारा समय-समय पर निर्धारित किये जा सकने वाले रूप में होगी।
- (5) पूँजी निवेश योजना के साथ यथापेक्षित सूचनायें, विशिष्टयां तथा प्रलेख प्रस्तावित निवेश की आवश्यकता व औचित्यता दर्शाते हुये संलग्न होंगे। पूँजी निवेश योजना में पूँजीकरण अनुसूची व वित्त पोषण योजना भी सम्मिलित होगी।
- (6) आयोग, प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. के द्वारा दायर की गई पूँजी निवेश योजना पर विवेकी जांच पर आधारित आवश्यक होने पर, आशोधनों के साथ विचार कर अनुमोदित करेगा। किसी दिये गये वर्ष के लिये प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. की अनुमोदित

निवेश योजना के सदृश लागतों को इसकी राजस्व आवश्यकता के लिये ध्यान में रखा जायेगा।

62. परिचालन के प्रतिमान

परिचालन के प्रतिमान, समय-समय पर उनके आशोधनों के अध्यक्षीन निम्नानुसार होंगे

(1) सब-स्टेशन पर सहायक विद्युत उपयोग

सब-स्टेशनों पर वातानुकूलन, रोशनी, तकनीकी उपयोगादि के लिये सहायक उपभोग, प्रसारण हानियों का भाग माना जायेगा और उसे पृथक से लेखाबद्ध किया जायेगा।

(2) प्रसारण तंत्र की प्रासमिक उपलब्धता

प्रसारण तंत्र की प्रासमिक उपलब्धता निम्नानुसार होगी:

(क) उच्च वोल्टेज ए सी प्रणाली: 98 प्रतिशत

(ख) उच्च वोल्टेज डी सी बॉयपोल लिंक्स तथा: 95 प्रतिशत

एचवीडीसी बैंक - टू-बैंक स्टेशन

प्रोत्साहन राशि के विचार हेतु

(ग) उच्च वोल्टेज ए सी प्रणाली: 98.50 प्रतिशत

(घ) उच्च वोल्टेज डी सी बॉयपोल लिंक्स तथा: 97.50 प्रतिशत

एचवीडीसी बैंक - टू-बैंक स्टेशन

बशर्ते यह कि 99.75 प्रतिशत से अधिक उपलब्धता के लिये कोई प्रोत्साहन राशि देय नहीं होगी।

उपलब्धता की सब-स्टेशनवार संगणना की जायेगी तथा इन्हें प्रयोक्ता को आपूर्ति करने वाले सभी सब-स्टेशनों के लिये, आयोग द्वारा राविविआ (प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के निष्पादन के मानक) विनियम, 2004 में निर्धारित रीति से, एकीकृत किया जायेगा एवं रा.भा.प्रे.के. द्वारा प्रमाणित किया जायेगा।

टिप्पणी - उपलब्धता प्रासमिक स्तर से नीचे होने पर वार्षिक प्रसारण प्रभारों की वसूली समानुपात आधार पर होगी। शून्य उपलब्धता पर प्रसारण प्रभार, संदेय नहीं होंगे।

63. समग्र राजस्व आवश्यकता

प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी की समग्र राजस्व आवश्यकता में निम्नलिखित अवयव समाविष्ट होंगे, यथा-

(क) परिचालन एवं संधारण व्यय

(ख) दीर्घकालीन ऋणों पर ब्याज तथा वित्त प्रभार

(ग) अमूर्त परिसम्पत्तियों का हास तथा ऋण परिशोधन

(घ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज तथा प्रयोक्ताओं से निक्षेपों पर संदेय ब्याज, तथा

(ड) साम्या पूँजी पर प्रतिफल

निम्नलिखित को घटायें -

(च) गैर-टैरिफ आय, तथा

(छ) इन विनियमों में निर्दिष्ट सीमा तक अन्य व्यवसाय से आय

बशर्ते कि राविप्रानि के मामले में समग्र राजस्व आवश्यकता में, आयोग द्वारा इन विनियमों के विनियम 30 के संदर्भ में आयोग द्वारा यथा विनिर्धारित पेंशन तथा उत्पादन न्यास के प्रति अतिरिक्त अंशदान शामिल होगा।

64. परिचालन एवं संधारण व्यय

परिचालन एवं संधारण व्यय के प्रतिमान नियंत्रणावधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् विव 2019-20) के लिये प्रसारण लाइनों के परिपथ किलोमीटर, एमवीए में परिणामन क्षमता तथा सब-स्टेशन में निर्गत-फीडर खण्डों की संख्या के आधार पर नीचे दिये गये अनुसार निर्धारित किये गये हैं-

(क) प्रति परिपथ कि.मी. प.एवं.सं. व्यय

765 केवी : 1.03 लाख रू प्रति परिपथ किमी

400केवी : 0.65 लाख रू प्रति परिपथ किमी

220केवी : 0.26 लाख रू प्रति परिपथ किमी

132केवी : 0.15 लाख रू प्रति परिपथ किमी

(ख) प्रति एमवीए क्षमता प.एवं.सं. व्यय: 0.40 लाख रू प्रति एमवीए

(ग) प्रति फीडर निर्गत फीडर खण्ड प.एवं.सं. व्यय

765 केवी : 60.16 लाख रू प्रति परिपथ किमी

400केवी : 40.10 लाख रू प्रति परिपथ किमी

220केवी : 5.59 लाख रू प्रति परिपथ किमी

132केवी : 3.80 लाख रू प्रति परिपथ किमी

टिप्पणी - एमवीए क्षमता में एमवीए_{आर} सम्मिलित है।

प्रत्येक अनुगामी वर्ष के प.एवं.सं. व्यय प्रतिमानों को विनियम 24 में यथा विनिर्दिष्ट वृद्धिकरण दर से किया जायेगा।

बशर्ते कि मानकीय प.एवं.सं. व्ययों से अधिक बीमांकिक मूल्यकांक पर आधारित सीमावर्ती दायित्वों को, विवेकी जांच के अध्यक्षीन, प्रथम रूप से टैरिफ के माध्यम से अनुज्ञात किया जायेगा।

65. प्रसारण प्रभारों का भुगतान

- (1) प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी को अपनी समग्र राजस्व आवश्यकता को प्रसारण प्रभारों द्वारा निम्नलिखित प्रभारों में से एक या उनके संयोजन के माध्यम से वसूली के लिये अनुमत किया जा सकता है:

- (क) नेटवर्क अभिगमन प्रभार-संयोजन परिसमपत्तियों के लिये लागत वसूली के अनुरूप स्थाई प्रभार,
- (ख) नेटवर्क प्रयोग प्रभार - संविदित या सहमत क्षमता पर आधारित स्थाई प्रभार,
- (ग) प्रसारित उर्जा पर आधारित प्रभार,
- (घ) संयोजिता प्रभार,
- (ङ) अभिक्रियाशील उर्जा प्रभार,
- (च) केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट कार्यप्रणाली के अनुसार वोल्टेज, दूरी, दिशा तथा प्रवाह के परिमाण जैसे घटकों पर आधारित पारेषण मूल्य निर्धारण प्रणाली।

बशर्ते कि अधिनियम की धारा 63 तथा केन्द्र सरकार द्वारा निर्धारित दिशा निदेशों के अनुसार प्रतिस्पर्धी रूप से विकसित की गयी परियोजनाओं के मामले में वार्षिक प्रसारण प्रभार, इस प्रकार की प्रसारण परियोजनाओं के लिये अपनाये गये वार्षिक प्रसारण सेवा प्रभार होंगे।

- (2) आयोग द्वारा यथानुज्ञात प्रसारण हानियां, प्रसारण तंत्र के प्रयोक्ताओं द्वारा प्रेषित उर्जा कि प्रतिशतता के रूप में वहन किये जायेंगे।

66. वार्षिक प्रसारण प्रभारों का आवंटन

- (1) प्रसारण तंत्र के दीर्घकालीन एवं मध्यम-कालिक प्रयोक्ताओं की प्रसारण लागत की हिस्सेदारी उनके द्वारा अनुबंधित/सहमत प्रसारण क्षमता से राज्यान्त्रिक प्रसारण तंत्र की कुल प्रसारण क्षमता के अनुपात में होगी।

बशर्ते कि दीर्घकालीन एवं मध्यम-कालिक प्रयोक्ताओं द्वारा संदेश प्रभारों में आयोग द्वारा अधिनियम की धारा 64 की उपधारा (3) के अन्तर्गत पारित अपने आदेश में वोल्टेज, दूरी, प्रवाह की मात्रा तथा समय का उपयोग जैसे घटकों पर भी विचार किया जा सकता है।

अग्रेतर शर्त यह भी है कि प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रभारों की संगणना दैनिक आधार पर की जायेगी तथा आयोग द्वारा किसी प्रयोक्ता या प्रयोक्ताओं की ऐसी श्रेणी के लिये, जहां अन्यथा निर्देशित है, को छोड़कर, ये प्रतिमाह विपत्रित किये जायेंगे।

बशर्त यह भी है कि खुले अभिगमन उपभोक्ताओं (दीर्घकालीन एवं मध्यम-कालिक के अलावा) द्वारा संदेय प्रभार, यथासंशोधित राविविआ (खुले अभिगमन हेतु निबन्धन व शर्तों) विनियम, 2016 के अनुसार तथा आयोग द्वारा समय-समय पर जारी किये जाने वाले आदेशों के माध्यम से निर्धारित विधि से होंगे।

- (2) प्रसारण तंत्र के किसी दीर्घकालीन एवं मध्यम-कालिक प्रयोक्ता द्वारा संदेय वार्षिक प्रसारण प्रभार (एटीसी) निम्नलिखित समीकरण के अनुसार परिकलित किये जायेंगे-

$$\text{एटीसी} = \text{टीसी} \times [\text{सीएल/एससीएल}]$$

जहां,

टीसी= प्रसारण लागत, जो राविप्रानि की सराआ को अल्पकालीन खुले अभिगमन संव्यवहारों से आय से कम करने के बराबर

सीएल = प्रयोक्ता की अनुबन्धित/सहमत प्रसारण क्षमता

एससीएल = सभी प्रयोक्ताओं की अनुबन्धित/सहमत प्रसारण क्षमता का योग

67. हानियों का व्यवहार

आयोग द्वारा अनुज्ञात की गई प्रसारण हानियां, प्रसारण तंत्र के प्रयोक्ता द्वारा वहन की जायेगी तथा, राभाप्रेके द्वारा संधारित किये जाने वाले उर्जा लेखे तदनुसार प्रतिबिम्बित करेंगे।

68. प्रोत्साहन

- (1) प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी निम्नलिखित सूत्र के अनुसार प्रासमिक उपलब्धता से उपर वार्षिक उपलब्धता प्रोत्साहन = वार्षिक प्रसारण प्रभार X (प्राप्त वार्षिक उपलब्धता - प्रासमिक उपलब्धता)/प्रासमिक उपलब्धता

जहां,

वार्षिक प्रसारण प्रभार, विनियम-63 के अन्तर्गत परिकल्पित प्रभार होंगे।

बशर्ते कि 99.75 प्रतिशत के उपर की उपलब्धता पर कोई प्रोत्साहन संदेय नहीं होगा।

- (2) प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी को संदेश प्रोत्साहन में, अनुज्ञप्तिधारी तथा दीर्घकालीन एवं मध्यम-कालिक खुले अभिगमन ग्राहकों की हिस्सेदारी होगी।

69. अभिक्रियाशील उर्जा प्रभार

वितरण अनुज्ञप्तिधारी, प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा सम्पन्न किये गये तंत्र अध्ययन पर आधारित जहां कहीं अपेक्षित है, भार की और तथा प्रसारण तंत्र के साथ अन्तर्सम्बन्ध बिन्दु से आगे पर्याप्त कैपेसीटर बैंक स्थापित करेगा तथा 0.95 से उच्चतर लैगिंग पावर फैक्टर संधारित करेगा। निम्न शक्ति घटक के लिये अभिक्रियाशील प्रभार, समय-समय पर टैरिफ आदेश जारी करते समय, आयोग द्वारा निर्धारित किये जायेंगे।

70. रा.भा.प्रे.के. व्ययों की वसूली

- (1) आयोग, रा.भा.प्रे.के. शुल्कों तथा प्रभारों का विनिर्धारण समय-समय पर यथासंशोधित राविविआ (राज्य भार प्रेषण केन्द्र के लिये शुल्कों व प्रभारों का उद्ग्रहण) विनियम, 2004 के अनुसार करेगा। नियंत्रणावधि के प्रत्येक वर्ष के दौरान रा.भा.प्रे.के. शुल्कों तथा प्रभारों का विनिर्धारण निम्नलिखित उप-विनियम (2) के अन्तर्गत यथासारांशित अनुमोदित राभाप्रेके व्ययों पर आधारित निम्नानुसार होंगे-

- (2) राभाप्रेके के व्ययों में अन्तर्विष्ट होंगे-

(क) परिचालनीय व्ययों में निम्नलिखित अवयवों का समावेश होगा-

- प्रचालन तथा संधारण व्यय,
- कार्यशील पूंजी पर ब्याज,
- क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र शुल्क तथा प्रभार,

(ख) निम्नलिखित युक्त पूंजीगत व्यय अवयव-

- i. हास ,
 - ii. सावधि ऋण पर ब्याज तथा वित्त प्रभार,
 - iii. साम्या पूँजी पर प्रतिफल,
- (3) राभाप्रेके से सम्बन्धित किसी संवैधानिक अंकेक्षक या सनदी लेखाकार द्वारा विधिवत् प्रमाणित, पृथक-पृथक लेखे, राभाप्रेके व्ययों के अनुमोदन तथा राभाप्रेके शुल्क व समय-समय पर आयोग द्वारा जारी किये जाने वाले आदेशों में यथानिर्दिष्ट रीति में, उसके प्रभारों के विनिर्धारण का आधार होंगे। इस प्रयोजनार्थ, रा.भा.प्रे.के. प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के लेखों से स्वतंत्र अपने स्वयं के लेखों का संधारण करेगा।
- विव2018-19 के लिये आयोग द्वारा यथा स्वीकृत प.एवं.सं. व्यय को यथा आधार प.एवं.सं. व्यय विचारित किया जायेगा।
- (4) प्रत्येक अनुगामी वर्ष के प.एवं.सं. व्यय प्रतिमानों को विनियम 24 में यथा विनिर्दिष्ट वृद्धिकरण दर से किया जायेगा।
- बशर्ते कि मानकीय प.एवं.सं. व्ययों से अधिक बीमांकिक मूल्यकांक पर आधारित सीमावर्ती दायित्वों को, विवेकी जांच के अध्यक्षीन, प्रथक रूप से टैरिफ के माध्यम से अनुज्ञात किया जायेगा।

भाग - VII

वितरण हेतु टैरिफ: विद्युत वहीलिंग तथा फुटकर आपूर्ति

71. प्रयोज्यता

- (1) ये विनियम किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उसके, उपभोक्ताओं को विद्युत के फुटकर विक्रय की टैरिफ निर्धारण के लिये प्रयुक्त होंगे।
- (2) इस भाग में अन्तर्विष्ट विनियम किसी वितरण प्रयोक्ता, जिसे राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (खुला अभिगमन) विनियम, 2016, समय-समय पर यथासंशोधित, के अनुसार किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी के वितरण तंत्र तक खुले अभिगमन की अनुमति दी गई है, द्वारा विद्युत के वहीलिंग हेतु संदेय टैरिफ के विनिर्धारण के लिये भी प्रयुक्त होंगे।

72. वहीलिंग प्रभारों तथा फुटकर आपूर्ति के विनिर्धारण हेतु याचिका

वितरण अनुज्ञप्तिधारी, इन विनियमों के भाग-II के प्रावधानों की अनुपालना करते हुये अपनी टैरिफ याचिका के साथ वहीलिंग प्रभारों तथा फुटकर टैरिफ के विनिर्धारण हेतु याचिका दायर करेगा। वितरण अनुज्ञप्तिधारी वहीलिंग प्रभारों तथा फुटकर टैरिफ के विनिर्धारण हेतु अपनी याचिका में प्रति आर्थिक सहायता अधिभार एवं अतिरिक्त अधिभार के निर्धारण को भी सम्मिलित करेगा।

73. पूँजी निवेश योजना

- (1) यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी ने वार्षिक टैरिफ विनिर्धारण का विकल्प चुना है तो पूँजी निवेश योजना, राविविआ (निवेश अनुमोदन) विनियम, 2006 के अनुसार, आगामी वर्ष के लिये चालू वर्ष के 30 नवम्बर तक दायर की जायेगी।
- (2) यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी ने नियंत्रणावधि के प्रत्येक वर्ष के लिये बहुवर्षीय टैरिफ विनिर्धारण के लिये विकल्प चुना है तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी नियंत्रणावधि के प्रत्येक वर्ष के लिये पूँजी निवेश योजना इन विनियमों की अधिसूचना की दिनांक से 60 दिनों के भीतर प्रस्तुत करेंगे।
- (3) पूँजी निवेश योजना, भार संवृद्धि, वितरण हानियों में कमी, आपूर्ति की गुणवत्ता में सुधार, विश्वसनीयता, आदि की अपेक्षाओं को पूरा करने हेतु वितरण तंत्र के सुदृढीकरण तथा संवर्द्धन पर किये जा रहे निवेश हेतु एक न्यूनतम लागत वाली योजना होगी।
- (4) पूँजी निवेश योजना वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा आगामी वर्ष में परियोजनाओं के समस्त पूँजीगत व्यय आवृत होंगे तथा आयोग द्वारा समय-समय पर निर्धारित किये जा सकने वाले प्रपत्र में होगी।
- (5) निवेश योजना के साथ यथापेक्षित सूचनार्यें, विशिष्टियां तथा प्रलेख प्रस्तावित निवेश की आवश्यकता व औचित्यता दर्शाते हुये संलग्न होंगे। निवेश योजना में पूँजीकरण अनुसूची तथा वित्तीय वित्तीय योजना को भी शामिल करेगी।
- (6) आयोग, वितरण अनुज्ञप्तिधारी की पूँजी निवेश योजना पर विवेकी जांच पर आधारित आवश्यक होने पर, आशोधनों के साथ विचार कर अनुमोदित करेगा। किसी दिये गये वर्ष के लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी की अनुमोदित निवेश योजना के सदृश लागतों को इसकी राजस्व आवश्यकता के लिये ध्यान में रखा जायेगा।

74. विक्रय का आंकलन

- (1) वितरण अनुज्ञप्तिधारी, उसके आपूर्ति क्षेत्र में विभिन्न श्रेणियों के उपभोक्ताओं तथा प्रत्येक टैरिफ श्रेणी में प्रत्येक उपभोग स्लैब के लिये प्रत्याशित मांग व विक्रय का एक पूर्वानुमान प्रस्तुत करेगा।
- (2) विद्युत व्यापारियों या अन्य अनुज्ञापत्रधारियों को विद्युत का विक्रय यदि कोई है, पृथक से इंगित किया जायेगा।
- (3) जहां आयोग ने किसी विशेष टैरिफ श्रेणी के लिये पूर्वानुमान हेतु कोई प्रणाली निर्धारित कर दी है, तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी ऐसी कार्यप्रणाली को इस प्रकार की टैरिफ श्रेणी के लिये विक्रय पूर्वानुमानों को विकसित करने के लिये समाविष्ट करेगा।
- (4) आयोग पिछले वर्षों में उपभोक्ताओं की संख्या तथा उपभोग व विद्युत की मांग में संवृद्धि तथा अगले वर्ष में प्रत्याशित संवृद्धि तथा अन्य कोई घटक, जिसे आयोग सुसंगत मान सके,

पर आधारित युक्ति-संगतता के लिये पूर्वानुमानों का परीक्षण करेगा तथा उपभोक्ताओं को विद्युत के विक्रय का यथोचित आशोधनों के साथ, अनुमोदन करेगा।

75. वितरण हानियां तथा संग्रहण दक्षता

- (i) वितरण अनुज्ञप्तिधारी पिछले वर्ष तथा चालू वर्ष में कुल व वोल्टेजवार वितरण हानियों तथा आधार, जिन पर ऐसी हानियां परिकालित की गई है, की सूचना देगा।
- (ii) वितरण अनुज्ञप्तिधारी पिछले वर्ष तथा चालू वर्ष में कुल स श्रेणीवार संग्रहण दक्षता तथा आधार, जिस पर ऐसी संग्रहण दक्षता परिकालित की गई है, की सूचना देगा।
- (iii) वितरण अनुज्ञप्तिधारी नियंत्रणावधि के प्रथम वर्ष के लिये स.रा.आ./टैरिफ याचिका के साथ-साथ आगामी वर्षों के अतिरिक्त नियंत्रणावधि के पश्चात्तर्वर्ती वर्षों के लिये हानि में कमी तथा संग्रहण दक्षता में सुधार के लक्ष्य भी, लक्ष्यों की प्राप्ति हेतु प्रस्तावित उपायों की विस्तृति देते हुये, प्रस्तावित करेगा।
- (iv) प्रस्तुत की गई सूचनाओं तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा हानि में कमी तथा संग्रहण दक्षता में सुधार हेतु प्रस्तावित लक्ष्य के आधार पर आयोग, नियंत्रणावधि के आगामी वर्षों के लिये वितरण हानियों में कमी तथा संग्रहण दक्षता में सुधार का लक्ष्य निर्धारित करेगा।
- (v) किसी वर्ष के लिये आयोग द्वारा निर्धारित किये गये लक्ष्य से वितरण हानियों के निम्नतर होने के कारण उत्पन्न लाभों या वितरण हानि के उच्चतर होने के कारण उत्पन्न हुयी हानियों में वितरण अनुज्ञप्तिधारी तथा उपभोक्ताओं की 50:50 के अनुपात में हिस्सेदारी होगी।

76. समग्र राजस्व आवश्यकता

- (1) किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी की फुटकर आपूर्ति टैरिफ, वितरण अनुज्ञप्तिधारी की उस वित्तीय वर्ष की समग्र राजस्व आवश्यकता की, आयोग द्वारा यथानुमोदित गैर-टैरिफ आय वहीलिंग से आय अन्य व्यवसाय से आय तथा प्रति आर्थिक सहायता अधिभार व अतिरिक्त अधिभार तथा राज्य सरकार के आर्थिक सहायता की राशि, यदि कोई है, घटाते हुये, वसूली का प्रावधान करेगी और इसमें निम्नलिखित का समावेश होगा:
 - (क) विद्युत क्रय लागत, स्वयं तथा साझेदारी परियोजनाओं के लिये विद्युत उत्पादन की लागत;
 - (ख) प्रसारण प्रभार;
 - (ग) राष्ट्रीयभाप्रेके/क्षेभाप्रेके/रा.भा.प्रे.के. प्रभार;
 - (घ) परिचालन एवं संधारण व्यय;
 - (ङ) दीर्घकालीन ऋणों पर ब्याज व वित्त प्रभार;
 - (च) हास;
 - (छ) नियामक परिसम्पत्तियों का परिशोधन;
 - (ज) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;

- (झ) उपभोक्ता प्रतिभूमि निक्षेप तथा वितरण तंत्र प्रयोक्ताओं से निक्षेपों पर ब्याज;
 (ञ) डूबत ऋण हेतु प्रावधान, यदि कोई है;
 (ट) साम्या पर प्रतिफल।
- (2) विद्युत के विक्रय से निवल राजस्व आवश्यकता = उपर्युक्तानुसार समग्र राजस्व आवश्यकता, घटायें:
- (क) गैर-टैरिफ आय;
 (ख) खुले अभिगमन उपभोक्ताओं से वसूल की गयी, वहीलिंग प्रभार से आय;
 (ग) इन विनियमों में निर्धारित सीमा तक अन्य व्यवसाय से आय;
 (घ) खुले अभिगमन उपभोक्ताओं से प्रति- आर्थिक सहायता अधिभार के कारण प्राप्तियां; तथा
 (ङ) खुले अभिगमन उपभोक्ताओं से वहीलिंग प्रभारों पर अतिरिक्त अधिभार के कारण प्राप्तियां।

बशर्ते कि अधिनियम की धारा 65 के अन्तर्गत आर्थिक सहायता के अलावा राज्य सरकार से प्राप्त किसी भी राजस्वानुदान को राज्य सरकार द्वारा इंगित रीति से माना जायेगा। यदि ऐसी कोई रीति इंगित नहीं की गई है, तो अनुदान का उपयोग डिस्कॉम की सराआ तथा राजस्व के कुल अन्तर को कम करने के लिये किया जायेगा।

- (3) वितरण अनुज्ञप्तिधारी की फुटकर टैरिफ, आयोग द्वारा इन विनियमों के भाग-II के अनुसार वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा टैरिफ विनिर्धारण हेतु किये गये आवेदन के आधार पर विनिर्धारित की जायेगी।

