



भारत का राजपत्र The Gazette of India

सी.जी.-डी.एल.-अ.-02072020-220340
CG-DL-E-02072020-220340

असाधारण

EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4

PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित

PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 243]

नई दिल्ली, बुधवार, जुलाई 1, 2020/आषाढ 10, 1942

No. 243]

NEW DELHI, WEDNESDAY, JULY 1, 2020/ASHADHA 10, 1942

केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

नई दिल्ली, 4 मई, 2020

सं.-एल-1/250/2019-केविआ.-केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग, विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) के भाग V के साथ पठित धारा 178 के अधीन प्रदत्त शक्तियों तथा इस निमित्त सामर्थ्यकारी सभी अन्य शक्तियों का प्रयोग करते हुए तथा पूर्व प्रकाशन के पश्चात्, निम्नलिखित विनियम बनाता है:

अध्याय 1

प्रारंभिक

1. संक्षिप्त नाम, सीमा तथा प्रारंभ:

- (1) इन विनियमों का संक्षिप्त नाम केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अन्तरराज्यिक पारेषण प्रभारों और हानियों की शेयरिंग) विनियम, 2020 है।
- (2) ये विनियम सभी नामित आईएसटीएस ग्राहक (डीआईसी), अन्तरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र (एनएलडीसी), प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र (आरएलडीसी), राज्य भार प्रेषण केन्द्र (एसएलडीसी) और प्रादेशिक विद्युत समिति (आरपीसी) के लिए लागू होंगे।
- (3) ये विनियम आयोग द्वारा अलग से अधिसूचित की जाने वाली तारीख से प्रवृत्त होंगे।

2. परिभाषाएं

- (1) इन विनियमों में, जब तक कि अन्यथा संदर्भ अपेक्षित न हो:-

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

- ख) 'संबद्ध पारेषण प्रणाली' या 'एटीएस' से दीर्घकालिक पहुंच अनुदान में केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा उत्पादन केन्द्र के लिए चयनित पारेषण प्रणाली अभिप्रेत है;
- ग) 'बेसिक नेटवर्क' से एचवीडीसी पारेषण नेटवर्क सहित, 132 किलोवाट और उससे अधिक के वोल्टेज स्तरों की विद्युत प्रणाली, जिनसे भार संयोजित है, और 110 किलोवाट और उससे अधिक के वोल्टेज स्तरों की विद्युत प्रणाली, जिनसे उत्पादन स्टेशन संयोजित है, अभिप्रेत है;
- घ) 'बिलिंग माह' से वह माह अभिप्रेत है जिसमें पारेषण प्रभारों के लिए बिलों को इन विनियमों के अनुसार केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा जुटाया जाता है;
- ङ) 'बिलिंग अवधि' से वह माह अभिप्रेत है जिसके लिए बिलों को केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा बिलिंग माह में जुटाया जाता है;
- च) 'क्रेता' का वही अर्थ होगा जैसा कि केविविआ (विचलन व्यवस्थापन तंत्र व संबद्ध मामले) विनियम 2014 और कोई परवर्ती संशोधनों या उसके पुनर्विनियमनों में परिभाषित है;
- छ) 'संबद्ध पारेषण प्रणाली की सीओडी' का संबद्ध पारेषण प्रणाली के अंतिम पारेषण घटक का सीओडी अर्थ होगा;
- ज) 'संयोजकता विनियम, 2009' से केविविआ (अंतरराज्यिक पारेषण में संयोजकता, दीर्घकालिक पहुंच एवं मध्यकालिक निर्बाध पहुंच प्रदान करना तथा संबद्ध मामले) विनियम 2009 और कोई परवर्ती संशोधन या उसके पुनर्विनियमन अभिप्रेत है;
- झ) 'वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख या 'सीओडी' का वही अर्थ होगा जो ग्रिड कोड में परिभाषित है;
- ञ) 'नामित आईएसटीएस ग्राहक' या 'डीआईसी' से अंतरराज्यिक पारेषण प्रणाली (आईएसटीएस) का कोई पारेषण घटक (घटकों) का प्रयोक्ता अभिप्रेत है और इसमें उत्पादन केन्द्र, राज्य पारेषण प्रयोज्यता (एसटीयू), राज्य विद्युत बोर्ड या इसकी उत्तराधिकारी कंपनी सहित वितरण अनुज्ञप्तिधारी, राज्य के विद्युत विभाग और आईएसटीएस से प्रत्यक्ष रूप से संबद्ध कोई अन्य कंपनी शामिल होगी तथा अंतःराज्यिक कंपनी या व्यापार अनुज्ञप्तिधारी शामिल होगा जिसने आईएसटीएस के लिए मध्यकालिक निर्बाध पहुंच या दीर्घकालिक पहुंच प्राप्त की है;
- ट) 'ग्रिड कोड' से केविविआ (भारतीय विद्युत ग्रिड कोड) विनियम, 2010 और कोई परवर्ती संशोधन या उसका पुनर्विनियमन अभिप्रेत है;
- ठ) 'हाईब्रिड पद्धति' से सीमांत सहभागिता पद्धति तथा औसत सहभागिता पद्धति की हाईब्रिड अभिप्रेत है जैसा कि इन विनियमों के अनुबंध-I में वर्णित है;
- ड) 'कार्यान्वयन एजेंसी' या 'आईए' से इन विनियमों के अधीन विभिन्न कार्यों तथा इस प्रकार के अन्य कार्यों के लिए आयोग द्वारा नामित एनएलडीसी या इस प्रकार की अन्य एजेंसी अभिप्रेत है जिसे समय समय से आयोग द्वारा निर्दिष्ट किया जाए;
- ढ) बिलिंग माह में 'मासिक पारेषण प्रभार' या 'एमटीसी' से तदनुरूपी बिलिंग अवधि या उसके भाग के लिए वार्षिक पारेषण प्रभारों से व्युत्पन्न पारेषण प्रभार अभिप्रेत है;
- ण) 'नोड' से पारेषण प्रणाली का उपकेन्द्र या उत्पादन केन्द्र का स्विचयार्ड अभिप्रेत है और इसमें अंतःक्षेपण नोड प्रत्यहार नोड तथा प्रादेशिक नोड शामिल होगा;
- त) 'निर्बाध पहुंच विनियम, 2008' से केविविआ (अंतरराज्यिक पारेषण में निर्बाध पहुंच) विनियम 2008 और कोई परवर्ती संशोधन या उसका पुनर्विनियमन अभिप्रेत है;
- थ) किसी पारेषण लाइन में नोड का 'सहभागिता घटक' से नोड द्वारा उस लाइन का प्रतिशतता उपयोग अभिप्रेत है जैसा कि इन विनियमों के अनुबंध-I में वर्णित है;
- द) 'पीक ब्लॉक' से वह ब्लॉक अभिप्रेत है जिसमें सभी राज्यों द्वारा निवल आईएसटीएस निकासी का जोड़ माह के दौरान अधिकतम है;
- ध) 'विद्युत आपूर्ति विनियम 2010' से समय समय से यथासंशोधित तथा कोई पुनर्विनियमन केविविआ (विद्युत आपूर्ति का विनियम) विनियम 2010 अभिप्रेत है;
- न) 'प्रादेशिक नोड' से अंतःक्षेपण नोड या निकासी नोड अभिप्रेत है जो प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र के नियंत्रण क्षेत्र क्षेत्राधिकार के अधीन है;
- प) 'प्रादेशिक पारेषण लेखा' से संबंधित प्रादेशिक विद्युत समिति के सचिवालय द्वारा जारी किए गए पारेषण प्रभारों का मासिक लेखा अभिप्रेत है जिसके आधार पर केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता इन विनियमों के अधीन बिलिंग माह में प्रथम बिल को जुटाएगी;

- फ) 'प्रादेशिक पारेषण विचलन लेखा' से संबंधित प्रादेशिक विद्युत समिति के सचिवालय द्वारा जारी किए गए पारेषण विचलन प्रभारों का मासिक लेखा अभिप्रेत है जिसके आधार पर केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता इन विनियमों के अधीन बिलिंग माह में तृतीय बिल जुटाएगा;
- ब) 'विक्रेता' से वही अर्थ होगा जैसा कि केविआ (विचलन व्यवस्थापन तंत्र और संबद्ध मामले) विनियम 2014 और किसी परवर्ती संशोधन या उसमें किए गए पुनर्विनियमन में परिभाषित है;
- भ) 'प्रोत्कर्ष प्रतिबाधित लोडिंग' या 'एसआईएल' से इन विनियमों के अनुबंध-II के अनुसार विभिन्न संस्थिति के लिए पारेषण लाइन पर लोडिंग अभिप्रेत है;
- म) 'लक्ष्य क्षेत्र' से वह क्षेत्र अभिप्रेत है जिसको दीर्घकालिक पहुंच उक्त क्षेत्र में पता लगाए गए हिताधिकारियों के बिना डीआईसी को प्रदान की गई है;
- य) 'टैरिफ विनियम, 2014' से समय समय से यथासंशोधित केविआ (टैरिफ की निबंधन व शर्तें) विनियम 2014 अभिप्रेत है;
- कक) 'टैरिफ विनियम, 2019' से समय समय से यथासंशोधित केविआ (टैरिफ की निबंधन व शर्तें) विनियम 2019 अभिप्रेत है;
- खख) 'पारेषण विचलन' से वह विचलन अभिप्रेत है जैसा कि इन विनियमों के विनियम 12 के अधीन यथाविनिर्दिष्ट और संगणित किया गया है;
- गग) 'पारेषण विचलन दर' से इन विनियमों के विनियम 12 के अनुसार संगणित दर अभिप्रेत है;
- घघ) 'खुली एलटीए' से डीआईसी को प्रदान की गई दीर्घकालिक पहुंच की मात्रा से कम मात्रा, जिसके लिए दीर्घकालिक पहुंच या मध्यकालिक पहुंच या दोनों के अधीन क्रेता पहचाने गए हैं, अभिप्रेत है;
- ङङ) 'वार्षिक पारेषण प्रभार' या 'वाईटीसी' से आईएसटीएस के पारेषण घटकों के लिए आयोग द्वारा अवधारित या अंगीकृत वार्षिक पारेषण प्रभार अभिप्रेत है जिसने बिलिंग अवधि के अंतिम दिन तक सीओडी प्राप्त किया है और आयोग द्वारा यथाअनुमोदित विद्युत के अंतरराज्यिक पारेषण के लिए प्रयुक्त अंतःराज्यिक पारेषण लाइनों के लिए प्राप्त किया है;
- (2) इन विनियमों में प्रयुक्त शब्दों एवं अभिव्यक्तियों और इसमें अपरिभाषित परन्तु आयोग के अधिनियम या विनियमों में परिभाषित का वह अर्थ होगा जैसा आयोग के अधिनियम और विनियमों में क्रमशः उनको निर्दिष्ट है।

3. पारेषण प्रभारों को शेर करने के सिद्धांत

- (1) पारेषण प्रभारों को वार्षिक पारेषण प्रभारों पर आधारित मासिक आधार पर डीआईसी के बीच इस प्रकार शेर किया जाएगा कि:-
- (क) वार्षिक पारेषण प्रभारों की पूर्ण रूप से वसूली की जाती है; और
- (ख) वार्षिक पारेषण प्रभारों की पुनरीक्षण के कारण कोई समायोजन या किसी समायोजन की वसूली की जाती है।
- (2) पारेषण प्रणाली के लिए वार्षिक पारेषण प्रभारों को इन विनियमों के विनियम 13 के खण्ड (3), (6), (9) और (12) में प्रदत्त अपवादों के अध्याधीन इन विनियमों के विनियम 5 से 8 के अनुसार डीआईसी द्वारा मासिक आधार पर शेर किया जाएगा।
- (3) विनियम 13 के खण्ड (1) के अधीन कवर की गई परियोजनाओं के लिए दीर्घकालिक पहुंच या मध्यकालिक निर्बाध पहुंच पर इन विनियमों के विनियम 5 से 8 के अधीन वार्षिक पारेषण प्रभारों के संविभाजन के लिए विचार नहीं किया जाएगा।
- (4) डीआईसी के लिए पारेषण प्रभारों की शेरिंग डीआईसी, अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञापिधारी, एनएलडीसी, आरएलडीसी, एसएलडीसी और कार्यान्वयन एजेंसी की सीटीयू द्वारा प्रदान की गई तकनीकी एवं वाणिज्यिक सूचना पर आधारित होगी।

अध्याय 2

आईएसटीएस प्रभारों और हानियों के संघटक और शेरिंग

(4) पारेषण प्रभारों के संघटक

डीआईसी के लिए पारेषण प्रभारों के निम्नलिखित संघटक होंगे:

- (क) राष्ट्रीय संघटक (एनसी);
- (ख) प्रादेशिक संघटक (आरसी);
- (ग) ट्रांसफार्मर संघटक (टीसी); और

(घ) एसी प्रणाली संघटक (एसीसी);

(5) संघटक और राष्ट्रीय संघटक (एनसी) की शेरिंग

(1) राष्ट्रीय संघटक निम्नलिखित संघटकों का योग होगा:

(क) राष्ट्रीय संघटक नवीकरणीय ऊर्जा (एनसी-आरई); और

(ख) राष्ट्रीय संघटक एचवीडीसी (एनसी-एचवीडीसी)

(2) राष्ट्रीय संघटक नवीकरणीय ऊर्जा में केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा अभिज्ञात नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए विकसित पारेषण प्रणालियों के लिए वार्षिक पारेषण प्रभारों को समाविष्ट किया जाएगा।

(3) राष्ट्रीय संघटक – एचवीडीसी में निम्नलिखित को समाविष्ट किया जाएगा:

(क) 'बैक टू बैक एचवीडीसी' पारेषण प्रणाली के लिए वार्षिक पारेषण प्रभारों का 100 प्रतिशत

(ख) बिस्वनाथ चैरियाली/अलीपुरद्वार से आगरा एचवीडीसी पारेषण प्रणाली के लिए वार्षिक पारेषण प्रभारों का 100 प्रतिशत

(ग) 1005 मेगावाट क्षमता तक की तदनुरूपी मुन्द्रा महिंद्रगढ़ 2500 मेगावाट एचवीडीसी पारेषण प्रणाली का वार्षिक पारेषण प्रभार

परन्तु कि उक्त पारेषण प्रणाली के लिए 1495 मेगावाट की तदनुरूपी वार्षिक पारेषण प्रभार मैसर्स अदानी पावर (मुन्द्रा) लि. या इसकी उत्तराधिकारी कंपनी द्वारा वहन किया जाएगा और

(घ) इस विनियम के इस खण्ड के उपखण्ड (क) (ख) और (ग) के अधीन कवर किए गए के सिवाय सभी अन्य एचवीडीसी पारेषण प्रणालियों के लिए वार्षिक पारेषण प्रभारों का 30 प्रतिशत।

(4) राष्ट्रीय संघटक के लिए वार्षिक पारेषण प्रभारों को क्रमशः दीर्घकालिक पहुंच के साथ मध्यकालिक निर्बाध पहुंच और अव्यवस्थित एलटीए की उनकी मात्रा के अनुपात में अव्यवस्थित एलटीए के साथ सभी आदेशिती डीआईसी और अंतक्षेपण करने वाली डीआईसी द्वारा शेर किया जाएगा।

(6) संघटक एवं प्रादेशिक संघटक (आरसी) की शेरिंग

(1) प्रादेशिक संघटक निम्नलिखित संघटकों का योग होगा:

(क) विनियम 5 के खण्ड (3) के उपखण्ड (क) (ख) और (ग) के अधीन कवर किए गए एचवीडीसी पारेषण प्रणालियों के लिए वार्षिक पारेषण प्रभारों के सिवाय संबंधित क्षेत्र के लिए विद्युत की आपूर्ति के लिए नियोजित एचवीडीसी पारेषण प्रणालियों की वार्षिक पारेषण प्रभारों के 70 प्रतिशत को शामिल करते हुए एचवीडीसी (आरसी-एचवीडीसी) का प्रादेशिक संघटक और

(ख) स्टेटिक कम्पनसेटर (स्टेटकॉम), स्टेटिक कम्पनसेटर (एसवीसी) बस रिएक्टर, स्पेयर ट्रांसफार्मर, स्पेयर रिएक्टर ग्रिड में स्थिरता, विश्वसनीयता और लोचशीलता प्रदान करने के लिए विवेचनीय केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा अभिज्ञात एवं संबंधित क्षेत्र में स्थित किसी अन्य पारेषण घटक (घटकों) के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार।

परन्तु कि जहां पृथक वार्षिक पारेषण प्रभार विनिर्दिष्ट पारेषण घटकों के संबंध में उपलब्ध नहीं है वहां इस प्रकार के पारेषण घटकों के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार तैयार किए जाएंगे और निदर्शी पूंजी लागत पर आधारित समन्वित परियोजना के लिए आयोग द्वारा अनुमोदित वार्षिक पारेषण प्रभारों को संविभाजित करते हुए, केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा प्रदान किए जाएंगे।

(2) इस विनियम के खण्ड (1) के उपखण्ड (क) के अधीन कवर किए गए वार्षिक पारेषण प्रभारों को क्रमशः दीर्घकालिक पहुंच जमा मध्यकालिक निर्बाध पहुंच और अव्यवस्थित एलटीए की उनकी मात्रा के समानुपात में प्राप्त करने वाले क्षेत्र में (खुली एलटीए सहित) प्राप्त करने वाले क्षेत्र के आदेशित डीआईसी एवं अंतक्षेपण करने वाले डीआईसी द्वारा शेर किया जाएगा।

(3) इस विनियम के खण्ड(1) के उपखण्ड(ख) के अधीन कवर किए गए वार्षिक पारेषण प्रभारों को क्रमशः दीर्घकालिक पहुंच के साथ मध्यकालिक निर्बाध पहुंच और अव्यवस्थित दीर्घकालिक पहुंच की उनकी मात्रा के अनुपात में उसी क्षेत्र एवं आदेशिती डीआईसी द्वारा अंतक्षेपण करने वाले डीआईसी (खुली दीर्घकालिक पहुंच सहित) द्वारा शेर किया जाएगा।

(7) संघटक और ट्रांसफार्मर संघटक (टीसी) की शेरिंग

(1) राज्य के लिए ट्रांसफार्मर संघटक में संबंधित राज्य द्वारा विद्युत के निकासी के लिए नियोजित अन्तर्योजन ट्रांसफार्मर (आईसीटी) के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार शामिल होंगे। प्रत्येक राज्य के लिए इस प्रकार के ट्रांसफार्मरों की सूची केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा कार्यान्वयन एजेंसी को उपलब्ध करवाए जाएगी।

परन्तु कि जहां राज्य के लिए आईसीटी वार्षिक पारेषण प्रभार उपलब्ध नहीं है वहां इस प्रकार के ट्रांसफार्मरों के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार और निदर्शी पूंजी लागत पर आधारित समन्वित परियोजना के लिए आयोग द्वारा अनुमोदित वार्षिक पारेषण प्रभारों को संविभाजित करते हुए केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा उपलब्ध करवाया जाएगा। एक राज्य

से अधिक के निकासी अपेक्षा के लिए प्रयुक्त ट्रांसफार्मर के लिए वार्षिक पारेषण प्रभारों को प्रत्येक राज्य के लिए इस प्रकार के ट्रांसफार्मरों से फीडरों की संख्या के अनुपात में इस प्रकार के राज्यों को संविभाजित किया जाएगा।

- (2) राज्य के लिए ट्रांसफार्मर संघटक को दीर्घकालिक पहुंच जमा मध्यकालिक निर्बाध पहुंच के अनुपात में संबंधित राज्य में स्थित आदेशिती डीआईसी द्वारा वहन एवं शेर किया जाएगा।

(8) संघटक एवं एसी प्रणाली संघटक (एसीसी) की शेरिंग

- (1) एसी प्रणाली संघटक में इन विनियमों के विनियम 5 से 7 के अधीन कवर किए गए वार्षिक पारेषण प्रभारों को छोड़कर वार्षिक पारेषण प्रभारों को शामिल किया जाएगा।

