"बिजनेस पोस्ट के अन्तर्गत डाक शुल्क के नगद भुगतान (बिना डाक टिकट) के प्रेषण हेतु अनुमत. क्रमांक जी.2-22-छत्तीसगढ़ गजट / 38 सि. से. भिलाई, दिनांक 30-05-2001."

पंजीयन क्रमांक
"छत्तीसगढ़/दुर्ग/09/2013-2015."

छत्तीसगढ़ राजपत्र

(असाधारण)
प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 80] रायपुर, शुक्रवार, दिनांक 4 मार्च 2016 — फाल्गुन 14, शक 1937

छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग
सिंचाई कॉलोनी, शान्ति नगर, रायपुर

रायपुर, दिनांक 4 मार्च 2016

विनियम

क्रमांक -67/छ.ग.रा.वि.नि.आ./2016.—छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग द्वारा क्रमांक-65/छ.ग.रा.वि.नि.आ./2015 Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of tariff according to Multi-Year Tariff Principles and Methodology and Procedure for determination of Expected revenue from Tariff and Charges) Regulations, 2015 दिनांक 09-09-2015 को छत्तीसगढ़ राजपत्र में अधिसूचित किया गया। यह विनियम उपरोक्त अंग्रेजी विनियम का हिन्दी अनुवाद है।

विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 61 और 62 सहपठित धारा 181(2) और धारा 32(3) के अधीन प्रदत्त शक्तियों तथा इस हेतु आयोग को समर्थ बनाने वाली अन्य समस्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग एतद्द्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है :

छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (बहुवर्षीय टैरिफ सिद्धांतों के अनुरूप टैरिफ के निर्धारण और टैरिफ एवं प्रभारों से अनुमानित राजस्व के अवधारण हेतु अपनायी जाने वाली कार्यप्रणाली एवं प्रक्रिया तथा निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2015।

अध्याय-1
प्रारम्भिक

1. **संक्षिप्त नाम तथा प्रारम्भ :**

(i) ये विनियम "छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (बहुवर्षीय टैरिफ सिद्धांतों के अनुरूप टैरिफ के निर्धारण और टैरिफ एवं प्रभारों से अनुमानित राजस्व के अवधारण हेतु अपनायी जाने वाली कार्यप्रणाली एवं प्रक्रिया तथा निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2015" कहलाएंगे।

(ii) ये विनियम, अधिनियम की धारा-62 के अधीन टैरिफ एवं धारा 32(3) के अधीन राज्य भार प्रेषण केन्द्र के लिए शुल्क एवं प्रभारों के निर्धारण हेतु वित्तीय वर्ष 2016-2017 से वित्तीय वर्ष 2020-2021 तक की अवधि में लागू रहेंगे और आगे भी, तब तक प्रभावी बने रहेंगे, जब तक कि इन विनियमों को संशोधित अथवा नये विनियमों द्वारा अतिष्ठित नहीं कर दिया जाता ।

2. **विस्तार और क्षेत्र** :

2.1 ये विनियम, छत्तीसगढ़ राज्य में संचालन कर रहे निम्नलिखित व्यक्तियों पर लागू होंगे :-

क. राज्य पारेषण उपक्रम;

ख. ऐसे समस्त उत्पादन केन्द्र, जो राज्य के वितरण अनुज्ञप्तिधारी को प्रत्यक्ष अथवा राज्य के विद्युत व्यापार अनुज्ञप्तिधारी के माध्यम से, दीर्घावधिक अनुबंध के अधीन विद्युत की आपूर्ति करते हों; इनमें वे उत्पादन केन्द्र सम्मिलित नहीं होंगे, जो केन्द्रीय आयोग के क्षेत्राधीन हों और ऐसे नवीकरणीय स्त्रोत से विद्युत उत्पादन करने वाले केन्द्र भी सम्मिलित नहीं होंगे, जो राज्य में स्थित हों और जिनका टैरिफ, सुसंगत विनियमों और आदेशों के अंतर्गत आयोग द्वारा निर्धारित किया जाता हो ।

ग. समस्त राज्यांतरिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी;

घ. समस्त वितरण अनुज्ञप्तिधारी, और

ड. राज्य भार प्रेषण केन्द्र;

2.2 ये विनियम एकल उत्पादन केन्द्रों, थोक उपभोक्ताओं और केप्टिव उपयोगकर्ताओं पर लागू नहीं होंगे ।

परन्तु ऐसे एकल उत्पादनकर्ता जो नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाण पत्रों के उद्देश्य हेतु अथवा आयोग द्वारा समय-समय पर आदेशित किये जा सकने वाले किन्हीं अन्य उद्देश्यों हेतु राज्य भार प्रेषण केन्द्र की सेवाओं का उपयोग ऊर्जा मापन अथवा लेखांकन के लिए करते है, को इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट शुल्क और प्रभारों का भुगतान करना होगा ।

2.3 इन विनियमों के अन्तर्गत समस्त कार्यवाहियां छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (कार्य संचालन) विनियम, 2009 और उसमें हुए संशोधनों अथवा अधिनियमितियों से शासित होंगी ।

3. **परिभाषाएं** :

इन विनियमों में, जब तक संदर्भ से अन्यथा आशयित न हो -

3.1 **"अधिनियम"** से अभिप्रेरित है, विद्युत अधिनियम, 2003 (क्र.-36 सन् 2003) अथवा उसमें हुए कोई संशोधन अथवा उसका परवर्ती कोई अधिनियमन;

3.2 **"अतिरिक्त पूंजीकरण"** से अभिप्रेत है, परियोजना का वाणिज्यिक संचालन प्रारंभ होने के पश्चात्, विनियम 19 के प्रावधानों के अधीन आयोग द्वारा सावधानीपूर्ण जांच के उपरांत स्वीकृत किया गया कोई पूंजीगत व्यय या संभावित पूंजीगत व्यय;

3.3 **"सकल राजस्व आवश्यकता"** अथवा "ए. आर. आर." से अभिप्रेत है, ऐसी लागत, जो अनुज्ञप्त और/अथवा ऐसे विनियमित व्यवसाय से संबंधित हों तथा जो इन विनियमों के अनुसार अनुमत हों, और जिन्हें आयोग द्वारा अवधारित टैरिफऔर प्रभारों से वसूल किया जाये;

3.4 **"आवंटन मैट्रिक्स"**, इन विनियमों के अध्याय-6 में विनिर्दिष्ट किए गए तत्वों से मिलकर बनेगी;

3.5 **"आवेदक"** से अभिप्रेत है, कोई अनुज्ञप्तिधारी अथवा कोई उत्पादन कंपनी, जिसने इन विनियमों और अधिनियम के अंतर्गत टैरिफ निर्धारण हेतु आवेदन किया है अथवा सत्यांकन (ट्रू अप) हेतु आवेदन किया है;

3.6 **"अंकेक्षक"** से अभिप्रेत है, किसी उत्पादन कंपनी अथवा किसी पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अथवा किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी अथवा राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा, कंपनी अधिनियम, 1956 (क्रमांक 1 सन् 1956) की धारा 224 अथवा धारा 233 बी अथवा धारा 619 के प्रावधानों के अनुसरण में अथवा तत्समय प्रवृत्त किसी अन्य विधि के अधीन नियुक्त किया गया हो;

3.7 **"सहायक ऊर्जा खपत"** या "AUX" किसी उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में, किसी अवधि में, उत्पादन केन्द्र के अंदर सहायक उपकरणों, जैसे संयंत्र के संचालन हेतु उपयोग में लाये जाने वाले उपकरण और यंत्र जिसमें उत्पादन केन्द्र का स्विच यार्ड भी सम्मिलित है, द्वारा की गई ऊर्जा की खपत और ट्रान्सफार्मर में ऊर्जा ह्रास की मात्रा, जिसे उस उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों के उत्पादन टर्मिनलों पर उत्पादित कुल ऊर्जा (विद्युत) के प्रतिशत के रूप में अभिव्यक्त किया गया है;

परन्तु ऐसी सहायक ऊर्जा खपत में आवासीय कॉलोनी में और उत्पादन केन्द्र पर अन्य सुविधाओं हेतु की गयी ऊर्जा खपत और उत्पादन केन्द्र पर किये जा रहे विनिर्माण कार्यों पर की गयी ऊर्जा खपत सम्मिलित नहीं होगी।

3.8 **"आधार वर्ष"** से अभिप्रेत है, नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष से तत्काल पूर्ववर्ती और इन विनियमों के उद्देश्यों के लिए प्रयुक्त वित्तीय वर्ष अर्थात्, वित्तीय वर्ष 2015-2016;

3.9 **"हितग्राही"**

(क) किसी **"उत्पादन केन्द्र"** के संबंध में अभिप्रेत है, वह व्यक्ति, जो ऐसे केन्द्र द्वारा उत्पादित विद्युत को वार्षिक स्थिर प्रभारों और/अथवा विद्युत प्रभारों के भुगतान पर क्रय कर रहा है; और

(ख) **"पारेषण प्रणाली"** के संबंध में अभिप्रेत है, समय-समय पर यथासंशोधित छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (संयोजकता और राज्यांतरिक सुगम्यता) विनियम, 2011 में यथापरिभाषित दीर्घावधिक और/अथवा मध्यम अवधि के सुगम्यता ग्राहक, और उसमें ऐसे वितरण अनुज्ञप्तिधारी भी सम्मिलित हैं, जिन्होंने राज्य पारेषण उपक्रम (एसटीयू)/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के साथ पारेषण सेवा अनुबंध किया है।

3.10 **"पूंजीगत लागत"** से अभिप्रेत है, विनियम-18 में यथापरिभाषित पूंजीगत लागत;

3.11 **"पूंजी निवेश योजना"** इन विनियमों के विनियम-7 में विनिर्दिष्ट तत्वों से मिलकर बनेगी;

3.12 **"विधि में परिवर्तन"** से अभिप्रेत है, निम्नांकित में से किसी का भी घटित होना :

(i) ऐसा अधिनियमन, जिससे किसी विधि की प्रभावशीलता, अंगीकरण, घोषणा, संशोधन, रूपान्तरण अथवा निरसन कारित हो; या

(ii) किसी सक्षम न्यायालय, अधिकरण या भारत सरकार का तंत्र जो ऐसी व्याख्या हेतु कानूनी रूप से अंतिम अधिकार प्राप्त हो, कानून के किसी व्याख्या में परिवर्तन करे।

(iii) किसी सक्षम संविधिक प्राधिकारी द्वारा कोई राय, अनुमति या परियोजना के लिए उपलब्ध या प्राप्त अनुज्ञप्ति में परिवर्तन।

3.13 **"आयोग"** से अभिप्रेत है, अधिनियम की धारा-82 की उपधारा (1) में संदर्भित छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग;

3.14 **"नियंत्रण अवधि"** से अभिप्रेत है, 01 अप्रैल, 2016 से 31 मार्च, 2021 तक आयोग द्वारा निर्धारित बहुवर्षीय अवधि;

3.15 **"विभेदन हेतु निर्दिष्ट दिनांक (कट ऑफ दिनांक)"** से अभिप्रेत है, परियोजना के वाणिज्यिक संचालन के वर्ष के दो वर्ष उपरांत समाप्त होने वाले वर्ष की 31 मार्च, और जहां परियोजना को किसी वर्ष की अंतिम तिमाही में संचालित हुआ घोषित किया गया है, वहां ऐसी विभेदन दिनांक वाणिज्यिक संचालन के वर्ष से तीन वर्ष समाप्त होने वाले वर्ष की 31 मार्च होगी;

3.16 **"वाणिज्यिक संचालन की दिनांक" या सी.ओ.डी.** से अभिप्रेत है –

3.16.1 तापीय उत्पादन केन्द्र की किसी इकाई या ब्लॉक (समूह) के संबंध में, हितग्राहियों को सूचित करके उत्पादन इकाई के सफल परीक्षण संचालन के द्वारा अधिकतम निरंतर क्षमता या स्थापित क्षमता को प्रदर्शित कर उत्पादक द्वारा घोषित दिनांक को; 00.00 बजे से; जो भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता/छत्तीसगढ़ राज्य ग्रिड संहिता और समय–समय पर यथासंशोधित में अनुसूचित हो, का पूर्णतः क्रियान्वयन किया जाए, और समग्र रूप से उत्पादन केन्द्र के संबंध में उत्पादन केन्द्र की अंतिम इकाई ब्लॉक की संचालन दिनांक माना जाए।

3.16.2 किसी जल विद्युत उत्पादन केन्द्र की इकाई के संबंध में, हितग्राहियों को विहित सूचना देने के उपरांत उत्पादन कम्पनी द्वारा घोषित वह दिनांक जिसके 00:00 बजे से, भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता/छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत ग्रिड संहिता के अनुसरण में अनुसूचीकरण प्रक्रिया के अनुरूप पूर्णतः क्रियान्वयन हो जाता है, और समग्र रूप से उस उत्पादन केन्द्र के संबंध में, हितग्राहियों को विहित सूचना देने के उपरांत एक सफल परीक्षण संचालन के माध्यम से उत्पादन केन्द्र की स्थापित क्षमता के अनुसार बढ़त क्षमता को प्रदर्शित करने की घोषित दिनांक।

टीपः

1. ऐसे प्रकरण में जहॉ बांध या जलाशय सहित जल विद्युत उत्पादन केन्द्र, जलाशय या तालाब के अपर्याप्त जल स्तर की वजह से प्रतिष्ठापित क्षमता से संगत बढ़त क्षमता प्रदिर्शित नहीं कर पाता है, ऐसे विद्युत उत्पादन केन्द्र की अंतिम इकाई के वाणिज्यिक संचालन की दिनांक को समग्र रूप से उत्पादन केन्द्र की वाणिज्यिक संचालन दिनांक समझा जायेगा, बशर्ते ऐसे जल विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु स्थापित क्षमता के समतुल्य बढ़त क्षमता प्रदर्शित करना, तब अनिवार्य होगा जब और जहॉ, ऐसे जलाशय या तालाब का जल–स्तर प्राप्त हो जाता है।

2. शुद्ध रूप से नदी प्रवाह वाले जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में यदि ऐसी इकाई या ऐसा विद्युत उत्पादन केन्द्र वाणिज्यिक संचालन के अंतर्गत दुर्बल प्रवाह अवधि, जिस दौरान ऐसे प्रदर्शन हेतु जल पर्याप्त न हो, में घोषित किया जाता है तब ऐसे जल विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा इकाई को स्थापित क्षमता के समतुल्य बढ़त क्षमता प्रदर्शित करना तब अनिवार्य होगा जब और जहां, पर्याप्त जलागम उपलब्ध हो जाये।

3.16.3 पारेषण प्रणाली के संबंध में राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा घोषित दिनांक को 00.00 बजे से, जब सफल चार्जिंग और परीक्षण संचालन के पश्चात् विद्युत पारेषण और प्रेषण सिरे से प्राप्ति सिरे तक संचार–सिंग्नल प्राप्त करने तथा विद्युत प्रवाह के लिए ऐसी प्रणाली, नियमित सेवा में आ जाती है;

परन्तु जहां ऐसी पारेषण लाईन अथवा उपकेन्द्र किसी विशिष्ट उत्पादन केन्द्र से ऊर्जा निकासी हेतु समर्पित है वहां उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उत्पादन केन्द्र तथा पारेषण प्रणाली को यथा व्यवहार्य रूप से साथ–साथ प्रारम्भ करने का प्रयास करेंगे;

परन्तु, ऐसी दिनांक किसी कैलेन्डर माह की पहली तिथि होगी और इसकी उपलब्धता उसी दिनांक से गिनी जायेगी;

परन्तु, यह और भी कि ऐसे प्रकरण में जहॉ पारेषण प्रणाली के तत्व (ऐलीमेंट) नियमित सेवा के लिए तैयार हों, किन्तु वे ऐसे कारणों से सेवा उपलब्ध कराने में असमर्थ हों जो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, इसके प्रदायकर्ताओं अथवा संविदाकर्ताओं की वजह से न हो, तो आयोग ऐसे तत्वों के नियमित सेवा में आने से पूर्व की दिनांक को वाणिज्यिक संचालन का दिनांक अनुमोदित कर सकेगा;

3.16.4 किसी संचार प्रणाली अथवा उसके किसी तत्व के संबंध में वाणिज्यिक संचालन दिनांक से अभिप्रेत है, ऐसे पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा 00.00 बजे से घोषित दिनांक जिसको कोई संचार

प्रणाली अथवा उसका तत्व स्थल स्वीकृति जांच पूरा होने, जिसमें वाइस तथा डाटा का संबंधित नियत्रण केन्द्र को स्थानान्तरण संबंधित राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा यथा प्रमाणित सम्मिलित है, को सेवा में ले लिया जाए;

3.16.5 **"किसी वितरण प्रणाली के संबंध में"** वाणिज्यिक संचालन के दिनांक से अभिप्रेत है, विद्युत लाईनो या उपकेन्द्रो को उनके घोषित वोल्टेज स्तर तक आवेशित करने का दिनांक। उन मामलों में जहां लाईन(नों)/उपकेन्द्र(द्रों) को आवेषण हेतु तैयार घोषित किया गया हो किन्तु अनुज्ञप्तिधारी ऐसे कारणों से, जो उस पर आरोपणीय न हो, आवेषण करने की स्थिति में न हो वहां ऐसी लाईन(नों)/उपकेन्द्र(द्रों) के संबंध में संचालन की दिनांक, ऐसी लाईन(नों)/उपकेन्द्र (द्रों.) को आवेषण योग्य घोषित किए जाने से 7 दिनों के पश्चात की दिनांक मानी जाएगी;

3.17 **"दिवस"** से अभिप्रेत है 00.00 बजे से प्रारम्भ होने वाली चौबीस घंटे की अवधि;

3.18 **"वि–पूंजीकरण"** इन विनियमों के अन्तर्गत टैरिफ के उद्देश्य से अभिप्रेत है, आयोग द्वारा यथा–अनुमत परिसम्पत्तियों के बहिष्करण/विलोपन की तुलना में परियोजना की सकल स्थायी परिसम्पत्तियों में कमी;

3.19 **"घोषित क्षमता" अथवा "डी.सी."** किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में घोषित क्षमता से अभिप्रेत है जल तथा ईंधन की उपलब्धता को ध्यान में रखते हुए दिन के किसी अवधि या सम्पूर्ण दिन के लिए उस उत्पादन केन्द्र द्वारा मेगावॉट में घोषित एक्स–बस विद्युत प्रदान करने की क्षमता, और जैसा कि सुसंगत विनियम में अग्रेत्तर रूप से अर्हित किया जाए;

3.20 **"वि–प्रवर्तन"** से अभिप्रेत है, किसी उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी किसी इकाई या संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली अथवा उसका कोई तत्व या भार प्रेषण केन्द्र के उपस्कर जिनमें संचार प्रणाली अथवा उसका कोई तत्व या वितरण प्रणाली अथवा उसका कोई तत्व सम्मिलित है, को केन्द्रीय विद्युत प्राधिकारी अथवा किसी अन्य प्राधिकृत अभिकरण द्वारा सत्यापन के बाद, चाहे तो स्वतः अथवा परियोजना विकासकर्ता अथवा हितग्राहियों या दोनों की ओर से इस आशय का आवेदन किए जाने के पश्चात कि ऐसी परियोजना परिसम्पत्तियों के तकनीकी रूप से कालातित हो जाने के कारण गैर–निष्पादन अथवा अलाभकारी संचालन अथवा इन कारको के किसी संयोजन की वजह से संचालन संभव नहीं है, सेवा से हटाए जाना;

3.21 **"रूपांकन ऊर्जा (डिजाईन एनर्जी)"** जल विद्युत केन्द्र के प्रकरण में, से अभिप्रेत है, ऐसी ऊर्जा की मात्रा जो अवधारित वर्ष में, जल उत्पादन केन्द्र की 95 प्रतिशत उत्पादन क्षमता में से 90 प्रतिशत उत्पादन कर सकती है;

3.22 **"ई.आर.सी."** से अभिप्रेत है, टैरिफ और प्रभारों से अनुमानित राजस्व जिससे किसी अनुज्ञप्तिधारी को वसूल करने की अनुमति दी जाती है;

3.23 **"वर्तमान उत्पादन केन्द्र"** से अभिप्रेत है, 01.04.2016 से पहले की किसी दिनांक से वाणिज्यिक संचालन में घोषित कोई उत्पादन केन्द्र;

3.24 **"वर्तमान परियोजना"** से अभिप्रेत है, 01.04.2016 से पहले की किसी दिनांक से वाणिज्यिक संचालन में घोषित कोई परियोजना;

3.25 "**शुल्क**" से अभिप्रेत है, राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा स्वयं की ओर से अथवा आयोग द्वारा समय–समय पर विनिर्दिष्ट किए अनुसार किसी अन्य के खाते में संगृहीत एक बारगी अथवा वार्षिक निश्चित भुगतान;

3.26 "**अप्रत्याशित घटना**" से अभिप्रेत है, कोई ऐसी घटना जो राज्यांतरिक उपयोगकर्ता के वश मे न हो, जिसका अनुमान ही न लगा सकते हो अथवा युक्तियुक्त सावधानी के उपरांत भी जिसका अनुमान न लगाया जा सके अथवा जिसका बचाव न किया जा सके और जो दोनो अभिकरणों के निष्पादन को सारभूत ढंग से प्रभावित करते हो जैसे, किन्तु वे निम्नांकित तक सीमित नहीं है–

(i) ईश्वरीय कृत्य, प्राकृतिक घटना जिसमें सम्मिलित है, किन्तु इन्हीं तक सीमित नहीं, जैसे बाढ़, सूखा, भूकम्प और महामारियां;

(ii) किसी शासन, चाहे घरेलू या विदेशी के कृत्य, जिसमें सम्मिलित है किन्तु उन्हीं तक सीमित नहीं, जैसे घोषित या अघोषित युद्ध, विद्रोह, निर्वासन, निषेध;

(iii) दंगे अथवा सिविल नाफरमानी;

(iv) ग्रिड की विफलता जिसके लिए अभिकरणों को जिम्मेदार नहीं ठहराया जा सकता;

3.27 "**सकल कैलोरिफिक मूल्य**" या "**जी.सी.बी.**" ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में इससे अभिप्रेत है, एक किलोग्राम के ठोस ईंधन अथवा यथास्थिति एक लीटर द्रव ईंधन अथवा एक मानक घनमीटर गैसीय ईंधन की संपूर्ण ज्वलंनशीलता द्वारा उत्पादित उष्मा जो किलो कैलोरी में व्यक्त की जाती है;

3.28 "**केन्द्र की सकल उष्मा दर या जी.एच.आर**" से अभिप्रेत है, किसी तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्र के जनरेटर टर्मिनल पर एक किलोवॉट घण्टे (KWH) विद्युत ऊर्जा उत्पादन करने हेतु, किलो कैलोरी में व्यक्त आवश्यक तापीय ऊर्जा;

3.29 "**अनिश्चित पावर**" से अभिप्रेत है, उत्पादन केन्द्र के किसी एक इकाई अथवा उत्पादन केन्द्र के ब्लॉक द्वारा अपने वाणिज्यिक संचालन के पूर्व ग्रिड में डाली गई विद्युत;

3.30 "**स्थापित क्षमता अथवा आई.सी.**" से अभिप्रेत है, उत्पादन केन्द्र की सभी इकाईयों की नाम पट्टिका पर दर्शित क्षमताओं का योग अथवा उत्पादन केन्द्र की क्षमता (उत्पादन टर्मिनल पर प्रदर्शित), जैसी कि आयोग द्वारा समय–समय पर अनुमोदित की जाये;

3.31 "**राज्यांतरिक क्रेता**" से अभिप्रेत है, कोई वितरण अनुज्ञप्तिधारी अथवा विद्युत व्यापारी अथवा थोक उपभोक्ता अथवा केप्टिव उपयोगकर्ता जो राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली और/अथवा वितरण प्रणाली जिसमें ऐसी प्रणाली सम्मिलित है जो राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली के सांयुज्य से उपयोग में ली जाती है और जिसका अनुसूचीकरण, मापन और ऊर्जा लेखांकन राज्य भार प्रेषण केन्द्र के समन्वय से होता है का उपयोग करते हुए, मुक्त उपयोग के माध्यम से विद्युत प्राप्त कर रहा है;

3.32 "**राज्यांतरिक एकक**" से अभिप्रेत है, ऐसे व्यक्ति जिनके लिए अनुसूचीकरण, मापन और ऊर्जा लेखांकन राज्य स्तर पर किया जाता है;

3.33 "**राज्यांतरिक बाजार संचालन प्रकार्य**" मे सम्मिलित है– अनुसूचीकरण, प्रेषण, मापन, डाटा संग्रहण, ऊर्जा लेखांकन और स्थिरीकरण, पारेषण हानि की संगणना और प्रभाजन, पूल खाते

और कंजेशन प्रभार खाते का संचालन, अनुशंगिक सेवाएं प्रदान करना, सूचना प्रसार और ऐसे अन्य कार्य जो राज्य भार प्रेषण केन्द्र को अधिनियम अथवा आयोग के विनियमों और आदेशों द्वारा सौंपे गए हों;

3.34 **"राज्यांतरिक विक्रेता"** से अभिप्रेत है, कोई उत्पादन संयंत्र जिसमें कोई केप्टिव उत्पादन संयंत्र सम्मिलित है अथवा वितरण अनुज्ञप्तिधारी अथवा विद्युत व्यापारी, राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली और/अथवा वितरण प्रणाली जिसमें ऐसी प्रणाली सम्मिलित है जो राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली के सांयुज्य से उपयोग में ली जाती है और जिसका अनुसूचीकरण, मापन और ऊर्जा लेखांकन राज्य भार प्रेषण केन्द्र के समन्वय से होता है, का उपयोग करते हुए, मुक्त उपयोग के माध्यम से विद्युत प्रदाय कर रहा है;

3.35 **"राज्यांतरिक उपयोगकर्ता"** से अभिप्रेत है, ऐसा व्यक्ति जिसका विद्युत संयंत्र 33 के.व्ही. या अधिक के वोल्टेज स्तर पर एक उत्पादन कंपनी के रूप में राज्य ग्रिड से संबद्ध है और जिसमें केप्टिव उत्पादन संयंत्र या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी (सी.टी.यू और एस.टी.यू. को छोड़कर) अथवा वितरण अनुज्ञप्तिधारी अथवा केप्टिव उपयोगकर्ता सहित थोक उपभोक्ता;

3.36 **"दीर्घ अवधि"** से अभिप्रेत है, 12 वर्ष अथवा अधिक की अवधि;

3.37 **"अधिकतम सतत रेटिंग अथवा एम.सी.आर"** ताप विद्युत केन्द्र की इकाई के संबंध में अभिप्रेत है, **"अधिकतम् लगातार रीडिंग"** या एम.सी.आर. से अभिप्रेत है, जनरेटर सिरों पर जल अथवा वाष्प की प्रविश्टि से (यदि प्रयोज्य हो) वह अधिकतम् लगातार उत्पादन, जो मानकीकृत मापदण्डों एवं 50 हर्ट ग्रिड आवृत्ति पर शोधित और विनिर्दिष्ट स्थानीय स्थिति पर उत्पादक द्वारा प्रत्याभूत हो;

3.38 **"मध्यम अवधि"** से अभिप्रेत है, 1 वर्ष से अधिक किन्तु 7 वर्ष तक की अवधि;

3.39 **"नवीन उत्पादन केन्द्र"** से अभिप्रेत है, ऐसा केन्द्र जिसने वाणिज्यिक संचालन की दिनांक 01.04.2016 को प्राप्त कर ली है अथवा उसके द्वारा ऐसी वाणिज्यिक संचालन की दिनांक इस तिथि के बाद प्राप्त कर लिये जाने की संभावना है;

3.40 **"मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक"** किसी उत्पादन केन्द्र के संबंध में अभिप्रेत है, तापीय उत्पादन केन्द्र हेतु विनियम 39 तथा जलीय उत्पादन केन्द्र हेतु विनियम 40 में यथा विनिर्दिष्ट उपलब्धता कारक;

3.41 **"संचालन और संधारण व्यय या (ओ.& एम. व्यय)"** से अभिप्रेत है, परियोजना, अथवा उसके किसी भाग के संचालन और संधारण पर होने वाला व्यय और उसमें सम्मलित है श्रम शक्ति, सुधारों, अतिरिक्त वस्तुओं (स्पेयर), उपभोग्य, बीमा और ओवरहेड पर किये जाने वाला व्यय;

3.42 **"मूल परियोजना लागत"** से अभिप्रेत है, उत्पादन कंपनी अथवा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी/राज्य पारेषण उपक्रम या वितरण अनुज्ञप्तिधारी, जैसी भी स्थिति हो द्वारा परियोजना के मूल स्वरूप के अंतर्गत आयोग द्वारा यथा–अनुमत, कटऑफ दिनांक तक किया गया पूंजीगत व्यय;

3.43 **"संयंत्र उपलब्धता कारक"** किसी उत्पादन केन्द्र के संबंध में किसी अवधि के लिए अभिप्रेत है, प्रतिदिन घोषित क्षमताओं के उस अवधि विशेष के सभी दिनों का औसत, जो उस उत्पादन केन्द्र की स्थापित क्षमता (मेगावाट में) के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया गया हो, जिससे मानकीकृत सहायक विद्युत उपभोग घटा दिया जाये;

3.44 **"संयंत्र भार कारक (पी.एल.एफ.)"** के तापीय उत्पादन केन्द्र अथवा किसी इकाई हेतु किसी दी गई अवधि में अभिप्रेत है, उस अवधि के दौरान अधिसूचित उत्पादन के संगत कुल भेजी गई ऊर्जा जिसे उस अवधि के लिए स्थापित क्षमता के भेजे गए ऊर्जा प्रतिशत में अभिव्यक्त किया गया है और जिसे निम्नलिखित सूत्र के अनुसार संगणित किया जाएगाः–

$$PLF = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} SGi/\{N \times IC \times (100-AUXn)\}\%$$

जहां

IC	=	उत्पादन केन्द्र की स्थापित क्षमता या मेगावाट में यूनिट,
SGI	=	अवधि के (i) वे कालखण्ड के लिए मेगावाट में अधिसूचित उत्पादन,
N	=	उस अविध के दौरान कालखण्डों की संख्या और
AUXN	=	सकल ऊर्जा उत्पादन के रूप में मानदण्डीय सहायक ऊर्जा की खपत

3.45 **"परियोजना"** से अभिप्रेत है, यथास्थिति कोई उत्पादन केन्द्र अथवा पारेषण प्रणाली अथवा वितरण प्रणाली, और जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में, इसमें सम्मलित है उत्पादन सुविधाओं के समस्त घटक, जैसे बांध, जलागम, संचालन प्रणाली, विद्युत उत्पादन केन्द्र और योजना की उत्पादन ईकाईयां, जो विद्युत उत्पादन हेतु प्रर्युक्त की गई हों;

3.46 **"पम्पकृत भण्डारण वाले जल विद्युत उत्पादन केन्द्र"** से अभिप्रेत है, ऐसा जलीय केन्द्र जो निम्नतर एलीवेशन वाले जल संग्रह से उच्चतर एलीवेशन वाले जल संग्रह को पम्प करके जल ऊर्जा के रूप में संगृहीत ऊर्जा के माध्यम से उत्पादन करता है;

3.47 **"रेटेड वोल्टेज"** से अभिप्रेत है, उत्पादनकर्ता का वह रूपांकित वोल्टेज, जिस पर पारेषण प्रणाली संचालित करने हेतु रूपांकित की गई है और उसमें ऐसा निम्नतर वोल्टेज सम्मिलित है, जिस पर कोई पारेषण लाईन चार्ज की जाती है अथवा हितग्राही के परामर्श से कुछ समय के लिए चार्ज की जाती है;

3.48 **"विनियमित व्यापार"** से अभिप्रेत है, ऐसे कृत्य और क्रियाकलाप जो आयोग द्वारा प्रदत्त अनुज्ञप्ति की शर्तों के अधीन अनुज्ञप्तिधारी द्वारा या अधिनियम के अधीन किसी मान लिए गए अनुज्ञप्तिधारी द्वारा और अधिनियम के प्रावधानों एवं आयोग द्वारा अधिसूचित, विनियम के प्रावधानों के अनुरूप किसी उत्पादन कम्पनी द्वारा किए जाना अपेक्षित हों;

3.49 **"फुटकर आपूर्ति का व्यापार"** से अभिप्रेत है, किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अपने प्रदाय क्षेत्र के भीतर, अनुज्ञप्ति की शर्तों के अनुरूप समस्त श्रेणियों के उपभोक्ताओं को विद्युत के विक्रय का व्यापार;

3.50 **"फुटकर आपूर्ति टैरिफ"** से अभिप्रेत है, वह दर जो वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उपभोक्ताओं पर प्रभारित की जाती है और जिसमें व्हीलिंग और फुटकर आपूर्ति की सेवाओं के लिए प्रभार भी सम्मिलित है;

3.51 **"रन ऑफ रिवर विद्युत केन्द्र"** से अभिप्रेत है, ऐसा जल विद्युत उत्पादन केन्द्र जिसमें अप स्ट्रीम पोण्डेज (प्रवाहोपरि जलाशय) नहीं हो;

3.52 **"पोण्डेज सहित रन ऑफ रिवर विद्युत उत्पादन केन्द्र"** से अभिप्रेत है, विद्युत की मांग के दैनंदिन उतार–चढ़ाव से निपटने के लिए पर्याप्त पोण्डेज (जल संग्रह) वाला जल विद्युत उत्पादन केन्द्र;

3.53 **"अनुसूचित वाणिज्यिक संचालन दिनांक" अथवा "एस.सी.ओ.डी."** से अभिप्रेत है, वह दिनांक (दिनांके) जिसको कोई उत्पादन केन्द्र या उत्पादन इकाई या उसका कोई ब्लाक या पारेषण प्रणाली या निवेश अनुमोदन या यथा स्थिति विद्युत क्रय अनुबंध में या पारेषण सेवा अनुबंध में यथा–सहमत में अंकित उसका कोई तत्व, जो भी पहले हो, वाणिज्यिक संचालन में आता है;

3.54 **"अनुसूचित ऊर्जा"** से अभिप्रेत है, राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा एक दिवस की अवधि के दौरान विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा ग्रिड में डाली जाने वाली अधिसूचित ऊर्जा की मात्रा;

3.55 **"अधिसूचित उत्पादन" अथवा "एस.जी."** से अभिप्रेत है, किसी समय अथवा किसी अवधि विशेष या समयखण्ड में राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा जारी की गई मेगावाट अथवा MWh एक्सबस में व्यक्त उत्पादन की अनुसूची;

3.56 **"स्कीम"** से अभिप्रेत है, वे सुविधाएं और उनसे सहबद्ध उपकरण जो राज्य भार प्रेषण केन्द्र पर स्थापित है और जिनमें निम्नांकित सम्मिलित है, किन्तु उन्हीं तक सीमित नहीं है :–

(क) कम्प्यूटर प्रणालियां, हार्डवेयर, सॉफ्टवेयर,

(ख) सहायक विद्युत प्रदाय प्रणाली जो अबाधित विद्युत प्रदाय, डीजल जनरेटिंग सेट और डी.सी. विद्युत प्रणाली से मिलकर बनती है,

(ग) सामान्य टेलीफोन, फैक्स और अन्य ऑफलाईन संचार प्रणाली,

(घ) अन्य अधोसंरचनात्मक सुविधाएं, जैसे वातानुकूलन, अग्निशमन और भवनों का निर्माण एवं पुनर्निर्माण;

(ड.) बेहतर प्रणाली संचालन के लिए कोई नवाचारी स्कीमें, शोध और विकास परियोजनाएं तथा पायलेट परियोजनाएं, जैसे सिन्क्रो फेजर्स, प्रणाली सुरक्षा स्कीम,

(च) राज्य भार प्रेषण केन्द्र के लिए बैकअप नियंत्रण केन्द्र,

(ज) निगरानी कैमरा प्रणाली, और

(झ) सायबर सुरक्षा प्रणाली

3.57 **"राज्य भार प्रेषण केन्द्र प्रभार"** से अभिप्रेत है, राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा संग्रहनीय आवर्ती और मासिक भुगतान;

3.58 **"आरंभ दिनांक" अथवा "शून्य दिनांक"** से अभिप्रेत है, निवेश स्वीकृति में उल्लिखित परियोजना लागू करने के लिए प्रारंभ की दिनांक और जहां कोई ऐसी दिनांक उल्लिखित न हो वहां निवेश अनुमोदन की दिनांक को प्रारंभ दिनांक अथवा शून्य दिनांक माना जायेगा;

3.59 **"राज्य भार प्रेषण केन्द्र" अथवा "एस.एल.डी.सी."** से अभिप्रेत है, अधिनियम की धारा 31 की उपधारा (1) के अन्तर्गत स्थापित केन्द्र;

3.60 **"राज्य पूल खाता"** से अभिप्रेत है, व्यपवर्तन तथा या रिएक्टिव ऊर्जा विनिमयो (रिएक्टिव ऊर्जा खाता) या राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा समय समय पर विनियमों और आयोग के निर्देशों के अनुसार संचालित किए जा सकने वाले कोई अन्य खातो से संबंधित भुगतान हेतु राज्य खाते;

3.61 **"राज्य प्रणाली संचालन प्रकार्य"** में सम्मिलित है ग्रिड संचालनों की निगरानी राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली का पर्यवेक्षण और नियंत्रण, ग्रिड नियंत्रण और प्रेषण के लिए समसामयिक (रियल टाईम) संचालन, ग्रिड व्यवहारों के बाद प्रणाली को फिर से सुचारू बनाना, प्रणाली संचालन से संबंधित डाटा उपलब्ध कराना, कंजेशन प्रबंधन, ब्लैक स्टार्ट समन्वय और ऐसे अन्य कार्य जो राज्य भार प्रेषण केन्द्र को अधिनियम और/अथवा आयोग के विनियमों और/अथवा आदेशों द्वारा सौंपे जाए;

3.62 **"भण्डारण वाले विद्युत केन्द्र"** से अभिप्रेत है, वृहद जल भण्डारण क्षमता सहित जल विद्युत उत्पादन केन्द्र जो मांग के अनुरूप विद्युत उत्पादन में फेरबदल करने में सक्षम हो;

3.63 **"पारेषण सेवा अनुबंध"** से अभिप्रेत है, वह करार, संविदा, समझौता ज्ञापन (मेमोरेंडम ऑफ अंडरस्टेंडिंग), या कोई ऐसा दस्तावेज जो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी/ राज्य पारेषण उपक्रम और पारेषण प्रणाली के संचालन चरण हेतु हितग्राही के मध्य निष्पादित किया गया हो;

3.64 **"पारेषण तंत्र"** से अभिप्रेत है, संबंधित उपकेन्द्रों सहित या रहित पारेषण लाईन अथवा लाईनों का समूह और उसमें ऐसे संबद्ध यंत्र सम्मिलित है, जिनका विद्युत पारेषण के प्रयोजन हेतु उपयोग किया जाता हो;

3.65 **"पूर्व परीक्षण" अथवा "परीक्षण संचालन"** किसी उत्पादन केन्द्र अथवा पारेषण प्रणाली अथवा इनके किसी तत्व के संबंध में केन्द्रीय आयोग के विनियमों और इसके संशोधनों/इनकी अधिनियमितियों मे विनिर्दिष्ट किये अनुसार होंगे;

3.66 **"इकाई"** ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में अभिप्रेत है, स्टीम जनरेटर, टरबाईन जनरेटर और सहायक उपस्कर तथा किसी जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के संबंध में अभिप्रेत है, टरबाईन जनरेटर और उसके सहायक उपस्कर;

3.67 **"उपयोगी जीवन काल"** किसी उत्पादन केन्द्र की इकाई, पारेषण एवं वितरण प्रणाली के संबंध में सीओडी के पश्चात की निम्नानुसार अवधि –

(क)	कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र	25 वर्ष
(ख)	ए सी और डी सी उप केन्द्र	25 वर्ष
(ग)	जल विद्युत उत्पादन केन्द्र	35 वर्ष
(घ)	पारेषण और वितरण लाईनें	35 वर्ष

3.68 **"व्हीलिंग"** से अभिप्रेत है, ऐसा संचालन जहां यथास्थिति किसी पारेषण अनुज्ञप्तिधारी/राज्य पारेषण उपक्रम अथवा वितरण अनुज्ञप्तिधारी की वितरण प्रणाली और संबद्ध सुविधाएं, अधिनियम की धारा 62 के अधीन निर्धारित किए जाने वाले प्रभारों के भुगतान का विद्युत के संवहन के लिए किसी अन्य व्यक्ति द्वारा उपयोग में ली जाती है;

3.69 **"व्हीलिंग व्यापार"** से अभिप्रेत है, वितरण अनुज्ञप्तिधारी के आपूर्ति क्षेत्र में विद्युत के संवहन हेतु वितरण तंत्र के संचालन और संधारण का व्यापार;

3.70 **"वर्ष"** से अभिप्रेत है, 31 मार्च को समाप्त होने वाला वित्तीय वर्ष ,

"चालू वर्ष " से अभिप्रेत है, वह वर्ष जिसके दौरान वार्षिक लेखों का विवरण या टैरिफ अवधारण के लिए आवेदन प्रस्तुत किया जाता है,

"आगामी वर्ष " से अभिप्रेत है, चालू वर्ष के तुरन्त पश्चात् आने वाला वर्ष; और

"पूर्व वर्ष " से अभिप्रेत है, वह वर्ष जो चालू वर्ष के ठीक पहले रहा हो ।

इन विनियमों में प्रयुक्त और यहां अपरिभाषित रहें, तथापि अधिनियम में परिभाषित शब्दों और अभिव्यक्तियों का वही अर्थ होगा, जो उन्हें अधिनियम और अन्य आयोग द्वारा अधिसूचित विनियमों में दिया गया है, परन्तु जहां किसी शब्द या वाक्यांश का उपयोग आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट संदर्भ में किया गया हो, वहां उस विशिष्ट संदर्भ में प्रयोज्य अर्थ अभिभावी होगा और ऊपर दी गई जेनरिक (मूल) परिभाषा प्रयोज्य न हो सकेगी ।

अध्याय–2
सामान्य सिद्धान्त

4 **बहुवर्षीय टैरिफ की रूपरेखाः**

4.1 आयोग, इन विनियमों को विनिर्दिष्ट करते हुए अधिनियम की धारा–61, और 62 में राज्य के उत्पादन केन्द्रो, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी/राज्य पारेषण उपक्रम, वितरण अनुज्ञप्तिधारी हेतु टैरिफ के निर्धारण और अधिनियम की धारा–32 (3) में राज्य भार वितरण केन्द्र, के लिए शुल्क और प्रभारों का निर्धारण करने में केन्द्र सरकार द्वारा अधिसूचित राष्ट्रीय विद्युत नीति और टैरिफ नीति के सिद्धांतो से मार्गदर्शित होता है;

परन्तु यह कि आयोग या तो स्वतः आधार पर अथवा किसी उत्पादन कम्पनी या राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उसे प्रस्तुत आवेदन पर वैसी अवधि के लिए जैसी कि ऐसी छूट प्रदान करने के आदेश में निहित हो, बहुवर्षीय टैरिफ रूपरेखा के अधीन टैरिफ के निर्धारण में छूट दे सकेगा और ऐसे प्रकरण में टैरिफ का निर्धारण छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण की शर्तें और दशाएं) विनियम, 2006 और उसमें हुए संशोधनों के अनुरूप किया जाएगा।

4.2 ऐसी बहुवर्षीय टैरिफ रूपरेखा उत्पादन कम्पनी, राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी वितरण व्हीलिंग व्यापार और फुटकर प्रदाय व्यापार हेतु टैरिफ और प्रभारों से अनुमानित राजस्व और सकल वार्षिक राजस्व आवश्यकता के निम्नलिखित तत्वों पर आधारित होगी :–

(क) नियंत्रण अवधि के प्रारंभ से पूर्व नियंत्रण अवधि से अन्यून किसी अवधि के लिए पूंजीगत निवेश योजना का अनुमोदन;

(ख) वास्तविकीकरण (ट्रूइंग अप) की प्रणाली;

(ग) नियंत्रण से परे मदों के संबंध में निकासी (Pass Through) की प्रणाली;

(घ) नियंत्रण योग्य विषयों के संबंध में लाभों और हानियों को साझा करने की प्रणाली;

(ङ) नियंत्रण अवधि के लिए वार्षिक राजस्व आवश्यकता और टैरिफ का निर्धारण।

4.3 मध्यावधि समीक्षा :

जहां किसी उत्पादन कंपनी, राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, राज्य भार प्रेषण केन्द्र और वितरण अनुज्ञप्तिधारी की टैरिफ और प्रभारों से अनुमानित राजस्व और सकल राजस्व आवश्यकता बहुवर्षीय टैरिफ रूपरेखा के अंतर्गत आती है, वहां यथास्थिति, ऐसे उत्पादन कंपनी, राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, राज्य भार प्रेषण केन्द्र और वितरण अनुज्ञप्तिधारी इन विनियम के अनुसरण में नियंत्रण अवधि के दौरान मध्यावधि समीक्षा के अंतर्गत आएंगे।

4.3.1 उत्पादन कंपनी, राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, राज्य भार प्रेषण केन्द्र और वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा विनियम–5 में विनिर्दिष्ट समय–सीमा के भीतर मध्यावधि समीक्षा हेतु आवेदन प्रस्तुत करेंगे;

परन्तु उत्पादन कंपनी, राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, राज्य भार प्रेषण केन्द्र और वितरण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति आयोग को ऐसे प्ररूप में जानकारी प्रस्तुत करेंगे जैसी आयोग द्वारा विहित की जाए और साथ में लेंखाकन विवरण लेखा पुस्तिका के सारांश और ऐसे अन्य विवरण देंगे जिनकी आयोग को अनुमोदित सकल राजस्व आवश्यकता और टैरिफ तथा प्रभारों से अनुमानित राजस्व के पूर्वानुमान को देखते हुए किन्हीं परिवर्तनों और उसकी सीमा का मूल्यांकन करने के लिए वांछित हो;

4.3.2 मध्यावधि समीक्षा का क्षेत्र, उत्पादन कंपनी, राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, राज्य भार प्रेषण केन्द्र और वितरण अनुज्ञप्तिधारी के वास्तविक निष्पादन की तुलना, टैरिफ और प्रभारों से उनकी अनुमानित राजस्व और सकल राजस्व आवश्यकता के अनुमोदित पूर्वानुमान से करना रहेगा जिसमें निम्नलिखित सम्मिलित होंगे :–

(क) आवेदक के पिछले दो वित्तीय वर्षो के वास्तविक निष्पादन से, ऐसे पिछले वित्तीय वर्ष हेतु अनुमोदित पूर्वानुमान की तुलना करना: और

(ख) मध्यावधि समीक्षा के समय, यदि कोई हो तो आधिक्य/घाटे की राशि की रखरखाव लागत।

4.3.3 विनियम–11 के अधीन उत्पादन कंपनी, राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, राज्य भार प्रेषण केन्द्र और वितरण अनुज्ञप्तिधारी हेतु आयोग द्वारा निर्धारित दक्षता मानदण्डों के लिए आयोग मध्यावधि समीक्षा के एक भाग के रूप में आवेदक के निष्पादन की उसके लिए अनुमोदित पूर्वानुमान की तुलना एक विस्तृत समीक्षा करेगा;

4.3.4 आयोग द्वारा वास्तविक पूंजीगत व्यय की तुलना में नियंत्रण अवधि के प्रथम दो वित्तीय वर्षो हेतु अनुमोदित लक्ष्यों और नियंत्रण अवधि की शेष अवधि के लिए प्रक्षेपों (प्रोजेक्शन) का विस्तृत विश्लेषण कराएगा;

4.3.5 उपर्युक्त विनियम 4.3.3 के अन्तर्गत समीक्षा पूरी हो जाने के बाद आयोग, निम्नलिखित विनियम–11 में विनिर्दिष्ट परिवर्तनीयों के लिए उन कारको जो आवेदक के नियंत्रण में थे (नियंत्रणीय कारक) या जो आवेदक के नियंत्रण से परे थे (अनियंत्रणीय कारक) हेतु निष्पादन में किन्हीं परिवर्तनो या संभावित परिवर्तनो को चिन्हित करेगा;

4.3.6 परन्तु निम्नलिखित विनियम–11 में विनिर्दिष्ट परिवर्तनियों को छोड़कर निष्पादन में किन्हीं परिवर्तनों या संभावित परिवर्तनो की समीक्षा नियंत्रण अवधि के दौरान आयोग द्वारा नहीं की जाएगी और उन्हें पूर्णतः नियंत्रणीय कारको के रूप में चिन्हित किया जाएगा;

4.3.7 तथापि परन्तु जहां आवेदक या अन्य हितबद्ध या प्रभावित पक्ष यह विश्वास करता है कि नीचे विनियम–11 में विनिर्दिष्ट नहीं किये गये किसी परिवर्तनीय में अनियंत्रणीय कारकों की वजह से किसी वित्तीय वर्ष के निष्पादन में कोई तात्विक परिवर्तन या संभावित परिवर्तन है तो ऐसा आवेदक या हितबद्ध या प्रभावित पक्ष आयोग को ऐसे परिवर्तनीय का समावेश करने के लिए आवेदन दे सकेगा जो ऐसे वित्तीय वर्ष हेतु उपर्युक्त विनियम 4.3.3 के अंतर्गत समीक्षा में आयोग के विवेकाधीन होगा।

5. **बहुवर्षीय टैरिफ के अनुरूप प्रस्तुतिकरण:**

5.1 बहुवर्षीय टैरिफ के अंतर्गत उत्पादन कंपनी, राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, राज्य भार प्रेषण केन्द्र और वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रस्तुति (फाइलिंग) इन विनियमों में विनिर्दिष्ट समयावधि में किया जाएगा और इन विनियमों में विनिर्दिष्ट वार्षिक राजस्व आवश्यकता के निर्धारण हेतु सिद्धांतों के अनुसरण में, वैसे प्रारूप में किया जाएगा जैसा कि आयोग द्वारा समय–समय पर विनिर्दिष्ट किया जाए।

5.2 उत्पादन कम्पनी, राज्य पारेषण उपक्रम और राज्य भार प्रेषण केन्द्र/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा विनियम 5.8 (क) (i) के अनुसरण में बहुवर्षीय टैरिफ आवेदन 30 नवंबर 2015 तक दाखिल

किये जायेंगे। परवर्ती वर्ष (Ensuing Year) के लिए विनियम 5.8(ख)(i) के अनुसरण में वार्षिक याचिका चालू वर्ष की 30 नवंबर तक दाखिल की जायेगी।

5.3 वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा बहुवर्षीय टैरिफ का आवेदन विनियम 5.8 (क) (ii) के अनुसार 30 नवम्बर, 2015 तक दाखिल किया जाएगा। परवर्ती वर्ष के लिए वार्षिक याचिका, विनियम 5.8 (ख) (ii) के अनुसार चालू वर्ष के 30 नवम्बर तक दाखिल की जाएगी।

5.4 उत्पादन कंपनी, राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, राज्य भार प्रेषण केन्द्र और वितरण अनुज्ञप्तिधारी जो 1 अप्रेल 2016 से 31 मार्च 2021 की नियंत्रण अवधि के लिए बहुवर्षीय टैरिफ संरचना के अंतर्गत आते है वे मध्यावधि समीक्षा के लिए अपना आवेदन आयोग को 30 जून 2018 तक देंगे। मध्यावधि समीक्षा संपन्न करने के लिए आयोग स्वतः भी कार्यवाही प्रारंभ कर सकेगा।

5.5 आवेदक द्वारा आयोग के पूर्व आदेशों में जारी किए गए निर्देशों के पालन के संबंध में एक विवरण भी प्रस्तुत किया जाएगा।