77. विद्युत क्रय आवश्यकता का प्राक्कलन

- (1) वितरण अनुज्ञप्तिधारी राविविआ (वितरण लाइसेंसधारी की विद्युत क्रय और उपापन प्रक्रिया) विनियम, 2004 के अनुसार अपने आपूर्ति क्षेत्र में विद्युत की मांग को पूरा करने के लिये विद्युत अधिप्राप्ति की एक वार्षिक योजना तैयार करेगा और ऐसी योजना को टैरिफ याचिका के साथ आयोग को अनुमोदनार्थ प्रस्तुत करेगा। वार्षिक अधिप्राप्ति योजना निम्नलिखित को ध्यान में रखते हुये तैयार की जानी चाहिए-
- (क) आपूर्ति क्षेत्र के अन्दर, प्रत्येक टैरिफ श्रेणी से पूरे वर्ष में विद्युत की मांग का परिमाणात्मक पूर्वानमान,
 (ख) उर्जा संरक्षण तथा उर्जा दक्षता के बारे में क्रियान्वित किये जाने वाले प्रस्तावित उपाय,
 (ग) प्रसारण तथा वितरण हानियों के अनुमोदित स्तर,
- बशर्ते कि राज्य के बाहर के स्रोतों से विद्युत के क्रय करने के लिये, विद्युत क्रय अनुबन्ध में सहमत या राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र/राभाप्रेके के उर्जा लेखों से परिकल्पित प्रसारण हानि के स्तर स्वीकार किये जायेंगे।

- (घ) उत्पादन तथा विद्युत क्रय के अनुमोदित स्रोतों से विद्युतापूर्ति के परिमाणों का प्राक्कलन,
- (ङ) आयोग द्वारा जो भी निर्धारित की जाये, अक्षय उर्जा क्रय की न्यूनतम हिस्सेदारी,
- (च) विद्युत उत्पादन तथा/या अधिप्राप्ति के नये स्रोतों की उपलब्धता,
- (छ) अल्पकालीन विद्युत के परिमाण का प्राक्कलन।
- (2) आयोग, उचित माने जाने वाले आशोधनों के साथ सराआ का अनुमोदन करते समय, अल्पकालीन स्रोतों सहित विद्युत क्रय आवश्यकता का अनुमोदन करेगा।

78. विद्युत अधिप्रापण लागत

- (1) वितरण अनुज्ञप्तिधारी विद्युत की अधिप्राप्ति, इस सम्बन्ध में आयोग द्वारा बनाये गये विनियमों के प्रावधानों के अनुसार करेगा। अनुज्ञप्तिधारी, जैसाकि उपरोक्त विनियम 77 के अन्तर्गत अपेक्षित है, विद्युत अधिप्रापण लागत प्राक्कलनों के साथ ही वार्षिक अधिप्रापण योजना भी प्रस्तुत करेगा।
- (2) उत्पादन कम्पनियों से क्रय की गयी उर्जा की कीमत तथा प्रसारण की लागत, उपयुक्त आयोग द्वारा विनिर्धारित या स्वीकार की गयी टैरिफ, जैसा भी मामला हो, के आधार पर परिकलित की जायेगी।
- (3) भारतीय नाभिकीय विद्युत निगत लि. के नाभिकीय विद्युत केन्द्रों से क्रय की गयी विद्युत की लागत, आणविक उर्जा विभाग, द्वारा अधिसूचित टैरिफ के आधार पर परिकलित की जायेगी।
- (4) व्यापारकर्ताओं तथा अन्य अनुज्ञप्तिधारियों से विद्युत क्रय की लागत, उपर्युक्त उप-विनियम (1) के अध्यक्षीन वि.क्र.अ. के आधार पर मानी जायेगी।
- (5) किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उत्पादित और इसके द्वारा उपभोक्ताओं को विक्रीत विद्युत की लागत आयोग द्वारा विनिर्धारित अंतरण मूल्य के आधार पर परिकलित की जायेगी।
- (6) वितरण अनुज्ञप्तिधारी, आयोग की पूर्वानूमति के बिना विद्युत के अधिप्रापण की अल्पकालीन व्यवस्था/अनुबन्ध कर सकता है, बशर्ते कि ऐसी व्यवस्था/ऐसे अनुबन्ध के अन्तर्गत अधिप्राप्त विद्युत की टैरिफ निम्नलिखित के अनुसार हो:
- (क) वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा टैरिफ आधारित बोली प्रक्रिया के माध्यम से विद्युत के अल्पकालीन प्रापण हेतु केन्द्र सरकार द्वारा जारी किये गये दिशा निर्देश, बशर्ते कि आयोग अल्पकालीन विद्युत अधिप्रापण हेतु एक टैरिफ इंगित करेगा जो बोली दिशा निर्देशों के अन्तर्गत अल्पकालीन विद्युत अधिप्रापण हेतु अनुमोदित उच्चतम टैरिफ के रूप में मानी जायेगी।
- आगे शर्त यह है कि यदि अल्पकालीन विद्युत का अधिप्रापण, आयोग सराआ में या अन्यथा अनुमोदित परिमाण से अधिक हो जाता है, तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी राविविआ

- (वितरण अनुज्ञप्तिधारी की विद्युत क्रय एवं अधिप्रापण प्रक्रिया) विनियम, 2004, समय-समय पर यथासंशोधित, के अन्तर्गत गठित उर्जा निर्धारण समिति से जिसमें राज्य प्रसारण यूटिलिटी, राजस्थान विद्युत उत्पादन निगम, प्रत्येक वितरण अनुज्ञप्तिधारी के अध्यक्ष एवं प्रबन्ध निदेशक तथा राभाप्रेके के प्रभारी शामिल हैं, पूर्वानुमति प्राप्त करेगा।
- (ख) जब आयोग ने किसी आकस्मिक परिस्थिति के अन्तर्गत विद्युत अधिप्रापण हेतु न्यूनतम व अधिकतम कीमत सीमा निर्धारित कर दी है और विद्युत क्रय कीमत उस बन्धन के अन्दर-अन्दर है।
- (ग) 'बैंकिंग' संव्यवहारों के अन्तर्गत विद्युत के विनियम के रूप में अधिप्रापण,
- (घ) अप्रत्याशित आकस्मिक या 15 दिवस से कम के लिये विद्युत के क्रय में या जब आपातकालीन परिस्थितियों, जो वितरण तंत्र की स्थिरता के लिये चुनौती हो गयी है या जब ग्रिड की विफलता को रोकने के लिये राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा ऐसा किये जाने के लिये निर्देशित किया गया है, के कारण अल्पकालीन विद्युत आवश्यकता की दशा में, बशर्ते कि वितरण अनुज्ञप्तिधारी उपर वर्णित परिस्थितियों में विद्युत का क्रय आयोग द्वारा उपरोक्त उप-विनियम (6)(क) के अनुसार अनुमोदित उच्चतम वर से उच्चतर या निम्नतर दर पर कर सकता है। तथापि, इस प्रकार के अल्पकालीन क्रय की औसत दर, वार्षिक आधार पर आयोग द्वारा अल्पकालीन विद्युत क्रय के लिये अनुमोदित उक्त उच्चतम दर से अधिक नहीं होनी चाहिये।

79. विद्युत क्रय में परवर्तन

- (1) वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा, आयोग द्वारा अनुमोदित विद्युत आवश्यकता से अधिक उर्जा क्रय या किसी भी वर्ष में क्रय की उर्जा के मिश्रण में परिवर्तन, यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी के युक्ति संगत नियंत्रण से बाहर के कारणों से हैं, तो इस पर आयोग द्वारा विचार किया जायेगा और परिणामी लाभ अथवा हानि आगामी वर्षों की टैरिफ में समायोजित किये जायेंगे।
- (2) वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा किसी वर्ष में अनुमोदित स्तर से अधिक उर्जा क्रय किये जाने के कारण किसी भी प्रकार का वित्तीय लाभ या हानि, जो उप-विनियम (1) द्वारा आवृत्त नहीं है, वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा वहन किया जायेगा।

80. प्रसारण प्रभार

किसी अनुज्ञप्तिधारी द्वारा, क्रय कि गई उर्जा के प्रसारण अथवा वहीलिंग के लिये देय प्रसारण व वहीलिंग प्रभार उपयुक्त आयोग द्वारा विनिर्धारित टैरिफ के अनुसार माने जायेंगे। राज्य के बाहर विक्रीत उर्जा के लिये संदत्त प्रसारण व वहीलिंग प्रभार, व्यय के रूप में माने जायेंगे।

81. राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र/क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र/ राज्य भार प्रेषण केन्द्र प्रभार

उपयुक्त आयोग द्वारा यथा विनिर्धारित राष्ट्रीयभाप्रेके/क्षेभाप्रेके/राभाप्रेके प्रभार, व्यय के रूप में माने जायेंगे। राज्य के बाहर उर्जा विक्रय के लिये राभाप्रेके प्रभार, टैरिफ विनिर्धारण हेतु व्यय के रूप में नहीं माने जायेंगे।

82. परिचालन एवं संधारण व्यय

प.एवं.सं. व्ययों की वसूली के लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिये, नियंत्रणावधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् विव2019-20) के लिये प.एवं.सं. व्यय के प्रतिमान नीचे दिये गये अनुसार निर्धारित किये गये हैं-

(1) कर्मचारी व्यय तथा प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय:

(क) कर्मचारी व्यय 48 पैसे प्रति विक्रित युनिट

(ख) प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय 6.5 पैसे प्रति विक्रित युनिट

प्रत्येक अनुगामी वर्ष के कर्मचारी व्यय प्रतिमानों तथा प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय प्रतिमानों को विनियम 24 में यथा विनिर्दिष्ट वृद्धिकरण दर से किया जायेगा।

बशर्ते कि मानकीय प.एवं.सं. व्ययों से अधिक बीमांकिक मूल्यकांक पर आधारित सीमावर्ती दायित्वों को, विवेकी जांच के अध्यक्षीन, प्रथक रूप से टैरिफ के माध्यम से अनुज्ञात किया जायेगा।आयोग ऐसे सीमावर्ती दायित्वों की वसूली को रू./किवाघ में टैरिफ के माध्यम से अनुमत कर सकता है।

(2) मरम्मत एवं संधारण व्यय

नियंत्रणावधि के प्रत्येक वर्ष (एन) के लिये म.एवं.सं. व्यय: के X (जीएफए)^{एन-1} X (1+ ईआर) जहां

‘के’ म.एवं.सं. व्ययों तथा सकल स्थिर आस्तियों (जीएफए) के मध्य सम्बन्ध शासित करने वाला (एन-1)वें वर्ष के लिये एक स्थिरांक (% में अभिव्यक्त) एवं यथा 1.2 प्रतिशत के विचारित किया जायेगा;

‘जीएफए’ (एन-1) वें वर्ष की सकल स्थिर आस्तियों का औसत मूल्य है;

‘ईआर’ का अभिप्राय विनियम 24 में यथा विनिर्दिष्ट वृद्धिकरण है;

‘एन’ वह वर्ष है जिसके लिये म.एवं.सं. व्ययों को निर्धारित किया जाना है।

83. उपभोक्ता प्रतिभूति जमा पर ब्याज

ब्याज केवल यथा प्रतिभूति जमा के धारित नकद राशि पर ही समय-समय पर यथा संशोधित रा.वि.वि.आयोग (विद्युत प्रदाय कोड एवं सम्बन्धित मामलें) विनियम, 2004 के अनुसार अनुज्ञात किया जायेगा।

बशर्ते कि ट्र्यूइंग-अप के समय पर, वर्ष हेतु प्रतिभूति जमा की राशि पर ब्याज को वर्ष के दौरान अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रदत्त वास्तविक ब्याज के आधार पर, आयोग द्वारा विवेकी जांच के अध्यक्षीन विचारित किया जायेगा।

84. टैरिफ आय

उपभोक्ताओं को विद्युतापूर्ति से होने वाली आय का निर्धारण विभिन्न श्रेणी के उपभोक्ताओं पर प्रयोज्य चालू टैरिफ तथा उन्हे विक्रय की जाने वाली अनुमानित विद्युत की प्रमात्रा के आधार पर किया जायेगा।

85. व्हीलिंग प्रभारों तथा फुटकर आपूर्ति टैरिफ का विनिर्धारण

- (1) विद्युत की फुटकर आपूर्ति के लिये व्हीलिंग प्रभार तथा टैरिफ विनिर्धारण करते समय आयोग, अधिनियम की धारा 61 तथा 62 के प्रावधानों से निर्देशित होगा।
- (2) आयोग टैरिफ का विनिर्धारण करते समय विद्युत के किसी उपभोक्ता को अनुचित अधिमानता नहीं दर्शायेगा, परन्तु उपभोक्ता के शक्तिघटक, वोल्टेज, किसी निर्धारित अवधि या समय जिस पर आपूर्ति वांछित है, में कुल उपभोग या किसी क्षेत्र की भौगोलिक स्थिति, आपूर्ति की प्रकृति तथा प्रयोजन, जिसके लिये आपूर्ति अपेक्षित है, के अनुसार विभेद कर सकता है।

86. व्हीलिंग प्रभार

- (1) किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी के व्हीलिंग प्रभारों का परिकलन, विनियम 76(1) के अन्तर्गत निकाली गई इसकी वार्षिक राजस्व आवश्यकता में से निम्नलिखित की कटौती करके किया जायेगा:

- (क) विनियम 78 के अनुसार विद्युत क्रय की लागत,
- (ख) उपभोक्ताओं की प्रतिभूति निक्षेप पर संदेय ब्याज,
- (ग) प्रसारण एवं राभाप्रेके, तथा
- (घ) प.एवं.सं. व्यय का 10 प्रतिशत

- (2) इस प्रकार परिकलित व्हीलिंग प्रभारों को वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा यथा प्रस्तुत, प्रत्येक वोल्टेज जिस स्तर पर स्थाई परिसम्पत्तियों के आधार पर आपूर्ति वोल्टेज वार संविभाजित किया जायेगा:

बशर्ते कि वितरण अनुज्ञप्तिधारी इन विनियमों के लागू होने के एक वर्ष के भीतर या आयोग द्वारा यथास्वीकृत विस्तारित अवधि में वोल्टेज वार आस्तियों के नियतन तथा हानियों का परिकलन करेगा। अनुज्ञप्तिधारी व्हीलिंग प्रभारों के विनिर्धारण की याचिका में स्थाई लागत को भिन्न-भिन्न स्तरों पर नियतन, प्रत्येक वोल्टेज स्तर पर आपूर्ति उर्जा तथा प्रत्येक वोल्टेज स्तर पर प्रचलित वितरण हानियों के आधार का उल्लेख भी करेगा।

बशर्ते यह कि जब तक वितरण अनुज्ञप्तिधारी प्रत्येक वोल्टेज स्तर पर स्थिर आस्तियों का वास्तविक आवंटन प्रस्तुत करता है, आयोग वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा यथा प्रस्तुत एम.वी.ए. में रूपान्तरण क्षमता और सर्किट कि.मी. में वितरण लाइनों की लम्बाई के आधार पर प्रत्येक वोल्टेज स्तर पर स्थिर आस्तियों का विभाजन करेगा।

- (3) व्हीलिंग प्रभारों का भुगतान:

व्हीलिंग प्रभारों में निम्नलिखित या किसी एक या उनके संयोजन का समावेश होगा:

- (क) संविदित विद्युत के, रू. प्रतिमाह प्रतिकिवा में स्थाई प्रभार
- (ख) प्रथक से निम्नलिखित के लिये व्हील की गई की उर्जा के, रू.प्रतिकिवाघ में स्थाई प्रभार
 - i. वायर व्यवसाय,
 - ii. उपभोक्ता परिसर पर मीटरों, मीटरिंग तंत्र तथा किसी अन्य उपकरण की अधिष्ठापना, का परिचालन एवं संधारण,

- iii. विपत्रण तथा भुगतान का संग्रहण,
- iv. उपभोक्ता सेवायें,

(ग) संयोजिता शुल्क,

(घ) अभिक्रीयाशील उर्जा प्रभार/प्रोत्साहन

- (4) खुले अभिगमन ग्राहकों के लिये वहीलिंग प्रभारों का विनिर्धारण करते समय, स्वयं के सहित, अनुज्ञप्तिधारी के वितरण तंत्र पर वहील की गई कुल विद्युत को ध्यान में रखा जायेगा।
- (5) प्रत्येक वोल्टेज स्तर के लिये औसत तकनीकी हानियां, यथा प्रयोज्य वहीलिंग प्रभारों तथा वितरण हानियों के विनिर्धारण में विनिर्धारित तथा विचारित कि जायेगी तथा उस वोल्टेज स्तर वितरण तंत्र प्रयोक्ता के लिये माल के रूप में प्रयोज्य होगी।

87. छूट/अधिभार रचना तंत्र

(1) वोल्टेज छूट

उच्चतर वोल्टेज पर विद्युत का उपयोग कर रहे उपभोक्ता आयोग द्वारा यथानुबद्ध उचित छूट प्राप्त करने के पात्र होंगे। आगामी वर्ष के लिये छूट रचना तंत्र उस वर्ष की फुटकर आपूर्ति टैरिफ आदेश में विनिर्दिष्ट किया जायेगा।

(2) अग्रिम भुगतान तथा पूर्व प्रदत्त मीटर छूट

आयोग उन उपभोक्ताओं, जो अग्रिम भुगतान करते हैं या पूर्व-प्रदत्त मीटर के माध्यम से विद्युत का उपभोग करते हैं, के लिये उपयुक्त प्रोत्साहन रचनातंत्र पर विचार कर सकता है।

(3) अन्य छूट/अधिभार तथा प्रोत्साहन

आयोग, उपभोक्ताओं के लिये अन्य मामलों जैसे शक्तिघटक, भारघटक इत्यादि के लिये, उस वर्ष के टैरिफ आदेश में यथोल्लिखित, उपयुक्त प्रोत्साहन/अधिभार कार्य विधि पर विचार करेगा।

88. ईंधन अधिभार

- (1) वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अपने उपभोक्ताओं से किसी त्रैमास के लिये प्रभार्य, ईंधन अधिभार (एफएस) नीचे दिये गये सूत्रानुसार परिकलित किया जायेगा:

$$\text{सी} + \text{आई}_{\text{क}}$$

$$\text{एफएस} = \frac{\text{सी} + \text{आई}_{\text{क}}}{\text{ई}} \quad (\text{रु./किवाघ})$$

ई

जहां,

सी(लाख रु. में) =

{(विद्युत क्रय के सभी अनुमोदित स्रोत की पिछली त्रैमास के दौरान भारित औसत परिवर्तनीय, रु./किवाघ में लागत - परिचालन के अधीन वर्ष के लिये यथानुमोदित टैरिफ आदेश के अन्तर्गत सभी स्रोतों के विद्युत क्रय की भारित औसत परिवर्तनीय आधार लागत रु./किवाघ में) X पिछले त्रैमास के दौरान सभी स्रोतों से तदनु रूप विद्युत क्रय एल.यू. में}

ई (लाख यूनिट में)=

पिछली त्रैमास के दौरान विक्रित उर्जा (मीटरित+ प्राक्कलित)

आईक (लाख रु. में)= गत त्रैमास में ईधन अधिभार की कम वसूली

टिप्पणी-

- (1) इस सूत्र के अन्तर्गत निर्दिष्ट त्रैमास, वित्तीय वर्ष के त्रैमास (सौ) यथा त्रैमास-1 (अप्रैल से जून), त्रैमास-2 (जुलाई से सितम्बर), त्रैमास-3 (अक्टूबर से दिसम्बर) तथा त्रैमास-4 (जनवरी से मार्च) के अनुरूप होगा।
 - (2) केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (विचलन व्यवस्थापन तंत्र एवं सम्बन्धित मामले) विनियम, 2014, समय-समय पर यथासंशोधित, के अनुसार वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उपगत विचलनों के लिये प्रभारों तथा जलाधारित उत्पादन तथा गैर अनुमोदित क्रय के कारण विद्युत क्रय लागत में परिवर्तन ईधन अधिभार समायोजन के अन्तर्गत आवृत्त नहीं होंगे।
 - (3) टैरिफ के एकल भाग वाले उत्पादन केन्द्रों/विद्युत क्रय स्रोतों के लिये, टैरिफ के 1/3 स्थाई प्रभार माने जायेंगे तथा टैरिफ के 2/3 इस सूत्र के अन्तर्गत समायोजनार्थ उर्जा प्रभार माने जायेंगे।
 - (4) विद्युत क्रय की लागत तथा प्रमात्रा पिछले त्रैमास अवधि, जिससे यह सम्बन्धित है, चाहे कुछ भी हो, के दौरान प्राप्त विपत्रों/क्रेडिटों पर आधारित होंगे तथा इसमें, पिछली अवधि के पूर्व में विचार न किये गये विपत्र/प्रतिदाय शामिल होंगे।
- (2) ईधन अधिभार की दर रु./किवाघ में अगले द्वितीय दशमलव के स्थान पर पूर्णांकित कर परिकलित की जायेगी।
- (3) किसी त्रैमास के लिये प्रति यूनिट ईधन अधिभार, आयोग द्वारा अनुमोदित भारित औसत विद्युत क्रय लागत के 15 प्रतिशत या आयोग द्वारा समय-समय पर अनुबद्ध की जा सकने वाली ऐसी उच्चतम सीमा से अधिक नहीं होगा:
- बशर्त की वितरण अनुज्ञप्तिधारी उपरोक्त यथा निर्दिष्ट उच्चतम सीमा से अधिक ईधन अधिभार की वसूली की मंजूरी के लिये आयोग के समक्ष प्रथक याचिका दायर कर सकता है।
- (5) उपर्युक्त निर्धारित किये गये सूत्र के अनुसार वसूल किये जाने वाला कुल ईधन अधिभार वास्तविक विक्रय से वसूल किया जायेगा तथा बिना मीटर के उपभोक्ताओं के मामले में, ऐसे उपभोक्ताओं को अनुमानित विक्रय के आधार पर आयोग द्वारा अनुबद्ध की जा सकने वाली कार्य प्रणाली के अनुसार परिकलित किया जायेगा।

89. प्रति आर्थिक सहायता

- (1) आपूर्ति की औसत लागत तथा उपभोक्ताओं की किसी श्रेणी से वसूली उस श्रेणी के लिये उपभोक्ता के लिये, प्रति आर्थिक सहायता की सीमा के प्राक्कलन का आधार होगा।
- (2) आयोग टैरिफ का इस प्रकार से विनिर्धारण करने का प्रयत्न करेगा की यह उत्तरोत्तर रूप से यह प्रकट कर सके कि किसी उपभोक्ता श्रेणी को आपूर्ति की औसत लागत तथा प्रति आर्थिक की सीमा औसत आपूर्ति लागत की अधिकतम +/- 20 प्रतिशत के रेंज में हैं:

बशर्ते कि गरीबी रेखा से नीचे वाले उपभोक्ता, जो निर्धारित स्तर अर्थात् पचास यूनिट प्रतिमाह का उपभोग करते हैं, को प्रति आर्थिक सहायता के माध्यम से विशेष सहायता मिल सकती है। ऐसे नामोद्दिष्ट उपभोक्ताओं की श्रेणी के लिये टैरिफ, औसत आपूर्ति लागत की कम से कम 50 प्रतिशत होगी।

90. प्रति आर्थिक सहायता का अधिभार

वितरण अनुज्ञप्तिधारी या प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के नेटवर्क पर खुले अभिगमन के लिये विकल्प देने वाले उपभोक्ताओं द्वारा संदेय अधिभार, आयोग द्वारा निम्नलिखित सूत्रानुसार विनिर्धारित किया जायेगा:

$$एस = टी - \{सी / (1 - एल/100) + डी + आर\}$$

जहां,

एस - अधिभार है;

टी- संदेय टैरिफ अर्थात् उपभोक्ताओं की सुसंगत श्रेणी की औसत बीलिंग दर है;

सी - अनुज्ञप्तिधारी द्वारा विद्युत क्रय की प्रति यूनिट भारित औसत लागत है;

डी- सुसंगत वोल्टेज विस्तर पर प्रयोज्य प्रसारण, वितरण एवं व्हीलिंग प्रभारों का योग है;

एल- प्रयोज्य वोल्टेज स्तर के लिये, प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त प्रसारण, वितरण एवं वाणिज्यिक हानियों का योग है;

आर- आयोग द्वारा मान्य किये गये अनिधिक अंतराल या वहन विनियामक आस्तियों की प्रति यूनिट लागत;

बशर्ते कि यदि उपरोक्त सूत्र के अनुसार 'एस' का ऋणात्मक होना परिकल्पित होता है, तो 'एस' को शून्य माना जायेगा।

91. अतिरिक्त अधिभार

अतिरिक्त अधिभार समय-समय पर यथासंशोधित राविआ (खुले अभिगमन हेतु निबन्धन व शर्तें) विनियम, 2016 के प्रावधानों से प्रशासित होगा।

92. विनियामक परिसम्पत्तियां

विनियामक परिसम्पत्तियां केवल अपवादात्मक परिस्थितियों में सृजित की जायेगी:

बशर्ते कि जब कभी भी सृजित की जाये, विनियामक परिसम्पत्तियां इस तरह से ऋण परिशोधित की जायेगी कि यह यथासम्भव, बहुवर्षीय नियंत्रणावधि का सहअन्तक है तथा रखाव लागत को, प्रत्येक वर्ष के राजस्व आवश्यकता में, विनियामक परिसम्पत्ति के पूर्णतः परिशोधित होने तक, जोड़ा जाना अनुमत किया जायेगा।

93. समानान्तर परिचालन प्रभार

- (1) कैप्टिव विद्युत संयंत्र की ग्रिड या राज्य प्रसारण तंत्र से संयोजिता, राज्य ग्रिड कोड तथा अधिनियम की धारा 73 की उप-धारा (बी) के अनुसार केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा अधिसूचित संयोजित विनियमों से शासित होगी।

- (2) आयोग समय-समय पर कैप्टिव विद्युत संयंत्र के ग्रिड के साथ समानान्तर परिचालन हेतु प्रयोज्य 'समानान्तर परिचालन प्रभार' निर्धारित कर सकता है।

भाग - VIII

विविध

94. संशोधनों की शक्ति

आयोग, किसी भी समय, इन विनियमों के किसी प्रावधान को बदल, परिवर्तित, आशोधित या संशोधित कर सकता है।

95. कठिनाइयों को दूर करने की शक्ति

यदि इन विनियमों को प्रभाव देने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, तो आयोग स्वप्रेरणा से या याचिका किये जाने पर सामान्य या विशिष्ट आदेश से, अधिनियम के प्रावधानों से असंगत न होने वाले ऐसे प्रावधान, जो कठिनाई को दूर करने के लिये आवश्यक लगते हो, बना सकता है।

आयोग की आज्ञा से,

सचिव।

विशेष टिप्पणी: मूल अंग्रेजी भाषा में विनियम व उसके हिंदी रूपान्तरण में अगर अंतर होता है, तो अंग्रेजी भाषा का अभिप्राय ही मान्य होगा।

परिशिष्ट-1

(देखें विनियम 22)

ह्रास दरें

परिसंपत्तियों का विवरण		ह्रास दर (उबार मूल्य-10%) सीधी रेखा पद्धति
1	2	3
अ.	पूर्ण शीर्षकान्तर्गत धारित भूमि	-
ब.	पट्टे वाली भूमि	
(क)	भूमि में निवेश के लिये	3.34%
(ख)	स्थल समाशोधन की लागत के लिये	3.34%
(ग)	जलीय उत्पादन केन्द्र के मामले में जलाशय के लिये भूमि	3.34%
स.	नई क्रेत परिसम्पत्तियां	
(क)	संयन्त्र नींव सहित उत्पादन केन्द्रों में संयंत्र व मशीनें	
(i)	जल विद्युत	5.28%
(ii)	भाप विद्युत एनएचआरएस एवं अपशिष्ट ताप प्राप्ति बॉयलर्स/संयन्त्र	5.28%

(iii)	डीजल विद्युत तथा गैस संयन्त्र	5.28%
(ख)	शीतलन टावर व परिसंचरणीय जल तंत्र	5.28%
(ग)	जल विद्युत तंत्र के भाग वाले निम्नलिखित सहित जलीय कार्य	
(i)	बांध, उत्प्लव-मार्ग, बंधारे, नहरें, प्रबलित, कंक्रीट अवनलिकार्यें तथा साइफन	5.28%
(ii)	प्रबलित कंक्रीट पाइप लाइनें तथा प्रोत्कर्ष टैंक, इस्पात पाइप लाइनें, जल मार्ग, इस्पात सर्ज (टैंक), जलीय नियंत्रण वाल्व तथा अन्य जलीय कार्य	5.28%
(घ)	स्थाई अभिलक्षण के भवन एवं सिविल अभियांत्रिकी कार्य	
(i)	कार्यालय व शोरूम	3.34%
(ii)	ताप-विद्युत वाले उत्पादन संयन्त्र	3.34%
(iii)	जल-विद्युत वाले उत्पादन संयन्त्र	3.34%
(iv)	अस्थाई निर्माण जैसे लकड़ी का ढांचा	100.00%
(v)	कच्ची सड़कों के अलावा सड़क	3.34%
(vi)	अन्य	3.34%
(ड.)	ट्रांसफार्मर, ट्रांसफार्मर (कियोस्क) सब-स्टेशन उपकरण तथा अन्य स्थाई उपस्कर (संयन्त्र नींव सहित)	
(i)	नींवों सहित 100 केवीए तथा अधिक रेटिंग वाले ट्रांसफार्मर	5.28%
(ii)	अन्य	5.28%
(च)	केबिल कनेक्शनों सहित स्विचगियर	5.28%
(छ)	लाइटनिंग अरेस्टर्स	
(i)	स्टेशन टाईप	5.28%
(ii)	पोल टाईप	5.28%
(iii)	सिंक्रोनस कन्डेंसर	5.28%
(ज)	बैटरियां	5.28%
(i)	ज्वाइंट बॉक्सों तथा विच्छेदित बॉक्सों सहित भूमिगत केबिल	5.28%
(ii)	केबिल डक्ट प्रणाली	5.28%
(झ)	अवलम्बों सहित उपरी लाइनें	
(i)	66 केवी से उच्चतर नामिक वोल्टेज पर परिचालित इस्पात निर्मित लाइनें	5.28%
(ii)	13.2 केवी से उच्चतर परन्तु 66 केवी से अनधिक नामिक वोल्टेज पर परिचालित अवलम्ब लाइनें	5.28%
(iii)	इस्पात या प्रबलित कंक्रीट अवलम्ब लाइनें	5.28%
(iv)	उपचारित लकड़ी अवलम्बित लाइनें	5.28%
(ञ)	मीटर	5.28%
(ट)	स्वनोदित वाहन	9.50%

(ट.)	वातानुकूल संयन्त्र	
(i)	स्थिर	5.28%
(ii)	सुवाहय	9.50%
(ड)(i)	कार्यालय फर्नीचर तथा साज-सज्जा	6.33%
(ii)	कार्यालय उपकरण	6.33%
(iii)	फिटिंगों व उपस्करों सहित आंतरिक वायरिंग	6.33%
(iv)	गली रोशनी की फिटिंग	5.28%
(ढ)	किराये पर लिये गये उपस्कर	
(i)	मोटर्स के अलावा	9.50%
(ii)	मोटर	6.33%
(र)	संचार उपकरण	
(i)	रेडियो तथा उच्च आवर्तिता केरियर तंत्र	6.33%
(ii)	टेलीफोन लाइनें तथा टेलीफोन	6.33%
(त)	सूचना प्रौद्योगिकी उपकरण	15.00%
(थ)	सूचना प्रौद्योगिकी/स्केडा सॉफ्टवेयर	9.00%
(द)	अनुसूची में अन्यथा शामिल न की गयी अन्य परिसम्पत्तियां	5.28%

परिशिष्ट-2

(देखें विनियम 45(3))

स्टेशन ताप दर

अभिकल्प ताप दर पर, इकाइयों के दबाव व तापमान रेटिंग पर निर्भर, निम्नलिखित अधिकतम अभिकल्प इकाई ताप दर से अधिक नहीं होगी

दबाव रेटिंग (किग्रा/सीएम)	150	170	170	247	247	270	270
एसएचटी/आरएचटी (डिग्री सैल्सियस)	535/535	537/537	537/565	537/565	565/593	593/593	600/600
बीएफपी का प्रकार	विद्युत चालित	टर्बाइन चालित	टर्बाइन चालित	टर्बाइन चालित	टर्बाइन चालित	टर्बाइन चालित	टर्बाइन चालित
अधिकतम टर्बाइन चक्र ताप दर (किलो कैलोरी प्रति किवाघ)	1955	1950	1935	1900	1850	1810	1800
न्यूनतम बॉयलर दक्षता							
उप-बिटुमिनस भारतीय कोयला	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.865	0.865
बिटुमिनस आयातीत कोयला	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.895	0.895
अधिकतम अभिकल्प इकाई ताप दर (किलो कैलोरी प्रति किवाघ)							

उप-बिटुमिनस भारतीय कोयला	2273	2267	2250	2222	2151	2105	2081
बिटुमिनस आयातीत कोयला	2197	2191	2174	2135	2078	2034	2022

बशर्ते कि किसी इकाई के दबाव व तापमान प्राचल उपर्युक्त रेटिंगो से भिन्न है तो निकटवर्ती श्रेणी की अधिकतम अभिकल्प इकाई ताप दर ध्यान में रखी जायेगी:

शर्त यह भी है की जहां उसी आपूर्तिकर्ता या विभिन्न आपूर्तिकर्ताओं द्वारा इकाई ताप दर प्रत्याभूत नहीं की गयी है परन्तु टर्बाइन चक्र ताप दर तथा बॉयलर दक्षता पृथक से प्रत्याभूत की गई है तो इकाई अभिकल्प ताप दर की संगणना टर्बाइन चक्र ताप दर तथा बॉयलर दक्षता का उपयोग करते हुये की जायेगी:

अग्रेतर बशर्ते कि जहां उप-बिटुमिनस भारतीय कोयले की बॉयलर दक्षता 86 प्रतिशत से नीचे तथा बिटुमिनेस आयातीत कोयले की 89 प्रतिशत से नीचे है, तो उसे स्टेशन ताप दर के परिकलन हेतु, उप बिटुमिनेस भारतीय कोयले व बिटुमिनेस आयातीत कोयले के लिये क्रमशः 86 प्रतिशत व 89 प्रतिशत माना जायेगा:

अग्रेतर बशर्ते कि अधिकतम टर्बाइन साइकल ताप दर को शुष्क शीतलन तंत्र के प्रकार के लिये समायोजित किया जायेगा।

टिप्पणी: जहां बॉयलर फीड पम्प विद्युत से परिचालित है, तो ऐसी उत्पादन इकाइयों के मामले में अधिकतम अभिकल्प ताप दर उपर निर्धारित टर्बाइन चालित बीएफपी युक्त अधिकतम ताप दर से निम्नतर 40 किलो कैलोरी/किवाघ होगी।

		संक्षेपण
एएण्डजी	:	प्रशासकीय एवं सामान्य
बीएफपी	:	बॉयलर फीडपम्प
सीडीएम	:	स्पष्ट विकास रचनातंत्र
सीएफबीसी	:	परीसंचरणीय तरलीय बैड प्रौद्योगिकी
सीओडी	:	वाणिज्यिक परिचालन तिथि
सीपीआई	:	उपभोक्ता मूल्य सूचकांक
सीपीपी	:	केप्टिव विद्युत संयंत्र
डीसी	:	घोषित क्षमता
डीडीयूजीजेवाई	:	दीनदयाल उपाध्याय ग्राम ज्योति योजना
ईएचवी	:	अतिरिक्त उच्च वोल्टेज
एफईआरवी	:	विदेशी विनियम दर विचलन
एफवाई	:	वित्तीय वर्ष
जीसीवी	:	सकल उष्मीय मूल्य
जीआईएस	:	गैस रोधित सब-स्टेशन
एचवीएसी	:	उच्च वोल्टेज एकान्तर करण्ट

एचवीडीसी	:	उच्च वोल्टेज सीधा करण्ट
आईसी	:	संस्थापित क्षमता
आईडीसी	:	निर्माण के दौरान ब्याज
आईपीडीएस	:	एकीकृत विद्युत विकास योजना
केवी	:	किलो वोल्ट
केडब्ल्यूएच	:	किवाघ (किलो वाट घन्टा)
केसीएएल	:	किलो कैलोरी
एमसीएलआर	:	कोषों की एक वर्षीय सीमांत लागत आधारित धन उधार दर
एमसीआर	:	अधिकतम निरन्तर मूल्य निर्धारण
एमएमएच	:	लघु एवं सुक्ष्म जलीय
एमवाईटी	:	बहुवर्षीय टैरिफ
एमवीए	:	मेगा वोल्ट एम्पीयर
एमवीएआर	:	मेगा वोल्ट एम्पीयर रिएक्टिव (प्रतिक्रियाशील)
एमडब्ल्यू	:	मेगा वाट
एनएलडीसी	:	राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र
ओएण्डएम	:	परिचालन एवं संधारण
पीपीए	:	विद्युत क्रय अनुबंध
आरण्डएम	:	मरम्मत एवं संधारण
आरण्डआर	:	पुनःस्थापन एवं पुनर्व्यवस्थापन
आर-एपीडीआरपी	:	पुनर्संरचनाबद्ध त्वरित विद्युत विकास एवं सुधार प्रोग्राम
आरईआरसी	:	राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग
आरजीजीवीवाई	:	राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतिकरण योजना
आरएलडीसी	:	क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र
आरएलएनजी	:	पुनःतरलित प्राकृतिक गैस
एसएलडीसी	:	राज्य भार प्रेषण केन्द्र (रा.भा.प्रे.के.)
एसएचआर	:	स्टेशन ताप दर
टीएससी	:	प्रसारण सेवा प्रभार
डब्ल्यूपीआई	:	थोक मूल्य सूचकांक

RAJASTHAN ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION
NOTIFICATION
Jaipur, May 10, 2019

No. RERC/Secy/Reg. 132 - In exercise of the powers conferred on it under Section 61 read with Section 181 of the Electricity Act, 2003 (No. 36 of 2003), and all other powers enabling it in this behalf, the Rajasthan Electricity Regulatory Commission, after previous publication, hereby makes the following Regulations, namely:

Part I
Preliminary

1. Short title, Extent and Commencement

- (1) These Regulations may be called as ‘**Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2019**’.
- (2) These Regulations shall extend to the whole of the State of Rajasthan. These Regulations shall be applicable for determination of tariff in cases covered under these Regulations from FY 2019-20, i.e., April 1, 2019 and onwards up to FY 2023-24, i.e., March 31, 2024:

Provided that these Regulations shall not be applicable for determination of tariff of captive generating plant and plant of Renewable Energy Sources but shall be applicable for Mini & Micro Hydel Plants:

Provided further that for all purposes including the review matters pertaining to the period till FY 2018-19, i.e., upto March 31, 2019, the issues related to determination of tariff shall be governed by Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2004, Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2009, or Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2014, including amendments thereto, as the case may be.

- (3) These Regulations shall come into force from the date of publication of these Regulations in the official gazette.

2. Definitions

- a) In these Regulations, unless the context otherwise requires:
 - (1) “**Accounting Statements**” means for each financial year, the following statements, namely:
 - (i) balance sheet, prepared in accordance with the form contained in the Companies Act, 2013, as amended from time to time;
 - (ii) profit and loss statement, complying with the requirements contained in the Companies Act, 2013, as amended from time to time;

- (iii) cash flow statement, prepared in accordance with the applicable Accounting Standards of the Institute of Chartered Accountants of India, as amended from time to time;
- (iv) report of the statutory auditors’;
- (v) reconciliation statement, duly certified by Statutory Auditors, showing the reconciliation between the total expenses, revenue, assets and liabilities, of the entity as a Company and the expenses, revenue, assets and liabilities, separately for each business regulated by the Commission and unregulated business operations, wherever applicable;
- (vi) Cost records prescribed by the Central Government under the Companies Act, 2013, amended from time to time;
together with notes thereto, and such other supporting statements and information as the Commission may direct from time to time:
Provided further that in case of any local authority engaged in the business of distribution of electricity, the Accounting Statement shall mean the items, as mentioned above, prepared and maintained in accordance with the relevant Acts or Statutes as applicable to such local authority;
Note: Above referred Accounting Statements including Reconciliation statements have to be maintained separately for each Generating Station, separately for SLDC and separately for each business regulated by the Commission;

(2) **“Act”** means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), including amendments thereto;

(3) **“Allocation Statement”** means for each financial year, a statement in respect of each of the separate businesses of the Licensee/Generating Company and further in case of Generating Company for each Generating Station, showing the amounts of any revenue, cost, asset, liability, reserve or provision, which has been either:

- (i) charged from or to each such separate business together with a description of the basis of that charge; or
- (ii) determined by apportionment or allocation between the Licensed/Regulated Business and every other separate business of the Licensee/Generation Company, together with a description of the basis of the apportionment or allocation:

Provided that such allocation statement in respect of a Generating Station shall be maintained in a manner so as to enable tariff determination, stage-wise, Unit-wise and/or for the whole Generating Station;

(4) **“Aggregate Revenue Requirement”** means the requirement of the Licensee or Generating Company for recovery, through tariffs, of allowable expenses and return on equity capital pertaining to its Licensed/Regulated Business, in accordance with these Regulations;

(5) **“Applicant”** means a Licensee or Generating Company or SLDC who has made an application/Petition for determination of Aggregate Revenue Requirement and/or tariff or an application for truing up in accordance with the Act and these Regulations and includes a Licensee or Generating Company or SLDC whose tariff is the subject of a review by the Commission either suo-motu or on a petition filed by any interested or affected person or as part of truing up;

(6) **“Auxiliary Energy Consumption”** in case of a Generating Station or Unit means the quantum of energy consumed by auxiliary equipments of the Generating Station or Unit and transformer losses within the Generating Station or

Unit, and shall be 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, which shall be metered separately;

(7) **“Availability”** shall mean

(a) In relation to a Thermal Generating Station for any period means the average of the daily average declared capacities as certified by SLDC for all the days during that period expressed as a percentage of the installed capacity of the Generating Station minus normative auxiliary consumption in MW, as specified in these Regulations, and shall be computed in accordance with the following formula:

$$\text{Availability} = 10000 \times \frac{\sum_{i=1}^N \text{DC}_i}{\{ N \times \text{IC} \times (100 - \text{AUX}_n) \}} \%$$

where , N = number of time blocks in the given period

DC_i = Average Declared Capacity in MW for the ith time block in such period

IC = Installed Capacity of the Generating Station in MW

AUX_n = Normative Auxiliary Consumption in MW, expressed as a percentage of gross generation

(b) in relation to a transmission system for a given period means the time in hours during that period in which the transmission system is capable of transmitting electricity at its rated voltage to the delivery point expressed in percentage of total hours in the given period;

(c) The Annual Actual Availability during the year shall be computed by Generating Company for each Generating Station/Unit(s) or Transmission Licensee, as applicable and certified by SLDC.

(8) **“Bank Rate”** shall mean bank rate of Reserve Bank of India as on April 1 of the relevant year;

(9) **“Base Rate”** shall mean the one-year Marginal Cost of Funds-based Lending Rate (‘MCLR’) as declared by the State Bank of India from time to time;

(10) **“Beneficiary”** shall mean

(a) in relation to Generating Station/unit(s) of a Generating Company, a person sharing the capacity charges under these Regulations or purchaser of electricity generated at such Station whose Tariff is determined under these Regulations;

(b) in relation to a Transmission Licensee and SLDC, the Distribution Licensees;

(c) in relation to a Distribution Licensee, the consumers;

(11) **“Change in Law”** means occurrence of any of the following events:

(i) the enactment, bringing into effect or promulgation of any new Indian law;

(ii) adoption, amendment, modification, repeal or re-enactment of any existing Indian law; or

- (iii) change in interpretation of any Indian law by a competent Court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentality, which is the final authority under Indian law for such interpretation or application; or
- (iv) 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;
- (12) **“Commission”** means the Rajasthan Electricity Regulatory Commission;
- (13) **“Control Period”** means a period during which the principles and norms for determination of revenue requirement and tariff specified in these Regulations shall remain valid;
- (14) **“Conventional Power Plants”** means lignite, coal or gas based thermal, or hydro Generating Stations of 25 MW and above;
- (15) **“Cut-off date”** means the last day of the calendar month after three years from the date of commercial operation of the project:
 Provided that the cut-off date may be extended by the Commission, if it is proved on the basis of documentary evidence that the capitalisation could not be made within the cut-off date for reasons beyond the control of the project developer;
- (16) **“Day”** means a calendar day consisting of 24 hours period starting at 0000 hour;
- (17) **“Date of Commercial Operation or COD”** means
- (i) in case of generating unit(s), means the date declared by the generator
 - a) in relation to a Unit, after demonstrating the Maximum Continuous Rating (MCR) or Installed Capacity (IC) through a successful trial run for 72 hours after notice to the Distribution Licensees, and
 - b) in relation to the Generating Station, the date of commercial operation of the last Unit of the Generating Station:
 Provided that where the Distribution Licensees have been tied up for purchasing power from the Generating Station, the trial run shall commence after seven days’ notice by the Generating Company to the Distribution Licensees, and scheduling shall commence from 0000 hrs after acceptance of the test results by the Distribution Licensees:

Provided further that the Generating Company shall certify that the Generating Station meets the technical standards specified by the Central Electricity Authority and the State Grid Code;
 - (ii) in case of a Transmission Licensee means the date of charging the transmission line or substation of transmission Licensee to its rated voltage level or seven days after the date on which it is declared ready for charging by the transmission Licensee, but not able to charge for reasons not attributable to it;
 - (iii) in case of a Distribution Licensee, means the date of charging the electric line or substation of a Distribution Licensee to its rated voltage level or seven days after the date on which it is declared ready for charging by the Distribution Licensee, but not able to charge for reasons not attributable to it or suppliers /contractors:
 Provided that the date of commercial operation shall not be a date prior to the scheduled date of commercial operation mentioned in power purchase agreement or the implementation agreement or the transmission service

agreement or wheeling agreement, as the case may be, unless mutually agreed to by all parties.

- (18) **“Daily Capacity Index”** means the declared capacity expressed as a percentage of the maximum available capacity for the day and shall be calculated in accordance with the following formula:

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

Daily Capacity Index shall be limited to 100% and the term “Capacity Index” for any period shall be the average of the daily capacity indices calculated as above, for such period;

- (19) **“Declared Capacity”** means
- (a) for a Thermal Generating Station, the capability of the Generating Station to deliver ex-bus electricity in MW declared by such Generating Station in relation to any time block of the day or whole of the day, duly taking into account the availability of fuel:
Provided that in case of a gas turbine Generating Station or a combined cycle Generating Station, the Generating Station shall declare the capacity for Units and Modules on gas fuel and liquid fuel separately, and these shall be scheduled separately. Total declared capacity and total scheduled generation for the Generating Station shall be the sum of the declared capacity and scheduled generation for gas fuel and liquid fuel for the purpose of computation of Availability and Plant Load Factor, respectively;
 - (b) for run-of-river hydro power Generating Stations with pondage and storage-type power stations, the ex-bus capacity in MW expected to be available from the Generating Station over the peaking hours of the next day, as declared by the Generating Station, taking into account the availability of water, optimum use of water and availability of machines and for this purpose, the peaking hours shall not be less than three (3) hours within a twenty-four (24) hour period;
 - (c) for run-of-river hydro power Generating Stations without pondage, the ex-bus capacity in MW expected to be available from the Generating Station during the next day, as declared by the Generating Station, taking into account the availability of water, optimum use of water and availability of machines;
- (20) **“De-capitalisation”** for the purpose of 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;
- (21) **“Deemed Licensee”** means a person deemed to be a Licensee under Section 14 of the Act;
- (22) **“Design Energy”** in relation to a hydro power Generating Station means the quantum of energy, which could be generated in a 90 per cent dependable year with 95 per cent installed capacity of the Generating Station;
- (23) **“Distribution Business”** means the business of operating and maintaining a distribution system for supplying electricity in the area of supply of the Distribution Licensee;
- (24) **“Distribution Wire Business”** means the business of operating and maintaining a distribution system for wheeling of electricity in the area of supply of the Distribution Licensee;

- (25) **“Existing Generating Unit/Station”** means a generating Unit/Station, which has achieved COD prior to 01.04.2019;
- (26) **“Expected Revenue from Tariff and Charges”** means the revenue estimated to accrue to the Licensee/Generating Company/SLDC from the Licensed/Regulated Business at the prevailing tariffs and from regulated charges;
- (27) **“Force Majeure Event”** means, with respect to any party, any event or circumstance, which is not within the reasonable control of, or due to an act or omission of, that party and which, by the exercise of reasonable care and diligence, that party is not able to prevent, including, without limiting the generality of the foregoing:
- (a) acts of God, including but not limited to lightning, storm, earthquakes, flood, drought and natural disaster;
- (b) strikes, lockouts, go-slow, bandh or other industrial disturbances;
- (c) acts of public enemy, wars (declared or undeclared), blockades, insurrections, riots, revolution, sabotage, vandalism and civil disturbance;
- (d) unavoidable accident, including but not limited to fire, explosion, radioactive contamination and toxic chemical contamination;
- (e) any shutdown or interruption of the grid, which is required or directed by the State or Central Government or by the Commission or the State Load Despatch Centre; and any shut down or interruption, which is required to avoid serious and immediate risks of a significant plant or equipment failure;
- (28) **“Financial Year”** means a period commencing on 1st April of a calendar year and ending on 31st March of the subsequent calendar year;
- (29) **“Generation Business”** means the business of production of electricity from a Generating Station or Units thereof for the purpose of giving supply to any beneficiary or enabling a supply to be so given;
- (30) **“Generation Tariff”** means tariff for ex- bus supply of electricity from a Generating Station or Units thereof;
- (31) **“Gross Calorific Value”** or “GCV” in relation to a Thermal Generating Station means the heat produced in kilocalories 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;
- (32) **“GCV as fired”** means the GCV of coal or lignite computed before feeding coal or lignite into bunkers of the generating unit for power generation;
- (33) **“GCV as received”** means the GCV of coal or lignite 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 conveyor and ship in accordance with the IS 436 (Part-1/ Section 1)- 1964:

Provided that the measurement of coal or lignite shall be carried out through third-party sampling to be appointed by the Generating Companies in accordance with the guidelines, if any, issued by Central Government:

Provided further that samples of coal or lignite 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 advanced technology for collection, preparation and testing of samples for measurement of GCV in a fair and transparent manner;

- (34) **“Gross Station Heat Rate”** means the heat energy input in kilocalories required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals;
- (35) **“Indian Government Instrumentality”** means the Government of India, State Government and any Ministry or Department or Board or Agency controlled by Government of India or State Government where the project is located, or regulatory or quasi-judicial authority constituted under relevant statutes in India;
- (36) **“Infirm power”** means electricity injected into the grid prior to the commercial operation of a Unit of the Generating Station;
- (37) **“Installed Capacity”** 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 approved by the Commission from time to time;
- (38) **“Interconnection Point”** means a point at EHV substation of transmission Licensee or HV sub-station of Distribution Licensee, as the case may be, where the electricity produced from the Generating Station is injected into the Rajasthan Grid or the point of interconnection between the transmission network and distribution network;
- (39) **“Licensee”** means a person who has been granted a licence under Section 14 of the Act and includes a person deemed to be a Licensee under Section 14 of the Act;
- (40) **“Maximum Continuous Rating” (MCR)** in relation to a Unit of the 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;
- (41) **“Maximum Available Capacity”** for hydro stations means the following:
 (a) Run-of-river power station with pondage and storage type power stations:
 The maximum capacity in MW, the Generating Station can generate with all Units running, under the prevailing conditions of water levels and flows, over the peaking hours of next day:
 Provided that the peaking hours for this purpose shall not be less than 3 hours within a 24 hours period.
 (b) run-of-river power stations without pondage:
 The maximum capacity in MW, the Generating Station can generate with all Units running, under the prevailing conditions of water levels and flows over the next day;
- (42) **“New Generating Unit/Station”** means a generating Unit/Station which achieves COD on or after 01.04.2019;
- (43) **“Non-Tariff Income”** means income relating to the regulated business other than from tariff, excluding any income from Other Business and, in case of the Retail Supply Business of a Distribution Licensee, excluding income from wheeling and receipts on account of cross-subsidy surcharge and additional surcharge on charges of wheeling;
- (44) **“Operation and Maintenance expenses”** or **“O&M expenses”**

(a) for Generating Station/unit(s) means the expenditure incurred on operation and maintenance of the project or part thereof of Generating Station/unit(s), and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, water charges, Petition filing fees and other overheads but excludes fuel expenses;

(b) for a Licensee means the expenditure incurred on operation and maintenance by the Transmission Licensee or Distribution Licensee, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, Petition filing fees, licence fee and other overheads;

(c) for SLDC means the expenditure incurred on operation and maintenance by SLDC, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, AMC and other service contracts, Petition filing fees, and other overheads;

- (45) **“Other Business”** means any business engaged in by a Transmission Licensee under Section 41 of the Act or by a Distribution Licensee under Section 51 of the Act for optimum utilization of the assets of such Transmission Licensee or of such Distribution Licensee;
- (46) **“Plant Load Factor”**, for a given period, means the total sent-out energy during such 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:

$$\text{Plant Load Factor (\%)} = 10000 \times \frac{\sum_{i=1}^N AG_i}{\{N \times IC \times (100 - AUX_n)\}} \%$$

where,

N = number of time blocks in the given period;

AG_i = Actual ex-bus Generation in MW for the ith time block in such period;

IC = Installed Capacity of the Generating Station in MW;

AUX_n = Normative Auxiliary Consumption in MW, expressed as a percentage of gross generation;

The Annual Actual Plant Load Factor during the year shall be computed by Generating Company and certified by SLDC.

- (47) **“Project”** means a Generating Station or the transmission system, as the case may be, and in case of a hydro Generating Station includes all components of generating facility such as penstocks, head and tail works, main and regulating reservoirs, dams and other hydraulic works, intake water conductor system;
- (48) **“Primary Energy”** means the quantum of energy generated annually from hydel station up to the design energy;
- (49) **“Rated Voltage”** means the manufacturer’s design voltage at which the transmission system or distribution system is designed to operate or such lower voltage at which the line is charged, for the time being, in consultation with Users;
- (50) **“Regulated Business”** means any electricity business, which is regulated by the Commission;
- (51) **“Renewable Energy Sources”** for the purpose of these Regulations means and includes the non-conventional renewable generating sources such as mini & micro hydel, wind and solar including its integration with combined cycle, biomass, bio fuel cogeneration, urban/municipal waste and other such sources as approved by the Ministry of New & Renewable Energy, Government of India, from time to time;

- (52) **“Retail Supply Business”** means the business of sale of electricity by a Distribution Licensee to his consumers in accordance with the terms of his licence;
- (53) **“Run-of-river Generating Station”** means a hydro Generating Station, which does not have upstream pondage;
- (54) **“Saleable Primary Energy”** means the quantum of primary energy available for sale (ex-bus);
“Saleable Secondary Energy” means the quantum of secondary energy available for sale (ex-bus);
- (55) **“Scheduled Commercial Operation Date or Scheduled COD’** shall mean the date(s) of commercial operation of a Generating Station or generating unit thereof or transmission system or element thereof as decided by the Commission at time of approval of capital cost based on date of commercial operation as indicated in the Investment Approval or as agreed in power purchase agreement or transmission service agreement as the case may be or any other document submitted by the Generating Company or the Licensee;
- (56) **“Scheduled Generation” or ‘SG’** at any time or for any period or time block means schedule of generation in MW ex-bus given by the State Load Despatch Centre;

Note:

For the open cycle gas turbine Generating Station or a combined cycle Generating Station if the average frequency for any time block, is below 49.52 Hz but not below 49.02 Hz and the scheduled generation is more than 98.5% of the declared capacity, the scheduled generation shall be deemed to have been reduced to 98.5% of the declared capacity, and if the average frequency for any time block is below 49.02 Hz and the scheduled generation is more than 96.5% of the declared capacity, the scheduled generation shall be deemed to have been reduced to 96.5% of the declared capacity. In such an event of reduction of scheduled generation of gas turbine Generating Station, the corresponding drawal schedule of beneficiaries shall be corrected in proportion to their scheduled drawal with adjustment of transmission losses on post facto basis;

- (57) **“Scheduled Energy”** means the quantum of energy scheduled by the State Load Despatch Centre to be injected into the grid by a Generating Station for a given time period;
- (58) **“Secondary Energy”** means the quantum of energy generated annually in excess of the design energy at the hydel Generating Station;
- (59) **“State Load Despatch Centre” or “SLDC”** means the centre established by the State Government for the purpose of exercising the powers and discharging the functions under Section 31 of the Act;
- (60) **“State Power Committee” (SPC)** means the State Power Committee set up under the grid code specified by the Commission;
- (61) **“Statutory Auditor”** means an auditor appointed by a Generating Company or a Licensee, in accordance with the provisions of the Companies Act, 2013 as amended from time to time or any other law for the time being in force;
- (62) **“Statutory Charges”** comprise taxes, cess, duties, royalties and other charges levied through Acts of the Parliament or State Legislatures or by Indian Government Instrumentality under relevant statutes;

- (63) **“Storage type power station”** means a hydro power Generating Station associated with large storage capacity to enable variation in generation of electricity according to demand;
- (64) **“Tariff”** means the schedule of charges for generation, transmission, wheeling and supply of electricity together with terms and conditions for application thereof;
- (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;
- (66) **“Transaction of Business Regulations”** means the Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Transaction of Business) Regulations, 2005, as amended from time to time;
- (67) **“Transmission Business”** means the business of establishing or operating transmission system;
- (68) **“Transmission Loss”** means the energy losses in the transmission system of a transmission Licensee including auxiliary power consumption in the sub-station for the purpose of air-conditioning, lighting, battery charging, accessories of sub-station equipments, etc., and shall be accounted for separately;
- (69) **“Transmission Service Agreement”** means the agreement, contract, memorandum of understanding, or any such covenants, entered into between the transmission Licensee and the user of the transmission service/lines;
- (70) **“Transmission System”** means a line or group of lines with or without associated sub-station, and includes equipment associated with transmission lines and sub-stations;
- (71) **“Unit”** in relation to a Generating Station means electric generator, its prime mover, and auxiliaries and in relation to a combined cycle Thermal Generating Station includes combustion turbine – generators, associated waste heat recovery boilers, connected steam turbine – generator and auxiliaries;
- (72) **“Unloading point”** means the point within the premises of the coal, 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 Generating Station, transmission system and distribution system from the COD shall mean the following, namely:
- | | |
|--|-----------|
| (a) Coal/Lignite based Thermal Generating Station | :25 years |
| (b) Gas/Liquid fuel based Thermal Generating Station | :25 years |
| (c) AC and DC Sub-station (including GIS) | :25 years |
| (d) Hydro Generating Station | :40 years |
| (e) Transmission line (including HVAC and HVDC) | :35 years |
| (f) Distribution lines and Distribution System | :35 years |
- (74) **“User”** means a Licensee, a Generating Company, a person who has set up a captive generating plant, or a consumer availing open access, utilizing the transmission system of a transmission Licensee or distribution system of a Distribution Licensee;
- (75) **“Wheeling”** means the operation whereby the distribution system and associated facilities of a transmission Licensee or Distribution Licensee, as the case may be, are used by another person for the conveyance of electricity on payment of charges to be determined under Section 62 of the Act;
- (76) **“Year”** means financial year ending on 31st March, and
- i) **“Current Year”** shall mean the year in which the petition for determination of tariff is required to be filed,

- ii) "Previous Year" shall mean the year immediately preceding the current year,
- iii) "Ensuing Year" shall mean the year next following the current year,

- b) The words and expressions used in these Regulations and not defined herein, but defined in the Act or any other Regulation of the Commission, shall have the meaning assigned to them under the Act or any other Regulation of the Commission.
- c) Abbreviations used in the Regulations shall have the meaning as stated in Abbreviations.

3. Scope of Regulations and extent of application

- (1) These Regulations shall apply in respect of the following cases:

- a) Supply of electricity by a Generating Company to a Distribution Licensee (excluding supply of electricity by captive generating plant and Renewable Energy Sources but includes Mini & Micro hydel plants):
Provided that where the Commission is of the opinion that a shortage of supply of electricity exists, it may fix the minimum and maximum ceiling of tariff for sale or purchase of electricity in pursuance of an agreement, entered into between a Generating Company and a Distribution Licensee or between Distribution Licensees, for a period not exceeding one year to ensure reasonable prices of electricity;
- b) Intra-State transmission of electricity;
- c) Intra-State Wheeling of electricity;
- d) For recovery of SLDC Expenses;
- e) Retail sale of electricity:
Provided that in case of distribution of electricity in the same area by two or more Distribution Licensees, the Commission may, for promoting competition among Distribution Licensees, fix only maximum ceiling of tariff for retail sale of electricity;
- f) Surcharge in addition to the charges for wheeling under first proviso to sub-section (2) of Section 42 of the Act, for availing open access;
- g) Additional surcharge on the charges for wheeling under sub-section (4) of Section 42 of the Act, for availing open access;

- (2) Notwithstanding anything contained in these Regulations, the Commission shall adopt the tariff if such tariff has been determined through a transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government, as envisaged under Section 63 of the Act:

Part II General Principles

4. Control Period

The Control Period under these Regulations shall be of five (5) financial years starting from April 1, 2019.

5. Tariff Determination and Tariff Principles

- (1) The Commission shall determine the tariff and charges for matters covered under Regulation 3, on an application of Generating Company or the Licensee or SLDC, as

the case may be, during the control period starting from 1.4.2019 in accordance with relevant provisions of these Regulations.

- (2) The Tariff principles shall apply to applications made for determination of tariff for a Generating Company, Transmission Licensee, SLDC, and Distribution Licensee.
- (3) The Tariff principles shall be based on the following elements, for calculation of Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from tariff and charges of a Generating Station/unit (s), Transmission Licensee, SLDC and Distribution Licensee:
 - (i) The applicant shall submit the forecast of Aggregate Revenue Requirement, expected revenue from existing tariffs and proposed tariff for the ensuing year and the Commission shall determine the ARR & tariff for the ensuing year of the Generating Station/unit (s), Transmission Licensee, SLDC, and Distribution Licensee:
 - (ii) Truing up of previous year's expenses and revenue based on Audited Accounts vis-à-vis the approved forecast and categorisation of variation in performance as those caused by factors within the control of the applicant (controllable factors) and those caused by factors beyond the control of the applicant (uncontrollable factors), shall be undertaken by the Commission;
 - (iii) The mechanism for pass-through of approved gains or losses on account of uncontrollable factors as specified by the Commission in these Regulations;
 - (iv) The mechanism for pass-through of approved gains or losses on account of controllable factors as specified by the Commission in these Regulations;
 - (v) Annual tariff determination for Generating Station/unit(s), Transmission Licensee, SLDC and Distribution Licensee, for each financial year within the Control period, based on the approved forecast and results of the truing up exercise:
- (4) The Generating Company or Licensee or SLDC shall have an option for filing the Petition for Multi Year Tariff determination at the time of filing first ARR/Tariff Petition after notification of these Regulations. If the Generating Company or Licensee or SLDC has opted for Multi Year Tariff determination, it shall submit the forecast of Aggregate Revenue Requirement, expected revenue from existing tariffs and proposed tariff for each year of the Control Period and the Commission shall determine the ARR & tariff for each year of the Control Period:

Provided that if the Generating Company or Licensee or SLDC has opted for Multi Year Tariff Determination, it shall submit the Petition for truing up of ARR for the previous year during each year of the Control Period and may submit the Petition to re-determine the ARR and Tariff for ensuing year based on truing up of previous year.

6. Filing under MYT Control Period

- (1) Every Generating Company or Licensee or SLDC, latest by 30th November of each year, shall file the following applications during the Control Period:
 - a) Petition for approval of ARR and determination of tariff for ensuing year

b) Petition for Truing up of ARR for the previous year:

Provided that Truing up for years of the previous MYT Control Periods shall be carried out under respective Tariff Regulations:

Provided further that application for approval of ARR and determination of tariff for the first year of the Control Period, i.e., FY 2019-20 by every Generating Company in respect of each Generating Station/unit(s), Licensee and SLDC shall be filed within four weeks of notification of these Regulations in the official gazette:

Provided further that in case the Generating Company or Licensee or SLDC has opted for Multi Year Tariff Determination, it shall file the Multi Year Tariff Petition for approval of ARR and determination of tariff for each year of the Control Period within four weeks of notification of these Regulations in the official gazette.

Provided further that for the first year of the Control Period, i.e., FY 2019-20, the Commission may extend the applicable tariff of FY 2018-19 for a period not exceeding six months by a separate order on an interim basis, subject to adjustment as per the Tariff Order issued by the Commission under these Regulations.

7. Specific Trajectory for Certain Variables

- (1) The Commission may stipulate a trajectory for the Control Period for certain variables including but not limited to transmission losses, distribution losses and collection efficiency, having regard to the past performance.
- (2) The trajectory stipulated by the Commission in accordance with these Regulations shall be incorporated by the applicant in his forecast of Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from tariff and charges in accordance with Regulation 11.

8. Truing Up

- (1) Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from tariff and charges in respect of each of their Generating Station/unit(s) of Generating Companies, Licensees and SLDC shall be subject to truing up of expenses and revenue during the Control Period in accordance with these Regulations.
- (2) The Generating Company or Licensee or SLDC shall make an application for truing up of expenses and revenue of the previous year, within time limit specified in these Regulations:

Provided that the Generating Company or Licensee or SLDC, as the case may be, shall submit to the Commission information in such form as may be stipulated by the Commission from time to time by a separate order, together with the Accounting Statements, Directors Report, extracts of books of account and such other details as the Commission may require to assess the reasons for and extent of any variation in financial performance from the approved forecast of Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from tariff and charges.

- (3) The scope of the truing up shall be a comparison of the performance of each of their Generating Station/unit(s) of Generating Company or Licensee or SLDC with the approved forecast of Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from tariff and charges and shall comprise the following:
- A comparison of the audited performance of the applicant for the previous financial year with the approved forecast for such previous financial year and truing up of expenses and revenue subject to prudence check;
 - Computation of the gains and losses on account of controllable and uncontrollable factors for the previous year;
 - The resultant revenue gap/surplus shall be adjusted as per the order of the Commission;
 - Review of compliance of the directives issued by the Commission from time to time;
 - Other relevant details, if any.
- (4) Upon completion of the truing up, the Commission shall attribute any variations, for variables specified under this Regulation, to factors within the control of the applicant (controllable factors) or to factors beyond the control of the applicant (uncontrollable factors).
- (5) Upon completion of the truing up, the Commission shall pass an order recording the approved aggregate gain or loss to the Generating Company or Licensee or SLDC on account of controllable and uncontrollable factors and the mechanism by which the Generating Company or Licensee or SLDC shall pass through such gains or losses in accordance with these Regulations.

9. Gains and Losses on account of Uncontrollable and Controllable factors

- (1) The “uncontrollable factors” shall comprise the following factors which were beyond the control of, and could not be mitigated by, the applicant, as determined by the Commission:
- Force Majeure events;
 - Change in law, judicial pronouncements and Orders of the Central Government, State Government or Commission;
 - Economy wide influences such as unforeseen changes in inflation rate, taxes and statutory levies;
 - Variation in fuel cost on account of variation in coal, oil and all primary-secondary fuel prices;
 - Variation in power purchase expenses for the Distribution Licensees;
 - Variation in freight rates; and
 - Variation in number of consumers or mix of consumers or quantities of electricity supplied to the consumers.
- (2) Some illustrative variations or expected variations in the performance of the applicant which may be attributed by the Commission to controllable factors include, but are not limited to, the following:
- Variations in transmission losses, distribution losses and collection efficiency;
 - Variations in performance parameters such as Station Heat Rate, Coal Transit Losses, Auxiliary Consumption, Secondary Fuel Oil consumption, etc;
 - Variation in Rate of Interest on working capital requirement; and

- d) Variation in operation & maintenance expenses.

The approved aggregate gain or loss to the Generating Company or Licensee or SLDC on account of uncontrollable factors shall be allowed as an adjustment in the tariff of the Generating Company or Licensee or SLDC over such period as may be stipulated in the Order of the Commission passed under these Regulations.

- (3) Gain or loss to the Generating Company or Licensee or SLDC on account of controllable factors shall be retained or borne by the Generating Company or Licensee, as the case may be, except in case of the following:
- Interest on working capital, which shall be as per Regulation 27;
 - Station Heat Rate, Auxiliary Consumption, and Secondary fuel oil consumption, which shall be as per Regulation 56 and
 - Distribution loss, which shall be as per Regulation 75.
- (4) Nothing contained in sub-Regulation (3) above shall apply in respect of any gain or loss arising out of variations in the price of fuel and/or rate of power purchase, which shall be dealt with as specified in Regulation 88.

10. Periodicity of tariff determination

- (1) The Commission shall determine the tariff of Generating Station/Unit(s) of Generating Company, except Captive Generating Plants and plants of Renewable Energy Sources, or Licensee or SLDC covered under the tariff principles for each financial year during the Control Period, at the commencement of such financial year, having regard to the following:
- The MYT principles specified under these Regulations;
 - In case of Generating Company and Licensee or SLDC, the approved forecast of aggregate revenue requirement and expected revenue from tariff and charges for such financial year(s);
 - Impact of truing up for previous financial year; and
 - Approved gains and losses to be duly adjusted in tariffs, following the truing up of expenses and revenue.

Provided further that in case the Generating Company or Licensee or SLDC has opted for Multi Year Tariff Determination, the Commission shall determine the ARR and Tariff for each financial year of the Control Period as a part of approval of Multi Year Tariff Petition

- (2) The tariff for a Generating Station/Unit(s) of Generating Company or Licensee or SLDC shall ordinarily be determined not more than once in a year, except in case of adjustment of fuel cost and/or rate of power purchase, wherever applicable.

11. Petition for approval of ARR and determination of tariff

- (1) The applicant shall submit the forecast of Aggregate Revenue Requirement, expected revenue from existing tariff and proposed tariff accompanied by fees applicable. The format for furnishing information for calculating expected revenue and expenditure and for determining tariff shall be as laid down by the Commission from time to time by a separate order:

- (2) The applicant shall develop the forecast of Aggregate Revenue Requirement using assumptions relating to the behaviour of individual variables that comprise the Aggregate Revenue Requirement during the year.
- (3) The applicant shall develop the forecast of expected revenue from tariff and charges based on the following:
 - a) In the case of a Generating Company, estimates of capacity allocated to Distribution Licensees and expected energy generation by each Unit/Station for ensuing financial year within the Control Period;
 - b) In the case of a Transmission Licensee, estimates of transmission capacity agreed/contracted by the Users of the transmission system and expected energy to be transmitted for ensuing financial year within the Control Period;
 - c) In case of SLDC, estimates of operating charges for ensuing financial year within the Control Period;
 - d) In the case of a Distribution Licensee, estimates of quantum of electricity supplied to consumers and to be wheeled on behalf of Distribution System Users for ensuing financial year within the Control Period;
 - e) Prevailing tariffs as on the date of making the application.
- (4) The information for the previous year should be based on audited accounts and in case audited accounts for previous year are not available, audited accounts for the immediately preceding previous year should also be filed along with unaudited accounts for the previous year.
- (5) The petition shall include the following:
 - a) A statement of the current tariff and all applicable terms and conditions and expected revenue from the current tariff for the ensuing year or the period for which the tariff is to be determined;
 - b) A statement containing full details of subsidy received, or due from the State Government, the consumers to whom it is directed, and showing how the subsidy is reflected in the current and proposed tariff applicable to those consumers. This statement shall also include the tariff calculated without consideration of the subsidy for those consumers. The subsidy calculations shall also compare the situation for the period for which the tariff is to be implemented;
 - c) A statement of the estimated change in annual revenues that would result from the proposed tariff changes in the period in which they are to be implemented.
 - d) The annual statement of accounts and annual reports including Director's report & statistics, along with an account of its activities during the current, previous year and ensuing year. The report of activities will also indicate targets and achievements in respect of various performance parameters;
 - e) In case of a Distribution Licensee, if the proposed tariff is to be introduced after the start of a financial year, a statement of the proportion of revenue expected and quantities of electricity supplied under each proposed tariff modification during the remaining months of the financial year shall be included;
 - f) In case of a Distribution Licensee, detailed calculations of voltage-wise cost of supply, exclusive of external subsidies and cross subsidies in respect of each category of consumer;
 - g) A statement showing calculations of the amount of cross subsidy in the existing tariff and in the proposed tariff;

- h) An explanatory note giving the rationale for the proposed tariff changes;
- i) If the Licensee is engaged in any other Business, as specified under Regulation 39, the Licensee shall submit the following information:
- (1) Name and description of all Other Business that the Licensee is engaged in;
 - (2) For each such Other Business, amount of revenue generated in the previous year, estimated during the current year and projected for the ensuing year;
 - (3) Assets of Licensed business used by the Licensee to generate the above revenue;
 - (4) Expenses incurred to generate the above revenue, separately for each Other Business;
 - (5) Whether these expenses have already been included in the ARR of the Licensee? Fully or partly? If partly, proportion and basis of apportionment to be submitted.
- j) Any other information, as required by the relevant licence or specified by the Commission.
- (6) If a person holds more than one licence and /or is deemed to be a Licensee for more than one area of distribution or transmission, he shall submit separate calculations as above in respect of each licence or area of transmission or distribution. Similarly, a Generating Company shall submit Generating Station-wise calculations.
- (7) A Distribution Licensee owning and operating a Generating Station shall maintain and submit separate accounts of generation, its licensed business, and other business.
- (8) Petition for determination of transfer price or landed price of fuel
- a) Any person who owns or is allotted captive mine or is given land use rights for mining for fuel supply to thermal power plant, may file a petition before the Commission for determination of fuel transfer price at mine mouth if it is not determinable by the Government or Government approved mechanism or by fuel regulator. The petition shall contain salient features of the project along with approved mining plan and other requisite information e.g. annual mining capacity, mine reserve, period of availability of fuel, washing/ beneficiation plan, financial package, performance parameters, reference price levels, amortization of initial costs, etc.
 - b) Petition may also be filed for provisional determination of transfer price at mine mouth, before taking up mining. Such provisional determination shall be the guiding factor for determination of final transfer price.
- (9) In case the Distribution Licensee does not file petition under these Regulations within three months of stipulated date, the Commission may, on its own initiate suo-motu proceedings for tariff determination;
- Provided that the tariff determined for a particular financial year of a Control Period shall remain applicable only till end of such financial year, unless otherwise the Commission approves the continuation of such Tariff for subsequent financial years.
- (10) Tariff petitions will be submitted in English and shall be accompanied by its Hindi version or vice versa. Soft copy of the Tariff Petitions including working spreadsheets with formulas, shall also be submitted to the Commission.