- (2) एसी प्रणाली संघटक में निम्नलिखित संघटक होंगे:

(i) उपयोग आधारित संघटक (एसी-यूबीसी) और

(ii) शेष संघटक (एसी-बीसी)

- (3) एसी-यूबीसी के वार्षिक पारेषण प्रभारों को इन विनियमों के विनियम 9 के अनुसार पारेषण लाइनों के उनके संबंधित उपयोग के तदनुरूपी (खुली दीर्घकालिक पहुंच सहित) आदेशिती डीआईसी और अंतर्क्षेपण करने वाली डीआईसी द्वारा शेर किया जाएगा।

- (4) एसी-बीसी के अधीन वार्षिक पारेषण प्रभार एसी-यूबीसी के लिए प्रभारों को संविभाजित करने के बाद एसी प्रणाली संघटक के लिए शेष वार्षिक पारेषण प्रभार होंगे।

- (5) एसी-बीसी के अधीन पारेषण प्रभार क्रमशः दीर्घकालिक पहुंच जमा मध्यकालिक निर्बाध पहुंच एवं अव्यवस्थित दीर्घकालिक पहुंच की उनकी मात्रा के अनुपात में सभी आदेशिती डीआईसी और अंतर्क्षेपण करने वाले डीआईसी द्वारा शेर किया जाएगा।

(9) एसीयूबीसी के अधीन पारेषण प्रभारों के शेर की संगणना

- (1) आधार मामला निम्नलिखित को शामिल करते हुए प्रत्येक बिलिंग अवधि के लिए पीक ब्लॉक के लिए तदनुरूपी कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा तैयार किया जाएगा:

(क) बिलिंग अवधि के पीक ब्लॉक की तदनुरूपी विद्युत प्रणाली के लिए बेसिक नेटवर्क; और

(ख) पीक अवधि की तदनुरूपी बेसिक नेटवर्क के प्रत्येक नोड में, मेगावाट में, वास्तविक उत्पादन एवं वास्तविक मांग।

- (2) डीआईसी, अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञापिधारी, एनएलडीसी, आरएलडीसी, एसएलडीसी और एसटीयू इस विनियम के खण्ड(1) उपखण्ड (क) और (ख) के लिए डाटा उपलब्ध करवाएंगे एवं इन विनियमों के विनियम 24 में विनिर्दिष्ट टाइमलाइन के अनुसार निर्धारित फार्मेटों में कार्यान्वयन एजेंसी को वार्षिक पारेषण प्रभारों के लिए डाटा उपलब्ध करवाएंगे।

- (3) एसी-यूबीसी के अधीन कवर किए गए एमटीसी को बेसिक नेटवर्क की पारेषण लाइनों पर संविभाजित किया जाएगा जिनके प्रभारों को वार्षिक पारेषण प्रभारों में शामिल किया गया है। इस प्रकार के संविभाजन को प्रत्येक वॉल्टेज स्तर पर प्रत्येक कंडक्टर संस्थिति के लिए पारेषण लाइनवार पारेषण प्रभारों को प्राप्त करने के लिए इन विनियमों के अनुबंध-1 में विनिर्दिष्ट पद्धति के अनुसार प्रत्येक वॉल्टेज स्तर पर प्रत्येक कंडक्टर संस्थिति के लिए प्रति सर्किट किलोमीटर आधार पर किया जाएगा।

- (4) कार्यान्वयन एजेंसी बेस मामले पर एसी लोड प्रवाह अध्ययन करेगी जिसे प्रत्येक पारेषण लाइन पर विद्युत प्रवाह अवधारित करने के लिए इस विनियम के खण्ड(1) के अनुसार तैयार किया गया है:

परन्तु कि एसी भार प्रवाह अध्ययन करते हुए कार्यान्वयन एजेंसी भार उत्पादन शेष को सुनिश्चित करने के लिए उत्पादन एवं मांग डाटा, यदि अपेक्षित हो, में अल्प समायोजन कर सकती है।

- (5) प्रत्येक पारेषण लाइन का प्रतिशत का उपयोग इन विनियमों के अनुबंध-II के अनुसार पारेषण लाइन के प्रोत्कर्ष प्रतिबाधिता लोडिंग द्वारा इस विनियम के खण्ड(4) के अनुसार प्राप्त प्रत्येक पारेषण लाइन पर विद्युत प्रवाह को विभाजित करते हुए संगणित किया जाएगा:

परन्तु कि यदि किसी पारेषण लाइन पर विद्युत प्रवाह प्रोत्कर्ष प्रतिबाधिता लोडिंग से अधिक है तो प्रतिशतता उपयोग को 100 प्रतिशत पर कैप किया जाएगा।

- (6) इस विनियम के खण्ड(5) के अनुसार प्राप्त प्रत्येक पारेषण लाइन का प्रतिशतता उपयोग प्रत्येक वॉल्टेज स्तर पर प्रत्येक कंडक्टर संस्थिति के लिए पारेषण लाइनवार उपयोग आधारित पारेषण प्रभारों को प्राप्त करने के लिए इस विनियम के खण्ड(3) के अनुसार प्राप्त पारेषण लाइनवार पारेषण प्रभार द्वारा गुणा किया जाएगा।

- (7) प्रत्येक निकासी नोड एवं अव्यवस्थित दीर्घकालिक पहुंच सहित प्रत्येक अंतर्क्षेपण नोड पर पारेषण प्रभारों को इस विनियम के खण्ड(6) के अनुसार प्राप्त पारेषण लाइनवार उपयोग आधारित पारेषण प्रभारों का उपयोग करते हुए हाइब्रिड पद्धति के अनुसार संगणित किया जाएगा।

- (8) कार्यान्वयन एजेंसी पारेषण प्रभारों को एकत्रित करेगी जैसा कि एसी-यूबीसी के अधीन राज्य के लिए पारेषण प्रभारों को अवधारित करने के लिए राज्य की भौगोलिक सीमा के अंदर निकासी नोड में इस विनियम के खण्ड (7) के अनुसार प्राप्त किया गया है:

परन्तु यह कि राज्य के वितरण अनुज्ञप्तिधारियों से भिन्न आदेशिती डीआईसी जिन्होंने दीर्घकालिक पहुंच या मध्यकालिक निर्बाध पहुंच लिया है उन्हें इस विनियम के खण्ड (7) के अनुसार उनकी निकासी नोड (नोड्स) में प्राप्त पारेषण प्रभारों के अनुसार एसी-यूबीसी के अधीन पारेषण प्रभारों को संविभाजित किया जाएगा और इस प्रकार के पारेषण प्रभारों को राज्य के कुल पारेषण प्रभारों में शामिल नहीं किया जाएगा।

- (9) अव्यवस्थित दीर्घकालिक पहुंच सहित अंतक्षेपण करने वाले डीआईसी को इस विनियम के खण्ड(7) के अनुसार उनके अंतक्षेपण नोड में प्राप्त पारेषण प्रभारों के अनुसार एसी-यूबीसी के अधीन पारेषण प्रभारों को संविभाजित किया जाएगा।

(10) पारेषण हानियों की शेरिंग

- (1) आईएसटीएस के लिए पारेषण हानियों को सोमवार से रविवार तक प्रत्येक सप्ताह के लिए निम्नानुसार कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा अखिल भारतीय औसत आधार पर संगणित किया जाएगा।

$$[(In - Dr) / (Ir)] \times 100$$

जहां:

'आईएन' सप्ताह के लिए प्रादेशिक नोड पर आईएसटीएस में अंतक्षेपण के योग को निर्दिष्ट करता है;

'डीआर' सप्ताह के लिए प्रादेशिक नोड पर आईएसटीएस से निकासी के योग को निर्दिष्ट करता है;

'आईआर' सप्ताह के लिए इन विनियमों के विनियम 13 के खण्ड(1) के अधीन कवर की गई परियोजनाओं से प्रादेशिक नोड कम अंतक्षेपण पर आईएसटीएस में अंतक्षेपण का योग निर्दिष्ट करता है।

- (2) डीआईसी की निकासी अनुसूची को अंतिम सप्ताह के पूर्ववर्ती सप्ताह की पारेषण हानियों को लेते हुए ग्रिड कोड को उपबंधों के अनुसार तैयार किया जाएगा:

परन्तु कि विनियम 13 के खण्ड(1) के अधीन कवर की गई परियोजनाओं के संबंध में डीआईसी की निकासी अनुसूची को तैयार करते समय पारेषण हानियों को शून्य समझा जाएगा।

- (3) आईएसटीएस के लिए पारेषण हानियों को पावर एक्सचेंजों में सामूहिक संव्यवहारों के लिए शामिल करते हुए डीआईसी की अंतक्षेपण अनुसूची को तैयार करते समय शून्य के रूप में समझा जाएगा।

(11) अल्पकालिक निर्बाध पहुंच के लिए पारेषण प्रभार

- (1) अल्पकालिक निर्बाध पहुंच दर (पैसे/किलोवाट घण्टे में) कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा प्रत्येक बिलिंग माह के लिए प्रकाशित की जाएगी जिसे निम्नानुसार राज्यवार संगणित किया जाएगा:

बिलिंग माह के लिए राज्य का पारेषण प्रभार (रूपये में)/(तदनुसूची बिलिंग अवधि के लिए राज्य के मध्यकालिक निर्बाध पहुंच जमा दीर्घकालिक पहुंच के मात्रा 'मेगावाट में 7200 X)

- (2) अल्पकालिक निर्बाध पहुंच के लिए पारेषण प्रभार निर्बाध पहुंच विनियम 2008 के अनुसार अन्य प्रभारों या फीस तथा इन विनियमों के अनुसार पारेषण विचलन प्रभार, यदि कोई है सहित राज्य के लिए अंतिम प्रकाशित अल्पकालिक निर्बाध पहुंच दर के अनुसार राज्य में स्थित उत्पादन केन्द्रों एवं अंतस्थापित इकाइयों द्वारा प्रतिदेय होगा।

- (3) अंतस्थापित अंतःराज्यिक इकाई द्वारा प्रदत्त अल्पकालिक निर्बाध पहुंच के लिए पारेषण प्रभारों की प्रतिपूर्ति उस राज्य को की जाएगी जिसमें इस प्रकार की इकाई स्थित है।

- (4) अव्यवस्थित दीर्घकालिक पहुंच सहित डीआईसी द्वारा प्रदत्त अल्पकालिक निर्बाध पहुंच के लिए पारेषण प्रभारों को आगामी बिलिंग माह में अव्यवस्थित दीर्घकालिक पहुंच के लिए उक्त डीआईसी द्वारा प्रतिदेय पारेषण प्रभारों के लिए आफसेट किया जाएगा।

- (5) अंतरराज्यिक पारेषण प्रणाली के लिए अल्पकालिक निर्बाध पहुंच के लिए कोई पारेषण प्रभार वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रतिदेय नहीं होगा जिसका दीर्घकालिक पहुंच या मध्यकालिक निर्बाध पहुंच या दोनों या इस प्रकार के वितरण अनुज्ञप्तिधारी की ओर से कार्य कर रहे व्यापार अनुज्ञप्तिधारी द्वारा है:

परन्तु यह कि निर्बाध पहुंच विनियम 2008 के अनुसार अन्य प्रभार व फीस तथा इन विनियमों के अनुसार पारेषण विचलन प्रभार यदि कोई है, प्रतिदेय होंगे।

- (6) इस विनियम के खण्ड(3) एवं (4) के अनुसार समायोजन के बाद बिलिंग माह में संग्रह किए गए अल्पकालिक निर्बाध पहुंच के लिए पारेषण प्रभारों की आगामी बिलिंग माह में प्रथम बिल में उनके शेयर के अनुपात में डीआईसी को प्रतिपूर्ति की जाएगी।

(12) पारेषण विचलन

(1) पारेषण विचलन, मेगावाट में, निम्नानुसार संगणित किया जाएगा:

(क) उत्पादन केन्द्र के लिए, दीर्घकालिक पहुंच, मध्यकालिक निर्बाध पहुंच और अल्पकालिक निर्बाध पहुंच के योग की अधिकता में टाइम ब्लॉक में निवल मीटर एक्स बस अंतर्क्षण:

परन्तु कि हाइड्रो उत्पादन केन्द्र के लिए, पीक सीजन के दौरान 10 प्रतिशत की ओवरलोड क्षमता को लिया जाएगा

(ख) राज्य के लिए दीर्घकालिक पहुंच, मध्यकालिक निर्बाध पहुंच के योग की अधिकता में टाइम ब्लॉक में निवल मीटर एक्स बस अंतर्क्षण या निवल मीटर निकासी:

(ग) किसी आदेशित डीआईसी के लिए, जो वितरण अनुज्ञापिधारियों से भिन्न प्रादेशिक इकाई है, दीर्घकालिक पहुंच, मध्यकालिक निर्बाध पहुंच और अल्पकालिक निर्बाध पहुंच के योग की अधिकता में टाइम ब्लॉक में निवल मीटर निकासी

(2) बिलिंग माह के दौरान टाइमब्लॉक के लिए राज्य में स्थित किसी अन्य डीआईसी या राज्य के लिए रुपये/मेगावाट में पारेषण विचलन दर निम्नानुसार संगणित की जाएगी:

1.05 X (रुपये में बिलिंग माह के लिए राज्य का पारेषण प्रभार)/(तदनुसूची बिलिंग अवधि X 2880 के लिए राज्य की दीर्घकालिक पहुंच जमा मध्यकालिक निर्बाध पहुंच के मेगावाट में मात्रा)

(3) पारेषण विचलन प्रभार थर्ड बिल के माध्यम से वसूल किए जाएंगे और आगामी बिलिंग माह में प्रथम बिल में उनके शेयर के अनुपात में डीआईसी को प्रतिपूर्ति की जाएगी।

अध्याय 3**विनिर्दिष्ट मामले****13. विनिर्दिष्ट मामलों में पारेषण प्रभारों और हानियों का निरूपण**

(1) आईएसटीएस के उपयोग के लिए पारेषण प्रभारों और हानियों को निम्नलिखित के लिए प्रतिदेय नहीं होगी:

(क) 1.7.2011 से 30.6.2017 के दौरान आरंभ की गई परियोजनाओं के उपयोगी जीवन के लिए सौर विद्युत संसाधन पर आधारित उत्पादन।

(ख) निम्नलिखित शर्तों को पूरा करते हुए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 25 वर्षों की अवधि के लिए सौर या पवन ऊर्जा संसाधनों पर आधारित उत्पादन:

(i) इस प्रकार की उत्पादन क्षमता प्रतिस्थात्मक बोली के माध्यम से प्रदान की गई है; और

(ii) इस प्रकार की उत्पादन क्षमता सौर आधारित संसाधनों के लिए 1.7.2017 से 12.2.2018 की अवधि के दौरान या पवन आधारित संसाधनों के लिए 30.9.2016 से 12.2.2018 की अवधि के दौरान वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित की गई है; और

(iii) विद्युत क्रय करार(करारों) को उनकी नवीकरणीय क्रय बाध्यता के अनुपालन के लिए वितरण कंपनियों को इस प्रकार की उत्पादन क्षमता से विद्युत की बिक्री के लिए निष्पादित किया गया है।

(ग) निम्नलिखित शर्तों को पूरा करते हुए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 25 वर्षों की अवधि के लिए सौर या पवन ऊर्जा संसाधनों पर आधारित उत्पादन:

(i) इस प्रकार की उत्पादन क्षमता केन्द्रीय सरकार द्वारा जारी किए गए मार्गनिर्देशों के अनुसार प्रतिस्थात्मक बोली प्रक्रिया के माध्यम से प्रदान की गई है; और इस प्रकार की उत्पादन क्षमता 13.2.2018 से 31.12.2022 की अवधि के दौरान वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित की गई है और

(ii) विद्युत क्रय करार(करारों) को उनकी नवीकरणीय क्रय बाध्यता के अनुपालन के लिए वितरण कंपनियों सहित सभी इकाइयों को इस प्रकार की उत्पादन क्षमता की बिक्री के लिए निष्पादित किया गया है।

(2) जहां उत्पादन केन्द्र या किसी अन्य विक्रेता को दीर्घकालिक पहुंच या मध्यकालिक निर्बाध पहुंच प्रदान की गई है और इस प्रकार की दीर्घकालिक पहुंच या मध्यकालिक निर्बाध पहुंच के अधीन विद्युत की आपूर्ति के लिए विद्युत क्रय करार(करारों) में प्रवेश किया है वहां इन विनियमों के विनियम 5 से 8 के अधीन पता लगाए गए संघटकों के लिए इस प्रकार की दीर्घकालिक पहुंच या मध्यकालिक निर्बाध पहुंच के लिए पारेषण प्रभारों को निकासी नोड पर अवधारित किया जाएगा और उसके उत्पादन केन्द्र या यूनिट (यूनिटों) के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख (सीओडी) के बाद क्रेता(क्रेताओं) को बिल किया जाएगा:

परन्तु यह कि जहां उत्पादन केन्द्र या कोई अन्य विक्रेता विद्युत क्रय करारों के अनुसार पारेषण प्रभारों को अदा करने के लिए उत्तरदायी है वहां पारेषण प्रभारों के लिए बिलों को पीपीए में उपबंध के बावजूद इस खण्ड के अनुसार क्रेता पर

जुटाया जाएगा और क्रेता और उत्पादन केन्द्र या विक्रेता के बीच पारस्परिक पारेषण प्रभारों का निपटान पीपीए के अनुसार किया जाएगा या जैसा कि और पारस्परिक रूप से सहमति के आधार पर किया जाएगा।

- (3) जहां उत्पादन केन्द्र या उसके यूनिट(यूनिटों) को सीओडी में विलंब होता है और संबद्ध पारेषण प्रणाली में सीओडी प्राप्त की है जो इसकी एससीओडी से पूर्व नहीं है, वहां उत्पादन केन्द्र उस उत्पादन केन्द्र की यूनिट(यूनिटों) के लिए प्रदान की गई दीर्घकालिक पहुंच की तदनुरूपी संबद्ध पारेषण प्रणाली के लिए वार्षिक पारेषण प्रभारों को अदा करेगा जिसने सीओडी प्राप्त नहीं की है:

परन्तु कि संबद्ध पारेषण प्रणाली के संबंध में वार्षिक पारेषण प्रभारों को उत्पादन केन्द्र या सीओडी प्राप्त करने वाले यूनिट(यूनिटों) पर इन विनियमों के विनियम 5 से 8 के अनुसार डीआईसी के पारेषण प्रभारों के अवधारण के लिए शामिल किया जाएगा।

