

दिल्ली राजपत्र  
Delhi Gazette



असाधारण  
EXTRAORDINARY

प्राधिकार से प्रकाशित  
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 6]	दिल्ली, शनिवार, सितम्बर 2, 2017/भाद्र 11, 1939	[ रा.रा.रा.क्षे.दि. सं. 239
No. 6]	DELHI, SATURDAY, SEPTEMBER 2, 2017/BHADRA 11, 1939	[N.C.T.D. No. 239

भाग—III  
PART—III

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

**दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग**

**अधिसूचना**

दिल्ली, 1 सितम्बर, 2017

**दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (व्यवसाय योजना) विनियम, 2017**

**सं. एफ.3(512)/टैरिफ/डीईआरसी/2016-17/5750/1082.**—विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का अधिनियम 36) की धारा 61 तथा धारा 86(1)(ख) के साथ पठित धारा 181 के अधीन प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग एतद्द्वारा निम्नलिखित विनियमों का निर्माण करता है, नामतः

**भाग 1**

**प्रस्तावना**

**1. संक्षिप्त शीर्षक, आरंभन तथा विस्तार**

- (1) ये विनियम दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (व्यवसाय योजना) विनियम, 2017 कहे जाएंगे।
- (2) ये विनियम 3 (तीन) वर्ष की अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2017-18, वित्तीय वर्ष 2018-19 तथा वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु लागू होंगे, यदि उससे पहले पुनरीक्षण नहीं किया जाता है।
- (3) आयोग द्वारा इन विनियमों की वैधता की अवधि, जैसा उपयुक्त समझा जाता है, आगे बढ़ाई जा सकती है तथा परिचालन मानदंड भी इन विनियमों में निर्धारित सिद्धांतों के अनुसार लागू किए जाएंगे:

बशर्ते विस्तारित अवधि के लिए वितरण हानि में कमी हेतु लक्ष्य का निर्धारण आयोग द्वारा विगत में इसके द्वारा अनुमोदित मूल्यों, नवीनतम लेखापरीक्षित लेखा-विवरणों, संबंधित वर्ष हेतु वास्तविक के प्राक्कलन, सावधानीपूर्वक जांच और आयोग द्वारा उपयुक्त विचारित अन्य घटकों के आधार पर किया जाएगा।

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

## 2. परिभाषाएं और व्याख्या

इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ में अन्यथा अपेक्षित नहीं है, इन विनियमों में प्रयुक्त शब्दों तथा अभिव्यक्तियों का अर्थ वही है जैसाकि दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 में परिभाषित किया गया है;

इन विनियमों में प्रयोग किए गए परंतु परिभाषित नहीं किए गए शब्दों तथा अभिव्यक्तियों का अर्थ वही है, जैसाकि अधिनियम में अथवा तद्विनिर्मित किसी अन्य विधि में निर्दिष्ट किया गया है।

## भाग 2

### उत्पादक इकाई हेतु व्यवसाय योजना

## 3. इक्विटी पर प्रतिफल की दर

दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(1) के निबन्धनों में उत्पादन संस्था हेतु इक्विटी पर प्रतिफल का परिकलन कर पश्चात आधार पर 14.00% की आधार दर पर किया जाएगा।

बशर्ते इक्विटी पर प्रतिफल के उद्देश्य के लिए इक्विटी दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम के अनुसार निर्धारित 63, मानक इक्विटी के निचले हिस्से होंगे या संबंधित वर्ष के लेखापरीक्षित वित्तीय विवरण के अनुसार उपलब्ध इक्विटी होगी।

## 4. इक्विटी पर प्रतिफल पर कर

जैसाकि आयोग द्वारा विनियम 3 के अधीन अनुमत किया गया है, इक्विटी पर प्रतिफल की आधार दर की गणना न्यूनतम वैकल्पिक कर अथवा दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 72 एवं 73 के निबन्धनों में, संबंधित वित्तीय वर्ष की प्रभावी कर दर द्वारा, निम्नलिखित सूत्र के अनुसार की जाएगी:

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

जहां, कर दर न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) अथवा प्रभावी कर दर है, जैसी भी स्थिति है।

### उदाहरण -

(i) यदि उत्पादन संस्था न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी), माना कि 20.96% की दर पर भुगतान कर रही है, जिसमें अधिभार और उपकर सम्मिलित हैं, तब,

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

(ii) यदि उत्पादन संस्था सामान्य कार्पोरेट कर भुगतान कर रही है, जिसमें अधिभार और उपकर सम्मिलित हैं:

(क) वित्तीय वर्ष 2017-18 उत्पादन से अनुमानित सकल आय, मान लो कि ₹. 1000 करोड़ तथा

(ख) यदि उपरोक्त पर वर्ष हेतु अनुमानित अग्रिम कर ₹. 240 करोड़ है, तब,

$$\text{वित्तीय वर्ष 2017-18 हेतु प्रभावी कर दर} = 240 / 1000 = 0.24 \text{ अथवा } 24\%, \text{ तथा}$$

$$\text{इक्विटी पर प्रतिफल की दर होगी} = 14 / [(100 - 24) / 100] = 18.42\%$$

**5. ऋण पर ब्याज की दर हेतु मार्जिन**

उत्पादन संस्था के लिए दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के नियम 4 (2) के संदर्भ में नियंत्रण अवधि के लिए ब्याज दर को वास्तविकता ऋण पर भारित औसत दर में अंतर के रूप में अनुमति 1 अप्रैल, 2017 और एसबीआई के निधि आधारित एक वर्ष सीमांत लागत ऋण दर (एमसीएलआर) के रूप में अनुमति को 1 अप्रैल, 2017 को दी जाएगी।