5.6 किसी आवेदक द्वारा समस्त प्रस्तुति (फाईलिंग) छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (अनुज्ञप्ति) विनियम, 2004, इसके संशोधनों सहित प्रावधानों और अनुज्ञप्ति की शर्तों के अनुरूप भी होंगे। बहुवर्षीय टैरिफ का प्रस्तुति ऐसे स्वरूप और ऐसी पद्धति से किया जाएगा, जैसा कि आयोग द्वारा समय–समय पर विहित किया जाए।

5.7 टैरिफ के निर्धारण अथवा पूर्व में निर्धारित टैरिफ को जारी रखने हेतु, प्रत्येक आवेदन के साथ तत्समय प्रचलित, समय–समय पर यथासंशोधित छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (शुल्क और प्रभार) विनियम में वर्णित शुल्क लगाया जाएगा। आयोग आवेदन पर स्पष्टीकरण और अतिरिक्त जानकारी मांग सकेगा और आवेदक ऐसे स्पष्टीकरण एवं अतिरिक्त जानकारी को, आयोग द्वारा दी गई तिथि के भीतर उपलब्ध कराएगा।

5.8 इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि के लिए प्रस्तुति निम्नानुसार होगी :–

(क) बहुवर्षीय टैरिफ याचिका में निम्नांकित सम्मिलित होंगे :–

(i) उत्पादन, पारेषण और राज्य भार प्रेषण केन्द्र व्यापार के लिए –

1. वित्तीय वर्ष 2014–15 के लिए वास्तविकीकरण; (true-up)
2. सम्पूर्ण नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए बहुवर्षीय सकल राजस्व आवश्यकता;
3. सम्पूर्ण नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए टैरिफ और शुल्क और प्रभारों के निर्धारण हेतु आवेदन;

(ii) वितरण, व्हीलिंग और फुटकर आपूर्ति व्यापार के लिए –

1. वित्तीय वर्ष 2014–15 के लिए वास्तविकीकरण;
2. सम्पूर्ण नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए बहुवर्षीय सकल राजस्व आवश्यकता;
3. वर्तमान शुल्कों और प्रभारों से राजस्व और नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष हेतु संभावित राजस्व रिक्तता (प्रोजेक्टेड रेवेन्यू गेप);
4. नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष हेतु फुटकर टैरिफ प्रस्ताव का आवेदन।

(ख) नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के पश्चात् और उससे आगे वार्षिक याचिका में निम्नांकित सम्मिलित किए जाएंगे :–

(i) राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा वास्तविकीकरण याचिका के साथ–साथ लघु अवधि मुक्त उपयोग उपभोक्ताओं के लिए पारेषण प्रभारों के निर्धारण का प्रस्ताव भी प्रस्तुत करेंगे।

राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा वास्तविकीकरण याचिका के साथ–साथ वर्ष वार पूंजीगत व्यय का विवरण भी प्रस्तुत करेंगे जिसमें, अतिरिक्त पूंजीगत व्यय वित्तीय स्रोत, संचालन और संधारण व्यय आदि सम्मिलित किए जाएंगे। आयोग द्वारा परिपक्व जांच के उपरांत किसी वर्ष के दौरान वसूले गए शुल्कों और प्रभारों का वास्तविकीकरण किया जाएगा और अगले वर्ष हेतु शुल्कों और प्रभारों के निर्धारण पर विचार किया जाएगा।

जहां वास्तविकीकरण के उपरांत राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा वसूले गये शुल्क और प्रभारों में आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन अनुमोदित राशि से यथास्थिति, आधिक्य/कमी पायी जाती है वहां उसे अगले वर्ष के लिए शुल्क और प्रभारों को निर्धारित करते समय अथवा आयोग द्वारा यथानिर्णीत ढंग से समायोजित कर दिया जाएगा।

(ii) वितरण व्हीलिंग और खुदरा आपूर्ति व्यापार के लिए –

1. पूर्ववर्ती वर्ष (वर्षों) हेतु वास्तविकीकरण;
2. आगामी वर्ष के लिए पुनरीक्षित विद्युत क्रय की मात्रा/लागत (यदि कोई हो) विवरण सहित;
3. वर्तमान टैरिफ और प्रभारों से राजस्व और आगामी वर्ष के लिए संभावित राजस्व;
4. आगामी वर्ष हेतु राजस्व आवश्यकता के पुनर्निर्धारण हेतु आवेदन, खुदरा शुल्क प्रस्ताव सहित।

(ग) उत्पादन कंपनी अपनी सभी प्रस्तुतियां उत्पादन केन्द्रवार करेंगी, सिवाय ऐसे वर्षों के वास्तविकीकरण हेतु जिसके लिए टैरिफ आदेश में ही कंपनी हेतु एक भाग औसत उत्पादन टैरिफ दिया गया है।

(घ) किसी अवधि के लिए वास्तविकीकरण उस विनियम के प्रावधानों से शासित होगा जिसके अधीन उस वर्ष का शुल्क निर्धारित किया गया था।

(ङ) आयोग आवेदक की पूर्व वर्षों के लिए प्रस्तुत वास्तविकीकरण याचिका पर भी विचार करेगा, जहां ऐसा वास्तविकीकरण प्राविधिक लेखों के आधार पर किया गया है।

5.9 कोई उत्पादन कंपनी यथास्थिति समग्र रूप से किसी उत्पादन केन्द्र, या उसकी किसी इकाई अथवा प्रकम की संभाव्य वाणिज्यिक संचालन दिनांक से अग्रिम रूप में प्राविधिक टैरिफ निर्धारण हेतु, याचिका लगाने की दिनांक तक या याचिका लगाने की दिनांक से पूर्व हुए वास्तविक पूंजीगत व्यय, जो वैधानिक अंकेक्षकों द्वारा विविध रूप से अंकेक्षित और प्रमाणीकृत हो के आधार पर याचिका लगा सकेगी और ऐसा प्राविधिक टैरिफ यथास्थिति, ऐसे उत्पादन केन्द्र या प्रकम या इकाई के वाणिज्यिक संचालन दिनांक से प्रभारित किया जाएगा।

5.10 कोई उत्पादन कंपनी इन विनियमों के अनुसरण में उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक संचालन के दिनांक तक, वैधानिक अंकेक्षको द्वारा वार्षिक अंकेक्षित लेखों के आधार पर विहित रूप से प्रमाणित वास्तविक पूंजीगत व्यय के आधार पर अंतिम टैरिफ के निर्धारण हेतु कोई नवीन याचिका प्रस्तुत कर सकेगी।

5.11 प्राविधिक टैरिफ और आयोग द्वारा निर्धारित अंतिम टैरिफ और जो उत्पादन कंपनी के पेटे ना हो में अंतर को आगामी वर्ष के लिए अंतिम टैरिफ निर्धारण के समय आयोग द्वारा यथा निर्देशित, समायोजित किया जा सकेगा।

6. **याचिका का निराकरणः**

6.1 आयोग, आवेदकों द्वारा बहुवर्षीय शुल्क की प्रस्तुतियों पर इन विनियमों और समय– समय पर यथासंशोधित कार्य संचालन विनियम, 2009 के अनुरूप कार्यवाही करेगा।

6.2 उत्पादन कंपनी, राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा किये गये टैरिफ आवेदन की प्रतिलिपियां आयोग के कार्यालय में और आवेदक के ऐसे कार्यालय में, जैसा कि आयोग निर्देशित करे, विक्रय हेतु उपलब्ध कराए जाएंगे। ये दस्तावेज आवेदको की वेबसाईट पर भी डाउनलोड किए जा सकने वाले प्ररूप में रखे जाएंगे, ताकि वे सभी भागीदारों की सुगम पहुंच में रहे।

राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा शुल्क और प्रभारों हेतु किए गए आवेदन के प्रकरण में, याचिकाकर्ता याचिका के पंजीयन से एक सप्ताह के भीतर याचिका की प्रतिलिपि राज्य भार प्रेषण केन्द्र की दीर्घावधि सेवाएं प्राप्त करने वाले प्रत्येक राज्यांतरिक एकक पर तामील कराई जाएगी। राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा याचिका के पंजीकरण के एक सप्ताह के भीतर अपनी वेबसाईट पर सम्पूर्ण याचिका अपलोड की जाएगी और आयोग द्वारा उसका निराकरण होने तक वेबसाईट पर बनाए रखा जाएगा।

परन्तु याचिका के पंजीयन से पन्द्रह दिवस के भीतर राज्य भार प्रेषण केन्द्र यह सूचित करेगा कि क्या राज्य भार प्रेषण केन्द्र की दीर्घावधि सेवाएं प्राप्त करने वाले प्रत्येक राज्यांतरिक एकक पर तामील करा दी गई है और क्या ऐसी याचिका अपनी वेबसाईट पर, उस वेबसाईट–पते सहित जहां पर उसे लोड किया गया है, अपलोड कर दी गयी है।

6.3 आवेदक द्वारा प्रस्तावित ए.आर.आर. और ई.आर.सी., विद्यमान एवं प्रस्तावित टैरिफ के आधार पर आयोग द्वारा कार्यवाही की जावेगी और प्रस्तावों पर निर्णय देने के पहले आयोग ऐसे व्यक्तियों, जिन्हें वह उपयुक्त समझे, सुन सकेगा।

6.4 उत्पादन कंपनी, राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण और वितरण आवेदक, आयोग द्वारा प्रकाशन के लिए अनुमोदित रूप में प्रस्तावों का सार, आवेदन की प्रमुख ऐसी विशेषताओं सहित जो विभिन्न उपभोक्ताओं के हित में हों (पर प्रकाश डालते हुए) न्यूनतम 3 ऐसे समाचार पत्रों, जिसमें से 2 हिन्दी और 1 अंग्रेजी का हो, जिनका राज्य में तथा आवेदक के क्षेत्र में व्यापक प्रसार हो, प्रकाशित करेगा। भागीदारों से लिखित सुझाव/आपत्तियां प्राप्त करने के लिए न्यूनतम 21 दिवसों का समय प्रदान किया जाएगा।

याचिका के पंजीयन उपरांत 7 दिवस के भीतर, राज्य भार प्रेषण केन्द्र आयोग के निर्देशों पर, ऐसी याचिका की सूचना का प्रकाशन न्यूनतम 2 दैनिक समाचार पत्रों, जिनमें 1 अंग्रेजी भाषा और 1 हिन्दी भाषा का होगा, जिनका वितरण उन स्थानों पर होता हो जहां राज्यांतरिक एकक स्थित हैं, आयोग द्वारा अनुमोदित प्ररूपों में किया जाएगा।

6.5 आवेदक द्वारा अनुमोदित शुल्कों सहित, आदेश का सारांश न्यूनतम 3 दैनिक समाचार पत्रों, जिसमें से 2 हिन्दी और 1 अंग्रेजी का हो, जिनका राज्य में तथा आपूर्ति के क्षेत्र में व्यापक प्रसार हो, प्रकाशित करेगा। ऐसा शुल्क उसी दिनांक से प्रभावशील होगा, जैसा आयोग द्वारा सुसंगत टैरिफ आदेश में विनिर्दिष्ट की जाए।

6.6 आयोग आदेश करने के 7 दिवस के भीतर उक्त आदेश की एक प्रतिलिपि सम्यक राज्य सरकार, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण और संबंधित उत्पादक कंपनी/ अनुज्ञप्तिधारी/हितग्राहियों को प्रेषित करेगा।

7. **पूंजी निवेश योजना –**

7.1 उत्पादन कंपनी, राज्य पारेषण उपकम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, राज्य भार प्रेषण केन्द्र और वितरण अनुज्ञप्तिधारी आयोग के अनुमोदन के लिए 31 अक्टूबर, 2015 तक एक पूंजी निवेश योजना प्रस्तुत करेंगे। ऐसी पूंजी निवेश योजना में नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु विवरण सहित सम्पूर्ण नियंत्रण अवधि को समाविष्ट किया जाएगा।

7.2 पूँजी निवेश की योजना, नवीन उत्पादन परियोजनाओं या पारेषण/वितरण स्कीमों (लाइनों उपकेन्द्रो, बे(bay) आदि के लिए) या प्रणाली संचालन की अतिरिक्त क्षमता बनाने/जीवनावधि पूर्ण हो जाने पर मौजूदा क्षमताओं का पुनर्नवीनीकरण अथवा वृद्धि, अथवा विधि में परिवर्तन के कारण कार्य की आवश्यकता होने, या मूल स्वरूप में सम्मिलित कार्य निष्पादन में देरी होने या सक्षमता सुधार या ऐसा कार्य जो प्रणाली के संचालन के लिए आवश्यक हो, के बारे में हो सकेगी।

(क) पूंजी निवेश योजना में, वर्तमान में चल रही परियोजनाओं को नियंत्रण अवधि में विस्तारित करते हुए, और नवीन परियोजनाओं (औचित्य सहित) जो नियंत्रण अवधि में प्रारंभ होगी, किन्तु इस दौरान अथवा नियंत्रण अवधि से आगे पूर्ण होगी, पृथकतः दर्शाए जाएंगे। पूंजी निवेश योजना में स्कीम का विवरण, कार्य का क्षेत्राधिकार, पूंजीकरण अनुसूची, पूंजी संरचना और लागत लाभ विश्लेषण (जहां प्रयोज्य हो) का समावेश किया जाएगा ।

(ख) उपर्युक्त के अतिरिक्तः

(i) उत्पादन कम्पनी नवीन परियोजनाओं के संबंध में विद्युत विक्रय अनुबंध प्रस्तुत करेगी। जीर्णोद्धार और आधुनिकीकरण की स्कीमों तथा सक्षमता वृद्धि के आशय से बनाई गई स्कीमों में, लागत लाभ विश्लेषण और संभावित निष्पादन लक्ष्यों को सम्मिलित करना आवश्यक होगा;

(ii) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा विद्युत निष्क्रमण योजना और वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा भविष्यगत भार पूर्वानुमान के संदर्भ में प्रणाली के सुदृढ़ीकरण योजना को प्रस्तुत किया जाएगा;

(iii) वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा विस्तृत विक्रय/मांग संबंधी पूर्वानुमान, भार पूर्वानुमान, विद्युत अधिप्राप्ति योजना (प्रोक्योरमेण्ट), प्रदाय की गुणवत्ता में सुधार हेतु प्रस्तावित उपाय, मीटरिंग योजना, उपभोक्ता सेवाओं और क्षति कम करने संबंधी योजना प्रस्तुत की जाएंगी।

7.3 आयोग द्वारा पूंजी निवेश योजना की समीक्षा की जाएगी और सम्यक् जांच एवं समस्त भागीदारों को अपने दृष्टिकोण/सुझाव/आपत्तियां प्रस्तुत करने का समुचित अवसर प्रदान करने के बाद तथा प्रस्तावित योजना पर सुनवाई करने एवं प्राप्त आपत्तियों/सुझावों और आवेदक द्वारा उपलब्ध कराई गई किसी अतिरिक्त जानकारी पर विचार करने के उपरांत उसे अनुमोदित किया जाएगा ।

7.4 टैरिफ आदेश जारी करने से पूर्व आयोग, पूंजी निवेश योजना का अनुमोदन करेगा और टैरिफ आदेश में इस प्रकार के अनुमोदित पूंजी निवेश योजना के प्रभाव को विचार में लेगा ।

7.5 प्राथमिकताओं और तात्कालिक आवश्यकताओं के आधार पर उत्पादन कंपनी, राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, राज्य भार प्रेषण केन्द्र और वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा, अनुमोदित पूंजी निवेश योजना में परिवर्तन हेतु आयोग से अनुरोध किया जा सकेगा ।

7.6 ऐसे प्रकरणों में, जहां जीवन अथवा सम्पत्ति के संकट को दूर करने के लिए तात्कालिक कार्यवाहियों की आवश्यकता हो, वहां तात्कालिकता प्रकृति की पूर्व सूचना के अधीन प्रस्तावित कार्य और लागत अनुमान के संबंध में यथास्थिति अनुज्ञप्तिधारी अथवा उत्पादन कंपनी द्वारा निचय (ब्रीफ) प्रस्तुत करके, आयोग के अनुमोदन हेतु विस्तृत आवेदन प्रस्तुत करके कार्योपरान्त अनुमोदन लेने के अध्यधीन रहते हुए, अत्यावश्यक कार्य प्रारम्भ किया जा सकेगा ।

7.7 प्रत्येक वर्ष 30 सितम्बर तक आवेदक अनुमोदित पूंजी निवेश योजना के संबंध में प्रगति प्रतिवेदन प्रस्तुत करेगा, जिसमें योजनावार उपलब्धियां, विचलन, पुनरीक्षित अनुसूची और विचलनों के कारण स्पष्ट रूप से दर्शाए जाएंगे ।

8. **कतिपय सचलों(वेरियेबल्स) के संबंध में विशिष्ट ट्रेजेक्टरी** :

आयोग द्वारा ऐसी मदों(आईटम्स) के संबंध में लक्ष्य निर्धारित किए जाएंगे, जो नियंत्रणीय हो। साथ–साथ विशिष्ट सचलों हेतु आयोग द्वारा ट्रेजेक्टरी निर्दिष्ट की जा सकती है जहां पुरस्कारों और गैर पुरस्कारों के माध्यम से आवेदक के कार्य निष्पादन को सुधारने की आवश्यकता हो ।

9. **टैरिफ का निर्धारण** :

9.1 इन विनियमों में किसी अन्य बात के होते हुए भी सभी समयों में, आयोग को यह प्राधिकार होगा कि या तो स्वप्रेरणा से अथवा आवेदक द्वारा प्रस्तुत याचिका पर शर्तों और दशाओं का समावेश करते हुए किसी उत्पादन कंपनी अथवा राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र के टैरिफ का निर्धारण करे।

9.2 उत्पादन केन्द्र के संबंध में टैरिफ का निर्धारण सम्पूर्ण उत्पादन केन्द्र अथवा किसी चरण या उत्पादन केन्द्र के खण्ड के लिए निर्धारित किया जा सकेगा, और पारेषण प्रणाली हेतु टैरिफ का निर्धारण सम्पूर्ण पारेषण प्रणाली अथवा पारेषण प्रणाली के किसी भाग हेतु किया जा सकेगा। सम्पूर्ण वितरण प्रणाली के लिए आयोग द्वारा वितरण अनुज्ञप्तिधारी हेतु फुटकर प्रदाय टैरिफ, व्हीलिंग चार्ज और विविध चार्ज भी निर्धारित किए जा सकेंगे ।

9.3 आयोग निम्नलिखित हेतु टैरिफ और शुल्क तथा प्रभार निर्धारित करेगा :

(क) इन विनियमों के अध्याय–4 के अनुसरण में, विद्युत का उत्पादन;

(ख) इन विनियमों के अध्याय–5 के अनुसरण में, विद्युत का पारेषण;

(ग) इन विनियमों के अध्याय–6 के अनुसरण में, वितरण व्हीलिंग व्यापार; व्हीलिंग बिजनेस

(घ) इन विनियमों के अध्याय–7 के अनुसरण में, फुटकर प्रदाय व्यापार (रीटेल सप्लाई बिजनेस)। और

(ड.) राज्य भार प्रेषण केन्द्र, इन विनियमों के अध्याय–8 के अनुसरण में।

10. वास्तविकीकरण (True-up)

10.1 जहां किसी उत्पादन कंपनी या राज्य पारेषण उपक्रम या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र के शुल्क और प्रभारों से सकल राजस्व आवश्यकता और अनुमानित राजस्व किसी बहुवर्षीय शुल्क संरचना के अंतर्गत आते हों, वहां यथास्थिति, ऐसी उत्पादन कंपनी या राज्य पारेषण उपक्रम या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र, उस नियंत्रण अवधि के दौरान इन विनियमों के अनुसरण में व्ययों और राजस्व के वास्तविकीकरण के अध्यधीन होंगे ।

10.2 उत्पादन कंपनी इन विनियमों में विनिर्दिष्ट समयसीमा के भीतर नियंत्रण अवधि के दौरान प्रतिवर्ष अपने उत्पादन केन्द्रों के पूर्व वर्ष/वर्षों का वास्तविकीकरण हेतु और परवर्ती वर्ष (आगामी वर्ष) में राजस्व के अंतर/आधिक्य के निर्धारण हेतु आवेदन प्रस्तुत करेंगी। राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इन विनियमों में विनिर्दिष्ट समयसीमा के भीतर पूर्व वर्ष के वास्तविकीकरण और परवर्ती वर्ष (आगामी वर्ष) के राजस्व अंतर/आधिक्य के निर्धारण हेतु आवेदन प्रस्तुत किया जाएगा। वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इन विनियमों में विनिर्दिष्ट समयसीमा के भीतर पूर्व वर्ष के वास्तविकीकरण और परवर्ती वर्ष (आगामी वर्ष) के राजस्व अंतर/आधिक्य के निर्धारण हेतु आवेदन प्रस्तुत किया जाएगा। राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा पूर्व वर्ष (वर्षों) के वास्तविकीकरण और आगामी वर्ष के लिए शुल्क तथा प्रभारों के निर्धारण हेतु आवेदन प्रस्तुत किया जाएगा;

परन्तु यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा आयोग को जानकारी ऐसे प्रारूप में प्रस्तुत किया जायेगा, जैसा कि आयोग द्वारा विहित किया जाए और साथ में अंकेक्षक द्वारा विहित रूप से प्रमाणित अंकेक्षित लेखे, लेखा पुस्तकों का सारांश और ऐसे अन्य विवरण, जो आयोग द्वारा अनुमोदित वार्षिक राजस्व आवश्यकता पूर्वानुमान तथा शुल्कों और प्रभारों से संभावित राजस्व में किसी वित्तीय निष्पादन के विचलन (वेरिएशन) के कारणों और सीमा का मूल्यांकन करने हेतु आवश्यक हो, प्रस्तुत किए जाएंगे।

10.3 ऐसे प्रकरण में जहां अंकक्षित लेखे उपलब्ध नहीं है, प्रावधिक वास्तविकीकरण (प्रोविजनल ट्रू अप) का कार्य अनअंकेक्षित/प्रावधिक लेखे के आधार पर किया जाएगा और जैसे ही अंकेक्षित लेखे उपलब्ध हो जाते हैं, अग्रेत्तर अंतिम वास्तविकीकरण के अधीन रहेगा।

10.4 वास्तविकीकरण के क्षेत्र में उत्पादन कंपनी या राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अथवा वितरण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र के कार्य निष्पादन की तुलना सकल राजस्व आवश्यकता और टैरिफ एवं प्रभारों से संभावित राजस्व के अनुमोदित पूर्वानुमान से सम्मिलित की जाएगी और उसमें निम्नलिखित का समावेश होगा :–

(क) आवेदक के पूर्ववर्ती वर्ष (वर्षों) में अंकेक्षित कार्य निष्पादन की ऐसे पूर्व वित्तीय वर्षों हेतु अनुमोदित पूर्वानुमान से तुलना, जो अनियंत्रणीय कारकों के प्रभाव की दरगुजर (पास थ्रू) को सम्मिलित करते हुए परिपक्वता जांच (प्रूडेंट चेक) के अधीन रहेगी;

(ख) समय–समय पर आयोग द्वारा जारी दिशा–निर्देशों के अनुपालन की समीक्षा;

(ग) अन्य सुसंगत विवरण, यदि कोई हों ।

10.5 वास्तविकीकरणों के शुद्ध वित्तीय प्रभावों को उत्पादन कंपनी या राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अथवा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के प्रकरण में, विनियम 12 और विनियम 13 के प्रावधानों के अनुसार अवमूल्यन, प्राकृतिक आपदा आदि जैसे कारकों को विचार में लेते हुए,

आयोग द्वारा गणना में लिया जाएगा। शुद्ध वित्तीय प्रभाव को वार्षिक आधार पर पारित किया जाएगा।

राज्य भार प्रेषण केन्द्र के प्रकरण में जहां वास्तविकीकरण के उपरांत वसूल किए गए शुल्क और प्रभारों की राशि आयोग द्वारा इन विनियमों के अंतर्गत अनुमोदित राशि से कम/अधिक हो जाती है वहां यथास्थिति इस प्रकार वसूली गई अधिक राशि अथवा वसूले हेतु बकाया राशि अगले वर्ष हेतु शुल्क और प्रभारों के निर्धारण के समय अथवा जैसा आयोग द्वारा निश्चित किया जाए, समायोजित किए जाएंगे।

10.6 इस नियंत्रण अवधि के प्रारंभ होने से पूर्व, पूर्ववर्ती वर्ष (वर्षों) का वास्तविकीकरण प्रयोज्य विनियमों/आदेशों (जिसके अधीन टैरिफ आदेश पारित किया गया है) से शासित होगा ।

11. **नियंत्रणीय और अनियंत्रणीय कारक :**

11.1 इन विनियमों के प्रयोजन के लिए, अभिव्यक्ति "अनियंत्रणीय कारकों" में निम्नांकित कारक सम्मिलित हैं, तथापि उन तक सीमित नहीं है, जो आवेदक के नियंत्रण से परे थे, और जहां आवेदक द्वारा उनका सामना नहीं किया जा सकता था :–

(क) दैवीय घटनाएं;

(ख) विधि में परिवर्तन;

(ग) न्यायिक प्रोद्घोषणाएं;

(घ) ईंधन की कीमतें अर्थात कोयला, तेल और समस्त प्राथमिक–द्वितीयक ईंधन;

(ङ) मिश्रविक्रय (Sale mix) और विक्रय की मात्रा;

(च) विद्युत क्रय का मूल्य;

(छ) अवमूल्यन के कारण लागतें;

(ज) कर एवं वैधानिक लेवी ।

11.2 इन विनियमों के प्रयोजन के लिए, अभिव्यक्ति **'नियंत्रणीय कारक'** में निम्नलिखित सम्मिलित होंगे :–

(क) किसी पूंजीगत व्यय परियोजना के क्रियान्वयन में लागत बढ़ जाने के कारण पूंजीकरण, जो कि ऐसी परियोजना के क्षेत्र में अनुमोदित परिवर्तन, वैधानिक लेवियों में परिवर्तन अथवा यथास्थिति उत्पादन कंपनी या अनुज्ञप्तिधारी के नियंत्रण से परे परिस्थितियों की वजह से नहीं हुआ है;

(ख) एस.एच.आर., सहायक खपत, आदि उत्पादन–निष्पादन मानदण्ड;

(ग) विनियम 71 के अनुसरण में परिगणित विद्युत हानियां;

(घ) संचालन और संधारण व्यय;

(ङ) जहां छूट दी गयी है, उसे छोड़कर निष्पादन मानदण्डों के विनियमों में यथा निर्दिष्ट मानदण्डों की पूर्ति करने में विफलता;

(च) वायर उपलब्धता और आपूर्ति उपलब्धता में विचलन।

12 **अनियंत्रणीय कारकों से हुई बढ़त या हानियों के पास थ्रू हेतु प्रणाली;**

उत्पादन कंपनी या राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी को ऐसी अवधि में अनियंत्रणीय मदों (टैरिफ आदेश के अनुसार) के कारण हुए सकल लाभों/हानियों को हितग्राहियों/उपभोक्ताओं को अगले वार्षिक राजस्व आवश्यकता अथवा इन विनियमों अधीन आयोग द्वारा पारित आदेश में विनिर्दिष्ट किए अनुसार पास थ्रू (निकासीकृत) कर दिया जाएगा।

13. **नियंत्रणीय कारकों के कारण हुए लाभों या हानियों के बंटवारे हेतु प्रणाली :**

13.1 टैरिफ आदेश में निर्धारित लक्ष्यों के संदर्भ में, दक्षता से जुड़ी हुई नियंत्रणीय मदों में बेहतर उपलब्धियों के कारण हुए सकल लाभों, विनियम–71 के अनुसरण में संगणित विद्युत हानियों को छोड़कर, को हितग्राही/उपभोक्ता (उपभोक्ताओं) तक पहुंचाया जाएगा और शेष उत्पादन कंपनी या अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र, जैसी भी स्थिति हो, 50:50 के अनुपात में अथवा आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन पारित आदेश में यथा विनिर्दिष्ट रूप से रखा जाएगा।

परन्तु टैरिफ आदेश में निर्धारित लक्ष्यों के संदर्भ में, टैरिफ आदेश में विद्युत हानियों से संबंधित लक्ष्यों को लेकर बेहतर उपलब्धियों के कारण हुए सकल लाभों, को विनियम–71 के अनुसरण में उपभोक्ता (उपभोक्ताओं) तक पहुंचाया जाएगा और शेष अनुज्ञप्तिधारी द्वारा, जैसी भी स्थिति हो, 2:1 के अनुपात में, अथवा आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन पारित आदेश में यथा विनिर्दिष्ट रूप से रखा जाएगा।

13.2 टैरिफ आदेश में दक्षता से जुड़ी हुई नियंत्रणीय मदों हेतु निर्धारित लक्ष्य के संदर्भ में हुई सकल हानियों को बांटने की प्रणाली के अनुसार इन्हें हितग्राही/उपभोक्ता (उपभोक्ताओं) तक पहुचाया जाएगा और शेष उत्पादन कंपनी या अनुज्ञप्तिधारी द्वारा यथास्थिति 50:50 के अनुपात में अथवा आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन पारित आदेश में यथा विनिर्दिष्ट रूप से अपने पास रखा जाएगा।

14. **टैरिफ आदेश :**

आवेदक द्वारा किए गए दाखिलों के आधार पर, आयोग आवेदन को ऐसे रूपांतरणों और/अथवा ऐसी शर्तों के अधीन जैसी उचित और सम्यक् प्रतीत हों स्वीकृत कर सकेगा और विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 64 के अनुसार आवेदन प्राप्ती के 120 दिवसों के भीतर आदेश पारित कर सकेगा।

15. **टैरिफ आदेश के प्रति अनुसक्ति (एडहेरेन्स टू टैरिफ आर्डर):**

टैरिफ निर्धारण के समस्त आदेश उस समयावधि को इंगित करेगा जिसके लिए यह प्रचलित रहेगा और अगले टैरिफ आदेश जारी होने तक निरंतर बना रहेगा। सामान्यतया कोई टैरिफ या टैरिफ का कोई भाग किसी वित्तीय वर्ष में एक बार से अधिक बार, सिवाय आयोग द्वारा अनुमोदित वी.सी.ए. सूत्र के आधार पर ईंधन लागत और विद्युत क्रय की वजह से हुए समायोजनों को छोड़कर, संशोधित नहीं किया जाएगा ।

16. **सहायिकी (सब्सिडी) प्रणाली :**

16.1 यदि राज्य सरकार किसी उपभोक्ता या उपभोक्ताओं की श्रेणी को सहायता करने का अभिनिश्चय करती है तो वह, अधिनियम की धारा–65 के प्रावधानों के अनुसार ऐसी राशि का अग्रिम भुगतान, सहायिकी स्वीकृत करने से प्रभावित हुए अनुज्ञप्तिधारी की क्षतिपूर्ति के लिए उस रीति से करेगी जैसी आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट की जाए। परन्तु राज्य सरकार द्वारा सहायिकी

स्वीकृत करने का कोई निर्देश तब तक प्रभावशील नहीं होगा, जब तक अधिनियम की धारा 65 में निहित प्रावधानों के अनुसार भुगतान नहीं कर दिया गया हो और आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ इस संबंध में उसके द्वारा जारी आदेश के प्रभावशील होने की दिनांक से प्रयोज्य होगा ।

16.2 अधिनियम के इस प्रावधान का क्रियान्वयन सुनिश्चित करने के लिए, आयोग राज्य सरकार की सहायिकी संबंधी वचनबद्धता पर विचार किए बिना प्रारंभतः टैरिफ का निर्धारण करेगा और ऐसा सहायिकीकृत टैरिफ, उपभोक्ताओं की संबंधित श्रेणियों हेतु राज्य सरकार द्वारा दी गई सहायता पर विचार करने के उपरांत निकाला जाएगा।

16.3 देय सहायिकी को राज्य सरकार के बकाया ऋणों के विरूद्ध किसी प्रकार से समायोजित नहीं किया जाएगा।

अध्याय–3
वित्तीय सिद्धान्त

17 **ऋण (डेब्ट) समता (इक्विटी) अनुपात :**

17.1 उत्पादन कंपनी, राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और वितरण अनुज्ञप्तिधारी हेतु दिनांक 01.04.2016 को और उसके बाद वाणिज्यिक संचालन में घोषित किसी परियोजना के लिए, यदि पूंजीगत लागत की 30 प्रतिशत से अधिक समता पूंजी वस्तुतः लगाई गई है, तो 30 प्रतिशत से अधिक की समता को नॉरमेटिव्ह ऋण माना जाएगा; परन्तु जहां वस्तुतः लगाई गई समता पूंजीगत लागत के समतुल्य अथवा 30 प्रतिशत से कम है, वहां वास्तविक समता को टैरिफ के निर्धारण हेतु विचार में लिया जाएगा;

परन्तु यह और भी कि यदि निवेश की गई समता,(पूंजी/इक्विटी) विदेशी मुद्रा में है तो उसे प्रत्येक ऐसे निवेश की दिनांक को भारतीय रूपयों में अभिहित (डेजीगनेट) किया जाएगा।

उदाहरणः यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी परियोजना के वित्त पोषण हेतु समता पूंजी जारी करते समय और अपने फ्री रिजर्व में से निर्मित आंतरिक स्रोतों से निवेश करते समय उठाया गया प्रीमियम, यदि कोई हो तो उसे समता पर प्रतिफल (रिटर्न ऑन इक्विटी) की संगणना के उद्देश्य से चुकता पूंजी माना जायेगा, बशर्ते ऐसी प्रीमियम राशि और आंतरिक स्रोतों का उपयोग (यथास्थिति) उत्पादन केन्द्र या पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली हेतु पूंजीगत व्यय की पूर्ति हेतु किया गया हो।

परन्तु परियोजना क्रियान्वयन हेतु कोई उपभोक्ता अंशदान, कार्य निक्षेप और प्राप्त अनुदान मानदण्डीय ऋण : समता की संगणना के उद्देश्य से पूंजी संरचना के भाग के रूप में विचार में नहीं लिया जाएगा।

17.2 उत्पादन केन्द्र और अनुज्ञप्तिधारी के मामले में, जिसे दिनांक 01.04.2016 से पूर्व वाणिज्यिक संचालन में घोषित किया गया है, आयोग द्वारा अनुमत ऋण समता अनुपात, 31.03.2015 को समाप्त अवधि हेतु टैरिफ निर्धारण के लिए विचार में लिया जाएगा।

17.3 01.04.2016 को अथवा उसके उपरांत किए गए किसी व्यय अथवा संभावित व्यय, जैसा भी आयोग द्वारा शुल्क निर्धारण के लिए अतिरिक्त पूंजी व्यय के रूप में स्वीकृत किया जाए, जिसमें जीवन विस्तारण हेतु जीर्णोद्धार और आधुनिकीकरण व्यय सम्मिलित है, उसे इन विनियमों के विनियम–17.1 में विनिर्दिष्ट रीति से सेवाकृत किया जाएगा ।

17.4 पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अथवा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में परियोजना की लागत और तद्नुसार ऋण साम्या के अनुपात की गणना, एकल लाईन (Individual Line) और परियोजना के स्थान पर पारेषण के सम्पूर्ण नेटवर्क या यथास्थिति अनुज्ञप्तिधारी की वितरण प्रणाली को विचार में लेते हुए परिगणित (केल्कुलेट) किया जाएगा।

17.5 राज्य भार प्रेषण केन्द्र व्यापार हेतु हस्तांतरण की दिनांक को लेखा पुस्तकों में यथा विद्यमान वास्तविक ऋण : समता अनुपात राज्य भार प्रेषण केन्द्र की प्रारंभिक पूंजी लागत हेतु विचार में लिया जाएगा;

परन्तु जब तक राज्य सरकार द्वारा पृथक कम्पनी अधिसूचित नहीं कर दी जाती तब तक राज्य पारेषण उपक्रम की लेखा पुस्तिकाओं में दर्शित ऋण साम्या अनुपात को विचार में लिया जाएगा; हस्तांतरण की दिनांक को अथवा उसके पश्चात् किए गए किसी निवेश हेतु यदि वास्तविक रूप से लगाई गई साम्या पूंजी लागत की 30 प्रतिशत से अधिक है तो 30 प्रतिशत के आधे की साम्या को मानदण्डीय ऋण माना जाएगा;

परन्तु जहां वास्तव में लगाई गई साम्या पूंजी लागत की 30 प्रतिशत से कम है तो प्रभारों के निर्धारण के लिए वास्तविक साम्या को विचार में लिया जाएगा;

परन्तु यह भी कि विदेशी मुद्रा में निवेशित साम्या को ऐसे प्रत्येक निवेश की दिनांक पर भारतीय रूपयों में पदांकित किया जाएगा।

उदाहरण : राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा अंश पूंजी जारी करते समय एकत्र प्रिमियम, यदि कोई हो और अपने मुक्त संग्रह से निर्मित आंतरिक स्रोतों का निवेश जो पूंजीगत व्यय के लिए कोष में डाला जाता है उसे साम्य पर प्रतिफल की संगणना के उद्देश्य से चूकता पूंजी के रूप में गिना जाएगा, बशर्ते ऐसी प्रिमियम राशि और आंतरिक स्रोत का वास्तविक उपयोग पूंजीगत व्यय की पूर्ति के लिए हो।

18 पूंजी लागत और पूंजीगत संरचना (Capital cost and capital structure)

18.1 किसी परियोजना की लागत पूंजी में निम्नलिखित सम्मिलित हैं :–

(क) आयोग द्वारा सतर्क जांच–पड़ताल के उपरांत यथाअनुमोदित, परियोजना की वाणिज्यिक उत्पादन की दिनांक तक किया गया व्यय, अथवा किए जाने हेतु पूर्वानुमानित व्यय, जिसमें सम्मिलित है निर्माण के दौरान नैमित्तिक व्यय, ब्याज और वित्तीय प्रभार, निर्माण के दौरान ऋण राशि के विदेशी मुद्रा विनिमय के जोखिम संपरिवर्तन की वजह से हुई लाभ अथवा हानि;

(ख) निर्माण के दौरान ब्याज (IDC) :

i. निर्माण के दौरान ब्याज की संगणना, ऋण कोष की निषेचन की दिनांक से लिए हुए ऋण से संगत होगी और SCOD तक राशियों की परिपक्व चरणबद्धता को ध्यान में रखकर की जाएगी;

ii. SCOD प्राप्त करने में हुए विलम्ब के कारण निर्माण के दौरान ब्याज के लेखे अतिरिक्त लागत के प्रकरण में यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र को इस प्रकार के विलम्ब हेतु समर्थनकारी दस्तावेजों सहित विस्तृत औचित्य उपलब्ध कराना होगा जिसमें राशियों की परिपक्व चरणबद्ध निकासी सम्मिलित है;

iii. परन्तु जब इस प्रकार का विलम्ब यथास्थिति उत्पादन कंपनी या राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र के कारण से न हुआ हो और इन विनियमों के विनियम–11 में विनिर्दिष्ट अनियंत्रणीय कारकों के कारण है तो निर्माण के दौरान ब्याज परिपक्व जांच के उपरांत अनुमत किया जा सकेगा;

परन्तु यह भी कि वाणिज्यिक संचालन की दिनांक से परे वास्तविक ऋण पर केवल निर्माण के दौरान ब्याज उसी सीमा तक अनुमत किया जा सकेगा जहां कि विलम्ब यथास्थिति उत्पादन कंपनी या राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र के नियंत्रण से परे परिपक्व जांच के बाद और कोषों की परिपक्व चरणबद्ध निकासी को ध्यान में रखते हुए, पाया जाता है।

(ग) निर्माण के दौरान नैमित्तिक व्यय (IEDC) :

i. निर्माण के दौरान नैमित्तिक व्यय की संगणना शून्य दिनांक से और SCOD तक पूर्व संचालन व्ययों को ध्यान में रखकर की जाएगी;

परन्तु SCOD तक निर्माण अवधि के दौरान निक्षेपों और अग्रिमों पर ब्याज, अथवा किन्हीं अन्य प्राप्तियों के लेखे अर्जित राजस्व को निर्माण के दौरान नैमित्तिक व्यय में से घटाने हेतु विचार में लिया जा सकेगा।

ii. निर्माण के दौरान नैमित्तिक व्यय के खाते अतिरिक्त व्यय यदि SCOD प्राप्त करने में हुए विलम्ब के कारण होता है तो यथास्थिति उत्पादन कंपनी या राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र को ऐसे विलम्ब के लिए समर्थनकारी दस्तावेजों सहित विस्तृत औचित्य प्रस्तुत करना आवश्यक होगा, जिसमें विलम्ब की अवधि के दौरान हुए नैमित्तिक व्यय का विवरण और विलम्ब से संगत वसूली गई या वसूली योग्य परिसमापन नुकसानी सम्मिलित है;

परन्तु यदि ऐसा विलम्ब यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र के कारण नहीं हुआ है और विनियम–11 मे यथा विनिर्दिष्ट अनियंत्रणीय कारकों की वजह से है तो विहित परिपक्वता जांच के उपरांत निर्माण के दौरान नैमित्तिक व्यय अनुमत किया जा सकेगा;

परन्तु यह भी कि जहां ऐसा विलम्ब यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा लगाये गये किसी अभिकरण या संविदाकर्ता या प्रदायकर्ता के कारण हुआ है तो ऐसे अभिकरण या संविदाकर्ता या प्रदायकर्ता से वसूल की गई परिसमापन नुकसानी को पूंजी लागत की संगणना के लिए विचार में लिया जाएगा।

iii. ऐसे प्रकरण में जहां अनुसूचित वाणिज्यिक संचालन की दिनांक से आगे समय लंघन विहित परिपक्वता के उपरांत ही अनुमति योग्य नहीं है वहां समय लंघन की अवधि से संगत मूल्य परिवर्तन के कारण पूंजी लागत में वृद्धि को पूंजीकरण से निकाल दिया जाएगा, भले ही उत्पादन कंपनी या राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र के आपूर्तिकर्ता या संविदाकर्ता से संविदाओं में मूल्य परिवर्तन के प्रावधान कुछ भी हों।

(घ) राज्य भार प्रेषण केन्द्र व्यापार के प्रकरण में प्रभारों के निर्धारण का आधार राज्य भार प्रेषण केन्द्र/राज्य पारेषण उपक्रम की लेखा पुस्तिकाओं में उल्लिखित हस्तांतरण की दिनांक को पूंजीगत लागत के साथ नियंत्रण अवधि हेतु अनुमोदित सी.ए.पी.ई.एक्स योजना रहेगी।

(ड.) विनियम–18.3 में विनिर्दिष्ट ऊपरी दरों की सीमा में रहते हुए पूंजीकृत प्रारंभिक स्पेयर्स; और

(च) विनियम–19 के अंतर्गत निर्धारित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय;
परन्तु, ऐसी परिसम्पत्तियां जो परियोजना का भाग हैं, किन्तु उपयोग में नहीं आ रही, उन्हें लागत मूल्य में से बाहर कर दिया जाएगा।

18.2 आयोग द्वारा सतर्क जांच–पड़ताल के उपरांत यथाअनुमोदित लागत पूंजी टैरिफ अवधारणा का आधार होगी :

परन्तु, सतर्क जांच–पड़ताल में पूंजीगत व्यय की युक्तियुक्तता (रिजेनेबिलीटी) की छान–बीन, वित्तीय योजना, निर्माण के दौरान ब्याज और IEDC दक्ष तकनीक का उपयोग, लागत मूल्य और

समय में वृद्धि, और ऐसे अन्य मामले सम्मिलित किए जा सकेंगे जिन्हें कि आयोग द्वारा टैरिफ के निर्धारण हेतु समुचित समझा जाए;

परन्तु, जहां कि वास्तविक पूंजीगत मूल्य अनुमोदित पूंजीगत मूल्य से निम्नतर है, वहां टैरिफ निर्धारण हेतु वास्तविक पूंजीगत मूल्य को विचार में लिया जाएगा । अनुमोदित पूंजीगत मूल्य से ऊपर और परे, (over and above) पूंजीगत मूल्य में किसी वृद्धि को आयोग द्वारा सतर्क जांच के अधीन विचार में लिया जा सकता है अथवा आयोग द्वारा स्वतंत्र रूप से उसका मिलान (vetting) किया जा सकता है;

परन्तु, ऐसे प्रकरण में जहां किसी विकासकर्ता को किसी राज्य सरकार द्वारा बोली की द्विस्तरीय पारदर्शी प्रक्रिया अपनाते हुए, किसी जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के लिए स्थल प्रदान किया जाता है, वहां परियोजना विकासकर्ता द्वारा परियोजना स्थल को आबंटित कराने में किया गया कोई व्यय अथवा किए जाने के लिए प्रतिबद्ध कोई व्यय लागत मूल्य में सम्मिलित नहीं किया जाएगा;

परन्तु, यह भी कि ऐसे किसी जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में लागत पूंजी हेतु निम्नलिखित का समावेश किया जाएगा :–

(क) पुनर्वास और पुनर्स्थापन के यथाअनुमोदित पैकेज के अनुरूप अनुमोदित पुनर्वास और पुनर्स्थापन योजना की लागत; और

(ख) प्रभावित क्षेत्र में राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना या DDUGY योजना आदि के निमित्त विकासकर्ता के 10 प्रतिशत अंशदान (कान्ट्रीब्यूशन) की लागत;

परन्तु, यह भी कि जहां उत्पादन कंपनी और हितग्राहियों के बीच दीर्घ अवधि विद्युत क्रय अनुबंध हुआ हो अथवा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और हितग्राही के बीच पारेषण सेवा अनुबंध हुआ हो वहां यथास्थिति वास्तविक व्यय की सीमा निर्धारित होने पर, आयोग द्वारा अनुमत (एडमिटेड), पूंजीगत व्यय टैरिफ निर्धारण के लिए ऐसी सीमा को विचार में लिया जाएगा।

18.3 लागत पूंजी में पूंजीकृत प्रारंभिक पुर्जे भी सम्मिलित किए जा सकेंगे।

18.3.1 उत्पादन यूटीलिटी :

निम्नलिखित ऊपरीसीमा मानदण्डों के अधीन रहते हुए प्रारंभिक स्पयेर्स संयंत्र और मशीन लागत के प्रतिशत के रूप में पूंजीकृत होंगे :

i.	कोयला आधारित/लिग्नाईट ज्वलित ताप उत्पादन केन्द्र	–	4.00%
ii.	जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्र	–	4.00%

18.3.2 पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली :

निम्नलिखित ऊपरीसीमा मानदण्ड के अधीन रहते हुए प्रारंभिक स्पयेर्स मूल पूंजीगत लागत के प्रतिशत के रूप में पूंजीकृत होंगे :

i.	पारेषण प्रणाली तथा वितरण लाईन	–	0.50%
ii.	पारेषण प्रणाली तथा वितरण उपकेन्द्र	–	1.00%
iii.	सीरीज/समानान्तर क्षतिपूर्ति डिवाइसें और HVDC केन्द्र	–	3.50%
iv.	गैस इन्सूलेटेड उपकेन्द्र	–	3.50%

18.4 उत्पादन कंपनी, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा यथास्थिति प्रतिस्थान, नवीकरण और आधुनिकीकरण या पुरानी स्थावर परिसम्पत्तियों के जीवन विस्तार पर किए गए किसी व्यय को, मूल पूंजी लागत से प्रतिस्थापित आस्तियों के शुद्ध मूल्य को बट्टे खाते डालने के बाद विचार में लिया जाएगा ।

18.5 किसी उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी की परिसम्पत्तियों के वि–पूंजीकरण के प्रकरण में यथास्थिति वि–पूंजीकरण की दिनांक को ऐसी परिसम्पत्ति की मूल लागत, सकल निश्चित परिसम्पत्ति के मूल्य में से घटा दी जाएगी और संगत ऋण के साथ–साथ साम्या को बकाया ऋण और साम्या में से क्रमशः उस वर्ष में विहित रूप से उस वर्ष को विचार में लेते हुए जिसे वर्ष में वह पूंजीकृत हुआ था, घटा दिया जाएगा जिसमें ऐसा वि–पूंजीकरण सम्पन्न होता है।

18.6 किसी वर्ष के दौरान औसत लागत पूंजी की परिगणना उस वर्ष के लिए प्रारंभिक और अंतिम सकल निश्चित परिसम्पत्तियों के औसत के रूप में की जाएगी;
परन्तु, नवीन उत्पादन केन्द्र अथवा इकाई के लिए लागत पूंजी प्रोरेटा आधार पर उस वर्ष के दौरान प्रभारित की जाएगी जिस वर्ष में ऐसी परिसम्पत्ति वाणिज्यिक संचालन में घोषित की जाती है और परवर्ती वर्षों (आगामी वर्ष) में, लागत पूंजी को औसत परिसम्पत्ति के आधार पर परिगणित किया जाएगा।

19 **अतिरिक्त पूंजीकरण** :

19.1 वाणिज्यिक परिचालन तिथि के बाद और कट–ऑफ दिनांक तक निम्नलिखित मदों के लिए कार्य की मूल सीमा में रहते हुए किया गया पूंजीगत व्यय या किए जाने के लिए अनुमानित व्यय, आयोग द्वारा सतर्क जांच–पड़ताल के अधीन रहते हुए अनुमत किया जा सकेगा :

(i) अन–उन्मोचित दायित्व; (अनडिस्चार्जड लाईबिलिटी)

(ii) निष्पादन हेतु आस्थगित (डिफर्ड) कार्य;

(iii) विनियम 18.3 के प्रावधानों के अधीन रहते हुए मूल परियोजना लागत में शामिल प्रारंभिक पुर्जों की प्राप्ति;

(iv) किसी न्यायालय के आदेश अथवा डिक्री के अनुपालन अथवा माध्यस्थम के पंचाट के अनुपालन (अवार्ड ऑफ आर्बिट्रेशन) का दायित्व; और

(v) विधि में कोई परिवर्तन;

परन्तु, कार्य के मूल स्वरूप में सम्मिलित कार्यों के विवरण, मय व्यय के अनुमानों, अन–उन्मोचित दायित्वों; (अनडिस्चार्जड् लाईबिलिटीज) और निष्पादन हेतु आस्थगित (डिफर्ड) कार्यों के विवरण, पूंजी निवेश योजना के साथ प्रस्तुत किए जाएंगे।

19.2 निम्नलिखित के कारण कट–ऑफ दिनांक के बाद हुआ पूंजीगत व्यय, सतर्क जांच– पड़ताल के अधीन रहते हुए आयोग द्वारा स्वविवेक से अनुमत (स्वीकृत) किया जाएगाः–

(i) माध्यस्थम् के पंचाट अथवा किसी न्यायालय के आदेश अथवा डिक्री का अनुपालन करने का दायित्व;

(ii) विधि में परिवर्तन;

(iii) कार्य के मूल स्वरूप में एस पाण्ड अथवा एस हैंडलिंग की प्रणाली से संबंधित आस्थगित (डिफर्ड) कार्य;

(iv) जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के मामले में कोई निवेश, जो प्राकृतिक विपदाओं (परन्तु, उत्पादन कंपनी के दुर्लक्ष्य के कारण विद्युत उत्पादन गृह में हुए जल भराव के कारण नहीं) के साथ ही इंश्योरेंस स्कीम (बीमा योजना) की कार्यवाही के समायोजन के पश्चात् भौगोलिक कारणों से हुई क्षति वजह से आवश्यक हुआ हो और ऐसा निवेश, जिसे आयोग उत्पादन केन्द्र के संचालन के लिए आवश्यक समझे, जैसी मदों पर रूपये एक करोड़ से अधिक का अतिरिक्त निवेश;

(v) पारेषण/वितरण प्रणाली के प्रकरण में रिले, कंट्रोल और इंस्ट्रूमेंटेशन, कम्प्यूटर प्रणाली, विद्युत लाईन संवहन संचार, डी.सी. बैटरियां, त्रुटि के स्तर में बढ़ोत्तरी के कारण स्विच यार्ड उपकरण को प्रतिस्थापित करना, आपात से बहाली की प्रणाली, विसंवाहकों (इंसूलेटरों) की सफाई संबंधी अधोसंरचना, ऐसे क्षतिग्रस्त उपकरण जिनका बीमा नहीं है उनका प्रतिस्थापन और रूपये एक करोड़ से अधिक राशि का ऐसा निवेश जो पारेषण/वितरण प्रणाली के सफल और दक्ष संचालन हेतु आवश्यक हो गया हो, जैसी मदों पर कोई अतिरिक्त निवेश;