- (4) जहां संबद्ध पारेषण प्रणाली के केवल कुछ पारेषण घटकों को संबद्ध पारेषण प्रणाली के सीओडी से पूर्व सीओडी को प्राप्त कर लिया है और उत्पादन केन्द्र दीर्घकालिक पहुंच की आंशिक प्रचालनीकरण की मांग करता है वहां केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता पारेषण प्रणाली की उपलब्धता के अध्याधीन दीर्घकालिक पहुंच को आंशिक रूप से प्रचालनीकृत करेगा और संबद्ध पारेषण प्रणाली के इस प्रकार के पारेषण घटकों के संबंध में वार्षिक पारेषण प्रभारों को इन विनियमों के विनियम 5 से 8 के अनुसार डीआईसी के पारेषण प्रभारों के अवधारण के लिए शामिल किया जाएगा।
- (5) जहां संबद्ध पारेषण प्रणाली के केवल कुछ पारेषण घटकों को संबद्ध पारेषण प्रणाली के सीओडी से पूर्व सीओडी प्राप्त की है और यदि इस प्रकार की पारेषण घटकों को ग्रिड के कार्यनिष्पादन, सुरक्षा और प्रतिरक्षा में सुधार के लिए यथाअपेक्षित संबंधित प्रादेशिक विद्युत समिति(समितियों) द्वारा प्रमाणित किया जाता है तो संबद्ध पारेषण प्रणाली की इस प्रकार के पारेषण घटकों के लिए वार्षिक पारेषण प्रभारों को इन विनियमों के विनियम 5 से 8 के अनुसार डीआईसी के पारेषण प्रभारों के अवधारण के लिए शामिल किया जाएगा।
- (6) यदि संबद्ध पारेषण प्रणाली का कोई पारेषण घटक (घटकों) संबद्ध पारेषण प्रणाली के सीओडी के पूर्व उत्पादन केन्द्र द्वारा अपेक्षित है तो इस प्रकार के पारेषण घटक(घटकों) के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार उत्पादन केन्द्रों की सीओडी प्राप्त होने तक संबद्ध पारेषण प्रणाली के पारेषण घटक(घटकों) के सीओडी के उत्पादन केन्द्र द्वारा प्रतिदेय होगा।
- (7) जहां दीर्घकालिक पहुंच मौजूदा मार्जिन पर उत्पादन केन्द्र को प्रदान की जाती है और उसके उत्पादन केन्द्र या यूनिट(यूनिटों) की सीओडी में विलंब होता है तो उत्पादन केन्द्र क्षमता के तदनुरूप जो विलंब होता है उस राज्य के लिए जहां इस प्रकार का उत्पादन केन्द्र स्थित है, पारेषण प्रभार प्रति मेगावाट के 10 प्रतिशत की दर पर पारेषण प्रभारों को अदा करेगा।

परन्तु कि बिलिंग माह में प्राप्त रकम आगामी बिलिंग माह में प्रथम बिल में उनके शेयर के अनुपात में डीआईसी को प्रतिपूर्ति की जाएगी।

- (8) यदि उत्पादन केन्द्र या उसके यूनिट (यूनिटों) ने सीओडी प्राप्त की है और संबद्ध पारेषण प्रणाली में विलंब होता है तो संबंधित अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी(अनुज्ञप्तिधारियों) को केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता से परामर्श करते हुए उत्पादन केन्द्र या उसके यूनिट(यूनिटों) के विद्युत के प्रेषण के लिए इसकी अपनी लागत पर वैकल्पिक व्यवस्था करनी होगी:

परन्तु यह कि जब तक इस प्रकार की वैकल्पिक व्यवस्था की जाती है अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी(अनुज्ञप्तिधारियों) को उस अवधि के लिए, जिसके लिए पारेषण प्रणाली में विलंब हुआ है, दीर्घकालिक पहुंच की मात्रा के तदनुरूपी वार्षिक पारेषण प्रभारों को उत्पादन केन्द्र को अदा करना होगा।

- (9) जहां समर्पित पारेषण लाइन केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता की समन्वित पारेषण योजना के अधीन अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा पहले ही निर्मित की गई है या निर्माणधीन है वहां इस प्रकार की समर्पित लाइन के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार उत्पादन केन्द्र की दीर्घकालिक पहुंच के प्रचालनीकरण तक समर्पित पारेषण लाइन के सीओडी से अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी (डीमड अंतरराज्यिक अनुज्ञप्तिधारी सहित) के लिए संबंधित उत्पादन केन्द्र द्वारा प्रतिदेय होगा। दीर्घकालिक पहुंच की प्रचालनीकरण के बाद समर्पित पारेषण लाइन के लिए संयोजकता की मात्रा के रूप में प्रचालनीकृत दीर्घकालिक पहुंच की मात्रा के समर्पित पारेषण लाइन समानुपात के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार इन विनियमों के विनियम 5 से 8 के अनुसार विचार किया जाएगा और शेष पारेषण प्रभार उत्पादन केन्द्र द्वारा अदा किया जाना जारी रहेगा।

- (10) आईएसटीएस से स्टार्टअप पावर का आहरण करने वाले उत्पादन केन्द्र उस राज्य के लिए जिसमें वे स्थित है पारेषण विचलन दर की दर पर पारेषण प्रभार अदा करेंगे:

परन्तु कि बिलिंग माह में अब तक प्राप्त रकम की आगामी बिलिंग माह में प्रथम बिल में उनके शेयर के अनुपात में डीआईसी को प्रतिपूर्ति की जाएगी।

- (11) जहां उत्पादन केन्द्र आईएसटीएस और अंतःराज्यिक पारेषण प्रणाली दोनों से संबद्ध है वहां केवल आईएसटीएस प्रभारों और हानियां आईएसटीएस से संबद्ध क्षमता के तदनुरूपी दीर्घकालिक पहुंच और मध्यकालिक निर्बाध पहुंच की मात्रा पर लागू होंगे।

- (12) पारेषण प्रणाली के मामले में जहां सीओडी टैरिफ विनियम 2014 के विनियम 4 के खण्ड(3) के परन्तुक (ii) या टैरिफ विनियम 2019 के विनियम 5 के खण्ड(2) के अनुसार अनुमोदित किया गया है या जहां डीमड सीओडी टैरिफ आधारित

प्रतिस्पर्धात्मक बोली के अधीन पारेषण सेवा करार के अनुसार घोषित की गई है वहां पारेषण प्रणाली के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार निम्नानुसार होगा:

- (क) अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अदा किया जाएगा जिसकी पारेषण प्रणाली में तब तक विलंब होता है जब तक इसकी पारेषण प्रणाली सीओडी प्राप्त कर लेती है या
 - (ख) उत्पादन कंपनी द्वारा अदा किया जाएगा जिसका उत्पादन केन्द्र या यूनिट(यूनिटों) में विलंब होता है जब तक उत्पादन केन्द्र या उसका यूनिट सीओडी प्राप्त कर लेता है या
 - (ग) उस ढंग से शेयर किया जाएगा जैसा मामला दर मामला आधार पर आयोग द्वारा निर्णय किया जाता है, जहां एक से अधिक अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी शामिल है या पारेषण प्रणाली और उत्पादन केन्द्र दोनों में विलंब होता है।
- (13) वह अंतरराज्यिक पारेषण प्रणाली जिसके लिए टैरिफ आयोग द्वारा अनुमोदित किया गया है केवल उस अवधि के लिए जिसके लिए इस प्रकार के टैरिफ को अनुमोदित किया गया है, इन विनियमों के विनियम 5 से 8 के अनुसार डीआईसी के पारेषण प्रभारों की शेयरिंग के लिए शामिल किया जाएगा।

अध्याय 4

पारेषण प्रभारों का लेखांकन, बिलिंग और संग्रह

(14) लेखांकन

- (1) कार्यान्वयन एजेंसी रुपयों में बिलिंग माह के लिए अव्यवस्थित दीर्घकालिक पहुंच सहित अंतःक्षेपण डीआईसी एवं आदेशिती डीआईसी द्वारा प्रतिदेय पारेषण प्रभारों को प्रकाशित करेगा।
- (2) डीआईसी के लिए बिलिंग माह के लिए प्रादेशिक पारेषण लेखा और प्रादेशिक पारेषण विचलन लेखा निम्नलिखित के आधार पर संबंधित ऊर्जा समिति के सचिवालय द्वारा तैयार किया जाएगा:
 - (क) बिलिंग माह के लिए डीआईसी वार पारेषण प्रभार जैसा कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा प्रस्तुत किया गया है; और
 - (ख) तदनुरूपी बिलिंग अवधि के प्रत्येक टाइम ब्लॉक के पारेषण विचलनों के संगणना के लिए सभी विशेष ऊर्जा मीटरों की मीटर रीडिंग जैसा कि संबंधित आरएलडीसी द्वारा प्रस्तुत किया गया है।
- (3) प्रादेशिक पारेषण लेखा और प्रादेशिक पारेषण विचलन लेखा संबंधित प्रादेशिक ऊर्जा समिति के सचिवालय द्वारा डीआईसी, केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता और अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों को जारी किया जाएगा और संबंधित प्रादेशिक ऊर्जा समितियों की वेबसाइट पर प्रदर्शित भी किया जाएगा।
- (4) जहां पारेषण प्रभारों को इन विनियमों के प्रवृत्त होने से पूर्व राज्य में किसी नामित एजेंसी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी को बिल किया जा रहा था वहां वितरण अनुज्ञप्तिधारी या नामित एजेंसी, जैसी भी स्थिति हो, को प्रादेशिक ऊर्जा समिति द्वारा प्रादेशिक पारेषण लेखा को तैयार करने के प्रयोजन के लिए और केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा पारेषण प्रभारों के बिलिंग एवं संग्रह के प्रयोजन के लिए उस राज्य में डीआईसी के रूप में माना जाएगा:

परन्तु कि इन विनियमों के प्रवृत्त होने के बाद, राज्य उक्त प्रयोजन के लिए डीआईसी के रूप में किसी एजेंसी को नामित कर सकते हैं।
- (5) बेस मामले की तैयारी के लिए टाइमलाइन, डीआईसी के पारेषण प्रभारों की अधिसूचना, प्रादेशिक पारेषण लेखों और प्रादेशिक पारेषण विचलन लेखों को जारी करना और बिलों को जुटाना निम्नानुसार होगा:
 - (क) बिलिंग अवधि के लिए बेस मामला बिलिंग अवधि के आगामी माह के 15वें दिन तक कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा तैयार किया जाएगा।
 - (ख) डीआईसी द्वारा प्रतिदेय पारेषण प्रभार बिलिंग अवधि के आगामी 25वें दिन तक कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा अधिसूचित किया जाएगा।
 - (ग) संबंधित प्रादेशिक विद्युत समिति का सचिवालय बिलिंग माह के आगामी माह के अंत तक प्रादेशिक पारेषण लेखा और प्रादेशिक पारेषण विचलन लेखा जारी करेगा।
 - (घ) केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता बिलिंग अवधि के आगामी दूसरे माह के प्रथम सप्ताह में डीआईसी पर पारेषण प्रभारों के प्रथम बिल और तृतीय बिल जुटाएगा।

परन्तु कि बिलिंग माह के लिए प्रादेशिक पारेषण लेखा जारी करने में विलंब की स्थिति में, केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता अंतिम उपलब्ध प्रादेशिक लेखा पर आधारित अनंतिम बिलों को जुटा सकती है और तदंतर समायोजन बिलों को जुटा सकती है जब संबंधित प्रादेशिक विद्युत समिति का सचिवालय उक्त बिलिंग माह के लिए प्रादेशिक पारेषण लेखा जारी करता है।

(15) बिलिंग

- (1) केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता इन विनियमों के विनियम 14 के खण्ड(5) के उपखण्ड(घ) में विनिर्दिष्ट टाइमलाइन के अनुसार पारेषण प्रभारों के बिलों को जुटाएगी।
- (2) डीआईसी के लिए पारेषण प्रभारों के लिए बिलों को निम्नलिखित तीन श्रेणियों के अधीन केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा किया जाएगा:
- (क) प्रत्येक बिलिंग माह के प्रथम बिल में इन विनियमों विनियम 5 से 8 के अनुसार बिलिंग अवधि के लिए पारेषण प्रभार होगा।
- (ख) द्वितीय बिल को यथा लागू प्रोत्साहन सहित आयोग द्वारा अनुमत पारेषण प्रभारों में किसी पुनरीक्षण के कारण भिन्नताओं के समायोजन के लिए क्रमशः 31 मार्च, 30 जून, 30 सितंबर और 31 दिसंबर को समाप्त तिमाही के लिए प्रत्येक वर्ष अप्रैल, जुलाई, अक्टूबर और जनवरी के माह में जुटाया जाएगा:
- परन्तु कि बिलिंग अवधि के संबंध में पारेषण प्रभारों में इस प्रकार के पुनरीक्षण के कारण किसी रकम की कम वसूली या अधिक वसूली को संगत बिलिंग माह में उनके प्रथम बिल के अनुपात में डीआईसी को केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा बिल किया जाएगा।
- (ग) तृतीय बिल को प्रथम बिल सहित पारेषण विचलन प्रभारों के लिए प्रत्येक बिलिंग माह में जुटाया जाएगा।
- (3) केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता विनियम 13 के खण्ड (3),(6),(8),(9) और (12) के अधीन कवर किए गए और इन विनियमों के विनियम 5 से 8 के अधीन कवर न की गई पारेषण प्रणालियों के लिए प्रथम बिल के लिए टाइम लाइन के अनुसार पृथक बिल जुटाएगी।
- (4) केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा जुटाए गए सभी बिल इसकी वेबसाइट पर पोस्ट भी किए जाएंगे।

(16) देय तारीख

टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोली के अधीन लागू टैरिफ विनियम या पारेषण सेवा करार में प्रतिकूल किसी उपबंध के बावजूद इन विनियमों के अधीन केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा जुटाए गए किसी बिल के संबंध में देय तारीख इस प्रकार के बिल की प्रस्तुति की तारीख से पैंतालिसवां (45) दिन अभिप्राय होगा।

(17) बट्टा

टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोली के अधीन लागू टैरिफ विनियम या पारेषण सेवा करार में प्रतिकूल किसी उपबंध के बावजूद बिलों के भुगतान पर बट्टा निम्नानुसार अधिशासित होगा:

- (क) 1.50 प्रतिशत बट्टे की बिलों की प्रस्तुति के पांच दिनों की अवधि के अंदर बिलों के भुगतान के लिए अनुमति होगी।

स्पष्टीकरण: "5 दिनों" की संगणना के मामले में दिनों की संख्या किसी अवकाश पर विचार किए बिना क्रमानुसार गिनी जाएगी। तथापि यदि अंतिम दिवस या पांचवा दिवस शासकीय अवकाश है तो बट्टे के प्रयोजन के लिए पांचवा दिन तत्काल परवर्ती कार्यदिवस के रूप में अनव्य किया जाएगा।

- (ख) 1 प्रतिशत के बट्टे की वहां अनुमति होगी जहां भुगतान 5 दिनों के बाद किसी भी दिन किए जाते हैं और बिलों के प्रस्तुति के 30 दिनों की अवधि अंदर किए जाते हैं।

(18) विलंब भुगतान अधिभार

टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोली के अधीन लागू टैरिफ विनियम या पारेषण सेवा करार में प्रतिकूल किसी उपबंध के बावजूद यदि इन विनियमों के अधीन प्रतिदेय प्रभारों के लिए किसी बिल का भुगतान देय तारीख के आगे डीआईसी द्वारा विलंब से किया जाता है तो 1.50 प्रतिशत प्रतिमाह की दर पर विलंब भुगतान अधिभार संबंधित डीआईसी द्वारा प्रतिदेय होगा।

(19) साखपत्र और भुगतान सुरक्षा तंत्र की अन्य लिखते

- (1) केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता डीआईसी के संबंध में दीर्घकालिक पहुंच या मध्यकालिक निर्बाध पहुंच के प्रचालनीकरण की तारीख से पूर्व कम से कम तीन माह का इस प्रकार के डीआईसी को नोटिस देगा जिसमें इस प्रकार के दीर्घकालिक पहुंच या मध्यकालिक निर्बाध पहुंच के प्रचालनीकरण की तारीख को दर्शाया जाएगा और केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता के पक्ष में भुगतान सुरक्षा तंत्र के किसी अन्य स्वीकार्य लिखत या अनुसूचित बैंक के माध्यम से अप्रतिसंहार्य, बिना शर्त तथा परिक्रमी साखपत्र प्रस्तुत करने के लिए डीआईसी से अपेक्षा की जाएगी। दीर्घकालिक पहुंच या मध्यकालिक निर्बाध पहुंच के प्रचालनीकरण की तारीख से पूर्व एक माह से अनधिक, डीआईसी इस प्रकार के साखपत्र को खोलेगा या भुगतान सुरक्षा तंत्र के इस प्रकार के स्वीकार्य लिखत को उपलब्ध करवाएगा जो इसके प्रथम बिल की देय तारीख के पूर्व तारीख से प्रचालित होगा।
- (2) भारत सरकार के साथ पारेषण प्रभारों के लिए बकाया के कारण प्रतिभूति के लिए यदि त्रिपक्षीय करार अस्तित्व में है तो भुगतान सुरक्षा तंत्र का साखपत्र या स्वीकार्य लिखत की 12 माह की मियाद होगी और यह वर्ष के प्रथम बिल की औसत रकम के 1.05 (एक प्वाइंट जीरो पांच) के बराबर रकम होगी:

परन्तु कि जहां इस प्रकार का त्रिपक्षीय करार अस्तित्व में नहीं है वहां डीआईसी साखपत्र खोलेगी या वर्ष के प्रथम बिल की औसत रकम 2.10(दो प्वाइंट एक टाइम) के बराबर रकम के लिए भुगतान सुरक्षा तंत्र की स्वीकार्य लिखित को उपलब्ध करवाएगा।

- (3) यदि किसी भी समय वह रकम जिसके लिए साखपत्र या भुगतान सुरक्षा तंत्र का स्वीकार्य लिखित उपलब्ध करवाई जाती है, इस विनियम के खण्ड(2) में विनिर्दिष्ट रकम से कम होती है तो डीआईसी केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा सूचना के 7 (सात) दिनों के अंदर इस प्रकार की कमी की पुनः पूर्ति करेगा।
- (4) यदि डीआईसी देय तारीख तक किसी बिल या उसके भाग को अदा करने में असफल रहता है तो केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता साखपत्र का नगदीकरण करा सकती है या डीआईसी द्वारा उपलब्ध करवाए गए भुगतान सुरक्षा तंत्र के इस प्रकार के अन्य लिखतों के माध्यम से बिल या उसके भाग की रकम जो अतिदेय जमा विलंब भुगतान अधिभार, यदि लागू है, वसूल कर सकता है।
- (5) यदि इन विनियमों के अनुसार केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा पूर्णतः या भाग रूप में डीआईसी द्वारा उपलब्ध करवाए गए भुगतान सुरक्षा तंत्र के इस प्रकार के अन्य लिखतों के माध्यम से वसूली या साखपत्र का इस प्रकार के नगदीकरण की स्थिति में डीआईसी केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा वसूली या इस प्रकार के नगदीकरण की सूचना के 7(सात) दिनों के अंदर साखपत्र या भुगतान सुरक्षा तंत्र के इस प्रकार के लिखतों, जैसी भी स्थिति हो, के माध्यम से रकम की पुनः पूर्ति करेगा।
- (6) डीआईसी समाप्ति की तारीख के पूर्व 30 दिनों में साखपत्र या भुगतान सुरक्षा तंत्र के इस प्रकार के अन्य लिखत का नवीनीकरण करेगा।
- (7) इस विनियम के खण्ड(2) के अनुसार अपेक्षित रकम के लिए साखपत्र या भुगतान सुरक्षा तंत्र के इस प्रकार के अन्य लिखत के रखरखाव के लिए या इस विनियम के खण्ड(3) और खण्ड(5) के अनुसार साखपत्र या भुगतान सुरक्षा तंत्र के इस प्रकार के अन्य लिखत की पुनःपूर्ति और इस विनियम के खण्ड(6) के अनुसार साखपत्र या भुगतान सुरक्षा तंत्र के इस प्रकार के अन्य लिखत के नवीकरण के लिए किसी डीआईसी के भाग पर असफलता की स्थिति में, सीटीयू विद्युत आपूर्ति विनियम 2010 के अनुसार संबंधित डीआईसी को विद्युत अंतर्क्षण या आपूर्ति, जैसी भी स्थिति हो, विनियमित कर सकता है।

20. संग्रहण और संवितरण

- (1) केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता इन विनियमों के विनियम 5 से 8 के अधीन कवर की गई पारेषण प्रणाली के लिए प्रथम बिल के कारण पारेषण प्रभारों का संग्रहण करेगी और संग्रह की गई राशि को अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों एवं अंतःराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों को उनके वार्षिक पारेषण प्रभारों के अनुपात में राशि संवितरित करेगी।