12. Orders by Commission

- (1) The Commission, after the petition has been registered as per Regulation 32 of RERC (Transaction of Business) Regulations, 2005, as amended from time to time, may require the Licensee or Generating Company to furnish:
 - a) any further information, particulars and documents as the Commission may consider appropriate to enable the Commission to assess the Applicant's calculations; or
 - b) A revised petition, if the Commission does not consider the Applicant's calculation to be in accordance with the provisions of these Regulations.
- (2) After receipt of information or otherwise, the Commission may make appropriate orders regarding initiation of proceedings in accordance with the provisions of the Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Transaction of Business) Regulations, 2005, as amended from time to time.
- (3) The Applicant shall within the time specified by the Commission publish the salient features of the Petition, in two leading daily newspapers, one Hindi and one English, having large circulation in its area of supply and in case of a Generating Company, having large circulation in the State in the manner as indicated by the Commission. The Commission may ask the Applicant to publish additional information, if required and the Applicant can also add to the information to be published.
- (4) A Licensee or Generating Company or SLDC shall submit to the Commission such additional information as the Commission may require, from time to time.
- (5) Thereafter, the Commission will determine the ARR and the tariff as per provisions of the Act and these Regulations. The tariff so determined by the Commission shall be without considering the subsidy commitment by the State Government. The Commission will also determine the subsidized tariff arrived at after considering the subsidy commitment of the State Government given in advance for the categories of consumers indicated.

13. Subsidy by the State Government

- (1) If the State Government requires the grant of any subsidy to any consumer or class of consumers in the tariff determined by the Commission, the State Government shall pay in advance the amount to compensate the Licensee/ person affected by the grant of subsidy in the manner specified in this Regulation.
- (2) If the subsidy amount is more than Rs 5 Crore, the payment of subsidy may be done on monthly basis while annual payment of subsidy shall be done if the amount is less than Rs 5 Crore.

14. Publication of tariff

- (1) The Distribution Licensee, within the time stipulated in the order of the Commission, shall publish the salient features of tariff, in two daily newspapers, one Hindi and one English having large circulation in its area of supply. The tariff shall come into force from the date stipulated in the Order only after such publication and shall remain in

force until any amendment to the tariff is approved by the Commission and published by the Distribution Licensee.

- (2) The Generating Company and Transmission Licensee or SLDC, within 15 days from the date of Order, shall publish the salient features of tariff on its website.

15. Communication of tariff orders

The Commission shall, within seven days of making the order, send a copy of the order to the Government of Rajasthan, the Central Electricity Authority and applicant and upload the order on its website. The Commission shall also make available copy of the said order to any person on payment of a fee fixed by the Commission.

Part III

Financial principles for computing costs and return

16. Capital Cost and capital structure

- (1) In case of existing projects, the capital cost admitted by the Commission prior to 01.04.2019 and the additional capital expenditure projected to be incurred for the respective year of the control period 2019-24, as may be admitted by the Commission, shall form the basis for determination of tariff.
- (2) Capital Cost for a new project shall include the following:
- the expenditure incurred including interest during construction and financing charges, any gain or loss on account of foreign exchange risk variation on the loan during construction up to the date of commercial operation of the project as admitted by the Commission after prudence check;
 - capitalised initial spares subject to the ceiling rates specified in this Regulation; and
 - expenditure on account of additional capitalisation determined under Regulation 17 and de-capitalisation:
Provided that the assets forming part of the project but not put to use or not in use, shall be taken out of the capital cost.
 - Adjustment due to revenue from sale of infirm power in excess of fuel cost prior to date of commercial operation;
 - Adjustment of any revenue earned by transmission Licensee by using assets before date of commercial operation;
- (3) The capital cost in case of existing or new hydro Generating Station shall also include 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.
- (4) The following shall be excluded from the capital cost of the existing and new projects:
- The assets forming part of the project, but not in use (to be declared at the time of filing tariff petition);
 - De-capitalisation of 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;

- (c) In case of hydro Generating Station, any expenditure incurred or committed to be incurred by a project developer for getting the project site allotted by the State Government by following a 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;
- (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.
- (5) The capital cost shall be admitted by the Commission after prudence check and shall form the basis for determination of tariff.
Provided that the actual capital expenditure as on COD for the original scope of work based on audited accounts of the company may be considered subject to prudence check by the Commission. If sufficient justification is provided for any escalation in the capital cost beyond the original scope of works, the same may be considered by the Commission during prudence check.
- (6) The prudence check may include scrutiny of the reasonableness of the capital expenditure, financing plan, interest during construction, use of efficient technology, cost over-run, and such other matters as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff. While carrying out the prudence check of the capital cost, the Commission shall look into whether the Generating Company or Licensee has been careful in its judgements and decisions while executing the project or has been careful and vigilant in executing the project.
- (7) Where power purchase agreement or transmission agreement or wheeling agreement provides for a ceiling of capital cost, the capital cost to be considered shall not exceed such ceiling.
- (8) Initial spares shall be capitalised as a percentage of the Plant and Machinery cost up to cut-off date, subject to following ceiling norms:
- (a) Coal-based/lignite-fired Thermal Generating Stations-
4.0%
- (b) Gas Turbine/Combined Cycle Thermal Generating Stations -
4.0%
- (c) Hydro Generating Stations including pumped storage hydro Generating Station-
4.0%
- (d) Transmission System
- Transmission Line-
1.00%
- Transmission Sub-station
4.00%
- Series Compensation devices and HVDC Station
4.00%
- Gas Insulated Sub-station
5.00%
- Static Synchronous Compensator
3.50%
- (e) Distribution System
- Distribution Line-
2.00%

Distribution Sub-station

4.00%

Provided that 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:

Provided further that once the transmission project is commissioned, the cost of initial spares shall be restricted on the basis of plant and machinery cost corresponding to the transmission project at the time of truing up:

Provided also that, for the purpose of computing the cost of initial spares, plant and machinery cost shall be considered as project cost as on cut-off date excluding IDC, Financing Charges, overheads, Land Cost and cost of civil works.

- (9) Swapping of foreign currency loans will be permitted. Cost of swapping and interest rate charges thereafter, will be considered by the Commission after prudence check. The Generating Company or Licensee shall provide full particulars of the swapped loans. Cost of swapping will be considered towards interest and finance charges.
- (10) Restructuring of capital in terms of relative share of equity and loan shall be permitted during life of the project provided it does not affect tariff adversely. Any benefit from such restructuring shall be passed on to persons sharing the capacity charge in case of a Generating Company and to long-term intra-State open access customers of Transmission Licensee or Distribution Licensee or consumers in case of such Licensees.

17. Additional capitalization

- (1) The following capital expenditure in respect of a new project or existing project, actually incurred within original scope of work, after the date of commercial operation and upto the cut-off date and duly audited, may be considered by the Commission against the original scope of work, subject to prudence check:
- Due to undischarged liabilities recognised to be payable at a future date;
 - On works deferred for execution;
 - Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of direction or order of any statutory authority or satisfaction of order or decree of any court of law;
 - On account of change in law or compliance of any existing law within cut-off date;
 - On procurement of initial spares included in the original project costs subject to the ceiling norm laid down in Regulation 16(8);

Provided that the details of the work included in the original scope of work along with estimates of expenditure shall be submitted along with the application for provisional tariff:

Provided further that a list of the undischarged liabilities and works deferred for execution giving reasons therefor shall be submitted along with the application for final tariff after the date of commercial operation of the Generating Station:

Provided also that 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 giving reasons therefor.

- (2) The additional capital expenditure 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;
 - (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; and
 - (e) Liability for works admitted by the Commission after the cut-off date to the extent of discharge of such liabilities by actual payments;

Provided that the Generating Company shall file a Petition for in-principle approval of the Commission before incurring such additional capital expenditure.

- (3) 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, Debt and Equity as per sub-Regulation (8) below, 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 is necessary on account of change in law or Force Majeure conditions; or
 - (c) The replacement of such asset has otherwise been allowed by the Commission based on sufficient grounds.
- (4) Any expenditure admitted on account of committed liabilities within the original scope of work and the expenditure deferred on techno-economic grounds but falling within the original scope of work shall be serviced in the normative debt-equity ratio specified in Regulation 19.
- (5) The capital expenditure incurred on the following counts beyond the original scope of the project, may be admitted by the Commission, subject to prudence check:
- (a) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or directions in the order of any statutory authority, or order or decree of any court of law;
 - (b) Change in law;
 - (c) Any capital expenditure to be incurred on account of 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;
 - (d) Deferred works relating to ash pond or ash handling system in addition to the original scope of work, on case to case basis;

- (e) Any additions works/services, which have become necessary for efficient and successful operation of a generation station or transmission system but not included in the original capital cost:

Provided that the Generating Company shall file a Petition for in-principle approval of the Commission before incurring such additional capital expenditure:

Provided that any expenditure admitted by the Commission for determination of tariff on account of new works not in the original scope of work shall be serviced in the normative debt-equity ratio specified in Regulation 19:

Provided also that if any expenditure has been claimed under Renovation and Modernisation (R&M) or repairs and maintenance under O&M expenses, same expenditure cannot be claimed under this Regulation.

- (6) Any expenditure admitted by the Commission for determination of tariff on renovation, modernization, life extension and restoration of assets damaged due to natural calamities shall be serviced on normative debt-equity ratio specified in Regulation 19 after writing off the original amount of the replaced assets from the original cost.
- (7) The additional capitalisation on account of revised emission standards shall be as under:
- (a) A Generating Company requiring to incur additional capital expenditure in the existing Generating Station for compliance of the applicable revised emission standards shall share its proposal with the beneficiaries and file a petition for approval for undertaking such additional capitalization;
- (b) The proposal under clause (a) 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;
- (c) 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;
- (d) 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.
- (8) In case of de-Capitalisation or retirement of assets of a Generating Company or Licensee, as the case may be,

- (a) the original approved cost of such assets shall be deducted from the value of gross fixed assets;
- (b) the original approved equity of such assets shall be deducted from the value of equity;
- (c) the value of loan shall be reduced by the normative outstanding debt component i.e., original approved cost of such assets less accumulated depreciation allowed for such assets less approved equity of such assets.

18. Consumer Contribution, Deposit Works and Grant

- (1) The following nature of work carried out by the Generating Company or Licensee or SLDC shall be classified under this category:
 - (a) Works after obtaining a part or all of the funds from the users/consumers in the context of consumer contribution, deposit works, or grant;
 - (b) Capital works undertaken by utilising grants received from the State and Central Governments, including funds under RGGVY, R-APDRP, IPDS, DDUGJY, etc.;
 - (c) Other works undertaken with funding received without any obligation of repayment and with no interest costs.
- (2) Principles for treatment of the expenses on such capital expenditure shall be as follows:
 - (a) Normative O&M expenses as specified in these Regulations shall be allowed;
 - (b) The debt:equity ratio shall be considered in accordance with Regulation 19, after deducting the amount of such financial support;
 - (c) Provisions related to Depreciation, as specified in Regulation 22, shall not be applicable to the extent of financial support provided through consumer contribution, deposit work and grant. The Licensee or Generating Company, as the case may be, shall be allowed to claim depreciation to the extent of financial support, including the loan and equity contribution, provided by them;
 - (d) Provisions related to return on equity, as specified in Regulation 20 shall be applicable to the extent of normative debt: equity mix of 70:30 or actual equity, whichever is less, on the contribution made by the Licensee or Generating Company, as the case may be.

19. Debt-equity ratio

For the purpose of determination of tariff, debt-equity ratio as on date of commercial operation in case of a new Generating Station, transmission line and distribution line or substation commissioned or capacity expanded on and/or after 1.4.2019, shall be 70:30. Where equity employed is more than 30%, the amount of equity for the purpose of tariff shall be limited to 30% and the balance amount shall be considered as loan. Where actual equity employed is less than 30%, the actual equity shall be considered:

Provided that in case of the Generating Company, Transmission Licensee, SLDC and Distribution Licensee, if any fixed asset is capitalised on account of capital expenditure project prior to April 1, 2019, debt-equity ratio allowed by the Commission for determination of tariff for the period ending March 31, 2019 shall be considered:

Provided further that the equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment:

Provided also that in case of retirement or de-capitalisation of assets, the equity capital approved as mentioned above, shall be reduced in accordance with Regulation 17(8).

Explanation

The premium, if any, raised by the Generating Company or the Licensee or SLDC, while issuing share capital and investment of internal resources created out of its free reserves, for the funding of the project, shall be reckoned as paid up capital for the purpose of computing return on equity, provided such premium amount and internal resources are actually utilised for meeting the capital expenditure of the Generating Station or the transmission system or distribution system.

In case of Generating Station or a transmission system or distribution system, which has completed its useful life as on or after 1.4.2019, the accumulated depreciation as on the completion of the useful life less cumulative repayment of loan shall be utilized for reduction of the equity and depreciation admissible after the completion of useful life and the balance depreciation, if any, shall be first adjusted against the repayment of balance outstanding loan and thereafter shall be utilized for reduction of equity.

20. Return on Equity

- (1) Return on equity shall be computed in rupee terms, on the equity base determined in accordance with Regulation 19.
- (2) Return on equity shall be computed at the rate of 14% for Transmission Licensees and SLDC, 15% for Generating Companies and 16% for Distribution Licensees.

21. Interest and finance charges on long-term loans

- (1) The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 19 shall be considered as gross normative loan for calculation of interest on loan.

Provided further that in case of retirement or de-capitalisation of assets, the loan arrived as mentioned above, shall be reduced in accordance with Regulation 17(8).

- (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 year of the Control Period shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for that year.
- (4) Notwithstanding any moratorium period availed by the Generating Company or the Licensee or SLDC, the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed.
- (5) The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio at the beginning of each year applicable to the regulated business of the Generating Company or Licensee or SLDC as the case may be:

Provided that at the time of truing up, the weighted average rate of interest computed on the basis of actual loan portfolio during the concerned year shall be considered as the rate of interest:

Provided further that the weighted average interest rate allowed by the Commission for normative loans shall continue to be applicable to the outstanding normative loans:

Provided also 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 also that if the regulated business of the Generating Company or Licensee, as the case may be, does not have actual loan, then the weighted average rate of interest of the Generating Company or 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 above interest computation shall exclude the interest on loan amount, normative or otherwise, to the extent of capital asset funded by Consumer Contribution, Deposit Works, Grants and Capital Subsidy.
- (8) The finance charges incurred for obtaining loans from financial institutions for any year shall be allowed by the Commission at the time of Truing up, subject to prudence check.
- (9) The Generating Company or the Licensee or SLDC shall make every effort to re-finance/re-structure the actual loan as long as it results in net savings on interest and in that event the costs associated with such re-financing/re-structuring shall be allowed by the Commission at time of truing up for respective year, subject to prudence check. The changes to the terms and conditions of the loans shall be reflected from the date of such re-financing for computing the interest on loan.

22. Depreciation

- (1) The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset admitted by the Commission.
- (2) The salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the capital cost of the asset:

Provided that in case of hydro Generating Stations, the salvage value shall be as provided in the agreement signed by the developers with the State Government for creation of the site:

Provided further that the capital cost of the assets of the hydro Generating Station for the purpose of computation of depreciable value shall correspond to the percentage of sale of electricity under long-term power purchase agreement at regulated tariff.

- (3) Land other than the land held under lease and the land for reservoir in case of hydro Generating Station shall not be a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing depreciable value of the asset.
- (4) Depreciation shall be calculated annually based on Straight Line Method (SLM) and at rates specified in Annexure-I to these Regulations for the assets of the Generating Station, transmission system and distribution system:

Provided that the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 12 years from date of commercial operation shall be spread over the balance useful life of the assets.

- (5) In case of the existing projects, the balance depreciable value as on 1.4.2019 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted by the Commission up to 31.3.2019 from the gross depreciable value of the assets.
- (6) Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation. In case of commercial operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on pro rata basis.
- (7) Depreciation against assets relating to environmental protection shall be allowed on case to case basis at the time of fixation of tariff subject to the condition that the environmental standards as prescribed have been complied with during the previous tariff period.
- (8) In case a single tariff needs to be determined for all the Units of Generating Station, the depreciation shall be computed from the effective date of commercial operation taking into consideration the depreciation of individual Units thereof.

23. Lease charges

Lease charges for assets taken on lease by a Generating Company or a transmission or Distribution Licensee or SLDC shall be considered as per lease agreement, provided they are considered reasonable by the Commission.

24. Operation & Maintenance expenses

- (1) Operation and maintenance expenses shall be determined for the first year of the Control Period based on normative O&M expenses specified by the Commission subsequently in these Regulations.
- (2) O&M expenses of assets taken on lease and those created out of consumers' contributions shall be considered, if the Licensee or SLDC or the Generating Company has the responsibility for its O&M and bears O&M expenses.
- (3) Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Control Period (i.e. FY 2019-20) under these Regulations shall be escalated at rate of 3.51% per annum for each year of the Control Period for Generating Company, Transmission Licensees and SLDC and at rate of 3.63% per annum for each year of the Control Period for Distribution Licensees.

Increase in O&M expenses on account of war, insurgency, change in laws, or such other eventualities may be considered by the Commission for a specified period.

25. Insurance expenses

Actual insurance expenses incurred by the Generating Company or Licensee shall be allowed separately, subject to a ceiling of 0.2% of average Net Fixed Assets for the year.

26. Bad and doubtful debts

The Commission may consider a provision for writing off of bad and doubtful debts up to 0.25% of receivables subject to writing off of bad and doubtful debts in the previous year in accordance with the procedure laid down by Distribution Licensee.

27. Interest charges on working capital

(1) The amount of normative working capital shall cover:

1. Generation

(a) For coal based/Lignite-fired Generating Stations

- (i) Landed Cost of coal or lignite for ½ (half) month for pit-head Generating Stations and 1½ (one and a half) months for non-pit-head Generating Stations, corresponding to the annual target availability;
- (ii) Landed cost of limestone for 1½ (one and a half) month, corresponding to the annual target availability, wherever applicable;
- (iii) Cost of secondary fuel oil for two months corresponding to the target availability and in case of use of more than one secondary fuel oil, cost of fuel oil stock for the main secondary fuel oil;
- (iv) Operation and Maintenance expenses for one month;
- (v) Maintenance spares @ 20% of operation and maintenance expenses specified in Regulation 47; and
- (vi) Receivables equivalent to 1½ (one and a half) months of fixed and variable charges for sale of electricity calculated on the annual target availability;

Provided that in case of own Generating Stations, no amount shall be allowed towards receivables, to the extent of supply of power by the Generation Business to the Retail Supply Business, in the computation of working capital in accordance with these Regulations.

(b) For Gas Turbine/Combined Cycle Generating Stations

- (i) Landed fuel cost for ½ (half) month corresponding to the annual target availability duly taking into account the mode of operation of the Generating Station on gas fuel and liquid fuel;
- (ii) Liquid fuel stock for ½ (half) month corresponding to the annual target availability, and in case of use of more than one liquid fuel, cost of main liquid fuel;
- (iii) Operation and maintenance expenses for one month;
- (iv) Maintenance spares @ 30% of operation and maintenance expenses specified in Regulation 47; and

- (v) Receivables equivalent to 1½ (one and a half) months of fixed and variable charges for sale of electricity calculated on annual target availability:

Provided that in case of own Generating Stations, no amount shall be allowed towards receivables, to the extent of supply of power by the Generation Business to the Retail Supply Business, in the computation of working capital in accordance with these Regulations.

- (c) For Hydro Power Generating Stations

- (i) Operation and Maintenance expenses for one month;
(ii) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses specified in Regulation 47; and
(iii) Receivables equivalent to one and a half (1½) months of fixed charges for sale of electricity, calculated on annual normative capacity index:

Provided that in case of own Generating Stations, no amount shall be allowed towards receivables, to the extent of supply of power by the Generation Business to the Retail Supply Business, in the computation of working capital in accordance with these Regulations.

2. Transmission and SLDC

- (i) Operation and maintenance expenses for one month; plus
(ii) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses specified in Regulation 64 for Transmission and Regulation 70 for SLDC; plus
(iii) Receivables equivalent to one and a half (1½) months of SLDC Charges for SLDC /transmission charges calculated on annual target availability level for Transmission Licensee;

Less

Amount held as security deposits from Users except security deposits held in the form of Bank Guarantees;

3. Distribution

- (i) Operation and maintenance expenses for one month; plus
(ii) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses specified in Regulation 82; plus
(iii) Receivables equivalent to one and a half (1½) months of billing of consumers;

Less

Amount held as security deposits from Distribution System Users (Open Access consumers) and retail supply consumers except the security deposits held in the form of Bank Guarantees;

- (2) Rate of interest on working capital to be computed shall be on normative basis and shall be 300 basis points higher than the average Base Rate prevalent during first six months of the year previous to the relevant year. The working capital and interest thereon shall be computed on normative basis notwithstanding that the Generating Company or Licensee has not taken working capital loan from any outside agency.

- (3) The variation in the interest amount on account of actual vis-a-vis normative interest rate on normative working capital shall be shared in the ratio of 50:50 between the Generating Company/Licensee/SLDC and the beneficiary.

28. Foreign Exchange Rate Variation (FERV)

- (1) The Generating Company or the Licensee or SLDC, as the case may be, may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign loan acquired for the Generating Station or the transmission system, in part or in full, at the discretion of the Generating Company or the Licensee.
- (2) As and when the Generating Company or the Licensee or SLDC enters into any hedging based on its approved hedging policy, the Generating Company or the Licensee or SLDC should communicate to the beneficiaries concerned about its hedging decision within thirty days of entering into such hedging transaction(s).
- (3) Every Generating Company or Licensee or SLDC 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 Licensee or SLDC 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 Licensee or its suppliers or contractors.
- (5) Every Generating Company or Licensee or SLDC 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.

29. Tax on Return on Equity

- (1) Tax on the income corresponding to Return on Equity approved by the Commission for the Generating Company or the Licensee or SLDC, as the case may be, shall be directly recovered from the beneficiaries. Tax on the income shall be computed with reference to the total actual income tax paid by the Generating Company or the Licensee or SLDC as the case may be, on pro-rata basis with respect to return on equity. The tax on any other income stream (including efficiency gains, incentive, etc) other than Return on Equity shall not be recovered from beneficiaries, and tax on such other income shall be payable by the Generating Company or Licensee or SLDC, as the case may be.
- (2) In case the profit before tax for a particular year is higher than the Return on Equity as approved by the Commission for any year, the Income Tax on Return on Equity shall be recovered from the beneficiaries on pro-rata basis in the following manner:

$$\text{Income Tax to be recovered} = \text{Total Income Tax Paid} \times \frac{\text{RoE approved by the Commission}}{\text{Profit before Tax}}$$

- (3) In case the Profit before Tax for a particular year is lower than the Return on Equity as approved by the Commission for any year, the actual Income Tax paid by the Generating Company or Transmission Licensee or SLDC shall be recovered from beneficiaries.
- (4) Any under-recovery or over-recovery of tax on income shall be adjusted every year on the basis of income-tax assessment under the Income-Tax Act, 1961, as certified by the statutory auditor:

Provided that income-tax allocated to the Thermal Generating Station shall be charged to the beneficiaries in the same proportion as annual fixed charges, and the income-tax allocated to the hydro Generating Station shall be charged to the beneficiaries in the same proportion as annual capacity charges, and in case of Transmission Licensee, the sharing of income-tax shall be in the same proportion as annual transmission charges, in case of SLDC, the sharing of income-tax shall be in the proportion of operating charges, and in case of Distribution Licensee, the sharing of income-tax shall be in the proportion of monthly bill:

Provided further that the Generating Company, Licensee and SLDC shall bill the Income Tax under a separate head called 'Income Tax Reimbursement' in their respective bills.

- (5) The tax computation on ROE as approved by the Commission may be made based on advance tax assessed or deposited subject to adjustment on actual at the end of the year. The recovery or refund of tax, if any, in comparison with actual tax shall be made along with interest as determined by the assessing officer of Income Tax department. The penalty, if any, arising on account of delay in deposit of tax or short deposit of tax amount shall not be claimed by the Generating Company or the Licensee or SLDC as the case may be:

Provided that the deferred tax liability before 1.4.2009 shall be recovered from the beneficiaries as and when the same gets finalized. No claim on account of deferred tax liability arising after 1.4.2009 shall be made from the beneficiaries.

30. Unfunded liability of pension and gratuity

The amount of unfunded liability of pension and gratuity in respect of employees of erstwhile RSEB shall be determined by the Commission to meet the actuarial liability as on 20.7.2000, towards pension and gratuity of such employees. Such amount shall be treated as an expense for the Licensee to whom the liability has been assigned by the State Government.

31. Refund of excess amount

The Licensee or Generating Company or SLDC shall recover the charges as per the tariff determined by the Commission. If any Licensee or SLDC or Generating Company recovers the charges exceeding the tariff determined by the Commission, the excess amount shall be refunded to the person who has paid such excess charges, along with interest equivalent to the Bank Rate without prejudice to any other liability incurred by the Licensee or Generating Company.