(vi) रूपये एक करोड़ से अधिक राशि का ऐसा कोई निवेश जो आयोग द्वारा तापीय विद्युत केन्द्र को संचालित करने हेतु अपरिहार्य समझा जाए;

परन्तु, गौण मदों की अप्राप्ति पर, अथवा औजारों और सार–संभालों, फर्नीचर, एयरकण्डीशनर, वोल्टेज स्टेबलाईजरों, रेफ्रिजरेटरों, कूलरों, पंखों, वाशिंग मशीनों, हीट कन्वेटरों, कम्प्यूटर, गद्दों, कालीनों आदि जैसी परिसम्पत्तियों पर हुआ कोई व्यय, जो कट–ऑफ दिनांक के बाद किया गया हो, उसे यथास्थिति टैरिफ और/अथवा शुल्क के निर्धारण हेतु अतिरिक्त पूंजीकरण के लिए विचार में नहीं लिया जाएगा।

20. **नवीकरण और आधुनिकीकरण :**

20.1 यथास्थिति उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी/राज्य पारेषण उपक्रम या वितरण अनुज्ञप्तिधारी उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई या पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली की उपयोगी जीवनावधि के आगे जीवन विस्तार के उद्देश्य से किए जाने वाले नवीकरण और आधुनिकीकरण के व्यय की पूर्ति हेतु आयोग के समक्ष प्रस्ताव के अनुमोदन हेतु एक विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन प्रस्तुत करेगा, जिसमें सम्पूर्ण क्षेत्र, क्षेत्राधिकार, लागत उपयोगिता विश्लेषण किसी संदर्भ दिनांक से अनुमानित जीवन विस्तार, वित्तीय पैकेज, व्यय के चरण, पूर्णता की अनुसूची, संदर्भ मूल्य स्तर, अनुमानित पूर्णता मूल्य जिसमें यदि कोई हो तो विदेशी मुद्रा घटक का समावेश भी किया जाए, और अन्य कोई जानकारी जिसे उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा सुसंगत समझा जाए, का समावेश होगा;

20.2 जहां उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा यथास्थिति नवीकरण और आधुनिकीकरण के अपने प्रस्ताव को अनुमोदन हेतु प्रस्तुत किया जाता है, वहां लागत अनुमानों, वित्तीय योजना, पूर्णता की अनुसूची, निर्माण के दौरान ब्याज, दक्ष तकनीक के उपयोग, लागत लाभ विश्लेषण, और ऐसे अन्य कारक जिन्हें आयोग द्वारा सुसंगत समझा जाए, की युक्तियुक्तता पर सम्यक् रूप से विचार करने के उपरांत, अनुमोदन प्रदान किया जाएगा।

20.3 नवीकरण और आधुनिकीकरण पर हुआ कोई व्यय या पूर्वानुमानित कोई व्यय पर विनियम 18.4 के अधीन प्रावधानों के अनुरूप कार्यवाही की जाएगी ।

कोयला अधारित ताप उत्पादन केन्द्रों हेतु विशेष भत्ता :

20.4 कोयला अधारित ताप उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में, उत्पादन कम्पनी मरम्मत और संधारण व्यय का लाभ उठाने के स्थान पर इस विनियम में विनिर्दिष्ट मानदण्डो के अनुसरण में "विशेष

भत्ता'' का विकल्प उन व्ययों की आवश्यकता पूर्ति के लिए क्षतिपूर्ति के रूप में दे सकेगी जिनमें उत्पादन केन्द्र या उसकी किसी इकाई के उपयोगी जीवनकाल से आगे नवीकरण और आधुनिकीकरण सम्मिलित है और ऐसी दशा में पूंजी लागत की अनुमति नहीं दी जाएगी और प्रयोज्य संचालन मानदण्डों को शिथिल नहीं किया जाएगा किन्तु वार्षिक निश्चित मूल्य में ''विशेष भत्ता'' सम्मिलित कर दिया जाएगा;

परन्तु यह विकल्प किसी ऐसे उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी इकाई के लिए उपलब्ध नहीं होगा जिसका नवीकरण और आधुनिकीकरण किया जा चुका है और जिसके लिए आयोग द्वारा इन विनियमों के लागू होने से पूर्व आयोग द्वारा व्यय की अनुमति दी जा चुकी है, अथवा किसी ऐसे उत्पादन केन्द्र या इकाई हेतु जो समाप्त अवस्था में अथवा जिसका संचालन शिथिल संचालन और निष्पादन मानदण्डों के अधीन किया जा रहा है।

परन्तु यह भी कि इन विनियमों में विनिर्दिष्ट HTPS केन्द्र के लिए शिथिल संचालन मानदण्ड उस स्थिति में लागू नहीं होंगे जब ऐसा उत्पादन केन्द्र विशेष भत्ते का विकल्प देता है।

20.5 विशेष भत्ता वर्ष 2016–17 के लिए @ रूपये 7.5 लाख/मे.वा. प्रतिवर्ष होगा और उसके उपरांत इसमें @ 6.35% प्रतिवर्ष की दर से टैरिफ अवधि 2016–17 से 2020–21 तक इकाईवार की जाएगी,

परन्तु वास्तविकीकरण के समय भी, टैरिफ अवधि 2016–17 से 2020–21 के दौरान विशेष भत्ते में @ 6.35% प्रतिवर्ष की दर से अभिवृद्धि की जाएगी।

20.6 आयोग द्वारा विशेष भत्ता स्वीकृत किए जाने की दशा में विशेष भत्ते का उपयोग करते हुए या किये गये व्यय का संधारण उत्पादन केन्द्र द्वारा पृथक से किया जाएगा और इसका विवरण आयोग को टैरिफ याचिकाएं/वास्तविकीकरण याचिकाएं प्रस्तुत करते समय उपलब्ध कराया जाएगा।

21. **उपभोक्ता अंशदान, निक्षेप कार्य (डिपोजिट वर्क) और अनुदान :**

21.1 पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अथवा वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा कराए गए निम्नलिखित प्रकृति के कार्य इस श्रेणी के अंतर्गत वर्गीकृत किए जाएंगे :–

(क) उपयोगकर्ताओं से भागतः (अंशतः) अथवा पूर्णतः राशियां प्राप्त करने के बाद निक्षेप कार्यों के संदर्भ में कराए गए कार्य;

(ख) राज्य सरकार अथवा केन्द्र सरकार से राजीव गांधी विद्युतीकरण योजना, ए.पी.डी.आर.पी., आदि की राशियों सहित प्राप्त अनुदानों के उपयोग से कराए गए पूंजीगत कार्य;

(ग) समान प्रकृति की कोई अन्य अनुदान और ऐसी प्राप्त राशियां, जिन्हें वापस करने हेतु कोई दायित्व नहीं है और जिसके साथ कोई ब्याज लागतें संबद्ध नहीं हैं, ऐसी आर्थिक सहायता;

परन्तु, आंशिक वित्त पोषण के प्रकरण में ऐसा बर्ताव (ट्रीटमेंट) उस सीमा तक सीमित रहेगा। ऐसे पूंजीगत व्यय पर व्ययों के उपचार (ट्रीटमेंट) हेतु निम्नलिखित सिद्धांत लागू होंगे :–

(क) इन विनियमों में विनिर्दिष्ट अनुसार संचालन एवं संधारण व्यय की अनुमति दी जाएगी;

(ख) मूल्य ह्रास, साम्या पर प्रतिफल, (रिटर्न ऑन इक्विटी) और मानदंडीय ऋण (नॉरमेटिह्व लोन) पर ब्याज की अनुमति नहीं रहेगी ।

22. **साम्या पर प्रतिफल (रिटर्न ऑन इक्विटी)**

22.1 **उत्पादन, पारेषण और राज्य भार प्रेषण केन्द्र** : समता पूंजी पर प्रतिफल की संगणना, रूपयों में विनियम 17 के अनुसार निर्धारित समता पूंजी के आधार पर की जाएगी। समता पूंजी पर प्रतिफल की संगणना कर पूर्व (प्री टैक्स) आधार पर 15.5 प्रतिशत की आधार दर से इन विनियमों के विनियम 22.3 के अनुसार दी गई सीमा में रहेगी।

22.2 **वितरण** : समता पूंजी पर प्रतिफल की संगणना, रूपयों में विनियम 17 के अनुसार निर्धारित समता पूंजी के आधार पर की जाएगी। समता पूंजी पर प्रतिफल की संगणना करपूर्व (प्री टैक्स) आधार पर अधिकतम 16 प्रतिशत की आधार दर से इन विनियमों के विनियम 22.3 के अनुसार दी गई सीमा में रहेगी।

22.3 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु समता पूंजी पर प्रतिफल की दर, आधार वर्ष की प्रचलित एम. ए.टी. दर को आधार दर से सकलीकरण द्वारा संगणित की जाएगी;

परन्तु, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र को यथास्थिति प्रयोज्य वास्तविक कर (टैक्स) की दर के संदर्भ में समता पूंजी पर प्रतिफल नियंत्रण अवधि के दौरान संबंधित वर्ष में सुसंगत वित्तीय अधिनियमों के प्रावधानों के अनुरूप रहेगा और उसे नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु पृथकतः वास्तवीकृत किया जाएगा। ऐसे प्रकरण में जहां उस वित्तीय वर्ष के दौरान कोई कर (टैक्स) देय नहीं है, वहां वास्तविकीकरण के उद्देश्य से कर (टैक्स) की दर को निरंक के रूप में लिया जाएगा।

समता पूंजी पर प्रतिफल की दर को 3 दशमलव बिन्दुओं तक पूर्णांकित किया जाएगा और निम्नांकित सूत्र के अनुसार संगणित किया जाएगा :–

समता पूंजी पर प्रतिफल की कर (टैक्स) पूर्व दर = आधार दर $/(1-t)$

जहां इन विनियमों के विनियम 22.3 के अनुसरण में 't' से तात्पर्य प्रयोज्य कर (टैक्स) की दर है;

परन्तु, जहां यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा पूर्व वर्ष में हानि उठाई गई है और आयोग द्वारा सावधानीपूर्वक जांच के आधार पर न्यूनतम वैकल्पिक कर (एम.ए.टी.) को समता पूंजी पर प्रतिफल का निर्धारण करते समय विचार में नहीं लिया जा सकेगा ।

23 **ऋण पूंजी पर ब्याज और वित्तीय प्रभार** :

23.1 विनियम 17 में दर्शायी रीति से प्राप्त ऋणों पर ऋण के ब्याज की गणना के लिए सकल मानदंडीय ऋण के रूप में विचार किया जाएगा ।

23.2 01.04.2016की स्थिति में बकाया मानदंडीय ऋण (नॉर्मेटिव लोन) निकालने के लिए सकल मानदंडीय ऋण(ग्रास नॉर्मेटिव लोन) में से आयोग द्वारा अनुमत दिनांक 31.03.2016 तक के आवर्ती पुनर्भुगतान (कम्यूलेटिव रिपेमेंट)को घटा दिया जाएगा ।

23.3 टैरिफ अवधि के वर्ष हेतु पुनर्भुगतान उस वर्ष के लिए अनुमत (अलाउड) अवमूल्यन (डेप्रीसिएशन) के समतुल्य माना जाएगा ।

23.4 उत्पादन कंपनी या अनुज्ञप्तिधारी द्वारा यथास्थिति ली गई ऋण–स्थगन–अवधि (मॉरचोरियम पीरियड) के होते हुए भी ऋण का पुनर्भुगतान परियोजना के वाणिज्यिक संचालन के प्रथम वर्ष से विचार में लिया जाएगा और वह अनुमत वार्षिक अवमूल्यन के समतुल्य होगा।

23.5 ब्याज की दर, परियोजना के लिए प्रयोज्य प्रत्येक वर्ष के प्रारंभ में वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर परिगणित भारांकित औसत ब्याज दर (केल्कुलेटेड वेटेड एवरेज इंट्रेस्ट रेट) होगी;

परन्तु, जहां किसी विशिष्ट वर्ष के लिए कोई वास्तविक ऋण नहीं लिया गया है तथापि मानदंडीय ऋण फिर भी बकाया हो, वहां अंतिम उपलब्ध भारांकित औसत ब्याज दर विचार में ली जाएगी;

परन्तु, यह और भी कि जहां यथास्थिति, उत्पादन केन्द्र या अनुज्ञप्तिधारी के पास वास्तविक ऋण नहीं है वहां ऐसी उत्पादन कंपनी या अनुज्ञप्तिधारी की भारांकित औसत ब्याज दर समग्र रूप से विचारणीय होगी;

परन्तु, यह और भी कि नवीन विद्युत उत्पादन केन्द्र या अनुज्ञप्तिधारी, जो अपना संचालन इन विनियमों के प्रभावशील होने की दिनांक के बाद प्रारंभ करने वाले हैं, और जिनके पास वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो नहीं है वहां ब्याज की दर मानदंडीय आधार (नार्मेटिव्ह बेसिस) पर विचारणीय होगी और उस दिनांक, जब यथास्थिति विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी कोई इकाई या पारेषण प्रणाली या वितरण अनुज्ञप्तिधारी को वाणिज्यिक संचालन में घोषित किया गया, को भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर +200 आधार बिन्दु के समतुल्य होगी ।

23.6 ऋण पर ब्याज की गणना करने के लिए उस वर्ष के मानदंडीय औसत ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर (वेटेड एवरेज रेट) लागू की जाएगी।

23.7 ब्याज की उपर्युक्त संगणना में ऋण राशि पर ब्याज, मानदंडीय हो अथवा अन्यथा, उस सीमा तक बाहर रखा जाएगा, जहां पूंजीगत लागत उपभोक्ता अंशदान, अनुदान द्वारा वित्त पोषित अथवा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कंपनी, जैसी भी स्थिति हो, द्वारा निक्षेप कार्यों (डिपोजिट वर्क्स) के रूप में कराया गया है ।

23.8 उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र यथास्थिति ऋणों की अदला–बदली के तब तक सभी प्रयास करेगी, जब तक इसके कारण से ब्याज पर शुद्ध बचत हो और उस स्थिति में ऐसे पुनःवित्तीकरण से जुड़ी हुई समस्त लागतें हितग्राहियों द्वारा वहन की जायेंगी और शुद्ध बचत हितग्राहियों तथा उत्पादन कम्पनी या राज्य पारेषण उपक्रम या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के बीच, यथास्थिति 2:1 के अनुपात में बांटी जायेगी।
परन्तु राज्य भार प्रेषण केन्द्र के प्रकरण में यह प्रावधान केवल उन्ही राज्यांतरिक एककों पर लागू होगा जो राज्य भार प्रेषण केन्द्र की दीर्घावधि सेवाओं का लाभ उठा रहे हैं।

23.9 परन्तु हितग्राही द्वारा ऋण के पुनःवित्तीकरण के कारण उत्पन्न होने वाले किसी विवाद के दौरान, उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी द्वारा दावाकृत ब्याज के पेटे कोई भुगतान नहीं रोका जायेगा।

23.10 ऋण की शर्तो और दशाओं के परिवर्तनों को ऐसे पुनः वित्तीयकरण की दिनांक से दर्शाया जायेगा।

23.11 वितरण अनुज्ञप्तिधारी के प्रकरण में उपभोक्ताओं को सुरक्षा निक्षेप (नगद) पर ब्याज भुगतान, इन विनियमों के तहत ब्याज और वित्त प्रभारों के एक भाग के रूप में अनुमत होगा।

24. **मूल्य–ह्रास (डेप्रीसिएशन) –**

24.1 मूल्य ह्रास के उद्देश्य से आधार मूल्य (बेस व्हेल्यू) आयोग द्वारा अनुमत (अलाउड) पूंजी लागत (केपिटल कॉस्ट)रहेगी;

परन्तु, पूंजी लागत में अनुदान की राशियां अथवा विनियम 21 में विनिर्दिष्ट स्थिर परिसम्पत्ति के वित्त पोषण हेतु प्राप्त उपभोक्ता अंशदान अथवा निक्षेप कार्य सम्मिलित नहीं रहेगा।

24.2 सूचना प्रोद्योगिकी उपकरणों और राज्य भार प्रेषण केन्द्र व्यापार हेतु प्रयुक्त साफ्टवेयर को छोड़कर आस्तियों का अवशेष (साल्वेज व्हेल्यू ऑफ एसेस्ट्स) 10 प्रतिशत मान्य किया जायेगा और आस्ति की ऐतिहासिक पूंजी लागत की अधिकतम 90 प्रतिशत तक का मूल्य ह्रास (डेप्रीसिएशन) स्वीकृत किया जायेगा।

परन्तु सूचना प्रोद्योगिकी उपकरणों और साफ्टवेयरों हेतु आस्तियों का अवशेष मूल्य निरंक विचार में लिया जाएगा और ऐसी परिसम्पत्तियों के शत् प्रतिशत मूल्य को मूल्य ह्रास (डेप्रीसिएशन) योग्य माना जाएगा।

24.3 लीज पर ली गई भूमि और जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में जलाशय हेतु भूमि और ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु राखबंद (एशबंड) की भूमि को छोड़कर, (अन्य) भूमि मूल्य ह्रास योग्य आस्तियां नहीं होगी और इस भूमि के मूल्य को आस्ति (एसेस्ट्स) के मूल्य ह्रास किये गये (डेप्रीसिएटेड व्हेल्यू) की गणना करते समय पूंजी लागत में से अलग कर दिया जायेगा।

24.4 उत्पादन केन्द्र, पारेषण प्रणाली, वितरण प्रणाली और राज्य भार प्रेषण केन्द्र की आस्तियों पर अवमूल्यन की गणना प्रतिवर्ष सरलरेखा विधि से आस्तियों के उपयोगी जीवन और इन विनियमों से संलग्न अनुसूची–एक में विनिर्दिष्ट दरों पर की जायेगी;

परन्तु, वाणिज्यिक उत्पादन की तिथि से बाद के 15 वर्षों के अवधि उपरांत वर्ष के अंत में 31 मार्च को शेष रही अवमूल्यनीय मूल्य को आस्तियों के शेष उपयोगी जीवनकाल में विस्तारित कर दिया जायेगा।

वर्तमान परियोजनाओं के प्रकरण में दिनांक 01.04.2016 को शेष अवमूल्यनीय मूल्य, आस्तियों के सकल मूल्य–ह्रास योग्य मूल्य में से आयोग द्वारा 31.03.2016 तक अनुमत आवर्ती मूल्य–ह्रास को घटाकर निकाला जायेगा।

परन्तु उन प्रकरणों में जहां पूंजी निवेश योजना का अनुमोदन आयोग द्वारा किया गया है और ऋण के पुनर्भुगतान हेतु इन विनियमों में दी गई मूल्य ह्रास दरें अपर्याप्त है वहां मूल्य ह्रास की दर आयोग द्वारा परिपक्व जांच के अधीन रहते हुए टैरिफ आदेश जारी करते समय निर्धारित की जाएगी।

24.5 जब तक राज्य सरकार द्वारा पृथक राज्य भार प्रेषण केन्द्र कम्पनी अधिसूचित नहीं कर दी जाती तब तक राज्य पारेषण उपक्रम हेतु इन विनियमों के अधीन यथा प्रयोज्य मूल्य ह्रास की गणना की जाएगी;

परन्तु शेष मूल्य ह्रास योग्य बकाया, जैसा वह हस्तांतरण की दिनांक को है, को निकालने हेतु यथा हस्तांतरण की दिनांक राज्य भार प्रेषण केन्द्र के लिए, राज्य भार प्रेषण केन्द्र की लेखा पुस्तिकाओं में दर्शित आस्तियों का सकल ह्रास योग्य मूल्य में से संचयी मूल्य ह्रास घटा दिया जाएगा।

24.6 मूल्य–ह्रास वाणिज्यिक संचालन के प्रथम वर्ष से प्रभारणीय होगा। मूल्य–ह्रास की संगणना वर्ष के दौरान औसत आस्तियों के आधार पर की जायेगी;

परन्तु, नवीन विद्युत उत्पादन केन्द्र या इकाई हेतु मूल्य–ह्रास उस वर्ष के दौरान आस्ति के प्रो रेटा आधार पर किया जायेगा। जिसमें उसे वाणिज्यिक संचालन के अंतर्गत घोषित किया गया है। परवर्ती वर्षो के लिए मूल्य–ह्रास की संगणना वर्ष के दौरान औसत आस्ति के आधार पर की जायेगी।

25. **कार्यशील पूंजी पर ब्याज–**

25.1 कार्यशील पूंजी के अंतर्गतः

(क) कोयला आधारित ताप विद्युत केन्द्रों के प्रकरणों में:

(i) कोयले की लागत, यदि प्रयोज्य हो, गर्तमुख(पीट–हेड) उत्पादन केन्द्रों हेतु एक महीने की और गैर गर्तमुख(पीट–हेड) उत्पादन केन्द्रों हेतु डेढ़ महीने, उत्पादन हेतु मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धिकारक,एन,ए,पी,एफ के आधार पर, धन;

(ii) मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धिकारक, एन,ए,पी,एफ के आधार पर उत्पादन हेतु दो महीनों के लिए द्वितीयक ईंधन तेल की लागत, और जहॉ एकाधिक द्वितीयक ईंधन तेल का उपयोग होता है, वहॉ मुख्य द्वितीयक ईंधन तेल के ईंधन तेल भंडार की लागत, धन;

(iii) एक महीने के लिए संचालन और संधारण व्यय, धन;

(iv) विनियम 38.5.1 में विनिर्दिष्ट मरम्मत और संधारण व्ययों के 40 प्रतिशत की दर पर संधारण स्पेयर्स, धन;

परन्तु नवीन केन्द्रों के प्रकरण में संधारण स्पेयर्स की संगणना प्रारंभिक GFA के प्रतिशत के रूप में होगी जिसे आयोग द्वारा परिपक्व जांच के अधीन टैरिफ आदेश जारी करते समय निर्धारित किया जाएगा।

(v) एक (1) महीने के लिए विद्युत विक्रय हेतु क्षमता प्रभारों (केपेसिटी चार्ज) और ऊर्जा प्रभारों (इनर्जी चार्ज)समतुल्य प्राप्तव्य जिन्हें मानदण्डीय संयंत्र उपलब्धता कारक पर परिगणित किया गया है।

(ख) जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में:

(i) एक (1) महीने के लिए संचालन और संधारण व्यय, धन;

(ii) यथास्थिति, विनियम 38.5.3 या 0 में विनिर्दिष्ट मरम्मत और संधारण व्ययों के 40 प्रतिशत की दर पर संधारण स्पेयर्स, धन;

(iii) एक (1) महीने की स्थिर लागत (फिक्स्ड चार्ज) के समतुल्य प्राप्तव्य।

(ग) पारेषण व्यापार के प्रकरण में:

(i) एक महीने के लिए संचालन और संधारण व्यय, धन;

(ii) विनियम 47.5 में विनिर्दिष्ट मरम्मत और संधारण व्ययों के 40 प्रतिशत की दर पर संधारण स्पेयर्स, धन;

(iii) एक महीने की स्थिर लागत (फिक्स्ड चार्ज) के समतुल्य प्राप्तव्य।

(iv) घटाएं पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ताओं से सुरक्षा निक्षेपों के रूप में धारित कोई राशि, यदि कोई हो।

(घ) वितरण व्हीलिंग व्यापार के प्रकरण में:

(i) उस वित्तीय वर्ष के लिए संचालन और संधारण व्यय की राशि का बारहवॉ (1/12) भाग, धन;

(ii) विनियम 57.4 में विनिर्दिष्ट मरम्मत और संधारण व्ययों के 40 प्रतिशत की दर पर संधारण स्पेयर्स, धन;

(iii) प्रचलित टैरिफों पर वितरण तारों के उपयोग हेतु प्रभारों से अनुमानित राजस्व का एक माह के समतुल्य;

(ड.) विद्युत के फुटकर प्रदाय के प्रकरण में:

(i) एक महीने के लिए संचालन और संधारण व्यय, धन;

(ii) विनियम 66.6 में विनिर्दिष्ट मरम्मत और संधारण व्ययों के 40 प्रतिशत की दर पर संधारण स्पेयर्स, धन;

(iii) प्रचलित टैरिफों पर विद्युत के विक्रय से अनुमानित राजस्व का एक माह के समतुल्य प्राप्तव्य;

(iv) घटाएं : उपभोक्ताओं से सुरक्षा निक्षेप (एस.डी.) के रूप में रखी गई राशि।

(च) राज्य भार प्रेषण केन्द्र के प्रकरण में

(i) एक महीने के लिए संचालन और संधारण व्यय, धन;

(ii) विनियम 74.5 में विनिर्दिष्ट मरम्मत और संधारण व्ययों के 40 प्रतिशत की दर पर संधारण स्पेयर्स, धन;

(iii) आयोग द्वारा यथा अनुमोदित एक (1) माह के प्रणाली संचालन प्रभारों और बाजार संचालन प्रभारों के समतुल्य प्राप्तव्य।

25.2 वास्तविकीकरण के समय उत्पादन कंपनी, राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, वितरण अनुज्ञप्तिधारी और राज्य भार प्रेषण केन्द्र की कार्यशील पूंजी आवश्यकता प्राप्तव्यों की संगणना एक (1) महीने के वास्तविक राजस्व देयक में दर्शित के समतुल्य निर्धारित की जाएगी।

25.3 विनियम 25.1 के उपखण्ड (क) के अंतर्गत आने वाले प्रकरणों में ईंधन की लागत, उत्पादन कम्पनी द्वारा मानदण्डीय परिवहन और हैण्डलिंग की हानियों (नार्मेटिव्ह ट्रांजिट एंड हैंडलिंग लॉस) को ध्यान में रखते हुए, उनकी पहुंच लागत (लैंडेड कॉस्ट) और ईंधन के सकल कैलोरी मूल्य (जी.सी.व्ही.) जो कि तीन महीनों के लिए उपलब्ध नवीनतम् उपलब्ध वास्तविक डाटा के अनुरूप होगा और टैरिफ अवधि के दौरान ईंधन मूल्य में वृद्धि संबंधी किसी पूर्वानुमान को विचार में नहीं लिया जायेगा।

25.4 कार्यशील पूंजी पर ब्याज की दर उस वित्तीय वर्ष की 30 सितंबर को भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर (बेस रेट) धन 350 आधार बिन्दु (बेसिस प्वाइंट) के समतुल्य अनुमत होगी, जिस वर्ष में याचिका दाखिल की गई है। वास्तविकीकरण ब्याज की दर को उस वित्तीय वर्ष की 1 अप्रेल को प्रचलित वास्तविक दर के अनुसार समायोजित किया जायेगा, जिसके लिए वास्तविकीकरण का कार्य किया गया है।

25.5 कार्यशील पूंजी पर ब्याज मानदंडीय आधार (नार्मेटिव्ह बेसिस) पर भुगतान योग्य होगा, भले ही उत्पादन कम्पनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा कार्यशील पूंजी के लिए किसी बाहरी एजेंसी से ऋण प्राप्त नहीं किया गया हो।

26. **आय पर कर** –

कोर व्यापार को छोड़कर किसी अन्य स्रोत (स्ट्रीम) से होने वाली आय को टैरिफ में पास थ्रु घटक नहीं माना जायेगा और इस प्रकार की अन्य आय पर लगने वाला कर यथास्थिति, उत्पादन कम्पनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा वहन किया जायेगा। ऐसे प्रकरण में जहॉ किसी अन्य स्रोत के अंतर्गत आय/सेवाओं अथवा वार्षिक राजस्व आवश्यकता में विचारित किसी गैर टैरिफ आय के लिए कर का भुगतान किया गया है वहॉ ऐसे कर भी टैरिफ में से पास थ्रु कर दिए जायेंगे।

27. **छूट–**

उत्पादन कम्पनी, राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और राज्य भार प्रेषण केन्द्र के देयकों का भुगतान साख पत्र अथवा अन्यथा के माध्यम से किये जाने पर चालू देयक की चुकता राशि के 01 प्रतिशत की छूट दी जाएगी, बशर्ते उत्पादन कम्पनी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा यथास्थिति देयकों के प्रस्तुत करने से 07 दिवस के भीतर भुगतान किया जाता है।

28. **विलम्बित भुगतान पर अधिभार–**

28.1 यदि इन विनियमों के अंतर्गत भुगतान योग्य प्रभारों के किसी देयक के भुगतान में हितग्राही/राज्यांतरिक एकक द्वारा बिल दिनांक से 30 दिवस से अधिक का विलंब किया जाता है तो विलम्ब के प्रत्येक दिवस के लिए विलम्बित भुगतान प्रभार 0.04 प्रतिशत का विलम्बित भुगतान अधिभार बकाया राशि पर साधारण ब्याज के रूप में संबंधित उत्पादन कंपनी या राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द्र/प्रणाली संचालनकर्ता द्वारा वसूल किया जायेगा। वास्तविकीकरण के समय हितग्राही/अनुज्ञप्तिधारी द्वारा भुगतान किए गए/प्राप्त विलम्बित भुगतान अधिभार को यथास्थिति व्यय/राजस्व के रूप में विचार में नहीं लिया जाएगा।

28.2 फुटकर ग्राहक के लिए विलम्बित भुगतान अधिभार सुसंगत टैरिफ आदेश के प्रावधानों के अनुसार वसूलनीय होगा।

29. **विदेशी मुद्रा विनिमय दर–विचलन (वेरिएशन)**

29.1 यथास्थिति, उत्पादन कम्पनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या राज्य भार प्रेषण केन्द उस विदेशी मुद्रा ऋण पर ब्याज और ऋण के पुनर्भुगतान के संबंध में विदेशी मुद्रा विनिमय विचलन जोखिम का सामना कर सकते हैं जो उन्होनें उत्पादन केन्द्र अथवा पारेषण प्रणाली या वितरण की प्रणाली लगाने हेतु, उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी के विवेकानुसार, भागतः या पूर्णतः प्राप्त किया है।

29.2 प्रत्येक उत्पादन कम्पनी और राज्य भार प्रेषण केन्द और अनुज्ञप्तिधारी सुसंगत वर्ष में वर्षानुवर्षी आधार पर उस अवधि में जब ऐसे व्यय उद्भूत होते हैं, मानदण्डीय विदेशी ऋण से संगत विदेशी मुद्रा विनिमय दर परिवर्तन जोखिम की लागत वसूल करेगा और ऐसी विदेशी मुद्रा विनियम दर विचलन से संगत अतिरिक्त रूपये का दायित्व विदेशी ऋण जोखिम के विरूद्ध अनुमत नहीं किया जायेगा।

29.3 उस सीमा तक जहॉ उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी और/या राज्य भार प्रेषण केन्द, ब्याज भुगतान और ब्याज पुनर्भुगतान के निमित्त अतिरिक्त रूपये के दायित्व का विदेशी मुद्रा विनिमय जोखिम नहीं उठा पाते हैं, वहां उन्हें सुसंगत वर्ष में मानदण्डीय विदेशी मुद्रा अनुमति योग्य होगी, बशर्ते ऐसा उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या इसके प्रदायकर्ताओं या संविदाकर्ताओं की वजह से न हुआ हो।

30. **विदेशी मुद्रा विनियम दर विचलन जोखिम की लागत की वसूली–**

प्रत्येक उत्पादन कम्पनी और/अथवा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और/अथवा वितरण अनुज्ञप्तिधारी और/या राज्य भार प्रेषण केन्द जोखिम लागत और विदेशी मुद्रा विनिमय दर विचलन की लागत वर्षानुवर्षी आधार पर उस अवधि के लिए जिसमें ये उत्पन्न होते हैं, आय या व्यय के रूप में हितग्राहियों से वसूल करेंगे।

31. **बिलिंग और प्रभारों का भुगतान–**

31.1 उत्पादन कम्पनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी/राज्य पारेषण उपक्रम द्वारा इन विनियमों के अनुसरण में मासिक आधार पर क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार हेतु देयक भेजे जायेंगे और उपभोक्ताओं द्वारा उनका भुगतान, यथास्थिति सीधे उत्पादन कम्पनी/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी/राज्य पारेषण उपक्रम को किया जायेगा।

31.2 किसी ऐसी संयंत्र–क्षमता जिसके लिए हितग्राही को चिन्हित और अनुबंधित नहीं किया गया है, से संबंधित पारेषण प्रभार का भुगतान संबंधित उत्पादन कम्पनी द्वारा किया जायेगा।

31.3 राज्य भार प्रेषण केन्द्र व्यापार के शुल्कों और प्रभारों के देयक और वसूली इन विनियमों के अध्याय–8 में यथा परिभाषित अनुसार होंगे।

31.4 फुटकर उपभोक्ताओं के लिए बिलिंग का कार्य प्रचलित छत्तीसगढ़ प्रदाय संहिता और उसमें हुए संशोधनों के अनुसार किया जायेगा।

31.5 उस दशा में जब राज्य सरकार सब्सिडी की देय राशि का भुगतान समय सीमा में और फुटकर उपभोक्ताओं के लिए नगद में नहीं करती, तो छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित/वितरण अनुज्ञप्तिधारी आयोग द्वारा निर्धारित दरों के आधार पर देयक जारी करेगा।

32. **पेंशन कोष :**

पूर्ववर्ती छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत मंडल,/राज्य विद्युत कम्पनियों के ऐसे कर्मचारियों जिनकी नियुक्ति 01.01.2004 से पहले हुई है की पिछली अकोषित (अंफन्डेड) देयताओं (लाईबिटीज) को पूरा करने के लिए एक पेंशन और ग्रेज्युटी ट्रस्ट निर्मित किया गया है और जिसके वित्त पोषण की अनुमति आयोग के पिछले टैरिफ आदेशों में दी गई है। इस कोष में अंशदान का निर्णय आयोग द्वारा बीमांकिक विश्लेषण, (actuarial analysis) राज्य ऊर्जा कम्पनियों को संभावित पेंशन प्रवाह और नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए एम.वाय.टी./ए.आर.आर. के निर्धारण के समय पेंशन ट्रस्ट के पास राशि की उपलब्धता के आधार पर लिया जायेगा। तथापि पेंशन भुगतान के प्रत्येक वास्तविक प्रवाह (एक्चुअल फ्लो) को नियंत्रण अवधि हेतु इन विनियमों में लिए गए संचालन और संधारण व्ययों में अनुमत नहीं किया जायेगा। पेंशन ट्रस्ट द्वारा पेंशन के बाह्य प्रवाह (आउट फ्लो) की पूर्ति की जायेगी। इस प्रकार आयोग द्वारा निर्धारित पेंशन कोष अंशदान सुसंगत अध्यायों में विनिर्दिष्ट रीति से वसूली योग्य होगा।

परन्तु जिस समय तक राज्य भार प्रेषण केन्द्र, राज्य पारेषण उपक्रम का ही भाग है तब तक राज्य पारेषण उपक्रम के अंशदान मे से राज्य भार प्रेषण केन्द्र के भाग का निर्धारण प्रोरेटा आधार पर किया जाएगा। अनुपात निर्धारण के उद्देश्य से कर्मचारियों की संख्या हेतु, पूर्ववर्ती वर्ष की पहली अप्रैल को विचार में लिया जाएगा।

अध्याय–4
उत्पादन

33. **उत्पादन टैरिफ के निर्धारण के लिए याचिका–**

इन विनियमों में किये गए प्रावधानों के अनुसरण में, वितरण अनुज्ञप्तिधारियों को विद्युत प्रदाय करने के लिए, शुल्क के निर्धारण हेतु किसी उत्पादन कम्पनी को सीधे या दीर्घावधि अनुबंध के अधीन राज्य के वितरण अनुज्ञप्तिधारियों को राज्य व्यापार अनुज्ञप्तिधारी (अनुज्ञप्तिधारियों) के माध्यम से एक याचिका प्रस्तुत करना आवश्यक होगा।

34. **टैरिफ के घटक–**

34.1 किसी तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत के प्रदाय हेतु टैरिफ दो भागों से मिलकर बनेगा, नामतः, क्षमता प्रभार (विनियम 35 में विनिर्दिष्ट घटकों से निर्मित वार्षिक निश्चित लागत की वसूली हेतु) और ऊर्जा प्रभार (ईंधन की लागत की वसूली हेतु)।

34.2 किसी जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत के प्रदाय हेतु टैरिफ कंपोजिट क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार से ऐसी रीति में निकाला जायेगा जो विनियम 42 में विनिर्दिष्ट है (विनियम 35 में संदर्भित घटकों को सम्मिलित करते हुए)।

35. **वार्षिक निश्चित प्रभार–**

35.1 किसी उत्पादन केन्द्र की वार्षिक निश्चित लागत (ए.एफ.सी) में निम्नलिखित घटकों का समावेश होगाः

(क) समता पर प्रतिफल;

(ख) ब्याज और वित्तीय प्रभार;

(ग) अवमूल्यन;

(घ) कार्यशील पूंजी पर ;ब्याज

(ङ) संचालन और संधारण व्यय.

घटाएं

(च) गैर–टैरिफ आय

टीपः 1. विनियम 0 में विनिर्दिष्ट किये अनुसार गैर टैरिफ आय को, वार्षिक निश्चित प्रभार निकालनें के लिए, उपर्युक्त (**क** से **ङ** तक) के योग में से घटा दिया जायेगा।

2. राज्य भार प्रेषण केन्द्र के प्रभारों की वसूली, इन विनियमों के अध्याय–8 के प्रावधानों के अनुसरण में निर्धारित शुल्कों और प्रभारों के अनुसार की जाएगी।

3. पेंशन और ग्रेज्युटी कोष के अंशदान, आयोग द्वारा शुल्क आदेश में निर्धारित किये अनुसार समान मासिक किश्तों में वसूली योग्य होंगे।

4. वैधानिक कर और ड्युटी प्रतिपूर्ति आधार पर वास्तविकता अनुसार वसूली योग्य होंगे; तथापि, इन विनियमों के अध्याय 3 में विनिर्दिष्ट प्रावधानों के अनुसार तापीय और जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिए अवमूल्यन, ऋण पूंजी पर ब्याज और वित्तीय प्रभार अनुमत किये जायेंगे।

36. **पूंजी लागतः**

इन विनियमों के विनियम 18 में प्रावधानित अनुसार पूंजी लागत की अनुमति दी जावेगी।

37. **अस्थिर (Infirm) विद्युत का विक्रयः**

अस्थिर विद्युत का विक्रय आयोग द्वारा समय–समय पर विनिर्दिष्ट दरों पर होगा;
परन्तु उत्पादन कंपनी द्वारा अस्थिर विद्युत के प्रदाय से अर्जित कोई राजस्व, ईंधन प्रभारों के पेटे गणना मे लिए जाने के बाद तदनुसार पूंजी लागत सामायोजन में लिए जाएंगे।

38. **वार्षिक निश्चित प्रभारों की गणना :**

38.1 **साम्या पर प्रतिफल :**

उत्पादन कम्पनी हेतु साम्या पर प्रतिफल इन विनियमों के विनियम 22 में यथा विनिर्दिष्ट अनुमत होगा।

38.2 **ऋण पूंजी पर ब्याज :**

उत्पादन कम्पनी हेतु ऋण पूंजी पर ब्याज और वित्तीय प्रभार, इन विनियमों के विनियम 23 में यथा विनिर्दिष्टि अनुमत होगा।

38.3 **मूल्य ह्रास :**

उत्पादन कम्पनी को स्थिर आस्तियों के मूल्य पर मूल्य ह्रास वसूल करने के लिए इन विनियमों के विनियम 24 में विनिर्दिष्ट किए अनुसार अनुमति दी जाएगी।

38.4 **कार्यशील पूंजी पर ब्याज :**

उत्पादन कम्पनी हेतु कार्यशील पूंजी के अनुमानित स्तर पर ब्याज, इन विनियमों के विनियम 25 में यथा विनिर्दिष्टि अनुमत होगा।

38.5 **संचालन और संधारण व्यय :**

38.5.1 तापीय उत्पादन केन्द्र :

(क) उत्पादन कंपनी के लिए संचालन और संधारण व्यय में निम्नांकित सम्मिलित होंगे :–

(i) कर्मचारियों का व्यय;

(ii) प्रशासनिक और सामान्य व्यय;

(iii) मरम्मत और संधारण व्यय

(ख) आयोग द्वारा संचालन और संधारण व्ययों के प्रत्येक घटक, नामतः–कर्मचारी लागत, मरम्मत और संधारण व्यय और प्रशासनिक एवं सामान्य (A&G) व्यय को नियंत्रण अवधि के लिए सभी वर्तमान उत्पादन केन्द्रों हेतु अनंबंधित किया जाएगा, सेवाएं नवीन उत्पादन केन्द्रों के, जिनके लिए संचालन और संधारण व्ययों का निर्धारण केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग (टैरिफ की शर्ते और दशाएं) विनियम, 2014 के अनुसार अवधारित किया जाएगा।

कर्मचारी लागत

(ग) पेंशन कोष अंशदान, वेतनमान पुनरीक्षण की बकाया राशि के प्रभाव और अनावर्ती प्रकृति के अन्य व्यय को छोड़कर कर्मचारी लागत, अधार वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2015–16 के लिए वास्तविक कर्मचारी व्ययों के सामान्यीकृत औसत के आधार पर निकाली जाएगी जिसमें आयोग की परिपक्व जांच के अधीन रहते हुए पेंशन कोष अंशदान, वेतन पुनरीक्षण बकाया के प्रभाव और अनावर्ती प्रकृति के अन्य ऐसे व्यय सम्मिलित नहीं होंगे जो आधार वर्ष, वित्तीय वर्ष 2015–16 के तुरंत पूर्व के पिछले पांच (5) वर्षो के लेखाओं में उपलब्ध हो।

(घ) सामान्यीकरण का कार्य उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (सी.पी.आई.) में वर्षानुवर्षी आधार पर विगत पांच वर्ष की औसत बढ़त को मानते हुए किया जाएगा तब वित्तीय वर्ष 2010–11 से वित्तीय वर्ष 2014–15 हेतु शुद्ध सामान्यीकृत वर्तमान मूल्य का औसत, वर्ष 2015–16 के आधार वर्ष मूल्य को प्रक्षेपित (प्रोजेक्ट) करने में उपयोग किया जाएगा। इस प्रकार प्राप्त आधार वर्ष मूल्य में उपर्युक्त मुद्रास्फीति दर की वृद्धि करने के उपरांत नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए, संचालन और संधारण व्यय (वेतन पुनरीक्षण, यदि कोई हो, के प्रभाव को छोड़कर) का अनुमान लगाने में किया जाएगा।

वास्तविकीकरण के समय संचालन और संधारण लागत पर विचार, उस अवधि के लिए पूर्व अनुमानित मुद्रास्फीति के बजाय, उपभोक्ता मूल्य सूचकांक में उस वर्ष के दौरान हुई वास्तविक वृद्धि को ध्यान में रखते हुए किया जाएगा।

परन्तु यह और भी कि वास्तविकीकरण के दौरान वेतन पुनरीक्षण (एरियर्स को सम्मिलित करते हुए) और पेंशन कोष अंशदान के प्रभाव को लेखों के वास्तविकीकरण के दौरान वास्तविक रूप से, आयोग की सतर्क जांच और ऐसे किसी अन्य कारक जिसे वह विचार में लेना उचित समझे, के अधीन अनुमत किया जाएगा।

प्रशासनिक और सामान्य व्यय एवं मरम्मत और संधारण के व्यय

(ड.) आधार वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2015–16 के लिए प्रशासनिक और सामान्य (जल प्रभारों को छोड़कर) व्यय एवं मरम्मत और संधारण के व्यय को वास्तविक प्रशासनिक और सामान्य व्ययों (जल प्रभारों को छोड़कर) और मरम्मत एवं संधारण व्ययों के सामान्यीकृत औसत के आधार पर निकाला जाएगा जो आयोग की परिपक्व जांच के अधीन रहते हुए आधार वर्ष 2015–16 के ठीक पूर्ववर्ती पांच (05) वर्षो के लेखों में क्रमशः उपलब्ध हो।

(च) वास्तविकीकरण का कार्य वर्षानुवर्षी आधार पर पिछले पांच (05) वर्षो की थोक मूल्य सूचकांक में हुई वृद्धि को लागू करते हुए किया जाएगा। वित्तीय वर्ष 2010–11 से वित्तीय 2014–15 हेतु सामान्यीकृत शुद्ध वर्तमान मूल्य का उपयोग, तब वित्तीय वर्ष 2015–16 हेतु आधार वर्ष मूल्य प्रेक्षेपित करने के लिए किया जाएगा।

वास्तविकीकरण के समय, प्रशासनिक और सामान्य व्ययों तथा संचालन और संधारण व्ययों पर विचार उस अवधि के लिए पूर्व अनुमानित मुद्रास्फीति के बजाय वास्तविक मुद्रास्फीति को ध्यान में रखकर किया जाएगा।

परन्तु ऐसे जल प्रभार टैरिफ में प्रतिपूर्ति के आधार पर पास थ्रू कर दिए जाएंगे

38.5.1.1 दिनांक 01.04.2010 के उपरांत वाणिज्यिक संचालन में आने वाली इकाईयों /केन्द्रों के लिए आधार वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2015–16 के लिए संचालन और संधारण व्यय, निम्नानुसार विचारणीय होंगे :–

(क) केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग (टैरिफ की शर्ते और दशाएं) विनियम, 2009 में यथा विनिर्दिष्ट वित्तीय वर्ष 2010–11 के लिए मानदण्डीय संचालन और संधारण व्यय होंगे

और उन्हें केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा संबंधित वर्ष के लिए अनुमत मूल्य के 90 प्रतिशत की दर से अनुमत किया जाएगा। ऐसी मानदण्डीय मूल्य राज्य सरकार को भुगतान योग्य जलकरों को छोड़कर होगा जिसे हितग्राही को वास्तविक आधार पर पास थ्रू कर दिया जाएगा। तथापि पेंशन कोष दायित्वों को छोड़कर इस प्रकार निकाला गया मानदण्डीय मूल्य मुख्यालय या होल्डिंग कंपनी के व्ययों की पूर्ति के लिए हुए समस्त खर्चो को सम्मिलित करते हुए माना जाएगा।

(ख) उपर्युक्तानुसार निकाला गया वित्तीय वर्ष 2010–11 के लिए समायोजित मूल्य वर्षानुवर्षी आधार पर वित्तीय वर्ष 2014–15 तक, सी.पी.आई.:डब्ल्यू.आई. अनुपात के 60:40 के औसत भारमान पर, वास्तविक मुद्रास्फीति से वर्धित (ऐस्केलेटेड) किया जाएगा।

(ग) वित्तीय वर्ष 2015–16 और उससे आगे का मानदण्डीय मूल्य पूर्वानुमानित करने के लिए पिछले पांच वर्षो (अर्थात् 2010–11 से वित्तीय वर्ष 2014–15) की औसत मुद्रास्फीति को लागू किया जाएगा।

परन्तु वास्तविकीकरण के संबंध में मानदण्डीय संचालन और संधारण व्यय पर उस अवधि के लिए वास्तविक मुद्रास्फीति का प्रभाव ध्यान में लेने के लिए पुनः समायोजित किया जाएगा;

परन्तु यह और कि वेतन पुनरीक्षण (एरियर्स सहित), यदि कोई हो के प्रभाव को वास्तविकीकरण के दौरान पृथक से आयोग की परिपक्व जांच और ऐसे किसी अन्य कारक जिसे वह विचार में लेना समुचित समझे, विचार में लिया जाएगा।

38.5.2 **वर्तमान जल विद्युत उत्पादन केन्द्रः**

(क) उत्पादन कम्पनी के लिए, संचालन और संधारण व्यय में निम्नलिखित व्यय सम्मिलित होंगेः–

(i) कर्मचारियों पर व्यय;

(ii) प्रशासनिक और सामान्य व्यय;

(iii) मरम्मत और संधारण।

(ख) आयोग द्वारा नियंत्रण अवधि के लिए संचालन और संधारण व्ययों के प्रत्येक घटक नामतः, कर्मचारी व्यय, मरम्मत और संधारण व्यय तथा प्रशासनिक और सामान्य व्यय हेतु पृथक से प्रक्षेपवक (ट्रेजेक्ट्री) तैयार की जाएगी।

कर्मचारी लागत

(ग) पेंशन कोष अंशदान, वेतनमान पुनरीक्षण की बकाया राशि के प्रभाव और अनावर्ती प्रकृति के अन्य व्यय को छोड़कर कर्मचारी लागत, अधार वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2015–16 के लिए वास्तविक कर्मचारी व्ययों के सामान्यीकृत औसत के आधार पर निकाली जाएगी जिसमें आयोग की परिपक्व जांच के अधीन रहते हुए पेंशन कोष अंशदान, वेतन पुनरीक्षण बकाया के प्रभाव और अनावर्ती प्रकृति के अन्य ऐसे व्यय सम्मिलित नहीं होंगे जो आधार वर्ष, वित्तीय वर्ष 2015–16 के तुरंत पूर्व के पिछले पांच (5) वर्षो के लेखाओं में उपलब्ध हो।

(घ) सामान्यीकरण का कार्य उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (सी.पी.आई.) में वर्षानुवर्षी आधार पर विगत पांच वर्ष की औसत बढ़त को मानते हुए किया जाएगा तब वित्तीय वर्ष 2010–11 से वित्तीय वर्ष 2014–15 हेतु शुद्ध सामान्यीकृत वर्तमान यमूल्य का औसत, वर्ष 2015–16 के आधार वर्ष मूल्य को प्रक्षेपित (प्रोजेक्ट) करने में उपयोग किया जाएगा। इस प्रकार प्राप्त आधार वर्ष मूल्य में उपर्युक्त मुद्रास्फीति दर की वृद्धि करने के

उपरांत नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए, संचालन और संधारण व्यय (वेतन पुनरीक्षण, यदि कोई हो, के प्रभाव को छोड़कर) का अनुमान लगाने में किया जाएगा।

वास्तविकीकरण के समय संचालन और संधारण लागत पर विचार, उस अवधि के लिए पूर्व अनुमानित मुद्रास्फीति के बजाय, उपभोक्ता मूल्य सूचकांक में उस वर्ष के दौरान हुई वास्तविक वृद्धि को ध्यान में रखते हुए किया जाएगा।

परन्तु यह और भी कि वास्तविकीकरण के दौरान वेतन पुनरीक्षण (एरियर्स को सम्मिलित करते हुए) और पेंशन कोष अंशदान के प्रभाव को लेखों के वास्तविकीकरण के दौरान वास्तविक रूप से, आयोग की सतर्क जांच और ऐसे किसी अन्य कारक जिसे वह विचार में लेना उचित समझे, के अधीन अनुमत किया जाएगा।

प्रशासनिक और सामान्य व्यय एवं मरम्मत और संधारण के व्यय

(ड.) आधार वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2015–16 के लिए प्रशासनिक और सामान्य (जल प्रभारों को छोड़कर) व्यय एवं मरम्मत और संधारण के व्यय को वास्तविक प्रशासनिक और सामान्य व्ययों (जल प्रभारों को छोड़कर) और मरम्मत एवं संधारण व्ययों के सामान्यीकृत औसत के आधार पर निकाला जाएगा जो आयोग की परिपक्व जांच के अधीन रहते हुए आधार वर्ष 2015–16 के ठीक पूर्ववर्ती पांच (05) वर्षो के लेखों में क्रमशः उपलब्ध हो।

(च) वास्तविकीकरण का कार्य वर्षानुवर्षी आधार पर पिछले पांच (05) वर्षो की थोक मूल्य सूचकांक में हुई वृद्धि को लागू करते हुए किया जाएगा। वित्तीय वर्ष 2010–11 से वित्तीय 2014–15 हेतु सामान्यीकृत शुद्ध वर्तमान मूल्य का उपयोग, तब वित्तीय वर्ष 2015–16 हेतु आधार वर्ष मूल्य प्रेक्षेपित करने के लिए किया जाएगा।
वास्तविकीकरण के समय, प्रशासनिक और सामान्य व्ययों तथा संचालन और संधारण व्ययों पर विचार उस अवधि के लिए पूर्व अनुमानित मुद्रास्फीति के बजाय वास्तविक मुद्रास्फीति को ध्यान में रखकर किया जाएगा।
परन्तु ऐसे जल प्रभार टैरिफ में प्रतिपूर्ति के आधार पर पास थ्रू कर दिए जाएंगे।

38.5.3 **नवीन जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिए :**

(क) संचालन के प्रथम वर्ष हेतु संचालन और संधारण व्यय मूल परियोजना लागत (पुनर्वास और पुनर्स्थापन कार्यो में हुए व्यय को छोड़कर) का 1.5 प्रतिशत होगा;

(ख) नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए संचालन और संधारण व्ययों का निर्धारण उपर्युक्तानुसार संचालन के प्रत्येक वर्ष हेतु निर्धारित आधार वर्ष के व्ययों को विनियम 40.3 में प्रावधानित मूल्य वृद्धि कारक पर मूल्य वर्धित करते हुए किया जायेगा।

38.6 **गैर–टैरिफ आय :**

उत्पादन कम्पनी के व्यापार से आनुशांगिक कोई आय जिनमें अग्रांकित सम्मिलित है किन्तु उन्हीं तक सीमित नहीं है, जो ऐसे स्रोतों से जिसमें आस्तियों का निपटारा, निवेशों से आय, किराये, अनुपयोगी सामाग्री के विक्रय से आय, विज्ञापनों से आय, प्रदायकर्ताओं/संविदाकर्ताओं के अग्रिमों पर ब्याज, राखड़/विचयनित कोयले की बिक्री से आय, और विद्युत के विक्रय से आय को छोड़कर अन्य कोई विविध प्राप्तियॉ सम्मिलित है, गैर–टैरिफ आय निर्मित करेगी।

उत्पादन के व्यापार से संबंधित गैर टैरिफ आय के राशि आयोग द्वारा अनुमोदित किये अनुसार उत्पादन कम्पनी के वार्षिक निश्चित प्रभार को निर्धारित करते समय वार्षिक निश्चित लागत में से घटा दी जायेगी;

परन्तु, उत्पादन कम्पनी द्वारा गैर टैरिफ आय का अपना अनुमान आयोग को ऐसे प्रारूप में पूर्ण विवरण सहित प्रस्तुत किया जायेगा, जैसा आयोग द्वारा समय–समय पर अवधारित किया जाए।

39. **ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के संचालन हेतु मानदण्ड :**

39.1 निश्चित प्रभारों की वसूली के लिए मानदंडीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारकः–(एन.ए.पी.ए.एफ):–

(क) के.टी.पी.एस. और एच.टी.पी.एस. को छोड़कर समस्त तापीय उत्पादन केन्द्र–85%

(ख) हसदेव ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र, कोरबा (एच.टी.पी.एस.) – 83%

39.2 मानदंडीय वार्षिक संयंत्र भार कारकः–(एन.ए.पी.एल.एफ.):–

(क) के.टी.पी.एस. और एच.टी.पी.एस. को छोड़कर समस्त तापीय उत्पादन केन्द्र–85%

(ख) हसदेव ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र, कोरबा (एच.टी.पी.एस.) – 83%

39.3 केन्द्र की सकल ऊष्मा दरः– (जी.एस.एच.आर.)