परन्तु कि पारेषण प्रभारों के संग्रह में कमी की स्थिति में अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों ओर अंतःराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों को संवितरित की जाने वाली रकम वार्षिक पारेषण प्रभारों के उनके शेयर से समानुपातिक कम की जाएगी।

- (2) विनियम 13 के खण्ड(3)(6)(8)(9) और (12) के अधीन कवर की गई पारेषण प्रणाली के लिए और इन विनियमों के विनियम 5 से 8 के अधीन कवर न किए गए पारेषण प्रणालियों के लिए केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा संग्रह किए गए पारेषण प्रभारों को संबंधित अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कंपनी, जैसी भी स्थिति हो, को प्रत्यक्ष रूप से संवितरित किया जाएगा।
- (3) केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वितीय बिल के अधीन पारेषण प्रभारों का संग्रह करेगा और संबंधित अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों को उसे संवितरित करेगा।
- (4) केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता तृतीय बिल के अधीन पारेषण विचलन प्रभारों का संग्रह करेगा और आगामी बिलिंग माह में उनके प्रथम बिल के अनुपात में उसे डीआईसी को उसकी प्रतिपूर्ति करेगा।
- (5) इस विनियम के उपबंधों के बीच सभी भुगतानों और संवितरणों को राष्ट्रीय विद्युत निधि अंतरण (एनईएफटी) या वास्तविक समय सकल निपटान (आरटीजीएस) या भारतीय रिजर्व बैंक द्वारा अनुमोदित इलेक्ट्रॉनिक अंतरण के किसी अन्य साधन के माध्यम से निष्पादित किया जाएगा।
- (6) संग्रह किए गए प्रभारों को बकाया पारेषण प्रभारों पर विलंब भुगतान अधिभार के लिए और उसके बाद दीर्घ अतिदेय बिल से आरंभ होने वाले बकाया पारेषण प्रभारों के लिए पहले समायोजित किया जाएगा।

21. डीआईसी द्वारा देयताओं के गैर भुगतान के परिणाम

इन विनियमों के अधीन देय तारीख तक बिलों के लिए पूर्ण भुगतान करने के लिए डीआईसी के भाग पर असफलता की स्थिति में, अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी(अनुज्ञप्तिधारियों) की ओर से केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता द्वारा निम्नलिखित किसी या समूचे के लिए कार्यवाही हेतु इस प्रकार के डीआईसी को दायी बनाएगा:

(क) विद्युत आपूर्ति विनियम 2010 के अनुसार विद्युत आपूर्ति का विनियम;

(ख) निर्बाध पहुंच विनियम 2008 के अनुसार आरएलडीसी या एनएलडीसी द्वारा अल्पकालिक निर्बाध पहुंच की मनाही;

(ग) संयोजकता विनियम, 2009 के अनुसार दीर्घकालिक पहुंच या मध्यकालिक निर्बाध पहुंच का निलंबन या समाप्ति।

(22) पारेषण अवधि

इन विनियमों में अंतर्विष्ट किसी प्रतिकूल के बावजूद, इन विनियमों के प्रवृत्त होने के बाद प्रथम दो बिलिंग अवधि के लिए बिल केविआ (अंतरराज्यिक पारेषण प्रभारों और हानियों की शेरिंग) विनियम 2010 पर आधारित होंगे।

अध्याय 5

सूचना एवं क्रियाविधियां

(23) इन विनियमों के अधीन तैयार की जाने वाली क्रियाविधियां

- (1) इन विनियमों के अधिसूचना के 90(नब्बे) दिनों के अंदर कार्यान्वयन एजेंसी स्टेकहोल्डर परामर्श के बाद इन विनियमों के उपबंधों के कार्यान्वयन के लिए विभिन्न एजेंसियों एवं इकाइयों से डाटा एवं सूचना के संग्रह के लिए विस्तृत क्रियाविधियों और फार्मेटों को प्रकाशित करेगी।
- (2) कार्यान्वयन एजेंसी इन विनियमों के कार्यान्वयन के लिए सॉफ्टवेयर के विकास और रखरखाव के लिए उत्तरदायी होगी और इसे उपयोग में रखने से पूर्व उसकी लेखा परीक्षा की जाएगी।
- (3) इन विनियमों के अधीन अपने कार्यों के निर्वहन में केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता इस प्रकार की क्रियाविधि, जो भी आवश्यक हो, बना सकती है जो इन विनियमों या आयोग के किसी अन्य विनियमों के अनुरूप नहीं है।

24. सूचना प्रस्तुत करने के लिए टाइमलाइन

- (1) बिलिंग अवधि के अंत या उससे पूर्व, सभी इकाइयां जिनकी पारेषण घटकों को बिलिंग अवधि के दौरान सीओडी घोषित की गई है, नये पारेषण घटक के वाणिज्यिक प्रचालन तथा कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा निर्धारित फार्मेट में इस प्रकार के पारेषण घटक के वार्षिक पारेषण प्रभार की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख(तारीखों), नेटवर्क डाटा, कार्यान्वयन एजेंसी को प्रस्तुत करेगा।
- (2) कार्यान्वयन एजेंसी बिलिंग अवधि के बाद माह के प्रथम दिवस पर बिलिंग अवधि के लिए पीक ब्लॉक को अपनी वेबसाइट पर प्रकाशित करेगा।
- (3) बिलिंग अवधि के अंत के 07(सात) दिनों के अंदर केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता कार्यान्वयन एजेंसी को प्रत्येक वॉल्टेज स्तर पर प्रत्येक कंडक्टर संस्थिति के लिए पारेषण लाइनों के लिए निर्देशात्मक लागत प्रस्तुत करेगा।
- (4) बिलिंग अवधि के अंत के बाद 7(सात) दिनों के अंदर डीआईसी बिलिंग अवधि के लिए कार्यान्वयन एजेंसी को निम्नलिखित प्रस्तुत करेगा:
 - (क) विभिन्न नोडों या पीक ब्लॉक के लिए नोडो के समूह पर वास्तविक अंतर्क्षेपण या वार्षिक निकासी के लिए मेगावाट एवं एमवीएआर डाटा;
 - (ख) मात्रा जिसके लिए क्रेताओं इस प्रकार के क्रेताओं के ब्योरे सहित दीर्घकालिक पहुंच या मध्यकालिक निर्बाध पहुंच या दोनों के अधीन पता लगाया गया है;
 - (ग) कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा यथा अपेक्षित कोई अन्य सूचना;

- (5) कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा अपेक्षित इस प्रकार की सूचना यदि निर्धारित टाइमफ्रेम या अपेक्षित ब्योरों के स्तर पर उपलब्ध नहीं है तो कार्यान्वयन एजेंसी उपलब्ध स्रोतों से इस प्रकार की सूचना पर आधारित पारेषण प्रभारों को संगणित करेगा।

(25) कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा प्रकाशित की जाने वाली सूचना

- (1) कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा इसकी वेबसाइट पर उपलब्ध की जाने वाली सूचना में निम्नलिखित को शामिल किया जाएगा:
 - (क) प्रत्येक बिलिंग अवधि के लिए बेस मामले और भार प्रवाह परिणामों के लिए विचार किए जाने वाले नोडस पर निकासी एवं नोडस पर उत्पादन, बेसिक नेटवर्क;
 - (ख) बेस मामले में किए गए पूर्वानुमान, यदि कोई हैं;
 - (ग) ट्रांसफार्मर के ब्योरे, बिलिंग अवधि के लिए प्रादेशिक संघटक के अधीन विचार किए जाने वाले पारेषण घटकों और तदनुसूची पारेषण प्रभारों की सूची;
 - (घ) राष्ट्रीय संघटक के अधीन कवर की गई पारेषण प्रणाली;
 - (ङ) बिलिंग अवधि के दौरान जोड़ी गई नई पारेषण प्रणालियां;
 - (च) बिलिंग अवधि में विचार किए गए पारेषण घटकों के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार जैसा कि अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञाधारियों और अंतःराज्यिक पारेषण अनुज्ञाधारियों द्वारा प्रस्तुत किया गया है;
 - (छ) बिलिंग अवधि के लिए प्रत्येक डीआईसी के संबंध में दीर्घकालिक पहुंच और मध्यकालिक निर्बाध पहुंच के ब्योरे;

- (ज) प्रत्येक पारेषण लाइन के संबंध में औसत लागत पर प्राप्ति के लिए निर्देशात्मक लागत की विस्तृत संगणना और;
- (झ) संघटक वार ब्योरे सहित बिलिंग माह के लिए प्रत्येक संघटक द्वारा प्रतिदेय पारेषण प्रभार
- (2) इस विनियम के खण्ड(1) के अनुसार सभी सूचना संपादन योग्य 'माइक्रोसॉफ्ट एक्सेल' फॉर्मेट में कार्यान्वयन एजेंसी की वेबसाइट पर उपलब्ध होगी।
- (3) पारस्परिक क्रिया अनुप्रश्न निम्नलिखित को शामिल करते हुए परिणाम देने के लिए डिजाइन किए जाएंगे (i) दिया गया जनरेटर कितनी पूर्ति करता है और किस अनुपात में करता है (ii) दिया गया भार(भारों) की पूर्ति की जाती है, किस उत्पादक द्वारा की जाती है और किस अनुपात में की जाती है; (iii) दिया गया डीआईसी किन पारेषण लाइनों का प्रयोग कर रहा है और किस अनुपात में कर रहा है (iv) दिया गया पारेषण किस डीआईसी की सेवा कर रहा और किस अनुपात में कर रहा है।
- (4) कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा संवेदी समझा गया कोई डाटा पहुंच नियंत्रण सहित संबंधित डीआईसी को उपलब्ध करवाया जाएगा।

अध्याय 6 विविध

26. निरसन और व्यावृत्तियां:

- (1) इन विनियमों में अन्यथा उपबंधित के अनुसार, समय समय से यथासंशोधित, केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतरराज्यिक पारेषण प्रभारों और हानियों की शेयरिंग) विनियम, 2010 निरसित किए जाते हैं।
- (2) ऐसे निरसन में किसी बात के होते हुए भी, निरसित विनियमों के अधीन की गई कोई बात या की गई कोई कार्रवाई या आशयित कोई बात इन विनियमों के अधीन की गई या की गई कार्रवाई मानी जाएगी।

27. शिथिल करने की शक्ति:

आयोग, लिखित में अभिलिखित किए जाने वाले कारणों के लिए, इन विनियमों के किसी भी उपबंध को स्वप्रेरणा से या इच्छुक व्यक्ति द्वारा किए गए आवेदन पर शिथिल कर सकेगा।

28. कठिनाई दूर करने की शक्ति:

यदि इन विनियमों के किसी उपबंध को प्रभावी करने में कठिनाई उत्पन्न होती है तो आयोग, सामान्य या विशेष आदेश द्वारा इस प्रकार के उपबंध बनाएगा, जो अधिनियम के उपबंधों के साथ असंगत नहीं है और जो इन विनियमों के उद्देश्यों को प्रभाव देने में कठिनाई को दूर करने के लिए आवश्यक लगे”

सनोज कुमार झा, सचिव

[विज्ञापन III/4/असा./100/2020-21]

अनुबंध-I

उपयोग आधारित पारेषण प्रभारों के लिए हाइब्रिड पद्धति

- 1 नेटवर्क का उपयोग सामान्यतः पारेषण आस्तियों के औसत उपयोग या सीमांत उपयोग के अनुसार अवधारित किया जाता है। नेटवर्क शाखाओं के औसत या सीमांत उपयोग आधारित पारेषण सेवाओं की कीमत क्रमशः औसत सहभागिता या सीमांत सहभागिता पद्धति के रूप में अभिज्ञात है। उपयोग आधारित पद्धति विद्युत को अवधारित करती है जो कुछेक नेटवर्क प्रयोगकर्ता के अस्तित्व के कारण प्रणाली में प्रत्येक लाइन के माध्यम से प्रवाहित होती है।
- 2 सीमांत सहभागिता पद्धति

2.1 सीमांत सहभागिता पद्धति यह विश्लेषित करती है कि ग्रिड में प्रवाह को किस प्रकार संशोधित किया जाता है जब अल्प परिवर्तनों को उत्पादन या एजेंट के भार में आरंभ किया जाता है। प्रक्रिया निम्नानुसार होगी:

- (क) सीमांत सहभागिता संवेदी A_{ij} प्राप्त किये जाते हैं जो यह दर्शाते हैं कि लाइन j परिवर्तन किस प्रकार होते हैं जब बस i में उत्पादन या भार में 1 मेगावाट की वृद्धि होती है। 1 मेगावाट में वृद्धि को कुछ अन्य बस(बसें) में जिसे स्लैक बस(बसें) कहा जाता है, में भार या उत्पादन में तदनुरूपी वृद्धि से प्रतिपूर्ति की जाएगी।

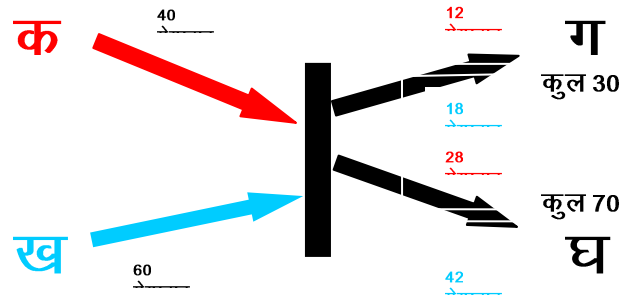
- (ख) प्रत्येक एजेंट के लिए कुल सहभागिताएं इसकी सीमांत सहभागिता द्वारा इसकी निवल अंतःक्षेपण के उत्पाद के रूप में संगणित किया जाता है। यदि निवल अंतःक्षेपण उत्पादन केन्द्रों के लिए सकारात्मक और भार के लिए नकारात्मक समझा जाता है तो लाइन j में किसी एजेंट i की कुल सहभागिता A_{ij} (उत्पादन $_i$ - मांग $_i$) है।
- (ग) प्रत्येक लाइन की लागत तदनुरूपी लाइन में उनकी कुल सहभागिता के अनुसार विभिन्न एजेंटों को समानुपातिक रूप संविभाजित की जाती है।

3 औसत सहभागिता पद्धति

3.1 औसत सहभागिता के लिए क्रियाविधि निम्नानुसार होगी:

- (क) प्रत्येक पृथक उत्पादन $_i$ के लिए कई भौतिक पथ उस नोड पर आरंभ करते हुए निर्मित किए जाते हैं जहां उत्पादक ग्रिड में विद्युत को अंतःक्षेपित करता है जिसके बाद नेटवर्क के माध्यम से विद्युत के रूप में लाइनों के माध्यम से संचालित किया जाता है और अंततः प्रणाली में कई भारों में पहुंचता है।
- (ख) इसी प्रकार की संगणनाएं मांग बस से कुछेक उपयोगकर्ता द्वारा उपभोग की गई ऊर्जा के अपस्ट्रिम करते हुए मांग के लिए निष्पादित किया जाता है जब तक कुछ उत्पादन केन्द्रों तक न पहुंचा जाता हो। इसी प्रकार का एक भौतिक पथ प्रत्येक उत्पादक और प्रत्येक मांग के लिए निर्मित किया गया है।
- (ग) इस प्रकार के भौतिक पथ के सृजन के उद्देश्य से, बेसिक मानदण्ड अपनाया गया है जिनमें सिंक को स्रोतों से विभिन्न लाइनों पर वास्तविक प्रवाह के लिए उत्तरदायित्व आवंटन नियमों के अनुसार निर्दिष्ट किया गया है जिसमें अंतर्वाह को बहिर्वाह के बीच समानुपातिक रूप से वितरित किया जाता है। समानुपातिक आवंटन तंत्र का निदर्शी उदाहरण नीचे दिए गए चित्र में दर्शाया गया है:

चित्र: औसत सहभागिता पद्धति



$$\text{ग पर क का भाग} = 30 \times \frac{40}{(60 + 40)} = 12$$

$$\text{ग पर ख का भाग} = 30 \times \frac{60}{(60 + 40)} = 18$$

$$\text{घ पर क का भाग} = 70 \times \frac{40}{(60 + 40)} = 28$$

$$\text{घ पर ख का भाग} = 70 \times \frac{60}{(60 + 40)} = 42$$

- (घ) औसत सहभागिता पद्धति नोड i और कुछेक अंतिम नोडों के बीच मार्गस्थ के नेटवर्क में प्रवाह को ट्रेक करते हुए एजेंट i की सहभागिता को संगणित करता है जो एलगोरिथम के अनुरूप है। आउटगोइंग लाइनों में प्रवाह पर आधारित उक्त उदाहरण में 40 मेगावाट का अंतःक्षेपण (लाल रेखा के माध्यम से) दो आउटगोइंग लाइनों से अंतरण के अनुपात में आउटगोइंग लाइनों को आवंटित किया गया है। अतएव आउटगोइंग लाइन जो 30 मेगावाट (अर्थात् बस में

कूल अंतरण का 30 प्रतिशत) लाल रेखा अर्थात् 12 मेगावाट से 40 मेगावाट अंतःक्षेपण का आवंटित 30 प्रतिशत है। इसी प्रकार का आवंटन अन्य प्रवाहों के लिए किया गया है।

4 हाइब्रिड पद्धति

हाइब्रिड पद्धति के अधीन स्लैब बसों को औसत सहभागिता पद्धति का प्रयोग करते हुए चयन किया जाएगा और प्रत्येक नोड पर पारेषण प्रभारों को सीमांत सहभागिता पद्धति का प्रयोग करते हुए संगणित किया जाएगा।

5. हाइब्रिड पद्धति के अधीन अपनाए जाने वाले कदम

5.1 निम्नलिखित कदम हाइब्रिड पद्धति में शामिल किए गए हैं:

- (क) डाटा अधिग्रहण
- (ख) बेसिक नेटवर्क पर भार प्रवाह की संगणना
- (ग) स्लेक नोड (नोडो) की पहचान
- (घ) पारेषण प्रभारों का अवधारण; और
- (ङ) पारेषण प्रभारों की शेयरिंग का अवधारण

(क) डाटा अधिग्रहण : मॉडल के लिए इनपुट

5.2 पारेषण कीमत मॉडल में निम्नानुसार माह के पीक ब्लॉक के लिए इनपुट का सेट अपेक्षित है:

- नोडों पर उत्पादन सूचना
- नोडों पर मांग सूचना
- भार प्रवाह विश्लेषण के लिए अपेक्षित इन नोडों और उनकी इलेक्ट्रीकल विशेषताओं के बीच पारेषण सर्किट, इन पारेषण लाइनों और उनकी क्षमता की संबद्ध लंबाइयों तथा प्रत्येक पारेषण लाइन का वार्षिक पारेषण प्रभार (वाईटीसी) एवं
- संदर्भ नोड(नोडों) की पहचान

5.3 डीआईसी वास्तविक उत्पादन एवं वास्तविक निकासी (बेसिक नेटवर्क में प्रत्येक नोड में मेगावाट एवं एमवीएआर) उपलब्ध करवाएगा। डीआईसी द्वारा प्रदान किया गया डाटा कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा निर्धारित फार्मेटों के अनुसार होगा। सभी आदेशिती डीआईसी भार उत्पादन शेष के लिए आधार मामला तैयार करने के लिए कार्यान्वयन एजेंसी को बिलिंग अवधि के दौरान पीक ब्लॉक के लिए उनके अपने उत्पादन केन्द्रों से उत्पादन प्रस्तुत करेंगे।

5.4 डीआईसी द्वारा प्रदान की गई सूचना कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा निर्धारित विस्तृत क्रियाविधि के अनुसार कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा सत्यापित होगी।

5.5 अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों, अंतःराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों जिनकी पारेषण प्रणाली वार्षिक पारेषण प्रभारों में शामिल की है और डीआईसी कार्यान्वयन एजेंसी द्वारा निर्धारित फार्मेट में मौजूदा नेटवर्क के लिए नेटवर्क डाटा की आपूर्ति करेगी।