बशर्ते कि ऋण पर ब्याज की दर (एमसीएलआर + मार्जिन) इक्विटी पर प्रतिफल की आधार दर अर्थात् 14% से अधिक नहीं होगी।

**6. प्रचालन और अनुरक्षण व्यय**

(1) उत्पादन संस्था के लिए, दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(2) के निबन्धनों में, मानक प्रचालन और अनुरक्षण व्यय निम्नानुसार होंगे:

(क) विद्यमान उत्पादन केंद्रों के लिए मानक प्रचालन और अनुरक्षण व्यय निम्नानुसार होंगे:

**तालिका 1 : प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय (रू. लाख/मे.वा.)**

केंद्र	2017-18	2018-19	2019-20
जीटीपीएस	29.66	31.32	33.08
पीपीएस।	17.69	18.68	19.73

(ख) उत्पादन केंद्रों के लिए अतिरिक्त मरम्मत और अनुरक्षण व्यय निम्नानुसार होंगे:

**तालिका 2 : अतिरिक्त मरम्मत एवं अनुरक्षण व्यय (करोड़ रूपए)**

केंद्र	2017-18	2018-19	2019-20
जीटीपीएस	0.00	0.00	0.00
पीपीएस।	16.12	16.12	0.00

(2) कर्मचारी लागत पर किसी सांविधिक वेतन संशोधन का प्रभाव, लागू अनुसार, प्रत्येक मामले में अलग से विचारित किया जाएगा, जो उत्पादन संस्था द्वारा किए गए वास्तविक भुगतान और संबंधित वित्तीय वर्ष के लिए एआरआर के टू अप के समय पर सावधानीपूर्वक जांच पर आधारित होगा।

**7. पूंजी निवेश योजना**

(1) गैस टर्बाइन पावर स्टेशन के लिए वित्तीय वर्ष 2017-18 हेतु अनंतिम पूंजी निवेश योजना निम्नानुसार है:

**तालिका 3: पूंजी निवेश योजना (करोड़ रूपए)**

क्र. सं.	व्यौरा	2017-18	2018-19	2019-20	दक्षता सुधार
1	जीटी # 1 के लिए एग्जॉस्ट प्लेनम का प्रापण और प्रचालनारंभ	1.45	0	0	सकल केंद्र ऊष्मा दर में कमी
2	निर्वात पम्प मॉड-1,2,3 युक्त वाष्प उत्क्षेपक का प्रतिस्थापन	0.35	0.35	0.35	विद्युत उत्पादन में वृद्धि
3	कंडेन्सेट एक्सट्रैक्शन पम्प (सीईपी) मॉड-1,2,3 में वीएफडी का संस्थापन	0.08	0.08	0	अनुपंजी खपत में कमी
4	स्टीम टर्बाइन (34मे.वा.)-मॉड-2 के लिए स्टीम टर्बाइन रोटर/जीबीसी/इनर केसिंग/स्टीम ग्लैंड्स का प्रापण	0	17	0	विद्युत उत्पादन में वृद्धि

5	योग	1.88	17.43	0.35	
---	-----	------	-------	------	--

(2) उत्पादन संस्था द्वारा वार्षिक टैरिफ याचिका में प्रस्तुत पूंजी निवेश योजना तथा प्रचालनारंभ की अनुसूचित तिथि को, दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 99 के निबन्धनों में, वार्षिक नियत लागत के परिकलन का आधार माना जाएगा।

बशर्ते, दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 103, विद्यमान उत्पादन स्टेशनों में किसी भी अतिरिक्त पूंजी निवेश के कारण योजना को चालू करने के परिणामस्वरूप परिचालन मापदंडों में कोई भी सुधार विनियमन के संदर्भ में, संबंधित योजनाओं को चालू होने की निर्धारित तारीख से, ऊर्जा प्रभार दर की गणना के लिए आधार बनायेगा।

(3) पूंजी लागत का टूट अप वार्षिक आधार पर किया जाएगा तथा टैरिफ आदेश में प्रक्षेपित पूंजी लागत बनाम वास्तविक पूंजी लागत और आरंभन की अनुसूचित तिथि बनाम आरंभन की वास्तविक तिथि में वैभिन्य के कारण वित्तीय प्रभाव की व्यवस्था दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 61, 62 और 150 के प्रावधानों के अनुसार की जाएगी।

#### 8. उत्पादन केंद्रों हेतु प्रचालन मानक

(1) दिल्ली राज्य के विद्यमान उत्पादन केंद्रों के लिए मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक तथा मानक वार्षिक संयंत्र भार घटक निम्नानुसार होंगे:

(i) मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक (एनएपीएएफ) : 85%

(ii) मानक वार्षिक संयंत्र भार घटक (एनएपीएलएफ) : 85%

(2) सकल केंद्र ऊष्मा दर (जीएचआर)

दिल्ली राज्य के विद्यमान उत्पादन केंद्रों के लिए सकल केंद्र ऊष्मा दर निम्नानुसार होगी:

तालिका 4: सकल केंद्र ऊष्मा दर (जीएचआर)