क. वर्तमान तापीय विद्युत केन्द्र

(अ) वर्तमान कोयला आधारित तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्र, केटीपीएस, डीएसपीएम और एचटीपीएस को छोड़कर निम्नानुसार होगी :–

200 / 210 / 250 मेगावॉट सेट्स	500 मेगावाट सेट(सब–क्रिटिकल)
2450 किलो कैलारी / के.डब्ल्यू एच.	2375 किलो कैलोरी / के.डब्ल्यू.एच.

(ब) डीएसपीएम (2x250 MW) के प्रकरण में सकल केन्द्र ऊष्मा दर (जी.एच.आर.) 2500 किलो कैलोरी / के.डब्ल्यू एच. होगी,

(स) हसदेव ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र, कोरबा (4X210 मेगावॉट), 2650 किलो कैलारी / के. डब्ल्यू एच. होगी।

टीप– 1. 500 मेगावॉट और उससे ऊपर की ईकाइयों में जहॉ बायलर फीड पंप विद्युत से संचालित होते हैं, वहॉ सकल केन्द्र ऊष्मा दर ऊपर विनिर्दिष्ट केन्द्र ऊष्मा दर से 40 किलो कैलारी / के.डब्ल्यू एच. कम होगी।

2. ऐसे विद्युत उत्पादन केन्द्र जहॉ 200 / 210 / 250 मेगावॉट सेट्स और 500 मेगावॉट और उससे ऊपर के सेट्स का संयोजन है वहां मानदण्डीय सकल उत्पादन केन्द्र ऊष्मा दर को इन संयोजनों के औसत सकल विद्युत उत्पादन केन्द्र ऊष्मा दर संयोजनों से भारांकित किया जायेगा।

ख. ऐसे ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र जो दिनांक 01.04.2016 को या उसके उपरांत वाणिज्यिक उत्पादन में आये हैं:

(अ) कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र = 1.065 × रूपांकन ऊष्मा दर (किलो कैलारी / के.डब्ल्यू एच.)

जहां किसी इकाई की रूपांकन ऊष्मा दर से अभिप्रेत है, शत्प्रतिशत एम.सी.आर., 0 (शून्य) प्रतिशत मेकअप, रूपांकित कोयला और रूपांकित कूलिंग टावर तापमान / बैक प्रेशर की दशाओं में प्रदायकर्ता द्वारा गारंटीकृत इकाई ऊष्मा दर;

परन्तु ऐसी रूपांकन ऊष्मा दर निम्नांकित अधिकतम रूपांकन इकाई ऊष्मा दरों से, इकाई की दबाव और तापमान रेटिंग पर निर्भर रहते हुए निम्नलिखित अधिकतम रूपांकन ऊष्मा दर से अधिक नहीं होगी –

दबाव रेटिंग (के.जी / वर्ग से. मी.)	150	170	170	247	247
एस.एच.टी. / आर.एच.टी (°सी)	535 / 535	537 / 537	537 / 565	537 / 565	565 / 593
बी.एफ.पी. का प्रकार	विद्युत चालित	टरबाईन चालित	टरबाईन चालित	टरबाईन चालित	टरबाईन चालित
अधिकतम टरबाईन चक्र ऊष्मा दर (किलो कैलोरी / के.डब्ल्यू एच.)	1955	1950	1935	1900	1850
न्यूनतम बायलर दक्षता					
उप बिटुमिनस भारतीय कोयला	0.85	0.85	0.85	0.85	0..85
बिटुमिनस आयातित कोयला	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
अधिकतम रूपांकन इकाई ऊष्मा दर (किलो कैलारी / के.डब्ल्यू एच.)					
उप बिटुमिनस भारतीय कोयला	2300	2294	2276	2235	2176
बिटुमिनस आयातित कोयला	2197	2191	2174	2135	2079

परन्तु, यह और कि जिस प्रकरण में किसी इकाई के दबाव और तापमान के मानक उपर्युक्त रेटिंग से भिन्न है, वहां निकटतम श्रेणी की अधिकतम रूपांकन इकाई ऊष्मा दर को लिया जायेगा;

परन्तु, यह और भी कि जहां इकाई ऊष्मा दर गांरटीकृत नहीं है लेकिन उसी प्रदायकर्ता या भिन्न प्रदायकर्ताओं द्वारा ऊष्मा दर और बायलर की दक्षता पृथक से गारंटीकृत है, वहां इकाई रूपांकन उष्मा दर निकालने के लिए गारंटीकृत टरबाईन चक्रिय ऊष्मा दर और बायलर दक्षता का उपयोग किया जायेगा;

टीपः ऐसी इकाईयों जहां बायलर के फीड पंप विद्युत से संचालित होते हैं वहां अधिकतम रूपांकन इकाई ऊष्मा दर, ऊपर विनिर्दिष्ट टरबाईन चलित बी.एफ.टी. की अधिकतम रूपांकन इकाई ऊष्मा दर से 40 (किलो कैलारी / के.डब्ल्यू एच.) कम होगी।

39.4 द्वितीयक ईंधन तेल की खपतः

(क) के.टी.पी.एस. और एच.टी.पी.एस. को छोड़कर कोयला आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिए : 0.50 एम.एल. / के.डब्ल्यू.एच.

(ख) एच.टी.पी.एस. के लिए : 0.80 एम.एल. / के.डब्ल्यू.एच.

39.5 सहायक विद्युत खपतः

(क) के.टी.पी.एस. और एच.टी.पी.एस. को छोड़कर, कोयला आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिएः

		नैसर्गिक सूखी (नेचुरल ड्राउट) कूलिंग टॉवर या बिना कूलिंग टॉवर के
(i)	200 मेगावॉट श्रेणी	8.50%
(ii)	500 मेगावॉट से ऊपर	
	वाष्प चलित बायलर फीड पंप	5.25%
	विद्युत चलित बायलर फीड पंप	7.75%

परन्तु, यह कि कम सूखी (इन्ड्यूस्ड ड्राफ्ट) कूलिंग टॉवर वाले ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के लिए मानदंडों में 0.5 प्रतिशत की और भी वृद्धि की जायेगी;

परन्तु, यह भी कि स्टैटिक एक्साईटेशन प्रणाली के लिए मानदण्डों में 0.3% की और भी वृद्धि की जायेगी।

(ख) विद्युत केन्द्रों के पुराने कार्य निष्पादन और रूपांकन पहलुओं को विचार में लेते हुए छ. ग. राज्य विद्युत उत्पादन कम्पनी मर्यादित के हसदेव ताप विद्युत केन्द्रों के लिए सहायक खपत को 9.70% पर निश्चित किया गया है।

39.6 अन्यत्र में समाविष्ट किसी और बात के होते हुए भी कोरबा (पूर्व) ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के लिए संचालन के मानदण्ड, अर्थात् एन.ए.पी.ए.एफ., केन्द्र ऊष्मा दर और सहायक खपत आयोग द्वारा नियंत्रण अवधि हेतु बहुवर्षीय टैरिफ निर्धारण के समय निश्चित किये जायेंगे।

39.7 पारगमन (ट्रांजिट) और सार–संभाल (हैंडलिंग) की क्षतियॉ:
कोयला आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु नियंत्रण अवधि के लिए पारगमन और सार–संभाल (हैंडलिंग) की क्षतियां उस माह के दौरान कोयला प्रदाय कम्पनी द्वारा प्रेषित देशी कोयले की मात्रा के प्रतिशत के रूप में, निम्नानुसार रहेंगी:–

(क) निम्नलिखित (ख) को छोड़कर कोयला आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र:

(i)	गर्तमुख (पिट हैड) उत्पादन केन्द्रों हेतु	:	0.20%
(ii)	गैर–गर्तमुख (नॉन–पिट हैड) उत्पादन केन्द्रों हेतु	:	0.80%

(ख) कोरबा पूर्व ताप विद्युत केन्द्र संकुल (कांप्लेक्स) : 1.15%

40. **जल विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु संचालन के मानदण्ड :**

40.1 टैरिफ के निर्धारण के उद्देश्य से सकल उत्पादन को संयंत्र की अनुमोदित रूपांकन ऊर्जा माना जायेगा;

40.2 टैरिफ के निर्धारण के उद्देश्य से विशेष परिस्थितियों में आयोग द्वारा रूपांकन विद्युत की तुलना में सकल उत्पादन के संबंध में एक और भत्ता (एलाउंस) प्रदान किया जा सकता है, उदाहरणार्थ–असामान्य सिल्ट की समस्या अथवा अन्य संचालन दशाएं, और ज्ञात संयंत्र–सीमाएं।

40.3 किसी नवीन जल विद्युत परियोजना के प्रकरण में विकासकर्ता को प्रचलित केन्द्रीय आयोग के विनियम में प्रगणित सिद्धान्तों के आधार पर एन.ए.पी.ए.एफ. के स्थरीकरण हेतु आयोग में अग्रिम रूप से पहुंचने का विकल्प होगा ।

40.4 सहायक विद्युत खपत (ए.यू.एक्स):

(क) सतह वाले (सरफेस) जल विद्युत उत्पादन केन्द्र

(i)	जनरेटर शाफ्ट पर चढ़े हुए घूमने वाले एक्साइटर्स सहित	:	0.7%
(ii)	स्थैतिक एक्साइटेशन प्रणाली सहित	:	1.0%

(ख) भूमिगत जल विद्युत उत्पादन केन्द्र

(i) जनरेटर शाफ्ट पर चढ़े हुए घूमने वाले एक्साइटर्स सहित : 0.9%

(ii) स्थैतिक एक्साइटेशन प्रणाली सहित : 1.2%

41. **ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के लिए क्षमता प्रभार और विद्युत प्रभार की संगणना और भुगतान :**

41.1 ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र की स्थिर लागत को वार्षिक आधार पर इन विनियमों के अंतर्गत विनिर्दिष्ट शिथिल मानदंडों सहित, मानदंडों के आधार पर संगणित किया जाएगा, और क्षमता प्रभार के अधीन मासिक आधार पर वसूल किया जाएगा। किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु भुगतान योग्य कुल क्षमता प्रभार को, इसके हितग्राहियों द्वारा विद्युत उत्पादन केन्द्र की क्षमता में उनसे संबंधित प्रतिशत भाग/आबंटन के अनुसार बांट लिया जाएगा ।

41.2 किसी कैलेण्डर माह में किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र को भुगतान योग्य क्षमता प्रभार निम्नलिखित सूत्र के अनुसार परिगणित किए जाएंगे :

CC_1 = (AFC/12) x (PAF_1 / NAPAF), (AFC/12) की सीमा के अधीन

CC_2 = (AFC/6) x (PAF_2 / NAPAF), (AFC/6) – CC_1 की सीमा के अधीन

CC_3 = (AFC/4) x (PAF_3 / NAPAF) , (AFC/4) – (CC_1 + CC_2) की सीमा के अधीन

CC_4 = (AFC/3) x (PAF_4 / NAPAF) , (AFC/3) – (CC_1+ CC_2+ CC_3) की सीमा के अधीन

CC_5 = (AFC x 5/12) x (PAF_5 / NAPAF) , (AFC x 5/12) – (CC_1+ CC_2+ CC_3+ CC_4) की सीमा के अधीन

CC_6 = (AFC/2) x (PAF_6 / NAPAF), (AFC/2) – (CC_1+ CC_2+ CC_3+ CC_4+ CC_5) की सीमा के अधीन

CC_7 = (AFC x 7/12) x (PAF_7 / NAPAF), (AFC x 7/12) – (CC_1+ CC_2+ CC_3+ CC_4+ CC_5+ CC_6) की सीमा के अधीन

CC_8 = (AFC x 2/3) x (PAF_8 / NAPAF), (AFC x 2/3) – (CC_1+ CC_2+ CC_3+ CC_4+ CC_5+ CC_6+ CC_7) की सीमा के अधीन

CC_9 = (AFC x 3/4) x (PAF_9 / NAPAF), (AFC x 3/4) – (CC_1+ CC_2+ CC_3+ CC_4+ CC_5+ CC_6+ CC_7+ CC_8) की सीमा के अधीन

CC_{10} = (AFC x 5/6) x (PAF_{10} / NAPAF), (AFC x 5/6) – (CC_1+ CC_2+ CC_3+ CC_4+ CC_5+ CC_6+ CC_7+ CC_8+ CC_9) की सीमा के अधीन

CC_{11} = (AFC x 11/12) x (PAF_{11} / NAPAF), (AFC x 11/12) – (CC_1+ CC_2+ CC_3+ CC_4+ CC_5+ CC_6+ CC_7+ CC_8+ CC_9+ CC_{10}) की सीमा के अधीन

CC_{12} = (AFC) x (PAFY / NAPAF), (AFC) – (CC_1+ CC_2+ CC_3+ CC_4+ CC_5+ CC_6+ CC_7+ CC_8+ CC_9+ CC_{10}+ CC_{11}) की सीमा के अधीन

परन्तु यथा स्थिति किसी उत्पादन केन्द्र अथवा उसकी किसी इकाई के प्रकरण में जो नवीनीकरण और आधुनिकीकरण के कारण बंद है वहां उत्पादन कंपनी को वार्षिक स्थिर लागत भागतः वसूल करने की अनुमति दी जाएगी जिसमें संचालन और संधारण व्यय तथा ऋण पर ब्याज मात्र सम्मिलित होंगे।

जहां,

AFC = उस वर्ष के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक स्थिर लागत, (Annual fixed cost) रूपयों में

NAPAF = मानदंडीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक,(Normative Annual plant availability factor) प्रतिशत में

PAF_M = माह के दौरान प्राप्त संयंत्र उपलब्धता कारक (plant availability factor), प्रतिशत मे

PAFY = वर्ष के दौरान प्राप्त संयंत्र उपलब्धता कारक (plant availability factor), प्रतिशत में

जहां CC_1, CC_2, CC_3, CC_4, CC_5, CC_6, CC_7, CC_8, CC_9, CC_{10}, CC_{11} और CC_{12} क्रमशः 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th वें माह की क्षमता हैं।

41.3 माह के दौरान प्राप्त संयंत्र उपलब्धता कारक और वर्ष के दौरान प्राप्त संयंत्र उपलब्धता कारक की संगणना निम्नलिखित सूत्र के अनुसरण में की जाएगी :–

$$PAFM \text{ or } PAFY = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} DC\,i / \{N \times IC \times (100 - AUX)\}\%$$

जहां,

AUX = से तात्पर्य है, मानकीकृत सहायक ऊर्जा उपभोग, जो सकल उत्पादन के प्रतिशत के रूप में हो, और

DCi= = से तात्पर्य है, उस अवधि के i वें दिन के लिए (मेगावाट में) औसत घोषित क्षमता (एक्सबस मेगावाट में) अर्थात यथास्थिति, वह माह अथवा वर्ष, जिसे राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दिन के पूरा होने के पश्चात् प्रमाणित किया जाए ।

IC = से तात्पर्य है, उत्पादन केन्द्र की स्थापित क्षमता (मेगावाट में)

N = से तात्पर्य है, उस अवधि अर्थात यथास्थिति माह अथवा वर्ष के दौरान दिनों की संख्या।

टीप– डी.सी.आई. और आई.सी. में ऐसी उत्पादन इकाइयों की क्षमता सम्मिलित नहीं रहेगी, जिन्हें वाणिज्यिक संचालन में घोषित नहीं किया गया है। संबंधित अवधि में जहां आई.सी. में कोई परिवर्तन होता है वहां इसका औसत मूल्य (एवरेज वेल्यू) लिया जाएगा।

41.4 जहां किसी ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र में ईंधन की कमी हो जाती है वहां उत्पादन कंपनी अधिकतम मांग के घंटों के दौरान उच्चतर मेगावाट का प्रदाय प्रस्तावित कर सकती है, जिससे ऑफ पीक घण्टों के दौरान ईंधन की बचत हो सके। उस स्थिति में राज्य भार प्रेषण केन्द्र उत्पादन केन्द्र के लिए, हितग्राहियों के परामर्श से, एक व्यावहारिक दिवस पूर्व, अनुसूची विनिर्दिष्ट कर सकेगी, जिससे इसकी मेगावाट और विद्युत क्षमता का अधिकतम उपयोग किया जा सके । ऐसी स्थिति में औसत घोषित क्षमता को राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा उस दिन के लिए विनिर्दिष्ट अनुसूची में अधिकतम पीक अवर एक्स पॉवर प्लाण्ट मेगावाट के समतुल्य लिया जाएगा।

41.5 उत्पादन केन्द्र अथवा उसके किसी इकाई को विनियम 39.2 में विनिर्दिष्ट किये अनुसार मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र भार कारक से संगत अनुसूचित उत्पादन एक्सबस ऊर्जा की तुलना में एक्सबस अनुसूचित विद्युत हेतु अतिरिक्त प्रभार का भुगतान 50 पैसे/kWh की एकसमान दर से किया जाएगा।

41.6 ऊर्जा प्रभार में ईंधन की लागत (प्राथमिक ईंधन के साथ–साथ द्वितीयक ईंधन भी) सम्मिलित होगी, और प्रत्येक हितग्राही द्वारा उसे एक्स पॉवर प्लाण्ट आधार पर, उस माह की विद्युत प्रभार दर पर उस कैलेण्डर माह के दौरान कुल प्रदाय हेतु अनुसूचित विद्युत के लिए भुगतान योग्य होगी। उत्पादन कंपनी को किसी माह के लिए कुल भुगतान योग्य ऊर्जा प्रभार इस प्रकार होंगे:–

(ऊर्जा प्रभार दर, प्रति kWh रूपयों में)×(माह के लिए अनुसूचित ऊर्जा (एक्सबस), kWh में)

विद्युत प्रभार की दर प्रति kWh रूपयों में एक्स पॉवर प्लाण्ट आधार पर कोयला आधारित केन्द्रों के लिए निम्नलिखित सूत्र के अनुरूप 3 दशमलव स्थानों तक निर्धारित की जाएगी :–

$$ECR=[\{(GHR - SFC \times CVSF) \times LPPF / CVPF\} + SFC \times LPSFi] \times 100 / (100 - AUX)$$

जहां,

AUX	=	मानदंडीय सहायक विद्युत खपत, प्रतिशत में
CVPF	=	जलाए गए प्राथमिक ईंधन का सकल कैलोरी मूल्य, किलो कैलोरी प्रति किलोग्राम, प्रति लीटर या प्रति मानक घन मीटर, यथाप्रयोज्य
CVSF	=	द्वितियक ईंधन का कैलोरी मूल्य, किलो कैलोरी प्रति मिलीलीटर में
ECR	=	ऊर्जा प्रभार दर, प्रति बाहर भेजी गई किलोवाट अव्हर प्रति रूपयों में
GHR	=	सकल केन्द्र ऊष्मा दर, (ग्रास स्टेशन हिट रेट) किलो कैलोरी प्रति किलोवाट अव्हर में
LPPF	=	प्राथमिक ईंधन का भारांकित औसत प्राप्ति मूल्य, उस माह के दौरान प्रति किलोग्राम, यथाप्रयोज्य प्रति लीटर या प्रति मानक घनमीटर, रूपयों में
SFC	=	विशिष्ट ईंधन तेल खपत, मिलीलीटर प्रति किलोवाट अव्हर में
LPSFi	=	द्वितीयक ईंधन का भारांकित औसत प्राप्ति मूल्य रूपये प्रति मिलीलीटर में प्रारंभिक रूप से विचार में लिया गया ।

41.7 यद्यपि द्वितीयक ईंधन का मूल्य परिवर्तनीय लागत (वेरिएबल कॉस्ट) का एक भाग होगा तथापि यह मूल्य समायोजन सूत्र (व्ही.सी.ए.) का भाग नहीं होगा। द्वितीयक ईंधन तेल के मूल्य के कारण पड़ने वाले प्रभाव का ध्यान वास्तविकीकरण के समय रखा जाएगा।

41.8 प्रारंभतः उत्पादन कंपनी द्वारा द्वितीयक ईंधन तेल पर व्यय किया गया प्राप्ति मूल्य पूर्ववर्ती 3 माह के लिए वास्तविक भारांकित औसत मूल्य के आधार पर लिया जाएगा और पूर्ववर्ती 3 माह के लिए प्राप्ति मूल्यों के अभाव में, उत्पादन केन्द्र के लिए वर्ष प्रारंभ होने से पूर्व नवीनतम प्राप्ति मूल्यों को लिया जाएगा।

41.9 द्वितीयक ईंधन तेल के व्यय, वास्तविकीकरण के समय टैरिफ अवधि के प्रत्येक वर्ष के अंत में ईंधन मूल्य (फ्यूएल कॉस्ट) समायोजन के अधीन होंगे ।

41.10 माह के लिए प्राप्त ईंधन के मूल्य में ईंधन का वह मूल्य सम्मिलित होगा जो उस श्रेणी और गुणवत्ता के ईंधन के समकक्ष होगा जिसमें रॉयल्टी, कर और यथा प्रयोज्य ड्यूटियां और कनवेयर/रेल/सड़क या किसी अन्य माध्यम से परिवहन की लागत सम्मिलित होगी, और ऊर्जा प्रभार की संगणना की दृष्टि से, और कोयले की प्रकरण में इसे विनियम 39.7 में

विनिर्दिष्ट मानदण्डीय परिवहन और संभाल की क्षतियों पर विचार करने के उपरांत निकाला जायेगा।

41.11 प्राथमिक ईंधन मूल्य में द्वैमासिक वृद्धि की वसूली इन विनियमों के विनियम 67 में दर्शाएं ईंधन लागत समायोजन प्रणाली के अनुसार की जाएगी

42. **जल विद्युत उत्पादन केन्द्र हेतु क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार की संगणना और भुगतान–**

42.1 जल विद्युत उत्पादन संयंत्र हेतु टैरिफ, एकल भाग टैरिफ होगा;

42.2 जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों को अवश्य चलने वाले (मस्ट रन) विद्युत उत्पादन केन्द्र के रूप में माना जावेगा।

43. **सी.डी.एम. लाभों की भागीदारीः**

43.1 अनुमोदित सी.डी.एम परियोजना से प्राप्त कार्बन साख (क्रेडिट) को निम्नांकित रीति से बांटा जायेगा, नामतः–

(क) सी.डी.एम. की ओर सकल प्राप्तियों का शतप्रतिशत परियोजना विकासकर्ता द्वारा विद्युत उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक संचालन में आने की दिनांक से एक वर्ष में अपने पास रखा जायेगा;

(ख) दूसरे वर्ष में हितग्राहियों का भाग 10 प्रतिशत होगा जिसे क्रमशः 10 प्रतिशत प्रतिवर्ष के मान से तब तक बढ़ाया जायेगा जब तक यह 50 प्रतिशत नहीं पहुंच जाता, इसके उपरांत ऐसी प्राप्तियों को उत्पादन कम्पनी और हितग्राहियों के बीच समान अनुपात में बांट लिया जायेगा।

44. **विचलन प्रभार :**

उत्पादन केन्द्रो के लिए, कुल वास्तविक अन्तःक्षेपण और अनुसूचित अन्तःक्षेपण, तथा हितग्राहियों के लिए कुल वास्तविक निकासी और अनुसूचित कुल निकासी के मध्य विचलन को उनके लिए क्रमशः विचलन माना जाएगा और ऐसे विचलनों हेतु प्रभार केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग (विचलन सेटलमेंट प्रणाली और संबंधित विषय) विनियम, 2014 समय–समय पर यथा संशोधित अथवा उनकी परवर्ती पुनः अधिनियमितियों से तब तक शासित होंगे जब तक इस संबंध में आयोग द्वारा पृथक विनियम जारी नहीं कर दिये जाते;

परन्तु छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत उत्पादन कंपनी मर्यादित हेतु विचलन प्रभारों के मद्दे लाभों और हानियों को इन विनियमों के विनियम 13 के अनुसार वास्तविकीकरण के समय समायोजित किया जाएगा।

———

अध्याय–5
पारेषण

45. **टैरिफ के घटक–**

45.1 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए टैरिफ के घटक हेतु वार्षिक पारेषण प्रभार:
नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए टैरिफ के घटक हेतु वार्षिक पारेषण प्रभारों में नियंत्रण अवधि के संबंधित वित्तीय वर्ष के लिए पारेषण अनुज्ञप्तिधारी/राज्य पारेषण उपक्रम की सकल राजस्व आवश्यकता की वसूली हेतु प्रावधान रहेगा, जिसमें आयोग द्वारा अनुमोदित किये अनुसार गैर टैरिफ आय और अन्य व्यापार से होने वाली आय को कम कर दिया जायेगा;

45.2 पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के वार्षिक पारेषण प्रभारों को आयोग द्वारा इन विनियमों के अध्याय–2 के अनुसरण में पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा सकल राजस्व आवश्यकता के निर्धारण हेतु आवेदन के आधार पर निर्धारित किया जायेगा।

46. **पूंजी निवेश योजना–**
पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, इन विनियमों के अध्याय–2 में विनिर्दिष्ट रीति से पूंजी निवेश की एक योजना प्रस्तुत करेगा।

47. **राज्यांतरिक पारेषण नेटवर्क के लिए वार्षिक प्रभारों की संगणना–**

47.1 पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की सकल राजस्व आवश्यकता में निम्नलिखित घटक सम्मिलित होंगे, नामतः

(क) समता पर प्रतिफल;

(ख) ब्याज और वित्तीय प्रभार;

(ग) मूल्य ह्रास;

(घ) संचालन और संधारण के व्यय;

(ङ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;

(च) पेंशन कोष में अंशदान;

घटाएं:

(छ) गैर टैरिफ आय

टीप:

1. वार्षिक निश्चित प्रभार प्राप्त करने के लिए विनियम 47.7 में यथाविनिर्दिष्ट अनुसार उपर्युक्त (क से ङ) के जोड़ में से, उस वर्ष के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक स्थिर लागत, (Annual fixed cost) प्राप्त करने के लिए घटा दिये जायेंगे;

2. वैधानिक कर और शुल्क प्रतिपूर्ति आधार पर, वास्तविकता अनुसार वसूली योग्य होंगे।

47.2 **समता पर प्रतिफल–**

इन विनियमों के विनियम 22 में विनिर्दिष्ट किये अनुसार पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को समता पर प्रतिफल की अनुमति प्रदान की जायेगी।

47.3 **ऋण पूंजी पर ब्याज–**

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को ऋण पूंजी पर ब्याज और वित्तीय प्रभार, इन विनियमों के विनियम 23 में विनिर्दिष्ट किये अनुसार अनुमत किये जायेंगे।

47.4 **मूल्य ह्रास –**

वितरण अनुज्ञप्तिधारी को इन विनियमों के विनियम 24 में विनिर्दिष्ट किये अनुसार निश्चित आस्तियों के मूल्य पर अवमूल्यन को वसूल करने की अनुमति प्रदान की जायेगी।

47.5 **संचालन और संधारण व्ययः**

(क) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी/राज्य पारेषण उपक्रम हेतु संचालन और संधारण व्ययों में निम्नलिखित सम्मिलित होंगेः

(i) कर्मचारियों पर व्यय;

(ii) प्रशासनिक और सामान्य व्यय;

(iii) मरम्मत और संधारण व्यय।

(ख) आयोग द्वारा नियंत्रण अवधि के लिए संचालन और संधारण व्ययों के प्रत्येक घटक नामतः, कर्मचारी व्यय, मरम्मत और संधारण व्यय तथा प्रशासनिक और सामान्य व्यय हेतु पृथक से प्रक्षेपवक्र (ट्रेजेक्ट्री) तैयार की जाएगी।

कर्मचारी लागतः

(ग) पेंशन कोष अंशदान, वेतनमान पुनरीक्षण की बकाया राशि के प्रभाव और अनावर्ती प्रकृति के अन्य व्यय को छोड़कर कर्मचारी लागत, अधार वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2015–16 के लिए वास्तविक कर्मचारी व्ययों के सामान्यीकृत औसत के आधार पर निकाली जाएगी जिसमें आयोग की परिपक्व जांच के अधीन रहते हुए पेंशन कोष अंशदान, वेतन पुनरीक्षण बकाया के प्रभाव और अनावर्ती प्रकृति के अन्य ऐसे व्यय सम्मिलित नहीं होंगे जो आधार वर्ष, वित्तीय वर्ष 2015–16 के तुरंत पूर्व के पिछले पांच (5) वर्षो के लेखाओं में उपलब्ध हो।

(घ) सामान्यीकरण का कार्य उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (सी.पी.आई.) में वर्षानुवर्षी आधार पर विगत पांच वर्ष की औसत बढ़त को मानते हुए किया जाएगा तब वित्तीय वर्ष 2010–11 से वित्तीय वर्ष 2014–15 हेतु शुद्ध सामान्यीकृत वर्तमान यमूल्य का औसत, वर्ष 2015–16 के आधार वर्ष मूल्य को प्रक्षेपित (प्रोजेक्ट) करने में उपयोग किया जाएगा। इस प्रकार प्राप्त आधार वर्ष मूल्य में उपर्युक्त मुद्रास्फीति दर की वृद्धि करने के उपरांत नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए, संचालन और संधारण व्यय (वेतन पुनरीक्षण, यदि कोई हो, के प्रभाव को छोड़कर) का अनुमान लगाने में किया जाएगा।

वास्तविकीकरण के समय संचालन और संधारण लागत पर विचार, उस अवधि के लिए पूर्व अनुमानित मुद्रास्फीति के बजाय, उपभोक्ता मूल्य सूचकांक में उस वर्ष के दौरान हुई वास्तविक वृद्धि को ध्यान में रखते हुए किया जाएगा।

परन्तु यह और भी कि वास्तविकीकरण के दौरान वेतन पुनरीक्षण (एरियर्स को सम्मिलित करते हुए) और पेंशन कोष अंशदान के प्रभाव को लेखों के वास्तविकीकरण के दौरान वास्तविक रूप से, आयोग की सतर्क जांच और ऐसे किसी अन्य कारक जिसे वह विचार में लेना उचित समझे, के अधीन अनुमत किया जाएगा।

प्रशासनिक और सामान्य व्यय एवं मरम्मत और संधारण के व्यय

(ङ.) आधार वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2015–16 के लिए प्रशासनिक और सामान्य (जल प्रभारों को छोड़कर) व्यय एवं मरम्मत और संधारण के व्यय को वास्तविक प्रशासनिक और सामान्य व्ययों (जल प्रभारों को छोड़कर) और मरम्मत एवं संधारण व्ययों के सामान्यीकृत औसत के आधार पर निकाला जाएगा जो आयोग की परिपक्व जांच के अधीन रहते हुए आधार वर्ष 2015–16 के ठीक पूर्ववर्ती पांच (05) वर्षो के लेखों में क्रमशः उपलब्ध हो।

(च) वास्तविकीकरण का कार्य वर्षानुवर्षी आधार पर पिछले पांच (05) वर्षो की थोक मूल्य सूचकांक में हुई वृद्धि को लागू करते हुए किया जाएगा। वित्तीय वर्ष 2010–11 से वित्तीय 2014–15 हेतु सामान्यीकृत शुद्ध वर्तमान मूल्य का उपयोग, तब वित्तीय वर्ष 2015–16 हेतु आधार वर्ष मूल्य प्रेक्षेपित करने के लिए किया जाएगा।

वास्तविकीकरण के समय, प्रशासनिक और सामान्य व्ययों तथा संचालन और संधारण व्ययों पर विचार उस अवधि के लिए पूर्व अनुमानित मुद्रास्फीति के बजाय वास्तविक मुद्रास्फीति को ध्यान में रखकर किया जाएगा।

(छ) नवीन पारेषण लाइनों/उपकेन्द्रों, जो 31मार्च 2016 के उपरांत संचालन में आए है, के लिए अतिरिक्त संचालन और संधारण व्ययों की अनुमति, आयोग द्वारा परिपक्व जांच के अधीन रहते हुए वास्तविकीकरण प्रक्रिया के समय दी जाएगी।

47.6 **कार्यशील पूंजी पर ब्याज–**

वितरण अनुज्ञप्तिधारी को कार्यशील पूंजी के अनुमानित स्तर पर ब्याज की अनुमति, इन विनियमों के विनियम 25 में विनिर्दिष्ट किये अनुसार दी जायेगी।

47.7 **गैर टैरिफ आय–**

वितरण अनुज्ञप्तिधारी के व्यापार से आनुशांगिक कोई आय, जिनमें अग्रांकित सम्मिलित हैं, किन्तु उन्हीं तक सीमित नहीं है, जो ऐसे स्रोतों से– जिसमें आस्तियों का निपटारा, निवेशों से आय, किराये, अनुपयोगी सामाग्री के विक्रय से आय, विज्ञापनों से आय, प्रदायकर्ताओं/संविदाकर्ताओं के अग्रिमों पर ब्याज, मुक्त उपयोग प्रभार, समानांतर संचालन, शास्तियां (पेनाल्टी) और अन्य कोई विविध प्राप्तियॉ, विद्युत के विक्रय से प्राप्त आय को छोड़कर सम्मिलित हैं, गैर टैरिफ आय निर्मित करेगी।

वितरण व्हीलिंग व्यापार से संबंधित गैर टैरिफ आय की राशि, आयोग द्वारा अनुमोदित किये अनुसार, वितरण अनुज्ञप्तिधारी के वितरण वायर व्यापार के व्हीलिंग प्रभारों को निर्धारित करते समय, सकल राजस्व आवश्यकता में से घटा दी जायेगी;

परन्तु, वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा आयोग को सकल राजस्व आवश्यकता हेतु अपने आवेदन के साथ गैर टैरिफ आय के अपने पूर्वानुमान का संपूर्ण विवरण प्रस्तुत किया जायेगा।

48. **राज्यांतरिक पारेषण नेटवर्क पर प्रभारों की भागीदारी–**

पारेषण प्रणाली की स्थिर लागत को, इन विनियमों में निहित मानदण्डों के अनुरूप वार्षिक आधार पर संगणित किया जायेगा, और हितग्राहियों से तथा मुक्त उपयोग विनियम (ओपन एक्सेस रेगुलेशन) में विनिर्दिष्ट पद्धति से, हितग्राहियों से मासिक आधार पर वसूल किया जायेगा।

49. **उपकेन्द्र में सहायक विद्युत खपत–**

उपकेन्द्र में वातानुकुलन, प्रकाश व्यवस्था और अन्य उपकरणों में खपत के उद्देश्य से सहायक विद्युत उपभोग हेतु प्रभार, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी/राज्य पारेषण उपक्रम द्वारा वहन किये जायेंगे, और उन्हें संचालन और संधारण व्ययों में सम्मिलित किया जायेगा।

50. **पारेषण हानि :**

50.1 पारेषण हानि के स्तरों की गणना केन्द्रीय पारेषण उपक्रम और अन्य समस्त ऊर्जा स्रोंतों द्वारा पारेषण प्रणाली में विभिन्न इंटरफेस बिन्दुओं पर डाली गई सकल ऊर्जा के योग (X) और समस्त ई.एच.वी. उपकेन्द्र से वितरण अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा 33 के.व्ही. पर पारेषित ऊर्जा के योग तथा पारेषण प्रणाली से संयोजित ओपन एक्सेस उपभोक्ता(ओं) को पारेषित की गई, कुल विद्युत (Y) के अंतर के रूप में परिगणित किया जाएगा। प्रतिशत में व्यक्त की गई पारेषण हानियां, पारेषण प्रणाली में डाली गई विद्युत पारेषण की हानि का प्रतिशत निम्नानुसार होगीः–

$$\text{पारेषण हानि (\%)} = \frac{(x-y) \times 100}{x}$$

51 **पारेषण अनुज्ञप्तिधारी हेतु प्रोत्साहन/दण्ड :**

किसी पारेषण अनुज्ञप्तिधारी पर किसी वर्ष के दौरान पारेषण प्रणाली की उपलब्धता, लक्ष्य उपलब्धता से विचलन की दशा में प्रोत्साहन/दण्ड यथा स्थिति भुगतान योग्य/वसूलनीय होगा, जिसे आयोग द्वारा अगली नियंत्रण अवधि के लिए बहुवर्षीय टैरिफ आदेश में विनिर्दिष्ट किया जाएगा।

अध्याय–6
वितरण व्हीलिंग व्यापार

52. **प्रयोज्यता–**

इस अध्याय में सम्मिलित विनियम किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी के वितरण तारों के उपयोग हेतु भुगतान योग्य टैरिफ के निर्धारण के लिए प्रयुक्त होंगे।

53 **वितरण व्हीलिंग व्यापार के लिए सकल राजस्व आवश्यकता के घटकः**

53.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी के वितरण व्हींलिंग व्यापार के लिए व्हीलिंग प्रभारों में, इन विनियम के विनियम 64 में यथा प्रावधानित सकल राजस्व आवश्यकता की वसूली का प्रावधान रहेगा, और उसमें निम्नांकित सम्मिलित होंगेः

(क) संचालन और संधारण के व्यय;

(ख) अवमूल्यन;

(ग) ब्याज और वित्तीय प्रभार;

(घ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;

(ङ) समता पर प्रतिफल;

(च) पेंशन और ग्रेच्युटी कोष अंशदान

घटाएंः

(छ) गैर टैरिफ आय

(ज) अन्य व्यापार से आय, इन विनियमों में विनिर्दिष्ट सीमा तक

टीपः

1. वार्षिक निश्चित प्रभार प्राप्त करने के लिए विनियम 57.7 में यथाविनिर्दिष्ट गैर टैरिफ आय उपर्युक्त **(क से च)** में से घटा दिये जायेंगे;

2. वैधानिक कर और शुल्क प्रतिपूर्ति आधार पर, वास्तविकता अनुसार वसूली योग्य होंगे;
परन्तु, वितरण अनुज्ञप्तिधारी के व्हीलिंग प्रभार, आयोग द्वारा इन विनियिमों के अध्याय–2 के अुनरूप वितरण अनुज्ञप्तिधारी के द्वारा टैरिफ निर्धारण हेतु किये गए आवेदन के आधार पर आयोग द्वारा निर्धारित किये जायेंगे;
परन्तु, यह और भी कि वितरण प्रणाली उपयोगकर्ता से वसूली के उद्देश्य से ऐसे व्हीलिंग प्रभार रूपये प्रति किलोवॉट घंटा के मूल्यांककों, अथवा ऐसे अन्य मूल्यांककों (डिनॉमिनेशन) में होंगे, जैसे आयोग द्वारा समय–समय पर निश्चित किये जायें।

54. **आबंटन मैट्रिक्स–**

वितरण अनुज्ञप्तिधारी अपने लेखों (खातों) को व्हीलिंग व्यापार और फुटकर प्रदाय व्यापार से पृथक रखेगा। वितरण अनुज्ञप्तिधारी के व्हीलिंग प्रभार, आयोग द्वारा वितरण वायर व्यापार के पृथक किये हुए खातों के आधार पर निर्धारित किये जायेंगे;

परन्तु, जहां वितरण अनुज्ञप्तिधारी वितरण व्हीलिंग व्यापार और फुटकर व्यापार के खातों को पृथक से प्रस्तुत नहीं कर पाता है, वहां आयोग निम्नलिखित रीति से आबंटन मैट्रिक्स निर्धारित करेगाः

(क) अनुज्ञप्तिधारी इन दोनों व्यापारों के, नियंत्रण अवधि हेतु मूल्यों और राजस्वों के बंटवारे को दर्शाते हुए एक "आबंटन मैट्रिक्स" तैयार करेगा। इस वितरण का समर्थन, ऐसे आबंटनों हेतु उपयोग में ली गई पद्धति के स्पष्टीकरण द्वारा किया जायेगा।

(ख) आयोग, अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रस्तुत "आबंटन मैट्रिक्स" की समीक्षा करेगा, और सतर्क जॉच के आधार पर नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए "आबंटन मैट्रिक्स" को अंतिम रूप देगा।

55. **पूंजी निवेश योजना–**

वितरण अनुज्ञप्तिधारी, इन विनियमों के अध्याय–2 में विनिर्दिष्ट रीति से एक पूंजी निवेश योजना प्रस्तुत करेगा।

56. **लागत पूंजी–**

लागत पूंजी की अनुमति इन विनियिमों के अध्याय–3 में दिए गए प्रावधानों के अनुसार दी जायेगी।

57. **सकल राजस्व आवश्यकता की गणनाः**

57.1 **समता पर प्रतिफल–**

वितरण अनुज्ञप्तिधारी को वितरण व्हीलिंग व्यापार के लिए समता पर प्रतिफल की अनुमति इन विनियिमों के विनियम 22 में विनिर्दिष्ट अनुसार दी जायेगी।

57.2 **ऋण पूंजी पर ब्याज–**

ऋण पूंजी पर ब्याज की संगणना इन विनियिमों के विनियम 23 में विनिर्दिष्ट अनुसार दी जायेगी।

57.3 **मूल्य ह्रास –**

वितरण अनुज्ञप्तिधारी की आस्तियों के अवमूल्यन की संगणना इन विनियिमों के विनियम 24 में विनिर्दिष्ट अनुसार दी जायेगी।

57.4 **संचालन और संधारण व्ययः**

(क) वितरण अनुज्ञप्तिधारी हेतु संचालन और संधारण व्यय में निम्नांकित सम्मिलित होंगेः

(i) कर्मचारियों पर व्यय;

(ii) प्रशासनिक और सामान्य व्यय;

(iii) मरम्मत और संधारण।

(ख) आयोग द्वारा नियंत्रण अवधि के लिए संचालन और संधारण व्ययों के प्रत्येक घटक नामतः, कर्मचारी व्यय, मरम्मत और संधारण व्यय तथा प्रशासनिक और सामान्य व्यय हेतु पृथक से प्रक्षेपवक्र (ट्रेजेक्ट्री) तैयार की जाएगी।

कर्मचारी लागत :

(ग) पेंशन कोष अंशदान, वेतनमान पुनरीक्षण की बकाया राशि के प्रभाव और अनावर्ती प्रकृति के अन्य व्यय को छोड़कर कर्मचारी लागत, अधार वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2015–16 के लिए वास्तविक कर्मचारी व्ययों के सामान्यीकृत औसत के आधार पर निकाली जाएगी

जिसमें आयोग की परिपक्व जांच के अधीन रहते हुए पेंशन कोष अंशदान, वेतन पुनरीक्षण बकाया के प्रभाव और अनावर्ती प्रकृति के अन्य ऐसे व्यय सम्मिलित नहीं होंगे जो आधार वर्ष, वित्तीय वर्ष 2015–16 के तुरंत पूर्व के पिछले पांच (5) वर्षो के लेखाओं में उपलब्ध हो। पिछले पांच (5) वर्षो के सामान्यीकृत औसत को निर्धारित करते समय गैर आवर्ती प्रकृति का कोई अन्य व्यय भी उसमें से निकाल दिया जाएगा।

(घ) सामान्यीकरण का कार्य उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (सी.पी.आई.) में वर्षानुवर्षी आधार पर विगत पांच वर्ष की औसत बढ़त को लागू करते हुए किया जाएगा। तब वित्तीय वर्ष 2010–11 से वित्तीय वर्ष 2014–15 हेतु शुद्ध सामान्यीकृत वर्तमान मूल्य का औसत, वर्ष 2015–16 के आधार वर्ष मूल्य को प्रक्षेपित (प्रोजेक्ट) करने में उपयोग किया जाएगा। इस प्रकार प्राप्त आधार वर्ष मूल्य में उपर्युक्त मुद्रास्फीति दर की वृद्धि करने के उपरांत नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए, संचालन और संधारण व्यय (वेतन पुनरीक्षण, यदि कोई हो, के प्रभाव को छोड़कर) का अनुमान लगाने में किया जाएगा।

वास्तविकीकरण के समय संचालन और संधारण लागत पर विचार, उस अवधि के लिए पूर्व अनुमानित मुद्रास्फीति के बजाय, उपभोक्ता मूल्य सूचकांक में उस वर्ष के दौरान हुई वास्तविक वृद्धि को ध्यान में रखते हुए किया जाएगा।

परन्तु यह और भी कि वास्तविकीकरण के दौरान वेतन पुनरीक्षण (एरियर्स को सम्मिलित करते हुए) और पेंशन कोष अंशदान के प्रभाव को लेखों के वास्तविकीकरण के दौरान वास्तविक रूप से, आयोग की सतर्क जांच और ऐसे किसी अन्य कारक जिसे वह विचार में लेना उचित समझे, के अधीन अनुमत किया जाएगा।

प्रशासनिक और सामान्य व्यय एवं मरम्मत और संधारण के व्यय

(ड.) आधार वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2015–16 के लिए प्रशासनिक और सामान्य व्यय एवं मरम्मत और संधारण के व्यय को वास्तविक प्रशासनिक और सामान्य व्ययों और मरम्मत एवं संधारण व्ययों के सामान्यीकृत औसत के आधार पर निकाला जाएगा जो आयोग की परिपक्व जांच के अधीन रहते हुए आधार वर्ष 2015–16 के ठीक पूर्ववर्ती पांच (05) वर्षो के लेखों में क्रमशः उपलब्ध हो। पिछले पांच (5) वर्षो के सामान्यीकृत औसत का निर्धारण करते समय गैर आवर्ती प्रकृति के किसी व्यय को छोड़ दिया जाएगा।

(च) वास्तविकीकरण का कार्य वर्षानुवर्षी आधार पर पिछले पांच (5) वर्षो की थोक मूल्य सूचकांक में हुई वृद्धि को लागू करते हुए किया जाएगा। वित्तीय वर्ष 2010–11 से वित्तीय 2014–15 हेतु सामान्यीकृत शुद्ध वर्तमान मूल्य का उपयोग, तब वित्तीय वर्ष 2015–16 हेतु आधार वर्ष मूल्य प्रेक्षेपित करने के लिए किया जाएगा। इस प्रकार प्राप्त आधार वर्ष मूल्य को, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए उपर्युक्त मुद्रास्फीति दर में से परिवर्धित किया जाएगा जिससे नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए प्रशासनिक और सामान्य व्यय तथा मरम्मत और संधारण व्ययों को अनुमानित किया जा सके।

वास्तविकीकरण के समय, प्रशासनिक और सामान्य व्ययों तथा संचालन और संधारण व्ययों पर विचार उस अवधि के लिए पूर्व अनुमानित मुद्रास्फीति के बजाय वास्तविक मुद्रास्फीति को ध्यान में रखकर किया जाएगा।

(छ) 31 मार्च, 2016 के बाद शुरू हुए नवीन लाईनों/उपकेन्द्रों के लिए अतिरिक्त संचालन और संधारण व्ययों की अनुमति आयोग द्वारा सतर्क जाँच के अधीन, वास्तविकीकरण करते समय दी जायेगी।

57.5 **कार्यशील पूंजी पर ब्याज–**

कार्यशील पूंजी पर ब्याज की अनुमति इन विनियमों के विनियम 25 के अनुसार दी जायेगी।

57.6 **आय पर कर–**

आय पर कर की अनुमति इन विनियमों के विनियम 26 के अनुसार दी जायेगी। 57.7 **गैर टैरिफ आय–**

वितरण अनुज्ञप्तिधारी के व्यापार से आनुशांगिक कोई आय, जिनमें अग्रांकित सम्मिलित हैं, किन्तु उन्हीं तक सीमित नहीं है, जो ऐसे स्रोतों से– जिसमें आस्तियों का निपटारा, निवेशों से आय, किराये, अनुपयोगी सामाग्री के विक्रय से आय, विज्ञापनों से आय, प्रदायकर्ताओं/संविदाकर्ताओं के अग्रिमों पर ब्याज, मुक्त उपयोग प्रभार, समानांतर संचालन, शास्तियां (पेनाल्टी) और अन्य कोई विविध प्राप्तियॉ, विद्युत के विक्रय से प्राप्त आय को छोड़कर सम्मिलित हैं, गैर टैरिफ आय निर्मित करेगी।

वितरण व्हीलिंग व्यापार से संबंधित गैर टैरिफ आय की राशि, आयोग द्वारा अनुमोदित किये अनुसार, वितरण अनुज्ञप्तिधारी के वितरण वायर व्यापार के व्हीलिंग प्रभारों को निर्धारित करते समय, सकल राजस्व आवश्यकता में से घटा दी जायेगी;

परन्तु, वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा आयोग को सकल राजस्व आवश्यकता हेतु अपने आवेदन के साथ गैर टैरिफ आय के अपने पूर्वानुमान का संपूर्ण विवरण प्रस्तुत किया जायेगा।

58. **अन्य व्यापार से आयः**

जहां वितरण अनुज्ञप्तिधारी किसी अन्य व्यापार (विद्युत के व्यापार को छोड़कर) में लगा हुआ है, वहां वितरण अनुज्ञप्तिधारी के वितरण वायर व्यापार के व्हीलिंग प्रभारों का निर्धारण करने में ऐसी राशि जो ऐसे अन्य व्यापार से प्राप्त राजस्व की दो तिहाई के समतुल्य हो सकल राजस्व आवश्यकता में से घटा दी जायेगी।