32. Charges for delayed payments

Any charges paid by a Licensee or SLDC or Generating Company for delay in payment of its dues to others arising out of reasons beyond his control shall be treated as expenses.

33. Late payment surcharge

- a) In case the payment of bills of generation tariff, transmission charges, operating charges of SLDC, wheeling charges or charges for electricity purchased by a person other than a consumer is delayed beyond a period of 45 days from the date of presentation of bills, a late payment surcharge equivalent to Base Rate as on 1st April of the respective year plus 400 basis points per annum on daily basis shall be levied by the Generating Company or Licensee.
- b) For delay in payment of bill by a consumer beyond the period specified by the Commission, a late payment surcharge as laid down by the Commission from time to time shall be payable to the Licensee.

34. Norms of operation

Norms of operation specified in these Regulations are the ceiling norms and the Generating Company, the Licensees and SLDC and the user may agree to improved norms. In such a case, the improved norms on the basis of their agreement shall be considered for the purpose of tariff determination.

**Part IV
Revenues****35. Tariff income**

Income from all charges determined by the Commission for generation, transmission, fees and charges for SLDC, wheeling or supply of electricity shall be considered as tariff income:

Provided that in case of electricity distribution, the revenue realised for unauthorised use of electricity and 50% of the amount recovered against electricity theft shall be considered as tariff income. The remaining 50% of the amount recovered against electricity theft shall be considered as non-tariff income.

36. Non-Tariff Income

- (1) All revenues including but not limited to transformer rent, income from fixed deposit/statutory investment(s), income from rent on land/buildings, income from sale of scrap, income from sale of ash/rejected coal, income from advertisement, Interest on advances to suppliers/contractors, etc., shall be considered as Non-Tariff Income:

Provided that Late Payment Surcharge and Interest on Late Payment earned by the Generating Company or the Licensee shall not be considered under Non-tariff Income.

- (2) Any rebate earned by a Generating Company or Licensee or SLDC on account of prompt payment of its dues in accordance with Regulation 38 shall be treated as non-tariff income. The difference between revenue from the sale of electricity to the housing colonies or townships for its operating staff drawn from the Power Station/Sub Station bus bar and the cost of purchase/generation for such electricity shall be reported separately and shall be considered as non-tariff income.

37. Surcharge and additional surcharge

Surcharge and additional surcharge under Sections 39, 40 and 42 of the Act shall be considered as income and treated as directed by the Commission.

38. Rebate for prompt payment

- (1) For payment of bills of capacity charges and energy charges of generation tariff or of transmission charges or of operating charges of SLDC or of wheeling charges effected through the letter of credit or by cash/cheque or through electronic transfer within 5 working days of presentation of bills, a rebate of 1.5 % 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 5th day is official holiday, the 5th 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) If payments are made beyond 5 working days through Letter of Credit or by cash/cheque or through electronic transfer but within a period of 30 days of presentation of bills, a rebate of 1% shall be allowed.

39. Income from Other Business

- (1) Revenue from other business shall be treated as income to the extent authorized by the Commission.
- (2) The Licensee or SLDC shall submit the information, as specified under Regulation 11(5)(i) along with the Petition to the Commission if the Licensee is engaged in any other business within the meaning prescribed under Sections 41 and 51 of the Act.

40. Sharing of Clean Development Mechanism (CDM) credit

Sharing of Clean Development Mechanism (i.e. CDM) credit during the current Control Period, shall be in the ratio 25:75 between Distribution Licensee and Generating Company respectively:

Provided that the share of 25% obtained by the Distribution Licensee shall be fully passed on to the consumers. In case the Distribution Licensee itself is the Generating Company, then 75% shall be retained by the Distribution Licensee and balance 25% shall be passed on to the consumers.

Part V

Tariff for Generating Stations

41. Applicability

- (1) The Regulations specified in this Part V shall apply for determination of tariff for supply of electricity to a Distribution Licensee from Conventional Power Plants and Mini/ Micro Hydro (MMH) Power Station.

- (2) The Commission shall be guided by the Regulations contained in this Part in determining the tariff for supply of electricity by a Generating Company to a Distribution Licensee in the following cases:
- a) where such tariff is pursuant to a power purchase agreement or arrangement entered into subsequent to the commencement of the Control Period; or
 - b) where such tariff is pursuant to a power purchase agreement or arrangement entered into prior to the commencement of the Control Period and either the Commission has not previously approved such agreement/arrangement or the agreement/arrangement envisages that the tariff shall be based on the RERC Tariff Regulations in force; or
 - c) where the Distribution Licensee is engaged in the business of generation of electricity, in determining the transfer price at which electricity is supplied by the Generation Business of the Distribution Licensee to its Retail Supply Business;

42. Petition for determination of generation tariff

- (1) A Generating Company is required to file a Petition for determination of tariff for supply of electricity to Distribution Licensees in accordance with the provisions of Part II of these Regulations.
- (2) Tariff in respect of a Generating Station under these Regulations may be determined Stage-wise, Unit-wise or for the whole Generating Station. The terms and conditions for determination of tariff for Generating Stations specified in this Part shall apply in like manner to Stages or Units, as the case may be, as to Generating Stations.
- (3) Where the tariff is being determined for a Stage or Unit of a Generating Station, the Generating Company shall adopt a reasonable basis for allocation of capital cost relating to common facilities and allocation of joint and common costs across all Stages or Units, as the case may be:

Provided that the Generating Company shall maintain an Allocation Statement providing the basis for allocation of such costs, which shall be duly audited and certified by the Statutory Auditors, and submit such audited and certified statement to the Commission along with the application for determination of tariff.

- (4) A Generating Company may file a Petition for determination of provisional tariff within six months prior of the anticipated Date of Commercial Operation of the Unit or Stage or Generating Station as a whole, as the case may be, based on the capital expenditure actually incurred up to the date of making the Petition or a date prior to making of the Petition, duly certified by the Statutory Auditors and the provisional tariff shall be charged from the date of commercial operation of such Unit or Stage or Generating Station, as the case may be.
- (5) A Generating Company shall file a fresh Petition in accordance with these Regulations, for determination of final tariff based on actual capital expenditure incurred up to the date of commercial operation of the Generating Station duly certified by the Statutory

Auditors based on Audited Accounts, in accordance with the formats prescribed by the Commission from time to time.

- (6) Any difference in provisional tariff and the final tariff determined by the Commission and not attributable to the generating company may be adjusted in the tariff for the following year as directed by the Commission.

43. Components of tariff

- (1) The tariff for sale of electricity from a thermal Power Generating Station shall comprise of two parts, namely, the Annual Fixed Charges and Energy Charges to be worked out in the manner provided hereinafter.
- (2) The tariff for sale of electricity from a Hydro Power Generating Station shall comprise of two parts, namely, the recovery of annual capacity charges and energy charges to be worked out in the manner provided hereinafter.
- (3) The Annual Fixed Charges shall comprise of the following elements:
- a) Operation & Maintenance Expenses;
 - b) Interest on term loans and finance charges;
 - c) Depreciation;
 - d) Interest on Working Capital;
 - e) Return on Equity Capital;

Minus the following:

- f) Non-Tariff Income.
- (4) The energy charges, in case of Thermal Generating Station and hydro Generating Station, shall be computed as specified in Regulation 51.

44. Capital Cost and sale of Infirm Power

- (1) The capital cost of a Generating Station shall be worked out in accordance with the provisions of Regulation 16.
- (2) The charges for sale of infirm power from the Thermal Generating Station to the Distribution Licensee shall be based on the actual fuel cost, including the lime stone cost, as the case may be, incurred during that period:

Provided that the maximum permissible period for sale of infirm power shall be limited to six months or as extended by the Commission on case to case basis:

Provided further that any revenue other than the recovery of fuel cost earned by the Generating Company from sale of infirm power shall be taken for reduction in capital cost and shall not be treated as revenue.

- (3) The capital cost of hydro power Generating Station, including the complete hydro power generating facility covering all components such as dam, intake, water conductor

system, power Generating Station and generating units of the scheme as apportioned to power generation, shall be determined in accordance with Regulation 16:

Provided that any revenue earned by the Generating Company from sale of infirm power, shall be taken as reduction in capital cost of the Generating Station and shall not be treated as revenue. The rate for sale of infirm power shall be same as the primary energy rate of the Generating Station.

45. Norms of operation for Thermal Generating Stations

The norms of operation as given hereunder shall apply:

- (1) Target Availability for recovery of full Annual Fixed Charges for Thermal Generating Stations:
- a) Target Availability for full recovery of annual fixed charges shall be 85 per cent for all Thermal Generating Stations to be commissioned after April 1, 2019 and 83 percent for all existing Thermal Generating Stations, except those covered under sub-Regulation (1) b), and (1) c).
- b) Lignite fired thermal power stations using CFBC technology:
- | | |
|------------------------------------|-------|
| For first three years of operation | 75.0% |
| Fourth year and onwards | 80.0% |
- Note: First year of operation for the above sub-Regulation means 365 days from the Date of Commercial Operation and so on.
- c) Target Availability for full recovery of annual fixed charges for the following stations shall be:

Station Name	Target Availability
Ramgarh Gas TPS (Stage 1 to 3)	70%
Dholpur CCPP (Unit 1 to 3)	70%

- (2) Target Plant Load Factor for Incentive:
- a) Target Plant Load Factor for Incentive shall be 85 per cent for all Thermal Generating Stations to be commissioned after April 1, 2019 and 83 percent for all existing Thermal Generating Stations, except those covered under sub-Regulation (2) b) and (2) c).
- b) Lignite fired thermal power stations using (CFBC) technology:
- | | |
|------------------------------------|-------|
| For first three years of operation | 75.0% |
| Fourth year and onwards | 80.0% |
- Note: First year of operation for the above sub-Regulation means 365 days from the Date of Commercial Operation and so on.
- c) Target Plant Load Factor for Incentive for the following stations shall be:

Station Name	Target Plant Load Factor
Ramgarh GTPS (Stage 1 to 3)	70%
Dholpur CCPP (Unit 1 to 3)	70%

(3) Gross Station Heat Rate –

- (a) Existing coal & Gas based Thermal Generating Stations/ units other than those covered under clause (b) and (c) below:

Stations/ Unit		Gross Station Heat Rate (kcal/kWh)
Kota TPS (Unit 1 to Unit 7)		2561.70
Suratgarh TPS (Unit 1 to Unit 6)		2476.28
Ramgarh GTPS (Stage 1 to 3)	Combined Cycle	1950.00
	Open Cycle	2830.00
Dholpur CCPP (Unit 1 to 3)	Combined Cycle	1950.00
	Open Cycle	2830.00
Chhabra TPS (Unit 1 to 4)		2400.00
Raj West Lignite Thermal Power Station		2403.50
Giral Lignite Thermal Power Station		2403.50

Provided that in case of lignite-fired Generating Stations (including stations based on CFBC technology), Gross Station Heat Rate shall be increased using factor for moisture content as given below.

- i) For lignite having 50% moisture: Multiplying factor of 1.10
 - ii) For lignite having 40% moisture: Multiplying factor of 1.07
 - iii) For lignite having 30% moisture: Multiplying factor of 1.04
 - iv) For other values of moisture content, multiplying factor shall be pro-rated for moisture content between 30-40 and 40-50 depending upon the rated values of multiplying factor for the respective range given under sub-sub-Regulations (i) to (iii) above.
 - v) Moisture content shall be determined at the stage of firing.
- (b) Gross Station Heat Rate for existing or new Thermal Generating Stations/units not covered under 3 (a) above:

Coal and lignite based thermal power Generating Stations

$$= 1.05 \times \text{Design Heat Rate (kcal/kWh)}$$

Where the Design Heat Rate of a Unit means the Unit heat rate guaranteed by the supplier at conditions of 100% MCR, zero percent make up, design coal and design cooling water temperature/back pressure:

Provided that if the Unit Design Heat Rate has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler efficiency are guaranteed separately by the same supplier or different suppliers, the Unit Design Heat Rate shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency:

Provided further that the Design Heat Rate shall not exceed the limit as specified under Annexure- 2:

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 as given below.

- i) For lignite having 50% moisture: Multiplying factor of 1.10
- ii) For lignite having 40% moisture: Multiplying factor of 1.07
- iii) For lignite having 30% moisture: Multiplying factor of 1.04
- iv) For other values of moisture content, multiplying factor shall be pro-rated for moisture content between 30-40 and 40-50 depending upon the rated values of multiplying factor for the respective range given under sub-sub-Regulations (i) to (iii) above.
- v) Moisture content shall be determined at the stage of firing.

- (c) Gas-based / Liquid-based thermal generating Unit(s) not covered under sub-Regulation 3 (a) above:

= 1.05 X Design Heat Rate of the Unit/block for Natural Gas and RLNG (kcal/kWh)

= 1.071 X Design Heat Rate of the Unit/block for Liquid Fuel (kcal/kWh)

Where the Design Heat Rate of a Unit shall mean the guaranteed heat rate for a Unit at 100% MCR and at site ambient conditions; and the Design Heat Rate of a block shall mean the guaranteed heat rate for a Unit at 100% MCR, site ambient conditions, zero percent make up, design cooling water temperature/back pressure.

- (4) Secondary fuel oil consumption

(a) Coal-based Generating Stations: 0.50 ml/kWh

(b) Lignite-fired Generating Stations (based on CFBC Technology): 1.00 ml/kWh

- (5) Lime stone consumption

Normative lime stone consumption for lignite based Generating Station using CFBC technology shall be computed in the following manner:

Limestone consumption (kg/kWh) = 0.056 x normative specific lignite consumption (kg/kWh) x S_{avg} (%)

S_{avg} = Weighted Average inorganic sulphur content in lignite

- (6) Auxiliary Energy Consumption

- (a) Coal-based Generating Stations other than those covered under sub-Regulation (6)(d) below:

- (A) For 110 MW and above up to 250 MW units

(i) With induced draft cooling towers 9.0 %

(ii) With natural draft cooling tower or without cooling towers 8.5 %

- (B) Above 250 MW units

(a) Steam driven boiler feed pumps

(i) With induced draft cooling towers	5.75%
(ii) With natural draft cooling tower or without cooling towers	5.25%
(b)Electrically driven boiler feed pumps	
(i) With induced draft cooling towers	8.25%
(ii) With natural draft cooling tower or without cooling towers	7.75%

Provided that for Thermal Generating Stations where tube type coal mill is used, the norm shall be further increased by 0.8%.

- (b) Gas Turbine/Combined cycle Generating Stations other than those covered under sub-Regulation (6)(d) below:
- | | |
|--------------------|------|
| (i) Combined cycle | 2.5% |
| (ii) Open cycle | 1.0% |

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.

- (c) Lignite-fired thermal power Generating Stations:
- The auxiliary energy consumption norms shall be 0.5 percentage point more than the above auxiliary energy consumption norms of coal-based Generating Stations at sub-Regulation (6)a) above.
 - For Lignite based Generating Stations with CFBC technology, the auxiliary energy consumption norms shall be 1.5 percentage point more than the above auxiliary energy consumption norms of coal-based Generating Stations at sub-Regulation (6)a) above.

- (d) Existing Thermal Generating Stations/Units:

Stations/ Unit		Auxiliary Energy Consumption (%)
Kota TPS (Unit 1 to Unit 7)		9.27%
Suratgarh TPS (Unit 1 to Unit 6)		9.00%
Chhabra TPS (Unit 1 to 4)		9.00%
Ramgarh GTPS (Stage 1 to 3)	Combined Cycle	3.00%
	Open Cycle	1.00%
Dholpur CCPP (Unit 1 to 3)	Combined Cycle	3.00%
	Open Cycle	1.00%
Raj West Lignite Thermal Power Station		11.5%
Giral Lignite Thermal Power Station		11.5%

Provided that for Thermal Generating Stations where tube type coal mill is used, the norm shall be further increased by 0.8%.

Note: For Ramgarh GTPS, additional auxiliary consumption of 3% for open cycle and 2% for combined cycle shall be applicable for number of days gas compressors are used.

(7) Transit Losses

Normative transit and handling losses for fuel based Generating Stations, as a percentage of quantity of fuel dispatched by the fuel supply Company during the month:

- | | |
|--------------------------------------|-------|
| (a) Coal/lignite supply | |
| i. Pit head Generating Stations | 0.15% |
| ii. Non-pit head Generating Stations | 0.80% |

Provided that in case of imported coal, the transit and handling losses shall be 0.20%.

Provided further that normative transit and handling losses shall not be applicable if the Fuel Supply Agreement provides for billing on quantity of fuel delivered.

- | | |
|-----------------------------|----|
| b) Liquid or any other fuel | 0% |
|-----------------------------|----|

(8) In case of retirement of any Unit of existing Thermal Generating Station or in case the norms of any Unit are not specified above, the norms of operation for such generating unit/station shall be as approved by the Commission in respective Tariff Order.

46. Norms of operation for Hydro Power Generating Stations

The norms of operation shall be as under, namely:

- (1) Normative capacity index for recovery of full capacity charges
- | | |
|--|------|
| (a) During first year of commercial operation of the Generating Station | |
| i. Run-of-river power stations without pondage: | 85%. |
| ii. Storage type and Run-of-river power stations with pondage: | 80% |
| (b) After first year of commercial operation of the Generating Station | |
| i. Run-of-river power stations without pondage: | 90% |
| ii. Storage type and Run-of-river power stations with pondage: | 85% |
| (c) The Commission may relax the normative capacity index in case of non-availability of adequate quantity of water on case to case basis. | |
| (d) There shall be pro-rata recovery of capacity charges in case the Generating Station achieves capacity index below the prescribed normative levels. At Zero capacity index, no capacity charges shall be payable to the Generating Station. | |
- (2) Auxiliary energy consumption:
- | | |
|--|--------|
| (a) Surface hydro Generating Stations | |
| i. with rotating exciters mounted on the generator shaft | : 0.2% |
| ii. with static excitation system | : 0.5% |
| (b) Underground hydro Generating Stations | |
| i. with rotating exciters mounted on the generator shaft | : 0.4% |
| ii. with static excitation system | : 0.7% |

- (c) Auxiliary energy consumption for existing hydro power stations
- Mahi PH 2 - 3.0 lakh units per annum + 0.75% of energy generated
 - Mahi PH 1 – 4.0 lakh units per annum + 0.65% of energy generated
 - For new Mini/ Micro (MMH) Power Station – On actuals subject to maximum of 10% of energy generated

47. Operation and Maintenance expenses

- (1) For coal, lignite and Gas turbine based Generating Stations:

- 110 MW and above upto 250 MW unit size: Rs. 20.20 lakh per MW for FY 2019-20
- For above 250 MW unit size: Rs. 18.18 lakh/MW for FY 2019-20

- (2) For lignite based Generating Stations: Rs. 26.56 Lakh per MW for FY 2019-20

- (3) Gas Turbine/Combined Cycle Generating Stations

Particulars	Gas Turbine/Combined Cycle Generating Stations for FY 2019-20		Small Gas Turbine Generating Stations (less than 50 MW unit size) for FY 2019-20
	With warranty spares for 10 years	Without warranty Spares	Without warranty Spares
O&M Expenses for FY 2019-20	Rs. 10.09 Lakh/MW	Rs. 15.14 Lakh/MW	Rs. 18.38 Lakh/MW

- (4) In case the process water is required to be transported over a distance of more than 50 km, then appropriate special O&M expenses, subject to the prudence check by the Commission, shall be allowed in addition to the above O&M expenses. It shall include O&M expenses related to pipe line beyond 50 km and water pumping station operation cost, and additional power consumption for such pumping stations.
- (5) For Hydro Power Generating Stations:
- Operation & Maintenance expenses for Mahi I & Mahi II hydro power stations shall be Rs. 12.45 lakh per MW for FY 2019-20.
 - In case of the hydro electric Generating Stations, which have not been in operation for a period of five years, the operation and maintenance expenses shall be fixed at 1.0% of the capital cost as admitted by the Commission.
- (6) For the Generating Stations having combination of various Unit sizes, the weighted average value for operation and maintenance expenses shall be adopted.
- (7) O&M Expenses norms for each subsequent year shall be escalated by escalation rate as specified in Regulation 24.

Provided that terminal liabilities based on actuarial valuation, over and above the normative O&M Expenses, subject to prudence check shall be allowed through tariff separately.

48. SLDC Fee and Charges and transmission charges

SLDC charges as determined by the Commission shall be considered as expenses. SLDC and transmission charges paid for energy sold outside the State shall not be considered as expenses for determining generation tariff.

49. Computation of fixed charges and capacity charges**(1) Thermal Generating Power Generating Stations**

- (a) The total Annual Fixed Charges, including return on equity of a Generating Company shall be worked out on the basis of expenses and return allowed in terms of Part III and Part V of these Regulations.
- (b) The Annual Fixed Charges recoverable by a Generating Company shall be worked out by deducting its Non-Tariff Income as per provisions of Regulation 36 from the total annual expenses and return worked out under sub-Regulation (1)(a) above.

(2) Hydro Power Generating Stations

- (a) The two-part tariff for sale of electricity from a hydro power Generating Station shall comprise of recovery of annual capacity charge and primary energy charges. The capacity charge shall be computed in accordance with the following formula:

$$\text{Capacity charge} = (\text{annual fixed charge} - \text{primary energy charge})$$

Note: Recovery through Primary energy charge shall not be more than Annual Fixed Charge.

- (b) Annual Fixed Charges: Annual Fixed Charges shall be worked out as follows:
 - (i) The total Annual Fixed Charges, including return on equity shall be worked out on the basis of expenses and return allowed in terms of Part III and Part V of these Regulations.
 - (ii) The Annual Fixed Charges shall be worked out by deducting Non-Tariff Income specified in Regulation 36 from the annual expenses and return worked out under sub-Regulation (2)(b)(i) above.

50. Recovery of fixed charges or capacity charges

- (1) Full fixed charges or capacity charges shall be recoverable at target availability for Thermal Generating Stations specified in Regulation 45 or Normative Capacity Index specified in Regulation 46 for Hydro Power Generating Stations. Recovery of capacity charges below the level of target availability or the normative capacity index shall be on pro rata basis. At zero availability/capacity index, no fixed charges or capacity charges shall be payable.
- (2) Payment of capacity charges shall be on monthly basis in proportion to allocated/contracted capacity.

51. Energy Charges

- (1) The energy (variable) charges for Thermal Generating Stations shall cover landed fuel costs and shall be computed as follows:

Energy Charges (Rs) = Rate of Energy Charges in Rs/kWh X Scheduled Energy (ex-bus) for the month in kWh corresponding to scheduled generation:

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

$$\text{REC} = \frac{100\{P_p \times (Q_p)_n + P_s \times (Q_s)_n\}}{(100 - (\text{AUX}_n))} \quad (\text{Rs/kWh})$$

Where, P_p = Price of primary fuel namely coal or lignite or gas or liquid fuel and lime stone, if applicable, in Rs/kg or Rs/cum or Rs./litre, as the case may be.

$(Q_p)_n$ = Quantity of primary fuel required for generation of one kWh of electricity at generator terminals in kg or litre or cum, as the case may be, and shall be computed on the basis of normative Gross Station Heat Rate (less heat contributed by secondary fuel oil for coal/lignite based Generating Stations) and gross calorific value of coal/lignite or gas or liquid fuel as received less 85 kCal/kg or gross calorific value as fired, whichever is higher.

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

$(Q_s)_n$ = Normative Quantity of Secondary fuel oil in ml/kWh as per Regulation 45(4), as the case may be, and

AUX_n = Normative Auxiliary Energy Consumption as % of gross generation as per Regulation 45(6), as the case may be.

Energy charges, for the purpose of billing/fuel price variation will be worked out station-wise based on weighted average rate based on actual generation from the Units of each Station

- (3) Adjustment of rate of energy charge (REC) on account of variation in price or heat value of fuels:

Initially, Weighted Average Gross Calorific Value and landed cost of blended coal/lignite or gas or liquid fuel shall be taken as per actuals of the preceding three months. Any variation shall be adjusted on month to month basis on the basis of average Gross Calorific Value of blended coal/lignite or gas or liquid fuel in stock (including the variations in blending ratio) burnt and weighted average landed cost incurred by the Generating Company for procurement of coal/lignite, oil, or gas or liquid fuel, as the case may be for a power station. In its bills, the Generating Company shall indicate rate of energy charges at base price of primary and secondary fuel specified by the Commission and the Fuel price variation to it separately.

- (4) Landed Cost of fuel:

The landed cost of fuel shall include price of fuel corresponding to the grade/quality/calorific value of fuel inclusive of royalty, taxes and duties as applicable, transportation cost by rail/road/gas pipe line (overseas or inland or both), handling cost, washery charges wherever applicable, charges for third party sampling and applicable

statutory charges, and, for the purpose of computation of energy charges shall be arrived at after considering normative transit and handling losses as percentage of the quantity of fuel dispatched by the fuel supply company during the month as specified in Regulation 45(7).

