

भारत सरकार
GOVERNMENT OF INDIA



एस.जी.-डी.एल.-अ.-10062020-219844
SG-DL-E-10062020-219844

असाधारण
EXTRAORDINARY
प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 1]	दिल्ली, बुधवार, जून 3, 2020/ज्येष्ठ 13, 1942	[रा.रा.क्षे.दि. सं. 35
No. 1]	DELHI, WEDNESDAY, JUNE 3, 2020/JYAISTHA 13, 1942	[N.C.T.D. No. 35

भाग III
PART III

राष्ट्रीय राजधानी राज्य क्षेत्र दिल्ली सरकार
GOVERNMENT OF THE NATIONAL CAPITAL TERRITORY OF DELHI

दिल्ली, विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

दिल्ली, 2 जून, 2020

दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (व्यवसाय योजना) विनियम, 2019

सं.एफ. 3 (596)/टैरिफ/डीईआरसी/2019-20/6641/ 047 .—विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का अधिनियम 36) की धारा 61 और धारा 86 (1) (बी) के साथ पठित धारा 181 के अंतर्गत प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए और इनकी ओर से और पिछले प्रकाशन के बाद, अन्य सभी शक्तियों से सक्षम होते हुए, दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग एतद्वारा निम्नलिखित विनियमों को सूचित करते हैं, नामतः -

भाग 1

प्रारंभिक

1. संक्षिप्त शीर्षक, प्रारंभन और विस्तार

(1) इन विनियमों को दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (व्यवसाय योजना) विनियम, 2019 कहा जाएगा।

(2) ये विनियम 3 (तीन) वर्ष की अवधि के लिए, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2020-21, वित्तीय वर्ष 2021-22 और वित्तीय वर्ष 2022-23 के लिए लागू रहेंगे, बशर्ते कि पहले इनकी समीक्षा नहीं की जाती है।

(3) इन विनियमों की वैधता की अवधि को आयोग द्वारा उचित मानी जाने वाली अवधि के लिए विस्तारित किया जा सकता है और इन नियमों में निर्धारित सिद्धांतों के अनुसार परिचालन मानदंड भी बढ़ाया जा सकता है:

बशर्ते कि विस्तारित अवधि के लिए वितरण हानि में कमी का लक्ष्य आयोग द्वारा पहले के अनुमोदित मूल्यां, नवीनतम लेखा परीक्षित खातों, प्रासंगिक वर्षों के लिए वास्तविक का अनुमान, विवेकपूर्ण जांच और आयोग द्वारा उपयुक्त माने जाने वाले अन्य कारकों के आधार पर निर्धारित किया जाएगा

(4) ये विनियम संपूर्ण राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली में लागू होंगे।

2. परिभाषा और व्याख्या

इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ के लिए अन्यथा आवश्यक न हो, इन विनियमों में प्रयुक्त शब्द और अभिव्यक्तियां का अर्थ वही होगा जिनको दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 में परिभाषित किया गया है;

इन विनियमों में प्रयुक्त, लेकिन परिभाषित नहीं किए गए शब्दों और अभिव्यक्तियों का अर्थ वही है जो विद्युत अधिनियम 2003 या आयोग द्वारा अधिनियम के अंतर्गत बनाए गए किसी अन्य कानून में दिया गया है।

भाग 2

उत्पादन इकाई के लिए व्यवसाय योजना

3. इक्विटी पर प्रतिफल की दर

डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4 (1) के संदर्भ में पर प्रतिफल की गणना उत्पादन इकाई के कर पश्चात् 14.00% की आधार दर पर की जाएगी:

बशर्ते कि इक्विटी पर प्रतिफल के उद्देश्य के लिए डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 63 या संबंधित वर्ष के लेखापरीक्षित वित्तीय विवरण के अनुसार उपलब्ध इक्विटी निर्धारित सामान्य इक्विटी से कम होगी।

4. इक्विटी पर प्रतिफल पर कर

इन विनियमों के विनियम 3 के अंतर्गत आयोग द्वारा दी गई अनुमति के अनुसार इक्विटी पर प्रतिफल की आधार दर, संबंधित वित्तीय वर्ष के न्यूनतम वैकल्पिक कर या प्रभावी कर दर के साथ डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 72 और 73 के संदर्भ में सकल होगी, जो निम्न सूत्र के अनुसार होगी:

$$\text{इक्विटी पर प्रतिफल की दर} = 14 / [(100 - \text{कर की दर}) / 100]$$

जहां, कर की दर न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) या प्रभावी कर दर है, जैसा भी मामला हो।

उदाहरण-

(i) न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) देने वाली उत्पादन इकाई के मामले में, @ 20.96% सरचार्ज और सेस सहित,

$$\text{इक्विटी पर प्रतिफल की दर होगी} = 14 / [(100 - 20.96) / 100] = 17.71\%$$

(ii) सरचार्ज और सेस सहित सामान्य कॉर्पोरेट टैक्स का भुगतान करने वाली उत्पादन इकाई के मामले में:

(क) वर्ष के लिए उत्पादन से अनुमानित सकल आय, रु. 1000 करोड़ तथा

(ख) यदि उपरोक्त वर्ष के लिए अनुमानित अग्रिम कर 240 करोड़ रु. हो, तब वर्ष के लिए प्रभावी कर दर = $240/1000 = 0.24$ or 24%, और इक्विटी पर प्रतिफल की दर होगी = $14 / [(100 - 24) / 100] = 18.42\%$

5. ऋण पर ब्याज की दर के लिए मार्जिन

एक वित्तीय वर्ष के लिए ऋण पर ब्याज की दर उस वित्तीय वर्ष के 1 अप्रैल को मार्जिन के साथ एसबीआई के निधि आधारित ऋण की दर (एमसीएलआर) की सीमांत लागत होगी। मार्जिन, डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम 2017 के विनियम 4(2) के संदर्भ में, उत्पादन इकाई के लिए, उस वित्तीय वर्ष की पहली अप्रैल को वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो और एमसीएलआर पर ब्याज की भारित औसत दर के बीच अंतर की अनुमति है:

बशर्ते कि नियंत्रण अवधि के पहले, दूसरे और तीसरे वर्ष के लिए मार्जिन क्रमशः 5.00%, 4.25% और 3.50% से अधिक न हो:

बशर्ते कि किसी भी स्थिति में ऋण पर ब्याज की दर (एमसीएलआर और मार्जिन) इक्विटी पर वापसी के अनुमोदित आधार दर अर्थात् 14.00% से अधिक न हो।

6. प्रचालन और अनुरक्षण व्यय

(1) डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(3) और विनियम 92 के संदर्भ में उत्पादन इकाई के लिए सामान्य प्रचालन और अनुरक्षण व्यय, निम्नानुसार होंगे:

तालिका 1: प्रचालन और अनुरक्षण व्यय (रु. लाख/ मेगावाट)

केंद्र	2020-21	2021-22	2022-23
गैस टरबाइन पावर स्टेशन (जीटीपीएस)	29.45	30.58	31.75
प्रगति पावर स्टेशन (पीपीएस-I)	23.02	23.90	24.82

- (2) ड्राय लो एनओएक्स (डीएलएन) बर्नर और सीवेज ट्रीटमेंट प्लांट (एसटीपी) के खाते पर अतिरिक्त मरम्मत और अनुरक्षण व्यय, यदि कोई हो, तो दस्तावेजी प्रमाण प्रस्तुत करने पर यथातथ्यीकरण के समय विवेकपूर्ण जांच के बाद नियंत्रण अवधि के दौरान वास्तविक आधार पर अनुमति दी जाएगी।
- (3) प्रचालन और अनुरक्षण व्यय के मानदंडों के निर्धारण के लिए, पहले से ही सातवें वेतन संशोधन और अंतरिम राहत के वास्तविक कार्यान्वयन के लिए राशि के अंतर का प्रभाव माना जाता है, यदि कोई हो, तो प्रचालन और अनुरक्षण व्यय के मानदंडों की गणना के लिए अपनाई जाने वाली विधि के अनुरूप अलग से अनुमति दी जाएगी, जो प्रासंगिक वित्तीय वर्ष के लिए एआरआर के यथातथ्यीकरण के समय विवेकपूर्ण जांच के अधीन होगा।

7. पूंजी निवेश योजना

(1) वित्तीय वर्ष 2020-21 से 2022-23 के लिए उत्पादन इकाई हेतु अस्थायी पूंजी निवेश योजना इस प्रकार है:

तालिका 2 : पूंजी निवेश योजना (रु. करोड़ में)

क्र.सं.	विवरण	2020-21	2021-22	2022-23
1.	गैस टरबाइन पावर स्टेशन (जीटीपीएस)	17.33	16.10	-
2.	प्रगति पावर स्टेशन (पीपीएस-I)	2.82	51.81	-

(2) वार्षिक टैरिफ याचिका में उत्पादन इकाई द्वारा प्रस्तुत, पूंजी निवेश और प्रचालनारंभ की संबंधित निर्धारित तिथि, डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 99 के संदर्भ में वार्षिक निश्चित लागत की गणना का आधार होगी:

बशर्ते कि मौजूदा उत्पादन केंद्रों में किसी भी अतिरिक्त पूंजी निवेश के कारण योजना के चालू होने से परिचालन मापदंडों में, डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 103 के संदर्भ में,

कोई भी सुधार संबंधित योजनाओं के चालू होने की निर्धारित तिथि से, ऊर्जा प्रभार दर की गणना के लिए आधार बनेगा।

- (3) प्रति वर्ष पूंजीगत लागत में कटौती की जाएगी और टैरिफ आदेश की अनुमानित पूंजी लागत में अंतर के कारण वित्तीय प्रभाव पर नजर डाली जाएगी, जिसमें वास्तविक पूंजी लागत और चालू करने की निर्धारित तिथि के साथ डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 61, 62 और 150 के प्रावधान के अनुसार चालू होने की वास्तविक तिथि निर्धारित की जाएगी।

8. उत्पादन केंद्रों के लिए प्रचालन मानक:

- (1) दिल्ली के मौजूदा उत्पादक केंद्रों के लिए सामान्य वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक और सामान्य वार्षिक संयंत्र लोड कारक निम्नानुसार होंगे:

- I. सामान्य वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएफ): 85%
- II. सामान्य वार्षिक संयंत्र भार कारक (एनएपीएलएफ) : 85%

- (2) सकल केंद्र ऊष्मा दर (जीएचआर)

दिल्ली के मौजूदा उत्पादक केंद्रों के लिए सकल केंद्र ऊष्मा दर इस प्रकार होगी:

तालिका 3: सकल केंद्र ऊष्मा दर(जीएचआर)

क्र.सं .	उत्पादन केंद्र	संयुक्त चक्र	मुक्त चक्र
		(कि. कैलोरी/ कि.वा.घं.)	
1	गैस टरबाइन पॉवर स्टेशन (जीटीपीएस)	2450	3125
2	प्रगति पॉवर स्टेशन (पीपीएस-I)	2000	2900

- (3) अनुषंगी ऊर्जा की खपत

दिल्ली के मौजूदा गैस आधारित उत्पादन केंद्रों के लिए अनुषंगी ऊर्जा की खपत निम्नानुसार होगी:

तालिका 4: अनुषंगी ऊर्जा खपत (%)

क्र.सं .	संचालन की विधि	प्रतिशत
1	संयुक्त चक्र	2.75%
2	मुक्त चक्र	1.00%

9. प्रोत्साहन राशि

- (1) एक उत्पादन इकाई या यूनिट को अधिक मांग के घंटों के दौरान, इन विनियमों के विनियम 8 (1) के अनुसार, संचयी आधार पर प्राप्त सामान्य वार्षिक संयंत्र लोड कारक (एनएपीएलएफ) के अनुरूप, पूर्व बस ऊर्जा की अधिकता में एक्स-बस अनुसूचित ऊर्जा के लिए 65 पैसे/किलोवाट की दर से और उसके बाद अन्य उत्पादन के लिए अन्य एक्स-बस के लिए पूर्व बस में निर्धारित ऊर्जा के लिए 50 पैसे/किलोवाट की दर से प्रोत्साहन देय होगा: बशर्ते कि इस तरह के प्रोत्साहन को दिल्ली एसएलडीसी द्वारा प्रमाणित जबरन शेड्यूलिंग के कारण उत्पन्न ऊर्जा पर लागू नहीं किया जाएगा।

- (2) अधिक मांग के घंटे और अन्य घंटे डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें), विनियम (2017 के विनियम

153 एवं 133के संदर्भ में जारी किए गए दिन के समय के आदेश) टीओडी) के लिए निर्धारित स्लॉट के अनुसार होंगे:

बशर्ते कि एक अलग आदेश के अभाव में ,अधिक मांग के घंटों को वितरण लाइसेंस के टैरिफ आदेश में निर्दिष्ट किया गया हो।

10. प्रचालन मानकों के संबंध में प्रोत्साहन हिस्सेदारी व्यवस्था

(1) डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 149 के संदर्भ में परिचालन मापदंडों के संबंध में प्रोत्साहन सकल केंद्र ऊष्मा दर (जीएचआर) और अनुषंगी ऊर्जा खपत, हिस्सेदारी व्यवस्था, विनियामक मापदंडों पर लागू होगा।

(2) शुद्ध लाभ की गणना निम्नानुसार की जाएगी

शुद्ध लाभ = (सामान्य ईसीआर- वास्तविक ईसीआर) x वास्तविक उत्पादन

जहां,

सामान्य ऊर्जा प्रभार दर की गणना केंद्र ऊष्मा दर और अनुषंगी ऊर्जा खपत के लिए निर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर की जाएगी,

वास्तविक ऊर्जा प्रभार दर की गणना वास्तविक केंद्र ऊष्मा दर और अनुषंगी ऊर्जा खपत के आधार पर की जाएगी।

(3) शुद्ध लाभ की गणना वार्षिक आधार पर की जाएगी और उसे उत्पादन इकाई और लाभार्थियों के बीच 50:50 के अनुपात में साझा किया जाएगा।

11. ऋण के पुनःवित्तपोषण के लिए प्रोत्साहन हिस्सेदारी व्यवस्था

(1) डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 71 के संदर्भ में, उत्पादन इकाई के ऋण के पुनःवित्तपोषण के लिए ब्याज की दर कम होने के कारण प्रोत्साहन की गणना उत्पादन इकाई के वित्तीय वर्ष 2020-21 से वित्तीय वर्ष 2022-23 में ऋण के कुल परिमाण के रूप में की जाएगी और प्रत्येक वित्तीय वर्ष के पहले दिन वास्तविक ऋण पर वास्तविक ब्याज दर पर 2.00% से अधिक (+) एसबीआई एमसीएलआर के अंतर के रूप में गणना की जाएगी।

(2) उपरोक्त उप खंड (1) के अनुसार गणना किए गए ऋण के पुनःवित्तपोषण के लिए प्रोत्साहन को उपभोक्ताओं और उत्पादन इकाई के बीच समान रूप से साझा किया जाएगा।

भाग 3

पारेषण लाइसेंसधारी के लिए व्यवसाय योजना

12. इक्विटी पर प्रतिफल की दर

डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(1) के संदर्भ में, पारेषण लाइसेंसधारी के लिए इक्विटी पर प्रतिफल की गणना, कर पश्चात् 14.00% के आधार दर पर की जाएगी:

बशर्ते कि इक्विटी पर प्रतिफल के उद्देश्य के लिए डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम 2017 के विनियम 63 या प्रासंगिक वर्ष के लेखापरीक्षित वित्तीय विवरण के अनुसार उपलब्ध इक्विटी निर्धारित सामान्य इक्विटी से कम हो।

13. इक्विटी पर प्रतिफल पर कर

इन विनियमों के विनियम 12 के अंतर्गत आयोग द्वारा अनुमति के अनुसार इक्विटी पर प्रतिफल की आधार दर संबंधित वित्तीय वर्ष के न्यूनतम वैकल्पिक कर या डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम

2017 के विनियम 72 और 73 के संदर्भ में, प्रभावी कर दर के साथ सकल होगी। जो निम्न सूत्र के अनुसार होगी :

$$\text{इक्विटी पर प्रतिफल की दर} = 14 / [(100 - \text{कर की दर}) / 100]$$

जहां, कर की दर न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) या प्रभावी कर दर है, जैसा भी मामला हो।