59 **व्हीलिंग प्रभारों का निर्धारण–**

आयोग, वितरण अनुज्ञप्तिधारी के वितरण व्हीलिंग व्यापार के व्हीलिंग प्रभार को अधिनियम की धारा 62 के अधीन पारित अपने आदेश में निर्दिष्ट करेगा। इन विनियमों में अन्य किसी बात के होते हुए भी मुक्त उपयोग उपभोक्ताओं हेतु प्रयोज्य व्हीलिंग प्रभार सुसंगत वोल्टेज स्तर पर संगणित और लागू किये जायेंगे।

परन्तु, किसी मुक्त उपयोग उपभोक्ता (उसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी से विद्युत प्रदाय प्राप्त करने वाले फुटकर उपभोक्ताओं के अलावा) द्वारा भुगतान योग्य व्हीलिंग प्रभार, मुक्त उपयोग विनियम से शासित होंगे।

परन्तु, यह और भी कि ऐसे मुक्त उपयोग उपभोक्ताओं द्वारा भुगतान किए गए प्रभार इन विनियमों के अध्याय–7 के अनुसरण में फुटकर प्रदाय व्यापार की सकल राजस्व आवश्यकता को कम करने में उपयोग में लिए जायेंगे।

60. **व्हीलिंग हानियॉ–**

वितरण अनुज्ञप्तिधारी को, अनुमोदित स्तर पर वितरण प्रणाली के संचालन से उद्भूत वोल्टेजवार व्हीलिंग हानियों को, वस्तु रूप में वसूलने की अनुमति दी जायेगी। 33 के.व्ही. और निचले वोल्टेज स्तर पर व्हीलिंग हानि 6% मान्य होगी।

अध्याय–7
फुटकर प्रदाय व्यापार

61. **प्रयोज्यताः**

ये विनियम किसी अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अपने उपभोक्ताओं को विद्युत का फुटकर प्रदाय करने हेतु टैरिफ के निर्धारण हेतु प्रयोज्य होंगे।

62. **टैरिफ के घटकः**

62.1 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु वितरण अनुज्ञप्तिधारी के फुटकर प्रदाय व्यापार के लिए सकल राजस्व आवश्यकता निम्नलिखित से मिलकर बनेगी, नामतः

(क) विद्युत क्रय मूल्य;

(ख) पारेषण और राज्य भार प्रेषण केन्द्र–प्रभार;

(ग) संचालन और संधारण व्यय;

(घ) अवमूल्यन;

(ङ) ब्याज और वित्तीय प्रभार;

(च) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;

(छ) समता पर प्रतिफल;

(ज) अवसूलनीय ऋणों हेतु प्रावधान;

(झ) इन विनियमों के अध्याय–6 के अधीन यथा निर्धारित वितरण व्हीलिंग व्यापार हेतु सकल राजस्व; आवश्यकता

<u>घटाएं</u>:

(ञ) गैर टैरिफ आय;

(ट) इन विनियमों में विनिर्दिष्ट सीमा तक अन्य व्यापार से आय;

(ठ) मुक्त उपयोग/व्हीलिंग प्रभारों से राजस्व;

(ड) अतिरिक्त विद्युत के विक्रय (फुटकर उपभोक्ताओं के अलावा) से राजस्व।

परन्तु, क्रॉस–सब्सिडी प्रभार के खाते में राजस्व की प्राप्ति को केवल अंकेक्षित/अनअंकेक्षित लेखों के अनुसार वास्तविक प्राप्तियों के आधार पर किये जाने वाले वास्तविकीकरण के समय ही विचार में लिया जायेगा।

62.2 किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा फुटकर प्रदाय हेतु टैरिफ का निर्धारण आयोग द्वारा यथास्थिति पृथककृत लेखों या आबंटन मैट्रिक्स के आधार पर इन विनियमों के विनियम 54 के अनुसरण में किया जायेगा।

63. **पूंजी निवेश योजना–**

वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इन विनियमों के अध्याय–2 में विनिर्दिष्ट रीति से पूंजी निवेश योजना प्रस्तुत की जायेगी।

64. **लागत पूंजी–**

लागत पूंजी की अनुमति, इन विनियमों के अध्याय–3 में उपबंधित किये अनुसार दी जायेगी।

65. **विक्रय के पूर्वानुमानः**

65.1 अनुज्ञप्तिधारी द्वारा नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु अपने प्रदाय क्षेत्र की समस्त उपभोक्ता श्रेणियों के लिए एक साथ, प्रतिबंधित मॉग (मेगावॉट में) और अप्रतिबंधित मॉग (मेगावॉट में) और विक्रय का पूर्वानुमान प्रस्तुत किया जायेगा। विद्युत के श्रेणीवार विक्रय के पूर्वानुमान सामान्य मूल्यांकन और सी.ए.जी.आर. अथवा अन्य किसी परिपक्व विधि के आधार पर तैयार किये जायेंगे।

65.2 बिना मीटर उपभोक्ता श्रेणियों के लिए, यदि कोई, हों विक्रय पूर्वानुमान आयोग की सतर्क जॉच/प्राक्कलन के अधीन रहेंगे।

65.3 आयोग द्वारा पूर्वानुमानों की युक्तियुक्तता का परीक्षण उपभोक्ताओं की संख्या में वृद्धि, उपभोग के प्रतिमान, पूर्ववर्ती वर्षो में विद्युत की हानियों और मॉग और आगामी वर्ष में अपेक्षित वृद्धि और ऐसे अन्य कारक जिसे आयोग सुसंगत समझे के आधार पर करेगा और जैसा उपयुक्त समझा जाये वैसे रूपांतरों सहित विक्रय पूर्वानुमान का अनुमोदन करेगा।

66. **सकल राजस्व आवश्यकता की गणनाः**

66.1 **समता पर प्रतिफल–**

वितरण अनुज्ञप्तिधारी को इन विनियमों के विनियम 22 में विनिर्दिष्ट अनुसार समता पर प्रतिफल की अनुमति प्रदान की जायेगी।

66.2 **ऋण पूंजी पर ब्याज–**

ऋण पूंजी पर ब्याज की संगणना इन विनियमों के विनियम 23 के अनुसरण में की जायेगी।

66.3 **मूल्य ह्रास–**

वितरण अनुज्ञप्तिधारी की आस्तियों के मूल्य ह्रास की संगणना, इन विनियमों के विनियम 24 में विहित रीति से की जायेगी।

66.4 **विद्युत उत्पादन/विद्युत क्रय की लागतः**

66.4.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी को राज्य के स्वामित्व वाले उत्पादन केन्द्रों, स्वतंत्र विद्युत उत्पादनकर्ता, केन्द्रीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों, केप्टिव उत्पादन संयंत्रों, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों और अन्यों से प्राप्त विद्युत सहित समस्त स्रोतों से प्राप्त विद्युत के मूल्य को नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए आयोग द्वारा यथा अनुमोदित वसूल करने की अनुमति दी जायेगी।

66.4.2 अनुमोदित फुटकर विक्रय स्तर को पारेषण एवं वितरण हानि के मानक स्तर जैसा कि अनुमोदित हानि प्रक्षेपवक्र में दिया गया हो, द्वारा वर्धित (ग्रास्ड अप) किया जायेगा, जिससे फुटकर उपभोक्ताओं को विक्रय की जाने वाली विद्युत की मात्रा ज्ञात की जा सके। आगे यह भी कि ग्रिड से कम ली गई/आधिक्य में ली गई विद्युत के विक्रय से अनुमानित राजस्व, यदि कोई हो, को सकल राजस्व आवश्यकता में शुद्ध विद्युत क्रय लागत के पूर्वानुमान हेतु सकल विद्युत क्रय में से घटा दी जायेगी।

66.4.3 परन्तु यह और भी कि वास्तविकीकरण के समय विद्युत क्रय लागत निकालने के लिए विचलन प्रभारों को विचार में लिया जाएगा और अतिरिक्त विद्युत के विक्रय से प्राप्त राजस्व को पृथक से लेखांकित किया जाएगा।

66.4.4 दीर्घ अवधि स्रोतों से विद्युत क्रय में त्रैमासिक वृद्धि आयोग द्वारा स्वप्रेरणा से ली गई याचिका क्रमांक 26/2012, समय–समय पर यथासंशोधित/रूपांतरित, पर अपने आदेश में वर्णित परिवर्तनीय लागत समायोजन प्रणाली के अनुसार होगी ।

66.5 **पारेषण प्रभार और राज्य भार प्रेषण केन्द्र प्रभार :**

66.5.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी को राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली तक पहुंच और उसके उपयोग हेतु भुगतान योग्य पारेषण प्रभारों को वसूलने की अनुमति इन विनियमों के अध्याय–5 के अधीन आयोग द्वारा यथाअनुमोदित टैरिफ के अनुसरण में दी जाएगी।

66.5.2 वितरण अनुज्ञप्तिधारी को अनुमोदित स्तर तक (इन) व्ययों को वसूल करने की अनुमति भी रहेगी :

(क) हस्तक्षेपीय (इंटरवीनिंग) पारेषण सुविधाओं हेतु प्रभार;

(ख) अन्य वितरण अनुज्ञप्तिधारी (अनुज्ञप्तिधारियों) की वितरण प्रणाली के उपयोग हेतु व्हीलिंग प्रभार;

(ग) केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ के अनुसरण में अंतरराज्यिक पारेषण प्रणाली तक पहुंच और उसके उपयोग हेतु प्रभार;

(घ) क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र और राज्य भार प्रेषण केन्द्र को सम्यक् आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट भुगतान योग्य शुल्क और प्रभार ।

66.6 **संचालन और संधारण व्यय :**

फुटकर प्रदाय व्यापार हेतु संचालन और संधारण व्यय इन विनियमों के विनियम 57.4 के अनुसरण में अनुमत किए जाएंगे ।

66.7 **कार्यशील पूंजी पर ब्याज :**

कार्यशील पूंजी पर ब्याज, इन विनियमों के विनियम 25 के अनुसरण में अनुमत किए जाएंगे ।

66.8 **अवसूलनीय और शंकास्पद ऋण :**

इस हेतु फुटकर प्रदाय व्यापार का अधिकतम 1 प्रतिशत प्रावधान अनुमत किया जाएगा। यह नियंत्रण अवधि के अंत में सकल आधार पर वास्तविकीकरण के अधीन और आयोग द्वारा की गई सतर्क जांच के अधीन रहेगा ।

67. **ईंधन प्रभार और परिवर्तनीय लागत समायोजन (VCA)**

67.1 परिवर्तनीय लागत समायोजन की राशि का निर्धारण, केवल छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित के साथ छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत उत्पादन कंपनी मर्यादित के कोयला आधारित केन्द्रों और केन्द्रीय उत्पादन केन्द्रों से विद्युत क्रय के सभी दीर्घ अवधि अनुबंधों के लिए होगा। परिवर्तनीय लागत समायोजन की राशि निर्धारित करने में लघु अवधि विद्युत क्रय, नवीकरणीय स्रोतों से विद्युत यू.आई. भुगतान योग्य/प्राप्तव्य, राज्य से बाहर विद्युत का विक्रय (यदि का हो) आदि को छोड़ दिया जाएगा। इन स्रोतों से विद्युत क्रय की लागत के विरूद्ध टैरिफ ओदश में

किए गए अनुमानों का ध्यान वार्षिक निष्पादन समीक्षा के अवसर पर वास्तविकीकरण के समय अथवा अन्तिम वास्तविकीकरण के समय रखा जाएगा।

67.2 परिवर्तनीय लागत समायोजन की राशि, द्वैमासिक आधार पर समायोजित की जाएगी और इसका सूत्र निम्नानुसार होगा

परिवर्तनीय लागत समायोजन सूत्र :–

सकल VCA (रूपयों में) = CHFC (रूपयों में) + CHPP (रूपयों में)

अनुमति योग्य VCA (रूपयों में) = सकल VCA (रूपयों में) x Q_{RS}/ Q_{pp}

अनुमति योग्य VCA (रूपयों में/kWh) = अनुमति योग्य VCA (रूपयों में/[Q_{RS} x (1- L)]

इस प्रकार,

अनुमति योग्य VCA (रूपयों में/kWh) = सकल VCA (रूपयों में)/[Q_{pp} x (1-L)]

जहाँ –

CHFC: प्राथमिक ईंधन लागत में परिवर्तन है इसे केवल छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत उत्पादन कंपनी मर्यादित के केटीपीएस, एचटीपीएस, कोरबा पश्चिम, कोरबा पश्चिम विस्तार (1x500) और डॉ श्यामाप्रसाद मुखर्जी ताप विद्युत केन्द्रों के लिए संगणित किया जाएगा। छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत उत्पादन कंपनी मर्यादित के नवीन विद्युत केन्द्रों जिन्हें छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित के लिए प्रारंभ किया गया है और जो दृढ़ विद्युत प्रदाय कर रहे है, हेतु इस आदेश में प्रयोज्य संगणना की प्रविधि वहीं रहेगी, तथापि इसके मानदण्ड सुसंगत टैरिफ आदेश के अनुसार होंगे।

CHPP: सी.जी.एस. से क्रय विद्युत की लागत में परिवर्तन है इसकी संगणना छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित को विद्युत प्रदाय करने वाले सभी सी.जी.एस. से की जाएगी और इसमें इन केन्द्रों की स्थिर के साथ–साथ परिवर्तनीय लागत में हुए परिवर्तन सम्मिलित रहेंगे।

Q_{pp} =यू.आई. को छोड़कर समस्त स्रोतों से क्रय की गई विद्युत की कुल मात्रा, संलग्न परिशिष्ट–2 के अनुसार संगणित

Q_{RS} = राज्य के खुदरा उपभोक्ताओं को विक्रय हेतु क्रय विद्युत की मात्रा, संलग्न परिशिष्ट–2 के अनुसार संगणित

L =सुसंगत टैरिफ आदेश में अनुमोदित अनुसार उस वर्ष के लिए पारेषण और वितरण हानियों का मानदण्डीय स्तर

टीप : पी.जी.सी.आई.एल. का औसत हानि स्तर, जैसा कि प्रचलित खुदरा टैरिफ आदेश में लिया गया है, सी.जी.एस. से राज्य परिधि पर विद्युत क्रय हेतु विचार में लिया जाएगा।

67.3 छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत उत्पादन कंपनी मर्यादित द्वारा अपने प्रत्येक तापीय विद्युत केन्द्र के लिए प्रत्येक माह हेतु पृथकतः परिगणित किया जाएगा और द्वैमासिक राशि का निर्धारण हेतु इसे जोड़ दिया जाएगा। किसी माह के लिए CHFC की गणना निम्नानुसार की जाएगीः–

CHFC, (रूपयों में) = माह के लिए अनुसूचित ऊर्जा (एक्स बस)X मासिक ऊर्जा प्रभार दर में परिवर्तन,

मासिक ऊर्जा प्रभार में अंतर = ECR (T) - ECR (M)

जहां,

ECR (T) = मासिक ऊर्जा प्रभार, टैरिफ ओदश में उस विशिष्ट संयंत्र के लिए विनिर्दिष्ट

ECR (M) = विशिष्ट संयंत्र हेतु विशिष्ट माह के लिए निम्नलिखित सूत्र के अनुसार परिगणित ECR

ECR (M) ¾ {(GHR – SFC x CVSF) x LPPF / CVPF } x 100 / (100 – AUX)

जहां,

AUX = मानदंडीय सहायक विद्युत खपत, प्रतिशत में

CVPF = जलाए गए प्राथमिक ईंधन का सकल कैलोरी मूल्य, किलो कैलोरी प्रति किलोग्राम, प्रति लीटर या प्रति मानक घन मीटर, यथाप्रयोज्य, टैरिफ आदेश में यथा विचारित

CVSF = द्वितियक ईंधन का कैलोरी मूल्य, किलो कैलोरी प्रति मिलीलीटर में, टैरिफ आदेश में यथा विचारित

GHR = सकल केन्द्र ऊष्मा दर, (ग्रास स्टेशन हिट रेट) किलो कैलोरी प्रति किलोवाट अव्हर में टैरिफ आदेश में यथा अनुमत

LPPF = प्राथमिक ईंधन का भारांकित औसत प्राप्ति मूल्य, प्रति किलोग्राम, रूपयों में

SFC = मानदण्डीय विशिष्ट ईंधन तेल खपत, मिलीलीटर प्रति किलोवाट अव्हर में

छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत उत्पादन कंपनी मर्यादित मानदण्डीय जी.एस.एच.आर., मानदण्डीय सहायक खपत, मानदण्डीय विशिष्ट द्वितीयक ईंधन तेल खपत, कोयले की मानदण्डीय भारांकित औसत जी.सी.व्ही. और वास्तविक प्राथमिक ईंधन का भारांकित औसत प्राप्ति मूल्य, के आधार पर ई.सी.आर. तैयार करेगा।

67.4 छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित द्वारा किसी माह के लिए सी.एच.पी.पी. की गणना निम्नानुसार की जाएगी:–

CHPP (रूपयो में) = उस माह में समस्त सी.जी.एस. द्वारा अनुसूचित ऊर्जा [kwh X छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित द्वारा अनुमत देयकों के अनुसार ऊर्जा की अनुसूचित मात्रा हेतु प्रति यूनिट भारांकित औसत मासिक दर, घटाएं (–) उस वर्ष के लिए टैरिफ आदेश में यथा विचारित विद्युत क्रय की भारांकित दर के आधार पर छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित द्वारा अनुमत ऊर्जा की अनुसूचित मात्रा के लिए सी.जी.एस. से क्रय की गई विद्युत] सी.जी.एस. से क्रय विद्युत की लागत में परिवर्तन की संगणना परिशिष्ट–III में दिये अनुसार की जाएगी।

67.5 प्राथमिक ईंधन लागत में परिवर्तन और सी.जी.एस. से क्रय विद्युत की लागत में परिवर्तन का योग, रूपयों में परिवर्तनीय लागत समायोजन की राशि है और यह छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत उत्पादन कंपनी मर्यादित से प्राप्त अनुसूचित यूनिट (x-bus) तथा सी.जी.एस. से प्राप्त अनुसूचित मात्रा की इकाईयों के योग से संगत होगा। परिवर्तनीय लागत समायोजन की अनुमोदित राशि की वसूली उपभोक्ताओं से द्वैमासिक आधार पर परिवर्तनीय लागत समायोजन प्रभार, रूपए प्रति किलोवाट अव्हर के रूप में इस आदेश में विनिर्दिष्ट प्रावधानों के अनुसार उनके नियमित मासिक देयकों में सम्मिलित करके, की जाएगी। परिवर्तनीय लागत समायोजन प्रभार की संगणना संलग्न अनुसूची–4 के अनुसार की जाएगी।

67.6 परिवर्तनीय लागत समायोजन प्रभार, पैसे प्रति यूनिट (kwh) के रूप में होगा जिसे निकटतम पूर्णांक तक पूर्णांकित किया जाएगा। इस उद्देश्य से 0.5 तक के भाग को छोड़ दिया जाएगा और 0.5 से अधिक भाग को अगले पूर्णांक तक पूर्णांकित कर दिया जाएगा। इस प्रभार को प्रत्येक उपभोक्ता के मौजूदा टैरिफ के अनुसार विद्युत देयक में यथा स्थिति जोड़ा अथवा घटा दिया जाएगा, छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित के उपभोक्ताओं की समस्त श्रेणियों हेतु परिवर्तनीय लागत समायोजन प्रभार समान रूप से प्रयोज्य होगा। तथापि, यह पैरा 67.11 और पैरा 67.12 में वर्णित निर्बन्धनों के अधीन रहेगा।

67.7 छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत उत्पादन कंपनी मर्यादित द्वारा CHFC की राशि और इसकी गणना मासिक ECR के निर्धारण में प्रयुक्त विभिन्न मानदण्डीय प्राचलों (पैरामीटर) के सुसंगत अनुच्छेदों/मूल्यों/राशियों के सुसंगत संदर्भ सहित जिसमें NPPF के लिए प्रमाण स्वरूप दस्तावेजी साक्ष्य सम्मिलित होगा उस द्वैमासिक अवधि जिसके लिए परिवर्तनीय लागत समायोजन का निर्धारण किय जाना है के बाद वाले माह की 30वीं दिनांक तक छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित को सूचित की जाएगी। इस प्रकार यदि अप्रैल 2016 और मई 2016 की द्वैमासिक अवधि के लिए CHFC का निर्धारण किया जाना है तो ऐसे CHFC की सूचना छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत उत्पादन कंपनी मर्यादित द्वारा छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित को 30 जून 2016 तक संसूचित कर दी जाएगी। इस बीच छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित द्वारा CHPP की राशि अपने स्तर पर भी निकाल ली जाएगी। छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित द्वारा परिवर्तनीय समायोजन लागत प्रभार (पैसे/kwh) की राशि निकाली जाएगी और इस राशि की सूचना तथा उसके निर्धारण की रीति, मई 2016 में समाप्त द्वैमासिकी हेतु 31 जुलाई 2016 को, तथा जुलाई 2016 में समाप्त द्वैमासिकी के लिए 30 सितम्बर 2016 तक और आगे भी इसी प्रकार आयोग को सूचित की जाया करेगी। छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित द्वारा परिवर्तनीय समायोजन लागत संगणना का सार संक्षेप राज्य के प्रमुख समाचार पत्रों में व्यापक रूप से प्रचारित किया जाएगा। विशिष्ट द्वैमासिक अवधि के लिए परिवर्तनीय समायोजन लागत प्रभार, पैसे/kwh में की गणना छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित द्वारा उपभोक्ताओं की जानकारी के लिए अपनी वेबसाईट पर प्रदर्शित की जाएगी जो कि उस विशिष्ट वर्ष हेतु ARR के वास्तविकीकरण तक वेबसाईट पर बनी रहेगी।

67.8 जब तक आयोग द्वारा अन्यथा सूचित नहीं किया जाता, छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित परिवर्तनीय समायोजन लागत प्रभार की राशि एक साथ सम्मिलित करेगी जो कि एकल उपभोक्ताओं से उस अवधि के वास्तविक विक्रय हेतु वसूल की जानी है जिसके लिए देयक निम्नलिखित अवधि में बनाए जाएंगे :–

वर्ष की वह अवधि जिसके लिए परिवर्तनीय समायोजन लागत निर्धारण होना है		**छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित परिवर्तनीय लागत प्रभार द्वैमासिक अवधि के लिए निकाले जाने वाले मासिक उपभोक्ता देयकों में सम्मिलित करेगी**
प्रथम द्वैमासिक अवधि	अप्रैल और मई	क्रमशः जुलाई और अगस्त महीनों की विक्रय हेतु अगस्त और सितम्बर में मासिक देयक निकाले जाएंगे
द्वितीय द्वैमासिक अवधि	जून और जुलाई	क्रमशः सितम्बर और अक्टूबर महीनों की विक्रय हेतु अक्टूबर और नवम्बर में मासिक देयक निकाले जाएंगे
तृतीय द्वैमासिक अवधि	अगस्त और सितम्बर	क्रमशः नवम्बर और दिसम्बर महीनों की विक्रय हेतु दिसम्बर और जनवरी में मासिक देयक निकाले जाएंगे

चतुर्थ द्वैमासिक अवधि	अक्टूबर और नवम्बर	क्रमशः जनवरी और फरवरी महीनों की विक्रय हेतु फरवरी और मार्च में मासिक देयक निकाले जाएंगे
पंचम द्वैमासिक अवधि	दिसम्बर और जनवरी	क्रमशः मार्च और अप्रैल महीनों की विक्रय हेतु अप्रैल और मई में मासिक देयक निकाले जाएंगे
षष्ठ द्वैमासिक अवधि	फरवरी और मार्च	क्रमशः मई और जून महीनों की विक्रय हेतु जून और जुलाई में मासिक देयक निकाले जाएंगे

परिवर्तनीय समायोजन लागत की दर तथा राशि उपभोक्ताओं के देयको में पृथक से प्रदर्शित की जाएगी।

67.9 द्वितीयक ईंधन ऑयल के लागत परिवर्तनों के साथ–साथ कोयले के सकल कैलोरी मूल्य और द्वितीयक ईंधन ऑयल में हुए परिवर्तनों का ध्यान वार्षिक निष्पादन समीक्षा में वास्तविकीकरण के समय रखा जाएगा। परिवर्तनीय समायोजन लागत लागू करने के कारण कोई अग्रेत्तर कम/अधिक वसूली का वास्तविकीकरण, लेखों के आधार पर वर्ष अंत के वास्तविकीकरण कार्य के भाग के रूप में और टैरिफ निर्धारण प्रक्रिया अथवा अंतिम वास्तविकीकरण के समय कर दिया जाएगा।

67.10 छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित लेखा पुस्तिकाओं में भी R-15 की तरह अपने उपभोक्ताओं के देयको में डाले गये परिवर्तनीय लागत प्रभार की राशि दर्शाएगी। छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत वितरण कंपनी मर्यादित परिवर्तनीय लागत प्रभार के रूप में देयक में डाले गयी राशि की जानकारी पृथक लेखा शीर्ष के अंतर्गत भी रखेगी।

67.11 ई.एच.व्ही. तथा उच्चदाब उपभोक्ता श्रेणियों में आने वाली समस्त उपभोक्ता श्रेणियों, जिनके लिए के.व्ही.ए.एच. आधार पर देयक बनाए जाते है ऐसे उपभोक्ताओं के लिए, परिवर्तनीय समायोजन लागत प्रभार वास्तविक रिकार्ड किए गए kwh आधार पर लगाए जाएंगे।

67.12 ऐसे घरेलू श्रेणी (निम्नदाब 1 श्रेणी) उपभोक्ता जिनकी मासिक खपत 200 kwh से कम है से परिवर्तनीय समायोजन लागत प्रभार प्रचलित टैरिफ आदेश के अनुसार उस स्लैब (निश्चित प्रभार+ऊर्जा प्रभार) के लिए प्रयोज्य कुल प्रभार का 5 प्रतिशत अथवा वास्तविक संगणित परिवर्तनीय समायोजन लागत प्रभार, जो भी कम हो, रहेगा।

67.13 टैरिफ आदेश के अनुसार अनुमत विद्युत क्रय की गयी मात्रा अथवा आयोग द्वारा विशिष्टतया अन्यथा अनुमोदित किए अनुसार, परिवर्तनीय समायोजन लागत अनुमति योग्य है। ऐसी विद्युत क्रय लागते जिन्हें अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अपने आर्थिक क्रय दायित्व का उल्लंघन करते हुए व्यय किया गया है उन्हें विचार में नहीं लिया जाएगा और इस संबंध में आयोग का निर्णय अंतिम होगा।

67.14 नियामक प्रक्रिया के माध्यम से परिवर्तनीय समायोजन लागत के कथित सूत्र को आयोग द्वारा किसी भी समय पुनरीक्षित और संशोधित किया सकेगा।

68. **गैर टैरिफ आयः**

वितरण अनुज्ञप्तिधारी के व्यापार से आनुशांगिक कोई आय, जिनमें अग्रांकित सम्मिलित हैं, किन्तु उन्हीं तक सीमित नहीं है, जो ऐसे स्रोतों से–जिसमें आस्तियों का निपटारा, निवेशों से आय, किराये, अनुपयोगी सामग्री के विक्रय से आय, विज्ञापनों से आय, प्रदायकर्ताओं/संविदाकर्ताओं

के अग्रिमों पर ब्याज, समानांतर संचालन, और अन्य कोई विविध प्राप्तियॉ, जिनमें विद्युत के विक्रय से प्राप्त आय छोड़कर सम्मिलित हैं, से गैर टैरिफ आय निर्मित होगी।

वितरण अनुज्ञप्तिधारी गैर टैरिफ आय के अपने अनुमान का सम्पूर्ण विवरण, कुल राजस्व आवश्यकता के निर्धारण हेतु अपने आवेदन के साथ आयोग को प्रस्तुत करेगा।

69. **अन्य व्यापार से आय :**

जहां वितरण अनुज्ञप्तिधारी किसी अन्य व्यापार (विद्युत के व्यापार को छोड़कर) में लगा हुआ है वहां सकल राजस्व आवश्यकता में से ऐसे अन्य व्यापार से मिलने वाले राजस्व की दो तिहाई के समतुल्य राशि, वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा खुदरा विद्युत प्रदाय हेतु सकल राजस्व आवश्यकताओं में से टैरिफ की गणना करने में घटा दी जायेगी।

70. **क्रॉस सब्सिडी अधिभार के पेटे प्राप्तियां :**

वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा क्रॉस सब्सिडी अधिभार के रूप में प्राप्त राशि को छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (संयोजकता और राज्यांतरिक मुक्त उपयोग) विनियम, 2011 के अनुसरण में आयोग द्वारा यथाअनुमोदित, समय–समय पर यथाप्रयोज्य और यथासंशोधित, को वास्तविकीकरण के समय ऐसे वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा सकल राजस्व आवश्यकताओं में से टैरिफ की गणना करने में काट लिया जाएगा।

71 **33 के.व्ही. और नीचे की प्रणाली में विद्युत क्षतियां :**

71.1 33 के.व्ही. और नीचे के वोल्टेज स्तर हेतु विद्युत क्षति का मूल्यांकन राज्य ग्रिड संहिता, 2011 के खण्ड 4.2.5 और 8.4.3 को विचार में लेते हुए किया जाएगा। 33 के.व्ही. वोल्टेज स्तर पर डाली गई विद्युत और इसके समस्त उपभोक्ताओं (फुटकर और मुक्त उपयोग) को विक्रय की गई विद्युत, 33 के.व्ही. और नीचे के वोल्टेज स्तर पर, 33 के.व्ही. और नीचे की प्रणाली हेतु ऊर्जा क्षति होगी। वास्तविकीकरण के समय लाभ/हानि के लिए इसी को विचार में लिया जाएगा।

71.2 विक्रय की गई विद्युत, मीटरीकृत विक्रय और गैर मीटरीकृत विक्रय के मूल्यांकन, यदि कोई हो, आयोग की सतर्क जांच पर आधारित होगी।

71.3 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु 33 के.व्ही. और नीचे की प्रणाली के लिए, राज्य पारेषण उपक्रम के लिए हानि प्रक्षेपवक्र निम्नानुसार होगा :

वित्तीय वर्ष 2016–17	–	22.0%
वित्तीय वर्ष 2017–18	–	21.0%
वित्तीय वर्ष 2018–19	–	20.0%
वित्तीय वर्ष 2019–20	–	19.0%
वित्तीय वर्ष 2020–21	–	18.0%

अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों के लिए ऐसा प्रक्षेपवक्र संबंधित टैरिफ आदेश में दिया जायेगा।

अध्याय–8
राज्य भार प्रेषण केन्द्र का व्यापार

72. **वार्षिक प्रभार :**

72.1 राज्य भार प्रेषण केन्द्र के वार्षिक प्रभारों को प्रणाली संचालन प्रभार और बाजार संचालन प्रभार के रूप में संगृहीत किया जाएगा। वार्षिक प्रभार एकल उत्पादको, लघु अवधि मुक्त उपयोग ग्राहकों, थोक उपभोक्ताओं और केप्टिव उपयोगकर्ताओं को छोड़कर उन राज्यांतरिक एककों पर प्रभारित होंगे और वसूले जाएंगे जो राज्य भार प्रेषण केन्द्र की दीर्घावधि और मध्य अवधि सेवाओं का उपयोग कर रहे है।

73. **पूंजी निवेश योजना :**

राज्य भार प्रेषण केन्द्र, इन विनियमों के अध्याय–2 में विनिर्दिष्ट रीति से एक पूंजी निवेश योजना प्रस्तुत करेगा।

74. **टैरिफ के घटक :**

74.1 वार्षिक प्रभार में निम्नलिखित घटक सम्मिलित होंगे, नामतः–

(क) साम्या पर प्रतिफल;

(ख) ऋण पूंजी पर ब्याज;

(ग) मूल्य ह्रास;

(घ) संचालन और संधारण व्यय;

(ड.) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;

(च) पेंशन कोष में अंशदान;

74.2 साम्या पर प्रतिफलः

राज्य भार प्रेषण केन्द्र को इन विनियमों के विनियम 22 में विनिर्दिष्ट अनुसार साम्या पर प्रतिफल अनुमत होगा।

74.3 ऋण पूंजी पर ब्याज :

राज्य भार प्रेषण केन्द्र को इन विनियमों के विनियम 23 में विनिर्दिष्ट अनुसार ऋण पूंजी पर ब्याज और वित्तीय प्रभार अनुमत होंगे।

74.4 मूल्य ह्रास :

राज्य भार प्रेषण केन्द्र को इन विनियमों के विनियम 24 में विनिर्दिष्ट अनुसार स्थिर आस्तियों के मूल्य पर मूल्य ह्रास वसूल करने की अनुमति दी जाएगी।

74.5 संचालन और संधारण व्ययः

(क) राज्य भार प्रेषण केन्द्र हेतु संचालन और संधारण व्यय में निम्नांकित सम्मिलित होंगेः

(i) कर्मचारियों पर व्यय;

(ii) प्रशासनिक और सामान्य व्यय;

(iii) मरम्मत और संधारण।

(ख) आयोग द्वारा नियंत्रण अवधि के लिए संचालन और संधारण व्ययों के प्रत्येक घटक नामतः, कर्मचारी व्यय, मरम्मत और संधारण व्यय तथा प्रशासनिक और सामान्य व्यय हेतु पृथक से प्रक्षेपवक्र (ट्रेजेक्ट्री) तैयार की जाएगी।

कर्मचारी लागत :

(ग) पेंशन कोष अंशदान, वेतनमान पुनरीक्षण की बकाया राशि के प्रभाव और अनावर्ती प्रकृति के अन्य व्यय को छोड़कर कर्मचारी लागत, अधार वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2015–16 के लिए वास्तविक कर्मचारी व्ययों के सामान्यीकृत औसत के आधार पर निकाली जाएगी जिसमें आयोग की परिपक्व जांच के अधीन रहते हुए पेंशन कोष अंशदान, वेतन पुनरीक्षण बकाया के प्रभाव और अनावर्ती प्रकृति के अन्य ऐसे व्यय सम्मिलित नहीं होंगे जो आधार वर्ष, वित्तीय वर्ष 2015–16 के तुरंत पूर्व के पिछले पांच (5) वर्षो के लेखाओं में उपलब्ध हो। पिछले पांच (5) वर्षो के सामान्यीकृत औसत को निर्धारित करते समय गैर आवर्ती प्रकृति का कोई अन्य व्यय भी उसमें से निकाल दिया जाएगा।

(घ) सामान्यीकरण का कार्य उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (सी.पी.आई.) में वर्षानुवर्षी आधार पर विगत पांच वर्ष की औसत बढ़त को लागू करते हुए किया जाएगा। तब वित्तीय वर्ष 2010–11 से वित्तीय वर्ष 2014–15 हेतु शुद्ध सामान्यीकृत वर्तमान मूल्य का औसत, वर्ष 2015–16 के आधार वर्ष मूल्य को प्रक्षेपित (प्रोजेक्ट) करने में उपयोग किया जाएगा। इस प्रकार प्राप्त आधार वर्ष मूल्य में उपर्युक्त मुद्रास्फीति दर की वृद्धि करने के उपरांत नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए, संचालन और संधारण व्यय (वेतन पुनरीक्षण, यदि कोई हो, के प्रभाव को छोड़कर) का अनुमान लगाने में किया जाएगा।

वास्तविकीकरण के समय संचालन और संधारण लागत पर विचार, उस अवधि के लिए पूर्व अनुमानित मुद्रास्फीति के बजाय, उपभोक्ता मूल्य सूचकांक में उस वर्ष के दौरान हुई वास्तविक वृद्धि को ध्यान में रखते हुए किया जाएगा।

परन्तु यह और भी कि वास्तविकीकरण के दौरान वेतन पुनरीक्षण (एरियर्स को सम्मिलित करते हुए) और पेंशन कोष अंशदान के प्रभाव को लेखों के वास्तविकीकरण के दौरान वास्तविक रूप से, आयोग की सतर्क जांच और ऐसे किसी अन्य कारक जिसे वह विचार में लेना उचित समझे, के अधीन अनुमत किया जाएगा।

प्रशासनिक और सामान्य व्यय एवं मरम्मत और संधारण के व्यय

(ङ.) आधार वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2015–16 के लिए प्रशासनिक और सामान्य व्यय एवं मरम्मत और संधारण के व्यय को वास्तविक प्रशासनिक और सामान्य व्ययों और मरम्मत एवं संधारण व्ययों के सामान्यीकृत औसत के आधार पर निकाला जाएगा जो आयोग की परिपक्व जांच के अधीन रहते हुए आधार वर्ष 2015–16 के ठीक पूर्ववर्ती पांच (05) वर्षो के लेखों में क्रमशः उपलब्ध हो। पिछले पांच (5) वर्षो के सामान्यीकृत औसत का निर्धारण करते समय गैर आवर्ती प्रकृति के किसी व्यय को छोड़ दिया जाएगा।

(च) वास्तविकीकरण का कार्य वर्षानुवर्षी आधार पर पिछले पांच (5) वर्षो की थोक मूल्य सूचकांक में हुई वृद्धि को लागू करते हुए किया जाएगा। वित्तीय वर्ष 2010–11 से वित्तीय 2014–15 हेतु सामान्यीकृत शुद्ध वर्तमान मूल्य का उपयोग, तब वित्तीय वर्ष 2015–16 हेतु आधार वर्ष मूल्य प्रेक्षेपित करने के लिए किया जाएगा। इस प्रकार प्राप्त आधार वर्ष मूल्य को, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए उपर्युक्त मुद्रास्फीति दर में से परिवर्धित किया जाएगा जिससे नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए प्रशासनिक और सामान्य व्यय तथा मरम्मत और संधारण व्ययों को अनुमानित किया जा सके।

वास्तविकीकरण के समय, प्रशासनिक और सामान्य व्ययों तथा संचालन और संधारण व्ययों पर विचार उस अवधि के लिए पूर्व अनुमानित मुद्रास्फीति के बजाय वास्तविक मुद्रास्फीति को ध्यान में रखकर किया जाएगा।

(छ) 31 मार्च, 2016 के बाद शुरू हुए नवीन लाईनों/उपकेन्द्रों के लिए अतिरिक्त संचालन और संधारण व्ययों की अनुमति आयोग द्वारा सतर्क जाँच के अधीन, वास्तविकीकरण करते समय दी जायेगी।

74.6 **कार्यशील पूंजी पर ब्याज–**

कार्यशील पूंजी पर ब्याज की अनुमति इन विनियमों के विनियम 25 के अनुसार दी जायेगी।

75. **शुल्क और प्रभारों की लेवी तथा संग्रहण :**

75.1 **संग्रहण :**

(क) राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा इन विनियमों के अधीन निर्धारित शुल्क और प्रभार संग्रह किए जाएंगे।

(ख) राज्य भार प्रेषण केन्द्र, इन विनियमों में विनिर्दिष्ट किए अनुसार राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं से पंजीयन शुल्क और राज्यांतरिक क्रेता से प्रभार, राज्यांरिक विक्रेताओं और राज्यांतरिक एककों से प्रभार वसूलने और संग्रह करने हेतु अर्हित होगा। उनसे पंजीयन शुल्क लेवी तथा संग्रह नहीं किया जायेगा जिन पर विनियम 2.2 के अनुसार ये विनियम लागू नहीं होते है।

(ग) राज्य भार प्रेषण केन्द्र किन्हीं अन्य विनियमों में यथा विनिर्दिष्ट राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं, राज्यांतरिक एकक, राज्यांतरिक क्रेताओं और राज्यांतरिक विक्रेताओं को प्रदान की गई किन्हीं अन्य सेवाओं और विद्युत विनिमयों (Exchange) हेतु शुल्क और प्रभारों की वसूली और संग्रह के लिए अर्हित होगा।

75.2 **प्रणाली संचालन प्रकार्य और बाजार संचालन प्रकार्य हेतु वार्षिक प्रभारों के घटकों का आबंटन और प्रभाजन :**

(क) राज्य प्रणाली संचालन प्रकार्य की ओर वार्षिक प्रभार, वार्षिक प्रभारों का 80 प्रतिशत समाविष्ट होगा।

(ख) राज्यांतरिक बाजार संचालन प्रकार्य की ओर वार्षिक प्रभार, वार्षिक प्रभारों का शेष 20 प्रतिशत समाविष्ट होगा।

(ग) प्रणाली संचालन प्रभारों और बाजार संचालन प्रभारों हेतु वार्षिक प्रभारों के आबंटन का अनुपात आयोग द्वारा समय–समय पर पुनरीक्षित और निश्चित किया जाएगा।

75.3 **प्रणाली संचालन प्रभार और बाजार संचालन प्रभार हेतु वार्षिक प्रभारों का निर्धारण :**

इन विनियमों के विनियम 75.2 में यथा विनिर्दिष्ट प्रणाली संचालन प्रभारों और बाजार संचालन प्रभारों का निर्धारण, वार्षिक प्रभारों के विभिन्न घटको की आबंटित और/अथवा प्रभाजित राशि को जोड़कर किया जाएगा।

75.4 **प्रणाली संचालन प्रभार :**

(क) प्रणाली संचालन प्रभार निम्नलिखित मापदण्डो के अनुसार संगृहीत किए जाएंगे:–

(i) राज्यांतरिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी (अनुज्ञप्तिधारीगण) (राज्य पारेषण उपक्रम को छोड़कर) : प्रणाली संचालन प्रभार का 10 प्रतिशत

(ii) राज्यांतरिक विक्रेता (नवीकरणीय ऊर्जा आधारित विद्युत उत्पादन संयंत्र को छोड़कर) : प्रणाली संचालन प्रभार का 45 प्रतिशत

(iii) राज्यांतरिक क्रेता (थोक उपभोक्ताओं और कैप्टिव उपभोक्ताओं को छोड़कर) : प्रणाली संचालन प्रभार का 45 प्रतिशत

परंतु यदि राज्यांतरिक अनुज्ञप्तिधारी (अनुज्ञप्तिधारीगण) (राज्य पारेषण उपक्रम को छोड़कर) राज्य भार प्रेषण केन्द्र की सेवाओं का उपयोग नहीं करते हैं तो प्रणाली संचालन प्रभारों का संग्रह, राज्यांतरिक क्रेताओं और राज्यांतरिक विक्रेताओं से निम्नलिखित मानदण्डो के अनुसार किया जाएगाः–

(i) राज्यांतरिक विक्रेता (नवीकरणीय ऊर्जा आधारित विद्युत उत्पादन संयंत्र को छोड़कर) : प्रणाली संचालन प्रभार का 50 प्रतिशत

(ii) राज्यांतरिक क्रेता (थोक उपभोक्ताओं और कैप्टिव उपभोक्ताओं को छोड़कर) : प्रणाली संचालन प्रभार का 50 प्रतिशत

(ख) प्रणाली संचालन प्रभारों की वसूली राज्यांतरिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों (राज्य पारेषण उपक्रम को छोड़कर) से उनकी स्वामित्व की लाईनों, जैसी वे बिलिंग माह से पूर्व माह के अंतिम दिवस को थी, के सर्किट किलोमीटर आधार पर, की जाएगी।

(ग) राज्यांतरिक विक्रेताओं से राज्य पारेषण प्रणाली के उपयोग हेतु प्रणाली संचालन प्रभार, उनकी संविदाकृत क्षमता के आधार पर संगृहीत किए जाएंगे।

(घ) राज्यांतरिक क्रेताओं से राज्य पारेषण प्रणाली के उपयोग हेतु प्रणाली संचालन प्रभार, उनकी संविदाकृत क्षमता के आधार पर संगृहीत किए जाएंगे।

टीपः

उपर्युक्त प्रावधान नवीकरणीय ऊर्जा आधारित विद्युत उत्पादन संयंत्र, थोक उपभोक्ताओं, केप्टिव उपयोगकर्ताओं पर प्रयोज्य नहीं होंगे। आगे यह प्रभार अन्य राज्यांतरिक क्रेताओं और राज्यांतरिक विक्रेताओं पर भी लागू नहीं होगा, जो विद्युत की मात्रा को केवल लघु अवधि मुक्त उपयोग मार्ग से प्राप्त अथवा विक्रय कर रहे है।

75.5 **बाजार संचालन प्रभारों का संग्रहण :**

समस्त राज्यांतरिक विक्रेताओं और राज्यांतरिक क्रेताओं से चाहे उनकी संविदाकृत क्षमता कुछ भी हो, बाजार संचालन प्रभार सामान रूप से संगृहीत किए जाएंगे।

टीपः

उपर्युक्त प्रावधान नवीकरणीय ऊर्जा आधारित विद्युत उत्पादन संयंत्र, थोक उपभोक्ताओं, केप्टिव उपयोगकर्ताओं पर प्रयोज्य नहीं होंगे। आगे यह प्रभार अन्य राज्यांतरिक क्रेताओं और राज्यांतरिक विक्रेताओं पर भी लागू नहीं होगा, जो विद्युत की मात्रा को केवल लघु अवधि मुक्त उपयोग मार्ग से प्राप्त अथवा विक्रय कर रहे है। परन्तु यदि राज्यांतरिक विक्रेता कोई उत्पादन कंपनी है तो वह इन प्रभारों का भुगतान उत्पादन केन्द्रवार करेगी।

75.6 **अन्य मुक्त उपयोग उपभोक्ताओं के लिए शुल्क और प्रभार :**

(क) उपर्युक्त के अंतर्गत न आने वाले लघु अवधि मुक्त उपयोग उपभोक्ताओं (राज्यांतरिक क्रेता और राज्यांतरिक विक्रेता) हेतु शुल्क एवं प्रभार केन्द्रीय आयोग द्वारा समय–समय

पर यथा विनिर्दिष्ट शुल्क और प्रभारों के अनुसार रहेंगे (अर्थात् लघु अवधि अंराज्यीय मुक्त उपयोग लेने वाले राज्यांतरिक एकक हेतु)।

(ख) इस प्रकार लघु अवधि मुक्त उपयोग उपभोक्ताओं से संगृहीत ऐसे प्रभार राज्य भार प्रेषण केन्द्र की "विविध आय" समझे जाएंगे। राज्य भार प्रेषण केन्द्र लघु अवधि मुक्त उपयोग उपभोक्ताओं से अर्जित राजस्व के लिए पृथक लेखे संधारित करेगा।

75.7 **पंजीयन शुल्क :**

समस्त ऐसे राज्यांतरिक उपयोगकर्ता (विनियम 2.2 के अंतर्गत आने वालो को छोड़कर) जो राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली से संयोजित होंगे के इच्छुक है इन विनियमों से संलग्न परिशिष्ट–5 में यथा विनिर्दिष्ट प्रारूप में आवेदन देकर स्वयं को राज्य भार प्रेषण केन्द्र में पंजीकृत कराएंगे। यह पंजीयन 10 वर्षो की अवधि के लिए वैध होगा और उसके उपरांत पंजीयन का नवीनीकरण उपर्युक्त यथा विनिर्दिष्ट रीति से और आयोग द्वारा निर्धारित शुल्क और प्रभारों के भुगतान पर कराया जाएगा।

परन्तु राज्य भार प्रेषण केन्द्र में पहले से ही पंजीकृत राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं का पंजीयन इन विनियमों के अधिसूचित होने की दिनांक से 10 वर्ष की अवधि के लिए वैध रहेगा।

टीपः

(क) स्वामित्व के हस्तांतरण/परिवर्तन की जानकारी राज्य भार प्रेषण केन्द्र को देना आवश्यक है।

(ख) विद्युत उत्पादन संयंत्र (इसमें केप्टिव उत्पादन संयंत्र सम्मिलित है) हेतु पंजीयन के लिए आवेदन पत्र के साथ, 50 मेगावाट और ऊपर की स्थापित क्षमता हेतु रूपये 10,00,000/– (दस लाख) और 50 मेगावाट से नीचे की स्थापित क्षमता हेतु रूपये 5,00,000/– (पांच लाख) का शुल्क संलग्न किया जाएगा।

परन्तु नवीकरणीय ऊर्जा आधारित, ग्रिड संयोजित विद्युत उत्पादन संयंत्र को अपने विद्युत उत्पादन केन्द्रों का पंजीयन राज्य भार प्रेषण केन्द्र के पास रूपये 2,00,000/– (दो लाख) के भुगतान पर, (चाहे उसकी स्थापित क्षमता कुछ भी हो) कराना आवश्यक होगा। नवीकरणीय ऊर्जा आधारित विद्युत उत्पादन कंपनी को नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संयंत्र के रूप में एक पात्रता प्रमाण पत्र जो राज्य संपर्क अभिकरण अर्थात् छत्तीसगढ़ नवीकरणीय ऊर्जा विकास अभिकरण (क्रेडा) द्वारा विहित रूप से प्रमाणित हो, प्रस्तुत करना आवश्यक होगा।

परन्तु ऐसे एकल उत्पादनकर्ता जो राज्य भार प्रेषण केन्द्र की सेवाओं का उपयोग नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाण पत्रों के उद्देश्य से ऊर्जा मापन या लेखांकन हेतु अथवा किन्हीं अन्य उद्देश्यों के लिए जैसा की आयोग द्वारा समय–समय पर आदेशित किया जाए, को भी राज्य भार प्रेषण केन्द्र के पास पंजीकरण कराना आवश्यक होगा। ऐसे प्रकरणों में संयंत्र की स्थापित क्षमता चाहे कु छ भी हो शुल्क रूपये 1,00,000/– (एक लाख) होगा।

(ग) ऐसे अनुज्ञप्तिधारी और राज्यांतरिक एकक (entity) (विद्युत उत्पादन केन्द्रों को छोड़कर) हेतु जो राज्य भार प्रेषण केन्द्र की सेवाओं को उपयोग करने के इच्छुक है, पंजीयन शुल्क 10,00,000/– (दस लाख) लाख होगा।

(घ) किसी वर्तमान राज्यांतरिक उपयोगकर्ता या किसी राज्यांतरिक एकक या विद्युत उत्पादन संयंत्र (जिसमें केप्टिव उत्पादन संयंत्र सम्मिलित है) द्वारा पंजीयन शुल्क के भुगतान में चूक होने के प्रकरण में राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा आयोग को संदर्भ प्रेषित किया जा सकेगा।

(ङ.) आवेदन के परीक्षण करने के उपरांत और आवेदन में प्रस्तुत जानकारी की सत्यता से संतुष्ट होने के बाद राज्य भार प्रेषण केन्द्र आवेदक का पंजीयन, आवेदक को स्वीकृति की विहित सूचना देते हुए, करेगा।

(च) एक बार भुगतान किए जाने पर पंजीयन शुल्क वापस नहीं किया जाएगा। ऐसे प्रकरण में जहां विद्युत केन्द्र की क्षमता 50 मेगावाट से कम, से बढ़ाकर 50 मेगावाट या अधिक की जाती है वहां अंतर की राशि रूपये 5,00,000/– (पांच लाख) भुगतान योग्य होगी।

(छ) राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा पंजीकृत राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं की सूची अपनी वेबसाईट पर संधारित की जाएगी। राज्य भार प्रेषण केन्द्र उत्पादन केन्द्र और राज्यांतरिक पारेषण नेटवर्क से संयोजित अनुज्ञप्तिधारियों और वितरण नेटवर्क और उसके द्वारा निगरानीकृत/सेवाकृत के बारे में समेकित जानकारी आयोग को प्रतिवर्ष, वर्ष के अप्रैल माह के अंत तक प्रस्तुत करेगा।

(ज) राज्य भार प्रेषण केन्द्र पंजीयन हेतु समस्त आवेदनों का निपटारा 30 दिवसों के भीतर कर देगा। विचारण में विलम्ब अथवा इन्कार करने की स्थिति में राज्य भार प्रेषण केन्द्र, आवेदक को उसके बारे में वैध कारणों सहित, उपर्युक्त समय–सीमा पूरी होने के 05 कार्य दिवसों के भीतर सूचित करेगा।

टीप :

समस्त राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं (थोक उपभोक्ताओं और केप्टिव उपयोगकर्ताओं को छोड़कर) राज्य भार प्रेषण केन्द्र के पास पंजीयन कराना आवश्यक होगा। इनमे सम्मिलित होंगे उत्पादन संयंत्र, केप्टिव उत्पादन संयंत्र, राज्य ग्रिड से सीधे संयोजित अनुज्ञप्तिधारी, एकल उत्पादन संयंत्र जो नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाण पत्र हेतु राज्य भार प्रेषण केन्द्र की सेवाओं की प्रयोग करते है और अन्य राज्यांतरिक एकक (entity)।

76 **बिलिंग और अन्य विविध प्रावधान :**

76.1 बिलिंग और प्रभारों का भुगतान :

(क) प्रणाली संचालन प्रभार और बाजार संचालन प्रभार हेतु राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा मासिक आधार पर, इन विनियमों के अनुसरण में देयक निकाले जाएंगे, और संबंधित राज्यांतरिक एकको (entities) द्वारा भुगतान सीधे राज्य भार प्रेषण केन्द्र को किया जाएगा।

(ख) राज्य भार प्रेषण केन्द्र के शुल्क और प्रभारों के भुगतान में बारंबार चूक को आयोग के ध्यान में लाया जाएगा।

———

अध्याय–9
जानकारी की प्रस्तुति एवं टैरिफ और अन्य प्रभारों से अपेक्षित राजस्व की गणना

77 **टैरिफ और अन्य प्रभारों से अपेक्षित राजस्व की गणना को दाखिल करना (फाइलिंग) :**

77.1 प्रत्येक उपक्रम, जो धारा–62 के अधीन आयोग द्वारा टैरिफ के निर्धारण का विकल्प देता है, उसे विहित प्रक्रिया अनुसार विहित प्रपत्रों में टैरिफ और प्रभारों से अपेक्षित राजस्व दाखिल करना आवश्यक होगा।

77.2 यदि अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कंपनी, टैरिफ या प्रभारों के पुनरीक्षण के माध्यम से ऐसे अंतर या अंतर के भाग को पूरा करने की इच्छुक है, तो उसे आयोग के समक्ष सम्यक् याचिका इस अनुरोध के साथ प्रस्तुत करनी होगी कि टैरिफ या प्रभारों को आने वाले वित्तीय वर्ष में प्रयोज्य किया जाए।

78. **टैरिफ और प्रभारों से अपेक्षित राजस्व–प्रक्रिया :**

पूर्ववर्ती अवधि के अंकेक्षित आंकड़ों के अभाव में उत्पादन कंपनी या अनुज्ञप्तिधारी अनंतिम लेखों (प्रोव्हिजनल एकाउंट्स) के अनुसार आंकड़े प्रस्तुत कर सकेंगे। ऐसे प्रकरण में वह, स्पष्टीकरणात्मक टिप्पणियों के साथ सम्यक् वार्षिक संशोधनों का समावेश करने के बाद कम्प्यूटरीकृत बिलिंग/वित्तीय लेखांकन प्रणाली (ऐसी प्रणाली के उपलब्ध होने पर) के सत्यापित और पुष्टि किए गए आंकड़ों का उपयोग करेगा।

79. **टैरिफ और प्रभारों से अनुमानित राजस्व के दाखिले (फाइलिंग) हेतु प्ररूप :**

अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा टैरिफ और प्रभारों से अनुमानित राजस्व को आयोग के समक्ष, आयोग द्वारा विहित सम्यक् प्रपत्रों में, दाखिल करेंगे।

80. **शुल्क, जानकारी का प्रदर्शन और आंकड़ों का सत्यापन :**

80.1 **आवेदन शुल्क :**

प्रचलित छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (शुल्क और प्रभार) विनियम में किसी बात के होते हुए भी उत्पादन कंपनी या अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इन विनियमों के अधीन जानकारी प्रस्तुत करते समय आयोग को किसी शुल्क का भुगतान करना आवश्यक नहीं होगा।

80.2 **जानकारी का प्रदर्शन :**

उत्पादन कंपनियों या अनुज्ञप्तिधारियों से प्ररूपों में प्राप्त जानकारी आयोग/उत्पादक/अनुज्ञप्तिधारी की वेबसाईट पर प्रदर्शित की जाएगी ।

80.3 **परस्पर जांच और पुष्टि :**

आयोग के पास टैरिफ और प्रभारों से अनुमानित राजस्व की गणना के भाग के रूप में, किसी भी समय, जैसा आयोग आवश्यक समझे, अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कंपनी से उपलब्ध कराई गई जानकारी की परस्पर जांच और सत्यता की पुष्टि का अधिकार रहेगा। आंकड़ों के सत्यापन और अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा व्यक्त मान्यताओं के परीक्षण हेतु आयोग कोई परामर्शदाता भी नियुक्त कर सकेगा। अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कंपनी को इस संबंध में जब भी आयोग द्वारा वांछित हो ऐसी जानकारी तक पहुंच उपलब्ध करानी होगी।

अध्याय–10
प्रकीर्ण

81. **संचालन के मानदंडों का उच्चतम सीमाकारक होना :**

इन विनियमों में विनिर्दिष्ट संचालन के मानदंड उच्चतम सीमाकारक मानदंड हैं और वे यथास्थिति उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी और हितग्राहियों और दीर्घावधि पारेषण ग्राहकों को संचालन के सुधरे हुए मानदंडों को अंगीकार करने/व्यवहार में लेने से विरत नहीं करते ।

82. **आवेदन शुल्क और प्रकाशन व्यय :**

आवेदन दाखिल करने का शुल्क और टैरिफ के अनुमोदन हेतु आवेदन में सूचनाओं के प्रकाशन पर होने वाले व्यय, यथास्थिति उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी/ राज्य पारेषण उपक्रम या वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा सीधे यथास्थिति, हितग्राहियों या पारेषण ग्राहकों से यथास्थिति वसूल करने की अनुमति प्रदान की जाएगी ।

83. **छूट देने की शक्ति :**

आयोग स्वप्रेरणा या हितबद्ध व्यक्ति द्वारा इसके समक्ष किए गए किसी आवेदन पर, लेखबद्ध किए जाने वाले कारणों से इन विनियमों के किन्हीं प्रावधानों में छूट प्रदान कर सकेगा ।

84 **व्यावृत्तियां और निरसन (Saving and repeal) :**

84.1 इन विनियमों की कोई बात आयोग को किसी ऐसे आदेश का पुनर्विलोकन/ पुनरीक्षण और उसे पारित करने की अंतर्निहित शक्तियों को सीमित अथवा प्रभावित नहीं करेगी, जो पर्याप्त आंकड़ों के अभाव में न्याय के उद्देश्य प्राप्त करने अथवा आयोग की प्रक्रिया के दुरूपयोग को रोकने हेतु आवश्यक हो।

84.2 इन विनियमों की कोई बात, आयोग को, इन विनियमों के प्रावधानों से हटकर, परन्तु अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूप, ऐसी प्रक्रिया अपनाने से अवरोधित नहीं करेगी, जिसे आयोग किसी विषय या विषयों के वर्ग की विशेष परिस्थितियों में और कारणों को अभिलिखित करते हुए, ऐसे विषय या विषयों के वर्ग के निराकरण हेतु आवश्यक अथवा उचित समझे।

85. **कठिनाइयॉ हटाने की शक्ति :**

इन विनियमों के किसी भी उपबंध को कार्यान्वित करने में यदि कोई कठिनाई आती है तो आयोग, अपनी स्वप्रेरणा से या अन्यथा किसी आदेश द्वारा और उन्हें, जो ऐसे आदेश से प्रभावित हो सकते हों, सुनवाई का युक्तियुक्त अवसर देने के पश्चात् ऐसे प्रावधान, जो इन विनियमों या अधिनियम से असंगत न हो, कर सकेगा, जो उन कठिनाइयों को दूर करने के लिए आवश्यक हो।

आयोग के आदेशानुसार,

हस्ता./-
(पी. एन. सिंह)
सचिव.