5.6 बेसिक नेटवर्क 110 केवी और उससे अधिक की पारेषण लाइन और उत्पादन केन्द्र सहित सभी विद्युत प्रणाली घटकों को शामिल करेगा। बेसिक नेटवर्क की परिभाषा में निर्दिष्ट वॉल्टेज स्तरों से निचले वॉल्टेज प्रणाली में विद्युत प्रवाह उस उक्त केन्द्र में भार के रूप में माना जाएगा। वॉल्टेज स्तरों पर विद्युत प्रणालियों में निचले वॉल्टेज प्रणाली से विद्युत प्रवाह उस उपकेन्द्र में उत्पादन के रूप में माना जाएगा।

5.7 बिलिंग अवधि के अंतिम दिन को या उससे पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित विद्युत प्रणाली बिलिंग माह के लिए पारेषण प्रभार की संगणना के लिए मानी जाएगी। तथापि बेसिक नेटवर्क बिलिंग अवधि के पीक ब्लॉक के समान मानी जाएगी।

5.8 अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा निर्मित स्वामित्व और संचालित समर्पित पारेषण लाइनों को बेसिक नेटवर्क के भाग के रूप में माना जाएगा। तथापि उत्पादन केन्द्र द्वारा निर्मित स्वामित्व और संचालित समर्पित पारेषण लाइनों को बेसिक नेटवर्क के भाग के रूप में नहीं माना जाएगा और उत्पादन केन्द्र मॉडलिंग बेसिक नेटवर्क के प्रयोजन के लिए पूलिंग प्वाइंट में आईएसटीएस के लिए प्रत्यक्ष रूप से संबद्ध माने जाएंगे। पूलिंग स्टेशन में इस प्रकार के उत्पादन केन्द्र का वास्तविक अंतःक्षेपण पूलिंग प्वाइंट पर वास्तविक अंतःक्षेपण के रूप में दिया जाएगा।

5.9 प्रत्येक वॉल्टेज स्तर पर प्रत्येक कंडक्टर संस्थिति के लिए पारेषण लाइन के लिए पारेषण प्रभार प्रति सर्किट किलोमीटर को एकसमान होंगे। अपनाई गई पद्धति निम्नानुसार होगी:

5.9.1 केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता प्रत्येक वॉल्टेज स्तर पर प्रत्येक कंडक्टर संस्थिति के लिए पारेषण लाइन के लिए प्रति सर्किट किलोमीटर निर्देशात्मक लागत उपलब्ध करवाएगी।

5.9.2 प्रत्येक वॉल्टेज स्तर पर प्रत्येक कंडक्टर संस्थिति के लिए पारेषण लाइनों के लिए कुल सर्किट किलोमीटर निम्नलिखित निदर्शी के अनुसार एकसमान प्रभारों को आवंटित करेगा।

Type	Cost (Rs Lakh)	Cost (Rs Lakh) /Circuit	Actual ckt-km Type Wise	Equivalent ckt km	Indicative Cost Type Wise per ckt-km
				w.r.t 400 kV D/C Quad Moose	${}^1C_M =$ Transmission Charge Monthly
765 kV - D/C – HEXA	a_1	$b_1=a_1/2$	T_1	${}^3K_1=T_1 \times (b_1/b_3)$	$C_{I_1} = {}^1C_M \times ({}^3K_1/T)$
765 kV - S/C – HEXA	a_2	$b_2=a_2$	T_2	${}^3K_2=T_2 \times (b_2/b_3)$	$C_{I_2} = {}^1C_M \times ({}^3K_2/T)$
400 kV - D/C - Quad Moose	a_3	$b_3=a_3/2$	T_3	${}^3K_3=T_3 \times (b_3/b_3)$	$C_{I_3} = {}^1C_M \times ({}^3K_3/T)$
400 kV - D/C - Twin Moose	a_4	$b_4=a_4/2$	T_4	${}^3K_4=T_4 \times (b_4/b_3)$	$C_{I_4} = {}^1C_M \times ({}^3K_4/T)$
400 kV - S/C - Twin Moose	a_5	$b_5=a_5$	T_5	${}^3K_5=T_5 \times (b_5/b_3)$	$C_{I_5} = {}^1C_M \times ({}^3K_5/T)$
220 kV - D/C -	a_6	$b_6=a_6/2$	T_6	${}^3K_6=T_6 \times (b_6/b_3)$	$C_{I_6} = {}^1C_M \times ({}^3K_6/T)$
220 kV - S/C -	a_7	$b_7=a_7$	T_7	${}^3K_7=T_7 \times (b_7/b_3)$	$C_{I_7} = {}^1C_M \times ({}^3K_7/T)$
132 kV - D/C -	a_8	$b_8=a_8/2$	T_8	${}^3K_8=T_8 \times (b_8/b_3)$	$C_{I_8} = {}^1C_M \times ({}^3K_8/T)$
132 kV - S/C -	a_9	$b_9=a_9$	T_9	${}^3K_9=T_9 \times (b_9/b_3)$	$C_{I_9} = {}^1C_M \times ({}^3K_9/T)$
400 kV - D/C - Triple Snowbird	a_{10}	$b_{10}=a_{10}/2$	T_{10}	${}^3K_{10}=T_{10} \times (b_{10}/b_3)$	$C_{I_{10}} = {}^1C_M \times ({}^3K_{10}/T)$
400 kV - D/C - Twin HTLS	a_{11}	$b_{11}=a_{11}/2$	T_{11}	${}^3K_{11}=T_{11} \times (b_{11}/b_3)$	$C_{I_{11}} = {}^1C_M \times ({}^3K_{11}/T)$
		Sum	T		

${}^1C_M =$ एसी प्रणाली संघटक के संदर्भ में मासिक पारेषण प्रभार

5.10 उक्त धारा 5.9 के अधीन संगणनाओं को करते हुए और इन विनियमों के विनियम 9 के खण्ड(3) और (6) के अनुसार पारेषण लाइनवार पारेषण प्रभारों और पारेषण लाइनवार उपयोग आधारित पारेषण प्रभारों की संगणना करते हुए निम्नानुसार उपबंधों का अनुपालन किया जाएगा:

- 5.10.1 विनियम 5 के खण्ड(2) के अधीन कवर की गई पारेषण लाइनों को "जीरो सर्किट किलोमीटर" सहित विचार किया जाएगा।
- 5.10.2 जहां समूचा वार्षिक पारेषण प्रभार विनियम 13 के खण्ड (3)(6) और (9) के अधीन उत्पादन केन्द्र के लिए बिल किया जाना है, वहां इस प्रकार की पारेषण लाइनों को "जीरो सर्किट किलोमीटर" में विचार किया जाएगा।
- 5.10.3 जहां वार्षिक पारेषण प्रभारों को इन विनियमों के विनियम 5 से 8 के अनुसार पारेषण प्रभारों की संगणना के लिए आंशिक रूप से शामिल किया जाना है और इन विनियमों के विनियम के उपबंधों के अधीन उत्पादन केन्द्र या किसी अन्य इकाई के लिए आंशिक रूप से बिल किया जाना है, वहां इस प्रकार की पारेषण लाइनों के सर्किट किलोमीटर को इन विनियमों के विनियम 5 से 8 के अनुसार पारेषण प्रभारों की संगणना के लिए शामिल किए जाने वाले वार्षिक पारेषण प्रभारों में तदनुसारी समानुपातिक रूप से कम किया जाएगा।

दृष्टांत:

कल्पना करें कुदुगी नरेन्द्र पारेषण लाइन की 500 सर्किट किलोमीटर है और इसकी वार्षिक पारेषण प्रभारों का 50 प्रतिशत उत्पादन केन्द्र 'क' के लिए बिल किया जाना है और 50 प्रतिशत इन विनियमों के विनियम 5 से 8 के अनुसार पारेषण प्रभारों की संगणना के लिए शामिल किया जाना है। एसी-यूबीसी के संगणना के लिए, इस पारेषण लाइन के लिए सर्किट किलोमीटर 250 सर्किट किलोमीटर के रूप में लिया जाएगा।

(ख) बेसिक नेटवर्क पर भार प्रवाह की संगणना

- 5.11 कार्यान्वयन एजेंसी बेसिक नेटवर्क पर एसी भार प्रवाह रन करेगी। एसटीयू या एसईबी के मामले में, एसटीयू या एसईबी द्वारा स्वामित्व के सभी अंतक्षेपण नोड में कुल अंतक्षेपण एसटीयू या एसईबी नेटवर्क में संबद्ध सभी इकाइयों के कुल अंतक्षेपण के बराबर होगा। इसी प्रकार, एसईबी या एसटीयू द्वारा स्वामित्व की सभी निकासी नोड पर कुल निकासी एसईबी या एसटीयू नेटवर्क में संबद्ध सभी इकाइयों के निकासी के कुल के बराबर होगा।
- 5.12 बेसिक नेटवर्क पर एसी भार प्रवाह की अभिमुखता की प्रक्रिया में कार्यान्वयन एजेंसी भार उत्पादन संतुलन को सुनिश्चित करने के लिए विभिन्न बसों में भार या उत्पादन में कुछेक कुछेक अल्प समायोजन कर सकती है।

(ग) स्लेक नोड की पहचान : औसत सहभागिता पद्धति का उपयोग करना

- 5.13 करशोफ की विधि के अनुसार, नोड i में उत्पादन (या भार) में कोई एक मेगावाट की वृद्धि कुछ अन्य नोड(नोडो) पर भार (या उत्पादन) में तदनुरूपी वृद्धि से क्षतिपूर्ति की जाएगी। इस प्रकार बेसिक नेटवर्क में विद्युत प्रवाह को प्रभावित करने वाले कुछेक बस में अंतक्षेपण (या निकासी) की मात्रा की संगणना नोड (नोडो) की चुनाव पर निर्भर करती है जो प्रतिक्रिया होती है।
- 5.14 प्रत्येक नोड के लिए बाहर स्लेक बस (बसे) निम्नानुसार पाई जाएगी:
- 5.14.1 विशेष परिदृश्य में प्रत्येक नोड के लिए औसत सहभागिता पद्धति विचाराधीन राज्य में स्थित प्रत्येक भार एवं प्रत्येक उत्पादन के लिए लागू होगी। उत्पादन केन्द्र के लिए भार से उत्पादन केन्द्र के लिए (या उत्पादन केन्द्र से भार के लिए) ट्रेसिंग करते हुए राज्य से बाहर और भार (या उत्पादन केन्द्र) में उनके योगदान सहित उत्पादन केन्द्र (या भार) का सैट प्रत्येक भार (या उत्पादन केन्द्र) बस के लिए अवधारित किया जाता है।
- 5.14.2 प्रत्येक उत्पादन केन्द्र और भार के लिए स्लेक बसों की उक्त चुनाव का प्रयोग करते हुए प्रत्येक उत्पादन केन्द्र और प्रत्येक पारेषण लाइन में भार की सीमांत सहभागिता संगणित की जाती है।

(घ) पारेषण प्रभारों का अवधारण

- 5.15 हाइब्रिड पद्धति ग्रिड में विद्युत प्रवाह में संशोधनों को विश्लेषित करती है जब अल्प परिवर्तन एजेंट i के उत्पादन (या उपभोग) में आरंभ किए जाते हैं और इससे पता चलता है कि एजेंट i के व्यवहार सहित लाइन j के माध्यम से प्रवाह का संबंध लाइनियर माना जा सकता है। क्रियाविधि निम्नानुसार है:
- 5.15.1 सीमांत सहभागिता संवेदीताएं प्राप्त की जाती है जो प्रत्येक नेटवर्क ब्रांच j के माध्यम से विद्युत प्रवाह में वृद्धि को दर्शाती है जब बस में अंतक्षेपण या निकासी में एक मेगावाट की वृद्धि होती है। प्रत्येक बस में एक मेगावाट अंतक्षेपण या निकासी से उपगत प्रत्येक नेटवर्क ब्रांच j में प्रवाह भिन्नता प्रत्येक परिदृश्य, e के लिए संगणित की जाती है।
- 5.15.2 जैसा कि इस अनुबंध के खण्ड 5.14 में पहले ही वर्णित है कि करशोफ विधि के कारण नोड i में उत्पादन (या भार) में कोई एक मेगावाट की वृद्धि कुछ अन्य नोड (नोडो) में (वृद्धिशील प्रणाली हानियों के लिए समायोजन के बाद) भार (या उत्पादन) में तदनुरूपी वृद्धि से क्षतिपूर्ति की जाएगी। इस प्रकार बेसिक नेटवर्क में विद्युत प्रवाहों को प्रभावित करते हुए कुछेक बस में अंतक्षेपण (या निकासी) की मात्रा की संगणना नोड(नोडो) की पसंद पर निर्भर करती है जो प्रतिक्रिया देती है। इस प्रकार की नोड का पता लगाने के लिए प्रयुक्त पद्धति विस्तृत स्लैक बसे होंगी, जैसा कि खण्ड 5(ग) में उक्त रूप से वर्णित है।
- 5.15.3 प्रत्येक एजेंट द्वारा उपगत प्रत्येक पारेषण लाइन में विद्युत प्रवाह भिन्नता एक बार पाई जाती है तो प्रत्येक नेटवर्क प्रयोक्ता के लिए प्रयोग अनुक्रमणिका को संगणित करना संभव है। यह अनुक्रमणिका नीचे दिए गए समीकरण के अनुसार संगणित की गई है। बेस मामले में विद्युत प्रवाह की दिशा में केवल सकारात्मक वृद्धियां उन वृद्धियों के समय विचार किया जाता है जो न पारेषण लाइनों पर भार को कम करते हुए न तो कोई क्रेडिट देती है और न ही प्रणाली के प्रयोग के लिए प्रभारित होती हैं।
- 5.15.4 अनुक्रमणिका (माह के प्रत्येक ब्लॉक के लिए) निम्नानुसर संगणित है:

$$U_{e,i,l} = (|F_{le}^i| - |F_{le}|) \cdot P_{ie} \cdot \text{Sign}(F_{le}^i - |F_{le}|) > 0, \text{Sign}(F_{le}^i) \text{ is same as Sign}(F_{le})$$

जहां,

U_{eil} नोड i पर अंतक्षेपण या निकासी के कारण लाइन l मासिक प्रयोग अनुक्रमणी है।

F_{le} बेस आधार के अधीन परिदृश्य e के अधीन लाइन l में प्रवाह है।

F_{le}^i नोड i में एक मेगावाट के अंतक्षेपण या निकासी के कारण परिदृश्य e के अधीन लाइन l में प्रवाह है

P_{ie} बेस आधार के अधीन परिदृश्य e के अधीन बस i विद्युत प्रेषण या मांग है।

- 5.15.5 प्रत्येक पारेषण लाइन के लाइनवार प्रयोग आधारित पारेषण प्रभार तदनुरूपी पारेषण लाइन में उनकी सहभागिता के अनुसार विभिन्न एजेंटों को समानुपातिक आवंटित किया जाता है।

$$\text{Cost Allocated}_{eil} = \frac{U_{eil}}{\sum_i U_{eil}} \times C_l$$

जहां,

C_l इन विनियमों के विनियम 9 के खण्ड(6) के अनुसार प्राप्त पारेषण लाइनवार उपयोग आधारित पारेषण प्रभार है।

$$\frac{U_{eil}}{\sum_i U_{eil}}$$

सीमांत सहभागिता घटक है।

(ड) पारेषण प्रभारों की शेयरिंग का अवधारण

5.16 निम्नलिखित उपायों का अनुपालन किया जाएगा:

- 5.16.1 एसी भार प्रवाह का प्रयोग, सीमांत सहभागिता घटक (एमपीएफ) की प्रत्येक नोड पर सीमांत अंतक्षेपण या निकासी के कारण पारेषण प्रणाली उपयोग के अवधारण के लिए संगणित किया जाएगा।
- 5.16.2 प्रत्येक पारेषण लाइनवार उपयोग आधारित पारेषण प्रभार पीक ब्लॉक के लिए अंतक्षेपण या निकासी को प्रदान किया जाएगा। पारेषण लाइनवार उपयोग आधारित पारेषण प्रभार उस एजेंट द्वारा प्रभावित नेटवर्क शाखा में विद्युत प्रवाह में परिवर्तन के समानुपात में प्रत्येक एजेंट को आवंटित किया गया है।
- 5.16.3 निम्नलिखित उपायों को एसी-यूबीसी प्रभारों की संगणना के लिए अनुपालन किया जाएगा:

(क) निम्नलिखित को लिया जाएगा

- बिलिंग माह के लिए पारेषण लाइनवार उपयोग आधारित पारेषण प्रभार
- बेस मामला

(ख) सॉफ्टवेयर आयात बेस मामला

(ग) रन एसी भार प्रवाह और सीमांत प्रवाह (एमएफ) फाइल प्राप्त करें।

(घ) निम्नानुसार उक्त खण्ड(ग) में प्राप्त सीमांत प्रवाह फाइल संशोधित करें। (दृष्टांत इस अनुबंध के खण्ड 5.16.4 पर है):

- उत्पादन केन्द्र की पूर्ण क्षमता के लिए चुनिंदा क्रेताओं वाले और अव्यवस्थित दीर्घकालिक पहुंच न रखने वाले उत्पादन केन्द्रों या विक्रेताओं के लिए, सीमांत सहभागिता घटकों के मूल्यों को शून्य तक कम करें।
- कोई चुनिंदा क्रेता न रखने वाले लेकिन अव्यवस्थित दीर्घकालिक पहुंच रखने वाले उत्पादन केन्द्रों या विक्रेताओं के लिए सीमांत सहभागिता घटक का मूल्य रखें। जैसा कि उक्त खण्ड 5.16.3 के उपखण्ड (ग) में प्राप्त किया गया।
- आंशिक अव्यवस्थित दीर्घकालिक पहुंच रखने वाले और पता लगाए गए क्रेताओं सहित आंशिक क्षमता वाले उत्पादन केन्द्रों या विक्रेताओं के लिए:
 - सीमांत सहभागिता घटक का प्रतिधारण मूल्य जैसा कि अव्यवस्थित दीर्घकालिक पहुंच की तदनुरूपी क्षमता के लिए उक्त खण्ड 5.16.3 के उक्त खण्ड(ग) में प्राप्त किया गया है।
 - सीमांत सहभागिता घटक के मूल्य को पता लगाए गए क्रेताओं के लिए तदनुरूपी क्षमता के लिए ज़ीरो तक कम किया जाएगा।

(ड) नकारात्मक सीमांत सहभागिता घटक को शून्य तक कम करना।

(च) 0.001 से कम के सीमांत सहभागिता घटक को ज़ीरो तक कम करना।

(छ) सामान्यकृत सीमांत प्रवाह फाइल जिसे "1" के रूप में सभी सीमांत सहभागिता घटकों का जोड़ बनाया जा सके।

(ज) सीमांत सहभागिता घटक के सामान्यकृत मूल्यों को गुणा करना जैसा कि उस पारेषण लाइन के लिए पारेषण लाइनवार उपयोग आधारित पारेषण प्रभारों के साथ प्रत्येक पारेषण लाइन के लिए उक्त खण्ड(छ) में प्राप्त किया गया।

(झ) नोडवार पारेषण प्रभारों को आवंटित किया गया है।

5.16.4 निम्नलिखित दृष्टांत इस अनुबंध के उक्त खण्ड(5.16.3) के उपखण्ड(घ) के लिए है:

- कल्पना करें उत्पादन केन्द्र "क" (1000 मेगावाट की संस्थापित क्षमता सहित) पश्चिमी क्षेत्र में स्थित है और इसमें 300 मेगावाट के लिए लक्ष्य क्षेत्र के रूप में उत्तरी क्षेत्र के लिए और 400 मेगावाट के लिए लक्ष्य क्षेत्र के रूप में