उदाहरण-

- (i) न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) का भुगतान करने वाले पारेषण लाइसेंसधारी के मामले में, मान लें @20.96% सरचार्ज और उपकर सहित, इक्विटी पर प्रतिफल की दर निम्नानुसार होगी = $14 / [(100 - 20.96) / 100] = 17.71\%$
- (ii) सरचार्ज और सेस सहित सामान्य कॉर्पोरेट कर का भुगतान करने वाले पारेषण लाइसेंसधारी के मामले में:
- (क) वर्ष के लिए पारेषण व्यवसाय से अनुमानित सकल आय, मान लें कि 1000 करोड़ रुपए तथा,
- (ख) यदि उपरोक्त वर्ष के लिए अनुमानित अग्रिम कर 240 करोड़ रुपए हो तो, वर्ष के लिए प्रभावी कर दर = $240 / 1000 = 0.24$ या 24% और इक्विटी पर प्रतिफल की दर = $14 / [(100 - 24) / 100] = 18.42\%$ होगी

14. ऋण पर ब्याज दर के लिए मार्जिन

एक वित्तीय वर्ष के लिए ऋण पर ब्याज की दर उस वित्तीय वर्ष के 1 अप्रैल को मार्जिन के साथ एसबीआई के निधि आधारित ऋण की दर (एमसीएलआर) की सीमांत लागत होगी। मार्जिन, डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(2) के संदर्भ में, उस वित्तीय वर्ष की पहली अप्रैल को, पारेषण लाइसेंसधारी के वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो और एमसीएलआर पर ब्याज की भारित औसत दर के बीच अंतर की अनुमति है:

बशर्ते कि मार्जिन नियंत्रण अवधि के पहले, दूसरे और तीसरे वर्ष के लिए क्रमशः 5.00%, 4.25% और 3.50% से अधिक न हो:

बशर्ते कि किसी भी स्थिति में ऋण पर ब्याज की दर (एमसीएलआर और मार्जिन) इक्विटी पर प्रतिफल के अनुमोदित आधार दर अर्थात् 14.00% से अधिक न हो।

15. प्रचालन और अनुरक्षण व्यय

- (1) पारेषण लाइसेंसधारी के प्रतिष्ठानों और कार्यालयों के लिए ऊर्जा की निजी खपत सहित पारेषण लाइसेंसधारी का मानक, खंड वार और सर्किट किलोमीटर वार, प्रचालन और अनुरक्षण व्यय निम्नानुसार होगा:

तालिका 5: एचवीएसी लाइनों के लिए खंड वार नियम (रु. लाख/खंड)

वोल्टेज स्तर	2020-21	2021-22	2022-23
400 केवी	55.493	57.621	59.830
220 केवी और कम	17.207	17.867	18.552

तालिका 6: एचवीएसी लाइनों के लिए सर्किट किमी वार नियम (रु. लाख/सर्किट किमी)

वोल्टेज स्तर	2020-21	2021-22	2022-23
400 केवी	2.372	2.463	2.557
220 केवी और कम	4.405	4.573	4.749

- (2) नियंत्रण अवधि के एक विशेष वित्तीय वर्ष हेतु प्रचालन और अनुरक्षण व्यय के लिए, वित्तीय वर्ष के दौरान संबंधित औसत नेटवर्क क्षमता के साथ प्रचालन और अनुरक्षण व्ययों के लिए मानदंडों से गुणा करने की अनुमति दी जाएगी (अर्थात् वित्तीय वर्ष की शुरुआत में नेटवर्क क्षमता और वित्तीय वर्ष के अंत में नेटवर्क क्षमता) अतिरिक्त खण्ड और बस खण्ड को छोड़कर।
- (3) प्रचालन और अनुरक्षण व्यय के मानदंडों के निर्धारण के लिए, पहले से ही सातवें वेतन संशोधन और अंतरिम राहत के वास्तविक कार्यान्वयन के लिए राशि के अंतर का प्रभाव माना जाता है, यदि कोई हो, तो प्रचालन और अनुरक्षण व्यय के मानदंडों की गणना के लिए अपनाई जाने वाली विधि के अनुरूप अलग से अनुमति दी जाएगी, जो प्रासंगिक वित्तीय वर्ष के लिए एआरआर के यथातथ्यीकरण के समय विवेकपूर्ण जांच के अधीन होगा।
- (4) पारेषण लाइसेंसधारी, विवेकपूर्ण जांच के अधीन संबंधित वित्तीय वर्ष के एआरआर के सही होने के समय वास्तविक आधार पर अलग से भूमि लाइसेंस शुल्क और सुरक्षा व्यय का दावा कर सकेगा।

16. पूंजी निवेश योजना

- (1) वित्तीय वर्ष 2020-21 से 2022-23 के लिए वितरण लाइसेंसधारी के लिए अस्थायी पूंजी निवेश योजना निम्नानुसार है :

तालिका 7: पूंजी निवेश योजना (रु. करोड़ में)

क्र.सं.	योजना का विवरण	2020-21	2021-22	2022-23
1	<u>नए कार्य</u>			
	400 केवी			
क	सब केंद्र	-	-	623
ख	लाइनें	-	-	80
	220 केवी			
ग	सब केंद्र	93	632	690
घ	लाइनें	90	605	635
ङ=क+ख+ग+घ	उपजोड़	183	1,237	2,028
2	<u>स्वचालन कार्य</u>			
क	400 केवी	-	20	
ख	220 केवी	61	48	41
ग=क+ख	उपजोड़	61	68	41

3	संवर्द्धन कार्य			
क	400 केवी	57	-	-
ख	220 केवी	266	215	40
ग	66 केवी और कम	68	89	45
घ=क+ख+ग	उपजोड़	391	304	85
4	सिविल सहित जमीन की लागत	27	27	-
5=1+2+3+4	कुल जोड़	662	1,636	2,154

- (2) कर्मचारी व्यय और एएवंजी व्यय को 30% से कम (कुल कर्मचारी व्यय और एएवंजी व्यय) या वास्तविक वित्तीय वर्ष में वास्तविक के बराबर करने की अनुमति दी जाएगी।
- (3) पूंजी निवेश और प्रचालनारंभ की प्रासंगिक निर्धारित तिथि, जो कि पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा वार्षिक टैरिफ याचिका में प्रस्तुत की गई है, डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें), 2017 के विनियम 111 के संदर्भ में, वार्षिक निश्चित लागत की गणना का आधार बनेगी।
- (4) प्रति वर्ष पूंजीगत लागत में वृद्धि की जाएगी और टैरिफ आदेश में अनुमानित पूंजी लागत के अंतर पर वित्तीय प्रभाव की तुलना में वास्तविक पूंजी लागत और चालू करने की निर्धारित तारीख डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 61, 62 और 150 के प्रावधान के अनुसार वास्तविक चाल होने की तारीख निर्धारित की जाएगी।

17. पारेषण व्यवसाय के लिए संचालन मानदंड

- (1) एसी प्रणाली के लिए वार्षिक निर्धारित शुल्क की वसूली के लिए सामान्य वार्षिक पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक (एमएटीएफ) 98% माना जाएगा।
- (2) पारेषण प्रणाली उपलब्धता के इन विनियमों के परिशिष्ट-I, II और III में निर्दिष्ट सूत्रों और कार्यप्रणाली के अनुसार गणना की जाएगी।

18. पारेषण लाइसेंसधारी के लिए पारेषण प्रभार

डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 112 और 115 के संदर्भ में, पारेषण प्रणाली या इसके भाग के लिए एक कैलेंडर माह हेतु एसी प्रणाली के लिए पारेषण शुल्क (प्रोत्साहन के लिए) का बिल लगाया जाएगा जिसकी गणना निम्नानुसार है:

- क) टीएफएम के लिए: $\leq 98\%$ एएफसी x (एनडीएम/एनडीवाई) x (टीएफएम /98%)
- ख) टीएफएम के लिए: $98\% < \text{टीएफएम} \leq 99\%$, एएफसी x (एनडीएम/एनडीवाई) x (1)
- ग) टीएफएम के लिए: $99\% < \text{टीएफएम} \leq 99.75\%$, एएफसी x (एनडीएम/एनडीवाई) x (टीएफएम/99%)
- घ) टीएफएम के लिए $\geq 99.75\%$, एएफसी x (एनडीएम/एनडीवाई) x (99.75%/99%)

जहां,

एएफसी	= वर्ष के लिए निर्दिष्ट वार्षिक निर्धारित लागत रुपये में
एनएटीएएफ	= मानक वार्षिक पारेषण उपलब्धता कारक, प्रतिशत में
एनडीएम	= महीने में दिनों की संख्या
एनडीवाई	= वर्ष में दिनों की संख्या
टीएएफएम	= महीने के लिए पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक

19. ऋण के पुनःवित्तपोषण के लिए प्रोत्साहन हिस्सेदारी व्यवस्था

- (1) डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 71 से वित्तीय वर्ष 2020-21 से वित्तीय वर्ष 2022-23 तक पारेषण लाइसेंस के संदर्भ में ऋण के पुनःवित्तपोषण के कारण ब्याज की दर कम होने की वजह से प्रोत्साहन में ऋण की कुल मात्रा के उत्पाद का लाभ उठाया जाना चाहिए और वास्तविक ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर का अंतर 2.00% प्लस (+) एसबीआई एमसीएलआर के मार्जिन के रूप में होना चाहिए।
- (2) उप खंड (1) के अनुसार गणना किए गए ऋण के पुनःवित्तपोषण के लिए प्रोत्साहन को उपभोक्ताओं और पारेषण लाइसेंसधारक के बीच समान रूप से साझा किया जाएगा।

भाग 4

वितरण लाइसेंसधारी के लिए व्यवसाय योजना

20. इक्विटी पर प्रतिफल की दर

- (1) **चक्रण व्यवसाय:** डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4 (1) के संदर्भ में, इक्विटी पर प्रतिफल की दर पश्चात् 14.00% के आधार दर पर गणना की जाएगी।
- (2) **खुदरा व्यवसाय:** डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(1) के संदर्भ में, इक्विटी पर प्रतिफल की दर पश्चात् 2.00% की अतिरिक्त आधार दर पर गणना की जाएगी।
- (3) **अनुरक्षण लागत:** डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 2 (16) के संदर्भ में, इक्विटी पर प्रतिफल विनियामक परिसंपत्ति/संचित राजस्व के वित्तपोषण के लिए ब्याज की भारित औसत दर की गणना के लिए ऋण और इक्विटी के अंतर को कर-पूर्व 14.00% माना जाएगा।
- (4) चक्रण और खुदरे व्यवसाय के लिए इक्विटी पर प्रतिफल का निर्धारण डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 63 के अनुसार निर्धारित सामान्य इक्विटी या प्रासंगिक वर्ष के लेखापरीक्षित वित्तीय विवरण के रूप में उपलब्ध इक्विटी के आधार पर किया जाएगा:

बशर्ते कि लेखापरीक्षित वित्तीय विवरण के अनुसार पूंजीकरण की आवश्यकता के बाद अधिशेष इक्विटी का, यदि कोई हो, तो पहले संचित राजस्व अंतर और उसके बाद निवेश के वित्तपोषण के लिए उपयोग किया जाएगा।

21. इक्विटी पर प्रतिफल पर कर

इन विनियमों को विनियम 20 (1) और विनियम 20 (2) के अंतर्गत आयोग द्वारा अनुमत अनुसार इक्विटी पर प्रतिफल की आधार दर और डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 72 और 73 के संदर्भ में संबंधित वित्तीय वर्ष के न्यूनतम वैकल्पिक कर या प्रभावी कर दर के साथ निम्न सूत्र के अनुसार समेकित की जाएगी:

$$\text{इक्विटी पर प्रतिफल की दर} = 16 / [(100 - \text{कर की दर}) / 100]$$

जहां , कर की दर न्यूनतम वैकल्पिक कर)एमएटी ,या प्रभावी कर दर है (जैसा भी मामला हो।

उदाहरण-

(i) वितरण लाइसेंसधारी द्वारा सरचार्ज और उपकर सहित न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) 20.96% का भुगतान करने के मामले में इक्विटी पर प्रतिफल की दर = $16 / [(100-20.96) / 100] = 20.24\%$ होगी।

(ii) वितरण लाइसेंसधारी द्वारा सरचार्ज और उपकर सहित सामान्य कॉर्पोरेट कर का भुगतान करने के मामले में :

(क) वर्ष के लिए वितरण व्यवसाय से अनुमानित सकल आय 1000 ,करोड़ रुपए तथा

(ख) यदि उपरोक्त वर्ष के लिए अनुमानित अग्रिम कर 240 करोड़ रुपए हो तो ,वर्ष के लिए प्रभावी कर दर = $240/1000 = 0.24$ या 24%, और इक्विटी पर प्रतिफल की दर = $16 / [(100-24) / 100] = 21.05\%$ होगी।

22. ऋण पर ब्याज की दर के लिए मार्जिन

(1) किसी वित्तीय वर्ष के लिए ऋण पर ब्याज की दर उस वित्तीय वर्ष के 1 अप्रैल को मार्जिन के साथ एसबीआई के निधि आधारित उधार दर (एमसीएलआर) की सीमांत लागत होगी। मार्जिन, वितरण लाइसेंसधारी के लिए डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4 (2) के संदर्भ में, उस वित्तीय वर्ष के 1 अप्रैल को वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो और एमसीएलआर पर ब्याज तथा परिसंपत्तियों के पूंजीकरण की ओर, कार्यशील पूंजी और विनियामक परिसंपत्तियों को भारत और अंतर के बीच अंतर के रूप में अनुमति दी गई है:

बशर्ते कि नियंत्रण अवधि के पहले, दूसरे और तीसरे वर्ष के लिए मार्जिन क्रमशः 5.00%, 4.25% और 3.50% से अधिक न हो:

बशर्ते कि किसी भी स्थिति में ऋण पर ब्याज की दर (एमसीएलआर प्लस मार्जिन) इक्विटी पर प्रतिफल के अनुमोदित आधार दर अर्थात् 14.00% से अधिक न हो।

(2) वितरण लाइसेंसधारी ऋण प्राप्त करने के लिए पारदर्शी तंत्र का पालन करेगा और संभवतया, ऋण प्राप्त करने के लिए खुली निविदा आमंत्रित करने का प्रयास करेगा।

23. प्रचालन और अनुरक्षण व्यय

(1) डीईआरसी के (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4 (3) और विनियम 92 के संदर्भ में वितरण लाइसेंसधारियों के लिए सामान्य प्रचालन और अनुरक्षण व्यय इस प्रकार होंगे:

तालिका 8: नियंत्रण अवधि के लिए बीआरपीएल के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्यय का मानदंड

विवरण	इकाई	2020-21	2021-22	2022-23
66 केवी लाइन	रु. लाख/सीकेटी किमी	3.855	4.002	4.156
33 केवी लाइन	रु. लाख/सीकेटी किमी	3.855	4.002	4.156
11 केवी लाइन	रु. लाख/सीकेटी किमी	1.150	1.194	1.239
एलटी लाइन प्रणाली	रु. लाख/सीकेटी किमी	6.148	6.384	6.629
66/11 केवी ग्रिड एस/एस	रु. लाख/एमवीए	1.033	1.073	1.114
33/11 केवी ग्रिड एस/एस	रु. लाख/एमवीए	1.033	1.073	1.114
11/0.415 केवी डीटी	रु. लाख/एमवीए	2.563	2.661	2.763

तालिका 9: नियंत्रण अवधि के लिए बीवाईपीएल के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्यय का मानदंड

विवरण	इकाई	2020-21	2021-22	2022-23
66 केवी लाइन	रु. लाख/सीकेटी किमी	4.857	5.043	5.236
33 केवी लाइन	रु. लाख/सीकेटी किमी	4.857	5.043	5.236
11 केवी लाइन	रु. लाख/सीकेटी किमी	2.036	2.114	2.195
एलटी लाइन प्रणाली	रु. लाख/सीकेटी किमी	9.173	9.524	9.890
66/11 केवी ग्रिड एस/एस	रु. लाख/एमवीए	1.157	1.201	1.247
33/11 केवी ग्रिड एस/एस	रु. लाख/एमवीए	1.157	1.201	1.247
11/0.415 केवी डीटी	रु. लाख/एमवीए	2.534	2.631	2.732

तालिका 10: नियंत्रण अवधि के लिए टीपीडीडीएल के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्यय का मानदंड