परिशिष्ट –1
मूल्य ह्रास अनुसूची

क्रमांक	आस्तियों का विवरण	अवमूल्यन सूची (अवशेष मूल्य = 10 प्रतिशत) एस.एल.एम.
(1)	(2)	(3)
ए.	पूर्ण स्वामित्व के अंतर्गत भूमि	0.0%
बी.	पट्टे पर ली गई भूमि	
क)	भूमि में निवेश हेतु	3.34%
ख)	स्थल क्लियरिंग की लागत हेतु	3.34%
ग)	जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में जलाशय हेतु भूमि	3.34%
सी.	क्रय की गई आस्तियॉ	
क)	उत्पादन केन्द्रों में संयंत्र और मशीनरी	
(i)	जल विद्युत	5.28%
(ii)	भाप विद्युत एन.एच.आर.बी. एवं वेस्ट हीट रिकवरी बॉयलर्स / संयंत्र	5.28%
(iii)	डीजल विद्युत और गैस संयंत्र	5.28%
ख)	कूलिंग टावर्स और जल प्रणालियॉ	5.28%
ग)	जलीय विद्युत प्रणाली, जो हाइड्रो इलेक्ट्रिक कार्य का भाग है	5.28%
(i)	बांध, स्पिलवेज वियर्स, नहरें, आर.सी.सी. के स्लूस गेट और साइफन	5.28%
(ii)	आर.सी.सी. पाईप लाइनें और सर्ज टैंक, स्टील पाइप लाइने, स्लूस गेट, स्टील सर्ज टैंक, हाइड्रोलिक कन्ट्रोल वाल्व व अन्य हाइड्रोलिक समान	5.28%
घ	भवन व सिविल इंजीनियरिंग वर्क्स	
(i)	कार्यालय और शो–रूम	3.34%
(ii)	समाविष्टकारी संयंत्र और उपकरण (थर्मो इलेक्ट्रिक सहित)	3.34%
(iii)	कच्चे निर्माण, जैसे– लकड़ी की संरचनाएं	3.34%
(iv)	कच्ची सड़कें	100%
(v)	अन्य	3.34%
ड.	ट्रांसफार्मर्स, ट्रांसफार्मस उपकेन्द्र के उपस्कर (किओस्क) व अन्य स्थिर उपकरण (संयंत्र फाउन्डेशन सहित):–	5.28%
च	केबल कनेक्शन सहित स्विचगेयर,	5.28%
छ	लाइटनिंग अरेस्टर्स	5.28%

क्रमांक	आस्तियों का विवरण	अवमूल्यन सूची (अवशेष मूल्य = 10 प्रतिशत) एस.एल.एम.
(1)	(2)	(3)
डी	बैटरियॉ	5.28%
(i)	ज्वाईंट बाक्सेज़ व डिसकनेक्टेड बाक्सेज़ सहित भूमिगत केबल	5.28%
(ii)	केबल डक्ट प्रणाली	5.28%
ई	केबल सपोर्ट सहित ओव्हरहेड लाईन	
(i)	66 किलोवोल्ट से उच्चतर नामिनल वोल्टेज पर फेब्रिकेटेड इस्पात पर डाली गई लाईन	3.34%
(ii)	13.2 किलोवोल्ट से उच्चतर परन्तु 66 किलोवोल्ट से अधिक नहीं की नामिनल वोल्टेज पर इस्पात सपोर्ट पर डाली गई लाईन	5.28%
(iii)	इस्पात अथवा प्रबलित कांक्रीट पोल पर लाईन	5.28%
(iv)	संसाधित लकड़ी के पोल पर लाईन	5.28%
एफ	मीटर्स	5.28%
जी.	स्वचालित वाहन	9.50%
एच.	वातानुकूलित संयंत्र	
(i)	स्टेटिक	5.28%
(i)	पोर्टेबल	9.50%
आई.		
(i)	कार्यालयीन फर्नीचर व फर्निशिंग	6.33%
(ii)	कार्यालय उपकरण	6.33%
(iii)	फिटिंग व उपकरण सहित आंतरिक वायरिंग	6.33%
(iv)	सड़क बत्ती फिटिंग	5.28%
जे.	किराये पर दिया गया उपरकण	
(i)	मोटर से भिन्न	9.50%
(ii)	मोटर्स	6.33%
के.	संचार उपकरण	6.33%
एल.	सूचना प्रद्यौगिकीय उपकरण	15.00%
एम.	साफ्टवेयर	30.00%
एन.	उपर्युक्त से भिन्न कोई अन्य आस्तियां	5.28%

परिशिष्ट –2

Qpp और Qrs (MU) की संगणना			
क्रमांक	विशिष्टियां (विवरण)		
1	छ.रा.वि.उत्पा.कं.मर्या. के तापीय विद्युत केन्द्रों से क्रय की गई विद्युत की वास्तविक मात्रा	Q_1	
2	छ.रा.वि.उत्पा.कं.मर्या. के जलीय विद्युत केन्द्रों से क्रय की गई विद्युत की वास्तविक मात्रा	Q_2	
3	छ.रा.वि.उत्पा.कं.मर्या. के नवीकरणीय केन्द्रों से क्रय की गई विद्युत की वास्तविक मात्रा	Q_3	
4	CGS से क्रय की गई अनूसचित विद्युत की मात्रा	Q_4	
5	द्वैमासिक अवधि हेतु वास्तविक औसत हानियां	L_1	
6	राज्य परिधि में CGS से क्रय की गई अनुसूचित विद्युत की मात्रा	$Q_5 = Q_4 \times (1-L_1)$	
7	नवीकरणीय ऊर्जा स्त्रोतों से क्रय की गई विद्युत की वास्तविक मात्रा	Q_6	
8	IPP और CGP से क्रय की गई लघु अवधि विद्युत की वास्तविक मात्रा	Q_7	
9	अंतराज्यीय पथ के माध्यम से क्रय की गई लघु अवधि अनुसूचित मात्रा	Q_8	
10	राज्य परिधि पर क्रय की गई लघु अवधि अनुसूचित मात्रा	$Q_9 = Q_8 \times (1-L_1)$	
11	अन्य स्त्रोत (यदि कोई हो) से क्रय की गई विद्युत की मात्रा	Q_{10}	
12	कुल क्रय की गई विद्युत की मात्रा	$Q_{pp} = Q_1+Q_2+Q_3+Q_5$ $Q_6+Q_7+Q_9+Q_{10}$	
13	मानदंडीय पारेषण और वितरण की हानियां, टैरिफ आदेश में यथा विनिर्दिष्ट	L	
14	अंतराज्यीय विक्रय के लिए अनुसूचित विद्युत की मात्रा	Q_{PT}	
15	राज्य में फुटकर उपभोक्ताओं को विक्रय किए जाने हेतु क्रय की गई विद्युत की कुल मात्रा	$Q_{RS} = Q_{PP} - Q_{PT}$	

परिशिष्ट–3

सी.जी.एस. से क्रय विद्युत की लागत में परिवर्तन (CHPP) की संगणना

क्र.	प्रथम द्वैमासिक अवधि									
	केन्द्रीय उत्पादन केन्द्र का नाम	पहला महीना								
		संयंत्र उपलब्धता कारक (PAF_M)	मानदंडीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF)	वार्षिक स्थिर लागत, (AFC)	माह मे अनुसूचित ऊर्जा (MU) (SE1)	माह में क्षमता प्रभार (रू.) "A1"	ऊर्जा प्रभार दर (रू. / kwh)	ऊर्जा प्रभार (रू.) "B1"	कर (रू.) "C1"	कुल (रू.) "A1+B1+C1"
1	एन.टी.पी.सी. कोरबा									
2	एन.टी.पी.सी. सीपत									
3										
4										
5										
6										
7	एन.एस.पी.सी.एल.									
8	कुल तापीय									
9	नाभिकीय									
10	जलीय									
	समस्त स्त्रतों से कुल									

क्र.	प्रथम द्वैमासिक अवधि									
	सीजीएस का नाम	दूसरा महीना								
		संयंत्र उपलब्धता कारक (PAF_M)	मानदंडीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF)	वार्षिक स्थिर लागत, (AFC)	माह मे अनुसूचित ऊर्जा (MU) (SE1)	माह में क्षमता प्रभार (रू.) "A1"	ऊर्जा प्रभार दर (रू. / kwh)	ऊर्जा प्रभार (रू.) "B1"	कर (रू.) "C1"	कुल (रू.) "A1+B1+C1"
1	एन.टी.पी.सी. कोरबा									
2	एन.टी.पी.सी. सीपत									
3										
4										
5										
6										
7	एन.एस.पी.सी.एल.									
8	कुल तापीय									
9	नाभिकीय									
10	जलीय									
	समस्त स्त्रतों से कुल									

सी.जी.एस. से क्रय विद्युत की लागत में परिवर्तन (CHPP) की संगणना

द्वैमासिक अवधि के लिए अनुसूचित ऊर्जा (SE1+SE2)	MU	Q_{CGS}		
टैरिफ आदेश के अनुसार विद्युत क्रय लागत की औसत दर	Rs/kwh	R_{PP1}		
समायोजन अवधि के दौरान क्रय की गई विद्युत लागत की वास्तविक औसत दर	Rs/kwh	$R_{pp2} = (X1+X2)/ Q_{CGS}$		
CHPP	Rs	CHPP = Q_{CGS} x (R_{PP2} . R_{pp2} = (X1+X2)/ R_{PP1}		

परिशिष्ट –4

परिवर्तनीय समायोजन लागत प्रभार की संगणना			
क्रमांक	विवरण		
1	प्राथमिक ईंधन लागत में परिवर्तन (CHFC)	Rs	
2	सी.जी.एस. से क्रय विद्युत की लागत में परिवर्तन (CHPP)	Rs	
3	सकल परिवर्तनीय समायोजन लागत (sub-total in Rs.)	Rs	
4	अनुमतेय परिवर्तनीय समायोजन लागत (in Rs.)	Rs.	
5	अनुमतेय परिवर्तनीय समायोजन लागत (inRs/kwh)=(CHFC+CHPP)/Qpp x (1-L)	Rs/kwh	

परिशिष्ट – 5

(विनियम 75.7 के अनुसरण में)

1. एकक का नाम (entity)(मोटे अक्षरों में) :
2. पंजीकृत कार्यालय का पता :
3. क्षेत्र जिसमें पंजीयन वांछित है :
4. राज्यांतरिक उपयोगकर्ता श्रेणी:
   - (i) उत्पादन संयंत्र
   - (ii) केप्टिव उत्पादन संयंत्र
   - (iii) नवीकरणीय उत्पादन संयंत्र
   - (iv) वितरण अनुज्ञप्तिधारी
   - (v) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी
5. राज्यांतरिक उपयोगकर्ता विवरण (मौजूदा उपयोगकर्ता और यदि कोई हो तो, परवर्ती बदलाव हेतु पिछले वित्तीय वर्ष की 31 मार्च की स्थिति में)

i श्रेणी – उत्पादन संयंत्र/नवीकरणीय उत्पादन संयंत्र/केप्टिव उत्पादन संयंत्र

क. कुल स्थापित क्षमता

ख. राज्यांरिक पारेषण प्रणाली के उपयोग हेतु अधिकतम संविदाकृत क्षमता (मेगावाट में)

ग. राज्यग्रिड के साथ अंतरसंयोजन का उद्देश्य (कृपया सही विकल्प अंकित करें)

(i) वितरण अनुज्ञप्तिधारी को प्रदाय हेतु (लघु अवधि/मध्यम अवधि/दीर्घ अवधि)

(ii) केप्टिव उपयोग को प्रदाय हेतु (लघु अवधि/मध्यम अवधि/दीर्घ अवधि)

(iii) थोक उपभोक्ता को प्रदाय हेतु (लघु अवधि/मध्यम अवधि/दीर्घ अवधि)

(iv) उपर्युक्त के अलावा अन्य को प्रदाय हेतु (लघु अवधि/मध्यम अवधि/दीर्घ अवधि)

घ. राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली से संयोजन के विवरण:

कमांक	(i) EHV S/s. का नाम	(ii) वोल्टेज स्तर (के.व्ही.)	क्या स्थल पर विशेष ऊर्जा मीटर (मेन) लगे हुए है

ii श्रेणी – पारेषण अनुज्ञप्तिधारी (राज्यांतरिक)

क. उपकेन्द्र:

कमांक	उपकेन्द्र का नाम	ट्रांसफार्मर की संख्या	कुल ट्रांसफार्मेशन क्षमता अथवा यदि स्विचिंग केन्द्र है तो डिजाइन MVA संभालने की क्षमता

ख. पारेषण लाइनें

क्रमांक	वोल्टेज स्तर (के.व्ही.)	पारेषण लाइनों की संख्या	कुल सर्किट कि.मी.

6. **राज्य भार प्रेषण केन्द्र से संबंधित मामलों के लिए संपर्क व्यक्ति/व्यक्तियों का विवरणः**

i नामः

ii पदनामः

iii लैंडलाइन फोन नंबरः

iv मोबाइल नंबरः

v ई–मेल पताः

vi डाक का पताः

उपर्युक्त जानकारी मेरे सर्वोत्तम ज्ञान और विश्वास के अनुसार सही है।

अधिकृत प्रतिनिधि के हस्ताक्षर

स्थान नाम :

दिनांक पदनाम :

संपर्क नंबर :

संचालक, मुद्रण तथा लेखन सामग्री, छत्तीसगढ़ द्वारा शासकीय मुद्रणालय, रायपुर से मुद्रित तथा प्रकाशित - 2016.

"बिजनेस पोस्ट के अन्तर्गत डाक शुल्क के नगद भुगतान (बिना डाक टिकट) के प्रेषण हेतु अनुमत. क्रमांक जी.2-22-छत्तीसगढ़ गजट / 38 सि. से. भिलाई, दिनांक 30-05-2001."

पंजीयन क्रमांक "छत्तीसगढ़/दुर्ग/09/2013-2015."

छत्तीसगढ़ राजपत्र

(असाधारण)

प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 465] रायपुर, बुधवार, दिनांक 9 सितम्बर 2015— भाद्रपद 18, शक 1937

CHHATTISGARH STATE ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION
Irrigation Colony, Shanti Nagar, Raipur

Raipur, the 9th September 2015

No. 65/CSERC/2015. — In exercise of powers conferred under Section 61 and 62 read with Section 181(2) and Section 32 (3) of the Electricity Act 2003 and all other powers enabling it in this behalf, the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission hereby makes the following regulations:

Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of tariff according to Multi-Year Tariff principles and Methodology and Procedure for determination of Expected revenue from Tariff and Charges) Regulations, 2015.

CHAPTER - 1
PRELIMINARY

1. SHORT TITLE AND COMMENCEMENT:

(i) These Regulations may be called the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of tariff according to Multi-Year Tariff principles and Methodology and Procedure for determination of Expected revenue from Tariff and Charges) Regulations, 2015.

(ii) These Regulations shall be applicable for determination of tariff under Section 62 and for fees and charges of SLDC as per Section 32 (3) of the Act for the financial year 2016-17 to financial year 2020-21, and will remain in effect until these Regulations are amended or superseded by new Regulations.

2. SCOPE AND EXTENT OF APPLICATION:

2.1. These Regulations shall apply to the following persons operating in the State of Chhattisgarh:

(a) The State Transmission Utility (STU);

(b) All generating stations supplying power directly or through State trading licensee(s) to distribution licensees of the State under long term agreement except generating stations which are subject to the jurisdiction of the Central Commission and also such renewable energy generating stations located in the State whose tariff is decided by the Commission under relevant Regulations and orders;

(c) All intra-state transmission licensee(s);

(d) All distribution licensee(s); and

(e) The State Load Despatch Centre (SLDC).

2.2. These Regulations will not apply to stand-alone generators, bulk consumers and captive users.

Provided, that the stand-alone generators who avail services of SLDC for energy metering or accounting for the purpose of Renewable Energy Certificates or any other such purposes as may be mandated by the Commission from time to time shall be required to pay fee & charges as specified under these regulations.

2.3. All proceedings under these Regulations shall be governed by the CSERC (Conduct of Business) Regulations, 2009 and amendment or enactments thereon.

3. DEFINITIONS: In these Regulations, unless the context otherwise requires,-

3.1. **"Act"** means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003) or any amendments made to the same or any succeeding enactment thereof;

3.2. **"Additional capitalization"** means the capital expenditure incurred or projected to be incurred, after the date of commercial operation of the project and admitted by the Commission after prudence check, subject to provisions of Regulation 19;

3.3. "**Aggregate Revenue Requirement**" or "ARR" means the costs pertaining to the licensed and / or regulated business, which are permitted, in accordance with these Regulations, to be recovered from the tariffs and charges determined by the Commission.

3.4. **"Allocation Matrix"**, shall comprise of elements as specified in Chapter 6 of these Regulations.

3.5. **"Applicant"** means a licensee or a generating company who has made an application for determination of tariff or an application for true up in accordance with these Regulations and the Act.

3.6. **"Auditor"** means an auditor appointed by a generating company or a transmission licensee or a distribution licensee or the SLDC, in accordance with the provisions of sections 224, or section 233B or section 619 of the Companies Act, 1956 (1 of 1956), or any other law for the time being in force;

3.7. **"Auxiliary Energy Consumption" or "AUX"** in relation to a period in case of a generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipments of the generating station, such as the equipment being used for the purpose of operating plant and machinery including switchyard of the generating station and transformer losses within the generating station, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units of the generating station;

Provided that auxiliary energy consumption shall not include energy consumed for supply of power to housing colony and other facilities at the generating station and the power consumed for construction works at the generating station.

3.8. **"Base Year"** means the financial year immediately preceding first year of the control period and used for the purposes of these regulations i.e. FY 2015-16;

3.9. **"Beneficiary"**

(a) In relation to a **generating station** means the person buying power generated by such station on payment of annual fixed charges and / or energy charges; and

(b) in relation to **transmission system** means long term and / or medium term open access customers as defined in Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Intra-state Open Access in Chhattisgarh) Regulations, 2011, as amended from time to time, and includes distribution licensee(s) who have transmission service agreement with the STU / transmission licensee.

3.10. **"Capital Cost"** means the capital cost as defined in Regulation 18;

3.11. **"Capital Investment Plan"** shall comprise of elements as specified in Regulation 7 of these Regulations;

3.12. **"Change in Law"** means occurrence of any of the following events:

(i) the enactment, bringing into effect, adoption, promulgation, amendment, modification or repeal of any law; or

(ii) change in interpretation of any law by a competent court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentality which is the final authority under law for such interpretation; or

(iii) change by any competent statutory authority, in any consent, approval or license available or obtained for the project.

3.13. **"Commission"** means the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of section 82 of the Act;

3.14. **"Control Period"** means a multi-year period fixed by the Commission, from 1st April 2016 and up to 31st March 2021;

3.15. **"Cut-off Date"** means 31st March of the year closing after two years of the year of commercial operation of the project, and in case the project is declared under commercial operation in the last quarter of a year, the cut-off date shall be 31st March of the year closing after three years of the year of commercial operation;

3.16. **"Date of Commercial Operation" or "COD"** means

3.16.1. in relation to a unit or block of the thermal generating station, the date declared by the generating company after demonstrating the maximum continuous rating (MCR) or the installed capacity (IC) through a successful trial run after due notice to the beneficiaries, from 00:00 hour of which scheduling process as per the Indian Electricity Grid Code (IEGC) / CG State Grid Code and amended from time to time is fully implemented, and in relation to the generating station as a whole, the date of commercial operation of the last unit or the block of the generating station.

3.16.2. in relation to a unit of hydro generating station, the date declared by the generating company from 00:00 hour of which, after due notice to the beneficiaries, scheduling process in accordance with the Indian Electricity Grid Code (IEGC) / CG State Grid Code is fully implemented, and in relation to the generating station as a whole, the date declared by the generating company after demonstrating peaking capability corresponding to installed capacity of the generating station through a successful trial run, after due notice to the beneficiaries.

Note

1. In case the hydro generating station with pondage or storage is not able to demonstrate peaking capability corresponding to the installed capacity for the reasons of insufficient reservoir or pond level, the date of commercial operation of the last unit of the generating station shall be considered as the date of commercial operation of the generating station as a whole, provided that it will be mandatory for such hydro generating station to demonstrate peaking capability equivalent to installed capacity of the generating unit or the generating station as and when such reservoir /pond level is achieved.

2. In case of purely run-of-river hydro generating station if the unit or the generating station is declared under commercial operation during lean inflows period when the water is not sufficient for such demonstration, it shall be mandatory for such hydro generating station or unit to demonstrate peaking capability equivalent to installed capacity as and when sufficient inflow is available

3.16.3. In relation to the transmission system, the date declared by the STU / transmission licensee from 00:00 hour of which an element of the transmission system is in regular service after successful charging and trial operation for transmitting electricity and communication signal from sending end to receiving end;

Provided that where the transmission line or substation is dedicated for evacuation of power from a particular generating station, the generating company and transmission licensee shall endeavour to commission the generating station and the transmission system simultaneously as far as practicable;

Provided that the date shall be the first day of a calendar month and its availability shall be accounted for, from that date;

Provided further that in case an element of the transmission system is ready for regular service but is prevented from providing such service for reasons not attributable to the transmission licensee, its suppliers or contractors, the Commission may approve the date of commercial operation prior to the element coming into regular service;

3.16.4. Date of commercial operation in relation to a communication system or element thereof shall mean the date declared by the transmission licensee from 00:00 hour of which a communication system or element is put into service after completion of site acceptance test including transfer of voice and data to respective control centre as certified by the respective State Load Dispatch Centre.

3.16.5. In relation to a distribution system, means the date of charging electric lines or substations to its declared voltage level. In cases where line(s)/substation(s) are declared ready for charging but the licensee is not able to charge for reasons not attributable to the licensee, "date of operation" in respect of such line(s)/substation(s) shall be reckoned as seven days after the line(s)/substations(s) have been declared ready for charging.

3.17. **"Day"** means the 24 hour period starting at 00:00 hour;

3.18. **"De-capitalisation"** for the purpose of the tariff under these regulations, means reduction in Gross Fixed Assets of the project corresponding to the removal/deletion of assets as admitted by the Commission;

3.19. **"Declared Capacity"** or **"DC"** in relation to a generating station means, the capability to deliver ex-bus electricity in MW declared by such generating station in relation to any time-block of the day or whole of the day, duly taking into account the availability of fuel or water, and subject to further qualification in the relevant regulation;

3.20. **"De-Commissioning"** means removal from service of a generating station or a unit thereof or transmission system including communication system or element thereof or load dispatch centre equipments including communication system or element thereof or distribution system or element

thereof, after it is certified by the Central Electricity Authority or any other authorized agency, either on its own or on an application made by the project developer or the beneficiaries or both, that the project cannot be operated due to non performance of the assets on account of technological obsolescence or uneconomic operation or a combination of these factors;

3.21. **"Design Energy"** in case of hydro generating station, means the quantum of energy which can be generated in a 90% dependable year with 95% installed capacity of the hydro generating station;

3.22. **"ERC"** means expected revenue from tariff and charges that a licensee is permitted to recover;

3.23. **"Existing Generating Station"** means a generating station declared under commercial operation from a date prior to 01.04.2016;

3.24. **"Existing Project"** means the project declared under commercial operation from a date prior to 01.04.2016;

3.25. **"Fees"** means the one-time or annual fixed payments collected by the SLDC on its behalf or any other account as specified by the Commission from time to time;

3.26. **"Force Majeure"** means any event which is beyond the control of the intra-state user involved which they could not foresee or with reasonable amount of diligence could not have foreseen or which could not be prevented and which substantially affect the performance by either agency such as but not limited to

(i) Acts of God, natural phenomena including but not limited to floods, droughts, earthquakes and epidemics

(ii) Acts of any Government, domestic or foreign including but not limited to war declared or undeclared, hostilities, priorities, quaranties, embargoes

(iii) Riot or civil commotion

(iv) Grid's failure not attributable to agencies involved

3.27. **"Gross Calorific Value"** or **"GCV"** in relation to a thermal generating station means the heat produced in Kcal by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one liter of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel , as the case may be;

3.28. "**Gross Station Heat Rate**" or "**GHR**" means the heat energy input in Kcal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;

3.29. "**Infirm Power**" means electricity injected into the grid prior to the commercial operation of a unit or block of the generating station;

3.30. "**Installed Capacity**" or "**IC**" means the summation of the name plate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the generating station (reckoned at the generator terminals), approved by the Commission from time to time;

3.31. **"Intra-State buyer"** means a distribution licensee or electricity trader or bulk consumer or captive user receiving power through open access by using intra-State transmission system and / or distribution system including such system when it is used in conjunction with inter-State transmission system and whose scheduling, metering and energy accounting is coordinated by the SLDC .

3.32. **"Intra-State entity"** means such persons whose scheduling, metering and energy accounting is done at the State level;

3.33. **"Intra-State market operation function"** includes functions of scheduling, despatch, metering, data collection, energy accounting and settlement, transmission loss calculation and apportionment, operation of pool account and congestion charge account, administering ancillary services, information dissemination and any other functions assigned to the SLDC by the Act or by Commission's Regulations and orders;

3.34. **"Intra-State seller"** means a generating station including captive generating plant or distribution licensee or electricity trader supplying power through open access by using intra-State transmission system and/or distribution system including such system when it is used in conjunction with inter-State transmission system and whose scheduling, metering and energy accounting is coordinated by SLDC.

3.35. **"Intra-State user"** means a person whose electrical plant is connected to the State grid at voltage level of 33 KV and above such as a generating company including captive generating plant or transmission licensee (other than CTU and STU) or distribution licensee or bulk consumer including captive user.

3.36. "**Long-term**" means a period of 12 years and above;

3.37. "**Maximum Continuous Rating**" or "**MCR**" in relation to a unit of the thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer at rated parameters, with water or steam injection (if applicable) and corrected to 50 Hz grid frequency and specified site conditions;

3.38. "**Medium-Term**" means a period up to 7 years but exceeding 1 year;

3.39. **"New generating station"** means the station achieving COD on or anticipated to be achieving COD on or after 1.4.2016;

3.40. "**Normative Annual Plant Availability Factor" or "NAPAF"** in relation to a generating station means the availability factor specified in Regulation 39 for thermal generating station and in Regulation 40 for hydro generating station;

3.41. **"Operation and Maintenance Expenses" or "O&M expenses"** means the expenditure on operation and maintenance of the project, or part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, insurance, and overheads;

3.42. **"Original Project Cost"** means the capital expenditure incurred by the generating company or the transmission licensee / STU or the distribution licensee, as the case may be, within the original scope of the project up to the cut-off date as admitted by the Commission;

3.43. **"Plant Availability Factor (PAF)"** in relation to a generating station for any period means the average of the daily declared capacities (DCs) for all the days during that period expressed as a percentage of the installed capacity in MW reduced by the normative auxiliary energy consumption.

3.44. **"Plant Load Factor (PLF)"** in relation to thermal generating station or unit for a given period means the total sent out energy corresponding to scheduled generation during the period, expressed as a percentage of sent out energy corresponding to installed capacity in that period and shall be computed in accordance with the following formula:

$$PLF = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} SGi / \{N \times IC \times (100-AUXn)\}\%$$

Where,

IC = Installed Capacity of the generating station or unit in MW,

SGi= Scheduled Generation in MW for the ith time block of the period,

N = Number of time blocks during the period, and

AUXn = Normative Auxiliary Energy Consumption as percentage of gross energy generation;

3.45. **"Project"** means a generating station or the transmission system or the distribution system, as the case may be, and in case of a hydro generating station includes all components of generating facility such as dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as apportioned to power generation;

3.46. **"Pumped storage hydro generating station"** means a hydro station which generates power through energy stored in the form of water energy, pumped from a lower elevation reservoir to a higher elevation reservoir;

3.47. **"Rated Voltage"** means the manufacturer's design voltage at which the transmission system is designed to operate and includes such lower voltage at which any transmission line is charged or for the time being charged, in consultation with beneficiary;

3.48. **"Regulated Business"** means the functions and activities which the licensee is required to undertake, in terms of the license granted by the Commission or as a deemed licensee under the Act; and the generating company in terms of the provisions of the Act and the Regulations notified by the Commission;

3.49. **"Retail Supply Business"** means the business of sale of electricity by a distribution licensee to all categories of consumers within the area of supply, in accordance with the terms of the distribution licensee;

3.50. "**Retail Supply Tariff**" is the rate charged by the distribution licensee for supply to consumer and includes charges for wheeling and retail supply services;

3.51. **"Run-of-River Generating Station"** means a hydro generating station which does not have upstream pondage;

3.52. **"Run–of-River Generating Station With Pondage"** means a hydro generating station with sufficient pondage for meeting the diurnal variation of power demand;

3.53. **"Scheduled Commercial Operation Date or SCOD"** shall mean the date(s) of commercial operation of a generating station or generating unit or block thereof or transmission system or element thereof as indicated in the Investment Approval or as agreed in power purchase agreement or transmission service agreement as the case may be, whichever is earlier;

3.54. **"Scheduled Energy"** means the quantum of energy scheduled by the State Load Despatch Centre to be injected into the grid by a generating station over a day ;

3.55. **"Scheduled Generation" or "SG"** at any time or for any period or time-block means schedule of generation in MW or MWh ex-bus, given by the State Load Dispatch Centre;

3.56. **"Scheme"** means the facilities and equipments associated with and installed at the SLDC and also includes but not limited to the following, namely:-

a. computer systems, hardware and software,
b. auxiliary power supply system comprising Uninterrupted Power Supply, Diesel Generating Set(s) and DC power system,
c. general telephone, fax and other off line communication system,
d. other infrastructure facilities, such as air-conditioning, fire-fighting and construction and renovation of buildings,
e. any innovative schemes R & D projects and pilot projects for better system operation, such as Synchrophasors, System Protection Scheme,
f. Back-up control centers for SLDC,
g. Surveillance Camera System, and
h. Cyber Security System;

3.57. "**SLDC charges**" means recurring and monthly payments to be collected by SLDC;

3.58. **"Start Date or Zero Date"** means the date indicated in the Investment Approval for commencement of implementation of the project and where no date has been indicated, the date of investment approval shall be deemed to be Start Date or Zero Date;

3.59. **"State Load Despatch Centre"** or **"SLDC"** means the centre established under subsection (1) of section 31 of the Act;

3.60. **"State pool account"** means State accounts for payments regarding deviation charges or Reactive Energy Exchanges (Reactive Energy Account) or any other such Accounts which may be operated by SLDC from time to time as per the Regulations or directions of the Commission;

3.61. **"State system operation function"** includes monitoring of grid operations, supervision and control over the intra-State transmission system, real-time operations for grid control and dispatch, system restoration following grid disturbances, compiling and furnishing data pertaining to system operation, congestion management, black start coordination and any other function(s) assigned to the SLDC by the Act and / or by the Commission's regulations and / or orders;

3.62. **"Storage Type Generating Station"** means a hydro generating station associated with large storage capacity to enable variation of generation of electricity according to demand;

3.63. **"Transmission Service Agreement"** means the agreement, contract, memorandum of understanding, or any such covenant, entered into between the transmission licensee / STU and the beneficiary for the operational phase of the transmission system.

3.64. **"Transmission System"** means a line or a group of lines with or without associated sub-station, and includes equipment associated with transmission lines and sub-stations;

3.65. **"Trial Run" or "Trial Operation"** in relation to a generating station or a transmission system or an element thereof shall be as specified in the Central Commission's Regulations and its amendments/ enactments thereof.

3.66. **"Unit"** in relation to a thermal generating station means steam generator, turbine-generator and auxiliaries and in relation to a hydro generating station means turbine-generator and its auxiliaries;

3.67. **"Useful Life"** in relation to a unit of a generating station, transmission and distribution system from the COD shall mean the following, namely:-

(a)	Coal based thermal generating station	25 years
(b)	AC and DC sub-station	25 years
(c)	Hydro generating station	35 years
(d)	Transmission or distribution line	35 years

3.68. **"Wheeling"** means the operation whereby the distribution system and associated facilities of a transmission licensee / STU 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.

3.69. **"Wheeling Business"** means the business of operating and maintaining a distribution system for conveyance of electricity in the area of supply of the distribution licensee;

3.70. **"Year"** means the financial year ending on 31st March,

"Current Year" means the year in which the statement of annual accounts or application for determination of tariff is filed;

"Ensuing Year" means the year next following the current year; and

"Previous Year" means the year immediately preceding the current year.

The words and expressions used in these Regulations and not defined herein but defined in the Act shall have the meaning assigned to them under the Act and other Regulations notified by the Commission, provided that when a word or phrase is used by the Commission in a specific context, the meaning applicable in that specific context, shall prevail and the generic definition given above may not be applicable.

CHAPTER - 2
GENERAL PRINCIPLES

4. MYT FRAMEWORK:

4.1. The Commission in specifying these Regulations is guided by the principles contained in Sections 61 and 62 of the Act for the determination of tariff for the generating stations in the state, transmission licensee/ STU, distribution licensee and Section 32 (3) of the Act for determination of fees and charges for State Load Despatch Centre (SLDC), the National Electricity Policy and the Tariff Policy notified by the Central Government:

Provided that the Commission may, either on suo-motu basis or upon application made to it by a generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC, exempt the determination of tariff under the Multi-Year Tariff framework for such period as may be contained in the Order granting such an exemption and in such case tariff shall be determined in accordance to CSERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2006 and amendments thereon.

4.2. The Multi-Year Tariff framework shall be based on the following elements for determination of Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from tariff and charges for generating company, STU/ transmission licensee, SLDC, distribution wheeling business and retail supply business:

(a) Approval of capital investment plan for a period not less than the Control Period before the start of the Control Period;

(b) Mechanism for Truing up;

(c) Mechanism for pass through of uncontrollable items;

(d) Mechanism for sharing of gains or losses on account of controllable items;

(e) Determination of ARR and tariff for the control period.

4.3. **Mid-Term Review**: Where the Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from tariff and charges of a generating company, STU/ transmission licensee, SLDC and distribution licensee is covered under a Multi-Year Tariff framework, then such generating company, STU/ transmission licensee, SLDC and distribution licensee, as the case may be, shall be subjected to a mid-term review during the Control Period in accordance with this Regulation.

4.3.1. **The generating company, STU/ transmission licensee, SLDC and distribution licensee shall make an application for mid-term review within the time limit specified in Regulation 5.**

Provided that the generating company, STU/ transmission licensee, SLDC and distribution licensee, as the case may be, submit to the Commission information in such form as may be stipulated by the Commission, together with the Accounting Statements, 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.

4.3.2. The scope of the mid-term review shall be a comparison of the actual performance of the generating company, STU/ transmission licensee, SLDC and distribution licensee with the approved forecast of Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from tariff and charges and shall comprise of the following:

(a) a comparison of the actual performance of the applicant for the previous two financial years with the approved forecast for such previous financial year; and

(b) carrying cost on surplus/deficit amounts, if any, at the time of mid-term review.

4.3.3. For the efficiency parameters stipulated by the Commission for generation company, STU/ transmission licensee and distribution licensee under Regulation 11, the Commission shall carry out a detailed review of performance of the applicant vis-à-vis the approved forecast, as part of the mid-term review.

4.3.4. The Commission shall also carry out a detailed analysis of the actual capital expenditure incurred vis-à-vis the approved targets for the first two financial years of the Control Period and projections for the remaining period of the Control Period.

4.3.5. Upon completion of the review under Regulation 4.3.3 above, the Commission shall attribute any variations or expected variations in performance, for variables specified under Regulation 11 below, to factors within the control of the applicant (controllable factors) or to factors beyond the control of the applicant (uncontrollable factors):

4.3.6. Provided that any variations or expected variations in performance, for variables other than those specified under Regulation 11 below, shall not be reviewed by the Commission during the Control Period and shall be attributed entirely to controllable factors:

4.3.7. Provided however, that where the applicant or any interested or affected party believes, for any variable not specified under Regulation 11 below that there is a material variation or expected variation in performance, for any financial year, on account of uncontrollable factors, such applicant or interested or affected party may apply to the Commission for inclusion of such variable, at the Commission's discretion, in the review under Regulation 4.3.3 above for such financial year.

5. FILING UNDER MYT

5.1. The filing under MYT by the generating company, STU/ transmission licensee, SLDC and distribution licensee shall be done as per the timelines specified in these Regulations and in compliance with the principles for determination of ARR as specified in these Regulations, in such form as may be prescribed by the Commission from time to time.

5.2. The generating company, STU/ transmission licensee and SLDC shall file the MYT application by 30th November 2015 in accordance with Regulation 5.8(a)(i). The yearly petition for ensuing year shall be filed by 30th November of current year in accordance with Regulation 5.8(b)(i).

5.3. The distribution licensee shall file MYT application by 30th November 2015 in accordance with Regulation 5.8(a)(ii). The yearly petition for ensuing year shall be filed by 30th November of current year in accordance with Regulation 5.8(b)(ii).

5.4. An application for Mid-term Review by the generating company, STU/ transmission licensee, SLDC and the distribution licensee under a Multi-Year Tariff framework for the Control Period from April 1, 2016 to March 31, 2021, shall be made to the Commission by 30th June 2018. The Commission may also initiate Suo-motu proceedings for carrying out mid-term review.

5.5. The applicant shall also submit a statement on compliance of directives issued by the Commission in its previous orders.

5.6. All the filings by any applicant should also be in conformity with the provisions of the CSERC (License) Regulations, 2004, its amendment(s) and the conditions of license. The multi-year tariff filing shall be in such form and in such manner as may be prescribed by the Commission from time to time.

5.7. Every application for determination of tariff or for continuation of previously determined tariff shall be accompanied by a fee as specified in the prevailing CSERC (Fees and Charges) Regulations, as amended from time to time. The Commission may seek clarification and additional information on the application and the applicant shall provide clarifications and additional information within the date stipulated by the Commission.

5.8. The filing for the Control Period under these Regulations shall be as under;

(a) MYT Petition shall comprise of:

i. For Generation, Transmission and SLDC business –

1. Truing up for FY 2014-15;

2. Multi-Year Aggregate Revenue Requirement for each year of the entire Control Period;

3. Application for determination of tariff and fees and charges for each year of the entire Control Period;

ii. For Distribution Wheeling and Retail Supply Business –

1. Truing up for FY 2014-15;

2. Multi-Year Aggregate Revenue Requirement for each year of the entire Control Period.

3. Revenue from existing tariffs and charges and projected revenue gap for the first year of the Control Period.

4. Application for retail tariff proposal for the first year of the control period.

(b) After first year of control period and onwards, the yearly petition shall comprise of:

i. Generation, Transmission and SLDC business - Truing up for preceding year(s).

The STU/transmission licensee shall also file proposal for determination of transmission charges for the short term open access customers along with true-up petition.

The SLDC along with the petition for truing up shall also submit details of year wise capital expenditure including additional capital expenditure, sources of financing, operation and maintenance expenditure, etc incurred, duly audited and certified by the auditors. The fees and charges recovered for a year shall be trued up and considered for determination of fees and charges for the next year, by the Commission after prudence check.

Where after the truing up, the fee & charges recovered by SLDC if exceeds/falls short of the amount approved by the Commission under these regulations, the excess amount so recovered or short fall to be recovered, as the case may be shall be adjusted while determining the fee and charges for the next year or as decided by the Commission.

ii. For Distribution Wheeling and Retail Supply Business –

1. Truing up for preceding year(s).

2. Revised power purchase quantum/cost (if any), with details thereof, for the ensuing year.

3. Revenue from existing tariffs and charges and projected revenue for the ensuing year.

4. Application for re-determination of ARR for the ensuing year along-with retail tariff proposal.

(c) A generating company shall make all its filing, generating station wise, except for true up for such years, for which tariff order itself provided for one part average generation tariff for the company.

(d) True up for any period shall be governed by the provisions of the regulation under which the tariff for that year was determined.

(e) The Commission shall also consider the true up petition of the applicant for the previous years where the truing-up has been done on the basis of provisional accounts.

5.9. A generating company may make a Petition for determination of provisional tariff in advance of the anticipated Date of Commercial Operation of 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 audited and 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.

5.10. A generating company shall make 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 Annual Audited accounts.

5.11. Any difference in provisional tariff and the final tariff determined by the Commission and not attributable to the Generating Company may be adjusted at the time of determination of final tariff for the following year as directed by the Commission.

6. DISPOSAL OF PETITION

6.1. The Commission shall process the MYT tariff filing of the applicants in accordance with these Regulations and the Conduct of Business Regulations 2009 as amended from time to time.

6.2. Copies of the tariff application made by generation company, STU/ transmission licensee and distribution licensee shall be made available for sale at the Commission's office and in such offices of the applicant as directed by the Commission. The document shall also be uploaded on the applicants website in downloadable format for easy accessibility to all stakeholders.

In case of the application for fees and charges made by the SLDC, the petitioner shall serve a copy of the petition on each intra-state entity availing long-term services of SLDC within one week of registration of petition. The SLDC shall also upload complete petition on its website within one week of registration of petition and shall keep it in the website till its disposal by the Commission.

Provided that within fifteen days of registration of petition, the SLDC shall indicate whether copy of the complete petition has been served on intra-State entities availing long-term service of SLDC and whether the petition has been uploaded on its website, with address of the website whereon the petition has been up loaded.

6.3. The Commission shall hold proceedings on the ARR and ERC proposed by the applicant on the basis of prevailing and proposed tariff, and may hear such persons as the Commission considers appropriate, before deciding on such proposals.

6.4. The generation, STU/ transmission and distribution applicant shall publish the summary of the proposals, as approved by the Commission for publication, highlighting the salient features of the application that are of interest to various stakeholders, in at least three newspapers, two in Hindi and one in English, having wide circulation in the State and the area of the applicant. Minimum 21 days time shall be given for inviting written suggestion/ objections from the stakeholders.

The SLDC shall, within 7 days after registration of Petition, on directives of the Commission publish a notice of the petition in at least two daily newspapers, one in English language and one in Hindi language, having circulation where the intra-State entities are situated, in the formats approved by the Commission.

6.5. The applicant shall publish the gist of the order including the approved tariffs, in at least three daily newspapers, two in Hindi and one in English, having wide circulation in its area of supply. Such tariff shall take effect from the date as may be specified by the Commission in the relevant tariff order.

6.6. The Commission shall, within seven days of making the order, send a copy of the order to the appropriate State Government, the Central Electricity Authority and the concerned generating company / licensee/ beneficiaries.

7. CAPITAL INVESTMENT PLAN

7.1. The generating company, STU/ transmission licensee, SLDC and distribution licensee shall file for approval of the Commission a capital investment plan by 31st October 2015. The capital investment plan should cover the entire Control Period, with details for each year of the Control Period.

7.2. The capital investment plan may be in respect of new generation projects or transmission/ distribution schemes (for lines, sub stations, bays, etc.) or system operation for capacity addition/ enhancement or renovation of existing capacities on completion of life or work required due to change in law, or deferred execution of work included in original scope or efficiency improvement or such works which may be expedient for operation of the system.

(a) The capital investment plan shall show separately, on-going projects that will spill over into the Control Period, and new projects (along with justification) that will commence in the Control Period but may be completed within or beyond the Control Period. The capital investment plan shall contain the scheme details, justification for the work, capitalization schedule, capital structure and cost benefit analysis (where applicable).

(b) In addition to above:

i. The generating company shall submit the power sale arrangement in respect of new projects. For renovation and modernization schemes and all schemes meant for efficiency gain, cost benefit analysis and expected performance targets shall be required;

ii. The transmission licensee shall submit the power evacuation plan and system strengthening plan in respect of future load forecast by the distribution licensee;

iii. The distribution licensee shall submit a detailed sales/demand forecast, load forecast, power procurement plan, proposed measure to improve the quality of supply, metering plan, consumer services and loss reduction plan.

7.3. The Commission shall scrutinize and approve the capital investment plan after prudence check and after giving due opportunity to all the stakeholders to offer views/ suggestions/ objections and holding a hearing on the proposed plan and after taking into consideration the objections/ suggestions so received and any additional information provided by the applicant.

7.4. The Commission shall approve the capital investment plan before issuing the tariff order and shall consider the impact of approved capital investment plan in the tariff order.

7.5. Based on the priorities or urgent requirements, the generating company, STU/ transmission licensee, distribution licensee and SLDC may request for the change in the approved capital investment plan from the Commission.

7.6. In cases, where urgent action is required to mitigate threat to life and property, subject to prior intimation of the nature of urgency, brief about the proposed work and cost estimate, the licensee or the generating company, as the case may be, may take up the urgent work, subject to ex post facto submission of detail application for approval of the Commission.