क्र. सं.	उत्पादन केंद्र	संयुक्त चक्र	मुक्त चक्र
		(कि. कैलोरी/कि.वा.घ.)	
1	गैस टर्बाइन पावर स्टेशन (जीटीपीएस)	2450	3125
2	प्रगति पावर स्टेशन। (पीपीएस।)	2000	2900

(3) अनुषंगी ऊर्जा खपत

अनुषंगी ऊर्जा खपत का परिकलन दो भागों में किया जाएगा:

क) **निर्धारित:** संयंत्र क्षमता के मानक पीएलएफ पर उत्पादन की 0.5%, जो आयोग द्वारा संबंधित टैरिफ आदेश में अनुमोदित ऊर्जा प्रभार दर पर, नियत लागत के अधीन अन्य व्यय का अंश होगी।

ख) **चक्र:** संयुक्त चक्र मोड में वास्तविक उत्पादन की 2.0% तथा मुक्त चक्र मोड में वास्तविक उत्पादन 0.5%, जो आयोग द्वारा संबंधित माह की ऊर्जा प्रभार दर के परिकलन का अंश होगी।

#### 9. प्रोत्साहन राशि:

उत्पादन संस्था अथवा उसकी इकाई को प्रोत्साहन राशि इन विनियमों के विनियम 8(1) में विनिर्दिष्ट अनुसार मानक वार्षिक संयंत्र भार घटक (एनएपीएलएफ) की संगति में एक्स-बस अनुसूचित ऊर्जा की तुलना में अतिरिक्त एक्स-बस अनुसूचित ऊर्जा के उत्पादन हेतु 25 पैसा/कि.वा.घ. की सीधी दर पर देय होगी।

**10. ऋण के पुनःवित्तपोषण के लिए प्रोत्साहन हिस्सेदारी व्यवस्था:**

(1) दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 71 के निबन्धनों में ऋण के पुनःवित्तपोषण के कारण ब्याज की न्यूनतर दर के कारण वित्तीय वर्ष 2017-18 से वित्तीय वर्ष 2019-20 तक उत्पादन संस्था की प्रोत्साहन राशि का परिकलन प्राप्त किए गए ऋण की कुल मात्रा के गुणनफल तथा मार्जिन पर वास्तविक ऋण पर अधिमानीत औसत दर के मार्जिन पर वास्तविक ऋण (+) %2.00एसबीआई एमसीएलआर के ब्याज का अंतर होगा।

(2) उपरोक्त उप खंड (1) के अनुसार ऋण के पुनःवित्तपोषण के आधार पर परिकलित प्रोत्साहन राशि में उपभोक्ताओं तथा उत्पादन संस्था के बीच बराबर बांटी जाएगी।

11. रिठाला संयुक्त चक्र विद्युत संयंत्र के लिए परिचालन मानदंड, दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (जनरेशन टैरिफ का टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के नियमन 7.3 में निर्दिष्ट विनियम, ई / ईए / ईसी / E2 क्लास मशीन में निर्दिष्ट मानदंड होंगे।

**भाग 3****पारेषण लाइसेंसधारक के लिए व्यापार योजना****12. इक्विटी पर लाभ की दर**

डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियमन 4(1) के संबंध में पारेषण लाइसेंसधारक के लिए इक्विटी पर लाभ की गणना कर पश्चात् 14.00% की मूल दर के आधार पर की जाएगी।

बशर्ते इक्विटी पर प्रतिफल के उद्देश्य के लिए इक्विटी दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम के अनुसार निर्धारित 63, मानक इक्विटी के निचले हिस्से होंगे या संबंधित वर्ष के लेखापरीक्षित वित्तीय विवरण के अनुसार उपलब्ध इक्विटी होगी।

**13. इक्विटी से लाभ पर कर**

आयोग द्वारा इन नियमों के विनियमन 10 के तहत अनुमत इक्विटी पर लाभ की मूल दर को डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम 2017 के विनियमन 72 और 73 के अनुसार, निम्न सूत्र के अनुरूप, संबंधित वित्तीय वर्ष की दर के न्यूनतम वैकल्पिक कर या प्रभावी कर के साथ शामिल किया जाएगा:

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

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

**उदाहरण -**

(i) न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) का भुगतान करने वाले पारेषण लाइसेंसधारक के संबंध में, मान लें @20.96% अधिभार और उपकर सहित, इसके बाद,

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

(ii) अधिभार और उपकर

सहित सामान्य कारपोरेट टैक्स का भुगतान करने वाले पारेषण लाइसेंसधारक के संबंध में:

(क) वित्तीय वर्ष 2017-18 के लिए पारेषण व्यवसाय से अनुमानित सकल, आय 1000 करोड़ रुपए है, तथा,

(ख) यदि ऊपर दिए गए वर्ष के लिए अनुमानित अग्रिम कर 240 करोड़ रुपए है, तो,

वर्ष 2017-18 के लिए कर की प्रभावी दर =  $240/1000 = 0.24$  या 24% और

$$\text{इक्विटी पर रिटर्न की दर} = 14 / [(100 - 24) / 100] = 18.42\% \text{ होगी।}$$

**14. ऋण पर ब्याज दर के लिए मार्जिन**

पारेषण लाइसेंसधारक के लिए दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के नियम 4 (2)के संदर्भ में नियंत्रण अवधि के लिए ब्याज दर को वास्तविकता ऋण पर भारित औसत दर में अंतर के रूप में अनुमति को अप्रैल 12017 और एसबीआई के निधि आधारित एक वर्ष सीमांत लागत ऋण दर (एमसीएलआर) के रूप में अनुमति को अप्रैल 12017 दी जाएगी