विवरण	इकाई	2020-21	2021-22	2022-23
66 केवी लाइन	रु. लाख/सीकेटी किमी	3.079	3.197	3.320
33 केवी लाइन	रु. लाख/सीकेटी किमी	3.079	3.197	3.320
11 केवी लाइन	रु. लाख/सीकेटी किमी	0.935	0.971	1.008
एलटी लाइन प्रणाली	रु. लाख/सीकेटी किमी	7.338	7.620	7.912
66/11केवी ग्रिड एस/एस	रु. लाख/एमवीए	0.954	0.991	1.029
33/11 केवी ग्रिड एस/एस	रु. लाख/एमवीए	0.954	0.991	1.029
11/0.415 केवी डीटी	रु. लाख/एमवीए	1.489	1.546	1.605

तालिका 11: नियंत्रण अवधि के लिए एनडीएमसी के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्यय का मानदंड

विवरण	इकाई	2020-21	2021-22	2022-23
66 केवी लाइन	रु. लाख/सीकेटी किमी	3.079	3.197	3.320
33 केवी लाइन	रु. लाख/सीकेटी किमी	3.079	3.197	3.320
11 केवी लाइन	रु. लाख/सीकेटी किमी	0.935	0.971	1.008
एलटी लाइन प्रणाली	रु. लाख/सीकेटी किमी	7.338	7.620	7.912
66/11 केवी ग्रिड एस/एस	रु. लाख/एमवीए	0.954	0.991	1.029
33/11 केवी ग्रिड एस/एस	रु. लाख/एमवीए	0.954	0.991	1.029
11/0.415 केवी डीटी	रु. लाख/एमवीए	1.489	1.546	1.605

- (2) वितरण लाइसेंसधारी को स्वयं (सहायक) उपभोग की अनुमति दी जाएगी, जिसमें वितरण लाइसेंसधारी के कार्यालयों और उप-केंद्रों पर स्थापित ई-वाहन चार्जिंग केंद्र शामिल हैं, जो प्रासंगिक वित्तीय वर्ष के लिए प्रचालन और अनुरक्षण के हिस्से के रूप में इसके स्वयं के लिए खुदरा उपभोक्ताओं के खपत को छोड़कर वास्तविक दर्ज की गई खपत के लिए शून्य टैरिफ में कुल बिक्री के 0.25% के अधीन हैं:
- (3) प्रासंगिक वित्तीय वर्ष के लिए अपने खुदरा उपभोक्ताओं के निजी खपत को छोड़कर कुल बिक्री के 0.25% से अधिक वास्तविक स्वयं (सहायक) खपत दर्ज की जाएगी, जिसे संबंधित वर्ष की टैरिफ अनुसूची के गैर-घरेलू शुल्क पर बिल किया जाएगा और उस वर्ष बिल का भुगतान और एकत्र राजस्व का हिस्सा होगा।
- (4) वितरण लाइसेंसधारी को नियंत्रण अवधि के एक विशेष वित्तीय वर्ष के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्यय को उस विशेष वर्ष के प्रचालन और अनुरक्षण व्यय के लिए वित्तीय वर्ष की शुरुआत के दौरान संबंधित औसत नेटवर्क क्षमता (वित्तीय वर्ष की शुरुआत में नेटवर्क क्षमता और वित्तीय वर्ष के अंत में नेटवर्क क्षमता के औसत) के साथ गुणा करने की अनुमति होगी।
- (5) प्रचालन और अनुरक्षण व्यय के मानदंडों के निर्धारण के लिए, पहले से ही सातवें वेतन संशोधन और अंतरिम राहत के वास्तविक कार्यान्वयन के लिए राशि के अंतर का प्रभाव माना जाता है, यदि कोई हो, तो प्रचालन और अनुरक्षण व्यय के मानदंडों की गणना के लिए अपनाई जाने वाली विधि के अनुरूप अलग से अनुमति दी जाएगी, जो प्रासंगिक वित्तीय वर्ष के लिए एआरआर के यथातथ्यीकरण के समय विवेकपूर्ण जांच के अधीन होगा।
- (6) वितरण लाइसेंसधारी प्रचालन और अनुरक्षण व्यय के अंतर्गत कार्यशील पूंजी और विनियामक परिसंपत्तियों के लिए ऋण जुटाने के लिए व्यय का दावा कर सकता है, जो दस्तावेजी साक्ष्य प्रस्तुत करने पर संतुलन करने के समय विवेकपूर्ण जांच के अधीन है:
- बशर्ते यदि इस राशि को कार्यशील पूंजी तथा/अथवा विनियामक परिसंपत्तियों पर ब्याज में शामिल किया गया है, तो इसकी अनुमति नहीं दी जाएगी।
- (7) वितरण लाइसेंसधारी अलग से कानूनी खर्चों का दावा कर सकता है, जो दस्तावेजी साक्ष्य प्रस्तुत करने पर संतुलन करने के समय विवेकपूर्ण जांच के अधीन है:
- बशर्ते कि किसी भी न्यायालय के समक्ष आयोग के आदेशों या विनियमों के खिलाफ दायर मामलों के कानूनी व्यय और उपभोक्ता को भुगतान किए गए कानूनी दावों (मुआवजा/जुर्माना), यदि कोई हो, की अनुमति नहीं होगी।
- (8) वितरण लाइसेंसधारी प्रचालन और अनुरक्षण व्यय को मानदंडों के निर्धारण के लिए निर्दिष्ट लाइनों और ग्रिड सबकेंद्र वोल्टेज शीर्ष के अंतर्गत वास्तविक आधार पर आवंटित कर सकेगा :
- बशर्ते कि वितरण लाइसेंसधारी संबंधित वर्ष के लेखा परीक्षित खातों को अंतिम रूप देने के अंत से तीस (30) दिनों के भीतर प्रचालन और अनुरक्षण व्यय का उपरोक्त विवरण प्रस्तुत करेगा।

24. पूंजी निवेश योजना

- (1) डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4 (4) के संदर्भ में, वितरण लाइसेंसधारी के लिए अस्थायी पूंजी निवेश योजना निम्नानुसार होगी:

तालिका 12: नियंत्रण अवधि के लिए बीआरपीएल के लिए पूंजीकरण (रुपए करोड़ में)

विवरण	2020-21	2021-22	2022-23	कुल
पूंजीकरण	641	634	802	2077
स्मार्ट मीटर	50	52	55	157
घटाएं: जमा कार्य	67	81	67	215
कुल	624	605	790	2,019

तालिका 13: नियंत्रण अवधि के लिए बीवाईपीएल के लिए पूंजीकरण (रुपए करोड़ में)

विवरण	2020-21	2021-22	2022-23	कुल
पूंजीकरण	375	397	428	1,200
स्मार्ट मीटर	33	33	35	101
घटाएं: जमा कार्य	36	48	69	153
कुल	372	382	394	1,148

तालिका 14: नियंत्रण अवधि के लिए टीपीडीडीएल के लिए पूंजीकरण (रुपए करोड़ में)

विवरण	2020-21	2021-22	2022-23	कुल
पूंजीकरण	413	406	432	1,251
स्मार्ट मीटर	102	87	74	263
घटाएं: जमा कार्य	50	50	50	150
कुल	465	443	456	1,364

- (2) वितरण लाइसेंसधारी समय-समय पर आयोग द्वारा जारी पूंजी निवेश दिशानिर्देशों के प्रावधानों के अनुसार पूंजी निवेश योजनाओं के लिए अनुमोदन लेगा।
- (3) कर्मचारी व्यय और एएवंजी व्यय को 10% से कम (कुल कर्मचारी व्यय और एएवंजी व्यय) या वास्तविक वित्तीय वर्ष में वास्तविक के बराबर होने की अनुमति होगी।
- (4) लाइसेंसधारी संबंधित वर्ष के लिए वार्षिक टैरिफ याचिका में चालू करने की निर्धारित तिथि के साथ त्रैमासिक पूंजी निवेश योजना प्रस्तुत करेगा, जिसे डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 130 (सी) के संदर्भ में, नियत लागत की गणना के लिए आधार बनाएगा।
- (5) वितरण लाइसेंसधारक भौतिक सत्यापन के लिए त्रैमासिक आधार पर वास्तविक पूंजीकरण के विवरण और प्रासंगिक तिमाही के पूरा होने के 1 (एक) महीने के भीतर पूंजी लागत के सही करने सहित एक आवेदन प्रस्तुत करेगा।
- (6) उपर्युक्त उप-विनियम (3) के अनुसार वितरण लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तुत त्रैमासिक पूंजीगत लागत को आयोग द्वारा संतुलित किया जाएगा और टैरिफ आदेश में अनुमानित पूंजी लागत में भिन्नता के कारण वित्तीय प्रभाव, दृश्य वास्तविक पूंजी लागत और प्रासंगिक वित्तीय वर्ष के अंतर्गत प्रचालनारंभ की अनुसूचित और वास्तविक चालू होने की तारीख को निपटाया जाएगा:
 - (क) वर्ष के दौरान 10% से अधिक की दर से पूंजीकृत टैरिफ आदेश में अनुमानित पूंजीकरण में भिन्नता के कारण वसूल किए गए किसी भी अतिरिक्त टैरिफ को, ब्याज दर के साथ संबंधित वर्ष की पूंजी (डब्ल्यूएसीसी) की लागू भारित औसत लागत का 1.20 गुना के राजस्व अंतराल/अधिशेष में समायोजित किया जाएगा।

बशर्ते कि किसी भी अतिरिक्त शुल्क को वितरण लाइसेंसधारी के नियंत्रण से परे कारणों अर्थात्, योजनाओं के 'सिद्धांततः' अनुमोदन में देरी, सड़क संबंधित एजेंसियों आदि से पूंजीकरण के टैरिफ आदेश में अनुमानित पूंजीकरण में भिन्नता के कारण पुनर्प्राप्त किया जाए, तो अनुमति के लिए संबंधित वर्ष के पूंजीगत भार (डब्ल्यूएसीसी) की लागू भारित औसत लागत के बराबर ब्याज दर के साथ संबंधित वर्ष के राजस्व अंतराल/अधिशेष में समायोजित किया जाएगा।

- (ख) वर्ष के दौरान 10% से अधिक की दर से पूंजीकरण में अनुमानित पूंजीकरण में भिन्नता के कारण टैरिफ में किसी कमी को संबंधित वर्ष की पूंजी (डब्ल्यूएसीसी) की लागू भारित औसत लागत का 0.80 गुना ब्याज दर के साथ संबंधित वर्ष के राजस्व अंतराल/अधिशेष में समायोजित किया जाएगा।

25. वितरण हानि के लिए लक्ष्य

- (1) वितरण लाइसेंसधारी के लिए डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(9)(ए) के संदर्भ में, वितरण हानि का लक्ष्य निम्न प्रकार होगा

तालिका 15: नियंत्रण अवधि के लिए वितरण हानि का लक्ष्य

क्र.सं.	वितरण लाइसेंसधारी	2020-21	2021-22	2022-23
1	बीएसईएस राजधानी पावर लिमिटेड	8.10%	8.00%	7.90%
2	बीएसईएस यमुना पावर लिमिटेड	9.00%	8.75%	8.50%
3	टाटा पावर दिल्ली डिस्ट्रिब्यूशन लिमिटेड	7.90%	7.80%	7.70%
4	नई दिल्ली नगरपालिका परिषद्	9.00%	8.75%	8.50%

- (2) वितरण लाइसेंसधारी के लिए वितरण हानि लक्ष्य के खाते पर अधिक उपलब्धि/कम उपलब्धि हेतु धनराशि की गणना डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 159 में निर्दिष्ट फार्मूले के अनुरूप की जाएगी।
- (3) प्रासंगिक वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी द्वारा वितरण हानि लक्ष्य पर कम उपलब्धि (अर्थात वास्तविक हानि > हानि लक्ष्य) के कारण कोई वित्तीय प्रभाव वितरण लाइसेंसधारी के खाते पर होगा, जैसा कि डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 161 में निर्दिष्ट है।
- (4) प्रासंगिक वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी द्वारा वितरण हानि लक्ष्य के खाते पर अधिक उपलब्धि के कारण, कोई वित्तीय प्रभाव वितरण लाइसेंसधारी और उपभोक्ता के बीच निम्न प्रकार साझा किया जाएगा:
- यदि संबंधित वर्ष के लिए वास्तविक वितरण हानि, हानि लक्ष्य और हानि लक्ष्य माइनस $[50% * (\text{पूर्ववर्ती वर्ष लक्ष्य} - \text{चालू वर्ष लक्ष्य})]$ के बीच है तो 2/3 भाग उपभोक्ताओं और 1/3 भाग वितरण लाइसेंसधारी के बीच साझा किया जाएगा।
 - यदि संबंधित वर्ष के लिए वास्तविक वितरण हानि, हानि लक्ष्य माइनस $[50% * (\text{पूर्ववर्ती वर्ष लक्ष्य} - \text{चालू वर्ष लक्ष्य})]$ से कम है, तो 1/3 भाग उपभोक्ताओं और 2/3 भाग वितरण लाइसेंसधारी के बीच साझा किया जाएगा।

उदाहरण -

पूर्ववर्ती वर्ष वितरण हानि लक्ष्य - पीवाईटी

चालू वर्ष वितरण हानि लक्ष्य - सीवाईटी

मामला 1: यदि वास्तविक हानि > सीवाईटी, वितरण लाइसेंसधारी को 100% वितरण हानि होती है

मामला 2: यदि सीवाईटी > वास्तविक > [सीवाईटी- 50%*(पीवाई-सीवाईटी)], प्रोत्साहन का 1/3 भाग वितरण लाइसेंसधारी को और प्रोत्साहन का 2/3 भाग उपभोक्ताओं को प्राप्त होगा।

मामला 3: यदि वास्तविक < [सीवाईटी-50%*(पीवाईटी-सीवाईटी)], तो [सीवाईटी-50%*(पीवाईटी-सीवाईटी)] तक के प्रोत्साहन, 1/3 भाग वितरण लाइसेंसधारी और 2/3 भाग उपभोक्ताओं द्वारा साझा किए जाएंगे। शेष प्रोत्साहन 2/3 भाग वितरण लाइसेंसधारी और 1/3 भाग उपभोक्ताओं द्वारा साझा किया जाएगा।

26. संग्रहण दक्षता के लिए लक्ष्य

- (1) वित्तीय वर्ष 2020-21 से वित्तीय वर्ष 2022-23 तक के लिए वितरण लाइसेंसधारी का संग्रहण दक्षता लक्ष्य 99.50% होगा।
- (2) वितरण लाइसेंसधारी के लिए संग्रहण दक्षता लक्ष्य के खाते पर वित्तीय प्रभाव की गणना डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 163 में निर्दिष्ट फार्मूले के अनुरूप की जाएगी।
- (3) वितरण लाइसेंसधारी के लिए डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 164 के संदर्भ में, अति-उपलब्धि के वित्तीय प्रभाव को 99.50% से 100% तक उपभोक्ताओं और वितरण लाइसेंसधारियों के बीच समान रूप से साझा किया जाएगा।

27. अक्षय खरीद दायित्व के लिए लक्ष्य

- (1) डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 124 के संदर्भ में, वितरण लाइसेंसधारी के वित्तीय वर्ष 2020-21 से 2022-2023 तक के लिए अक्षय खरीद दायित्व हेतु लक्ष्यों (आरपीओ) की गणना अपने आपूर्ति क्षेत्र में अपने खुदरा उपभोक्ताओं को बिजली की कुल बिक्री के प्रतिशत के रूप में की जाएगी, जिसमें पनबिजली खरीद शामिल नहीं है। आरपीओ का लक्ष्य विभिन्न अक्षय ऊर्जा स्रोतों अथवा अक्षय ऊर्जा प्रमाणपत्रों ('आरईसी') अथवा दोनों के संयोजन से बिजली खरीद के जरिये पूरा किया जाएगा, और जो निम्न प्रकार होगा:

तालिका 16 : अक्षय खरीद दायित्व के लक्ष्य

क्र. सं.	वितरण लाइसेंसधारी	2020-21	2021-22	2022-23
1	गैर-सौर लक्ष्य	10.25%	10.25%	10.50%
2	सौर लक्ष्य	7.25%	8.75%	10.50%
3	कुल	17.50%	19.00%	21.00%