7.7. Every year by 30th September, the applicant shall file the progress report in respect of the approved capital investment plan clearly indicating scheme-wise achievements, deviations, revised schedule and reasons for deviations.

8. SPECIFIC TRAJECTORY FOR CERTAIN VARIABLES

Targets will be set by the Commission for the items that are "controllable". Besides, trajectory for specific variables may be stipulated by the Commission where the performance of the applicant is sought to be improved upon through incentives and disincentives.

9. DETERMINATION OF TARIFF

9.1. Notwithstanding anything contained in these Regulations, the Commission shall at all times have the authority, either on suo-motu basis or on a Petition filed by the applicant, to determine the tariff, including terms and conditions thereof, of any generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC.

9.2. Tariff in respect of a generating station may be determined for the whole of the generating station or a stage or unit or block of the generating station, and tariff for the transmission system may be determined for the whole of the transmission system or any part of the transmission system. The retail supply tariff, wheeling charges and miscellaneous charges for the distribution licensee shall also be decided by the Commission for whole of the distribution system.

9.3. The Commission shall determine the tariff and fees and charges for:

(a) Generation of electricity, in accordance with Chapter-4 of these Regulations

(b) Transmission of electricity, in accordance with Chapter-5 of these Regulations;

(c) Distribution Wheeling Business, in accordance with Chapter-6 of these Regulations;

(d) Retail Supply Business, in accordance with Chapter-7 of these Regulations; and

(e) SLDC, in accordance with Chapter-8 of these Regulations.

10. TRUING-UP

10.1. Where the Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from tariff and charges of a generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC is covered under a Multi-Year Tariff framework, then such generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC, as the case may be, shall be subject to truing up of expenses and revenue during the Control Period in accordance with these Regulations.

10.2. The generating company shall file an application each year during the Control Period for truing up of its generating stations of the previous year(s) and determination of revenue gap/surplus for the ensuing year, within the time limit specified in these Regulations. The STU/transmission licensee shall file application for truing up of the previous year and determination of revenue gap/surplus for the ensuing year, within the time limit specified in these Regulations. The distribution licensee shall file an application for truing up of the previous year(s) and determination of tariff for the ensuing year, within the time limit specified in these Regulations. The SLDC shall file an application for truing up of the previous year(s) and determination of fees and charges for the ensuing year.

Provided that the generating company or STU/transmission licensee or distribution licensee or SLDC, as the case may be, shall submit to the Commission information in such form as may be prescribed by the Commission, together with the Audited Accounts duly certified by the Auditor, 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.

10.3. In case the audited accounts are not available, the provisional truing up shall be done on the basis of un-audited/ provisional account and shall be subject to further final truing up, as soon as the audited accounts is available.

10.4. The scope of the truing up shall be a comparison of the performance of the generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC with the approved forecast of Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from tariff and charges and shall comprise of the following:

(a) a comparison of the audited performance of the applicant for the previous financial year(s) with the approved forecast for such previous financial year(s), subject to the prudence check including pass-through of impact of uncontrollable factors;

(b) Review of compliance with directives issued by the Commission from time to time;

(c) Other relevant details, if any.

10.5. The net financial impact of true-ups in case of generation company or STU/ transmission licensee or distribution licensee shall be accounted for as per the provisions of Regulation 12 and Regulation 13 considering the factors like inflation, natural calamity etc. by the Commission. The net financial impact shall be passed on annual basis.

In case of SLDC, where after the truing up, the fee & charges recovered if exceeds/ falls short of the amount approved by the Commission under these regulations, the excess amount so recovered or short fall to be recovered, as the case may be shall be adjusted while determining the fee and charges for the next year or as decided by the Commission.

10.6. Truing up of preceding year(s), prior to commencement of this control period, shall be governed as per applicable Regulations/orders (under which tariff order has been passed).

11. CONTROLLABLE AND UN-CONTROLLABLE FACTORS

11.1. For the purpose of these Regulations, the term "uncontrollable factors" shall comprise of the following factors, but not limited to, which were beyond the control of the applicant, and could not be mitigated by the applicant:

(a) Force Majeure events;

(b) Change in law,

(c) Judicial pronouncements,

(d) Fuel prices i.e. price of coal, oil and all primary-secondary fuel;

(e) Sales mix and quantum of Sales;

(f) Cost of power purchase;

(g) Costs on account of inflation;

(h) Taxes and Statutory levies.

11.2. For the purpose of these Regulations, the term "Controllable factors" shall comprise of the following:

(a) Capitalization on account of cost overruns in the implementation of a capital expenditure project not attributable to an approved change in scope of such project, change in statutory levies or circumstances beyond control of the generating company or the licensee, as the case may be.

(b) Generation performance parameters like PLF, SHR, Auxiliary consumption, PAF etc;

(c) Energy losses computed in accordance to Regulation 71;

(d) Operation & Maintenance expenses;

(e) Failure to meet the standards specified in the Standards of Performance Regulations, except where exempted;

(f) Variation in Wires Availability and Supply Availability.

12. MECHANISM FOR PASS THROUGH OF GAINS OR LOSSES ON ACCOUNT OF UNCONTROLLABLE FACTORS

The aggregate net gains / losses to the generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee on account of uncontrollable items (as per the Tariff Order) over such period shall be passed on to beneficiaries/consumers through the next ARR or as may be specified in the Order of the Commission passed under these Regulations.

13. MECHANISM FOR SHARING OF GAINS OR LOSSES ON ACCOUNT OF CONTROLLABLE FACTORS

13.1. The mechanism for sharing of aggregate net gain on account of over achievement in reference to the target set in tariff order for efficiency linked controllable items other than energy losses computed in accordance to Regulation 71 shall be passed on to the beneficiary / consumer(s) and retained by the generating company or the licensee or SLDC, as the case may be, in the ratio of 50:50 or as may be specified in the Order of the Commission passed under these Regulations.

Provided that the mechanism for sharing of aggregate net gain on account of over achievement in reference to the target set in tariff order for energy losses computed in accordance to Regulation 71 shall be passed on to the consumer(s) and retained by the licensee, as the case may be, in the ratio of 2:1 or as may be specified in the Order of the Commission passed under these Regulations.

13.2. The mechanism for sharing of aggregate net loss on account of under achievement in reference to the target set in tariff order for efficiency linked controllable items shall be passed on to the beneficiary / consumer(s) and retained by the generating company or the licensee, as the case may be, in the ratio of 50:50 or as may be specified in the Order of the Commission passed under these Regulations.

14. TARIFF ORDER

Based on the applicant's filings, the Commission may accept the application, with such modifications and / or such conditions as may be deemed just and appropriate and pass orders within 120 days of receipt of the application as per Section 64 of the Electricity Act 2003.

15. ADHERENCE TO TARIFF ORDER

All orders determining tariff shall indicate the period for which it shall be in force and will continue till issue of next tariff order. No tariff or part of any tariff may be ordinarily amended, more frequently than once in any Financial year, except adjustment on account of fuel cost and power purchase based on VCA formula approved by the Commission.

16. SUBSIDY MECHANISM

16.1. If the State Government decides to subsidize any consumer or class of consumers, it shall pay, as per the provisions of Section 65 of the Act, the amount in advance to compensate the licensee affected by the grant of such subsidy in the manner as specified by the Commission. Provided that no such direction of the State Government to grant subsidy shall be operative if the payment is not made in accordance with the provisions contained in the Section 65 of the Act and the tariff fixed by the Commission shall be applicable from the effective date of order issued by the Commission in this regard.

16.2. To ensure implementation of the provision of the Act, the Commission shall determine the tariff initially, without considering the subsidy commitment by the State Government and subsidized tariff shall be arrived at thereafter considering the subsidy by the State Government for the respective categories of consumers.

16.3. There shall not be any adjustment of the due subsidy against outstanding loans of the State Government.

CHAPTER - 3
FINANCIAL PRINCIPLES

17. DEBT EQUITY RATIO

17.1. For the generation company, STU/ transmission licensee and distribution licensee, a project declared under commercial operation on or after 01.04.2016, if the equity capital actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan:

Provided that where equity capital actually deployed is equal or less than 30% of the capital cost, the actual equity shall be considered for determination of tariff:

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

Explanation – The premium, if any, raised by the generating company or the transmission licensee or the distribution licensee, as the case may be, while issuing share capital and investment of internal resources created out of its free reserve, for the funding of the project, shall be reckoned as paid up capital for the purpose of computing return on equity, provided such premium amount and internal resources are actually utilized for meeting the capital expenditure of the generating station or the transmission system or the distribution system.

Provided, further that any consumer contribution, deposit work and grant obtained for the execution of the project shall not be considered as part of the capital structure for the purpose of computation of normative debt: equity.

17.2. In case of the generating station and the licensee declared under commercial operation prior to 01.04.2016, debt-equity ratio allowed by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2015 shall be considered.

17.3. Any expenditure incurred or projected to be incurred on or after 01.04.2016 as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of tariff, including renovation and modernization expenditure for life extension shall be serviced in the manner specified in Regulation 17.1 of these Regulations.

17.4. In case of transmission licensee or distribution licensee the cost of project and accordingly debt equity ratio may be calculated considering the whole network of transmission or distribution system of the licensee, as the case may be, in place of individual line or project.

17.5. For SLDC business, the actual debt: equity ratio appearing in the books of accounts as on the date of transfer shall be considered for the opening capital cost of SLDC.

Provided further that till the separate company is notified by the State Government, the debt equity ratio in the books of accounts of the STU shall be considered.

For an investment made on or after the date of transfer, if the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan:

Provided that where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, the actual equity shall be considered for determination of charges:

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

Explanation- The premium, if any, raised by the SLDC while issuing share capital and investment of internal resources created out of its free reserve, for the funding of the capital expenditure, shall be reckoned as paid up capital for the purpose of computing return on equity, provided such premium amount and internal resources are actually utilized for meeting the capital expenditure.

18. CAPITAL COST AND CAPITAL STRUCTURE

18.1. Capital cost for a project shall include:

(a) the expenditure incurred or projected to be incurred, including interest during construction, incidental expenses during construction and financing charges, any gain or loss on account of foreign exchange risk variation during construction on the loan, up to the date of commercial operation of the project, as admitted by the Commission, after prudence check;

(b) Interest during construction (IDC)

i. Interest during construction shall be computed corresponding to the loan from the date of infusion of debt fund, and after taking into account the prudent phasing of funds up to SCOD.

ii. In case of additional costs on account of IDC due to delay in achieving the SCOD, the generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC as the case may be, shall be required to furnish detailed justifications with supporting documents for such delay including prudent phasing of funds:

iii. Provided that if the delay is not attributable to the generating company or STU/ transmission licensee or the distribution licensee or SLDC as the case may be, and is due to uncontrollable factors as specified in Regulation 11 of these regulations, IDC may be allowed after due prudence check:

Provided further that only IDC on actual loan may be allowed beyond the COD to the extent, the delay is found beyond the control of generating company or the transmission licensee or distribution licensee or SLDC, as the case may be, after due prudence and taking into account prudent phasing of funds.

(c) Incidental Expenditure during Construction (IEDC):

i. Incidental expenditure during construction shall be computed from the zero date and after taking into account pre-operative expenses up to SCOD:

Provided that any revenue earned during construction period up to SCOD on account of interest on deposits or advances, or any other receipts may be taken into account for reduction in incidental expenditure during construction.

ii. In case of additional costs on account of IEDC due to delay in achieving the SCOD, the generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC as the case may be, shall be required to furnish detailed justification with supporting documents for such delay including the details of incidental expenditure during the period of delay and liquidated damages recovered or recoverable corresponding to the delay:

Provided that if the delay is not attributable to the generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC as the case may be, and is due to uncontrollable factors as specified in Regulation 11, IEDC may be allowed after due prudence check:

Provided further that where the delay is attributable to an agency or contractor or supplier engaged by the generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC, the liquidated damages recovered from such agency or contractor or supplier shall be taken into account for computation of capital cost.

iii. In case the time over-run beyond SCOD is not admissible after due prudence, the increase of capital cost on account of cost variation corresponding to the period of time over run may be excluded from capitalization irrespective of price variation provisions in the

contracts with supplier or contractor of the generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC.

(d) in case of SLDC business, the capital cost appearing in the books of accounts of SLDC/STU as on the date of transfer along with the approved CAPEX plan for the control period shall be the basis for determination of charges.

(e) capitalized initial spares subject to the ceiling rates specified in Regulation 18.3; and

(f) additional capital expenditure determined under Regulation 19:

Provided that the assets forming part of the project, but not in use shall be taken out of the capital cost.

18.2. The capital cost admitted by the Commission after prudence check shall form the basis for determination of tariff:

Provided that prudence check may include scrutiny of the reasonableness of the capital expenditure, financing plan, IDC and IEDC, use of efficient technology, cost over-run and time over-run, and such other matters as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff:

Provided that where the actual capital cost is lower than the approved capital cost, the actual capital cost shall be considered for tariff determination. Any escalation in capital cost over and above the approved capital cost may be considered by the Commission subject to prudence check or independently vetted by the Commission.

Provided that in case the site of a hydro generating station is awarded to a developer by a State Government by following a two stage transparent process of bidding, any expenditure incurred or committed to be incurred by the project developer for getting the project site allotted shall not be included in the capital cost:

Provided also that the capital cost in case of such hydro generating station shall include:

(a) cost of approved rehabilitation and resettlement (R&R) plan of the project in conformity with R&R package as approved; and

(b) cost of the developer's 10 % contribution towards any development scheme such as RGGVY or DDUGJY etc, in the affected area:

Provided also that where the long-term power purchase agreement entered into between the generating company and the beneficiaries or the transmission service agreement entered into between the transmission licensee and the beneficiary, as the case may be, provide for ceiling of actual expenditure, the capital expenditure admitted by the Commission shall take into consideration such ceiling for determination of tariff.

18.3. The capital cost may include capitalized initial spares.

18.3.1. Generation utility

Initial spares shall be capitalized as a percentage of the plant and machinery cost, subject to following ceiling norms:

i. Coal-based/lignite-fired thermal generating stations	- 4.00%
ii. Hydro generating stations	- 4.00%

18.3.2. Transmission system or Distribution system

Initial spares shall be capitalized as a percentage of the original capital cost, subject to following ceiling norms:

i. Transmission or distribution line	- 0.50%

ii.	Transmission or distribution substation	- 1.00%
iii.	Series/parallel compensation devices and HVDC Station	- 3.50%
iv.	Gas insulated sub-station	- 3.50%

18.4. Any expenditure on replacement, renovation and modernization or extension of life of old fixed assets, as applicable to generating company, transmission licensee and distribution licensee, shall be considered after writing off the net value of such replaced assets from the original capital cost.

18.5. In case of de-capitalisation of assets of a generating company or the licensee, as the case may be, the original cost of such asset as on the date of decapitalisation shall be deducted from the value of gross fixed asset and corresponding loan as well as equity shall be deducted from outstanding loan and the equity respectively in the year such de-capitalisation takes place, duly taking into consideration the year in which it was capitalised.

18.6. The average capital cost during a year shall be computed as average of opening and closing gross fixed assets for the year.

Provided that for the new generating station or unit, the capital cost shall be charged on pro-rata basis during the year for the asset declared under commercial operation and for subsequent years, the capital cost shall be computed on the average asset base.

19. ADDITIONAL CAPITALIZATION

19.1. The capital expenditure incurred or projected to be incurred, on the following counts within the original scope of work, after the date of commercial operation and up to the cut-off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

i. Un-discharged liabilities;

ii. Works deferred for execution;

iii. Procurement of initial capital spares within the original scope of work, subject to the provisions of Regulation 18.3;

iv. Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court; and

v. Change in law:

Provided that the details of works included in the original scope of work along with estimates of expenditure, un-discharged liabilities and the works deferred for execution shall be submitted along with the capital investment plan.

19.2. The capital expenditure incurred on the following counts after the cut-off date may, in its discretion, be admitted by the Commission, subject to prudence check:

i. Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court;

ii. Change in law;

iii. Deferred works relating to ash pond or ash handling system in the original scope of work;

iv. In case of hydro generating stations, any investment which has become necessary on account of damage caused by natural calamities (but not due to flooding of power house attributable to the negligence of the generating company) including due to geological reasons after adjusting for proceeds from any insurance scheme, and investment of more than Rs. 1 Crore which is considered indispensible by the Commission for running the generating station; and

v. In case of transmission /distribution system any additional investment on items such as relays, control and instrumentation, computer system, power line carrier communication, DC batteries, replacement of switchyard equipment due to increase of fault level, emergency restoration system, insulators cleaning infrastructure, replacement of damaged equipment not covered by insurance and any other investment more than Rs. 1 Crore which has become necessary for successful and efficient operation of transmission/ distribution system;

vi. Any investment of more than Rs. 1 Crore which is considered indispensible by the Commission for running the thermal generating station:

Provided that any expenditure on acquiring the minor items or the assets like tools and tackles, furniture, air-conditioners, voltage stabilizers, refrigerators, coolers, fans, washing machines, heat convectors, computer, mattresses, carpets etc. brought after the cut-off date shall not be considered for additional capitalization for determination of tariff and/or fees and charges as the case maybe.

20. RENOVATION AND MODERNIZATION

20.1. The generating company or the transmission licensee/STU or the distribution licensee, as the case may be, for meeting the expenditure on renovation and modernization (R&M) for the purpose of extension of life beyond the useful life of the generating station or a unit thereof or the transmission system or the distribution system, shall make an application before the Commission for approval of the proposal with a Detailed Project Report giving complete scope, justification, cost-benefit analysis, estimated life extension from a reference date, financial package, phasing of expenditure, schedule of completion, reference price level, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, and any other information considered to be relevant by the generating company or the transmission licensee or the distribution licensee:

20.2. Where the generating company or the transmission licensee or the distribution licensee, as the case may be, makes an application for approval of its proposal for renovation and modernization, the approval shall be granted after due consideration of reasonableness of the cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, and such other factors as may be considered relevant by the Commission

20.3. Any expenditure incurred or projected to be incurred on renovation and modernization shall be treated in line with the provisions under Regulation 18.4.

SPECIAL ALLOWANCE FOR COAL-BASED THERMAL GENERATING STATIONS

20.4. In case of coal-based thermal generating station, the generating company, instead of availing R&M may opt to avail a 'special allowance' in accordance with the norms specified in this regulation, as compensation for meeting the requirement of expenses including renovation and modernisation beyond the useful life of the generating station or a unit thereof, and in such an event, revision of the capital cost shall not be allowed and the applicable operational norms shall not be relaxed but the special allowance shall be included in the annual fixed cost:

Provided that such option shall not be available for a generating station or unit for which renovation and modernization has been undertaken and the expenditure has been admitted by the Commission before commencement of these regulations, or for a generating station or unit which is in a depleted condition or operating under relaxed operational and performance norms.

Provided further that the relaxed operational norms specified for HTPS Station in these Regulations shall not be applicable if this generating station opts for special allowance.

20.5. The special allowance shall be @ Rs. 7.5 lakh/ MW/ year for the year 2016-17 and thereafter escalated @ 6.35% every year during the tariff period 2016-17 to 2020-21, unit-wise from the next financial year from the respective date of the completion of useful life with reference to the date of commercial operation of the respective unit of generating station:

Provided that at the time of true-up also, the special allowance will be escalated @ 6.35% every year during the tariff period 2016-17 to 2020-21.

20.6. In the event of granting special allowance by the Commission, the expenditure incurred or utilized from special allowance shall be maintained separately by the generating station and details of same shall be made available to the Commission at the time of filing of tariff petitions/true-up petitions.

21. CONSUMER CONTRIBUTION, DEPOSIT WORK AND GRANT

21.1 The following nature of work carried out by the transmission licensee or distribution licensee shall be classified under this category:

(a) Works after obtaining a part or all of the funds from the users in the context of deposit works;

(b) Capital works undertaken by utilizing grants received from the State and Central Governments, including funds under RGGVY, APDRP, etc;

(c). Any other grant of similar nature and such amount received without any obligation to return the same and with no interest costs attached to such subvention.

Provided that in case of part funding, the treatment shall be limited to that extent only.

Principles for treatment of the expenses on such capital expenditure shall be as follows:

(a) O&M expense as specified in these Regulations shall be allowed.

(b) Depreciation, Return on Equity, and Interest on normative loan shall not be allowed.

22. RETURN ON EQUITY

22.1. **Generation, Transmission and SLDC:** Return on equity shall be computed in rupee terms on the equity base determined in accordance with Regulation 17. Return on equity shall be computed on pre-tax basis at the base rate of 15.5 % to be grossed up as per Regulation 22.3 of these Regulations.

22.2. **Distribution:** Return on Equity shall be computed in rupee terms on the equity base determined in accordance with Regulations 17. Return on equity shall be computed on pre-tax basis at the base rate of maximum 16% to be grossed up as per Regulation 22.3 of these Regulations.

22.3. The rate of return on equity for each year of the control period shall be computed by grossing up the base rate with the prevailing MAT rate of the base year: Provided that return on equity with respect to the actual tax rate applicable to the generating company or the transmission licensee or distribution licensee, as the case may be, in line with the provisions of the relevant Finance Acts of the respective year during the Control Period shall be trued up separately for each year of the Control Period. In case, no tax is payable during the financial year, the tax rate for the purpose of truing up shall be taken as nil.

Rate of return on equity shall be rounded off to three decimal points and be computed as per the formula given below:

Rate of pre-tax return on equity = Base rate / (1-t)

Where, 't' is the applicable tax rate in accordance with regulation 22.3 of these regulations.

Provided that if there is a loss incurred by the generating company or the transmission licensee or distribution licensee or SLDC, as the case may be, in the previous year and based on the prudence check made by the Commission, the Minimum Alternate Tax may not be considered in such a case while determining the return on equity.

23. INTEREST AND FINANCE CHARGES ON LOAN CAPITAL

23.1. The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 17 shall be considered as gross normative loan for calculation of interest on loan.

23.2. The normative loan outstanding as on 01.04.2016 shall be worked out by deducting the cumulative repayment as admitted by the Commission up to 31.03.2016 from the gross normative loan.

23.3. The repayment for the year of the tariff period shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for that year.

23.4. Notwithstanding any moratorium period availed by the generating company or the licensee, as the case may be the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed.

23.5. The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio at the beginning of each year applicable to the project:

Provided that if there is no actual loan for a particular year but normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest shall be considered:

Provided further that if the generating station or the licensee, as the case may be, does not have actual loan, then the weighted average rate of interest of the generating company or the licensee as a whole shall be considered:

Provided further, in case of new generating station or the licensee commencing its operation after the date of effectiveness of these Regulations, and which don't have actual loan portfolio, the rate of interest shall be considered on normative basis and shall be equal to the Base rate of State Bank of India plus 200 basis points as on the date on which the generating station or a unit thereof or the transmission system or the distribution licensee, as the case may be, is declared under commercial operation.

23.6. The interest on loan shall be calculated on the normative average loan of the year by applying the weighted average rate of interest.

23.7. The above interest computation shall exclude interest on loan amount, normative or otherwise, to the extent of capital cost funded by consumer contribution, grants or deposit works carried out by transmission licensee or distribution licensee or generating company, as the case may be.

23.8. The generating company or SLDC or the licensee, as the case may be, shall make every effort to re-finance the loan as long as it results in net savings on interest and in that event the costs associated with such re-financing shall be borne by the beneficiaries and the net savings shall be shared between the beneficiaries and the generating company or the STU or the transmission licensee, as the case may be, in the ratio of 2:1.

Provided in case of SLDC, this provision shall be applicable only to those intra-State entities who are availing long-term services of SLDC.

23.9. Provided that the beneficiary shall not withhold any payment on account of the interest claimed by the generating company or the licensee during the pendency of any dispute arising out of re-financing of loan.

23.10. The changes to the terms and conditions of the loans shall be reflected from the date of such re-financing.

23.11. In case of distribution licensee, the interest paid on security deposit (cash) to the consumers shall be allowed as a part of the Interest and Finance charges under these regulations.

24. DEPRECIATION

24.1. The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset admitted by the Commission:

Provided that the capital cost shall not include funds from grant or consumer contribution or deposit works received for funding of fixed asset as specified in Regulation 21.

24.2. The salvage value of the asset except for IT equipments and software used for SLDC business shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the capital cost of the asset.

Provided that, the salvage value for IT equipments and Software shall be considered as NIL and 100% value of the assets shall be considered depreciable.

24.3. Land other than the land held under lease and the land for reservoir in case of hydro generating station and the land for ash-bund for thermal power stations shall not be a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing depreciable value of the asset.

24.4. Depreciation shall be calculated annually based on Straight Line Method and at rates as specified in Appendix-I to these regulations for the assets of the generating station, transmission system, distribution system and SLDC:

Provided that the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 15 years from date of commercial operation shall be spread over the balance useful life of the assets:

In case of the existing projects, the balance depreciable value as on 01.04.2016 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted by the Commission up to 31.03.2016 from the gross depreciable value of the assets.

Provided that in those cases where the capital investment plan has been approved by the Commission and the depreciation rates as provided in these Regulations are insufficient for the repayment of loan, the rate of depreciation shall be decided by the Commission at the time of issuance of tariff order, subject to prudence check.

24.5. Till the separate SLDC company is notified by the State Government, the depreciation shall be calculated as applicable for the STU under this Regulations.

Provided further the balance depreciable value as on the date of transfer shall be worked out by deducting the cumulative depreciation from the gross depreciable value of the assets appearing in the books of accounts of the SLDC for the SLDC as on the date of transfer.

24.6. Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation. The depreciation shall be computed on the average asset base during the year:

Provided for the new generating station or unit, the depreciation shall be charged on pro-rata basis during the year the asset has been declared under commercial operation. For subsequent years, the depreciation shall be computed on the average asset base during the year.

25. INTEREST ON WORKING CAPITAL

25.1. The working capital shall cover:

(a) In case of coal based thermal generating stations:

i. Cost of coal, if applicable, for 1 months for pit- head generating stations one and half months (1½) months for non-pit-head generating stations, for generation corresponding to the normative annual plant availability factor; plus

ii. Cost of secondary fuel oil for two months for generation corresponding to the normative annual plant availability factor, and in case of use of more than one secondary fuel oil, cost of fuel oil stock for the main secondary fuel oil; plus

iii. Operation and maintenance expenses for one month; plus

iv. Maintenance spares @ 40% of repair and maintenance expenses specified in Regulation 38.5.1; plus

Provided that in case of new stations, maintenance spares shall be computed as a percentage (%) of opening GFA, which shall be determined by the Commission at the time of issuance of tariff order, subject to prudence check.

v. Receivables equivalent to one (1) month of capacity charges and energy charges for sale of electricity calculated on the normative annual plant availability factor.

(b) In case of hydro generating station:

i. Operation and maintenance expenses for one (1) month; plus

ii. Maintenance spares @ 40% of repair and maintenance expenses specified in Regulation 0 or 38.5.3 as the case may be; plus

iii. Receivables equivalent to one (1) month of fixed cost.

(c) In case of Transmission business:

i. Operation and maintenance expenses for one (1) month; plus

ii. Maintenance spares @ 40% of repair and maintenance expenses specified in Regulation 47.5; plus

iii. Receivables equivalent to one (1) month of fixed cost.

iv. Less: Amount, if any, held as security deposits from Transmission System users.

(d) In case of Distribution Wheeling Business:

i. One-twelfth (1/12) of the amount of Operation and Maintenance expenses for such financial year; plus

ii. Maintenance spares @ 40% of repair and maintenance expenses specified in Regulation 57.4; plus

iii. One (1) month equivalent of the revenue from charges for use of Distribution Wires at the prevailing tariff;

(e) In case of Retail Supply of Electricity

i. Operation and maintenance expenses for one month; plus

ii. Maintenance spares @ 40% of repair and maintenance expenses specified in Regulation 66.6; plus

iii. Receivables equivalent to one (1) month of the revenue from sale of electricity at the prevailing tariffs;

iv. Less: Amount held as security deposits (cash) from consumers.

(f) In case of SLDC business:

i. Operation and maintenance expenses for one (1) month; plus

ii. Maintenance spares @ 40% of repair and maintenance expenses specified in Regulation 74.5; plus

iii. Receivables equivalent to one (1) month of system operation charges and market operation charges as approved by the Commission.

25.2. At the time of True-Up, the receivables for the computation of working capital requirement of the generating company, STU/ transmission licensee, distribution licensee and SLDC will be determined equivalent to one (1) month of actual revenue billed.

25.3. The cost of fuel in cases covered under sub-clauses (a) of Regulation 25.1 shall be based on the landed cost incurred taking into account normative transit and handling losses by the generating company and gross calorific value of the fuel as per latest available actual data for the three months and no fuel price escalation projection shall be considered during the tariff period.

25.4. Interest on working capital shall be allowed at a rate equal to the Base rate of State Bank of India as on 30th September of the financial year in which the Petition is filed plus 350 basis points. At the time of true up, the interest rate shall be adjusted as per the actual rate prevailing on 1st April of the financial year for which truing up exercise has been undertaken.

25.5. Interest on working capital shall be payable on normative basis notwithstanding that the generating company or the transmission licensee or the distribution licensee or SLDC has not taken loan for working capital from any outside agency.

26. TAX ON INCOME

Tax on any income stream other than the core business shall not be a pass through component in tariff and tax on such other income shall be borne by the generating company or transmission licensee or distribution licensee or SLDC as the case may be. In case, any tax paid against income/services under other sources or non-tariff income which are considered in ARR, such taxes will also be passed through tariff.

27. REBATE

For payment of bills of the generating company, STU/ transmission licensee and SLDC through letter of credit or otherwise, a rebate of 1% of the paid amount corresponding to current bill shall be allowed if payment is made within 7 days of presentation of bills, by the generating company or the transmission licensee, as the case may be.

28. LATE PAYMENT SURCHARGE

28.1. In case the payment of any bill for charges payable under these Regulations is delayed by a beneficiary/ intra-state entity beyond a period of 30 days from the date of billing, a late payment surcharge at the rate of 0.04% for each day of delay as simple interest on outstanding amount, shall be levied by the generating company or the STU/ transmission licensee or the SLDC/ system operator. At the time of true-up, the late payment surcharge paid/ received by the beneficiary/licensee shall not be considered as an expense/ revenue, as the case may be.

28.2. Late payment surcharge for the retail consumer shall be recoverable as per the provisions of relevant tariff order.

29. FOREIGN EXCHANGE RATE VARIATION

29.1. The generating company or the transmission licensee or the distribution 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 or distribution system, in part or full in the discretion of the generating company or the licensee.

29.2. Every generating company and SLDC and licensee shall recover the cost of hedging of foreign exchange rate variation corresponding to the normative foreign debt, in the relevant year on year-to-year basis as expense in the period in which it arises and extra rupee liability corresponding to such foreign exchange rate variation shall not be allowed against the hedged foreign debt.

29.3. To the extent the generating company or SLDC or the licensee is not able to hedge the foreign exchange exposure, the extra rupee liability towards interest payment and loan repayment corresponding to the normative foreign currency loan in the relevant year shall be permissible provided it is not attributable to the generating company or the licensee or its suppliers or contractors.

30. RECOVERY OF COST OF HEDGING FOREIGN EXCHANGE RATE VARIATION

Every generating company and/or the transmission licensee and/or the distribution licensee and/or SLDC 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, from beneficiaries.

31. BILLING AND PAYMENT OF CHARGES

31.1. Bills shall be raised for capacity charge and energy charge on monthly basis by the generating company and the transmission licensee/STU in accordance with these Regulations and payments shall be made by the beneficiaries directly to the generating company / transmission licensee/STU, as the case may be.

31.2. Transmission charges corresponding to any plant capacity for which a beneficiary has not been identified and contracted, shall be paid by the concerned generating company.

31.3. The billing and recovery of fees and charges of SLDC business shall be as defined in Chapter 8 of these Regulations.

31.4. The billing to the retail consumers shall be done in accordance with the provisions specified in the prevailing CG supply code and amendments thereon.

31.5. In case, the State Govt. does not pay the due amount of subsidy in time and in cash for the retail supply consumers, the CSPDCL / distribution licensee shall issue the bill on the basis of the tariff determined by the Commission.

32. PENSION FUND

For meeting up the past unfunded liabilities of erstwhile CSEB/State Power Companies employees appointed before 1.1.2004, a pension and gratuity trust has been created and funding to the same has been allowed in the past Tariff Orders of the Commission. The contribution to the fund shall be decided by the Commission on the basis of actuarial analysis, expected pension outflow for the State Power Companies and availability of fund with the Pension trust at the time of determination of MYT / ARR for each year of the control period. However, the actual outflow towards the pension payment shall not be allowed in the O&M expenses covered in these Regulations for the Control Period. The pension outflow shall be met by the Pension trust. The pension fund contribution so determined by the Commission shall be recoverable in the same manner as specified in relevant chapters.

Provided till the time SLDC is part of STU, SLDC's share out of the STU contribution shall be decided on pro-rata basis. For the purpose of ratio determination, the employee strength as on 1st April of the preceding year shall be considered.

CHAPTER – 4
GENERATION

33. PETITION FOR DETERMINATION OF GENERATION TARIFF

A generating company is required to file a Petition for determination of tariff for supply of electricity directly or through State trading licensee(s) to distribution licensees of the State under long term agreement in accordance with the provisions of these Regulations.

34. COMPONENTS OF TARIFF

34.1. The tariff for supply of electricity from a thermal generating station shall comprise two parts, namely, capacity charge (for recovery of annual fixed cost consisting of the components specified in Regulation 35) and energy charge (for recovery of fuel cost).

34.2. The tariff for supply of electricity from a hydro generating station shall comprise composite capacity charge and energy charge to be derived in the manner specified in Regulation 42, (consisting of the components referred in Regulation 35).

35. ANNUAL FIXED CHARGES

35.1. The annual fixed cost (AFC) of a generating station shall consist of the following components:

(a) Return on equity;

(b) Interest and finance charges;

(c) Depreciation;

(d) Interest on working capital;

(e) Operation and maintenance expenses;

Less:

(f) Non Tariff Income

NOTE:

1. Non-Tariff Income as specified in the Regulation 0, shall be subtracted from the sum of above (a to e) to arrive at AFC.
2. The SLDC charges shall be recovered in accordance with fees and charges determined in accordance with provisions of Chapter 8 of these regulations.
3. Pension & Gratuity Fund Contribution shall be recoverable in equal monthly installments as may be determined by the Commission in the Tariff order.
4. The Statutory Taxes and Duties shall be recoverable on reimbursement basis, as per actual.

Provided that Depreciation, Interest and finance charges on Loan Capital, Interest on Working Capital and Return on Equity for Thermal and Hydro Generating Stations shall be allowed in accordance with the provisions specified in Chapter 3 of these Regulations.

36. CAPITAL COST

The capital cost shall be allowed as provided in Regulation 18 of these Regulations.

37. SALE OF INFIRM POWER

Sale of infirm power shall be at the rates specified by the Commission from time to time.

Provided that any revenue earned by the generating company from supply of infirm power after accounting for the fuel expenses shall be applied in adjusting the capital cost accordingly.

38. CALCULATION OF ANNUAL FIXED CHARGES

38.1. Return On Equity

The generating company shall be allowed a return on equity as specified in Regulation 22 of these Regulations.

38.2. Interest On Loan Capital

The generating company shall be allowed interest and finance charges on loan capital as specified in Regulation 23 of these Regulations.

38.3. Depreciation

The generating company shall be permitted to recover depreciation on the value of fixed assets as specified in Regulation 24 of these Regulations.

38.4. Interest On Working Capital

The generating company shall be allowed interest on the estimated level of working capital, as specified in Regulation 25 of these Regulations.

38.5. Operation And Maintenance Expenses

38.5.1 Thermal Generating Station:

(a) Operation and Maintenance (O&M) expenses for generating company shall include:

I. Employees costs;

II. Administrative and General expenses;

III. Repairs and Maintenance expenses

(b) The Commission shall stipulate a separate trajectory for each of the components of O&M expenses viz., employee cost, R&M expense and A&G expense for the Control Period for all existing generating stations except for the new generating stations for which the O&M expenses would be determined as per the CERC (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2014.

Employee Cost

(c) The employee cost, excluding pension fund contribution, impact of pay revision arrears and any other expense of non-recurring nature, for the base year i.e. FY 2015-16, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual employee expenses excluding pension fund contribution, impact of pay revision arrears and any other expense of non-recurring nature, available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year FY 2015-16, subject to prudence check by the Commission.

(d) The normalization shall be done by applying last five year average increase in Consumer Price Index (CPI) on year to year basis. The average of normalized net present value for FY 2010-11 to FY 2014-15, shall then be used to project base year value for FY 2015-16. The base year value so arrived, shall be escalated by the above inflation rate to estimate the employee expense (excluding impact of pension fund contribution and pay revision and any other expense of non-recurring nature, if any) for each year of the control period.

At the time of true up, the employee costs shall be considered after taking into account the actual increase in CPI during the year instead of projected inflation for that period.

Provided further that impact of pay revision (including arrears) and pension fund contribution shall be allowed on actual during the true-up as per accounts, subject to prudence check and any other factor considered appropriate by the Commission.

A&G Expenses and R&M Expenses

(e) The administrative and general expenses (excluding water charges) and repair and maintenance expenses, for the base year i.e. FY 2015-16, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual administrative and general expenses (excluding water charges) and repair and maintenance expenses, respectively available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year FY 2015-16, subject to prudence check by the Commission. Any other expense of non-recurring nature shall be excluded while determining normalized average for the previous five (5) years.

(f) The normalization shall be done by applying last five year average increase in Wholesale Price Index (WPI) on year to year basis. The average of normalized net present value for FY 2010-11 to FY 2014-15, shall then be used to project base year value for FY 2015-16. The base year value so arrived, shall be escalated by the above inflation rate to estimate the administrative and general expense and repair and maintenance expenses for each year of the control period.

At the time of true up, the administrative and general expenses and repair and maintenance expenses shall be considered after taking into account the actual inflation instead of projected inflation for that period.

Provided that water charges shall be pass-through in tariff on reimbursement basis.

38.5.1.1 The O&M expenses for the base year i.e. FY 2015-16, for the units / stations coming into commercial operation after 01.04.2010, shall be considered as under:-

a) The normative O&M expenses as specified in the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulation 2009 for the FY 2010-11 and shall be admissible at the rate of 90% of the value allowed by CERC for the respective year. Such normative value shall be exclusive of water taxes payable to the State government which shall be pass through to the beneficiary on actual basis. However, except for pension fund liabilities, normative value, so derived, shall be considered inclusive of all expenses incurred to meet head office or holding company expenses.

b) The adjusted value for FY 2010-11, as arrived above, shall be escalated by the actual inflation at a weighted average of 60:40 of CPI:WPI ratio, respectively on year to year basis till FY 2014-15.

c) For projecting the normative value for FY 2015-16 and onwards, average inflation of last five years (i.e. FY 2010-11 to FY 2014-15) shall be applied.

Provided, at the time of true up, the normative O&M cost shall be readjusted to take into account the effect of actual inflation for that period.

Provided, further that impact of pay revision (including arrears), if any, shall be considered separately during the true-up as per accounts, subject to prudence check and any other factor considered appropriate by the Commission.

38.5.2 Existing Hydro Generating Stations

(a) Operation and Maintenance (O&M) expenses for generating Company shall include:

I. Employees costs;

II. Administrative and General expenses;

III. Repairs and Maintenance.

(b) The Commission shall stipulate a separate trajectory for each of the components of O&M expenses viz., Employee cost, R&M expense and A&G expense for the Control Period.

Employee Cost

(c) The employee cost, excluding pension fund contribution and impact of pay revision arrears for the base year i.e. FY 2015-16, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual employee expenses excluding pension fund contribution and impact of pay revision arrears available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year FY 2015-16, subject to prudence check by the Commission. Any other expense of non-recurring nature shall be excluded while determining normalized average for the previous five (5) years.

(d) The normalization shall be done by applying last five year average increase in Consumer Price Index (CPI) on year to year basis. The average of normalized net present value for FY 2010-11 to FY 2014-15, shall then be used to project base year value for FY 2015-16. The base year value so arrived, shall be escalated by the above inflation rate to estimate the employee expense (excluding impact of pension fund contribution and pay revision, if any) for each year of the control period.

At the time of true up, the employee costs shall be considered after taking into account the actual increase in CPI during the year instead of projected inflation for that period.

Provided further that impact of pay revision (including arrears) and pension fund contribution shall be allowed on actual during the true-up as per accounts, subject to prudence check and any other factor considered appropriate by the Commission.

A&G Expenses and R&M Expenses

(e) The administrative and general expenses (excluding water charges) and repair and maintenance expenses, for the base year i.e. FY 2015-16, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual administrative and general expenses (excluding water charges) and repair and maintenance expenses, respectively available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year FY 2015-16, subject to prudence check by the Commission. Any other expense of non-recurring nature shall be excluded while determining normalized average for the previous five (5) years.

(f) The normalization shall be done by applying last five year average increase in Wholesale Price Index (WPI) on year to year basis. The average of normalized net present value for FY 2010-11 to FY 2014-15, shall then be used to project base year value for FY 2015-16. The base year value so arrived, shall be escalated by the above inflation rate to estimate the administrative and general expense and repair and maintenance expenses for each year of the control period.

At the time of true up, the administrative and general expenses and repair and maintenance expenses shall be considered after taking into account the actual inflation instead of projected inflation for that period.

Provided that water charges shall be pass through in tariff on reimbursement basis.

38.5.3 For new hydro generating stations:

(a) O&M expenses for the first year of operation will be 1.5% of the original project cost (excluding cost of rehabilitation and resettlement works);

(b) The O&M expenses for each year of the Control Period shall be determined by escalating the base year expenses determined above for the first year of operation, at the escalation factor provided in Regulation 40.3.

38.6. Non Tariff Income

Any income being incidental to the business of the generating company derived from sources, including but not limited to the disposal of assets, income from investments, rents, income from sale of scrap, income from advertisements, interest on advances to suppliers/contractors, income from sale of ash/ rejected coal, and any other miscellaneous receipts but other than income from sale of energy, shall constitute the non tariff income.

The amount of Non-Tariff Income relating to the generation business as approved by the Commission shall be deducted from the Annual Fixed Cost in determining the Annual Fixed Charge of the generation company:

Provided that the generation company shall submit full details of its forecast of Non-Tariff Income to the Commission in such form as may be stipulated by the Commission from time to time.

39. NORMS OF OPERATION FOR THERMAL GENERATING STATION

39.1. Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) for recovery of fixed charges:-

a) All thermal generating stations except KTPS and HTPS - 85%

b) Hasdeo Thermal Power Station Korba (HTPS) - 83%

39.2. Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) :-

a) All thermal generating stations except KTPS and HTPS - 85%

b) Hasdeo Thermal Power Station Korba (HTPS) - 83%

39.3. Gross Station Heat Rate

A. Existing Thermal Generating Station

(a) Existing Coal -based Thermal Generating Stations, other than KTPS, DSPM and HTPS:

200/210/250 MW Sets	500 MW Sets (sub-critical)
2450 KCal/kWh	2375 KCal/kWh

(b) In case of DSPM (2 x 250 MW), the gross station heat rate will be 2500 Kcal/kWh

(c) Hasdeo Thermal Power Station Korba (4 x 210 MW), the GHR shall be 2650 KCal/kWh

Note 1:

In respect of 500 MW and above units where the boiler feed pumps are electrically operated, the gross station heat rate shall be 40 kCal/kWh lower than the gross station heat rate specified above.

Note 2:

For the generating stations having combination of 200/210/250 MW sets and 500 MW and above sets, the normative gross station heat rate shall be the weighted average gross station heat rate of the combinations.

B. Thermal Generating Station achieving COD on or after 01.04.2016

(a) Coal-based Thermal Generating Stations = 1.045 X Design Heat Rate (KCal/kWh)

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

Provided that the design heat rate shall not exceed the following maximum design unit heat rates depending upon the pressure and temperature ratings of the units:

Pressure Rating (Kg/cm2)	150	170	170	247	247
SHT/RHT (0C)	535/535	537/537	537/565	537/565	565/593
Type of BFP	Electrical Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven
Max Turbine Cycle Heat rate (KCal/kWh)	1955	1950	1935	1900	1850
Min. Boiler Efficiency					
Sub-Bituminous Indian Coal	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
Bituminous Imported Coal	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
Max Design Unit Heat rate (Kcal/kWh)					
Sub-Bituminous Indian Coal	2300	2294	2276	2235	2176
Bituminous Imported Coal	2197	2191	2174	2135	2079

Provided further that in case pressure and temperature parameters of a unit are different from above ratings, the maximum design unit heat rate of the nearest class shall be taken:

Provided also that where unit heat rate has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler efficiency are guaranteed separately by the same supplier or different suppliers, the unit design heat rate shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency:

Note: In respect of units where the boiler feed pumps are electrically operated, the maximum design unit heat rate shall be 40 kCal/kWh lower than the maximum design unit heat rate specified above with turbine driven BFP.

39.4. Secondary fuel oil consumption

(a) Coal-based generating stations except for KTPS & HTPS shall be : 0.50 ml/kWh

(b) HTPS shall be : 0.80 ml/kWh

39.5. Auxiliary Energy Consumption

(a) Coal-based generating stations except for KTPS and HTPS:

		With Natural Draught cooling tower or without cooling tower
(i)	200 MW series	8.50%
(ii)	500 MW and above	
	Steam driven boiler feed pumps	5.25%
	Electrically driven boiler feed pumps	7.75%

Provided further that for thermal generating stations with induced draft cooling towers, the norms shall be further increased by 0.5%.

Provided further that for units with static excitation system the norms shall be further increased by 0.3%.

(b) Considering the previous performance of power stations and the design aspects, the auxiliary consumption for the Hasdeo Thermal power stations (HTPS) of CSPGCL is fixed at 9.70%.

39.6. Notwithstanding anything contained anywhere else, the norms of operation i.e. NAPAF, SHR, Station Heat Rate and Auxiliary Consumption for Korba East Thermal Station (KTPS), shall be decided by the Commission at the time of determination of MYT Tariff for the control period.

39.7. Transit and handling losses

Transit and handling losses for coal based generating stations for the control period, as a percentage of quantity of indigenous coal dispatched by the coal supply company during the month shall be as given below:

(a) Coal based Generating Stations except at (b) below:

i. Pit head generating stations : 0.20%;

ii. Non-pit head generating stations : 0.80%.

(b) Korba East TPS Complex : 1.15%.

40. NORMS OF OPERATION FOR HYDRO GENERATING STATION

40.1. For the purpose of determination of Tariff, the gross generation shall be considered as Approved Design Energy for the plant

40.2. For the purpose of tariff determination a further allowance may be made by the Commission in respect of gross generation as compared to design energy under special circumstances, e.g. abnormal silt problem or other operating conditions, and known plant limitations.

40.3. In case of a new hydro electric project the developer shall have the option of approaching the Commission in advance for fixation of NAPAF based on the principles enumerated in prevailing Central Commission Regulation.

40.4. Auxiliary Energy Consumption (AUX):

(a) Surface hydro generating stations

i. with rotating exciters mounted on the generator shaft : 0.7%

ii. with static excitation system

: 1.0%

(b) Underground hydro generating stations

i. with rotating exciters mounted on the generator shaft : 0.9 %

ii. with static excitation system : 1.2 %

41. COMPUTATION AND PAYMENT OF CAPACITY CHARGE AND ENERGY CHARGE FOR THERMAL GENERATING STATIONS

41.1. The fixed cost of a thermal generating station shall be computed on annual basis, based on norms including relaxed norms specified under these Regulations, and recovered on monthly basis under capacity charge. The total capacity charge payable for a generating station shall be shared by its beneficiaries as per their respective percentage share/ allocation in the capacity of the generating station.

41.2. The capacity charge payable to a thermal generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae :

CC_1 = (AFC/12) x (PAF_1 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC/12).

CC_2 = (AFC/6) x (PAF_2 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC/6) – CC_1

CC_3 = (AFC/4) x (PAF_3 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC/4) – (CC_1 + CC_2)

CC_4 = (AFC/3) x (PAF_4 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC/3) – (CC_1+ CC_2+ CC_3)

CC_5= (AFC x 5/12) x (PAF_5 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC x 5/12) – (CC_1+ CC_2+ CC_3+ CC_4)

CC_6 = (AFC/2) x (PAF_6 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC/2) – (CC_1+ CC_2+ CC_3+ CC_4+ CC_5)

CC_7 = (AFC x 7/12) x (PAF_7 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC x 7/12) – (CC_1+ CC_2+ CC_3+ CC_4+ CC_5+ CC_6)

CC_8 = (AFC x 2/3) x (PAF_8 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC x 2/3) – (CC_1+ CC_2+ CC_3+ CC_4+ CC_5+ CC_6+ CC_7)

CC_9 = (AFC x 3/4) x (PAF_9 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC x 3/4) – (CC_1+ CC_2+ CC_3+ CC_4+ CC_5+ CC_6+ CC_7+ CC_8)

CC_{10} = (AFC x 5/6) x (PAF_{10} / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC x 5/6) – (CC_1+ CC_2+ CC_3+ CC_4+ CC_5+ CC_6+ CC_7+ CC_8+ CC_9)

CC_{11} = (AFC x 11/12) x (PAF_{11} / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC x 11/12) – (CC_1+ CC_2+ CC_3+ CC_4+ CC_5+ CC_6+ CC_7+ CC_8+ CC_9+ CC_{10})

CC_{12} = (AFC) x (PAFY / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC) – (CC_1+ CC_2+ CC_3+ CC_4+ CC_5+ CC_6+ CC_7+ CC_8+ CC_9+ CC_{10}+ CC_{11})

Provided that in case of generating station or unit thereof as the case may be, under shutdown due to Renovation and Modernisation, the generating company shall be allowed to recover part of AFC which shall include O&M expenses and interest on loan only.

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees.

NAPAF = Normative annual plant availability factor in percentage

PAF_M = Plant availability factor achieved upto the end of mth month, in percent:

PAFY = Plant availability factor achieved during the year, in percent

CC_1, CC_2, CC_3, CC_4, CC_5, CC_6, CC_7, CC_8, CC_9, CC_{10}, CC_{11} and CC_{12} are the capacity charges of 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th months respectively.

41.3. The PAFM and PAFY shall be computed in accordance with the following formula:

$$\text{PAFM or PAFY} = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} DCi / \{ N \times IC \times (100 - AUX) \} \%$$

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage.

DCi = Average declared capacity (in ex-bus MW), subject to clause below, for the ith day of the period i.e. the month or the year as the case may be, as certified by the State load dispatch centre after the day is over.

IC = Installed Capacity (in MW) of the generating station

N = Number of days during the period i.e. the month or the year as the case may be.

Note:

DCi and IC shall exclude the capacity of generating units not declared under commercial operation. In case of a change in IC during the concerned period, its average value shall be taken.

41.4. In case of fuel shortage in a thermal generating station, the generating company may propose to deliver a higher MW during peak-load hours by saving fuel during off-peak hours. The State Load Despatch Centre may then specify a pragmatic day-ahead schedule for the generating station to optimally utilize its MW and energy capability, in consultation with the beneficiaries. DCi in such an event shall be taken to be equal to the maximum peak-hour ex- power plant MW schedule specified by the State Load Despatch Centre for that day.

41.5. Generating station or unit thereof shall be paid an additional charge at a flat rate of 50 paise/kWh for ex-bus scheduled energy corresponding to scheduled generation in excess of ex-bus energy corresponding to Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) as specified in Regulation 39.2.

41.6. The energy charge shall cover the fuel cost (primary fuel as well as secondary fuel), and shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to such beneficiary during the calendar month on ex-power plant basis, at the energy charge rate of the month. Total Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

(Energy charge rate in Rs./kWh) x {Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh.}

Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis shall be determined up to three decimal places in accordance with the following formulae for coal based stations:

$$ECR = [\{(GHR - SFC \times CVSF) \times LPPF / CVPF \} + SFC \times LPSFi] \times 100 / (100 - AUX)$$

Where,

AUX	=	Normative auxiliary energy consumption in percentage.
CVPF	=	Gross calorific value of primary fuel as fired, in kCal per kg, per litre or per standard cubic meter, as applicable.
CVSF	=	Calorific value of secondary fuel, in kCal per ml.
ECR	=	Energy charge rate, in Rupees per kWh sent out.
GHR	=	Gross station heat rate, in kCal per kWh.