वितरण लाइसेंसधारक

बशर्ते ऋण पर ब्याज (एमसीएलआर एवं मार्जिन) की दर इक्विटी पर लाभ यानी, 14.00% के अनुमोदित आधार दर से अधिक नहीं होगी।

**15. प्रचालन और अनुरक्षण व्यय**

(1) पारेषण लाइसेंसधारक के प्रतिष्ठानों और कार्यालयों के लिए ऊर्जा की निजी खपत सहित, मानक, खंड वार और सर्किट किलोमीटर के लिहाज से एक पारेषण लाइसेंसधारक के प्रचालन और अनुरक्षण व्यय की गणना इस प्रकार की जाएगी:

**तालिका 5 : एचवीएसी के लिए खंड वार मानदंड (लाख रु./खंड)**

वोल्टेज स्तर	2017-18	2018-19	2019-20
400 केवी	45.23	47.76	50.44
220 केवी से कम	15.30	16.16	17.06

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

वोल्टेज स्तर	2017-18	2018-19	2019-20
400 केवी	8.13	8.59	9.07
220 केवी	2.03	2.15	2.27

(2) कर्मचारी की लागत पर किसी भी वैधानिक वेतन संशोधन के प्रभाव का मामले दर मामले के आधार पर विचार किया जाएगा, जो पारेषण लाइसेंसधारियों किए गए वास्तविक व्यय और संबंधित वित्तीय वर्ष के लिए एआरआर निर्धारण के समय की जाने वाली सावधानी से जांच पर आधारित होगी।

**16. पूंजी निवेश की योजना**

(1) वित्तीय वर्ष 2017-18 और वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए पारेषण लाइसेंसधारक की प्रायोगिक पूंजी निवेश योजना इस प्रकार है:

**तालिका 7 : पूंजी निवेश योजना (रुपए करोड़ में)**

क्र. सं.	योजना का विवरण	2017-18	2018-19	2019-20
1	नए कार्य			

क्र. सं.	योजना का विवरण	2017-18	2018-19	2019-20
	400 केवी			
क	उप-स्टेशन	-	-	-
ख	लाइनें	-	-	
	220 केवी			
ग	सबस्टेशन	132	267	618
घ	लाइनें	8	238	435
ङ=क+ख+ग+घ	उप योग	140	505	1053
2	<u>स्वचालन कार्य</u>			
	400 केवी			20
	220 केवी			106
ग=क+ख	उप योग			126
3	<u>विस्तार कार्य</u>			
क	400 केवी	-	7	25
ख	220 केवी	37	298	71
ग	66 केवी एवं कम	-	69	38
घ=क+ख+ग	उप योग	37	374	134
4	<u>सिविल सहित भूमि की लागत</u>	27	27	27
5=1+2+3+4	<u>कुल योग</u>	204	906	1340

(2) वार्षिक टैरिफ याचिका में पारेषण लाइसेंसधारक द्वारा प्रस्तुत पूंजी निवेश और आरंभ करने की संबंधित निर्धारित तिथि, डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियमन 111 के संबंध में वार्षिक निश्चित लागत की गणना के लिए आधार प्रस्तुत करेंगे।

(3) पूंजी लागत को हर वर्ष समायोजित किया जाएगा और टैरिफ आदेश में दर्शाई गई अनुमानित पूंजी लागत तथा वास्तविक पूंजी लागत के बीच के अंतर से उत्पन्न वित्तीय प्रभाव तथा आरंभ करने की निर्धारित तारीख और आरंभ करने की वास्तविक तारीख को डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियमन 61, 62 और 150 के प्रावधानों के अनुसार निपटाया जाएगा।

#### 17. पारेषण व्यवसाय के संचालन के लिए मानदंड

(1) एसी प्रणाली के लिए वार्षिक निर्धारित शुल्क की वसूली के लिए मानक वार्षिक पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक (एनएटीएफ) को 98% माना जाएगा।

(2) पारेषण प्रणाली उपलब्धता की गणना परिशिष्ट I, II और III में निर्दिष्ट सूत्रों और कार्यप्रणाली तथा इन विनियमों के अनुसार की जाएगी।

#### 18. पारेषण लाइसेंसधारक के लिए पारेषण प्रभार

डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियमन 112 से 115 तक के संदर्भ में, एसी प्रणाली के लिए पारेषण प्रभार (प्रोत्साहन सहित) की गणना, एक कैलेंडर माह या उसके भाग में पारेषण प्रणाली के लिए इस प्रकार की जाएगी:

क) टीएफएम के लिए  $\leq 98\%$ , एफसी x (एनडीएम/एनडीवाई) x (टीएफएम/98%)

ख) टीएफएम के लिए:  $98\% < \text{टीएफएम} < 99\%$ ,

एफसी x (एनडीएम/एनडीवाई) x (1)

ग) टीएफएम के लिए:  $99\% < \text{टीएफएम} \leq 99.75\%$ ,

एफसी x (एनडीएम/एनडीवाई) x (टीएफएम/99%)

घ) टीएफएम के लिए  $\geq 99.75\%$ ,

एफसी x (एनडीएम/एनडीवाई) x (99.75%/99%)

जहां,

एफसी = वर्ष के लिए निर्दिष्ट वार्षिक निर्धारित लागत रूप में

एनएटीएफ = मानक वार्षिक पारेषण उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