- (2) वितरण लाइसेंसधारी सौर ऊर्जा और गैर-सौर ऊर्जा की खरीद के माध्यम से अपने आरपीओ का अनुपालन करेगा: बशर्ते कि सौर आरपीओ अनुपालन की उपलब्धि पर जैसा कि उपरोक्त उप-विनियम (1) में निर्दिष्ट है 85% और उससे अधिक की सीमा तक, की कमी यदि है तो इसे उस संबंधित वर्ष के लिए गैर-सौर आरपीओ से परे अतिरिक्त गैर-सौर ऊर्जा/गैर-सौर आरईसी खरीद के द्वारा पूरा किया जा सकता है:
आगे बशर्ते कि गैर-सौर आरपीओ अनुपालन की उपलब्धि पर जैसा कि उपरोक्त उप-विनियम (1) में निर्दिष्ट है कि 85% और उससे अधिक की सीमा तक, की कमी यदि है तो इसे उस संबंधित वर्ष के लिए सौर आरपीओ से परे अतिरिक्त सौर ऊर्जा/सौर आरईसी खरीद के द्वारा पूरा किया जा सकता है:
बशर्ते कि वितरण लाइसेंसधारी किसी वित्तीय वर्ष के लिए अपने कुल आरपीओ लक्ष्यों में किसी कमी को पूरा करने के लिए उस संदर्भित वित्तीय वर्ष के पूर्ण होने की तिथि से तीन महीनों के भीतर विभिन्न अक्षय ऊर्जा स्रोतों अथवा आरईसी अथवा दोनों के संयोजन से बिजली खरीद सकता है।
- (3) संबंधित वर्ष के लिए शुद्ध परिमाणी उपभोक्ताओं के परिसर में स्थापित अक्षय ऊर्जा मीटरों में दर्ज अक्षय ऊर्जा उत्पादन को वितरण लाइसेंसधारी के आरपीओ का हिस्सा माना जाएगा जैसा कि डीईआरसी (अक्षय ऊर्जा हेतु शुद्ध परिमाण) विनियम 2014 में निर्दिष्ट है:
बशर्ते कि यदि सौर उत्पादन प्रणाली से अक्षय ऊर्जा मीटर के माध्यम से दर्ज की गई वार्षिक उत्पादन क्षमता उपयोगिता घटक (सीयूएफ) के 19% से अधिक हो जाती है, तो वितरण लाइसेंसधारी को स्वतंत्र तृतीय पक्ष, राष्ट्रीय परीक्षण और अंशशोधन प्रयोगशाला प्रत्यायन बोर्ड (एनएबीएल) द्वारा मान्यता प्राप्त मीटर टेस्टिंग लैब द्वारा परीक्षित अक्षय ऊर्जा मीटर मिलेंगे।

- (4) वितरण लाइसेंसधारी द्वारा आयोग से अनुमोदित विद्युत खरीद समझौते के माध्यम से खरीदी गई अक्षय ऊर्जा लागत और शुद्ध परिणाम समझौते के माध्यम से ग्रिड में प्रविष्ट कुल बिजली, जो आरपीओ लक्ष्य से अतिरिक्त है, संबंधित वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी की बिजली खरीद लागत का हिस्सा होगी।
- (5) आरपीओ में कमी के परिमाण के लिए वितरण लाइसेंसधारी द्वारा आरपीओ लक्ष्यों का गैर-अनुपालन होने पर सौर एवं गैर-सौर अक्षय ऊर्जा प्रमाणपत्र के भारत औसत तल मूल्य के 10% की दर से जुर्माना लगेगा, जैसा कि संबंधित वर्ष के लिए केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा निर्दिष्ट है।
- (6) आरपीओ लक्ष्यों के गैर-अनुपालन के कारण वितरण लाइसेंसधारियों पर लगाए गए जुर्माने की धनराशि को डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 124 के संदर्भ में संदर्भित वित्तीय वर्ष के यथातथ्यीकरण के दौरान एआरआर से कम किया जाएगा।

28. व्यतिक्रम समाधान तंत्र के माध्यम से बिजली की बिक्री के लिए आकस्मिकता सीमा (असूचीबद्ध इंटरचेंज शुल्क)

- (1) डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 152(सी) के संदर्भ में वित्तीय वर्ष 2020-21 से 2022-23 तक के लिए व्यतिक्रम समाधान तंत्र के माध्यम से वितरण लाइसेंसधारी की विद्युत निपटान के लिए आकस्मिक सीमा संदर्भित महीने के लिए वितरण लाइसेंसधारी द्वारा शुद्ध बिजली खरीद की 5% होगी।
- (2) यदि वितरण लाइसेंसधारी व्यतिक्रम समाधान तंत्र (असूचीबद्ध इंटरचेंज शुल्क) के माध्यम से संदर्भित महीने के लिए लाइसेंसधारी द्वारा खरीदी गई निवल बिजली के 5% से अधिक का निपटान करता है, तो यूआई के माध्यम से वसूली दर दिल्ली क्षेत्र के लिए उसी महीने के दौरान विनियम के माध्यम से बिजली खरीद/बिक्री के औसत दर पर मानी जाएगी।

29. अधिशेष बिजली की बिक्री दर के लिए प्रोत्साहन हिस्सेदारी व्यवस्था

- (1) डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 165 के संदर्भ में वित्तीय वर्ष 2020-21 से लेकर वित्तीय वर्ष 2022-23 तक वितरण लाइसेंसधारी की अधिशेष बिजली की बिक्री दर के लिए प्रोत्साहन की गणना निम्न प्रकार होगी:
 - i. उत्पादन केंद्र की परिवर्तनशील लागत जिसके लिए बिजली अधिशेष है और जिसे पावर एक्सचेंजों के माध्यम से बेचे जाने की आवश्यकता है, को ऐसे उत्पादन केंद्र की पूर्ववर्ती महीने की घोषित परिवर्तनीय लागत के रूप में माना जाएगा।
 - ii. उत्पादन केंद्र की परिवर्तनशील लागत जिसके लिए बिजली अधिशेष है और जिसे बैंकिंग एवं द्विपक्षीय व्यवस्थाओं के माध्यम से बेचे जाने की आवश्यकता है, को ऐसे उत्पादन केंद्र की पूर्ववर्ती महीने की घोषित परिवर्तनशील लागत के रूप में माना जाएगा, जो ऐसे करार में प्रवेश होने की तिथि से प्रचलित है:

बशर्ते कि बैंकिंग विनियम की मानक लागत सभी दीर्घकालीन स्रोतों की परिवर्तनशील लागत की भारत औसत दर होगी।
 - iii. प्रोत्साहन, दर के अंतर (वास्तविक बिक्री दर - परिवर्तनशील लागत) और महीने के दौरान वास्तव में बेची गई बिजली की मात्रा के परिमाण के बराबर होगा।
- (2) उपरोक्त उपखंड (1) के अंतर्गत परिकल्पित प्रोत्साहन को उपभोक्ताओं और वितरण लाइसेंसधारियों के बीच निम्न निर्दिष्ट तरीके से साझा किया जाएगा:-
 - i. संबंधित टैरिफ आदेश में आयोग द्वारा अनुमानित संबंधित वर्ष के सभी उत्पादन स्रोतों की प्रति इकाई औसत स्थिर लागत की 100% वसूली तक प्रोत्साहन प्राप्ति, जिसे अधिशेष बिजली की वास्तविक बिक्री के लिए पूर्व-निर्धारित किया गया है, उसे उपभोक्ताओं को 2/3 भाग और वितरण लाइसेंसधारी को 1/3 भाग के रूप में वितरित किया जाएगा।

- ii. संबंधित टैरिफ आदेश में आयोग द्वारा अनुमानित संबंधित वर्ष के सभी उत्पादन स्रोतों की प्रति इकाई औसत स्थिर लागत की 100% से अधिक वसूली की प्रोत्साहन प्राप्ति, जिसे अधिशेष बिजली की वास्तविक बिक्री के लिए पूर्व-निर्धारित किया गया है, उसे उपभोक्ताओं को 1/3 भाग और वितरण लाइसेंसधारी को 2/3 भाग के रूप में वितरित किया जाएगा।

उदाहरण:-

(क) अधिशेष बिजली की बिक्री का मात्रा (ए) = 1000 एमयू

(ख) लागू परिवर्तनशील लागत प्रति इकाई (बी) = 2.00 रुपये/किलोवाट घंटा

(ग) अधिशेष बिजली की वास्तविक बिक्री दर(सी) = 3.50 रुपये/किलोवाट घंटा

(घ) प्रोत्साहन [डी=ए*(सी-बी)] = 150 करोड़ रुपये

(ङ) टैरिफ आदेश में स्वीकृत औसत स्थिर लागत प्रति इकाई (ई) = 1.00 रुपये/किलोवाट घंटा

औसत स्थिर लागत प्रति इकाई की 100% वसूली तक प्रोत्साहन प्राप्ति = (ई*ए) = 100 करोड़ रुपये उपभोक्ताओं को 2/3 (67 करोड़ रुपये) और वितरण लाइसेंसधारी को 1/3 (33 करोड़ रुपये) के अनुपात में साझा किए जाएंगे।

औसत स्थिर लागत प्रति इकाई की 100% से अधिक वसूली पर प्रोत्साहन प्राप्ति = [डी-(ई*ए)] = 50 करोड़ रुपये उपभोक्ताओं को 1/3 (16.67 करोड़ रुपये) और वितरण लाइसेंसधारी को 2/3 (33.33 करोड़ रुपये) के अनुपात में साझा किए जाएंगे।

अतः,

i. वितरण लाइसेंसधारी को कुल प्रोत्साहन = 66.33 करोड़ रुपये (33+33.33)

ii. उपभोक्ताओं को कुल प्रोत्साहन = 83.67 करोड़ रुपये (67+16.67)

30. विद्युत खरीद लागत समायोजन शुल्कों की वसूली के लिए तंत्र

डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 134 के संदर्भ में, वित्तीय वर्ष 2020-21 से लेकर 2022-23 के वितरण लाइसेंसधारी की विद्युत खरीद लागत समायोजन शुल्क (पीपीएसी) की वसूली के लिए तंत्र निम्न प्रकार होगा :

- (1) आयोग संबंधित वर्ष हेतु टैरिफ आदेश में पीपीएसी की गणना के लिए विस्तृत फार्मूला निर्दिष्ट करेगा।
- (2) वितरण लाइसेंसधारी किसी भी तिमाही के लिए पीपीएसी की गणना, उस संबंधित वर्ष के लिए निर्दिष्ट फार्मूले के अनुसार करेगा:

बशर्ते कि एक तिमाही वर्ष के चौथाई भाग को संदर्भित करें अर्थात् अप्रैल, मई और जून (तिमाही-1); जुलाई, अगस्त और सितंबर (तिमाही-2); और अक्टूबर, नवंबर और दिसंबर (तिमाही-3); जनवरी, फरवरी और मार्च (तिमाही-4);

- (3) किसी भी तिमाही के लिए पीपीएसी अभिकलन, केवल बाद की तिमाही पर विस्तृत और समायोजित होगा:

बशर्ते कि आयोग डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 136 के संदर्भ में उपभोक्ताओं को किसी टैरिफ आघात से बचाने के लिए पीपीएसी को एक से अधिक तिमाही तक आगे ले जाने की अनुमति दे सकता है।

- (4) निर्दिष्ट फार्मूले के अनुसार पीपीएसी अभिकलन का निरूपण निम्न प्रकार होगा:

- क. यदि किसी तिमाही के लिए पीपीएसी 5% अधिक नहीं होती है तो वितरण लाइसेंसधारी विनियामक प्रक्रियाओं से गुजरे बिना आयोग को बिना किसी पूर्व सूचना के अभिकलित पीपीएसी के 90% पर पीपीएसी आरोपित कर सकता है।
- ख. यदि किसी तिमाही के लिए पीपीएसी 5% से अधिक है लेकिन 10% से अधिक नहीं है, तो वितरण लाइसेंसधारी विनियामक प्रक्रियाओं से गुजरे बिना आयोग को पूर्व सूचना देकर 5% की पीपीएसी और 75% की शेष पीपीएसी (वास्तविक पीपीएसी% - 5%) आरोपित कर सकता है।
- ग. यदि किसी तिमाही के लिए पीपीएसी 10% से अधिक होती है, तो वितरण लाइसेंसधारी विनियामक प्रक्रियाओं से गुजरे बिना उपरोक्त उप-विनियम (ए) और (बी) के अनुसार पीपीएसी आरोपित कर सकता है और अंतरीय पीपीएसी दावे (वास्तविक पीपीएसी% - 8.75%) के लिए आयोग के पूर्व अनुमोदन के लिए आवेदन दाखिल करेगा।
- (5) वितरण लाइसेंसधारी पीपीएसी के अभिकलन को उपभोक्ताओं के बिजली बिलों में आरोपित करने से पहले अपनी वेबसाइट पर अपलोड करेगा।
- (6) वितरण लाइसेंसधारी द्वारा पीपीएसी के कारण घोषित राजस्व, विनियामक प्रक्रियाओं से गुजरे बिना, संबंधित वर्ष की बिजली खरीद लागत के साथ यथातथ्यीकरण किया जाएगा और समान वर्ष के लिए कम राजस्व वसूली के कारण कोई वहनीय लागत नहीं होगी।
- (7) वितरण लाइसेंसधारी द्वारा पीपीएसी के कारण घोषित राजस्व, विनियामक प्रक्रियाओं से गुजरे बिना, संबंधित वर्ष की बिजली खरीद लागत के साथ संतुलित किया जाएगा और समान वर्ष के लिए अधिक राजस्व वसूली पर वहनीय लागत दर की 1.20 गुना वहनीय लागत होगी।

31. ऋण के पुनःवित्तपोषण के लिए प्रोत्साहन हिस्सेदारी व्यवस्था

- (1) डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 71 के संदर्भ में, वितरण लाइसेंसधारी के ऋण के पुनःवित्तपोषण के लिए ब्याज की दर कम होने के कारण प्रोत्साहन की गणना उत्पादन इकाई के वित्तीय वर्ष 2020-21 से वित्तीय वर्ष 2022-23 में ऋण के कुल परिमाण के रूप में की जाएगी और वास्तविक ऋण पर वास्तविक ब्याज दर पर 2.00% से अधिक (+) एसबीआई एमसीएलआर के अंतर के रूप में गणना की जाएगी।
- (2) उपरोक्त उप खंड (1) के अनुसार गणना किए गए ऋण के पुनःवित्तपोषण के लिए प्रोत्साहन को उपभोक्ताओं और वितरण लाइसेंसधारी के बीच समान रूप से साझा किया जाएगा।

32. चक्रण एवं खुदरा आपूर्ति में एआरआर के आवंटन का अनुपात

डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4 (9)(ई) के संदर्भ में, चक्रण एवं खुदरा आपूर्ति व्यवसाय में एआरआर के आवंटन का अनुपात निम्न प्राप्त होगा:

तालिका 17: खुदरा व्यवसाय

विवरण	बीआरपीएल	टीपीडीडीएल	बीवाईपीएल	एनडीएमसी
बिजली खरीद की लागत	100%	100%	100%	100%
अंतरराज्यीय पारेषण शुल्क	100%	100%	100%	100%
राज्यगत पारेषण शुल्क	100%	100%	100%	100%
एसएलडीसी फीस एवं शुल्क	100%	100%	100%	100%
परिचालन एवं अनुरक्षण लागतें	40%	38%	38%	38%

विवरण	बीआरपीएल	टीपीडीडीएल	बीवाईपीएल	एनडीएमसी
मूल्यहास (एएडी समेत)	21%	23%	19%	23%
नियोजित पूंजी पर वापसी	26%	28%	28%	28%
आयकर	26%	28%	28%	28%
गैर टैरिफ आय	85%	60%	85%	60%

तालिका 18 : चक्रीय व्यवसाय

विवरण	बीआरपीएल	टीपीडीडीएल	बीवाईपीएल	एनडीएमसी
परिचालन एवं अनुरक्षण लागतें	60%	62%	62%	62%
मूल्यहास (एएडी समेत)	79%	77%	81%	77%
नियोजित पूंजी पर प्रतिफल	74%	72%	72%	72%
आयकर	74%	72%	72%	72%
गैर-टैरिफ आय	15%	40%	15%	40%

33. राजस्व अंतर/अधिशेष का व्यवहार

- (1) वितरण लाइसेंसधारी के एआरआर के विभिन्न घटकों का डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 152 के संदर्भ में, यथातथ्यीकरण किया जाएगा।
- (2) यथातथ्यीकरण किए गए वर्ष के लिए परिकल्पित राजस्व अंतराल/अधिशेष को संबंधित वर्ष के लिए संचित राजस्व अंतराल के अंतिम शेष से समायोजित किया जाएगा:
बशर्ते कि यदि संबंधित वर्ष के लिए कोई संचित राजस्व अंतराल नहीं है अथवा संचित राजस्व अंतराल के अंतिम शेष से समायोजन के बाद कोई अधिशेष बचता है, तो इसे एआरआर से समायोजित किया जाएगा।