पश्चिमी क्षेत्र के लिए दीर्घकालिक पहुंच लिया है। इस प्रकार "क" के लिए अव्यवस्थित दीर्घकालिक पहुंच 700 मेगावाट होगी अर्थात् उत्तरी क्षेत्र में 300 मेगावाट और पश्चिमी क्षेत्र में 400 मेगावाट होगी। कल्पना करें बाद में "क" उत्तरी क्षेत्र में क्रेता के साथ विद्युत क्रय करार में प्रविष्ट होता है अर्थात् 250 मेगावाट के लिए हरियाणा का वितरण अनुज्ञापितकारी होता है। हरियाणा के साथ विद्युत क्रय करार में प्रवेश करने के बाद, "क" का अव्यवस्थित दीर्घकालिक पहुंच 450 मेगावाट हो जाएगी अर्थात् उत्तरी क्षेत्र में 50 मेगावाट (= 300 मेगावाट – 250 मेगावाट) और पश्चिमी क्षेत्र में 400 मेगावाट हो जाएगी।

(2) यदि "क" बिलिंग अवधि के पीक ब्लॉक के लिए 900 मेगावाट का वास्तविक अंतक्षेपण है तो इस अंतक्षेपण को अव्यवस्थित दीर्घकालिक पहुंच और हरियाणा के साथ विद्युत क्रय करार की तदनुरूपी अंतक्षेपण के लिए तदनुरूपी अंतक्षेपण में पृथक किया जाएगा। यह निम्नानुसार किया जाएगा:

i. 450 मेगावाट के अव्यवस्थित दीर्घकालिक पहुंच की तदनुरूपी अंतक्षेपण = $450 \times 900 / 700 = 578.6$ MW; और

ii. पता लगाए गए क्रेता के लिए तदनुरूपी अंतक्षेपण = $250 \times 900 / 700 = 321.4$ MW

(3) उक्त 2(i) के अधीन क्षमता के लिए अर्थात् 450 मेगावाट, "क" का सीमांत सहभागिता घटक प्रतिधारित किया जाएगा जैसा कि इस अनुबंध के खण्ड 5.16.3 के उपखण्ड (ग) में प्राप्त किया गया है।

(4) उक्त 2(ii) के अधीन क्षमता के लिए अर्थात् 250 मेगावाट के लिए "क" का सीमांत सहभागिता घटक जीरो माना जाएगा।

5.16.5 प्रत्येक बिलिंग माह के लिए डीआईसी के लिए हाइब्रिड पद्धति (रुपये में) पर आधारित पारेषण प्रभारों को संगणित किया जाएगा।

5.17 प्रत्येक मांग नोड को आवंटित पारेषण प्रभारों को इन विनियमों के विनियम 9 के खण्ड 8 के अध्याधीन राज्य की भौगोलिक सीमा के अंदर एक साथ ग्रुप किया जाएगा।

अनुबंध-II

इन विनियमों के अधीन पारेषण लाइन के उपयोग के अवधारण के लिए विचार किए जाने वाला प्रोत्कर्ष प्रतिबाध्यता लोडिंग

Voltage (KV)	S.I.L (MW)
765	2250
765 Op at 400	614
400	515
400 Op at 220	155
220	132
132	50

एचटीएलएस कंडक्टर या क्वाड कंडक्टर के साथ निर्मित पारेषण लाइन के लिए प्रोत्कर्ष प्रतिबाध्यता लोडिंग को, इन विनियमों के प्रयोजन के लिए, संबंधित वोल्टेज के लिए उपर्युक्त मान को दोगुना माना जाएगा।

CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

NOTIFICATION

New Delhi, the 4th May 2020

No.L-1/250/2019/CERC.— In exercise of the powers conferred under Section 178 read with Part V of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), and all other powers enabling it in this behalf, and after previous publication, the Central Electricity Regulatory Commission hereby makes the following regulations:

CHAPTER 1

PRELIMINARY

1. Short title, extent and commencement

(1) These regulations may be called the Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter-State Transmission Charges and Losses) Regulations, 2020.

- (2) These regulations shall apply to all Designated ISTS Customers (DICs), Inter-State Transmission Licensees, National Load Despatch Centre (NLDC), Regional Load Despatch Centres (RLDCs), State Load Despatch Centres (SLDCs) and Regional Power Committees (RPCs).
- (3) These regulations shall come into force from the date to be separately notified by the Commission.

2. Definitions

(1) In these Regulations, unless the context otherwise requires:-

- a) **‘Act’** means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);
- b) **‘Associated Transmission System’ or ‘ATS’** means the transmission system identified for a generating station by the Central Transmission Utility in the Long Term Access grant;
- c) **‘Basic Network’** means the power system at voltage levels of 110 kV and above containing all the power system elements including generating station and transmission systems ;
- d) **‘Billing month’** means the month in which bills for transmission charges are raised by the Central Transmission Utility in accordance with these regulations;
- e) **‘Billing period’** means the month for which bills are raised in a billing month by the Central Transmission Utility;
- f) **‘buyer’** shall have the same meaning as defined in Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related Matters) Regulation, 2014 and any subsequent amendments or re-enactments thereof;
- g) **‘COD of the Associated Transmission System’** shall mean COD of the last transmission element of the Associated Transmission System;
- h) **‘Connectivity Regulations, 2009’** means the Central Electricity Regulatory Commission (Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-State Transmission and related matters) Regulations, 2009 and any subsequent amendments or re-enactments thereof;
- i) **‘Date of Commercial Operation’ or ‘COD’** shall have the same meaning as defined in the Grid Code;
- j) **‘Designated ISTS Customer’ or ‘DIC’** means the user of any transmission element(s) of the Inter-State Transmission System (ISTS) and shall include generating station, State Transmission Utility (STU), distribution licensee including State Electricity Board or its successor company, Electricity Department of State and any other entity directly connected to the ISTS and shall include an intra-State entity or a trading licensee that has obtained Medium Term Open Access or Long Term Access to ISTS;
- k) **‘Grid Code’** means the Central Electricity Regulatory Commission (Indian Electricity Grid Code) Regulations, 2010 and any subsequent amendments or re-enactments thereof;
- l) **‘Hybrid Methodology’** means hybrid of the Marginal Participation Method and the Average Participation Method as detailed in Annexure-I of these regulations;
- m) **‘Implementing Agency’ or ‘IA’** means NLDC or such other agency designated by the Commission to undertake various functions under these regulations and such other functions as may be assigned by the Commission from time to time;
- n) **‘Monthly Transmission Charges’ or ‘MTC’** in a billing month means the transmission charges derived from the Yearly Transmission Charges for the corresponding billing period or part thereof;
- o) **‘node’** means a sub-station of a transmission system or a switchyard of a generating station and shall include injection node, drawal node and regional node;
- p) **‘Open Access Regulations, 2008’** means the Central Electricity Regulatory Commission (Open Access in inter-State Transmission) Regulations, 2008 and any subsequent amendments or re-enactments thereof;
- q) **‘Participation Factor’** of a node in any transmission line means the percentage usage of that line by the node, as explained in Annexure-I of these regulations;
- r) **‘Peak block’** means the block in which sum of net ISTS drawals by all States is maximum during the month;

- s) **‘Power Supply Regulations, 2010’** means the Central Electricity Regulatory Commission (Regulation of Power Supply) Regulations, 2010 as amended from time to time and any re-enactment thereof;
- t) **‘regional node’** means an injection node or a drawal node which is under the control area jurisdiction of a Regional Load Despatch Centre;
- u) **‘Regional Transmission Account’** means the monthly account of transmission charges issued by the Secretariat of respective Regional Power Committee on the basis of which the Central Transmission Utility shall raise the first bill in the billing month under these regulations;
- v) **‘Regional Transmission Deviation Account’** means the monthly account of Transmission Deviation charges issued by the Secretariat of respective Regional Power Committee on the basis of which the Central Transmission Utility shall raise the third bill in the billing month under these regulations;
- w) **‘seller’** shall have the same meaning as defined in the Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related Matters) Regulation, 2014 and any subsequent amendments or re-enactments made thereof;
- x) **‘Surge Impedance Loading’ or ‘SIL’** means loading on transmission line for various configurations as per Annexure-II to these regulations;
- y) **‘Target Region’** means the region to which Long Term Access is granted to a DIC, without identified beneficiaries in the said region;
- z) **‘Tariff Regulations, 2014’** means the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2014, as amended from time to time;
- aa) **‘Tariff Regulations, 2019’** means the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2019, as amended from time to time;
- bb) **‘Transmission Deviation’** means the deviation as specified in and computed under Regulation 12 of these regulations;
- cc) **‘Transmission Deviation Rate’** means the rate calculated in accordance with Regulation 12 of these regulations;
- dd) **‘Untied LTA’** means the quantum of Long Term Access granted to a DIC less the quantum for which buyers have been identified under Long Term Access or Medium Term Open Access or both;
- ee) **‘Yearly Transmission Charges’ or ‘YTC’** means the annual transmission charges as determined or adopted by the Commission for the transmission elements of ISTS which have achieved COD upto the last day of a billing period, and for intra-State transmission lines used for inter-State transmission of electricity as approved by the Commission;
- (2) Words and expressions used in these Regulations and not defined herein but defined in the Act or the regulations of the Commission, shall have the meanings assigned to them respectively in the Act and the regulations of the Commission.

3. Principles of sharing transmission charges

- (1) The transmission charges shall be shared amongst the DICs on monthly basis based on the Yearly Transmission Charges such that:-
- The Yearly Transmission Charges are fully recovered; and
 - Any adjustment on account of revision of the Yearly Transmission Charges are recovered.
- (2) Yearly Transmission Charges for transmission system shall be shared on monthly basis by DICs in accordance with Regulations 5 to 8 of these regulations subject to the exceptions provided in Clauses (3), (6), (9) and (12) of Regulation 13 of these regulations.
- (3) Long Term Access or Medium Term Open Access for projects covered under Clause (1) of Regulation 13 shall not be considered for apportionment of Yearly Transmission Charges under Regulations 5 to 8 of these regulations.
- (4) Sharing of transmission charges for DICs shall be based on the technical and commercial information provided by the DICs, inter-State transmission licensees, NLDC, RLDCs, SLDCs and CTU to the Implementing Agency.

CHAPTER 2

COMPONENTS AND SHARING OF ISTS CHARGES AND LOSSES

4. Components of Transmission Charges

Transmission charges for DICs shall have the following components:

- a. National Component (NC);
- b. Regional Component (RC);
- c. Transformer Component (TC); and
- d. AC System Component (ACC).

5. Components and sharing of National Component (NC)

(1) National Component shall be sum of the following components:

- (a) National Component-Renewable Energy (NC-RE); and
- (b) National Component-HVDC (NC-HVDC).

(2) National Component-Renewable Energy shall comprise of the Yearly Transmission Charges for transmission systems developed for renewable energy projects as identified by the Central Transmission Utility.

(3) National Component-HVDC shall comprise of the following:

- (a) 100% of Yearly Transmission Charges for “back-to-back HVDC” transmission system;
- (b) 100% of Yearly Transmission Charges for Biswanath-Chariali/ Alipurdwara to Agra HVDC transmission system;
- (c) Yearly Transmission Charges of Mundra–Mohindergarh 2500 MW HVDC transmission system corresponding to 1005 MW capacity:

Provided that Yearly Transmission Charges corresponding to 1495 MW for the said transmission system shall be borne by M/s Adani Power (Mundra) Limited or its successor company; and

- (d) 30% of Yearly Transmission Charges for all other HVDC transmission systems except those covered under sub-clauses (a), (b) and (c) of this clause of this Regulation.

(4) The Yearly Transmission Charges for the National Component shall be shared by all drawee DICs and injecting DICs with untied LTA in proportion to their quantum of Long Term Access plus Medium Term Open Access and untied LTA respectively.

6. Components and sharing of Regional Component (RC)

(1) Regional Component shall be sum of the following components:

- (a) Regional Component of HVDC (RC-HVDC) comprising of 70% of Yearly Transmission Charges of HVDC transmission systems planned to supply power to the concerned region, except HVDC transmission systems covered under sub clauses (a),(b) and (c) of Clause (3) of Regulation 5; and
- (b) Yearly Transmission Charges for static compensators (STATCOMs), static VAR compensators (SVCs), bus reactors, spare transformers, spare reactors and any other transmission element(s) located in the concerned region and identified by the Central Transmission Utility as being critical for providing stability, reliability and resilience in the grid.

Provided that where separate Yearly Transmission Charges are not available in respect of specific transmission elements, the Yearly Transmission Charges for such transmission elements shall be worked out and provided by the Central Transmission Utility, apportioning Yearly Transmission Charges approved by the Commission for the integrated project, based on indicative capital cost.

(2) Yearly Transmission Charges covered under sub-clause (a) of Clause (1) of this Regulation shall be shared by drawee DICs of the receiving region and injecting DICs with untied LTA in the receiving region, in proportion to their quantum of Long Term Access plus Medium Term Open Access and untied LTA, respectively.

(3) Yearly Transmission Charges covered under sub-clause (b) of Clause (1) of this Regulation shall be shared by drawee DICs of the region and injecting DICs (with untied LTA) of the same region, in proportion to their quantum of Long Term Access plus Medium Term Open Access and untied LTA, respectively.

7. Components and sharing of Transformer Component (TC)

- (1) Transformer Component for a State shall comprise of Yearly Transmission Charges for inter-connecting transformers (ICTs) planned for drawal of power by the concerned State. A list of such transformers for each State shall be provided by the Central Transmission Utility to the Implementing Agency.

Provided that where the Yearly Transmission Charges of ICTs for a State are not available, the Yearly Transmission Charges for such transformers shall be worked out and provided by the Central Transmission Utility, apportioning Yearly Transmission Charges approved by the Commission for the integrated project, based on indicative capital cost. For transformers used for drawl requirement of more than one State, Yearly Transmission Charges shall be apportioned to such States in the ratio of number of feeders from such transformers for each State.

- (2) Transformer Component for a State shall be borne and shared by the drawee DICs located in the concerned State in proportion to their Long Term Access plus Medium Term Open Access.

8. Components and sharing of AC System Component (ACC)

- (1) AC System Component shall comprise of the Yearly Transmission Charges, excluding the Yearly Transmission Charges covered under Regulations 5 to 7 of these regulations.
- (2) AC System Component shall have following components:
 - (i) Usage Based Component (AC-UBC); and
 - (ii) Balance Component (AC-BC).
- (3) The Yearly Transmission Charges of AC-UBC shall be shared by drawee DICs and injecting DICs with untied LTA corresponding to their respective usage of the transmission lines, in accordance with Regulation 9 of these regulations.
- (4) The Yearly Transmission Charges under AC-BC shall be the balance Yearly Transmission Charges for AC System Component after apportioning the charges for AC-UBC.
- (5) Transmission charges under AC-BC shall be shared by all drawee DICs and injecting DICs with untied LTA in proportion to their quantum of Long Term Access plus Medium Term Open Access and untied LTA respectively.

9. Computation of share of transmission charges under AC-UBC

- (1) Base Case shall be prepared by the Implementing Agency corresponding to the peak block for each billing period comprising of:
 - (a) Basic Network for the power system corresponding to the peak block of the billing period; and
 - (b) Actual generation and actual demand, in MW, at each node of the Basic Network corresponding to the peak block.
- (2) DICs, inter-State transmission licensees, NLDC, RLDCs, SLDCs and STUs shall provide data for sub-clauses (a) and (b) of Clause (1) of this Regulation and the Yearly Transmission Charges to the Implementing Agency in the stipulated formats as per the timelines specified in Regulation 24 of these regulations.
- (3) MTC covered under AC-UBC shall be apportioned on transmission lines of the Basic Network, whose charges have been included in the Yearly Transmission Charges. Such apportionment shall be made on per circuit kilometer basis for each conductor configuration at each voltage level as per the methodology specified in Annexure-I of these regulations, for obtaining transmission line-wise transmission charges for each conductor configuration at each voltage level.
- (4) The Implementing Agency shall run AC load flow studies on the Base Case as prepared in accordance with Clause (1) of this Regulation to determine power flow on each transmission line:

Provided that while carrying out AC load flow studies, the Implementing Agency may make minor adjustment in generation and demand data, if required, to ensure load-generation balance.
- (5) Percentage usage of each transmission line shall be computed by dividing the power flow on each transmission line obtained in accordance with Clause (4) of this Regulation by Surge Impedance Loading of the transmission line as per Annexure-II of these regulations:

Provided that in case power flow on any transmission line is more than Surge Impedance Loading, the percentage usage shall be capped at 100%.
- (6) Percentage usage of each transmission line obtained in accordance with Clause (5) of this Regulation shall be multiplied by transmission line-wise transmission charge obtained in accordance with Clause (3) of this

Regulation to obtain transmission line-wise usage-based transmission charges for each conductor configuration at each voltage level.

- (7) Transmission charges at each drawal node and each injection node with untied LTA shall be calculated as per Hybrid Methodology, using transmission line-wise usage-based transmission charges obtained in accordance with Clause (6) of this Regulation.
- (8) The Implementing Agency shall aggregate the transmission charges as obtained in accordance with Clause (7) of this Regulation at drawal nodes within the geographical boundary of the State to determine the transmission charges for the State under AC-UBC:

Provided that drawee DICs other than the distribution licensees of the State, who have taken Long Term Access or Medium Term Open Access shall be apportioned the transmission charges under AC-UBC as per the transmission charges obtained at their drawal node(s) in accordance with Clause (7) of this Regulation and such transmission charges shall not be included in the aggregate transmission charges of the State.

- (9) Injecting DICs with untied LTA shall be apportioned transmission charges under AC-UBC as per the transmission charges obtained at their injection node in accordance with Clause (7) of this Regulation.

10. Sharing of Transmission Losses

- (1) Transmission losses for ISTS shall be calculated on all India average basis by the Implementing Agency for each week, from Monday to Sunday, as under:

$$[(In - Dr) / (Ir)] \times 100$$

Where:

‘In’ denotes sum of injection into the ISTS at regional nodes for the week;

‘Dr’ denotes sum of drawal from the ISTS at regional nodes for the week;

‘Ir’ denotes sum of injection into the ISTS at regional nodes less injection from projects covered under Clause (1) of Regulation 13 of these regulations for the week.

- (2) Drawal schedule of DICs shall be prepared as per provisions of the Grid Code taking into account the transmission losses of the week preceding the last week as calculated in accordance with Clause (1) of this Regulation:

Provided that while preparing drawal schedule of DICs in respect of projects covered under Clause (1) of Regulation 13, transmission losses shall be considered as zero.

- (3) Transmission losses for ISTS shall be considered as zero while preparing injection schedule of DICs including that for Collective Transactions in the Power Exchanges.

11. Transmission charges for Short Term Open Access

- (1) Short Term Open Access Rate (in paise/kWh) shall be published for each billing month by the Implementing Agency which shall be calculated State-wise as under:

Transmission charges of the State for the billing month (in rupees) / (7200 X the quantum, in MW, of Long Term Access plus Medium Term Open Access of the State for the corresponding billing period)

- (2) Transmission charges for Short Term Open Access shall be payable by generating stations and embedded entities located in the State, as per the last published Short Term Open Access Rate for the State, along with other charges or fees as per Open Access Regulations, 2008 and the Transmission Deviation charges, if any, as per these regulations.
- (3) Transmission charges for Short Term Open Access paid by an embedded intra-State entity during a month shall be reimbursed in the following billing month to the State in which such entity is located.
- (4) Transmission charges for Short Term Open Access, paid by a DIC with untied LTA shall be offset against the transmission charges payable by the said DIC for untied LTA in the following billing month.
- (5) No transmission charges for Short Term Open Access for inter-State transmission system, shall be payable by a distribution licensee which has Long Term Access or Medium Term Open Access or both, or by a trading licensee acting on behalf of such distribution licensee:

Provided that other charges or fees as per Open Access Regulations, 2008 and the Transmission Deviation charges, if any, as per these regulations shall be payable.

- (6) Transmission charges for Short Term Open Access collected in a billing month, after adjustment as per Clauses (3) and (4) of this Regulation, shall be reimbursed to the DICs in proportion to their share in the first bill in the following billing month.