एनडीएम = महीने में दिनों की संख्या

एनडीवाई = वर्ष में दिनों की संख्या

टीएफएम = महीने के लिए पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक हों।

#### 19. ऋण के पुनःवित्तपोषण के लिए प्रोत्साहन साझाकरण तंत्र

(1) दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 71 के निबन्धनों में ऋण के पुनःवित्तपोषण के कारण ब्याज की न्यूनतर दर के कारण वित्तीय वर्ष 2017-18 से वित्तीय वर्ष 2019-20 तक पारेषण लाइसेंसधारक की प्रोत्साहन राशि का परिकलन प्राप्त किए गए ऋण की कुल मात्रा के गुणनफल तथा मार्जिन पर वास्तविक ऋण पर अधिमानित औसत दर के मार्जिन पर वास्तविक ऋण (+) %2.00एसबीआई एमसीएलआर के ब्याज का अंतर होगा।

(2) ऊपर उपखंड (1) के अनुसार ऋण के फिर से वित्तपोषण के खाते में प्रोत्साहन को उपभोक्ताओं और पारेषण लाइसेंसधारक के बीच समान रूप से साझा किया जाएगा।

#### भाग- 4

#### वितरण लाइसेंसधारक हेतु व्यवसाय योजना

#### 20. इन्विटी संबंधी लाभ की दर

1) **चक्रण व्यवसाय:** दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम

4(1) के संबंध में इन्विटी संबंधी लाभ की पञ्च दर आधार पर 14.00 प्रतिशत की दर के आधार पर गणना की जाएगी।



- 2) **खुदरा व्यवसाय:** दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(1) के संबंध में इक्विटी संबंधी लाभ की पञ्च कर आधार पर 2 प्रतिशत की आधार दर पर गणना की जाएगी।
- 3) **अनुरक्षण लागत:** ऋण और इक्विटी के माध्यम से विनियामक परिसम्पत्ति/संचयी राजस्व की अंतर के निधियन के लिए ब्याज की अधिमानीत औसत दर की गणना हेतु दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु शर्तें और निबंधन) के विनियम 2(16) के संबंध में इक्विटी संबंधी लाभ पूर्व कर आधार पर 14 प्रतिशत पर विचार किया जाएगा।
- 4) चक्रण और खुदरा व्यापार के लिए इक्विटी पर प्रतिफल के उद्देश्य के लिए इक्विटी दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम के अनुसार निर्धारित 63, मानक इक्विटी के निचले हिस्से होंगे या संबंधित वर्ष के लेखापरीक्षित वित्तीय विवरण के अनुसार उपलब्ध इक्विटी होगी।  
वशर्तें कि लेखापरीक्षित किए गए वित्तीय विवरण के अनुसार पूंजीकरण की आवश्यकता के वित्तपोषण के बाद शेष शेष इक्विटी का उपयोग संचित राजस्व अंतर, यदि कोई हो, के वित्तपोषण के लिए किया जाएगा।

## 21. इक्विटी संबंधी लाभ पर कर

इन विनियमों के विनियम 17(1) और विनियम 17(2) के अंतर्गत आयोग द्वारा यथा अनुमत इक्विटी संबंधी लाभ की आधार दर निम्नलिखित सूत्र (फार्मूले) के अनुसार न्यूनतम वैकल्पिक कर अथवा दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 72 और 73 के संबंध में संबंधित वित्तीय वर्ष की कारगर कर दर से ग्रास अप की जाएगी:

**इक्विटी संबंधी लाभ की दर** –  $16/[(100-कर दर)/100]$

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

### उदाहरण -

- (i) यदि वितरण लाइसेंसधारक सरचार्ज और उपकर सहित 20.96 प्रतिशत की दर पर न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) का भुगतान कर रहा हो, तो  
इक्विटी संबंधी लाभ की दर होगी-  $16/[100-20.96]/100] = 20.24$  प्रतिशत
- (ii) यदि वितरण लाइसेंसधारक सरचार्ज और उपकर सहित सामान्य कार्पोरेट कर का भुगतान कर रहा हो, तो  
क) वित्तीय वर्ष 2017-18 हेतु वितरण व्यवसाय से अनुमानित सकल आय है- 1000 करोड़ रुपए, और  
ख) यदि उक्त संबंधी वर्ष के लिए अनुमानित अग्रिम कर 240 करोड़ रुपए हो, तो  
वर्ष 2017-18 हेतु कारगर कर दर =  $240/1000 = 0.24$  अथवा 24 प्रतिशत तथा  
इक्विटी संबंधी लाभ की दर होगी =  $16/[(100-24)/100] = 21.05$  प्रतिशत

## 22. ऋण पर ब्याज की दर का मार्जिन

- (1) वितरण लाइसेंसधारक के लिए दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के नियम (2) 4के संदर्भ में नियंत्रण अवधि के लिए ब्याज दर को वास्तविकता ऋण पर भारित औसत दर में अंतर के रूप में अनुमति अप्रैल 1 2017 को और एसबीआई के निधि आधारित एक वर्ष सीमांत लागत ऋण दर (एमसीएलआर) के रूप में अनुमति अप्रैल 1 2017 को दी जाएगी।

वशर्तें ऋण संबंधी ब्याज की दर (एमसीएलआर जमा मार्जिन) चक्रण व्यवसाय अर्थात्, 14 प्रतिशत के इक्विटी संबंधी लाभ की अनुमोदित आधार दर से अधिक नहीं होगा।