The primary and secondary energy charges for Hydro Generating Stations shall be computed as follows:

- (5) Primary energy charge shall be worked out on the basis of paise per kWh rate on ex-bus energy scheduled to be sent out from the hydro electric power Generating Station.
- (6) The rate of primary energy for hydro power stations shall be 50% of cost of generation or incentive rate applicable for thermal power stations, whichever is less.
- (7) The primary energy charge shall be computed based on the primary energy rate and saleable energy of the station:

Provided that in case the primary energy charge recoverable by applying the above primary energy rate exceeds the Annual Fixed Charge of a Generating Station, the primary energy rate for such Generating Station shall be calculated by the following formula:

$$\text{Primary energy rate} = \frac{\text{Annual Fixed Charge}}{\text{Saleable Primary Energy}}$$

- (8) Primary Energy Charge = Saleable Primary Energy x Primary Energy Rate
- (9) Secondary Energy Rate shall be equal to Primary Energy Rate.

$$\text{Secondary Energy Charge} = \text{Saleable Secondary Energy} \times \text{Secondary Energy Rate.}$$

- (10) Above provisions shall not be applicable to existing Mini/Micro (MMH) Power Station.

52. Incentive

- (1) For Thermal Power Generating Stations
 - (a) Incentive shall be payable by the beneficiary at a flat rate of 30 paise/kWh for actual ex-bus energy in excess of ex-bus energy corresponding to target Plant Load Factor.
 - (b) The incentive amount shall be computed and billed on monthly basis, subject to cumulative adjustment in each month of the financial year, and final adjustment shall be made at the end of the financial year.
- (2) For Hydro Power Generating Stations
 - (a) Incentive shall be payable in case of all the hydro power Generating Stations, including in case of new Generating Stations in the first year of operation, when the capacity Index (CI) exceeds 90% for run-of-river power Generating Stations without pondage and 85% for run-of-river power station with pondage or storage type power Generating Stations and incentive shall accrue up to a maximum capacity index of 100%.

- (b) Incentive shall be payable to the Generating Company in accordance with the following formula:

Incentive = 0.65 x Annual Fixed Charge x (CI_A – CI_N)/100 (If incentive is negative, it shall be set to zero.)

Where, CI_A is the Capacity Index achieved and CI_N is the normative capacity index whose values are 90% for run of the river hydro stations without pondage and 85% for pondage/storage type hydro Generating Stations.

- (c) The incentives on account of capacity index and payment for secondary energy shall be computed and billed on monthly basis, subject to cumulative adjustment in each month of the financial year, separately in respect of each item, and final adjustment shall be made at the end of the financial year.
- (d) The total incentive payment calculated on annual basis shall be borne by the beneficiaries based on the allocated/ contracted capacity.

53. Scheduling

- (1) For Thermal Power Generating Stations

The methodology of scheduling and availability shall be as specified in the Rajasthan Electricity Grid Code notified by the Commission.

- (2) For Hydro Power Generating Stations

- (a) Scheduling shall be as specified in the Rajasthan Electricity Grid Code notified by the Commission. Hydro power plants of capacity below 25 MW shall not be subject to scheduling.
- (b) Declaration of available capacity shall also include limitation on generation during specific time periods, if any, on account of restriction(s) on water use due to irrigation, drinking water, industrial, environmental considerations, etc.
- (c) For run-of-river power stations without pondage, since variation of generation in such stations may lead to spillage, these shall be treated as must run stations. The maximum available capacity, duly taking into account the over load capability, must be equal to or greater than that required to make full use of the available water.
- (d) For run-of-river power station with pondage and storage type power stations, since, these hydro stations are designed to operate during peak hours to meet system peak demand, maximum available capacity of the station declared for the day shall be equal to the installed capacity including overload capability, minus auxiliary consumption and transformation losses, corrected for the reservoir level. The State Load Despatch Centre shall ensure that generation schedules of such type of stations are prepared and the stations dispatched for optimum utilization of available hydro energy except in the event of specific system requirements/constraints.

54. Demonstration of declared capability

- (1) The Generating Company may be required to demonstrate the declared capability of its Generating Station as and when asked by the State Load Despatch Centre. In the event

of the Generating Company failing to demonstrate the declared capability, the fixed charges or capacity charges due to the generator shall be reduced as a measure of penalty.

- (2) The quantum of penalty for the first mis-declaration for any duration/block in a day shall be the charges corresponding to two days fixed charges. For the second mis-declaration, the penalty shall be equivalent to fixed charges for four days and for subsequent mis-declarations in the year, the penalty shall be multiplied in the geometrical progression.
- (3) The operating logbooks of the Generating Station shall be available for review by the State Load Despatch Centre. These books shall keep record of machine operation and maintenance.

55. Billing and payment of fixed charges or capacity charges

- (1) Billing and payment of fixed charges or capacity charges for Thermal Power Generating Stations shall be done on a monthly basis in the following manner.
- (2) The Distribution Licensees and persons having power purchase agreement for firm power for more than one year shall pay the fixed charges or capacity charges in proportion to their percentage share, allocation or contract in the installed capacity of a Generating Station.
- (3) A Distribution Licensee or a person having power purchase agreement for firm power for more than one year may surrender his share in installed capacity in favour of another Distribution Licensee within the State. In such circumstances, the capacity charges payable shall be revised in accordance with capacity surrendered and additional capacity acquired. Any such reallocation shall be notified by the SLDC in advance, at least 3 days prior to such reallocation taking effect.
- (4) If any capacity remains un-requisitioned in any period, full fixed charges or capacity charges shall be shareable by the persons mentioned in sub-Regulation (2) above.
- (5) If any capacity remains un-requisitioned in any period, the Generating Company shall be free to sell electricity to any person including a person outside the State and such person to whom electricity is sold shall also share the capacity charges in addition to persons mentioned in sub clause (2) above in proportion to the capacity utilized by such person.
- (6) The fixed charges for Thermal Generating Stations shall be paid by the persons covered under (2), (3) & (5) above including those outside the State to the Generating Company every month in accordance with the following formula:

- a) Total fixed charges payable to the thermal power Generating Company for the:

$$1^{\text{st}} \text{ month} = (1 \times \text{ACC1})/12$$

$$2^{\text{nd}} \text{ month} = (2 \times \text{ACC2} - 1 \times \text{ACC1})/12$$

$$3^{\text{rd}} \text{ month} = (3 \times \text{ACC3} - 2 \times \text{ACC2})/12$$

$$4^{\text{th}} \text{ month} = (4 \times \text{ACC4} - 3 \times \text{ACC3})/12$$

$$\begin{aligned}
5^{\text{th}} \text{ month} &= (5XACC5 - 4xACC4)/12 \\
6^{\text{th}} \text{ month} &= (6XACC6 - 5xACC5)/12 \\
7^{\text{th}} \text{ month} &= (7XACC7 - 6xACC6)/12 \\
8^{\text{th}} \text{ month} &= (8xACC8 - 7xACC7)/12 \\
9^{\text{th}} \text{ month} &= (9xACC9 - 8xACC8)/12 \\
10^{\text{th}} \text{ month} &= (10xACC10 - 9xACC9)/12 \\
11^{\text{th}} \text{ month} &= (11xACC11 - 10xACC10)/12 \\
12^{\text{th}} \text{ month} &= (12xACC12 - 11xACC11)/12
\end{aligned}$$

- b) Each person having firm share in capacity of the Generating Station shall pay for the:

$$\begin{aligned}
1^{\text{st}} \text{ month} &= [ACC1 \times WB1]/1200 \\
2^{\text{nd}} \text{ month} &= [2XACC2 \times WB2 - 1XACC1 \times WB1]/1200 \\
3^{\text{rd}} \text{ month} &= (3xACC3 \times WB3 - 2XACC2 \times WB2)/1200 \\
4^{\text{th}} \text{ month} &= (4xACC4 \times WB4 - 3xACC3 \times WB3)/1200 \\
5^{\text{th}} \text{ month} &= (5XACC5 \times WB5 - 4xACC4 \times WB4)/1200 \\
6^{\text{th}} \text{ month} &= (6XACC6 \times WB6 - 5xACC5 \times WB5)/1200 \\
7^{\text{th}} \text{ month} &= (7XACC7 \times WB7 - 6xACC6 \times WB6)/1200 \\
8^{\text{th}} \text{ month} &= (8xACC8 \times WB8 - 7xACC7 \times WB7)/1200 \\
9^{\text{th}} \text{ month} &= (9xACC9 \times WB9 - 8xACC8 \times WB8)/1200 \\
10^{\text{th}} \text{ month} &= (10xACC10 \times WB10 - 9xACC9 \times WB9)/1200 \\
11^{\text{th}} \text{ month} &= (11xACC11 \times WB11 - 10xACC10 \times WB10)/1200 \\
12^{\text{th}} \text{ month} &= (12xACC12 \times WB12 - 11xACC11 \times WB11)/1200
\end{aligned}$$

Where,

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

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

- (7) Billing and payment of capacity charges for Hydro Power Generating Stations shall be done on a monthly basis in the following manner:-

The capacity charges for hydro Generating Stations shall be paid by the Distribution Licensee and person having power purchase agreements for more than one year to the Generating Company every month in accordance with the following formulae and in proportion to their respective shares in the concerned Generating Station:

$$\begin{aligned}
ACC1 &= AFC - (SPE1 + DE \text{ 2nd to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate} \\
ACC2 &= AFC - (SPE2 + DE \text{ 3rd to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate} \\
ACC3 &= AFC - (SPE3 + DE \text{ 4th to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate} \\
ACC4 &= AFC - (SPE4 + DE \text{ 5th to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate} \\
ACC5 &= AFC - (SPE5 + DE \text{ 6th to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ACC6} &= \text{AFC} - (\text{SPE6} + \text{DE 7th to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate} \\ \text{ACC7} &= \text{AFC} - (\text{SPE7} + \text{DE 8th to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate} \\ \text{ACC8} &= \text{AFC} - (\text{SPE8} + \text{DE 9th to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate} \\ \text{ACC9} &= \text{AFC} - (\text{SPE9} + \text{DE 10th to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate} \\ \text{ACC10} &= \text{AFC} - (\text{SPE10} + \text{DE 11th to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate} \\ \text{ACC11} &= \text{AFC} - (\text{SPE11} + \text{DE 12th month}) * \text{Primary Energy Rate} \\ \text{ACC12} &= (\text{AFC} - \text{SPE12}) * \text{Primary Energy Rate} \end{aligned}$$

Where,

AFC = Annual Fixed Charges

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

SPE1, SPE2, SPE3,..... SPE12 are the ex-bus scheduled primary energy values up to 1st, 2nd, 3rd12th months of the year, respectively;

CC1, CC2, CC3,.....CC12 is the monthly capacity charge up to 1st, 2nd, 3rd12th months of the year respectively determined as under:

DE = Annual Design Energy

DE1, DE2, DE3,DE12 are the ex-bus design energy values up to 1st, 2nd, 3rd12th months of the year, respectively.

$$\text{CC1} = \text{ACC1} \times \frac{\text{DE1}}{\text{DE}}$$

$$\text{CC2} = \text{ACC2} \times \frac{\text{DE2}}{\text{DE}}$$

$$\text{CC3} = \text{ACC3} \times \frac{\text{DE3}}{\text{DE}}$$

$$\text{CC4} = \text{ACC4} \times \frac{\text{DE4}}{\text{DE}}$$

$$\text{CC5} = \text{ACC5} \times \frac{\text{DE5}}{\text{DE}}$$

$$\text{CC6} = \text{ACC6} \times \frac{\text{DE6}}{\text{DE}}$$

$$\text{CC7} = \text{ACC7} \times \frac{\text{DE7}}{\text{DE}}$$

$$\text{CC8} = \text{ACC8} \times \frac{\text{DE8}}{\text{DE}}$$

$$CC9 = ACC9 \times \frac{DE9}{DE}$$

$$CC10 = ACC10 \times \frac{DE10}{DE}$$

$$CC11 = ACC11 \times \frac{DE11}{DE}$$

$$CC12 = ACC12 \times \frac{DE12}{DE}$$

Total capacity charges payable to the generator for the:

$$1st\ month = (CC1)$$

$$2nd\ month = (CC2 - CC1)$$

$$3rd\ month = (CC3 - CC2)$$

$$4th\ month = (CC4 - CC3)$$

$$5th\ month = (CC5 - CC4)$$

$$6th\ month = (CC6 - CC5)$$

$$7th\ month = (CC7 - CC6)$$

$$8th\ month = (CC8 - CC7)$$

$$9th\ month = (CC9 - CC8)$$

$$10th\ month = (CC10 - CC9)$$

$$11th\ month = (CC11 - CC10)$$

$$12th\ month = (CC12 - CC11)$$

and, each beneficiary having firm allocation in capacity of the Generating Station shall pay for the :

$$1st\ month = [CC1 \times WB1]/100$$

$$2nd\ month = [CC2 \times WB2 - CC1 \times WB1]/100$$

$$3rd\ month = [CC3 \times WB3 - CC2 \times WB2]/100$$

$$4th\ month = [CC4 \times WB4 - CC3 \times WB3]/100$$

$$5th\ month = [CC5 \times WB5 - CC4 \times WB4]/100$$

$$6th\ month = [CC6 \times WB6 - CC5 \times WB5]/100$$

$$7th\ month = [CC7 \times WB7 - CC6 \times WB6]/100$$

$$8th\ month = [CC8 \times WB8 - CC7 \times WB7]/100$$

$$9th\ month = [(CC9 \times WB9 - CC8 \times WB8)]/100$$

$$10th\ month = [CC10 \times WB10 - CC9 \times WB9]/100$$

$$11th\ month = [CC11 \times WB11 - CC10 \times WB10]/100$$

$$12th\ month = [CC12 \times WB12 - CC11 \times WB11]/100$$

Where,

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

56. Sharing of gains or losses on account of controllable factors

- (1) The financial gains by a Generating Company as approved by the Commission on account of Station Heat Rate, Auxiliary Consumption and Secondary Fuel Oil

Consumption shall be shared between Generating Company and the Distribution Licensee, in the ratio of 60:40 between the Generating Company and beneficiary as per the following formulae:

$$\text{Net Gain} = (\text{ECR}_N - \text{ECR}_A) \times \text{Scheduled Generation}$$

Where,

ECR_N – Normative Energy Charge Rate computed on the basis of norms specified for Station Heat Rate, Auxiliary Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption.

ECR_A – Actual Energy Charge Rate computed on the basis of actual Station Heat Rate, Auxiliary Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption for the month.

- (2) The financial losses by a Generating Company on account of Station Heat Rate, Auxiliary Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption shall be borne by the Generating Company.

57. Tariff for existing Mini/ Micro (MMH) Power Station

Tariff for existing Mini/ Micro (MMH) Power Station for the Control Period shall be Rs 4.16 per kWh.

Part VI
Tariff for Transmission

58. Applicability

- (1) The Regulations contained in this Part shall apply in determining tariffs for access to and use of the intra-State transmission system of a Transmission Licensee pursuant to a Transmission Service Agreement or other arrangement entered into with a User of the transmission system and operating charges of SLDC.
- (2) The Commission shall be guided by the terms and conditions contained in this Part in specifying the rates, charges, terms and conditions for use of intervening transmission facilities pursuant to an application made in this regard by a Licensee under the proviso to Section 36 of the Act.

59. Petition for determination of Transmission tariff

- (1) A transmission Licensee shall file a petition for determination of tariff in respect of existing lines or substations or transmission system as a whole complying with provisions of Part II of these Regulations:

Provided that the transmission Licensee shall propose a transmission loss reduction target for the ensuing year as well as for the subsequent years of the Control Period, giving details of the measures proposed to be taken for achieving the targets proposed, along with the Tariff Petition for the first year of the Control Period.

60. Components of tariff

The Annual Transmission Charges shall provide for the recovery of the aggregate revenue requirement of the Transmission Licensee for the financial year, as reduced by the amount of non-tariff income, and income from Other Business as approved by the Commission and shall be computed as per Regulation 63.

61. Capital Investment Plan

- (1) If the Transmission Licensee has opted for Annual Tariff Determination, the capital investment plan shall be filed in accordance with the RERC (Investment Approval) Regulations, 2006 for the ensuing year.
- (2) If the Transmission Licensee or SLDC has opted for Multi Year Tariff Determination for each year of the Control Period, the Transmission Licensee or SLDC shall submit the Capital Investment plan for each year of the Control Period within 60 days from the date of notification of these Regulations.
- (3) The capital investment plan shall be a least cost plan for undertaking investments for strengthening and augmentation of the intra-State transmission system for meeting the requirement of power evacuation, load growth, reduction in transmission losses, improvement in quality of supply, reliability, metering, etc.
- (4) The capital investment plan shall cover all capital expenditure of projects to be undertaken by the Transmission Licensee or SLDC in the ensuing year and shall be in such form as may be stipulated by the Commission from time to time.
- (5) The capital investment plan shall be accompanied by such information, particulars and documents as may be required showing the need and justification for the proposed investments. The capital investment plan shall also include capitalisation schedule and financing plan.
- (6) The Commission shall consider and approve capital investment plan filed by Transmission Licensee or SLDC, with modifications, if necessary, based on prudent check. The costs corresponding to the approved investment plan of the transmission Licensee or SLDC for a given year shall be considered for its revenue requirement.

62. Norms of Operation

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

- (1) **Auxiliary Power Consumption in the Sub-Station:**
The auxiliary consumption in the sub-station for the purpose of air-conditioning, lighting, technical consumption, etc., shall be considered as part of transmission losses and shall be accounted for separately.
- (2) **Normative Availability of the Transmission System:**
The Normative Availability of the Transmission System shall be as follows:
 - a) High Voltage AC system : 98%

- b) High Voltage DC bipole links & HVDC back-to-back stations : 95%

For Incentive consideration

- a) High Voltage AC system :98.50%
b) High Voltage DC bipole links & HVDC back-to-back stations :97.50%

Provided further that no incentive shall be payable for availability beyond 99.75%.

Availability shall be calculated sub-station wise and integrated for all sub-stations effecting supply to a user in the manner as may be laid down by the Commission in the RERC (Transmission Licensee's Standards of Performance) Regulations, 2004 and shall be certified by SLDC.

Note: Recovery of annual transmission charges below the level of normative availability shall be on pro-rata basis. At zero availability, no transmission charges shall be payable.

63. Aggregate Revenue Requirement

The Aggregate Revenue Requirement of the Transmission Licensee shall comprise the following components, viz.:

- a) Operation and maintenance expenses;
b) Interest and finance charges on long-term loans;
c) Depreciation and amortisation of intangible assets;
d) Interest on working capital and interest payable on deposits from Users; and
e) Return on equity;

Minus the following:

- f) Non-tariff income; and
g) Income from Other Business, to the extent specified in these Regulations:

Provided that in case of RVPN, the ARR shall include the additional contribution towards pension and gratuity trust as determined by the Commission in terms of Regulation 30 of these Regulations.

64. Operation and Maintenance expenses

The norms for O&M expenses have been fixed for the first year of the Control Period (i.e., FY 2019-20) on the basis of circuit kilometre of transmission lines, transformation capacity in MVA, and number of feeder bays in the substation, as given below:

- (a) O&M expense per ckt-km
 - 765 kV : Rs. 1.03 lakh per ckt-km
 - 400 kV : Rs. 0.65 lakh per ckt-km
 - 220 kV : Rs. 0.26 lakh per ckt-km
 - 132 kV : Rs. 0.15 lakh per ckt-km
- (b) O&M expense per MVA capacity : Rs. 0.40 lakh per MVA

(c) O&M expense per feeder bay		
- 765 kV bay	:	Rs. 60.16 lakh per feeder bay
- 400 kV	:	Rs. 40.10 lakh per feeder bay
- 220 kV	:	Rs. 5.59 lakh per feeder bay
- 132 kV	:	Rs. 3.80 lakh per feeder bay

Note: MVA capacity includes MVAr.

O&M Expenses norms for each subsequent year shall be escalated by escalation rate as specified in Regulation 24:

Provided that terminal liabilities based on actuarial valuation, over and above the normative O&M Expenses, subject to prudence check shall be allowed through tariff separately.

65. Payment of Transmission Charges

- (1) A Transmission Licensee may be allowed to recover its aggregate revenue requirement through transmission charges as one or combination of the following charges:
- Network Access Charge – A fixed charge corresponding to cost recovery for Connection Assets
 - Network Usage Charges - A fixed charge based on capacity contracted/agreed
 - A charge based on energy transmitted
 - Connectivity charge
 - Reactive energy charge
 - Transmission pricing system duly considering factors like voltage, distance, direction and quantum of flow based on adoption of the methodology specified by the Central Electricity Regulatory Commission:

Provided that in case of projects developed through competitive bidding in accordance with Section 63 of the Act and the guidelines stipulated by the Central Government, the annual transmission charges shall be as per the annual Transmission Service Charges (TSC) adopted for such transmission projects.

- (2) The transmission losses as allowed by the Commission shall be borne by the users of the transmission system in kind, as percentage of energy transmitted.

66. Allocation of annual transmission charges

- (1) The Long-Term and Medium-Term Users of the transmission system shall share the transmission cost in such proportion as their contracted transmission capacity to the total transmission capacity contracted/agreed from the intra-State transmission system:

Provided that the charges payable by the Long-Term and Medium-Term Users may also take into consideration factors such as voltage, distance, direction, quantum of flow and time of use, as may be stipulated by the Commission in its order passed under subsection (3) of Section 64 of the Act:

Provided further that the charges shall be calculated on a daily basis by the Transmission Licensee and shall be billed every month, except where directed otherwise by the Commission for any User or class of such users:

Provided also that charges payable by Open Access consumers (other than Long-Term and Medium-Term) shall be in accordance with RERC (Terms and Conditions for Open Access) Regulations, 2016, as amended thereto and in the manner as specified by the Commission through Orders to be issued from time to time.

- (2) The Annual Transmission Charges (ATC) payable by a Long-term and Medium-Term User of the transmission system shall be computed in accordance with the following equation:

$$ATC = TC \times [CL / SCL]$$

Where,

TC = Transmission Cost equivalent to the ARR of RVPN less income from short

term open access transactions;

CL = Contracted/agreed Transmission Capacity of the User;

SCL = Sum of Contracted/agreed Transmission Capacity of all Users.

67. Treatment of losses

Transmission Losses allowed by the Commission will have to be borne by users of the transmission system and energy accounts, to be maintained by SLDC, shall reflect accordingly.

68. Incentive

- (1) A Transmission Licensee shall be entitled to incentive on achieving annual availability above the normative availability in accordance with the following formula:

$$\text{Incentive} = \text{Annual Transmission Charges} \times [\text{Annual availability achieved} - \text{Normative Availability}] / \text{Normative Availability};$$

Where,

Annual Transmission Charges shall be the charges worked out under Regulation 63:

Provided that no incentive shall be payable above the availability of 99.75%.

- (2) Incentive to be paid to the Transmission Licensee shall be shared by the Licensees, long-term and medium-term open access customers.

69. Reactive Energy Charges

The Distribution Licensee shall provide the adequate capacitor bank at the load side and beyond the point of interconnection with the transmission system, wherever required, based on the system study carried out by the transmission Licensee and maintain the lagging power factor of not less than 0.95. The reactive energy charges for low power factor shall be specified by the Commission while specifying the Tariff Order from time to time.

70. Recovery of SLDC expenses

- (1) The Commission shall determine SLDC fees and charges in accordance with RERC (Levy of fees and charges for State Load Despatch Centre) Regulations, 2004 as amended from time to time. The determination of SLDC fees and charges during each year of the Control Period shall be based on approved SLDC expenses as outlined under sub-Regulation (2) below.
- (2) The SLDC expenses shall contain:
 - (a) Operating expense components comprising the following:
 - (i) O&M expenses;
 - (ii) Interest on Working Capital;
 - (iii) RLDC Fee and Charges;
 - (b) Capital expense components comprising the following:
 - (i) Depreciation;
 - (ii) Interest and finance charges on term loan; and
 - (iii) Return on equity.
- (3) The segregated Accounts, duly certified by the Statutory Auditor or a Chartered Accountant, pertaining to SLDC function shall form the basis for approval of SLDC expenses and determination of SLDC fees and charges thereof in the manner as specified by the Commission through Orders to be issued from time to time. For this purpose, SLDC shall maintain their own accounts independent to transmission licensee accounts.

The O&M Expenses as approved by the Commission for FY 2018-19 shall be considered as base O&M Expenses.

- (4) O&M Expenses for each subsequent year shall be calculated by escalating base O&M expenses with the escalation rate as specified in Regulation 24:

Provided that terminal liabilities based on actuarial valuation, over and above the normative O&M Expenses, subject to prudence check shall be allowed through tariff separately.

Part VII**Tariff for Distribution: Wheeling and Retail Supply of Electricity****71. Applicability**

- (1) These Regulations shall apply for determination of tariff for retail sale of electricity by a Distribution Licensee to its consumers.
- (2) The Regulations contained in this Part shall also apply to the determination of tariff payable for wheeling of electricity by a Distribution System User who has been allowed open access to the distribution system of a Distribution Licensee in accordance with the Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Open Access) Regulations, 2016, as amended from time to time.