LPPF	=	Weighted average landed price of primary fuel, in Rupees per kg, per litre or per standard cubic meter, as applicable, during the month.
SFC	=	Specific fuel oil consumption, in ml per kWh.
LPSFi	=	Weighted Average Landed Price of Secondary Fuel in Rs./ml considered initially

41.7. Though Secondary fuel cost shall be part of variable cost but shall not be part of Variable Cost Adjustment (VCA) formula. The impact on account of secondary fuel oil cost shall be taken care of at the time of true up.

41.8. Initially, the landed cost incurred by the generating company on secondary fuel oil shall be taken based on actual weighted average price of the three preceding months and in the absence of landed costs for the three preceding months, latest procurement price for the generating station, before the start of the year.

41.9. The secondary fuel oil expenses shall be subject to fuel cost adjustment at the end of the each year of tariff period, at the time of true up,

41.10. The landed cost of fuel for the month shall include price of fuel corresponding to the grade and quality of fuel inclusive of royalty, taxes and duties as applicable, transportation cost by conveyer / rail / road or any other means, and, for the purpose of computation of energy charge, and in case of coal shall be arrived at after considering normative transit and handling losses as specified in Regulation 39.7.

41.11. The bi-monthly increase in the primary fuel cost shall be recovered as per the Fuel Cost Adjustment mechanism as per Regulation 67 of this Regulations.

42. COMPUTATION AND PAYMENT OF CAPACITY CHARGE AND ENERGY CHARGE FOR HYDRO GENERATING STATIONS

42.1. The tariff for the hydro plant shall be single part tariff;

42.2. Hydro generating stations shall be treated as must run power station.

43. SHARING OF CDM BENEFITS

43.1. The proceeds of carbon credit from approved CDM project shall be shared in the following manner, namely-

(a) 100% of the gross proceeds on account of CDM to be retained by the project developer in the first year after the date of commercial operation of the generating station;

(b) in the second year, the share of the beneficiaries shall be 10% which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, thereafter the proceeds shall be shared in equal proportion, by the generating company and the beneficiaries.

44. DEVIATION CHARGES

Variations between actual net injection and scheduled net injection for the generating stations, and variations between actual net drawal and scheduled net drawal for the beneficiaries shall be treated as their respective deviations and charges for such deviations shall be governed by the Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, 2014, as amended from time to time or any subsequent re-enactment thereof till the time the Commission issues any separate Regulations to its effect.

Provided that the gains and losses on account of deviation charges of CSPGCL shall be adjusted at the time of True-up as per Regulation 13 of these Regulations.

CHAPTER - 5
TRANSMISSION

45. COMPONENTS OF TARIFF

45.1. Annual Transmission Charges for each year of the Control Period:

The Annual Transmission Charges for each financial year of the Control Period shall provide for the recovery of the Aggregate Revenue Requirement of the transmission licensee / STU for the respective financial year of the Control Period, reduced by the amount of Non-Tariff Income and income from other business, as approved by the Commission:

45.2. The Annual Transmission Charges of the transmission licensee shall be determined by the Commission on the basis of an application for determination of Aggregate Revenue Requirement made by the transmission licensee in accordance with Chapter-2 of these Regulations.

46. CAPITAL INVESTMENT PLAN

The transmission licensee shall submit a capital investment plan in the manner specified in Chapter-2 of these Regulations.

47. COMPUTATION OF ANNUAL CHARGES FOR INTRA-STATE TRANSMISSION NETWORK

47.1. Aggregate Revenue Requirement of transmission licensee shall comprise the following components, viz.

(a) Return on Equity (ROE);

(b) Interest and finance charges;

(c) Depreciation;

(d) Operation and maintenance expenses;

(e) Interest on working capital;

(f) Contribution to Pension Fund;

Less:

(g) Non-Tariff Income;

NOTE:

1. Non-tariff income as specified in the Regulation 47.7 shall be subtracted from the sum of above (a to e) to arrive at AFC.

2. The Statutory taxes and Duties shall be recoverable on reimbursement basis, as per actual.

47.2. Return on Equity

The transmission licensee shall be allowed a return on equity as specified in Regulation 22 of these Regulations.

47.3. Interest on Loan Capital

The transmission licensee shall be allowed interest and finance charges on loan capital as specified in Regulation 23 of these Regulations.

47.4. Depreciation

The transmission licensee shall be permitted to recover depreciation on the value of fixed assets as specified in Regulation 24 of these Regulations.

47.5. Operation and Maintenance expenses

(a) Operation and Maintenance (O&M) expenses for transmission licensee/ STU shall include:

I. Employees costs;

II. Administrative and General expenses;

III. Repairs and Maintenance expenses

(b) The Commission shall stipulate a separate trajectory for each of the components of O&M expenses viz., employee cost, R&M expense and A&G expense for the Control Period.

Employee Cost

(c) The employee cost, excluding pension fund contribution and impact of pay revision arrears for the base year i.e. FY 2015-16, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual employee expenses excluding pension fund contribution and impact of pay revision arrears available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year FY 2015-16, subject to prudence check by the Commission. Any other expense of non-recurring nature shall also be excluded while determining normalized average for the previous five (5) years.

(d) The normalization shall be done by applying last five year average increase in Consumer Price Index (CPI) on year to year basis. The average of normalized net present value for FY 2010-11 to FY 2014-15, shall then be used to project base year value for FY 2015-16. The base year value so arrived, shall be escalated by the above inflation rate to estimate the employee expense (excluding impact of pension fund contribution and pay revision, if any) for each year of the control period.

At the time of true up, the employee costs shall be considered after taking into account the actual increase in CPI during the year instead of projected inflation for that period.

Provided further that impact of pay revision (including arrears) and pension fund contribution shall be allowed on actual during the true-up as per accounts, subject to prudence check and any other factor considered appropriate by the Commission.

A&G Expenses and R&M Expenses

(e) The administrative and general expenses and repair and maintenance expenses, for the base year i.e. FY 2015-16, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual administrative and general expenses and repair and maintenance expenses, respectively available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year FY 2015-16, subject to prudence check by the Commission. Any expense of non-recurring nature shall be excluded while determining normalized average for the previous five (5) years.

(f) The normalization shall be done by applying last five year average increase in Wholesale Price Index (WPI) on year to year basis. The average of normalized net present value for FY 2010-11 to FY 2014-15, shall then be used to project base year value for FY 2015-16. The base year value so arrived, shall be escalated by the above inflation rate to estimate the administrative and general expense and repair and maintenance expenses for each year of the control period.

At the time of true up, the administrative and general expenses and repair and maintenance expenses shall be considered after taking into account the actual inflation instead of projected inflation for that period.

(g) The additional O&M Expenses on account of new transmission lines/ substations commissioned after March 31, 2016 shall be allowed by the Commission subject to prudence check at the time of truing up exercise.

47.6. Interest on working capital

The transmission licensee shall be allowed interest on the estimated level of working capital, as specified in Regulation 25 of these Regulations.

47.7. Non-Tariff Income

Any income being incidental to the business of the transmission licensee derived from sources, including but not limited to the disposal of assets, income from investments, rents, income from sale of scrap, income from advertisements, interest on advances to suppliers/contractors and any other miscellaneous receipts shall constitute the non tariff income.

The amount of Non-Tariff Income relating to the transmission business as approved by the Commission shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement in determining annual transmission charges of the transmission licensee:

Provided that the transmission licensee shall submit full details of his forecast of Non-Tariff Income to the Commission along with its application for determination of Aggregate Revenue Requirement.

48. SHARING OF CHARGES FOR INTRA-STATE TRANSMISSION NETWORK

The fixed cost of the transmission system shall be computed on annual basis, in accordance with norms contained in these regulations, aggregated as appropriate, and recovered on monthly basis as transmission charge from the beneficiaries as per the methodology specified in the Open Access Regulation.

49. AUXILIARY ENERGY CONSUMPTION IN SUB-STATION

The charges for auxiliary energy consumption in the sub-station for the purpose of air-conditioning, lighting and consumption in other equipment shall be borne by the transmission licensee/ STU and included in the operation and maintenance expenses.

50. TRANSMISSION LOSS

50.1. Transmission loss levels shall be calculated as the difference between the sum of net energy injected into the transmission system from CTU and all other energy injected into the transmission system (X) at different interface points and the sum of energy transmitted to distribution licensee(s) at 33 KV outgoing feeder of all EHV sub-station, and retail and/or open access consumer(s) connected with transmission system(Y). Transmission losses expressed as a percentage shall be the transmission loss as a percentage of the total energy injected into the transmission system.

$$\text{Transmission loss (\%)} = \frac{(X - Y) \times 100}{X}$$

51. INCENTIVE/ PENALTY TO TRANSMISSION LICENSEE

Incentive/ Penalty may be payable/levied to a transmission licensee in case the availability of the transmission system during a year deviates from the target availability, which shall be specified by the Commission in the MYT Order for the next Control Period.

CHAPTER - 6
DISTRIBUTION WHEELING BUSINESS

52. APPLICABILITY

The Regulations contained in this Chapter shall apply to the determination of tariff payable for usage of distribution wires of a distribution licensee.

53. COMPONENTS OF AGGREGATE REVENUE REQUIREMENT FOR DISTRIBUTION WHEELING BUSINESS

53.1. The wheeling charges for distribution wheeling business of the distribution licensee shall provide for the recovery of the ARR, as provided in Regulation 64 of these Regulations: and shall comprise of the following:

(a) Operation and Maintenance expense

(b) Depreciation

(c) Interest and finance charges

(d) Interest on working capital

(e) Return on equity

(f) Pension & Gratuity fund contribution

Less:

(g) Non Tariff Income

(h) Income from Other Business, to the extent specified in these Regulations

NOTE:

1. Non-Tariff Income as specified in the Regulation 57.7, shall be subtracted from the sum of above (a to f) to arrive at AFC.

2. The Statutory Taxes and Duties shall be recoverable on reimbursement basis, as per actual.

Provided that the wheeling charges 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 Chapter-2 of these Regulations:

Provided further that the wheeling charges may be denominated in terms of Rupees/kWh, for the purpose of recovery from the distribution system user, or any such denomination, as stipulated by the Commission from time to time.

54. ALLOCATION MATRIX

The distribution licensee shall segregate its accounts into wheeling business and retail supply business. The wheeling charges of the distribution licensee shall be determined by the Commission on the basis of segregated accounts of distribution wires business:

Provided that where the distribution licensee is not able to submit separate accounts for distribution wheeling business and retail supply business, the Commission shall determine allocation matrix in the following manner:

(a) The licensee shall prepare an "allocation matrix" for the control period showing apportionment of costs and revenues to these two businesses. The statement shall be supported with an explanation of the methodology used for such allocations.

(b) The Commission shall review the "allocation matrix" submitted by the licensee and based on the prudence check shall finalize the "allocation matrix" for each year of the control period.

55. CAPITAL INVESTMENT PLAN

The distribution licensee shall submit a capital investment plan in the manner specified in Chapter-2 of these Regulations.

56. CAPITAL COST

The capital cost shall be allowed as provided in Chapter 3 of these Regulations.

57. CALCULATION OF AGGREGATE REVENUE REQUIREMENT

57.1. Return on Equity

The distribution licensee shall be allowed a return on equity for distribution wheeling business, as specified in Regulation 22 of these Regulations.

57.2. Interest on Loan Capital

Interest on loan capital shall be computed in accordance with Regulations 23 of these Regulations.

57.3. Depreciation

Depreciation of the assets of distribution licensee shall be computed in the manner prescribed in Regulation 24 of these Regulations.

57.4. Operation and Maintenance expenses

(a) Operation and Maintenance (O&M) expenses for the distribution licensee shall include:

I. Employees costs;

II. Administrative and General expenses

III. Repairs and Maintenance

(b) The Commission shall stipulate a separate trajectory for each of the components of O&M expenses viz., employee cost, R&M expense and A&G expense for the Control Period.

Employee Cost

(c) The employee cost, excluding pension fund contribution and impact of pay revision arrears for the base year i.e. FY 2015-16, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual employee expenses, excluding pension fund contribution and impact of pay revision arrears, available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year FY 2015-16, subject to prudence check by the Commission. Any other expense of non-recurring nature shall also be excluded while determining normalized average for the previous five (5) years.

(d) The normalization shall be done by applying last five year average increase in Consumer Price Index (CPI) on year to year basis. The average of normalized net present value for FY 2010-11 to FY 2014-15, shall then be used to project base year value for FY 2015-16. The base year value so arrived, shall be escalated by the above inflation rate to estimate the employee expense (excluding impact of pension fund contribution and pay revision, if any) for each year of the control period.

At the time of true up, the employee costs shall be considered after taking into account the actual increase in CPI during the year instead of projected inflation for that period.

Provided further that impact of pay revision (including arrears) and pension fund contribution shall be allowed on actual during the true-up as per accounts, subject to prudence check and any other factor considered appropriate by the Commission.

A&G Expenses and R&M Expenses

(e) The administrative and general expenses and repair and maintenance expenses, for the base year i.e. FY 2015-16, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual administrative and general expenses and repair and maintenance expenses, respectively available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year FY 2015-16, subject to prudence check by the Commission. Any expense of non-recurring nature shall be excluded while determining normalized average for the previous five (5) years.

(f) The normalization shall be done by applying last five year average increase in Wholesale Price Index (WPI) on year to year basis. The average of normalized net present value for FY 2010-11 to FY 2014-15, shall then be used to project base year value for FY 2015-16. The base year value so arrived, shall be escalated by the above inflation rate to estimate the administrative and general expense and repair and maintenance expenses for each year of the control period.

At the time of true up, the administrative and general expenses and repair and maintenance expenses shall be considered after taking into account the actual inflation instead of projected inflation for that period.

(g) The additional O&M Expenses on account of new lines/ substations commissioned after March 31, 2016 shall be allowed by the Commission subject to prudence check at the time of truing up exercise.

57.5. Interest on Working Capital

Interest on working capital shall be allowed in accordance with Regulations 25 of these Regulations.

57.6. Taxes on Income

Taxes on income shall be allowed in accordance with Regulations 26 of these Regulations.

57.7. Non-Tariff Income

Any income being incidental to the business of the distribution licensee derived from sources, including but not limited to the disposal of assets, income from investments, rents, income from sale of scrap, income from advertisements, interest on advances to suppliers/contractors, open access charges, parallel operation charges penalties and any other miscellaneous receipts but other than income from sale of energy, shall constitute the non tariff income.

The amount of Non-Tariff Income relating to the distribution wheeling business as approved by the Commission shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement in determining the wheeling charges of distribution wires business of the distribution licensee:

Provided that the distribution licensee shall submit full details of his forecast of Non-Tariff Income to the Commission along with its application for determination of Aggregate Revenue Requirement.

58. INCOME FROM OTHER BUSINESS

Where the distribution licensee has engaged in any other business (excluding trading of electricity), an amount equal to two-third of the revenues from such other business shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement in determining the wheeling charges of distribution wires business of the distribution licensee:

59. DETERMINATION OF WHEELING CHARGES

The Commission shall specify the wheeling charge of wheeling business of the distribution licensee in its Order passed under Section 62 of the Act. Notwithstanding anything contained in this Regulation the wheeling charges applicable to open access customers shall be computed and applied at relevant voltage level. Provided that the wheeling charges payable by an open access customers (other than the retail consumers getting electricity supply from the same distribution licensee), shall be governed as per open access regulation.

Provided that the charges paid by such open access customers shall be used to reduce the Aggregate Revenue Requirement of the retail supply business in accordance with the Regulations in Chapter 7.

60. WHEELING LOSSES

The distribution licensee shall be allowed to recover, in kind, the approved level of voltage wise wheeling losses arising from the operation of the distribution system. Wheeling loss at 33KV and below voltage level shall be considered 6%.

CHAPTER - 7
RETAIL SUPPLY BUSINESS

61. APPLICABILITY

These Regulations shall apply to determination of tariff for retail supply of electricity by a distribution licensee to its consumers.

62. COMPONENTS OF TARIFF

62.1. The ARR for retail supply business of the distribution licensee for each year of the control period shall comprise of the following, namely:

(a) Power purchase costs

(b) Transmission and SLDC charges

(c) Operation and Maintenance expense

(d) Depreciation

(e) Interest and finance charges

(f) Interest on working capital

(g) Return on equity

(h) Provision for bad debts

(i) Aggregate Revenue Requirement for distribution wheeling business, as determined under Chapter 6 of these Regulations,

Less:

(j) Non Tariff Income

(k) Income from other business, to the extent specified in these Regulations

(l) Revenue on account of open access / wheeling charges.

(m) Revenue from sale of surplus power (other than retail consumers.)

Provided that the receipt of revenue on account of cross-subsidy surcharge shall be considered only at the time of truing up exercise based on actual receipts as per accounts.

62.2. The tariff for retail supply by a distribution licensee shall be determined by the Commission on the basis of segregated accounts or allocation matrix, as the case may be, in accordance with the Regulation 54 of these Regulations.

63. CAPITAL INVESTMENT PLAN

The distribution licensee shall submit a capital investment plan in the manner specified in Chapter-2 of these Regulations.

64. CAPITAL COST

The capital cost shall be allowed as provided in Chapter 3 of these Regulations.

65. SALES FORECAST

65.1. The licensee shall submit forecast of restricted demand (in MW) and unrestricted demand (in MW) for

all consumer categories together and sale of electricity (in MU) for different categories of consumers in his area of supply, for each year of the Control Period. The forecasts for category-wise sale of electricity shall generally be worked out on the basis of general assessment and CAGR or any other prudent method.

65.2. The sales forecast for unmetered consumer categories, if any, shall be subject to the prudent check / estimation by the Commission.

65.3. The Commission shall examine the forecasts for their reasonableness based on growth in the number of consumers, pattern of consumption, losses 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 the sales forecast with such modifications as deemed fit.

66. CALCULATION OF AGGREGATE REVENUE REQUIREMENT

66.1. **Return on Equity**:

The distribution licensee shall be allowed a return on equity, as specified in Regulation 22 of these Regulations.

66.2. Interest on Loan Capital:

Interest on loan capital shall be computed in accordance with Regulations 23 of these Regulations.

66.3. Depreciation:

Depreciation of the assets of distribution licensee shall be computed in the manner prescribed in Regulation 24 of these Regulations.

66.4. Cost of power generation/ power purchase:

66.4.1. The distribution licensee shall be allowed to recover the cost of power it procures from all sources including the power procured from the State owned generating stations, independent power producers, Central generating stations, captive generating plant, renewable energy sources and others, as may be approved by the Commission for each year of the control period.

66.4.2. Approved retail sales level shall be grossed up by normative level of T&D losses as given in the approved loss trajectory for the purpose of arriving at the quantity of energy required for sale to the retail consumers. Further, estimated revenue from the sale of surplus power/ under-drawl from the grid, if any, shall be reduced from the gross power purchase cost for estimating the net power purchase cost in the ARR.

66.4.3. Provided, further that at the time of true up, the Deviation charges shall be considered for arriving at the power purchase cost and revenue from sale of surplus power shall be accounted separately.

66.4.4. The bi-monthly increase in the power purchase cost from long term sources shall be as per the Variable Cost Adjustment mechanism detailed in Regulation 67 of these Regulations.

66.5. Transmission charges and SLDC charges:

66.5.1. The distribution licensee shall be allowed to recover transmission charges payable for access to and use of the intra-State transmission system in accordance with the tariff approved by the Commission under Chapter-5 of these Regulations.

66.5.2. The distribution licensee shall also be allowed to recover the expenses at the approved level:

(a) the charges for intervening transmission facilities;

(b) wheeling charges for use of distribution system of other distribution licensee(s);

(c) the charges for access and use of inter-state transmission system in accordance with the tariffs determined by CERC; and

(d) the fees and charges payable to the RLDC and SLDC as may be specified by the appropriate Commission.

66.6. Operation and Maintenance expenses

Operation and Maintenance (O&M) expenses for retail supply business shall be allowed in accordance with Regulation 57.4 of these Regulations.

66.7. Interest on Working Capital

Interest on working capital shall be allowed in accordance with Regulations 25 of these Regulations.

66.8. Bad and doubtful debt

A provision of maximum 1% revenue of retail supply business shall be allowed. The same shall be subject to true up on aggregate basis at the end of control period on actual basis and prudence check made by the Commission.

67. FUEL COST AND VARIABLE COST ADJUSTMENT (VCA):

67.1. The amount of VCA shall be determined only for long term contracts of the CSPDCL with the CSPGCL's coal fired stations and for all power purchase from the Central Generating Stations. The short term power purchase, power from renewable sources, UI payable/ receivable, sale of power outside the State (if any) etc. shall be excluded for determining the amount of VCA. Any variations in the power purchase cost from these sources versus the estimates made in the tariff order shall be taken care of at the time of true up on annual performance review or at the time of final true up.

67.2. The VCA amount shall be determined on bi-monthly basis and the formula for the same shall be as under:-

Variable Cost Adjustment Formula:-

Gross VCA (in Rs.) = CHFC (in Rs.) + CHPP (in Rs.)

Allowable VCA (in Rs.) = Gross VCA (in Rs.) x Q_{RS}/ Q_{pp}

Allowable VCA (in Rs/kWh) = Allowable VCA (in Rs.) / [Q_{RS} x (1- L)]

Therefore,

Allowable VCA (in Rs/kWh) = Gross VCA (in Rs.)/ [Q_{pp} x (1-L)]

Where:-

CHFC: is the change in the primary fuel cost. This will be computed only for Korba East Thermal Power Stations (KTPS), Hasdeo Thermal Power Stations (HTPS), Korba West, Korba West Extension (1X500) and Dr Shyama Prasad Mukherjee Thermal Power Stations (Korba East Extn / DSPM) stations of the CSPGCL. For new power stations of CSPGCL, commissioned and supplying firm power to CSPDCL, the mechanism for computation applicable in the instant order shall remain same however the parameters shall be as per the relevant tariff order.

CHPP: is the change in cost of power purchase from CGS. This shall be computed for all the CGSs supplying power to CSPDCL and shall include the changes in fixed as well as variable costs of these stations.

Q_{pp}= Total quantum of the power purchased from all sources excluding UI computed as per Appendix-II enclosed

Q_{RS}= Quantum of power purchased for sale to retail consumers of the State computed as per Appendix-II enclosed

L = Normative level of transmission and distribution losses for the year as approved in the relevant Tariff Order

Note - PGCIL's average loss level as taken in the prevelant retail tariff order shall be considered for the power purchase at state periphery form CGS.

67.3. The CHFC shall be calculated by the CSPGCL for each of its thermal stations separately for each month and then summed up for determination of the bi-monthly amount. The CHFC for a month shall be calculated as under: -

CHFC in Rs. = Scheduled energy (ex-bus) for the month X difference in monthly Energy Charge Rate (ECR),

Difference in monthly ECR = ECR(T) – ECR (M)

Where,

ECR (T) = ECR specified for the particular plant in the tariff order.

ECR (M) = Computed ECR for the particular plant for the particular month as per formula given below.

ECR (M) = { (GHR – SFC x CVSF) x LPPF / CVPF } x 100 / (100 – AUX)

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage.

CVPF = Gross calorific value of primary fuel as fired, as considered in the tariff order in kCal per kg

CVSF = Calorific value of secondary fuel as considered in the tariff order, in kCal per ml.

GHR = Normative Gross station heat rate allowed in the Tariff order, in kCal per kWh.

LPPF = Actual Weighted average landed price of primary fuel, in Rupees per kg.

SFC = Normative Specific fuel oil consumption, in ml per kWh.

The CSPGCL shall work out the ECR on the basis of normative GSHR, normative auxiliary consumption, normative specific secondary fuel oil consumption, normative weighted average GCV of the coal and secondary fuel oil as indicated in the tariff order and actual landed price of the primary fuel (LPPF).

67.4. The CHPP for a month shall be calculated by the CSPDCL as under:-

CHPP in Rs. = Scheduled energy (kWh) from all the CGSs in the month X [weighted average monthly rate per unit for the scheduled quantum of energy as per bills admitted by the CSPDCL minus (-) power purchase cost from CGS for the scheduled quantum of energy as per bills admitted by CSPDCL based on weighted average rate of power purchase as considered in the tariff order for the year].

CHPP shall be computed as per Appendix-III enclosed.

67.5. The sum of the CHFC and the CHPP shall be the amount of the VCA in Rupees and shall correspond to the sum of scheduled units (ex-bus) from the CSPGCL and the scheduled quantum of units from CGSs. Recovery of the approved amount of VCA on bi-monthly basis shall be done from the consumers by way of a VCA charge in Rs. per kWh to be added in their regular monthly bills as per the provisions given in this order. VCA charge shall be computed as per Appendix IV enclosed.

67.6. The VCA charge shall be in the form of paise per unit (kWh) rounded off to the nearest integer. For this purpose, fraction up to 0.5 shall be ignored and fraction higher than 0.5 shall be rounded off to the next higher integer. This charge shall be added to or deduced from, as the case may be, the energy charges as per the existing tariff for the energy billed to every consumer and shall be indicated separately in the electricity bills issued to the consumers and shall be treated as part of energy charge. This VCA charge shall be uniformly applicable to all categories of consumers of the CSPDCL. However, the same shall be subject to restriction as detailed in para 67.11 and para 67.12.

67.7. The CSPGCL shall intimate the amount of CHFC and its working giving the references of the relevant clauses/values/amounts of the various normative parameters taken in determination of monthly ECR along with documentary evidence in proof of the LPPF to the CSPDCL by the 30th date of the month following the last date of the bi-monthly period for which the VCA is to be determined. Thus, if the CHFC is to be determined for the bi-monthly period of April 2016 and May 2016, then the CHFC shall be intimated by the CSPGCL to CSPDCL by 30th June 2016. Meanwhile, the CSPDCL shall also work out the amount of CHPP at its end. The CSPDCL shall work out the amount of "variable cost adjustment charge" (in paise/ kWh) and shall intimate the amount thereof and manner determination of the same to the Commission by 31st July 2016 for the bi-monthly period ending May 2016 and by 30th September 2016 for the bi-monthly period ending July 2016 and so on. The gist of VCA computation should be widely publicized by CSPDCL in the leading newspaper of the State. Calculations of the VCA charge in paise/kWh for the particular bi-monthly period shall be displayed by the CSPDCL in its website for the information of the consumers, which shall remain on the website till truing up the ARR of the particular year.

67.8. Unless intimated otherwise by the Commission, the CSPDCL shall simultaneously include the amount of "variable cost adjustment charge" to be recovered from the individual consumers on the actual sales of the period for which bills are to be raised in the period shown below:-

Period of the year for which VCA is to be determined	**CSPDCL to include the variable cost charge in monthly consumers bills to be raised for the bi-monthly period**	
First bi-monthly period	April and May	Monthly bills to be raised in August and September on the sales for the months July and August respectively
Second bi-monthly period	June and July	Monthly bills to be raised in October and November on the sales for the months September and October respectively
Third bi-monthly period	August and September	Monthly bills to be raised in December and January on the sales for the months November and December respectively
Fourth bi-monthly period	October and November	Monthly bills to be raised in February and March on the sales for the months January and February respectively
Fifth bi-monthly period	December and January	Monthly bills to be raised in April and May on the sales for the months March and April respectively
Sixth bi-monthly period	February and March	Monthly bills to be raised in June and July on the sales for the months May and June respectively.

The rate and the amount of the VCA charge shall be shown separately in the consumers' bills.

67.9. The variations in the cost of secondary fuel oil as also the variations in the gross calorific value of the coal and the secondary fuel oil shall be taken care of at the time of truing up in annual performance review. Further any under/ over recovery due to implementation of VCA shall be trued up based on the accounts as a part of year end truing up exercise and the tariff determination process or at the time of final true up.

67.10. The CSPDCL shall show the amount of variable cost charge billed to the consumers separately in the books of Accounts as also in R-15. The CSPDCL shall also keep information of the amount billed as variable cost charge in a separate account head.

67.11. All consumer categories belonging to EHV and HV consumer categories that are billed on KVAh basis, VCA charge for such consumers shall be billed on the basis of actual recorded kWh.

67.12. The amount of Variable Cost Adjustment charge to be charged from domestic category (LV 1 category) consumers whose monthly consumption is below 200 kWh category shall be 5% of the total charge applicable for that slab (fixed charge plus energy charge) as per prevalent tariff order or actual VCA charges computed whichever is lower. Any shortfall in recovery of the computed amount of VCA due to this ceiling shall be considered at the time of true up of the particular year.

67.13. VCA is allowable on the allowed power purchased quantum as per the tariff order or as specifically approved otherwise by the Commission. Such power purchase costs, which have been incurred by the licensee in breach of its economic purchasing obligation, shall not be considered and decision of the Commission in this regard shall be final.

67.14. The Commission may at any time may review and amend the said formula of VCA through the regulatory process.

68. NON-TARIFF INCOME

Any income being incidental to the business of the distribution licensee derived from sources, including but not limited to the disposal of assets, income from investments, rents, income from sale of scrap, income from advertisements, interest on advances to suppliers/ contractors, parallel operation charges, and any other miscellaneous receipts but other than income from sale of energy, shall constitute the non tariff income.

The distribution licensee shall submit full details of his forecast of Non-Tariff Income to the Commission along with its application for determination of Aggregate Revenue Requirement.

69. INCOME FROM OTHER BUSINESS

Where the distribution licensee has engaged in any other business (excluding trading of electricity), an amount equal to two-third of the revenues from such other business shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement in calculating the tariff from retail supply of electricity by the distribution licensee.

70. RECEIPTS ON ACCOUNT OF CROSS-SUBSIDY SURCHARGE

The amount received by the distribution licensee by way of cross-subsidy surcharge, as approved by the Commission in accordance with the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Connectivity and Intra-State Open Access) Regulations, 2011, as applicable and as amended from time to time, shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement in calculating the tariff for retail supply of electricity by such distribution licensee, at the time of truing up.

71. ENERGY LOSSES FOR 33 KV AND BELOW SYSTEM

71.1. The energy loss for 33 KV and below voltage level, shall be evaluated taking into consideration the clause 4.2.5 and 8.4.3 of the State Grid Code 2011. The difference between the energy injected at 33 KV voltage level and the sum of energy sold to all its consumers (retail and open access), at voltage level 33 KV and below shall be the energy loss for the 33KV and below system. The same shall be considered for the gain/ loss at the time of true up.

71.2. Energy sold shall be the sum of metered sales and assessed unmetered sales, if any, based on prudence check by the Commission.

71.3. Energy Loss trajectory for 33 KV and below system for State utility for each year of the control period shall be as under

FY 2016-17	-	22.0%
FY 2017-18	-	21.0%
FY 2018-19	-	20.0%
FY 2019-20	-	19.0%
FY 2020-21	-	18.0%

For other distribution licensees, the trajectory shall be given in the respective tariff order.

CHAPTER – 8
SLDC BUSINESS

72. ANNUAL CHARGES

72.1. Annual charges of SLDC shall be collected in the form of system operation charges and market operation charges. The annual charges shall be levied and collected only from the intra-State entities availing long-term and medium term services of SLDC other than stand alone generators, short-term open access customers, bulk consumers and captive users.

73. CAPITAL INVESTMENT PLAN

The SLDC shall submit a Capital Investment Plan in the manner specified in Chapter-2 of these Regulations.

74. COMPONENTS OF TARIFF

74.1. The annual charges shall consist of the following components, namely:-

(a) Return on equity;

(b) Interest on loan capital;

(c) Depreciation;

(d) Operation and maintenance expenses;

(e) Interest on working capital;

(f) Contribution to Pension Fund;

74.2. Return on Equity

The SLDC shall be allowed a return on equity as specified in Regulation 22 of these Regulations.

74.3. Interest on Loan Capital

The SLDC shall be allowed Interest and Finance Charges on loan capital as specified in Regulation 23 of these Regulations.

74.4. Depreciation

The SLDC shall be permitted to recover depreciation on the value of fixed assets as specified in Regulation 24 of these Regulations.

74.5. Operation and Maintenance expenses

(a) Operation and Maintenance (O&M) expenses for SLDC shall include:

I. Employees costs;

II. Administrative and General expenses;

III. Repairs and Maintenance expenses

(b) The Commission shall stipulate a separate trajectory for each of the components of O&M expenses viz., Employee cost, R&M expense and A&G expense for the Control Period.

Employee Cost

(c) The employee cost, excluding pension fund contribution and impact of pay revision arrears for the base year i.e. FY 2015-16, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual employee expenses excluding pension fund contribution and impact of pay revision arrears available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year FY 2015-16, subject to prudence check by the Commission. Any other expense of non-recurring nature shall also be excluded while determining normalized average for the previous five (5) years.

(d) The normalization shall be done by applying last five year average increase in Consumer Price Index (CPI) on year to year basis. The average of normalized net present value for FY 2010-11 to FY 2014-15, shall then be used to project base year value for FY 2015-16. The base year value so arrived, shall be escalated by the above inflation rate to estimate the employee expense (excluding impact of pension fund contribution and pay revision, if any) for each year of the control period.

At the time of true up, the employee costs shall be considered after taking into account the actual increase in CPI during the year instead of projected inflation for that period.

Provided further that impact of pay revision (including arrears) and pension fund contribution shall be allowed on actual during the true-up as per accounts, subject to prudence check and any other factor considered appropriate by the Commission.

A&G Expenses and R&M Expenses

(e) The administrative and general expenses and repair and maintenance expenses, for the base year i.e. FY 2015-16, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual administrative and general expenses and repair and maintenance expenses, respectively available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year FY 2015-16, subject to prudence check by the Commission. Any expense of non-recurring nature shall be excluded while determining normalized average for the previous five (5) years.

(f) The normalization shall be done by applying last five year average increase in Wholesale Price Index (WPI) on year to year basis. The average of normalized net present value for FY 2010-11 to FY 2014-15, shall then be used to project base year value for FY 2015-16. The base year value so arrived, shall be escalated by the above inflation rate to estimate the administrative and general expense and repair and maintenance expenses for each year of the control period.

At the time of true up, the administrative and general expenses and repair and maintenance expenses shall be considered after taking into account the actual inflation instead of projected inflation for that period.

(g) The additional O&M Expenses on account of new transmission lines/ substations commissioned after March 31, 2016 shall be allowed by the Commission subject to prudence check at the time of truing up exercise.

74.6. Interest on working capital

The SLDC shall be allowed interest on the estimated level of working capital, as specified in Regulation 25 of these Regulations.

75. LEVY AND COLLECTION OF FEES AND CHARGES

75.1. Collection

(a) SLDC shall collect the fees and charges, as determined under these regulations.

(b) SLDC shall be entitled to levy and collect registration fees from the intra-State users and charges from the intra-State buyer, intra-State sellers and intra-Sate entities as specified in these regulations. Registration fees shall not be levied and collected from those to whom these regulations do not apply as per Regulation 2.2.

(c) SLDC shall be entitled to levy and collect fees and charges for any other services rendered to the intra-State users, intra-State entity, intra-State buyers and intra-State sellers and power exchanges as specified in any other regulations.

75.2. Allocation and apportionment of components of annual charges to system operation function and market operation function:

(a) Annual charges towards State system operation function shall comprise 80% of the annual charges.

(b) Annual charges towards intra-State market operation function shall comprise the balance 20 % of annual charges.

(c) The ratio of allocation of annual charges to system operation charges and market operation charges may be reviewed and decided by the Commission from time to time.

75.3. Determination of System Operation Charges (SOC) and Market Operation Charges (MOC):

System operation charges and market operation charges as specified in Regulation 75.2 of these regulations shall be determined by adding up the allocated and/or apportioned amount of various components of the annual charges.

75.4. Collection of System Operation Charges:

(a) The System operation charges shall be collected as per the norms given below:-

I. Intra state transmission licensee(s) (other than STU): 10% of system operation charges;

II. Intra-State sellers (excluding renewable energy based power generating plant) 45% of system operation charges;

III. Intra-State buyers (excluding bulk consumers and captive users): 45% of system operation charges

Provided that if intra state transmission licensee(s) (other than STU) is not availing the services of SLDC, the system operation charges shall be collected from the intra-State buyers and intra-State sellers as per the norms given below:-

I. Intra-State sellers: (excluding renewable energy based power generating plant) 50% of system operation charges;

II. Intra-State buyers: (excluding bulk consumers and captive users) 50% of system operation charges.

(b) The system operation charges shall be levied on the intra- state transmission licensees (other than STU) on the basis of the ckt.-km of the lines owned by them as on the last day of the month prior to billing of the month.

(c) The system operation charges from the intra-State sellers shall be collected in proportion to their contracted capacity, for use of state transmission system.

(d) The system operation charges from the intra-State buyers shall be collected in proportion to their contracted capacities, for use of state transmission system.

Note: The above provisions shall not be applicable to the renewable energy based power generating plant, bulk consumers and captive users. Further, these charges shall also not be applicable to the other intra-State buyers and intra-State sellers for the quantum of power procuring or selling power through the short-term open access route.

75.5. **Collection of Market Operation Charges:**

The market operation charges shall be collected equally from all the intra-State sellers and intra-State buyers irrespective of their contracted capacity.

Note: The above provisions shall not be applicable to the renewable energy based power generating plant, bulk consumers, and captive users. Further this charge shall also not be applicable to the other intra-State buyers and intra-State sellers procuring or selling power through the short-term open access route only. Provided that if the intra-state seller is a generating company, it shall pay the charges generating station wise.

75.6. Fee & Charges for other Open Access Customers :

(a) The fee and charges for short-term open access customers (intra-State buyers and intra-State sellers) not covered above shall be as per the fee and charges as specified by Central Commission from time to time (i.e. for intra-State entity availing short-term inter-State open access).

(b) Such charges collected from short-term open access customers shall be treated as 'miscellaneous income' of SLDC. SLDC shall maintain separate account for the revenue earned from short-term open access customers.

75.7. Registration fees:

(a) All intra-Sate users (excluding those covered in Regulation 2.2) intending to get connected to the intra-state transmission system or distribution system shall register themselves with the SLDC by filing application in the format specified as Appendix-V to these Regulations. The registration will be valid for the period of ten years and thereafter renewal of registration shall be done in the manner as specified above and on payment of fees and charges as decided by the Commission.

Provided that the registration of intra-State users already registered with the SLDC will be valid for the period of ten years from the date of notification of these regulations.

Note: Transfer/change of ownership need to be intimated to SLDC.

(b) The application for registration for power generating plant (including captive generating plant) shall be accompanied by fees of Rs 10 lakh for installed capacity of 50 MW and above or Rs 5 lakh for installed capacity below 50 MW.

Provided that renewable energy based grid connected power generating plant shall be required to register their power generating stations with SLDC on payment of Rs. 2 lakh, (irrespective of the installed capacity). The renewable energy based power generating company shall have to submit a certificate of eligibility as a renewable energy generating plant duly certified by the State Nodal agency i.e. Chhattisgarh Renewable Energy Development Agency (CREDA).

Provided, that the stand-alone generators who avail services of SLDC for energy metering or accounting for the purpose of RE Certificates or any other such purposes as may be mandated by the Commission from time to time shall also be required to get registered with the SLDC. The fee in such cases shall be Rs. 1 lakh irrespective of the installed capacity of the plant.

(c) The registration fees for licensee(s) and intra-State entities (other than power generating stations) intending to avail services of SLDC shall be Rs. 10 lakh.

(d) In case of default in payment of registration fees by the existing intra-State users or an intra-state entity or power generating plant (including captive generating plant) the SLDC may make a reference to the Commission.

(e) The SLDC, after scrutinizing application and after being satisfied with correctness of the information furnished in the application shall register the applicant in its register duly intimating the applicant about its acceptance.

(f) The registration fees once paid will not be refunded. In case the generating station enhances its capacity from less than 50 MW to 50 MW & above, a differential amount of Rs. 5 lakh shall be payable.

(g) SLDC shall maintain a list of registered intra-State users on its website. The SLDC shall file consolidated information about the generating station and licensees connected to the intra-State transmission network and distribution network and being monitored / serviced by it, to the Commission every year by end of April every year.

(h) The SLDC shall dispose all applications for registration within 30 days. In case of delay in processing or refusal, SLDC shall intimate the applicant with the valid reasons regarding the same, within 5 working days of completion of above time limit.

Note: All intra-State users (except the bulk consumers and captive users) shall be required to register at SLDC. These shall be generating plants, captive generating plants, licensees directly connected to State grid, stand alone generating plants who avail the services of SLDC for REC and other intra-State entities.

76. BILLING AND OTHER MISCELLANEOUS PROVISIONS

76.1. Billing and Payment of charges:

(a) Bills shall be raised for the system operation charge and market operation charge on monthly basis by the SLDC in accordance with these regulations, and payments shall be made by the respective intra-State entities directly to the SLDC.

(b) Persistent default in payment of SLDC fee and charges would be brought to the notice of the Commission.

CHAPTER 9
SUBMISSION OF INFORMATION AND CALCULATION OF EXPECTED REVENUE FROM TARIFF AND CHARGES

77. FILING OF THE EXPECTED REVENUE FROM TARIFFS AND CHARGES

77.1. Every utility who opts for determination of tariff under section 62 by the Commission, shall be required to file expected revenue from tariff and charges in the prescribed formats as per due procedure.

77.2. The licensee or the generating company if intending to meet the gap or a portion of the gap through revision in tariff or charges, shall have to file appropriate petition with the Commission requesting it to consider revision in tariff or charges to be applicable for the ensuing financial year.

78. PROCEDURE – EXPECTED REVENUE FROM TARIFFS & CHARGES

The generating company or the licensee, in case of non availability of prior period audited figures, may submit data as per provisional accounts. In such case, it shall utilize the verified and validated data of computerized billing/ financial accounting system (subject to availability of such system), after incorporating appropriate annual corrections with explanatory notes.

79. FORMATS FOR FILING OF THE ESTIMATED REVENUE FROM TARIFF AND CHARGES

The licensee or the generating company shall file with the Commission the estimated revenue from tariff and charges, in appropriate formats as may be prescribed by the Commission.

80. FEE, DISPLAY OF INFORMATION AND DATA VERIFICATION

80.1. Application fees

Notwithstanding anything contained in the prevailing CSERC (Fees and Charges) Regulations, the generating company or the licensee, while submitting the information under these regulations, shall not be required to pay any fees to the Commission.

80.2. Display of information

The information received in the formats from the generating companies or the licensees shall be posted on the website of the Commission / generator / licensee.

80.3. Right to crosscheck and verify

The Commission shall have the right to crosscheck and verify the correctness of the information provided by the licensee or the generating company, as part of the calculation of the Expected Revenue from Tariff and Charges, at anytime, as the Commission may feel necessary. The Commission may also appoint a consultant for validation of data and examining the assumptions made by the licensee or the generating company. The licensee or the generating company shall have to provide access to such information as may be required by the Commission in this regard.

CHAPTER 10
MISCELLANEOUS PROVISIONS

81. NORMS OF OPERATION TO BE CEILING NORMS

Norms of operation specified in these Regulations are the ceiling norms and shall not preclude the generating company or the transmission licensee or the distribution licensee, as the case may be, and the beneficiaries and the long-term transmission customers from adopting / practicing improved norms of operation.

82. APPLICATION FEE AND THE PUBLICATION EXPENSES

The application filing fee and the expenses incurred on publication of notices in the application for approval of tariff, be allowed to be recovered by the generating company or the transmission licensee/ STU or the distribution licensee, as the case may be, directly from the beneficiaries or the transmission customers, as the case may be:

83. POWER TO RELAX

The Commission, for reasons to be recorded in writing, may relax any of the provisions of these regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

84. SAVINGS AND REPEAL

84.1. Nothing in these Regulations shall be deemed to limit or otherwise impede the inherent power of the Commission to revise/review and make such orders as may be necessary, in the absence of sufficient data, to meet ends of justice or to prevent abuses of the process of the Commission.

84.2. Nothing in these Regulations shall impede the Commission from adopting, in conformity with the provisions of the Act, a procedure, which is at variance with any of the provisions of these Regulations, if the Commission, in view of the special circumstances of a matter or class of matters, and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient for dealing with such a matter or class of matters.

85. POWER TO REMOVE DIFFICULTIES

If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of these regulations, the Commission may, of its own motion or otherwise by an order and after giving a reasonable opportunity to those likely to be affected by such order, make such provisions, not inconsistent with these regulations or the Act, as may appear to be necessary for removing those difficulties.

By order of the Commission,

Sd/-
(P. N. Singh)
Secretary.

Appendix-I

Depreciation Schedule

Sl. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate
		SLM
A	Land under full ownership	0.00%
B	Land Under Lease	
(i)	For investment in the land	3.34%
(ii)	For cost of clearing the site	3.34%
(iii)	Land for reservoir in case of hydro generating station	3.34%
C	Assets purchased	
(a)	Plant & Machinery in generating stations	
(i)	Hydro electric	5.28%
(ii)	Steam electric NHRB & waste heat recovery boilers	5.28%
(iii)	Diesel electric and gas plant	5.28%
(b)	Cooling towers & circulating water systems	5.28%
(c)	Hydraulic works forming part of the Hydro	
(i)	Dams, Spillways, Weirs, Canals, Reinforced concrete flumes and siphons	5.28%
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge tanks, hydraulic control valves and hydraulic works	5.28%
(d)	Building & Civil Engineering works	
(i)	Offices and showrooms	3.34%
(ii)	Containing plant and equipments (incl. thermal & hydro)	3.34%
(iii)	Temporary erections such as wooden structures	3.34%
(iv)	Kutcha roads	100.00%
(v)	Others	3.34%
(e)	Transformers, Kiosk, sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant foundation)	5.28%
(f)	Switchgear including cable connections	5.28%
(g)	Lightning arrestor	5.28%
D	Batteries	5.28%
(i)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	5.28%
(ii)	Cable duct system	3.34%
E	Overhead lines including cable support systems	
(i)	Lines on fabricated steel operating at terminal voltages higher than 66 KV	3.34%
(ii)	Lines on steel supports operating at terminal voltages higher than 13.2 KV but not exceeding 66 KV	5.28%
(iii)	Lines on steel on reinforced concrete support	5.28%

(iv)	Lines on treated wood support	5.28%
F	Meters	5.28%
G	Self propelled vehicles	9.50%
H	Air Conditioning Plants	
(i)	Static	5.28%
(ii)	Portable	9.50%
I. (i)	Office furniture and furnishing	6.33%
(ii)	Office equipment	6.33%
(iii)	Internal wiring including fittings and apparatus	6.33%
(iv)	Street Light fittings	5.28%
J	Apparatus let on hire	
(i)	Other than motors	9.50%
(ii)	Motors	6.33%
K	Communication equipment	6.33%
L	I.T. equipments	15.00%
M	Software	30.00%
N	Any other assets not covered above	5.28%

Appendix-II

Computation of Q_{pp} and Q_{RS} (MU)			
S No	Particulars		
1	Quantum of actual power purchased from CSPGCL thermal power stations	Q_1	
2	Quantum of actual power purchased from CSPGCL hydro power stations	Q_2	
3	Quantum of actual power purchased from CSPGCL renewable power stations	Q_3	
4	Quantum of scheduled power purchased from CGS	Q_4	
5	PGCIL actual average losses for the bi-monthly period	L_1	
6	Quantum of scheduled power purchased from CGS at State periphery	$Q_5 = Q_4 \times (1 - L_1)$	
7	Quantum of actual power purchased from renewable energy sources (IPPs and CGPs)	Q_6	
8	Quantum of actual short term power purchased from State IPPs and CGPs	Q_7	
9	Quantum of scheduled short term purchased through inter-state route	Q_8	
10	Quantum of scheduled short term purchased through inter-state route at the State Periphery	$Q_9 = Q_8 \times (1 - L_1)$	
11	Quantum of power purchased from Other Sources (if any)	Q_{10}	
12	Total quantum of power purchased	$Q_{pp} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_9 + Q_{10}$	
13	Normative transmission and distribution losses as specified in the Tariff Order	L	
13	Quantum of power scheduled for interstate sale	Q_{PT}	
14	Quantum of power purchased for sale to retail consumers of the State	$Q_{RS} = Q_{pp} - Q_{PT}$	

Appendix-III

Computation of CHPP

First bi-monthly period										
		First month								
S. No	Name of CGS	PAF_M	NAPAF	AFC	Schedule energy in month (MU) (SE1)	Capacity charge in month Rs "A1"	Energy charge Rate (Rs/kwh)	Energy charge Rs "B1"	Taxes Rc "C1"	Total Rs X1= A1+B1+ C1
1	NTPC Korba									
2	NTPC Sipat									
3										
4										
5										
6										
7	NSPCL									
8	Total thermal									
9	Nuclear	NA	NA	NA						
10	Hydel	NA	NA	NA						
	Total from all sources	NA	NA	NA						

First bi-monthly period										
S.No	Name of CGS	Second month								
		PAFM	NAPAF	AFC	Schedule energy in month (MU) (SE2)	Capacity charge in month Rs "A2"	Energy charge Rate (Rs/kwh)	Energy charge Rs . "B2"	Taxes Rs "C2"	Total Rs X1= A2+B2 + C2
1	NTPC Korba									
2	NTPC Sipat									
3										
4										
5										
6										
7	NSPCL									
8	Total thermal									
9	Nuclear	NA	NA	NA						
10	Hydel	NA	NA	NA						
	Total from all sources	NA	NA	NA						

Computation of CHPP

Scheduled energy for the bi-monthly period (SE1 + SE2) '	MU	Q_{CGS}		
Average rate of PP cost as per Tariff Order	Rs/kwh	R_{PP1}		
Actual average rate of PP cost purchased during adjustment period	Rs /kwh	R_{PP2}= (X1 + X2) / Q_{CGS}		
CHPP	Rs	CHPP = Q_{CGS} x (R_{PP2}- R_{PP1})		

Appendix-IV

Computation of VCA charge			
S No	Particulars		
1	CHFC	Rs	
2	CHPP	Rs	
3	**Gross VCA (sub-total in Rs.)**	**Rs**	
4	Allowable VCA (in Rs)	Rs.	
5	**Allowable VCA (in Rs/kWh)= (CHFC +CHPP)/ Qpp x (1- L)**	**Rs/kWh**	

Appendix-V

(In Compliance Regulation 75.7)

1. **Name of the entity (in bold letters):**
2. **Registered office address:**
3. **Area in which registration is sought:**
4. **Intra-State User category:**
   - (i) Generating Station
   - (ii) Captive generating plant
   - (iii) Renewable generating plant
   - (iv) Distribution licensee
   - (v) Transmission licensee
5. **Intra-State User details (as on 31st March of last financial year for existing user and for subsequent change, if any.):**

i. Category – Generating Station/Renewable generating plant/Captive generating plant

a. Total installed capacity

b. Maximum contracted capacity (MW) for using intra-State transmission system

c. Purpose of inter-connection with State grid (please tick appropriate option)

(i) For supply to State distribution licensee(long-term or medium-term or short-term)

(ii) For supply to captive use(long-term or medium-term or short-term)

(iii) For supply to bulk consumers(long-term or medium-term or short-term)

(iv) For supply to other than the above(long-term or medium-term or short-term)

d. Details of Connection to the intra-State transmission system:

Sl.No.	(i) Name of EHV S/s.	(ii) Voltage level (KV)	(iii) Whether Special Energy Meters (Main) installed at this location

ii. Category – Transmission Licensee (intra – State)

a. Sub-stations:

Sl.No.	Sub-station Name	Number of transformer	Total Transformation Capacity or Design MVA handling capacity if switching station

b. Transmission lines:

Sl.No.	Voltage level (KV)	Number of Transmission lines	Total Circuit-Kilometers

6. Contact person(s) details for matters related to SLDC
   i. Name:
   ii. Designation:
   iii. Landline Telephone No.:
   iv. Mobile No.:
   v. E-mail address:
   vi. Postal address:

The above information is true to the best of my knowledge and belief.

Signature of Authorized Representative

Place:
Date

Name :
Designation :
Contact number :

संचालक, मुद्रण तथा लेखन सामग्री, छत्तीसगढ़ द्वारा शासकीय मुद्रणालय, रायपुर से मुद्रित तथा प्रकाशित - 2015.