- (2) वितरण लाइसेंसधारक ऋण प्राप्त करने के लिए खुली निविदा का निवेदन करने का प्रयत्न करेगा।

## 23. प्रचालन और अनुरक्षण व्यय

- 1) वितरण लाइसेंसधारक हेतु दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(3) और विनियम 92 के संबंध में मानकीय प्रचालन और अनुरक्षण व्यय इस प्रकार होगा:

**तालिका 8 : नियन्त्रण अवधि के बीआरपीएल के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्यय**

ब्यौरा	यूनिट	2017-18	2018-19	2019-20
66 केवी लाइन	लाख रुपए/सीकेटी किमी	3.454	3.648	3.853
33 केवी लाइन	लाख रुपए/सीकेटी किमी	3.454	3.648	3.853
11 केवी लाइन	लाख रुपए/सीकेटी किमी	1.001	1.058	1.117
एलटी लाइन सिस्टम	लाख रुपए/सीकेटी किमी	5.170	5.460	5.766
66/11 केवी ग्रिड एस/एस	लाख रुपए/ एमवीए	0.933	0.986	1.041
33/11 केवी ग्रिड एस/एस	लाख रुपए/ एमवीए	0.933	0.986	1.041
11/0.415 केवी डीटी	लाख रुपए/ एमवीए	2.209	2.333	2.464

**तालिका 9 : नियन्त्रण अवधि के बीवाईपीएल के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्यय**

ब्यौरा	यूनिट	2017-18	2018-19	2019-20
66 केवी लाइन	लाख रुपए/सीकेटी किमी	4.421	4.669	4.931
33 केवी लाइन	लाख रुपए/सीकेटी किमी	4.421	4.669	4.931
11 केवी लाइन	लाख रुपए/सीकेटी किमी	1.857	1.961	2.071
एलटी लाइन सिस्टम	लाख रुपए/सीकेटी किमी	8.290	8.756	9.247
66/11 केवी ग्रिड एस/एस	लाख रुपए/ एमवीए	1.045	1.104	1.166
33/11 केवी ग्रिड एस/एस	लाख रुपए/ एमवीए	1.045	1.104	1.166
11/0.415 केवी डीटी	लाख रुपए/ एमवीए	2.296	2.425	2.561

**तालिका 10: नियन्त्रण अवधि के टीपीटीडीएल के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्यय**

ब्यौरा	यूनिट	2017-18	2018-19	2019-20
66 केवी लाइन	लाख रुपए/सीकेटी किमी	3.297	3.482	3.678
33 केवी लाइन	लाख रुपए/सीकेटी किमी	3.297	3.482	3.678
11 केवी लाइन	लाख रुपए/सीकेटी किमी	0.862	0.910	0.961
एलटी लाइन सिस्टम	लाख रुपए/सीकेटी किमी	6.372	6.730	7.107
66/11 केवी ग्रिड एस/एस	लाख रुपए/ एमवीए	0.927	0.979	1.034
33/11 केवी ग्रिड एस/एस	लाख रुपए/ एमवीए	0.927	0.979	1.034

ब्यौरा	यूनिट	2017-18	2018-19	2019-20
11/0.415 केवी डीटी	लाख रुपए/ एमवीए	1.326	1.400	1.479

**तालिका 11 : नियन्त्रण अवधि के एनडीएमसी के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्यय**

ब्यौरा	यूनिट	2017-18	2018-19	2019-20
66 केवी लाइन	लाख रुपए/सीकेटी किमी	3.297	3.482	3.678
33 केवी लाइन	लाख रुपए/सीकेटी किमी	3.297	3.482	3.678
11 केवी लाइन	लाख रुपए/सीकेटी किमी	0.862	0.910	0.961
एलटी लाइन सिस्टम	लाख रुपए/सीकेटी किमी	5.170	5.460	5.766
66/11 केवी ग्रिड एस/एस	लाख रुपए/ एमवीए	0.927	0.979	1.034
33/11 केवी ग्रिड एस/एस	लाख रुपए/ एमवीए	0.927	0.979	1.034
11/0.415 केवी डीटी	लाख रुपए/ एमवीए	1.326	1.400	1.479

2) वितरण लाइसेंसधारक संबंधित वर्ष के प्रचालन और अनुरक्षण व्ययों के भाग के रूप में संबंधित वित्तीय वर्ष के इसके खुदरा उपभोक्ताओं को कुल बिक्रियों का अधिकतम 0.25 प्रतिशत के अध्यक्षीन वास्तविक अभिलेखित उपभोग के लिए शून्य टैरिफ पर उपभोग की अनुमति होगी:

(3) संबंधित वित्तीय वर्ष के लिए अपने खुदरा उपभोक्ताओं को कुल बिक्रियों का अधिकतम 0.25 प्रतिशत का वास्तविक अभिलेखित स्वयं का उपभोग संबंधित वर्षों के टैरिफ अनुसूची के गैर घरेलू टैरिफ पर बिल तैयार किया जाएगा तथा राजस्व बिल का भाग तैयार करेगा और इसी वर्ष के लिए इसका संग्रह करेगा।

(4) मामला दर मामला आधार पर यथा प्रयोज्य कर्मचारियों की लागत संबंधी किसी सांविधिक वेतन संशोधन का वितरण लाइसेंसधारकों द्वारा किया गया वास्तविक भुगतान पर आधारित, प्रथम रूप से विचार किया जाएगा तथा संबंधित वित्तीय वर्ष के लिए एआरआर के टू अप के समय सावधानीपूर्वक जांच करेगा।