72. Petition for determination of Wheeling Charges and Retail Supply Tariff

A Distribution Licensee shall file a Petition for determination of wheeling charges and retail tariff along with its tariff petition complying with the provisions of Part II of these Regulations. The Distribution Licensee shall also include determination to Cross Subsidy Surcharge and Additional Surcharge in its Petition for determination of wheeling charges and retail tariff.

73. Capital Investment Plan

- (1) If the Distribution Licensee has opted for Annual Tariff Determination, the capital investment plan shall be filed in accordance with the RERC (Investment Approval) Regulations, 2006 for the ensuing year by 30th November of the current year.
- (2) If the Distribution Licensee has opted for Multi Year Tariff Determination for each year of the Control Period, the Distribution Licensee shall submit the Capital Investment plan for each year of the Control Period within 60 days from the date of notification of these Regulations.
- (3) The capital investment plan shall be a least cost plan for undertaking investments on strengthening and augmentation of the distribution system for meeting the requirement of load growth, reduction in distribution losses, improvement in quality of supply, reliability, etc.
- (4) The capital investment plan shall cover all capital expenditure of projects to be undertaken by the Distribution Licensee in the ensuing year and shall be in such form as may be stipulated by the Commission from time to time.
- (5) The investment plan shall be accompanied by such information, particulars and documents as may be required showing the need and justification for the proposed investments. The investment plan shall also include capitalisation schedule and financing plan.
- (6) The Commission shall consider and approve the Distribution Licensee's capital investment plan, with modifications, based on prudent check, as required. The costs corresponding to the approved investment plan of the Distribution Licensee for a given year shall be considered for its revenue requirement.

74. Estimation of sales

- (1) The Distribution Licensee shall submit a forecast of expected demand and sale of electricity for different categories of consumers and to each consumption slab within each tariff category in his area of supply.
- (2) Sale of electricity, if any, to electricity traders or other Distribution Licensees shall be separately indicated.

- (3) Where the Commission has stipulated a methodology for forecasting sales to any particular tariff category, the Distribution Licensee shall incorporate such methodology in developing the sales forecast for such tariff category.
- (4) The Commission shall examine the forecasts for reasonableness based on growth in number of consumers and consumption and demand of electricity in previous years and anticipated growth in the next year and any other factor, which the Commission may consider relevant and approve sale of electricity to consumers with such modifications as deemed fit.

75. Distribution Losses & Collection Efficiency

- (1) The Distribution Licensee shall give information of total and voltage-wise distribution losses in the previous year and current year and the basis on which such losses have been worked out.
- (2) The Distribution Licensee shall give information of total and category-wise collection efficiency in the previous year and current year and the basis on which such collection efficiency has been worked out.
- (3) The Distribution Licensee shall also propose a target for loss reduction and improvement in collection efficiency for the ensuing year as well as for the subsequent years of Control Period giving details of the measures proposed to be taken for achieving the targets proposed, along with the first ARR/Tariff Petition to be filed for the Control Period.
- (4) Based on the information furnished and the target for loss reduction and improvement in collection efficiency proposed by the Distribution Licensee, the Commission shall fix a target for reduction of distribution losses and improvement in collection efficiency for the ensuing years of the Control Period.
- (5) The gains arising on account of distribution losses being lower or the losses arising on account of distribution loss being higher than the target fixed for any year by the Commission, shall be shared in the ratio of 50:50 between the Distribution Licensee and the consumers.

76. Aggregate Revenue Requirement

- (1) The retail supply tariff of a Distribution Licensee shall provide for recovery of the Aggregate Revenue Requirement of the Distribution Licensee for the financial year, as reduced by the amount of non-tariff income, income from wheeling, income from other Business and receipts on accounts of cross-subsidy surcharge and additional surcharge, as approved by the Commission, and subsidy from the State Government, if any, and shall comprise the following:
 - (a) Cost of power purchase, cost of power generation for self and partnership projects;
 - (b) Transmission charges;
 - (c) NLDC/RLDC/SLDC Charges;
 - (d) Operation and Maintenance expenses;

- (e) Interest and finance charges on long-term loans;
 - (f) Depreciation;
 - (g) Amortisation of Regulatory assets;
 - (h) Interest on working capital;
 - (i) Interest on consumer security deposits and deposits from Distribution System Users;
 - (j) Provisioning for Bad debts, if any
 - (k) Return on equity;
- (2) Net Revenue Requirement from sale of electricity = Aggregate Revenue Requirement, as above, minus:
- (a) Non-tariff income;
 - (b) Income from wheeling charges recovered from open access consumers;
 - (c) Income from Other Business, to the extent specified in these Regulations;
 - (d) Receipts on account of cross-subsidy surcharge from open access consumers; and
 - (e) Receipts on account of additional surcharge on charges of wheeling from open access consumers:

Provided that any revenue grant received from the State Government other than the subsidy under Section 65 of the Act shall be treated in the manner as indicated by the State Government. If no such manner is indicated the grant shall be used to reduce the overall gap between the ARR and revenue of Discoms.

- (3) The retail supply tariff of the Distribution Licensee shall be determined by the Commission on the basis of an application for determination of tariff made by the Distribution Licensee in accordance with **Part II** of these Regulations.

77. Estimate of power purchase requirement

- (1) The Distribution Licensee in accordance with the RERC (Power purchase and procurement process of Distribution Licensee) Regulations, 2004, as amended from time to time shall prepare an annual plan for procurement of power to serve the demand for electricity in its area of supply and submit such plan to the Commission for approval along with the Tariff Petition. The annual procurement plan should be prepared considering the:
- (a) Quantitative forecast of the demand for electricity, within the area of supply, from each tariff category over the year;
 - (b) Measures proposed to be implemented as regards energy conservation and energy efficiency;
 - (c) Approved level of transmission and distribution losses:
Provided that for purchase of electricity from sources outside the State, the transmission loss level agreed to in PPA or worked out from energy accounts of RLDC/SLDC shall be accepted;
 - (d) An estimate of the quantity of electricity supply from the approved sources of generation and power purchase;
 - (e) Minimum share of renewable energy purchase as may be prescribed by the Commission;
 - (f) Availability of new sources of power generation and/or procurement;
 - (g) An estimate of quantity of short-term power;

- (2) The Commission shall approve the power purchase requirement including that from short term sources, while approving the ARR with such modifications as deemed fit.

78. Power Procurement Cost

- (1) The Distribution Licensee shall procure electricity in accordance with provisions of the Regulations made by the Commission in this regard. The Licensee shall also submit Cost estimates for power procurement along with the annual procurement plan as required under Regulation 77 above.
- (2) The cost of power purchased from Generating Companies and cost of transmission shall be worked out based on tariff determined or adopted by the Appropriate Commission, as the case may be.
- (3) The cost of power purchased from nuclear power stations of NPCIL shall be worked out on the basis of tariff notified by Department of Atomic Energy.
- (4) The cost of power purchase from traders and other Licensees shall be considered based on PPAs subject to sub-Regulation (1) above.
- (5) Cost of power generated by a Distribution Licensee and sold by it to consumers shall be worked out based on transfer price determined by the Commission.
- (6) The Distribution Licensees may enter in to a short-term arrangement or agreement for procurement of power without the prior approval of the Commission where the tariff for power procured under such arrangement or agreement is in accordance with:

- (a) Guidelines for Short-Term Procurement of Power by Distribution Licensees through Tariff based bidding process issued by the Central Government:

Provided that, the Commission shall indicate a tariff for procurement of short-term power which shall be considered as approved ceiling tariff for short term power procurement under bidding guidelines:

Provided further that in case procurement of short term power exceeds the quantum approved by the Commission in ARR order or otherwise, the Distribution Licensees shall obtain prior approval from Energy Assessment Committee consisting of CMDs of STU, RVUN, each Distribution Licensee and in-charge of SLDC constituted for the purpose under the RERC (Power Purchase and Procurement process of Distribution Licensee) Regulations, 2004, as amended from time to time.

- (b) When the Commission has specified the minimum and maximum ceiling price for power procurement under any contingency situation and power purchase price is within that band;
- (c) Procurement by way of exchange of energy under 'banking' transactions.
- (d) In case of short-term power requirement due to unforeseen contingency or circumstances resulting in purchase of power for less than 15 days or in purchase from power exchange or when faced with emergency conditions that threaten the stability of the distribution system or when directed to do so by State Load Despatch Centre to prevent grid failure:

Provided that the Distribution Licensee may carry out power purchases in above mentioned situations at a rate higher or lower than the ceiling rate

approved by the Commission for purchase of short-term power as per sub Regulation 6(a) above. However, on annual basis, the average rate of such short-term power purchase should not be more than the said ceiling rate approved by the Commission for purchase of short-term power.

79. Variation in power purchase

- (1) Any power purchased by Distribution Licensee over and above the requirement of power approved by the Commission or variation in the mix of power purchased in any year shall be considered by the Commission if it is for reasons beyond the reasonable control of the Distribution Licensee and the resultant financial loss or gain shall be adjusted in next years' tariff.
- (2) Any financial gain or loss on account of power purchased by the Distribution Licensee in any year over and above the approved level and not covered by sub-Regulation (1) shall be borne by the Distribution Licensee.

80. Transmission charges

Transmission and wheeling charges to be paid by a Licensee for transmission or wheeling of power purchased by it shall be considered as per tariff determined by the appropriate Commission. Transmission and wheeling charges paid for energy sold outside the State shall not be considered as expenses.

81. NLDC/RLDC/SLDC charges

NLDC/RLDC/SLDC charges as determined by the Appropriate Commission shall be considered as expenses. SLDC charges paid for energy sold outside the State shall not be considered as expenses for determining tariff.

82. Operation and Maintenance expenses

The norms for O&M expenses for Distribution Licensees to recover O&M expenses have been fixed for the first year of the Control Period (i.e., FY 2019-20), as given below:

- (1) Employee Expenses and Administrative and General Expenses:

(a) Employee Expenses: - 48 paise per unit of sale

(b) Administrative and General Expenses: - 6.5 paise per unit of sale

Employee Expenses norms and Administrative and General Expenses norms for each subsequent year shall be escalated by escalation rate as specified in Regulation 24:

Provided that terminal liabilities based on actuarial valuation, over and above the normative O&M Expenses, subject to prudence check shall be allowed separately. The Commission may allow recovery of such terminal liabilities through tariff in Rs/kWh.

(2) Repairs and Maintenance Expenses:

R&M Expenses for each year (n) of Control Period: $k \times GFA_{n-1} \times (1+ER)$

Where,

‘k’ is a constant (expressed in %) governing the relationship between R&M expenses and Gross Fixed Assets (GFA) for the (n-1)th year and shall be considered as 1.2%;

‘GFA’ is the average value of the Gross Fixed Assets of the (n-1)th year;

‘ER’ means the escalation rate as specified in Regulation 24;

‘n’ is the year for which R&M expenses is to be determined.

83. Interest on Consumer Security Deposit

Interest shall be allowed only on the amount held in cash as security deposit as per the provisions of Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Electricity supply Code and Connected Matters), Regulations, 2004, as amended from time to time:

Provided that at the time of Truing-up, the interest on the amount of security deposit for the year shall be considered on the basis of the actual interest paid by the Licensee during the year, subject to prudence check by the Commission.

84. Tariff income

Income from supply of electricity to consumers shall be assessed based on current tariff applicable to different category of consumers and the quantity of electricity estimated to be sold to them.

85. Determination of Wheeling Charge and Retail Supply Tariff

- (1) While determining wheeling charges and tariff for retail supply of electricity, the Commission shall be guided by the provisions of Sections 61 and 62 of the Act.
- (2) The Commission, shall not, while determining the tariff, show undue preference to any consumer of electricity but may differentiate according to consumer’s load factor, voltage, total consumption of electricity during any specified period or time at which the supply is required or the geographical position of any area, the nature of supply and the purpose for which the supply is required.

86. Wheeling charges

- (1) For determination of Wheeling charges of a Distribution Licensee, shall be computed by deducting the following amounts from its aggregate revenue requirement worked out under Regulation 76 (1):
 - (a) Cost of power purchase as per Regulation 78,
 - (b) Interest payable on security deposits of consumers,
 - (c) Transmission & SLDC charges and
 - (d) 10% of O&M expenses

- (2) Wheeling charges so worked out shall be apportioned supply voltage-wise on the basis of fixed asset at each voltage level, as submitted by the Distribution Licensee:

Provided that the Distribution Licensee shall work out the voltage wise asset allocation and losses within one year of coming into force of these Regulations or the extended period as approved by the Commission. The Distribution Licensee shall also give the basis of allocation of fixed costs to the different voltage levels, energy supplied at each voltage level and prevalent distribution losses at each voltage level in the petition for determination of wheeling charges:

Provided further that till the time Distribution Licensee submits the actual allocation of fixed assets at each voltage level, the Commission shall apportion fixed assets at each voltage level on the basis of length of distribution lines in ckt. km and transformation capacity in MVA as furnished by the Distribution Licensee or any other methodology which it feels appropriate,

- (3) Payment of wheeling charges:
Wheeling charges may consist of the following or any one or combination thereof:
- (a) Fixed charge in Rs. per month per KW of contracted power.
 - (b) A charge in Rs. per KWh of energy wheeled separately for
 - (i) Wire business
 - (ii) Installation, operation and maintenance of meters, metering system and any other equipment at consumer's premises.
 - (iii) Billing & collection of payment
 - (iv) Consumer services.
 - (c) Connectivity fee.
 - (d) Reactive energy charge / incentive
- (4) While determining wheeling charges for open access customers, the total electricity wheeled on the Licensee's distribution system including his own shall be taken into account.
- (5) The average technical losses for each voltage level shall be determined and considered in the determination of wheeling charges and distribution losses as applicable and be applicable in kind to the users of the distribution system of that voltage level.

87. Rebate/Surcharge mechanism

(1) Voltage Rebate

The Consumers availing electricity at higher voltage shall be entitled to receive suitable rebate, as stipulated by the Commission. The rebate mechanism for the ensuing year shall be stipulated in the retail supply tariff Order of that year.

(2) Advance payment and Pre-paid meter Rebate

The Commission shall consider suitable incentive mechanism for the consumers who make advance payment or avail electricity through pre-paid meters.

(3) Other Rebates/Surcharges and Incentives

The Commission shall consider suitable incentive/surcharge mechanism for the consumers for other matters like power factor, load factor, etc., as stipulated in the retail supply tariff Order of that year.

88. Fuel Surcharge

- (1) The Fuel Surcharge (FS) chargeable by the Distribution Licensee from its consumers for any quarter, shall be computed as per the following formula:

$$FS = \frac{C + I_p}{E} \quad (\text{Rs./ kWh})$$

Where

C (in Rs. Lakh) = {(Weighted Average Variable Cost of all sources of power purchase during previous quarter in Rs/kWh – Base Weighted Average Variable Cost of all sources of power purchase as approved under Tariff Order for the year under operation in Rs/kWh) x Corresponding Power Purchase from all sources during previous quarter in LU}

E (in Lakh Units) = Energy sold (metered plus estimated) during previous quarter.

I_p (In Rs. Lakh)= Under-recovery of fuel surcharge in the previous quarter.

Note:

- (i) Quarter referred under this formula shall correspond to financial quarter (s) viz. Q1 (Apr. to Jun), Q2 (Jul to Sept), Q3 (Oct to Dec), and Q4 (Jan to Mar).
 - (ii) The variation in power purchase cost due to Charges for Deviations incurred by Distribution Licensee as per Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and related matters) Regulations, 2014 as amended from time to time and Hydro based generation and other unapproved purchases shall not be covered under fuel surcharge adjustment.
 - (iv) For the generation stations/power purchase sources, which have single part tariff, 1/3 of the tariff shall be considered as fixed charge and 2/3 of the tariff shall be considered as energy charge for adjustment under this formula.
 - (v) The cost and quantum of power purchase shall be based on bills paid/credits received during the previous quarter irrespective of period to which it pertains and shall include arrears or refunds, if any, for previous period, not considered earlier.
- (2) The rate of Fuel Surcharge shall be worked out in Rs./kWh rounded off to the next second decimal place.
- (3) The Fuel Surcharge per unit for any quarter shall not exceed 15% of weighted average power purchase cost per unit approved by the Commission, or such other ceiling as may be stipulated by the Commission from time to time:

Provided that Distribution Licensee may file a separate Petition before the Commission for approval of recovery of the Fuel Surcharge over and above ceiling limit as specified above.

- (4) The total Fuel Surcharge recoverable, as per the formula specified above, shall be recovered from the actual sales and in case of un-metered consumers, it shall be recoverable based on estimated sales to such consumers, calculated in accordance with such methodology as may be stipulated by the Commission.

89. Cross subsidy

- (1) The average cost of supply and realization from a category of consumer shall form the basis of estimating the extent of cross subsidy for that consumer category.
- (2) The Commission shall endeavour to determine the tariff in such a manner that it progressively reflects the average cost of supply and the extent of cross subsidy to any consumer category is within maximum range of +/- 20% of average cost of supply:

Provided that consumers below poverty line who consume below specified level say 50 units per month may receive special support through cross-subsidy. Tariff for such designated group of consumers shall be at least 50% of the average cost of supply.

90. Cross-subsidy Surcharge

The surcharge payable by consumers opting for open access on the network of the Distribution Licensee or transmission Licensee will be determined by the Commission as per the following Formula:

$$S = T - [C / (1 - L / 100) + D + R]$$

Where,

S is the surcharge;

T is the Tariff payable i.e., Average Billing Rate of the relevant category of consumers;

C is the per unit weighted average cost of power purchase by the Licensee;

D is the aggregate of transmission, distribution and wheeling charges applicable to the relevant voltage level;

L is the aggregate transmission, distribution and commercial losses, expressed as percentage applicable to the relevant voltage level;

R is the per unit cost of carrying regulatory assets or unfunded gap recognised by the Commission:

Provided that if S is computed to be negative as per above Formula, S shall be considered as zero.

91. Additional Surcharge

Additional Surcharge shall be governed by the relevant provisions of RERC (Terms and Conditions for Open Access) Regulations, 2016, as amended from time to time.

92. Regulatory Asset

Regulatory Asset shall be created only under exceptional circumstances:

Provided that as and when created, the Regulatory Asset shall be amortised in such a manner that it is co-terminus with the MYT Control Period as far as possible and carrying cost shall be allowed to be added to the revenue requirement of each year till such time the Regulatory Asset is fully amortised.

93. Parallel Operation Charges

- (1) The connectivity of CPP to Grid or State transmission system shall be governed by the connection conditions stipulated under State Grid Code and Connectivity Regulations of Central Electricity Authority notified in accordance with sub-section (b) of Section 73 of the Act.
- (2) The Commission may stipulate from time to time the 'parallel operation charges' to be applicable for parallel operation of the CPP with the grid separately.

Part - VIII Miscellaneous

94. Power to amend

The Commission may, at any time, vary, alter, modify or amend any provisions of these Regulations.

95. Power to remove difficulties

If any difficulty arises in giving effect to the provisions of these Regulations, the Commission may either suo-motu or on a petition, by general or specific order, make such provisions not inconsistent with the provisions of the Act, as may appear to be necessary for removing the difficulty.

By Order of the Commission,

Secretary.

**Annexure-1
(Ref. Regulation 22)**

Depreciation Rates

<u>Description of Assets</u>		Depreciation (%) (Salvage Value 10%) (Straight line Method)
A.	Land owned under full title	--
B.	Land held under lease	
a)	for investment in the land	3.34
b)	for cost of clearing the site	3.34
c)	Land for reservoir in case of Hydro Generating Station	3.34
C.	Assets Purchased New:	
a.	Plant and machinery in Generating Stations including plant foundations	

<u>Description of Assets</u>		Depreciation (%) (Salvage Value 10%) (Straight line Method)
	i) Hydro-electric	5.28
	ii) Steam electric, NHRS & Waste Heat Recovery Boilers/Plants	5.28
	iii) Diesel-electric and gas plant	5.28
b.	Cooling towers and circulating water systems	5.28
c.	Hydraulic works forming part of Hydro-electric systems including:-	
	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 other hydraulic works	5.28
d.	Building & civil engineering works of permanent character	
	i) Offices & showrooms	3.34
	ii) Containing thermo-electric generating plant	3.34
	iii) Containing hydro-electric generating plant	3.34
	iv) Temporary erection such as wooden structures	100
	v) Roads other than kutch roads	3.34
	vi) Others	3.34
e.	Transformers, transformer (Kiosk) sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant foundations)	
	i) Transformers (including foundations) having a rating of 100 kilo volt amperes and over	5.28
	ii) Others	5.28
f.	Switchgear including cable connections	5.28
g.	Lightning arrestors	
	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 supports:	
	i) Lines on fabricated steel operating at nominal voltages higher than 66 kV	5.28
	ii) Lines on steel supports operating at nominal voltages higher than 13.2 kilovolts but not exceeding 66 kilovolts	5.28
	iii) Lines on steel or reinforced concrete supports	5.28
	iv) Lines on treated wood supports	5.28
j.	Meters	5.28
k.	Self-propelled vehicles	9.50
l.	Air conditioning plants:	
	i) Static	5.28

<u>Description of Assets</u>			Depreciation (%) (Salvage Value 10%) (Straight line Method)
	ii)	Portable	9.50
m.	i)	Office furniture and fittings	6.33
	ii)	Office equipments	6.33
	iii)	Internal wiring including fittings and apparatus	6.33
	iv)	Street light fittings	5.28
n.		Apparatus let on hire	
	i)	Other than motors	9.50
	ii)	Motors	6.33
o.		Communication equipment:	
	i)	Radio and high frequency carrier system	6.33
	ii)	Telephone lines and telephones	6.33
p.		I.T. equipments	15.00
q.		IT/SCADA software	9.00
r		Assets not otherwise provided for in the Schedule	5.28

Annexure-2
(Ref. Regulation 45(3))

Station Heat Rate

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 ²)	150	170	170	247	247	270	270
SHT/RHT (degree C)	535/535	537/537	537/565	537/565	565/593	593/593	600/600
Type of BFP	Electrical driven	Turbine driven	Turbine driven	Turbine driven	Turbine driven	Turbine driven	Turbine driven
Maximum turbine cycle heat rate (kcal/kWh)	1955	1950	1935	1900	1850	1810	1800
Min. boiler efficiency							
Sub-bituminous Indian Coal	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.865	0.865
Bituminous Imported Coal	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.895	0.895
Max. Design Unit Heat rate (kcal/kWh)							
Sub-bituminous Indian Coal	2273	2267	2250	2222	2151	2105	2081
Bituminous Imported Coal	2197	2191	2174	2135	2078	2034	2022

Provided that in case pressure and temperature parameters of a Unit are different from above ratings, the maximum design Unit heat rate of the nearest class shall be taken:

Provided further that where Unit heat rate has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler efficiency are guaranteed separately by the same supplier or different suppliers, the Unit design heat rate shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency:

Provided also that where the boiler efficiency is below 86% for Sub-bituminous Indian coal and 89% for bituminous imported coal, the same shall be considered as 86% and 89%, respectively, for Sub-bituminous Indian coal and bituminous imported coal for computation of station heat rate:

Provided also that maximum turbine cycle heat rate shall be adjusted for type of dry cooling system.

Note: In respect of Generating Units where the boiler feed pumps are electrically operated, the maximum design unit heat rate shall be 40 kcal/kWh lower than the maximum design Unit heat rate specified above with turbine driven boiler feed pumps.

Abbreviations

A&G	:	Administrative & General
BFP	:	Boiler Feed Pump
CDM	:	Clean Development Mechanism
CFBC	:	Circulating Fluidised Bed Combustion
COD	:	Commercial Operation Date
CPI	:	Consumer Price Index
CPP	:	Captive Power Plant
DC	:	Declared Capacity
DDUGJY	:	Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana
EHV	:	Extra High Voltage
FERV	:	Foreign Exchange Rate Variation
FY	:	Financial Year
GCV	:	Gross Calorific Value
GIS	:	Gas Insulated Sub-station
HVAC	:	High Voltage Alternate Current
HVDC	:	High Voltage Direct Current
IC	:	Installed Capacity
IDC	:	Interest During Construction
IPDS	:	Integrated Power Development Scheme

kV	:	Kilo Volt
kWh	:	Kilo Watt Hour
kCal	:	Kilo calorie
MCLR	:	Marginal Cost of Funds-based Lending Rate
MCR	:	Maximum Continuous Rating
MMH	:	Mini and Micro Hydel
MYT	:	Multi Year Tariff
MVA	:	Mega Volt Ampere
MVAr	:	Mega Volt Ampere Reactive
MW	:	Mega-Watt
NLDC	:	National Load Despatch Centre
O&M	:	Operation and Maintenance
PPA	:	Power Purchase Agreement
R&M	:	Repair and Maintenance
R&R	:	Rehabilitation and Resettlement
R-APDRP	:	Restructured Accelerated Power Development and Reforms Programme
RERC	:	Rajasthan Electricity Regulatory Commission
RGVY	:	Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana
RLDC	:	Regional Load Despatch Centre
RLNG	:	Regassified Liquid Natural Gas
SLDC	:	State Load Despatch Centre
SHR	:	Station Heat Rate
TSC	:	Transmission Service Charge
WPI	:	Wholesale Price Index