34. दिन के समय (टीओडी) टैरिफ के लिए टाइम स्लॉट

आयोग डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण के नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 133 एवं 153 के संदर्भ में, अलग आदेश के माध्यम से दिन के समय (टीओडी) टैरिफ के लिए टाइम स्लॉटों को निर्दिष्ट कर सकता है।

भाग 5**विविध**

35. **विनियमों, आदेशों एवं अभ्यास निर्देशों को जारी करना:** अधिनियम के प्रावधानों एवं इन विनियमों अधीन, आयोग समय समय पर विभिन्न मामलों में इन विनियमों एवं प्रक्रियाओं के क्रियान्वयन के संबंध में आदेश एवं अभ्यास निर्देश जारी कर सकता है जिसके लिए आयोग को इन विनियमों द्वारा आकस्मिक अथवा सहायक रूप में मामलों में निर्देशित करने के लिए अधिकृत किया है।
36. **कठिनाइयों को दूर करने की शक्तियां:** यदि इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को प्रभाव में लाने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है तो आयोग, सामान्य अथवा विशेष आदेश के द्वारा, इन विनियमों अथवा अधिनियम के प्रावधानों के असंगत नहीं होते हुए, कठिनाइयों को दूर करने के लिए अनिवार्य अथवा आवश्यक लगने वाली चीजों को कर सकता है या उसका दायित्व ले सकता है अथवा लाइसेंसधारी को ऐसी चीजें करने के लिए कह सकता या दायित्व लेने का निर्देश दे सकता है।

37. **रियायत देने की शक्ति:** आयोग सार्वजनिक हित में और लिखित में दर्ज किए जाने वाले कारणों के लिए, इन विनियमों के किसी भी प्रावधान में रियायत दे सकता है।
38. **व्याख्या:** यदि इन विनियमों के किसी प्रावधान की व्याख्या से संबंधित कोई प्रश्न उत्पन्न होता है, तो आयोग का निर्णय अंतिम होगा।
39. **आयोग की निहित शक्तियों का बचाव :** इन विनियमों में निहित किसी भी प्रक्रिया को अपनाने से आयोग की निहित शक्तियां सीमित अथवा अन्यथा प्रभावित नहीं होंगी, जो कि इन विनियमों के किसी भी प्रावधान से भिन्न हैं, यदि आयोग, मामले की विशेष परिस्थितियों या मामलों की श्रेणी के दृष्टिगत और लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों के लिए, इन विनियमों में निर्दिष्ट प्रक्रिया से प्रस्थान आवश्यक या उचित समझता है।
40. **जांच और अन्वेषण:** इन विनियमों के तहत सभी जांच, अन्वेषण और अधिनिर्णय आयोग द्वारा दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग व्यापक (व्यवसाय का संचालन) विनियम, 2001 के प्रावधानों, समय-समय पर संशोधित, के अनुसार कार्यवाही के माध्यम से किए जाएंगे।
41. **संशोधन की शक्ति:** आयोग, लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों के लिए, संशोधन द्वारा इन विनियमों के किसी भी प्रावधान में किसी भी समय बदलाव, रद्दोबदल या सुधार कर सकता है।

मुकेश वाधवा, सचिव, डीईआरसी

परिशिष्ट-1

पारेषण प्रणाली के अभिकलन के लिए प्रक्रिया

एक महीने के लिए उपलब्धता घटक

1. एक कलेंडर माह के लिए पारेषण प्रणाली उपलब्धता घटक (टीएएफएम) की गणना संबंधित पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा की जाएगी, सत्यापन संबंधित एसएलडीसी द्वारा अलग से प्रत्येक एसी एवं एचवीडीसी पारेषण प्रणाली के लिए किया जाएगा और पारेषण शुल्क के साझाकरण के अनुरूप समूहीकृत किया जाएगा। पारेषण प्रणाली उपलब्धता की गणना प्रत्येक पारेषण प्रणाली के लिए अलग से होगी। टीएएफएम की गणना के लिए:
 - क. एसी पारेषण लाइनें: एसी पारेषण लाइन के प्रत्येक सर्किट को एक एलीमेंट के रूप में माना जाएगा।
 - ख. अंतर- संयोजनीय ट्रांसफार्मर्स (आईसीटी): प्रत्येक आईसीटी बैंक (तीन सिंगल फेस ट्रांसफार्मर एक साथ) एक एलीमेंट बनाएंगे।
 - ग. अपरिवर्तनी (स्टेटिक) वीएआर क्षतिपूरक (एसवीसी): एसवीसी, एसवीसी ट्रांसफार्मर के साथ एक एलीमेंट बनाएंगे। हालांकि 50% क्रेडिट प्रेरण एवं 50% कैपेसिटिव रेटिंग को दी जाएगी।
 - घ. बस रियेक्टरों /स्विचयुक्त लाइन रियेक्टरों: प्रत्येक बस रियेक्टरों/स्विचयुक्त लाइन रियेक्टरों को एक एलीमेंट के रूप में माना जाएगा।
 - ङ. एचवीडीसी बाइ-पोल लिंक्स: एचवीडीसी लिंक का प्रत्येक पोल को दोनों छोर पर युक्त उपकरणों के साथ एक एलीमेंट के रूप में माना जाएगा।
 - च. एचवीडीसी बैक बैक-टु-बैक स्टेशन: एचवीडीसी बैट-टु-केंद्र के प्रत्येक ब्लॉक को एक एलीमेंट के रूप में माना जाएगा। यदि संबंधित एसी लाइन उपलब्ध नहीं है तो एचवीडीसी बैक बैक-टु-केंद्र ब्लॉक को भी अनुपलब्ध के रूप में माना जाएगा।

छ. एक उत्पादन केंद्र से बिजली की निकासी को प्रभावित करने वाले एक पारेषण एलीमेंट के आउटेज के मामले में, आउटेज घंटे को 2 के एक घटक से गुणित किया जाएगा।

2. पारेषण प्रणाली के एसी एवं एचवीडीसी भाग की उपलब्धता की गणना निम्न प्रकार की जाएगी:

$$\text{एसी प्रणाली के लिए \% टीएएफएम} = \frac{n * AVn + p * AVp + q * AVq + r * AVr}{100 \quad n + p + q + r} \quad x$$

जहां,

n = एसी लाइनों की कुल संख्या

AVn = एसी लाइनों के n संख्या की उपलब्धता

p = बस रियेक्टरों/स्विचयुक्त लाइन रियेक्टरों की कुल संख्या

AVp = बस रियेक्टरों/स्विचयुक्त लाइन रियेक्टरों की p संख्या की उपलब्धता

q = आईसीटी की कुल संख्या

AVq = आईसीटी के q संख्या की उपलब्धता

r = एसवीसी की कुल संख्या

AVr = एसवीसी की r संख्या की उपलब्धता

3. पारेषण एलीमेंट की प्रत्येक श्रेणी के लिए भारित घटक निम्न प्रकार होगा:

(क) एसी लाइन के प्रत्येक सर्किट के लिए- गैर क्षतिपूरित लाइन के लिए तरंगित (सर्ज) प्रतिबाधा लोडिंग (एसआईएल) को सीकेटी-केएम से गुणा करके विभिन्न वोल्टेज स्तर एवं सुचालक विन्यास के लिए एसआईएल रेटिंग परिशिष्ट-II में दी गई है। हालांकि, वोल्टेज स्तरों तथा/अथवा सुचालक विन्यास जो परिशिष्ट-I में सूचीबद्ध नहीं हैं, के लिए तकनीकी विचार पर आधारित उपयुक्त एसआईएल का उपयोग दीर्घकालीन पारेषण उपभोक्ताओं/ डीआईसी को सूचना के अंतर्गत उपलब्धता गणना के लिए किया जा सकता है।

क्षतिपूरित एसी लाइन, तरंगित (सर्ज) प्रतिबाधा लोडिंग (एसआईएल) एसएलडीसी द्वारा लाइन क्षतिपूरित पर विचार करते हुए प्रमाणित के रूप में होंगी।

शंट क्षतिपूरित लाइन के लिए एसआईएल की निम्नतर मात्रा को रियेक्टर की लोकेशन के अनुरूप लिया जाएगा। इसी तरह श्रंखला क्षतिपूरित वाली लाइनों के मामले में उच्चतर एसआईएल को क्षतिपूरित के प्रतिशत

के रूप में लिया जाएगा।

- (ख) प्रत्येक एचवीडीसी पोल के लिए - निर्धारित एमडब्लू क्षमता * सीकेटी-केएम
- (ग) प्रत्येक आईसीटी बैंक के लिए - निर्धारित एमवीए क्षमता
- (घ) एसवीसी के लिए - निर्धारित एमवीएआर क्षमता (प्रेरण एवं धारिता)
- (ङ) बस रियेक्टर /स्विचयुक्त लाइन रियेक्टरों के लिए - निर्धारित एमवीएआर क्षमता।
- (च) दो ग्रिडों को जोड़ने वाले एचवीडीसी बैंक-टु-बैंक केंद्र के लिए - प्रत्येक ब्लॉक की निर्धारित एमडब्लू क्षमता
4. प्रत्येक श्रेणी के ट्रांसमिशन एलीमेंट की उपलब्धता की गणना उस श्रेणी के भारित घटक, विचाराधीन कुल घंटे और अनुपलब्धता के घंटों के आधार पर होगी। प्रत्येक श्रेणी के ट्रांसमिशन एलीमेंट की उपलब्धता की गणना का फार्मूला परिशिष्ट-III के अनुसार है।
5. निम्न कारणों से अनुपयोग काल के अधीन पारेषण एलीमेंट्स को उपलब्ध माना जाएगा:
- आयोग द्वारा अनुमोदित मौजूदा प्रणाली में किसी अन्य पारेषण योजना के प्रबंधन अथवा नए एलीमेंट्स या मरम्मत / उन्नयन / अतिरिक्त पूंजीकरण के निर्माण के लिए शट-डाउन करना। यदि कोई अन्य पारेषण योजना पारेषण लाइसेंसधारी से संबंधित है, तो एसएलडीसी निर्णित उपलब्धता अवधि को प्रतिबंधित कर सकता है, जिसे इसमें शामिल कार्य के लिए उसके द्वारा उचित माना जाता है।
 - एसएलडीसी के निर्देशानुसार वोल्टेज और स्विच किए गए रिएक्टरों की मैनुअल ट्रिपिंग को प्रतिबंधित करने के लिए पारेषण लाइन को स्विच-ऑफ करना।
6. निम्नलिखित आकस्मिकताओं हेतु पारेषण एलीमेंट्स के अनुपयोग काल को विचाराधीन अवधि के तहत एलीमेंट के कुल समय से अलग रखा जाएगा:
- अप्रत्याक्षित घटनाओं के कारण पारेषण एलीमेंट्स का अनुपयोग होना। एसएलडीसी को पूरा करने का दायित्व यह है कि पारेषण एलीमेंट्स का अनुपयोग अप्रत्याक्षित घटनाओं के कारण होता है, जो पारेषण लाइसेंसधारी पर निर्भर होगा।
 - ग्रिड आकस्मिकता / गड़बड़ी के कारण होने वाला अनुपयोग ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी की जिम्मेदारी नहीं है, उदाहरणार्थ - दूसरी एजेंसी द्वारा स्वामित्व पर लिए गए सब-स्टेशन अथवा खंड में त्रुटि के कारण पारेषण लाइसेंसधारी के एलीमेंट्स का अनुपयोग और ग्रिड में गड़बड़ी के कारण लाइनों की

ट्रिपिंग, आईसीटी, एचवीडीसी इत्यादि। हालांकि, यदि उचित समय के भीतर ग्रिड आकस्मिकता / गड़बड़ी के बाद प्रणाली को सामान्य करने के दौरान एसएलडीसी से निर्देशों की प्राप्ति होने पर एलीमेंट को पुनर्स्थापित नहीं किया जाता है, तो पुनर्स्थापना हेतु एसएलडीसी के निर्देश जारी होने के बाद, एलीमेंट को अनुपयोग की अवधि में उपलब्ध नहीं माना जाएगा।

परिशिष्ट-II

एसी लाइनों की तरंगित (सर्ज) प्रतिबाधा लोडिंग (एसआईएल)

क्र.सं .	लाइन वोल्टेज (केवी)	सुचालक विन्यास	एसआईएल (मेगा वाट)
1.	765	कुआड बर्सिमिस	2250
2.	400	कुआड बर्सिमिस	691
3.	400	ट्रिवन मूस	515
4.	400	ट्रिवन एएएसी	425
5.	400	कुआड जेबरा	647
6.	400	कुआड एएएसी	646
7.	400	ट्रिपल स्त्रोबर्ड	605
8.	400	एसीकेसी (26/500)	556
9.	400	ट्रिवन एसीएआर	557
10.	220	ट्रिवन जेबरा	175
11.	220	सिंगल जेबरा	132
12.	132	सिंगल पैथर	50
13.	66	सिंगल डॉग	10

परिशिष्ट -III
पारेषण एलीमेंट्स की प्रत्येक श्रेणी की उपलब्धता की गणना हेतु फार्मूला

$$\text{AVn(एसी लाइंस की उपलब्धता)} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{W_i(T_i - T_{NAi})}{T_i}}{\sum_{i=1}^n W_i}$$

$$\text{AVq(आईसीटी की उपलब्धता)} = \frac{\sum_{k=1}^q \frac{W_k(T_k - T_{NAk})}{T_k}}{\sum_{k=1}^q W_k}$$

$$\text{AVp(स्विचड बस (बीयूएस) रिएक्टरों की उपलब्धता)} = \frac{\sum_{m=1}^s \frac{W_m(T_m - T_{NAM})}{T_m}}{\sum_{m=1}^s W_m}$$

$$\text{AVr(एसवीसी की उपलब्धता)} = \frac{\left[\sum_{l=1}^r \frac{0.5 W_{il} (T_{il} - T_{NAil})}{T_{il}} + \sum_{l=1}^r \frac{0.5 W_{dl} (T_{dl} - A_{dl})}{T_{dl}} \right]}{\left[\sum_{l=1}^r 0.5 W_{il} + \sum_{l=1}^r 0.5 W_{dl} \right]}$$

जहां पर:

$W_i = i^{\text{th}}$ पारेषण लाइन हेतु भारिता कारक

$W_k = k^{\text{th}}$ आईसीटी हेतु भारिता कारक

W_{il} एवं $W_{dl} = I^{\text{th}}$ एसवीसी के प्रेरण और धारिता संचालन हेतु भारिता कारक

$W_m = m^{\text{th}}$ बस रिएक्टर हेतु भारिता कारक

$T_i, T_m, T_k, T_{il}, T_{dl}$ - विचाराधीन अवधि के दौरान i^{th} एसी लाइन, k^{th} आईसीटी, I^{th} एसवीसी (प्रेरण संचालन), I^{th} एसवीसी (धारिता संचालन), m^{th} स्विचड बस रिएक्टर के कुल घंटे। (प्रक्रियाओं के पैरा 6 में दिए गए कारणों के अनुसार पारेषण लाइसेंसधारी के अनुपयोग काल हेतु ली गई समय अवधि को छोड़कर)

$T_{NAi}, T_{NAk}, T_{NAil}, T_{NAcl}, T_{NAm}$ - i^{th} एसी लाइन, k^{th} आईसीटी, I^{th} एसवीसी (प्रेरण संचालन), I^{th} एसवीसी (धारिता संचालन), m^{th} स्विचड बस रिएक्टर के लिए गैर-उपलब्धता घंटे (प्रक्रिया के पैरा 5 के अनुरूप पारेषण लाइसेंसधारी के अनुपयोग काल हेतु ली गई समय अवधि को छोड़कर उपलब्धता अनुमान के रूप में लिया गया समय)।

DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**NOTIFICATION**

Delhi, the 2nd June, 2020

DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION (BUSINESS PLAN)**REGULATIONS, 2019**

F. 3(596)/Tariff/DERC/2019-20/6641/047.—In exercise of powers conferred under Section 181 read with Section 61 and Section 86(1)(b) of the Electricity Act, 2003 (Act 36 of 2003) and all other powers enabling it in this behalf and after previous publication, the Delhi Electricity Regulatory Commission hereby notifies the following Regulations namely:

PART 1**PRELIMINARY****1. SHORT TITLE, COMMENCEMENT AND EXTENT**

- (1) These Regulations shall be called the Delhi Electricity Regulatory Commission (Business Plan) Regulations, 2019.
- (2) These Regulations shall remain in force for a period of 3 (three) years i.e., for FY 2020-21, FY 2021-22 and FY 2022-23, unless reviewed earlier.
- (3) The period of validity of these Regulations may be extended by the Commission, as deemed fit and the operational norms may also be extended as per the principles laid down in these Regulations:

Provided that the target for reduction in Distribution Loss for extended period shall be determined by the Commission based on the approved values by the Commission in the past, latest audited accounts, estimate of the actual for the relevant years, prudence check and other factors considered appropriate by the Commission.