12. Transmission Deviation

- (1) Transmission Deviation, in MW, shall be computed as under:
- (a) For a generating station, net metered ex-bus injection, in a time block in excess of the sum of Long Term Access, Medium Term Open Access and Short Term Open Access:
Provided that for a hydro-generating station, overload capacity of 10% during peak season shall be taken into account.
- (b) For a State net metered ex-bus injection or net metered drawal, in a time block, in excess of the sum of Long Term Access and Medium Term Open Access.
- (c) For any drawee DIC, which is a regional entity other than distribution licensees, net metered drawal in a time block in excess of the sum of Long Term Access, Medium Term Open Access and Short Term Open Access.
- (2) Transmission Deviation Rate in Rs./MW, for a State or any other DIC located in the State, for a time block during a billing month shall be computed as under:
 $1.05 \times (\text{transmission charges of the State for the billing month in Rs.}) / (\text{quantum in MW of Long Term Access plus Medium Term Open Access of the State for the corresponding billing period} \times 2880)$
- (3) The Transmission Deviation charges shall be recovered through the third bill and shall be reimbursed to the DICs in proportion to their share in the first bill in the following billing month.

CHAPTER 3

SPECIFIC CASES

13. Treatment of transmission charges and losses in specific cases

- (1) No transmission charges and losses for the use of ISTS shall be payable for:
- (a) generation based on solar power resource for the useful life of the projects commissioned during the period from 1.7.2011 to 30.6.2017.
- (b) generation based on solar or wind power resources for a period of 25 years from the date of commercial operation, fulfilling the following conditions:
- (i) Such generation capacity has been awarded through competitive bidding; and
- (ii) Such generation capacity has been declared under commercial operation during the period from 1.7.2017 to 12.2.2018 for solar based resources or during the period from 30.9.2016 to 12.2.2018 for wind based resources; and
- (iii) Power Purchase Agreement(s) have been executed for sale of power from such generation capacity to the Distribution Companies for compliance of their renewable purchase obligation.
- (c) generation based on solar or wind power resources , for a period of 25 years from the date of commercial operation, fulfilling the following conditions:
- (i) Such generation capacity has been awarded through competitive bidding process in accordance with the guidelines issued by the Central Government; and
- (ii) Such generation capacity has been declared under commercial operation during the period from 13.2.2018 to 31.12.2022; and
- (iii) Power Purchase Agreement(s) have been executed for sale of such generation capacity to all entities including Distribution Companies for compliance of their renewable purchase obligations.
- (2) Where a generating station or any other seller has been granted Long Term Access or Medium Term Open Access and has entered into Power Purchase Agreement(s) for supply of power under such Long Term Access or Medium Term Open Access, the transmission charges towards such Long Term Access or Medium

Term Open Access for components identified under Regulations 5 to 8 of these regulations shall be determined at the drawal nodes, and billed to the buyer(s) after COD of generating station or unit(s) thereof:

Provided that where the generating station or any other seller is responsible to pay the transmission charges in terms of the Power Purchase Agreements, bills for transmission charges shall be raised on the buyer in terms of this clause notwithstanding the provision in the PPA and settlement of the transmission charges *inter se* between the buyer and the generating station or the seller shall be made in terms of the PPA or as may be mutually agreed.

- (3) Where COD of a generating station or unit(s) thereof is delayed and the Associated Transmission System has achieved COD, which is not earlier than its SCOD, the generating station shall pay Yearly Transmission Charges for the Associated Transmission System corresponding to Long Term Access granted for the generating station or unit(s) thereof, which have not achieved COD:

Provided that Yearly Transmission Charges in respect of Associated Transmission System shall be included for determination of transmission charges of DICs in accordance with Regulations 5 to 8 of these regulations upon the generating station or unit(s) thereof achieving COD.

- (4) Where only some of the transmission elements of the Associated Transmission System have achieved COD before the COD of the Associated Transmission System and the generating station seeks part operationalisation of Long Term Access, the Central Transmission Utility shall part operationalize Long Term Access, subject to availability of transmission system and Yearly Transmission Charges in respect of such transmission elements of the Associated Transmission System shall be included for determination of transmission charges of DICs in accordance with Regulations 5 to 8 of these regulations.

- (5) Where only some of the transmission elements of the Associated Transmission System have achieved COD before the COD of the Associated Transmission System and if such transmission elements are certified by the respective Regional Power Committee(s) as required for improving the performance, safety and security of the grid, the Yearly Transmission Charges for such transmission elements of the Associated Transmission System shall be included for determination of transmission charges of DICs in accordance with Regulations 5 to 8 of these regulations.

- (6) If any transmission element(s) of the Associated Transmission System is required by the generating station prior to COD of the Associated Transmission System, the Yearly Transmission Charges for such transmission element(s) shall be payable by the generating station from the COD of the said transmission element(s) of the Associated Transmission System till the generating station achieves COD.

- (7) Where Long Term Access is granted to a generating station on existing margins and COD of the generating station or unit(s) thereof is delayed, the generating station shall, corresponding to the capacity that is delayed, pay transmission charges at the rate of 10% of transmission charge per MW for the State where such generating station is located:

Provided that the amount so received in a billing month, shall be reimbursed to the DICs in proportion to their share in the first bill in the following billing month.

- (8) In case a generating station or unit(s) thereof has achieved COD and the Associated Transmission System is delayed, the concerned inter-State transmission licensee(s) shall make alternate arrangement at its own cost for despatch of power of the generating station or unit(s) thereof in consultation with the Central Transmission Utility:

Provided that till such alternate arrangement is made, the inter-State transmission licensee(s) shall pay to the generating station, the Yearly Transmission Charge corresponding to the quantum of Long Term Access for the period for which the transmission system has got delayed.

- (9) Where a dedicated transmission line has already been constructed or is under construction by an inter-State transmission licensee under coordinated transmission planning of the Central Transmission Utility, the Yearly Transmission Charges for such dedicated transmission line shall be payable by the concerned generating station to the inter-State transmission licensee (including deemed inter-State transmission licensee) from the COD of the dedicated transmission line till operationalization of Long Term Access of the generating station. After operationalization of Long Term Access, Yearly Transmission Charge for the dedicated transmission line proportionate to the quantum of Long Term Access operationalized qua the quantum of Connectivity for the dedicated transmission line shall be considered in accordance with Regulations 5 to 8 of these regulations and the balance transmission charges shall continue to be paid by the generating station.

- (10) Generating stations drawing start-up power from ISTS shall pay transmission charges at the rate of Transmission Deviation Rate for the State in which they are located:

Provided that the amount so received in a billing month, shall be reimbursed to the DICs in proportion to their share in the first bill in the following billing month.

- (11) Where a generating station is connected to both ISTS and intra-State transmission system, only ISTS charges and losses shall be applicable on the quantum of Long Term Access and Medium Term Open Access corresponding to capacity connected to ISTS.
- (12) In case of a transmission system where COD has been approved in terms of proviso (ii) of Clause (3) of Regulation 4 of the Tariff Regulations, 2014 or Clause (2) of Regulation 5 of the Tariff Regulations, 2019 or where deemed COD has been declared in terms of Transmission Service Agreement under Tariff based Competitive Bidding, the Yearly Transmission Charges for the transmission system shall be:
 - (a) paid by the inter-State transmission licensee whose transmission system is delayed till its transmission system achieves COD, or
 - (b) paid by the generating company whose generating station or unit(s) thereof is delayed, till the generating station or unit thereof, achieves COD, or
 - (c) shared in the manner as decided by the Commission on case to case basis, where more than one inter-State transmission licensee is involved or both transmission system and generating station are delayed.
- (13) An intra-State transmission system for which tariff is approved by the Commission shall be included for sharing of transmission charges of DICs in accordance with Regulations 5 to 8 of these regulations, only for the period for which such tariff has been approved.

CHAPTER 4

ACCOUNTING, BILLING AND COLLECTION OF TRANSMISSION CHARGES

14. Accounting

- (1) The Implementing Agency shall publish transmission charges payable by drawee DICs and injecting DICs with untied LTA for the billing month in Rupee terms.
- (2) Regional Transmission Accounts and Regional Transmission Deviation Accounts for the billing month for the DICs shall be prepared by the Secretariat of the respective Regional Power Committee on the basis of:
 - (a) DIC-wise transmission charges for the billing month, as furnished by the Implementing Agency; and
 - (b) Meter readings of all Special Energy Meters for computation of Transmission Deviations for every time block of the corresponding billing period, as furnished by respective RLDCs.
- (3) Regional Transmission Accounts and Regional Transmission Deviation Accounts shall be issued by the Secretariat of respective Regional Power Committee to DICs, the Central Transmission Utility and inter-State transmission licensees and also be displayed on the website of respective Regional Power Committees.
- (4) Where the transmission charges were being billed to a distribution licensee or any designated agency in the State before coming into force of these regulations, the distribution licensee or the designated agency, as the case may be, shall be treated as DIC in that State for the purpose of preparation of Regional Transmission Account by Regional Power Committees and for the purpose of billing and collection of transmission charges by the Central Transmission Utility:

Provided that after coming into force of these regulations, the States may designate any agency as DIC for the above purpose.
- (5) Timelines for preparation of Base Case, notification of transmission charges of DICs, issue of Regional Transmission Accounts and Regional Transmission Deviation Accounts and raising of bills shall be as under:
 - (a) Base Case for the billing period shall be prepared by the Implementing Agency by 15th day of the month following the billing period.
 - (b) Transmission charges payable by DICs shall be notified by the Implementing Agency by 25th day of the month following the billing period.
 - (c) Secretariat of the respective Regional Power Committee shall issue Regional Transmission Accounts and Regional Transmission Deviation Accounts by the end of the month following the billing period.
 - (d) The Central Transmission Utility shall raise the first bill and the third bill for transmission charges on DICs in first week of the second month following the billing period.

Provided that in case of delay in issuance of Regional Transmission Account for a billing month, the Central Transmission Utility may raise provisional bills based on last available Regional Transmission Account and subsequently raise adjustment bills when Secretariat of respective Regional Power Committee issues Regional Transmission Account for the said billing month.

15. Billing.

- (1) The Central Transmission Utility shall, raise the bills for transmission charges, as per the timelines specified in sub-clause (d) of Clause (5) of Regulation 14 of these regulations.
- (2) The bills for transmission charges for the DICs shall be raised by the Central Transmission Utility under the following three categories:
 - (a) The first bill of each billing month shall contain the transmission charges for the billing period in accordance with Regulations 5 to 8 of these Regulations.
 - (b) The second bill shall be raised in the months of April, July, October and January every year for the quarter ending on 31st March, 30th June, 30th September and 31st December respectively to adjust variations on account of any revision in transmission charges allowed by the Commission, including incentives as applicable:

Provided that under-recovery or over-recovery of any amount on account of such revision in transmission charges in respect of a billing period shall be billed by the Central Transmission Utility to DICs in proportion to their first bill in the relevant billing month.
 - (c) The third bill shall be raised in each billing month for Transmission Deviation charges, along with the first bill.
- (3) The Central Transmission Utility shall raise separate bills, as per the timelines for the first bill, for transmission systems covered under Clauses (3), (6), (8), (9) and (12) of Regulation 13 and not covered under Regulations 5 to 8 of these regulations.
- (4) All bills raised by the Central Transmission Utility shall also be posted on its website.

16. Due Date

Notwithstanding any provision to the contrary in the applicable Tariff Regulations or Transmission Service Agreement under tariff based competitive bidding, due date in relation to any bill raised by the Central Transmission Utility under these regulations shall mean the forty fifth (45th) day from the date of presentation of such bill.

17. Rebate

Notwithstanding any provision to the contrary in the applicable Tariff Regulations or Transmission Service Agreement under tariff based competitive bidding, rebate on payment of bills shall be governed as under:

- (a) A rebate of 1.50% shall be allowed for payment of bills within a period of 5 days of presentation of bills.

Explanation: In case of computation of '5 days', the number of days shall be counted consecutively without considering any holiday. However, in case the last day or 5th day is an official holiday, the 5th day for the purpose of rebate shall be construed as the immediate succeeding working day.

- (b) A rebate of 1% shall be allowed where payments are made on any day after 5 days and within a period of 30 days of presentation of bills.

18. Late Payment Surcharge

Notwithstanding any provision to the contrary in the applicable Tariff Regulations or Transmission Service Agreement under tariff based competitive bidding, in case the payment of any bill for charges payable under these regulations is delayed by a DIC, beyond the due date, a late payment surcharge at the rate of 1.50% per month shall be payable by the concerned DIC.

19. Letter of Credit and other instruments of Payment Security Mechanism

- (1) The Central Transmission Utility shall, at least 3 (three) months prior to the date of operationalization of Long Term Access or Medium Term Open Access, in respect of a DIC, give a notice to such DIC, indicating the date of operationalization of such Long Term Access or Medium Term Open Access and requiring the DIC to furnish an irrevocable, unconditional and revolving Letter of Credit through a scheduled bank or any other acceptable instrument of payment security mechanism in favour of the Central Transmission Utility. Not later than 1 (one) month prior to the date of operationalization of Long Term Access or Medium Term Open Access, the DIC shall open such Letter of Credit or provide such acceptable instrument of payment security mechanism that shall be operative from a date prior to the Due Date of its first bill.

- (2) In case tripartite agreement for securitization on account of arrears against the transmission charges with the Government of India exists, the Letter of Credit or the acceptable instrument of payment security mechanism shall have a term of 12 (twelve) months and shall be for an amount equal to 1.05 (one point zero five) times the average amount of the first bill of a year:
- Provided that where such tripartite agreement does not exist, the DIC shall open the Letter of Credit or provide an acceptable instrument of payment security mechanism for an amount equal to 2.10 (two point one times) the average amount of the first bill of a year.
- (3) If at any time, the amount for which Letter of Credit or the acceptable instrument of payment security mechanism is provided, falls short of the amount specified in Clause (2) of this Regulation, the DIC shall replenish such shortfall within 7 (seven) days of intimation by the Central Transmission Utility.
- (4) If a DIC fails to pay any bill or part thereof by the Due Date, the Central Transmission Utility may encash the Letter of Credit or recover through such other instrument of payment security mechanism provided by the DIC, the amount of the bill or part thereof that is overdue plus Late Payment Surcharge, if applicable.
- (5) In case of such encashment of the Letter of Credit or recovery through such other instrument of payment security mechanism provided by the DIC, in full or in part, by the Central Transmission Utility in accordance with these regulations, the DIC shall replenish the amount through the Letter of Credit or such other instrument of payment security mechanism, as the case may be, within 7 (seven) days of intimation of such encashment or recovery by the Central Transmission Utility.
- (6) The DICs shall renew the Letter of Credit or such other instrument of payment security mechanism, 30 (thirty) days prior to the date of expiry.
- (7) In case of failure on the part of any DIC to maintain the Letter of Credit or such other instrument of payment security mechanism for the required amount in accordance with Clause (2) of this Regulation or replenish the Letter of Credit or such other instrument of payment security mechanism in accordance with Clauses (3) and Clause (5) of this Regulation and renew the Letter of Credit or such other instrument of payment security mechanism in accordance with Clause (6) of this Regulation, CTU may regulate the power injection of or supply to the concerned DIC, as the case may be in accordance with the Power Supply Regulations, 2010.

20. Collection and Disbursement

- (1) The Central Transmission Utility shall collect transmission charges on account of the first bill for transmission system covered under Regulations 5 to 8 of these regulations and disburse the amount so collected to inter-State transmission licensees and intra-State transmission licensees in proportion to their Yearly Transmission Charges:
- Provided that in case of shortfall in collection of transmission charges, the amount to be disbursed to inter-State transmission licensees and intra-State transmission licensees shall be reduced pro-rata from their share of Yearly Transmission Charges.
- (2) Transmission charges collected by the Central Transmission Utility for transmission systems covered under Clauses (3), (6), (8), (9) and (12) of Regulation 13 and not covered under Regulations 5 to 8 of these regulations shall be disbursed directly to the concerned inter-State transmission licensee or the generating company, as the case may be.
- (3) The Central Transmission Utility shall collect transmission charges under the second bill and disburse the same to the respective inter-State transmission licensees.
- (4) The Central Transmission Utility shall collect Transmission Deviation charges under the third bill and reimburse the same to the DICs, in proportion to their first bill in the following billing month.
- (5) All payments and disbursements under provisions of this regulation shall be executed through National Electronic Funds Transfer (NEFT) or Real Time Gross Settlement (RTGS) or any other means of electronic transfer approved by the Reserve Bank of India.
- (6) The charges collected shall be first adjusted towards late payment surcharge on the outstanding transmission charges and thereafter towards outstanding transmission charges, starting from the longest overdue bill.

21. Consequences of non-payment of dues by a DIC

Failure on the part of a DIC to make payment, in full, against the bills by the due date under these regulations shall make such DIC liable for action for any or combination of the following, by the Central Transmission Utility, on behalf of inter-State transmission licensee(s):

- (a) regulation of power supply in accordance with the Power Supply Regulations 2010;
- (b) denial of Short term Open Access by RLDC or NLDC in accordance with the Open Access Regulations, 2008;

- (c) suspension or termination of Long Term Access or Medium Term Open Access in accordance with Connectivity Regulations, 2009.

22. Transition Period

Notwithstanding anything to the contrary contained in these regulations, bills for the first two billing periods, after these regulations come into force, shall be based on the Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter-State Transmission Charges and Losses) Regulations, 2010.

CHAPTER 5

INFORMATION AND PROCEDURES

23. Procedures to be framed under these Regulations

- (1) The Implementing Agency shall, within 90 (ninety) days of the notification of these regulations, publish the detailed procedures and formats for collection of data and information from various agencies and entities for implementation of the provisions of these regulations after stakeholder consultation.
- (2) The Implementing Agency shall be responsible for development and maintenance of the software for implementation of these regulations and shall get the same audited before it is put to use.
- (3) The Central Transmission Utility, in discharge of its functions under these regulations, may make such procedure as may be necessary, which is not inconsistent with these regulations or any other regulations of the Commission.

24. Timeline for furnishing the information

- (1) On or before the end of the billing period, all entities whose transmission elements have declared COD during the billing period shall submit to the Implementing Agency, network data, date(s) of commercial operation of the new transmission element and Yearly Transmission Charge of such transmission element in the format stipulated by the Implementing Agency.
- (2) The Implementing Agency shall publish, on its website, the peak block for the billing period on the first day of the month following the billing period.
- (3) Within 7 (seven) days after end of the billing period, the Central Transmission Utility shall submit indicative cost for transmission lines for each conductor configuration at each voltage level to the Implementing Agency.
- (4) Within 7 (seven) days after end of a billing period, DICs shall submit the following to the Implementing Agency for the billing period:
 - (a) MW and MVAR data for actual injection or actual drawal at various nodes or a group of nodes for peak block.
 - (b) Quantum for which buyers have been identified under Long Term Access or Medium Term Open Access or both along with details of such buyers;
 - (c) Any other information as required by the Implementing Agency
- (5) In the event of such information required by the Implementing Agency is not available within the stipulated timeframe or to the level of details required, the Implementing Agency shall compute transmission charges based on such information from the available sources.

25. Information to be published by the Implementing Agency

- (1) The information to be made available, on its website, by the Implementing Agency shall include:
 - (a) The Basic Network, generation at nodes and drawal at nodes considered for the Base Case and the load flow results, for each billing period;
 - (b) Assumptions made in the Base Case, if any;
 - (c) Details of transformers, list of transmission elements and corresponding transmission charges considered under Regional Component for the billing period;
 - (d) Transmission System covered under National Component;
 - (e) New transmission systems added during the billing period;

- (f) Yearly Transmission Charges for the transmission elements considered in the billing period, as submitted by the inter-State transmission licensees and intra-State transmission licensees;
 - (g) Details of Long Term Access and Medium Term Open Access in respect of each DIC for the billing period;
 - (h) Detailed calculations of indicative cost for arriving at the average cost in respect of each transmission line; and
 - (i) Transmission charges payable by each constituent for the billing month along with component-wise break-up.
- (2) All information in accordance with Clause (1) of this regulation shall be made available on the website of the Implementing Agency in editable “Microsoft Excel” format.
 - (3) Interactive “query” may be designed to give results including (i) a given generator is meeting which loads and in what proportion, (ii) a given load(s) is met by which generators and in what proportion, (iii) a given DIC is using which transmission lines and in what proportion, and (iv) a given transmission is serving which DICs and in what proportion.
 - (4) Any data considered sensitive by the Implementing Agency, may be provided to concerned DICs with access control.