#### 24. पूंजी निवेश योजना

1) वितरण लाइसेंसधारक हेतु दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(4) कर के संबंध में प्रयोगात्मक पूंजी निवेश योजना निम्नानुसार होगी:

**तालिका 12 : नियन्त्रण अवधि के बीआरपीएल हेतु पूंजीकरण (रुपए करोड़ में)**

ब्यौरा	2017-18	2018-19	2019-20	कुल
पूंजीकरण	425	439	449	1313
स्मार्टमीटर	87	87	87	262
घटाएं: जमा कार्य	40	41	42	123
<b>कुल</b>	<b>472</b>	<b>485</b>	<b>494</b>	<b>1452</b>

**तालिका 13: नियन्त्रण अवधि के बीवाईपीएल हेतु पूंजीकरण (रुपए करोड़ में)**

ब्यौरा	2017-18	2018-19	2019-20	कुल
पूंजीकरण	331	345	349	1025
स्मार्टमीटर	64	64	64	191
घटाएं: जमा कार्य	11	11	12	34
<b>कुल</b>	<b>384</b>	<b>398</b>	<b>401</b>	<b>1182</b>

**तालिका 14: नियन्त्रण अवधि के टीपीडीडीएल हेतु पूंजीकरण (रुपए करोड़ में)**

ब्यौरा	2017-18	2018-19	2019-20	कुल
पूंजीकरण	423	414	414	1251
स्मार्टमीटर	66	66	66	198
घटाएं: जमा कार्य	50	50	50	150
<b>कुल</b>	<b>439</b>	<b>430</b>	<b>430</b>	<b>1299</b>

2) लाइसेंसधारक संबंधित वर्ष के लिए वार्षिक टैरिफ आवेदन के प्रारंभन की निर्धारित तारीख के साथ त्रैमासिक पूंजी निवेश योजना प्रस्तुत करेगा जो दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम, 130 (सी) के संबंध में निर्धारित लागत की गणना करने का आधार बनेगा।

(3) वितरण लाइसेंसधारक वास्तविक सत्यापन के लिए त्रैमासिक आधार पर वास्तविक पूंजीकरण के ब्यौरे सहित आवेदन प्रस्तुत करेगा तथा संबंधित तिमाही के एक माह के पूरा होने के भीतर पूंजी लागत के तथ्य प्रस्तुत करेगा।

(4) उक्त विनियम(3) के अनुसार वितरण लाइसेंसधारक द्वारा प्रस्तुत त्रैमासिक पूंजी लागत आयोग द्वारा तथ्यात्मक रूप से प्रस्तुत की जाएगी तथा वास्तविक पूंजी लागत की तुलना में टैरिफ आदेश में संभावित पूंजी लागत में भिन्नता के संबंध में वित्तीय प्रभाव और आरंभन की वास्तविक तारीख की तुलना में आरंभन की निर्धारित तारीख संबंधित वित्तीय वर्ष का वार्षिक दू अप समझा जाएगा, जो निम्नानुसार होगा:

(क) वर्ष के दौरान 10 से अधिक प्रतिशत तक दू अप पूंजीकरण की तुलना में टैरिफ आदेश में अनुमानित पूंजीकरण में भिन्नता के संबंध में वसूला गया कोई अधिक टैरिफ संबंधित वर्ष की 1 अप्रैल को प्रचलित बैंक दर 1.20 गुना ब्याज दर के साथ संबंधित वर्ष के राजस्व अंतर/अधिकर में समायोजित किया जाएगा:

परन्तु वितरण लाइसेंसधारक से परे अर्थात् स्कीमों के सिद्धान्ततः अनुमोदन में विलम्ब, संबंधित एजेंसियों आदि से सड़क काटने की अनुमति में विलम्ब के कारणों से दू अप पूंजीकरण की तुलना में टैरिफ आदेश में अनुमानित पूंजीकरण में भिन्नता के संबंध में वसूला गया कोई अधिक टैरिफ संबंधित वर्ष की 1 अप्रैल को प्रचलित बैंक दर के समान ब्याज दर के साथ संबंधित वर्ष के राजस्व अंतर/अधिकर में समायोजित किया जाएगा।

(ख) वर्ष के दौरान 10 प्रतिशत से अधिक तक दू अप पूंजीकरण की तुलना में टैरिफ आदेश में अनुमानित पूंजीकरण में भिन्नता के संबंध में वसूले गये टैरिफ में कोई कमी संबंधित वर्ष की 1 अप्रैल को प्रचलित बैंक दर के 0.80 की ब्याज दर सहित संबंधित वर्ष के राजस्व अंतर /अधिकर में समायोजित किया जाएगा।

## 25. वितरण हानि लक्ष्य

1) वितरण लाइसेंसधारक के लिए दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(9) (ए) के संबंध में वितरण हानि लक्ष्य निम्नानुसार होगा:

**तालिका 15 : नियन्त्रण अवधि की वितरण हानि का लक्ष्य**

क्र.सं.	वितरण लाइसेंसधारक	2017-18	2018-19	2019-20
1	बीएसईएस राजधानी पावर लिमि.	10.93%	10.19%	9.50%
2	बीएसईएस राजधानी पावर लिमि.	13.00%	11.69%	10.50%
3	टाटा पावर दिल्ली वितरण लिमि.	8.38%	8.19%	8.00%
4	नई दिल्ली नगरपालिका परिषद	10.30%	9.63%	9.00%