- (4) These Regulations shall extend to the whole of National Capital Territory of Delhi.

2. DEFINITIONS AND INTERPRETATION

In these Regulations, unless the context otherwise requires, words and expressions used in these Regulations shall have the same meaning as defined in *Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*;

Words and expressions used but not defined in these Regulations, shall have the same meaning as assigned to it in the Electricity Act 2003 or any other law framed under the Act by the Commission.

PART 2**BUSINESS PLAN FOR GENERATING ENTITY****3. RATE OF RETURN ON EQUITY**

Return on Equity in terms of Regulation 4(1) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* for Generating Entity shall be computed at the Base Rate of 14.00% on post tax basis:

Provided that the Equity for the purpose of Return on Equity shall be lower of the Normative Equity determined as per Regulation 63 of the *DERC (Terms And Conditions For Determination of Tariff) Regulations, 2017* or Equity available as per Audited Financial Statement of the relevant year.

4. TAX ON RETURN ON EQUITY

The base rate of Return on Equity as allowed by the Commission under Regulation 3 of these Regulations, shall be grossed up with the Minimum Alternate Tax or Effective Tax Rate of the respective financial year in terms of Regulation 72 and 73 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*, as per the following formula:

Rate of Return on Equity = $14 / [(100 - \text{Tax Rate}) / 100]$

where, Tax Rate is Minimum Alternate Tax (MAT) or Effective Tax Rate, as the case may be.

Illustration-

- (i) In case of the Generating Entity paying Minimum Alternate Tax (MAT), say @ 20.96% including surcharge and cess, then,

Rate of Return on Equity shall be = $14 / [(100 - 20.96) / 100] = 17.71\%$

- (ii) In case of Generating Entity paying normal Corporate Tax including surcharge and cess:

- (a) Estimated Gross Income from generation for the year is, say Rs. 1000 Cr. And

- (b) If estimated Advance Tax for the year on above is Rs. 240 Cr., then, Effective Tax Rate for the year = $240 / 1000 = 0.24$ or 24%, and Rate of Return on Equity shall be = $14 / [(100 - 24) / 100] = 18.42\%$

5. MARGIN FOR RATE OF INTEREST ON LOAN

The rate of interest on loan for a financial year shall be Marginal Cost of Fund based Lending Rate (MCLR) of SBI as on 1st April of that financial year plus the Margin. The Margin, in terms of Regulation 4(2) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* for the Generating Entity, is allowed as the difference between the weighted average rate of interest on actual loan portfolio and the MCLR as on 1st April of that financial year:

Provided that the Margin shall not exceed 5.00%, 4.25% and 3.50% for the first, second and third year of the control period, respectively:

Provided further that the rate of interest on loan (MCLR plus Margin) in any case shall not exceed approved base rate of return on equity i.e. 14.00%.

6. OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES

- (1) Normative Operation and Maintenance expenses in terms of Regulation 4(3) and Regulation 92 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* for the Generating Entity shall be as follows:

Table 1: O&M Expenses (Rs. Lakh/ MW)

Station	2020-21	2021-22	2022-23
Gas Turbine Power Station (GTPS)	29.45	30.58	31.75
Pragati Power Station (PPS-I)	23.02	23.90	24.82

- (2) Additional Repair & Maintenance expenses on account of Dry Low NO_x (DLN) burners and Sewage Treatment Plant (STP), if any, shall be allowed on actual basis during the Control Period after prudence check at the time of True Up on submission of documentary evidence.
- (3) The impact of difference of amount on account of actual implementation of Seventh Pay Revision and Interim Relief already considered for determination of norms for O&M Expenses, if any, shall be allowed separately in line with the methodology adopted for computation of norms for O&M Expenses, at the time of True up of ARR for relevant Financial year subject to prudence check.

7. CAPITAL INVESTMENT PLAN

- (1) The tentative Capital Investment plan for the Generation Entity for FY 2020-21 to FY 2022-23 is as follows:

Table 2: Capital Investment plan (in Rs. Cr.)

Sr. No.	Description	2020-21	2021-22	2022-23
1.	Gas Turbine Power Station (GTPS)	17.33	16.10	-
2.	Pragati Power Station (PPS-I)	2.82	51.81	-

- (2) The Capital investment and the respective scheduled date of commissioning, submitted by the Generating Entity in the Annual Tariff Petition, shall form the basis for computation of Annual Fixed Cost in terms of Regulation 99 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*:

Provided that any improvement in operational parameters resulting from commissioning of the scheme due to any Additional Capital Investment in existing generating stations shall form the basis for computing the Energy Charge Rate, from the scheduled date of commissioning of the respective schemes, in terms of Regulation 103 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*.

- (3) Capital cost shall be trued up annually and financial impact on account of variation in projected capital cost in the tariff order vis-a-vis actual capital cost and scheduled date of commissioning vis-a-vis actual date of commissioning shall be dealt as per the provisions of Regulations 61, 62 and 150 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*.

8. NORMS OF OPERATION FOR GENERATING STATIONS:

- (1) Normative Annual Plant Availability Factor and Normative Annual Plant Load Factor for existing generating stations of Delhi shall be as follows:

I. Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF): 85%

II. Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) : 85%

- (2) **GROSS STATION HEAT RATE (GHR)**

Gross Station Heat Rate for existing generating stations of Delhi shall be as follows:

Table 3: Gross Station Heat Rate (GHR)

S. No	Generating Station	Combined Cycle	Open Cycle
		(kCal/ kWh)	
1	Gas Turbine Power Station (GTPS)	2450	3125
2	Pragati Power Station (PPS-I)	2000	2900

- (3) **AUXILIARY ENERGY CONSUMPTION**

Auxiliary Energy Consumption for existing Gas based Generating Stations of Delhi shall be as follows:

Table 4: Auxiliary Energy Consumption (%)

S.No	Mode of operation	Percentage
1	Combined Cycle	2.75%
2	Open Cycle	1.00%

9. INCENTIVE

- (1) Incentive to a Generating Entity or unit thereof shall be payable at the rate of 65 paise/ kWh for ex-bus scheduled energy during Peak Hours and at the rate of 50 paise/ kWh for ex-bus scheduled energy during other hours corresponding to scheduled generation in excess of ex-bus energy corresponding to Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) achieved on a cumulative basis in accordance with Regulation 8(1) of these Regulations:

Provided that such incentive shall not be applicable on energy generated due to forced scheduling as certified by Delhi SLDC.

- (2) Peak hours and other hours shall be as per the slots defined in Order for Time of Day (ToD) Tariff issued in terms of the Regulation 133 & 153 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*:

Provided that in the absence of a separate Order, the Peak hours shall be taken as specified in the Tariff Order of the Distribution Licensees.

10. INCENTIVE SHARING MECHANISM WITH RESPECT TO OPERATIONAL PARAMETERS

- (1) The incentive sharing mechanism with respect to operational parameters in terms of Regulation 149 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* shall be applicable on controllable parameters viz. Gross Station Heat Rate (GHR) and Auxiliary Energy Consumption.

- (2) The Net Gain shall be calculated as under -

Net Gain = (Normative ECR – Actual ECR) x Actual Generation

Where,

Normative Energy Charge rate shall be computed on the basis of norms specified for Station Heat rate and Auxiliary Energy Consumption,

Actual Energy Charge rate shall be computed on the basis of actual Station Heat rate and Auxiliary Energy Consumption.

- (3) The Net Gain shall be computed as above on annual basis and shall be shared in 50:50 ratio between the Generating Entity and the beneficiaries.

11. INCENTIVE SHARING MECHANISM FOR RE-FINANCING OF LOAN

- (1) The incentive due to lower rate of interest on account of re-financing of loan in terms of Regulation 71 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* from FY 2020-21 to FY 2022-23 of the Generation Entity shall be computed as the product of total quantum of loan availed and difference of weighted average rate of interest on actual loans versus margin of 2.00% plus (+) SBI MCLR as on the first day of every financial year.

- (2) The incentive on account of re-financing of loan computed as per sub clause (1) above shall be shared equally between the Consumers and the Generation Entity.

PART 3**BUSINESS PLAN FOR TRANSMISSION LICENSEE****12. RATE OF RETURN ON EQUITY**

Return on Equity in terms of Regulation 4(1) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* for Transmission Licensee shall be computed at the Base Rate of 14.00% on post tax basis:

Provided that the Equity for the purpose of Return on Equity shall be lower of the Normative Equity determined as per Regulation 63 of the *DERC (Terms And Conditions For Determination of Tariff) Regulations, 2017* or Equity available as per Audited Financial Statement of the relevant year.

13. TAX ON RETURN ON EQUITY

The base rate of Return on Equity as allowed by the Commission under Regulation 12 of these Regulations shall be grossed up with the Minimum Alternate Tax or Effective Tax Rate of the respective financial year in terms of Regulation 72 and 73 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*, as per the following formula:

$$\text{Rate of Return on Equity} = 14 / [(100 - \text{Tax Rate}) / 100]$$

where, Tax Rate is Minimum Alternate Tax (MAT) or Effective Tax Rate, as the case may be.

Illustration-

- (i) In case of the Transmission Licensee paying Minimum Alternate Tax (MAT), say @ 20.96% including surcharge and cess, then, Rate of Return on Equity shall be = $14 / [(100 - 20.96) / 100] = 17.71\%$
- (ii) In case of Transmission Licensee paying normal Corporate Tax including surcharge and cess:
 - (a) Estimated Gross Income from Transmission Business for the year is, say Rs. 1000 Cr. and,
 - (b) If estimated Advance Tax for the year on above is Rs. 240 Cr., then, Effective Tax Rate for the year = $240 / 1000 = 0.24$ or 24% and Rate of Return on Equity shall be = $14 / [(100 - 24) / 100] = 18.42\%$

14. MARGIN FOR RATE OF INTEREST ON LOAN

The rate of interest on loan for a financial year shall be Marginal Cost of Fund based Lending Rate (MCLR) of SBI as on 1st April of that financial year plus the Margin. The Margin, in terms of Regulation 4(2) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* for the Transmission Licensee, is allowed as the difference between the weighted average rate of interest on actual loan portfolio and the MCLR as on 1st April of that financial year:

Provided that the Margin shall not exceed 5.00%, 4.25% and 3.50% for the first, second and third year of the control period, respectively:

Provided further that the rate of interest on loan (MCLR plus Margin) in any case shall not exceed approved base rate of return on equity i.e. 14.00%.

15. OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES

- (1) The Normative, Bay wise and Circuit kilometres wise, Operation and Maintenance Expenses of a Transmission Licensee, including own consumption of energy for Transmission Licensee's installations and offices, shall be as follows:

Table 5: Bay wise Norms for HVAC (Rs. Lakh/bay)

Voltage Levels	2020-21	2021-22	2022-23
400kV	55.493	57.621	59.830
220kV & below	17.207	17.867	18.552

Table 6: Circuit km wise Norms for HVAC lines (Rs. Lakh/ckm.)

Voltage Levels	2020-21	2021-22	2022-23
400kV	2.372	2.463	2.557
220kV & below	4.405	4.573	4.749

- (2) The O&M expenses for a particular financial year of the control period shall be allowed by multiplying the norms for O&M expenses with the respective average network capacity during the financial year (i.e. average of network capacity at the start of Financial year and network capacity at the end of Financial year) excluding spare bays and bus section bays.
- (3) The impact of difference of amount on account of actual implementation of Seventh Pay Revision and Interim Relief already considered for determination of norms for O&M Expenses, if any, shall be allowed separately in line with the methodology adopted for computation of norms for O&M Expenses, at the time of True up of ARR for relevant Financial year subject to prudence check.
- (4) The Transmission Licensee shall claim Land Licene Fee and Security Expenses separately on actual basis at the time of true up of ARR for the relevant financial year subject to prudence check.

16. CAPITAL INVESTMENT PLAN

- (1) The tentative Capital Investment Plan for the Transmission Licensee for FY 2020-21 to FY 2022-23 is as follows:

Table 7: Capital Investment Plan (Rs. Cr.)

Sr. No.	Details of scheme	2020-21	2021-22	2022-23
1	New Works			
	400 kV			
a	Substations	-	-	623
b	Lines	-	-	80
	220 kV			
c	Substations	93	632	690
d	Lines	90	605	635
e=a+b+c+d	Sub Total	183	1,237	2,028
2	Automation Works			
a	400 kV	-	20	
b	220 kV	61	48	41
c=a+b	Sub Total	61	68	41
3	Augmentation Works			
a	400 kV	57	-	-
b	220 kV	266	215	40
c	66kV and below	68	89	45
d=a+b+c	Sub Total	391	304	85
4	<u>Land Cost including Civil</u>	27	27	-
5=1+2+3+4	Grand Total	662	1,636	2,154

- (2) Employee expenses and A&G expenses shall be allowed to be capitalized equivalent to lower of 30% of (total Employee Expenses and A&G Expenses) or actuals in a particular financial year.
- (3) The Capital investment and the respective scheduled date of commissioning, submitted by the Transmission Licensee in the Annual Tariff Petition, shall form the basis for computation of Annual Fixed Cost in terms of Regulation 111 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*.

- (4) Capital cost shall be trued up annually and financial impact on account of variation in projected capital cost in the tariff order vis-a-vis actual capital cost and scheduled date of commissioning vis-a-vis actual date of commissioning shall be dealt as per the provisions of Regulations 61, 62 and 150 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*.

17. NORMS OF OPERATION FOR TRANSMISSION BUSINESS

- (1) Normative Annual Transmission System Availability Factor (NATAF) for recovery of Annual

Fixed Charges for AC System shall be considered at 98%.

- (2) Transmission System Availability shall be computed as per the formulae and methodology specified in Appendices-I, II and III of these Regulations.

18. TRANSMISSION CHARGES FOR TRANSMISSION LICENSEE

The Transmission Charges (inclusive of incentive) for AC system to be billed, in terms of Regulation 112 to 115 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*, for a calendar month for transmission system or part thereof shall be computed as follows:

- | | | |
|----|-------------------------------------|--------------------------------|
| a) | For TAFM \leq 98% | AFC x (NDM/NDY) x (TAFM/98%) |
| b) | For TAFM: 98% < TAFM \leq 99%, | AFC x (NDM/NDY) x (1) |
| c) | For TAFM: 99% < TAFM \leq 99.75%, | AFC x (NDM/NDY) x (TAFM/99%) |
| d) | For TAFM \geq 99.75%, | AFC x (NDM/NDY) x (99.75%/99%) |

Where,

AFC = Annual Fixed Cost specified for the year in Rupees

NATAF = Normative Annual Transmission availability factor, in per cent

NDM = Number of days in the month

NDY = Number of days in the year

TAFM = Transmission System availability factor for the month

19. INCENTIVE SHARING MECHANISM FOR RE-FINANCING OF LOAN

- (1) The incentive due to lower rate of interest on account of re-financing of loan in terms of Regulation 71 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* from FY 2020-21 to FY 2022-23 of the Transmission Licensee shall be computed as the product of total quantum of loan availed and difference of weighted average rate of interest on actual loans versus margin of 2.00% plus (+) SBI MCLR.
- (2) The incentive on account of re-financing of loan computed as per sub clause (1) above shall be shared equally between the Consumers and the Transmission Licensee.

PART 4

BUSINESS PLAN FOR DISTRIBUTION ICENSEE

20. RATE OF RETURN ON EQUITY

- (1) **Wheeling Business:** Return on Equity in terms of Regulation 4(1) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* shall be computed at the Base Rate of 14.00% on post tax basis.
- (2) **Retail Business:** Return on Equity in terms of Regulation 4(1) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* shall be computed at an additional Base Rate of 2.00% on post tax basis.