CHAPTER 6: MISCELLANEOUS

26. Savings and Repeal.

- (1) Save as otherwise provided in these regulations, Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of inter-state transmission charges and losses) Regulations, 2010, as amended from time to time, is hereby repealed.
- (2) Notwithstanding such repeal, anything done or any action taken or purported to have been done or taken under the repealed regulations shall be deemed to have been done or taken under these regulations.

27. Power to Relax.

The Commission may, for reasons to be recorded in writing, relax any of the provisions of these regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

28. Power to Remove Difficulties

If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of these regulations, the Commission may, by general or specific order, make such provisions not inconsistent with the provisions of the Act, as may appear to be necessary for removing the difficulty.

SANOJ KUMAR JHA, Secy.
[ADVT.-III/4/Etxy./100/2020-21]

ANNEXURE-1

THE HYBRID METHODOLOGY FOR USAGE BASED TRANSMISSION CHARGES

1. Utilization of the network is generally determined in terms of either average utilization or marginal utilization of the transmission assets. Pricing of transmission services based on average or marginal utilization of the network branches is known as Average Participation or Marginal Participation method respectively. A usage-based methodology determines the power that flows through each of the lines in the system due to the existence of a certain network user.
2. **Marginal Participation Method**
 - 2.1 The marginal participation method analyzes how the flows in the grid are modified when minor changes are introduced in the generation or load of agent i . The procedure shall be as follows:
 - (a) Marginal Participation sensitivities A_{ij} are obtained which represent how the flow in line j changes when the generation or load at bus i is increased by 1 MW. The increase in 1 MW has to be compensated by a corresponding increase in load or generation at some other bus(es), called the slack bus(es).

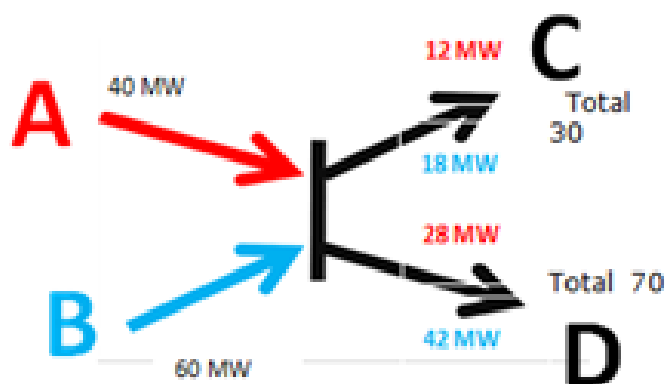
- (b) Total participations for each agent are calculated as a product of its net injection by its marginal participation. If net injection is considered positive for generating stations and negative for loads, the total participation of any agent i in line j is $A_{ij}(\text{generation}_i - \text{demand}_i)$.
- (c) The cost of each line is apportioned pro-rata to the different agents according to their total participation in the corresponding line.

3. Average Participation Method

3.1 The procedure for average participation shall be as follows:

- (a) For every individual generating station i , a number of physical paths are constructed, starting at the node where the generator injects power into the grid, following through the lines as the power moves through the network, and finally reaching several of the loads in the system.
- (b) Similar calculations are also performed for the demands, tracing upstream the energy consumed by a certain user, from the demand bus until some generating stations are reached. One such physical path is constructed for every generator and for every demand.
- (c) In order to create such physical paths, a basic criterion is adopted wherein responsibility for the actual flows on various lines from sources to sinks is assigned according to an allocation rule, in which inflows are distributed proportionally between the outflows. An illustrative example of the proportional allocation mechanism is demonstrated in figure below.

Fig.: Average Participation Method



$$\text{Portion of A at C} = 30 \times \frac{40}{(60+40)} = 12$$

$$\text{Portion of B at C} = 30 \times \frac{60}{(60+40)} = 18$$

$$\text{Portion of A at D} = 70 \times \frac{40}{(60+40)} = 28$$

$$\text{Portion of B at D} = 70 \times \frac{60}{(60+40)} = 42$$

- (d) The average participation method calculates the participation of agent i by tracking the influence in the network of a transit between node i and several ending nodes that result from the rules that conform to the algorithm. In the example above, based on flow in the outgoing lines, the injection of 40MW (through the red line) is allocated to the outgoing lines in the proportion of the transfers from the two outgoing lines. Thus, the outgoing line that transfers 30 MW (i.e. 30% of the total transfer out of the bus) is allocated 30% of the 40 MW injection from the red line, i.e. 12 MW. Similar allocations are made for the other flows as well.

4. Hybrid Methodology

Under the Hybrid Methodology, the slack buses shall be selected by using the Average Participation Method, and the transmission charges on each node shall be computed using the Marginal Participation Method.

5. Steps to be followed under Hybrid Methodology

5.1 Following steps are involved in the Hybrid Methodology

- (A) Data acquisition;
- (B) Computation of load flows on the Basic Network;
- (C) Identification of slack node(s);
- (D) Determination of transmission charges; and
- (E) Determination of sharing of transmission charges

(A) **DATA ACQUISITION: INPUTS TO THE MODEL**

5.2 The transmission pricing model requires a set of inputs for peak block of the month as follows:

- Generation information at nodes;
- Demand information at nodes;
- Transmission circuits between these nodes and their electrical characteristics required for load flow analysis, the associated lengths of these transmission lines and their capacity and Yearly Transmission Charges (YTC) of each transmission line; and
- Identification of reference node(s).

5.3 The DICs will provide actual generation and actual drawal {MW and MVAR at each node in the Basic Network. The data provided by the DICs shall be as per the formats stipulated by the Implementing Agency. All drawee DICs shall also submit generation from their own generating stations for the peak block during the billing period to the Implementing Agency to prepare the Base Case for load-generation balance.

5.4 Information provided by the DICs shall be verified by the Implementing Agency as per the detailed procedure stipulated by the Implementing Agency.

5.5 Inter-State transmission licensees, intra-State transmission licensees whose transmission system are included in Yearly Transmission Charges, and the DICs shall supply network data for the existing network, in the format stipulated by the Implementing Agency.

5.6 The Basic Network shall contain all the power system elements including generating station and transmission line at 110 kV and above. Power flow into a lower voltage system from the voltage levels indicated in the definition of the Basic Network shall be considered as load at that sub-station. Power flow from a lower voltage system into the electricity systems at the voltage levels shall be considered as generation at that sub-station.

5.7 The transmission system declared under commercial operation on or before the last day of the billing period shall be considered for computation of transmission charge for a billing month. However, Basic Network shall be considered as in the peak block of the billing period.

5.8 Dedicated transmission lines constructed, owned and operated by the inter-State transmission licensees shall be considered to be a part of the Basic Network. However, dedicated transmission lines constructed, owned and operated by generating stations shall not be considered as a part of the Basic Network and the generating station shall be deemed to be connected directly to the ISTS at the pooling point for the purpose of modelling Basic Network. Actual injection of such generating stations at the pooling station shall be taken as actual injection at the pooling point.

5.9 The transmission charge per circuit kilometer for a transmission line for each conductor configuration at each voltage level shall be made uniform. The methodology followed shall be as follows:

5.9.1 The Central Transmission Utility shall provide indicative cost per circuit kilometer for a transmission line for each conductor configuration at each voltage level.

5.9.2 Total circuit kilometer for transmission lines for each conductor configuration at each voltage level shall be allocated uniform charges as in following illustration:

Type	Cost (Rs Lakh)	Cost (Rs Lakh) /Circuit	Actual ckt-km Type Wise	Equivalent ckt km	Indicative Cost Type Wise per ckt-km
				w.r.t 400 kV D/C Quad Moose	(Rs Lakh/ckt-km)
765 kV - D/C – HEXA	a_1	$b_1=a_1/2$	T_1	$K_1=T_1 \times (b_1/b_3)$	$I_1 = {}^T C_M \times (K_1/K)/T_1$

765 kV - S/C – HEXA	a_2	$b_2=a_2$	T_2	$K_2=T_2 \times (b_2/b_3)$	$I_{2=} {}^T C_M \times (K_2/K)/T_2$
400 kV - D/C - Quad Moose	a_3	$b_3=a_3/2$	T_3	$K_3=T_3 \times (b_3/b_3)$	$I_{3=} {}^T C_M \times (K_3/K)/T_3$
400 kV - D/C - Twin Moose	a_4	$b_4=a_4/2$	T_4	$K_4=T_4 \times (b_4/b_3)$	$I_{4=} {}^T C_M \times (K_4/K)/T_4$
400 kV - S/C - Twin Moose	a_5	$b_5=a_5$	T_5	$K_5=T_5 \times (b_5/b_3)$	$I_{5=} {}^T C_M \times (K_5/K)/T_5$
220 kV - D/C -	a_6	$b_6=a_6/2$	T_6	$K_6=T_6 \times (b_6/b_3)$	$I_{6=} {}^T C_M \times (K_6/K)/T_6$
220 kV - S/C -	a_7	$b_7=a_7$	T_7	$K_7=T_7 \times (b_7/b_3)$	$I_{7=} {}^T C_M \times (K_7/K)/T_7$
132 kV - D/C -	a_8	$b_8=a_8/2$	T_8	$K_8=T_8 \times (b_8/b_3)$	$I_{8=} {}^T C_M \times (K_8/K)/T_8$
132 kV - S/C -	a_9	$b_9=a_9$	T_9	$K_9=T_9 \times (b_9/b_3)$	$I_{9=} {}^T C_M \times (K_9/K)/T_9$
400 kV - D/C - Triple Snowbird	a_{10}	$b_{10}=a_{10}/2$	T_{10}	$K_{10}=T_{10} \times (b_{10}/b_3)$	$I_{10=} {}^T C_M \times (K_{10}/K)/T_{10}$
400 kV - D/C - Twin HTLS	a_{11}	$b_{11}=a_{11}/2$	T_{11}	$K_{11}=T_{11} \times (b_{11}/b_3)$	$I_{11=} {}^T C_M \times (K_{11}/K)/T_{11}$
		Sum	T	K	

${}^T C_M$ = Monthly Transmission Charge w.r.t. AC System Component

5.10 While carrying out the calculations under Clause 5.9 above and while computing the transmission line-wise transmission charges and transmission line-wise usage-based transmission charges in accordance with Clauses (3) and (6) of Regulation 9 of these regulations, the provisions as under shall be followed:

- 5.10.1 The transmission lines covered under Clause (2) of Regulation 5 shall be considered with “zero circuit kms”.
- 5.10.2 Where entire Yearly transmission charge is to be billed to a generating station under Clauses (3), (6) and (9) of Regulation 13, such transmission lines shall be considered at “zero circuit kms”.
- 5.10.3 Where Yearly Transmission Charges are to be partly included for computation of transmission charges in accordance with Regulations 5 to 8 of these Regulations and partly to be billed to the generating station or any other entity under provisions of Regulation 13 of these regulations, the circuit kilometers of such transmission lines shall be reduced pro rata corresponding to the Yearly Transmission Charges to be included for computation of transmission charges in accordance with Regulations 5 to 8 of these regulations.

Illustration:

Suppose Kudgi-Narendra transmission line has 500 circuit km and 50% of its Yearly Transmission Charges are to be billed to a generating station ‘A’ and 50% is to be included for computation of transmission charges in accordance with Regulations 5 to 8 of these regulations. For calculation of AC-UBC, circuit km for this transmission line shall be taken as 250 circuit km.

(B) COMPUTATION OF LOAD FLOWS ON THE BASIC NETWORK

- 5.11 The Implementing Agency shall run AC load flow on the Basic Network. In case of a STU or SEB, total injection at all injection nodes owned by the STU or SEB shall be equal to the aggregate of injection of all the entities connected in the STU or SEB network. Similarly, total drawal at all the drawal nodes owned by a SEB or STU shall be equal to aggregate of drawal of all the entities connected in the SEB or STU network.
- 5.12 In the process of convergence of AC load flow on the Basic Network, the Implementing Agency may make certain minor adjustments in load or generation at various buses to ensure load-generation balance.

(C) IDENTIFICATION OF THE SLACK NODES: USING AVERAGE PARTICIPATION METHOD

- 5.13 According to the Kirchoff’s laws, any 1 MW increase in generation (or load) at node i has to be compensated by a corresponding increase in load (or generation) at some other node(s). Thus, the calculation of quantum of injection (or drawal) at a certain bus affecting the power flow in the Basic Network depends on the choice of the node(s) that responds.
- 5.14 The external slack bus(es) for each node shall be found as follows:

- 5.14.1 For every node in a particular scenario, Average Participation Method shall be applied to each generation and each load located in the State under consideration. Tracing from load to generating station (or from generating station to load), a set of generating stations (or loads), including those outside the State and their contribution to the load (or generating station) is determined for each load (or generating station) bus.
- 5.14.2 Using the above choice of slack buses for each generating station and load, marginal participation of each generating station and load in each transmission line is computed.

(D) DETERMINATION OF TRANSMISSION CHARGES

- 5.15 Hybrid Methodology analyzes the modifications in power flows in the grid when minor changes are introduced in the production (or consumption) of agent i , and it assumes that the relationship of the flow through line j with the behaviour of the agent i can be considered to be linear. The procedure is as under:
- 5.15.1 Marginal participation sensitivities are obtained that represent the increase in power flow through each network branch j when the injection or drawal in a bus is increased by 1 MW. Flow variation in each network branch j incurred by 1 MW injection or drawal at each bus is computed for each scenario, e .
- 5.15.2 As already stated at Clause 5.14 of this Annexure, due to the Kirchoff's laws, any 1 MW increase in generation (or load) at node i has to be compensated by a corresponding increase in load (or generation) at some other node(s) (after adjusting for incremental system losses). Thus, the calculation of quantum of injection (or drawal) at a certain bus affecting the power flows in the Basic Network depends on the choice of the node(s) that responds. The methodology used to identify such node shall be distributed slack buses as explained above at Clause 5 (C).
- 5.15.3 Once the power flow variation in each transmission line incurred by each agent is obtained, it is possible to compute a usage index for each network user. This index is computed according to equation given below. Only positive increments in the direction of the power flow in the base case are considered while increments which reduce burden on transmission lines are neither given any credit nor charged for use of the system.
- 5.15.4 The index (for each block of months) is computed as:

$$U_{e,i,l} = \left(|F_{le}^i| - |F_{le}| \right) \cdot P_{ie} \cdot \begin{cases} 1 & \text{if } |F_{le}^i| - |F_{le}| > 0, \text{ Sign}(F_{le}^i) \text{ is same as Sign}(F_{le}) \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

Where,

U_{eil} is the monthly usage index in line l due to injection or drawal at node i

F_{le} is the flow in line l under scenario e under base case

F_{le}^i is the flow in line l under scenario e due to injection or drawal of 1 MW at node

P_{ie} is power dispatch or demand at bus i under scenario e under base case

- 5.15.5 The line-wise usage-based transmission charge of each transmission line is allocated pro-rata to the different agents according to their total participation in the corresponding transmission line.

$$\text{Cost Allocated}_{eil} = \frac{U_{eil}}{\sum_i U_{eil}} \times C_l$$

Where,

C_l is the transmission line-wise usage-based transmission charge obtained in accordance with Clause (6) of Regulation 9 of these regulations.

$$\frac{U_{eil}}{\sum_i U_{eil}}$$

is the marginal participation factor

(E) DETERMINATION OF SHARING OF TRANSMISSION CHARGES

- 5.16 The following steps shall be followed:
- 5.16.1 Using AC load flow, Marginal Participation Factors (MPF) shall be computed for determination of transmission system utilization due to marginal injection or drawal at each node.
- 5.16.2 For each transmission line, transmission line-wise usage-based transmission charge will be attributed to injection or drawal for the peak block. This transmission line-wise usage-based transmission charge is allocated to each agent in proportion of the change in the power flow in network branch affected by that agent.
- 5.16.3 The following steps shall be followed for calculation of AC-UBC charges:

- (a) Following shall be taken:
- i. Transmission line-wise usage-based transmission charges for the billing month; and
 - ii. Base Case
- (b) Import Base Case in software
- (c) Run AC load flow and obtain Marginal Flow (MF) file.
- (d) Modify the Marginal Flow file obtained at clause (c) above as follows (illustration is at Clause 5.16.4 of this Annexure):
- For generating stations or sellers having no untied LTA and having identified buyers for full capacity of the generating station, reduce values of Marginal Participation Factors to zero.
 - For generating stations or sellers having no identified buyers but having untied LTA, retain values of Marginal Participation Factor as obtained at sub-clause (c) of Clause 5.16.3 above.
 - For generating stations or sellers having part untied LTA and part capacity with identified buyers:
 - Retain values of Marginal Participation Factor as obtained at sub-clause (c) of clause 5.16.3 above for capacity corresponding to untied LTA; and
 - Reduce values of Marginal Participation Factor to zero for capacity corresponding to identified buyers.
- (e) Reduce negative Marginal Participation Factors to zero.
- (f) Reduce Marginal Participation Factors of less than 0.0001 to zero.
- (g) Normalize Marginal Flow file so as to make sum of all Marginal Participation Factors as '1'.
- (h) Multiply normalized values of Marginal Participation Factor as obtained at sub-clause (g) above for every transmission line with transmission line-wise usage-based transmission charges for that transmission line.
- (i) Node-wise transmission charges are allocated.

5.16.4 Following illustration is for sub-clause (d) of Clause (5.16.3) above of this Annexure:

(1) Suppose a generating station "A" (with installed capacity of 1000 MW) is located in Western Region and it has taken Long Term Access to Northern Region as target region for 300 MW and Western Region as target region for 400 MW. Untied LTA for "A", therefore, shall be 700 MW i.e. 300 MW in Northern Region and 400 MW in Western Region. Suppose, later on, "A" enters into Power Purchase Agreement with a buyer in Northern Region, say, distribution licensees of Haryana for 250 MW. Consequent upon entering into Power Purchase Agreement with Haryana, untied LTA of "A" would become 450 MW i.e. 50 MW (= 300 MW – 250 MW) in Northern Region and 400 MW in Western Region.

(2) If "A" has actual injection of 900 MW for the peak block of the billing period, this injection has to be segregated into injection corresponding to untied LTA and injection corresponding to Power Purchase Agreement with Haryana. This shall be done as follows:

(i) Injection corresponding to untied LTA of 450 MW = $450 \times 900 / 700 = 578.6$ MW; and

(ii) Injection corresponding to identified buyer = $250 \times 900 / 700 = 321.4$ MW

(3) For the capacity under 2(i) above i.e. 450 MW, Marginal Participation Factor of "A" shall be retained as obtained at sub-clause (c) of Clause 5.16.3 of this Annexure.

(4) For the capacity under 2(ii) above i.e. 250 MW, Marginal Participation Factor of "A" shall be considered zero.

5.16.5 Transmission charges based on Hybrid Methodology (in Rs.) for DICs for each billing month will be computed.

5.17 Transmission charges as allocated to each demand node shall be grouped together within geographical boundary of a State subject to Clause 8 of Regulation 9 of these Regulations.

Annexure-II**Surge Impedance Loading to be considered for determination of utilization of transmission line under these Regulations**

Voltage (KV)	S.I.L (MW)
765	2250
765 Op at 400	614
400	515
400 Op at 220	155
220	132
132	50

SIL for Transmission line built with HTLS conductor or Quad conductor shall be considered, as twice the above said values for respective voltage, for the purpose of these Regulations.