- (3) **Carrying Cost:** Return on Equity in terms of Regulation 2(16) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* for computation of weighted average rate of interest for funding of Regulatory Asset/accumulated Revenue Gap through debt and equity shall be considered at 14.00% on pre-tax basis.
- (4) The Equity for the purpose of Return on Equity for Wheeling and Retail Business shall be lower of the Normative Equity determined as per Regulation 63 of the *DERC (Terms And Conditions For Determination of Tariff) Regulations, 2017* or Equity available as per Audited Financial Statement of the relevant year:

Provided that balance Equity after funding requirement of capitalisation as per Audited Financial Statement shall be first utilised towards funding of accumulated Revenue Gap and thereafter investments, if any.

21. TAX ON RETURN ON EQUITY

The base rate of return on equity as allowed by the Commission under Regulation 20(1) and Regulation 20(2) of these Regulations shall be grossed up with the Minimum Alternate Tax or Effective Tax Rate of the respective financial year in terms of Regulation 72 and 73 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*, as per the following formula:

$$\text{Rate of Return on Equity} = \frac{16}{[(100 - \text{Tax Rate})/100]}$$

where, Tax Rate is Minimum Alternate Tax (MAT) or Effective Tax Rate, as the case may be.

Illustration-

- (i) In case of the Distribution Licensee paying Minimum Alternate Tax (MAT) say @ 20.96% including surcharge and cess, then, Rate of Return on Equity shall be = $\frac{16}{[(100 - 20.96)/100]}$ = 20.24%
- (ii) In case of Distribution Licensee paying normal Corporate Tax including surcharge and cess:
- (a) Estimated Gross Income from Distribution business for the year, say is Rs. 1000 Cr. And
- (b) If estimated Advance Tax for the year on above is Rs. 240 Cr., then, Effective Tax Rate for the year = $\frac{240}{1000} = 0.24$ or 24%, and Rate of Return on Equity shall be = $\frac{16}{[(100 - 24)/100]} = 21.05\%$.

22. MARGIN FOR RATE OF INTEREST ON LOAN

- (1) The rate of interest on loan for a financial year shall be Marginal Cost of Fund based Lending Rate (MCLR) of SBI as on 1st April of that financial year plus the Margin. The Margin, in terms of Regulation 4(2) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* towards capitalisation of Assets, Working Capital and Regulatory Assets for Distribution Licensee, is allowed as the difference between the weighted average rate of interest on actual loan portfolio and the MCLR as on 1st April of that financial year:

Provided that the Margin shall not exceed 5.00%, 4.25% and 3.50% for the first, second and third year of the control period, respectively:

Provided further that the rate of interest on loan (MCLR plus Margin) in any case shall not exceed approved base rate of return on equity i.e. 14.00%.

- (2) The Distribution Licensee shall follow transparent mechanism to avail Loans and, to the extent possible, shall endeavour to invite open tender for availing Loans.

23. OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES

- (1) Normative Operation and Maintenance expenses in terms of Regulation 4(3) and Regulation 92 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* for the Distribution Licensees shall be as follows:

Table 8: Norms for O&M Expenses for BRPL for the Control Period

Particulars	Unit	2020-21	2021-22	2022-23
66 kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	3.855	4.002	4.156
33 kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	3.855	4.002	4.156
11kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	1.150	1.194	1.239
LT Line system	Rs. Lakh/ckt. km	6.148	6.384	6.629
66/11 kV Grid S/s	Rs. Lakh/MVA	1.033	1.073	1.114
33/11 kV Grid S/s	Rs. Lakh/MVA	1.033	1.073	1.114
11/0.415 kV DT	Rs. Lakh/MVA	2.563	2.661	2.763

Table 9: Norms for O&M Expenses for BYPL for the Control Period

Particulars	Unit	2020-21	2021-22	2022-23
66 kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	4.857	5.043	5.236
33 kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	4.857	5.043	5.236
11kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	2.036	2.114	2.195
LT Line system	Rs. Lakh/Ckt. km	9.173	9.524	9.890
66/11 kV Grid S/s	Rs. Lakh/MVA	1.157	1.201	1.247
33/11 kV Grid S/s	Rs. Lakh/MVA	1.157	1.201	1.247
11/0.415 kV DT	Rs. Lakh/MVA	2.534	2.631	2.732

Table 10: Norms for O&M Expenses for TPDDL for the Control Period

Particulars	Unit	2020-21	2021-22	2022-23
66 kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	3.079	3.197	3.320
33 kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	3.079	3.197	3.320
11kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	0.935	0.971	1.008
LT Line system	Rs. Lakh/ckt. km	7.338	7.620	7.912
66/11 kV Grid S/s	Rs. Lakh/MVA	0.954	0.991	1.029
33/11 kV Grid S/s	Rs. Lakh/MVA	0.954	0.991	1.029
11/0.415 kV DT	Rs. Lakh/MVA	1.489	1.546	1.605

Table 11: Norms for O&M Expenses for NDMC for the Control Period

Particulars	Unit	2020-21	2021-22	2022-23
66 kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	3.079	3.197	3.320
33 kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	3.079	3.197	3.320
11kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	0.935	0.971	1.008
LT Line system	Rs. Lakh/ckt. km	7.338	7.620	7.912
66/11 kV Grid S/s	Rs. Lakh/MVA	0.954	0.991	1.029
33/11 kV Grid S/s	Rs. Lakh/MVA	0.954	0.991	1.029
11/0.415 kV DT	Rs. Lakh/MVA	1.489	1.546	1.605

- (2) The Distribution Licensee shall be allowed own (Auxiliary) consumption including e-vehicle charging stations installed at Distribution Licensee offices and sub-stations, at Zero Tariff for actual recorded consumption subject to a maximum of 0.25% of total sales excluding own consumption to its retail consumers for the relevant financial year as part of O&M expenses for the relevant year:
- (3) Actual recorded own (Auxiliary) consumption in excess of 0.25% of total sales excluding own consumption to its retail consumers for the relevant financial year, shall be billed at Non Domestic Tariff of respective year's Tariff Schedule and shall form part of revenue billed and collected for the same year.

- (4) The Distribution Licensee shall be allowed O&M expenses for a particular financial year of the control period by multiplying the norms for O&M expenses of that particular year with the respective average network capacity during the financial year i.e. (average of network capacity at start of Financial year and network capacity at the end of Financial year).
- (5) The impact of difference of amount on account of actual implementation of Seventh Pay Revision and Interim Relief already considered for determination of norms for O&M Expenses, if any, shall be allowed separately in line with the methodology adopted for computation of norms for O&M Expenses, at the time of True up of ARR for relevant Financial year subject to prudence check.
- (6) The Distribution Licensee may claim the expenses for raising loan for working capital and regulatory assets under O&M expenses separately, subject to prudence check at the time of true up on submission of documentary evidence:

Provided that if this amount has been included in the interest on working capital and/or Regulatory assets, the same shall not be allowed.

- (7) The Distribution Licensee may claim the legal expenses separately, subject to prudence check at the time of true up on submission of documentary evidence:

Provided that the legal expenses on account of cases filed against the Orders or Regulations of the Commission before any Court and the legal claims (compensation/penalty) paid to the consumer, if any, shall not be allowed.

- (8) The Distribution Licensee shall allocate the O&M expenses on actual basis under the heads of lines and grid substation voltage wise as specified for determination of norms for O&M expenses:

Provided that the Distribution Licensee shall submit the above details of O&M expenses within thirty (30) days from the end of finalization of audited accounts of the relevant year.

24. CAPITAL INVESTMENT PLAN

- (1) The tentative Capital Investment plan in terms of Regulation 4(4) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* for the Distribution licensee shall be as follows:

Table 12: Capitalisation for BRPL for the Control Period (in Rs. Cr.)

Particulars	2020-21	2021-22	2022-23	Total
Capitalization	641	634	802	2077
Smart Meter	50	52	55	157
Less: Deposit Work	67	81	67	215
Total	624	605	790	2,019

Table 13: Capitalisation for BYPL for the Control Period (in Rs. Cr.)

Particulars	2020-21	2021-22	2022-23	Total
Capitalization	375	397	428	1,200
Smart Meter	33	33	35	101
Less: Deposit Work	36	48	69	153
Total	372	382	394	1,148

Table 14: Capitalisation for TPDDL for the Control Period (in Rs. Cr.)

Particulars	2020-21	2021-22	2022-23	Total
Capitalization	413	406	432	1,251
Smart Meter	102	87	74	263
Less: Deposit Work	50	50	50	150
Total	465	443	456	1,364

- (2) The distribution licensee shall take approval for capital investment schemes as per the provisions of Capital Investment Guidelines issued by the Commission from time to time.
- (3) Employee expenses and A&G expenses shall be allowed to be capitalized equivalent to lower of 10% of (total Employee Expenses and A&G Expenses) or actuals in a particular financial year.
- (4) The Licensee shall submit the quarterly Capital investment plan along with scheduled date of Commissioning in the Annual Tariff Petition for the relevant year, which shall form the basis for computing the Fixed Cost in terms of Regulation 130 (c) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*.
- (5) The Distribution Licensee shall submit an application including details of actual Capitalisation on quarterly basis for physical verification and true up of capital cost within 1 (one) month of the completion of the relevant quarter.
- (6) The quarterly Capital Cost submitted by the Distribution Licensee as per aforesaid sub-Regulation (3) shall be trued up by the Commission and financial impact on account of variation in projected capital cost in the tariff order vis-a-vis actual capital cost & scheduled date of commissioning vis-a-vis actual date of commissioning shall be dealt under the Annual true up of relevant financial year as follows:
 - (a) Any excess tariff recovered on account of variation in projected capitalization in the tariff order vis-a-vis trued up capitalization by more than 10% during the year, shall be adjusted in the Revenue Gap/Surplus of the relevant year along with interest rate at 1.20 times of applicable Weighted Average Cost of Capital (WACC) of respective year:
Provided that any excess tariff recovered on account of variation in projected capitalization in the tariff order vis-a-vis trued up capitalization due to reasons beyond the control of the Distribution Licensee i.e., delay in 'In-principle' approval of the schemes, road cutting permission from the concerned agencies etc., shall be adjusted in the Revenue Gap/Surplus of the relevant year along with interest rate equal to applicable Weighted Average Cost of Capital (WACC) of respective year.
 - (b) Any shortfall in tariff recovered on account of variation in projected capitalization in the tariff order vis-a-vis trued up capitalization by more than 10% during the year, shall be adjusted in the Revenue Gap/Surplus of the relevant year along with interest rate at 0.80 times of applicable Weighted Average Cost of Capital (WACC) of respective year.

25. TARGET FOR DISTRIBUTION LOSS

- (1) The Distribution Loss target in terms of Regulation 4(9)(a) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* for the Distribution licensees shall be as follows:

Table 15: Target for Distribution Loss for the Control Period

Sr. No.	Distribution Licensee	2020-21	2021-22	2022-23
1	BSES Rajdhani Power Ltd.	8.10%	8.00%	7.90%
2	BSES Yamuna Power Ltd.	9.00%	8.75%	8.50%
3	Tata Power Delhi Distribution Ltd.	7.90%	7.80%	7.70%
4	New Delhi Municipal Council	9.00%	8.75%	8.50%

- (2) The amount for Overachievement/Underachievement on account of Distribution Loss target shall be computed as per the formula specified in the Regulation 159 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* for the Distribution Licensee.
- (3) Any financial impact due to Underachievement on account of Distribution Loss target by the distribution licensee for the relevant year, (i.e. Actual Loss > Loss target), shall be to the account of distribution licensee as specified in Regulation 161 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*.
- (4) Any financial impact due to Overachievement on account of Distribution Loss target by the distribution licensee for the relevant year shall be shared between the Distribution Licensee and Consumers as follows:
- in case actual Distribution Loss is between the loss target and loss target minus $[50\% * (\text{Previous Year Target} - \text{Current Year Target})]$ for the relevant year shall be shared in the ratio of 2/3rd to Consumers and 1/3rd to the Distribution Licensee;
 - in case actual Distribution Loss is less than loss target minus $[50\% * (\text{Previous Year Target} - \text{Current Year Target})]$ for the relevant year shall be shared in the ratio of 1/3rd to Consumers and 2/3rd to the Distribution Licensee.

Explanation -

Previous Year Distribution Loss Target -
PYT
Current Year Distribution Loss
Target - CYT

CASE 1: If Actual Loss > CYT, 100% of the distribution loss is to Distribution Licensee
CASE 2: If CYT > Actual > $[CYT - 50\% * (PYT - CYT)]$, 1/3rd of the incentive is to Distribution Licensee and 2/3rd of the incentive is to Consumers.

CASE 3: If Actual < $[CYT - 50\% * (PYT - CYT)]$, incentive upto $[CYT - 50\% * (PYT - CYT)]$ is to be shared as 1/3rd to the Distribution Licensee and 2/3rd to the Consumers. Remaining incentive is to be shared as 2/3rd to the Distribution Licensee and 1/3rd to the Consumers.

26. TARGET FOR COLLECTION EFFICIENCY

- (1) The targets for Collection Efficiency for FY 2020-21 to FY 2022-23 of the Distribution Licensee shall be 99.50%.
- (2) The financial impact on account of Collection Efficiency target shall be computed as per the formula specified in Regulation 163 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* for the Distribution Licensee.
- (3) The financial impact on account of over-achievement in terms of Regulation 164 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* for the Distribution Licensee, from 99.50% to 100% shall be shared equally between Consumers and the Distribution Licensees.

27. TARGET FOR RENEWABLE PURCHASE OBLIGATION

- (1) The targets for Renewable Purchase Obligation (RPO) in terms of Regulation 124 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* of a Distribution Licensee from FY 2020-21 to FY 2022-23, shall be computed as a percentage of total sale of power, to its retail consumers in its area of supply, excluding procurement of hydro power. The target for RPO shall be met through purchase of power from various Renewable Energy sources or purchase of Renewable Energy Certificates ('REC') or combination of both, and shall be as follows:

Table 16: Targets for Renewable Purchase Obligation

Sr. No.	Distribution Licensee	2020-21	2021-22	2022-23
1	Non Solar target	10.25%	10.25%	10.50%
2	Solar target	7.25%	8.75%	10.50%
3	Total	17.50%	19.00%	21.00%

- (2) The Distribution Licensee shall comply with its RPO through procurement of Solar energy and Non-Solar energy:

Provided that on achievement of Solar RPO compliance as specified in aforesaid sub-Regulation (1) to the extent of 85% and above, remaining shortfall if any, can be met by excess Non-Solar energy/ Non-Solar REC purchased beyond non-Solar RPO for that particular year:

Provided further that on achievement of Non-Solar RPO compliance as specified in aforesaid sub-Regulation (1) to the extent of 85% and above, remaining shortfall if any, can be met by excess Solar energy/Solar REC purchased beyond Solar RPO for that particular year:

Provided also that the Distribution Licensee may purchase power from various Renewable Energy sources or RECs or combination of both for any shortfall in meeting their total RPO targets for any financial year within three months from the date of completion of the relevant financial year.

- (3) Renewable Energy generation recorded through Renewable Energy meters installed in the premises of net metering Consumers shall be deemed to be part of RPO of the Distribution Licensee as specified in *DERC (Net Metering for Renewable Energy) Regulations, 2014*, for the relevant year:

Provided that in case the annual generation from solar generation system recorded through Renewable Energy meters exceeds the Capacity Utilisation Factor (CUF) of 19%, the Distribution Licensee shall get the Renewable Energy meters tested by Independent third party, National Accreditation Board for Testing and Calibration Laboratories (NABL) accredited meter testing lab.

- (4) The cost of Renewable Energy purchased by the Distribution Licensee through Power Purchase Agreement approved by the Commission and the total power injected into the grid through net metering arrangement, in excess of RPO target shall be part of power purchase cost of the Distribution Licensee for the relevant year.
- (5) Non-compliance of the RPO targets by the Distribution Licensee shall attract penalty at the rate of 10% of the weighted average Floor Price of Solar and Non- Solar Renewable Energy Certificate, as specified by Central Electricity Regulatory Commission for the relevant year, for quantum of shortfall in RPO.
- (6) The amount of penalty imposed on the Distribution Licensee due to non-compliance of the RPO targets shall be reduced from the ARR during True up of the relevant Financial Year in terms of the Regulation 124 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*.

28. CONTINGENCY LIMIT FOR SALE OF POWER THROUGH DEVIATION SETTLEMENT MECHANISM (UNSCHEDULED INTERCHANGE CHARGES)

- (1) The Contingency Limit for disposing off of Power through Deviation Settlement Mechanism in terms of the Regulation 152 (c) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* from FY 2020-21 to FY 2022-23 of the Distribution Licensees shall be 5% of Net Power Procured by the Distribution Licensee for the relevant month.
- (3) In case the Distribution Licensee disposes off more than 5% of the Net Power procured by the Licensee for the relevant month through Deviation Settlement Mechanism (Unscheduled Interchange Charges) than the rate of realisation through UI shall be considered at the average rate of power purchase/sale through exchange during same month for Delhi region.

29. INCENTIVE SHARING MECHANISM FOR SALE RATE OF SURPLUS POWER

- (1) The computation of incentive for Sale Rate of Surplus Power in terms of the Regulation 165 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* from FY 2020-21 to FY 2022-23 of the Distribution Licensees shall be as follows:
- i. The variable cost of the generating station for which power is surplus and required to be sold through Power Exchanges shall be considered as the previous month's billed variable cost of such generating station.
 - ii. The variable cost of the generating station for which power is surplus and required to be sold through Banking and Bilateral arrangements shall be considered as the previous month's billed variable cost of such generating station prevalent at the date of entering into such contracts:
Provided that the normative cost of banking transactions shall be weighted average rate of variable cost of all long term sources.
 - iii. The incentive shall be the product of rate difference (Actual Sale Rate- Variable Cost) and Quantum of Power actually sold during the month.
- (2) The incentive computed under sub-clause (1) above shall be shared between the Consumers and the Distribution Licensee in the following prescribed manner: -
- i. The incentive realisation upto 100% recovery of Average Fixed Cost per unit of all Generating sources of relevant year, projected by the Commission in the relevant Tariff Order, prorated to actual sale of Surplus Power shall be shared in the ratio of 2/3rd to the Consumers and 1/3rd to the Distribution Licensee.
 - ii. The incentive realisation above 100% recovery of Average Fixed Cost per unit of all Generating sources of relevant year, projected by the Commission in the relevant Tariff Order, prorated to actual sale of Surplus Power shall be shared in the ratio of 1/3rd to the Consumers and 2/3rd to the Distribution Licensee.

Illustration:-

- a) Quantum of Sale of Surplus Power (A) = 1000 MU
 - b) Applicable Variable Cost per Unit (B) = Rs. 2.00/kWh
 - c) Actual Sale rate of Surplus Power (C) = Rs. 3.50/kWh
 - d) Incentive $[D=A*(C-B)] = Rs. 150 Cr.$
 - e) Approved Average Fixed Cost per unit in the Tariff Order (E)= Rs.1.00/kWh
- Incentive realisation upto 100% recovery of Average Fixed Cost per unit = $(E*A) = Rs. 100 Cr.$ shall be shared in the ratio of 2/3rd (Rs. 67 Cr.) to the Consumers and 1/3rd (Rs. 33 Cr.) to the Distribution Licensees.
- Incentive realisation above 100% recovery of Average Fixed Cost per unit = $[D-(E*A)]$

= Rs. 50 Cr. shall be shared in the ratio of 1/3rd (Rs. 16.67 Cr.) to the Consumers and

2/3rd (Rs. 33.33 Cr.) to the Distribution Licensees.

Therefore,

- i. Total incentive to the Distribution Licensees = Rs. 66.33 Cr. (33+33.33)
- ii. Total incentive to the Consumers = Rs. 83.67 Cr. (67+16.67)

30. MECHANISM FOR RECOVERY OF POWER PURCHASE COST ADJUSTMENT CHARGES

The mechanism for recovery of Power Purchase Cost Adjustment Charges (PPAC) in terms of the Regulation 134 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* from FY 2020-21 to FY 2022-23 of the Distribution Licensee shall be as follows:

- (1) The Commission shall specify the detailed formula for computation of PPAC in the Tariff Order for the relevant year.
- (2) The Distribution Licensee shall compute the PPAC for any quarter as per the specified formula for that relevant year:
Provided that a quarter refers to one-fourth of a year i.e., April, May and June (Q1); July, August and September (Q2); and October, November and December (Q3); January, February and March (Q4);
- (3) The PPAC computation of any quarter shall be equally spread and adjusted over subsequent quarter only:
Provided that the Commission may allow to carry forward PPAC to more than one quarter in order to avoid any tariff shock to consumers in terms of Regulation 136 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*.
- (4) The treatment of PPAC computation as per the specified formula shall be as follows:
 - a. in case PPAC does not exceed 5% for any quarter, the Distribution Licensee may levy PPAC at 90% of computed PPAC with prior intimation to the Commission without going through the regulatory proceedings.
 - b. in case PPAC exceeds 5% but does not exceed 10% for any quarter, the Distribution Licensee may levy PPAC of 5% and 75% of balance PPAC (Actual PPAC% - 5%) with prior intimation to the Commission without going through the regulatory proceedings.
 - c. in case PPAC exceeds 10% for any quarter, the Distribution Licensee may levy PPAC as per sub-regulation (a) and (b) as above without going through the regulatory proceedings and shall file an application for prior approval of the Commission for the differential PPAC claim (Actual PPAC% - 8.75%).
- (5) The Distribution Licensee shall upload the computation of PPAC on its website before the same is levied in the consumers' electricity bills.
- (6) Revenue billed on account of PPAC by the Distribution Licensee, without going through the regulatory proceedings, shall be trued up along-with the Power Purchase Cost of the relevant year and no Carrying Cost shall be allowed due to under-recovery of revenue for the same year.
- (7) Revenue billed on account of PPAC by the Distribution Licensee, without going through the regulatory proceedings, shall be trued up along-with the Power Purchase Cost of the relevant year and Carrying Cost shall be at 1.20 times of carrying cost rate on the excess revenue recovered for the same year.

31. INCENTIVE SHARING MECHANISM FOR RE-FINANCING OF LOAN

- (1) The incentive due to lower rate of interest on account of re-financing of loan in terms of Regulation 71 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* from FY 2020-21 to FY 2022-23 of the Distribution Licensee shall be computed as the product of total quantum of loan availed and difference of weighted average rate of interest on actual loans versus margin of 2.00% plus (+) SBI MCLR.
- (2) The incentive on account of re-financing of loan computed as per sub clause (1) above shall be shared equally between the Consumers and the Distribution Licensee.

32. RATIO OF ALLOCATION OF ARR INTO WHEELING & RETAIL SUPPLY

The ratio of allocation of ARR into Wheeling & Retail Supply Business in terms of the Regulation 4(9)(e) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* shall be as follows:

Table 17: Retail Business

Particulars	BRPL	TPDDL	BYPL	NDMC
Cost of Power Purchase	100%	100%	100%	100%
Inter-State Transmission charges	100%	100%	100%	100%
Intra-state Transmission charges	100%	100%	100%	100%
SLDC fees and charges	100%	100%	100%	100%
Operation & Maintenance Costs	40%	38%	38%	38%
Depreciation (including AAD)	21%	23%	19%	23%
Return on Capital Employed	26%	28%	28%	28%
Income Tax	26%	28%	28%	28%
Non Tariff Income	85%	60%	85%	60%

Table 18: Wheeling Business

Particulars	BRPL	TPDDL	BYPL	NDMC
Operation & Maintenance Costs	60%	62%	62%	62%
Depreciation (including AAD)	79%	77%	81%	77%
Return on Capital Employed	74%	72%	72%	72%
Income Tax	74%	72%	72%	72%
Non-Tariff Income	15%	40%	15%	40%

33. TREATMENT OF REVENUE GAP/SURPLUS

- (1) Various components of ARR of the Distribution Licensee shall be trued up in terms of the Regulation 152 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*.
- (2) The Revenue Gap/Surplus computed for the trued up year shall be adjusted against the closing balance of accumulated Revenue Gap for the relevant year:

Provided that if there is no accumulated Revenue Gap or any Surplus left after adjusting against closing balance of accumulated Revenue Gap for the relevant year, same shall be adjusted in the ARR.

34. Time Slots for Time of Day (ToD) Tariff

The Commission may, in terms of the Regulation 133 & 153 of the *DERC (Terms and*

Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017 specify Time Slots for Time of Day (ToD) Tariff through separate Order.

PART 5

MISCELLANEOUS

35. **Issue of Regulations, Orders and Practice Directions:** Subject to the provision of the Act and these Regulations, the Commission may, from time to time, issue Orders and Practice directions with regard to the implementation of these Regulations and procedure to be followed on various matters, which the Commission has been empowered by these Regulations to direct in matters incidental or ancillary thereto.
36. **Powers to remove difficulties:** If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of these Regulations, the Commission may, by a general or special order, not being inconsistent with the provisions of these Regulations or the Act, do or undertake to do things or direct the Licensee to do or undertake such things which appear to be necessary or expedient for the purpose of removing the difficulties.
37. **Power of Relaxation:** The Commission may in public interest and for reasons to be recorded in writing, relax any of the provision of these Regulations.
38. **Interpretation:** If a question arises relating to the interpretation of any provision of these Regulations, the decision of the Commission shall be final.
39. **Saving of Inherent Powers of the Commission:** Nothing contained in these Regulations shall limit or otherwise affect the inherent powers of the Commission from adopting a procedure, which is at variance with any of the provisions of these Regulations, if the Commission, in view of the special circumstances of the matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient to depart from the procedure specified in these Regulations.
40. **Enquiry and Investigation:** All enquiries, investigations and adjudications under these Regulations shall be done by the Commission through the proceedings in accordance with the provisions of the *Delhi Electricity Regulatory Commission Comprehensive (Conduct of Business) Regulations, 2001 as amended from time to time*.
41. **Power to Amend:** The Commission, for reasons to be recorded in writing, may at any time vary, alter or modify any of the provision/(s) of these Regulations by amendment.

MUKESH WADHWA, Secy., DERC

Appendix-I

Procedure for Calculation of Transmission System

Availability Factor for a Month

1. Transmission system availability factor for a calendar month (TAFM) shall be calculated by the respective transmission licensee, got verified by the concerned SLDC separately for each AC and HVDC transmission system and grouped according to sharing of transmission charges. Transmission System Availability shall be calculated separately for each Transmission System. For the purpose of calculation of TAFM:
 - a. AC transmission lines: Each circuit of AC transmission line shall be considered as one element.
 - b. Inter-Connecting Transformers (ICTs): Each ICT bank (three single phase transformer together) shall form one element.
 - c. Static VAR Compensator (SVC): SVC along with SVC transformer shall form one element. However, 50% credit to inductive and 50% to capacitive rating shall be given.
 - d. Bus Reactors/Switchable line reactors: Each Bus Reactors/Switchable line reactors

shall be considered as one element.

- e. HVDC Bi-pole links: Each pole of HVDC link along with associated equipment at both ends shall be considered as one element.
 - f. HVDC back-to-back station: Each block of HVDC back-to-back station shall be considered as one element. If associated AC line is not available, the HVDC back-to-back station block shall also be considered as unavailable.
 - g. In case of outage of a transmission element affecting evacuation of power from a generating station, outage hours shall be multiplied by a factor of 2.
2. The Availability of AC and HVDC portion of Transmission system shall be calculated as under:

$$\% \text{ TAFM for AC system} = \frac{n * AV_n + p * AV_p + q * AV_q + r * AV_r}{n + p + q + r} \times 100$$

Where,

n = Total number of AC lines.

AV_n = Availability of n number of AC lines.

p = Total number of bus reactors/switchable line reactors

AV_p = Availability of p number of bus reactors/switchable line reactors q = Total number of ICTs.

AV_q = Availability of q number of ICTs. r = Total number of SVCs.

AV_r = Availability of r number of SVCs.

3. The weightage factor for each category of transmission elements shall be as under:
- (a) For each circuit of AC line – Surge Impedance Loading for Uncompensated line (SIL) multiplied by ckt-km.

SIL rating for various voltage level and conductor configuration is given in **Appendix-II**. However, for the voltage levels and/or conductor configurations not listed in Annexure -I, appropriate SIL based on technical considerations may be used for availability calculation under intimation to long-term transmission customers/DICs.

For compensated AC line, Surge Impedance Loading (SIL) shall be as certified by the SLDC considering the compensation on the line.

For shunt compensated line the reduced value of SIL shall be taken in accordance with the location of the reactor. Similarly in case of the lines with series compensation the higher SIL shall be taken as per the percentage of compensation.
 - (b) For each HVDC pole- The rated MW capacity * ckt-km
 - (c) For each ICT bank – The rated MVA capacity
 - (d) For SVC- The rated MVAR capacity (inductive and capacitive)
 - (e) For Bus Reactor/switchable line reactors – The rated MVAR capacity.
 - (f) For HVDC back-to-back station connecting two grids- Rated MW capacity of each block.
4. The availability for each category of transmission elements shall be calculated based on the weightage factor, total hours under consideration and non-available hours for each element of that category. The formulae for calculation of Availability of each category of the transmission elements are as per **Appendix-III**.
5. The transmission elements under outage due to following reasons shall be deemed to be available:

- i. Shut down availed for maintenance of another transmission scheme or construction of new element or renovation/upgradation/additional capitalization in existing system approved by the Commission. If the other transmission scheme belongs to the transmission licensee SLDC may restrict the deemed availability period to that considered reasonable by it for the work involved.
 - ii. Switching off of a transmission line to restrict over voltage and manual tripping of switched reactors as per the directions of SLDC.
6. Outage time of transmission elements for the following contingencies shall be excluded from the total time of the element under period of consideration:
- i. Outage of transmission elements due to force majeure events. The onus of satisfying the SLDC that outage of transmission element was due to force majeure events shall rest with the Transmission Licensee.
 - ii. Outage caused by grid incident/disturbance not attributable to the transmission licensee, e.g. faults in substation or bays owned by other agency causing outage of the transmission licensee's elements, and tripping of lines, ICTs, HVDC, etc. due to grid disturbance. However, if the element is not restored on receipt of direction from SLDC while normalizing the system following grid incident/disturbance within reasonable time, the element will be considered not available for the period of outage after issuance of SLDC's direction for restoration.

Appendix-II

SURGE IMPEDANCE LOADING (SIL) OF AC LINES

Sr. No.	Line Voltage (kV)	Conductor Configuration	SIL (MW)
1.	765	Quad Bersimis	2250
2.	400	Quad Bersimis	691
3.	400	Twin Moose	515
4.	400	Twin AAAC	425
5.	400	Quad Zebra	647
6.	400	Quad AAAC	646
7.	400	Triple Snowbird	605
8.	400	ACKC(500/26)	556
9.	400	Twin ACAR	557
10.	220	Twin Zebra	175
11.	220	Single Zebra	132
12.	132	Single Panther	50
13.	66	Single Dog	10

Appendix-III

FORMULAE FOR CALCULATION OF AVAILABILITY OF EACH CATEGORY OF TRANSMISSION ELEMENTS

$$AV_n(\text{Availability of AC lines}) = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{Wi(Ti - T_{NAi})}{Ti}}{\sum_{i=1}^n Wi}$$

$$AV_q(\text{Availability of ICTs}) = \frac{\sum_{k=1}^q \frac{Wk(Tk - T_{NAk})}{Tk}}{\sum_{k=1}^q Wk}$$

$$AV_p(\text{Availability of Switched Bus reactors}) = \frac{\sum_{m=1}^s \frac{Wm(Tm - T_{NA m})}{Tm}}{\sum_{m=1}^s Wm}$$

$$AV_r(\text{Availability of SVCs}) = \frac{\left[\sum_{l=1}^r \frac{0.5 W_l (T_l - T_{NA l})}{T_l} + \sum_{l=1}^r \frac{0.5 W_c (T_c - T_{AC l})}{T_c} \right]}{\left[\sum_{l=1}^r 0.5 W_l + \sum_{l=1}^r 0.5 W_c \right]}$$

Where:

W_i = Weightage factor for i^{th} transmission line

W_k = Weightage factor for k^{th} ICT

W_l & W_c = Weightage factors for inductive & capacitive operation of l^{th} SVC

W_m = Weightage factor for m^{th} bus reactor

T_i , T_m , T_k , T_{il} , T_{cl} , - The total hours of i^{th} AC line, k^{th} ICT, l^{th} SVC (Inductive Operation), l^{th} SVC (Capacitive Operation), m^{th} Switched Bus Reactor during the period under consideration. (excluding time period for outages not attributable to transmission licensee for reasons given in Para 6 of the procedure)

T_{NAi} , T_{NAk} , T_{NAil} , T_{NAcl} , $T_{NA m}$ - The non-availability hours (excluding the time period for outages not attributable to transmission licensee taken as deemed availability as per Para 5 of the procedure) for i^{th} AC line, k^{th} ICT, l^{th} SVC (Inductive Operation), l^{th} SVC (Capacitive Operation), m^{th} Switched Bus Reactor.