2) वितरण हानि लक्ष्य के संबंध में अधिक अर्जन/न्यून अर्जन का वितरण लाइसेंसधारक हेतु दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 159 में विनिर्दिष्ट फार्मूले के अनुसार गणना की जाएगी।

(3) किसी भी वित्तीय प्रभाव के कारण संबंधित वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारक द्वारा वितरण हानि लक्ष्य के संबंध में न्यून अर्जन हेतु गणना की गई राशि दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 161 में यथानिर्दिष्ट वितरण लाइसेंसधारक के संबंध में होगी।

(4) किसी भी वित्तीय प्रभाव के कारण संबंधित वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारक द्वारा वितरण हानि लक्ष्य संबंधी अधिक अर्जन की गणना की गई राशि वितरण लाइसेंसधारक तथा उपभोक्ता के बीच साझा की जाएगी, जो इस प्रकार होगी:

(i) यदि वास्तविक वितरण हानि 50 प्रतिशत संबंधित वर्ष के लिए (पूर्व वर्ष लक्ष्य वर्तमान लक्ष्य) के बीच तो यह उपभोक्ताओं के 2/3 अनुपात तथा वितरण लाइसेंसधारक को 1/3 में साझा किया जाएगा।

(ii) यदि वास्तविक वितरण हानि संबंधित वर्ष के लिए हानि लक्ष्य माइनस [50 प्रतिशत\* (पूर्व वर्ष - वर्तमान वर्ष लक्ष्य)] से कम है तो उपभोक्ताओं को 1/3 अनुपात तथा वितरण लाइसेंसधारक को 2/3 अनुपात में बांटा जाएगा।

**उदाहरण:**

क) बिक्रियां (ए) – 1000 एमयू

ख) पूर्व वर्ष वितरण हानि लक्ष्य (बी) – 12 प्रतिशत

ग) वर्तमान वर्ष वितरण हानि लक्ष्य (सी) – 10 प्रतिशत

घ) टैरिफ आदेश (डी- ए/ (1-सी) में आयोग द्वारा नियत पावर खरीद- 1111 एमयू

इ) टू अप पावर खरीद दर (ई) – 5 रु / केडब्ल्यूएच

**केस 1 (वास्तविक हानि > हानि लक्ष्य)**

क) वास्तविक वितरण हानि(एफ) – 12 प्रतिशत

ख) वितरण लाइसेंसधारक के अनुसार किया गया वास्तविक पावर खरीद [जी= ए/(1-एफ)] = 1136 एमयू

ग) वितरण लाइसेंसधारक अतिरिक्त 25 एमयू (जी-डी) की अधिप्राप्ति के कारण 10 प्रतिशत से 12 प्रतिशत तक वितरण हानि लक्ष्य कम प्राप्त किया है।

घ) वितरण लाइसेंसधारक को 100 प्रतिशत हानि =  $25 * 5 / 10 = 12.50$  करोड़ रुपए

**केस 2 (हानि लक्ष्य > वास्तविक > हानि लक्ष्य – 50 प्रतिशत (पूर्व वर्ष लक्ष्य - वर्तमान वर्ष लक्ष्य))**

क) वास्तविक वितरण हानि (एफ) = 9 प्रतिशत

- ख) वितरण लाइसेंसधारक द्वारा की गई वास्तविक पावर खरीद [जी = ए/(1-एफ) - 1099 एमयू  
 ग) वितरण लाइसेंसधारक अतिरिक्त 25 एमयू(जीडी) की अधिप्राप्ति के कारण 10 प्रतिशत से 9 प्रतिशत तक वितरण हानि लक्ष्य कम प्राप्त किया है।  
 घ) वितरण लाइसेंसधारक को 1/3 प्रोत्साहन = (12 \* 5) / 10 \* (1/3) = 2 करोड़ रुपए  
 ङ) उपभोक्ताओं को प्रोत्साहन का 2/3 = (12 \* 5) / 10 \* (2/3) = 4 करोड़ रुपए

**केस 3** (वास्तविक < (हानि लक्ष्य - 50 प्रतिशत\* (पूर्व वर्ष लक्ष्य - वर्तमान वर्ष लक्ष्य)

क) वास्तविक वितरण हानि(एफ) = 8 प्रतिशत

ख) वितरण लाइसेंसधारक द्वारा की गई वास्तविक पावर खरीद (जी = ए/( 1-एफ) - 1087 एमयू

**हानि लक्ष्य की अधिक प्राप्ति तक प्रोत्साहन - [(50 प्रतिशत\* (पूर्व वर्ष लक्ष्य - वर्तमान वर्ष लक्ष्य)]**

उपभोक्ताओं को प्रोत्साहन का 2/3 - [(1111-1099) \* 5) / 10 ] \* 2/3 = 4 करोड़ रुपए -(i)

वितरण लाइसेंसधारक का शेष 1/3 - [(1111-1099) \* 5) / 10 ] \* 1/3 = 2 करोड़ रुपए -(ii)

**हानि लक्ष्यों से कम अधिक प्राप्ति के लिए प्रोत्साहन [50 प्रतिशत\* (पूर्व वर्ष लक्ष्य - वर्तमान वर्ष लक्ष्य)]**

उपभोक्ताओं को प्रोत्साहन का 1/3 = [(1099-1087) \* 5) / 10 ] \* 1/3 = 2 करोड़ रुपए.....(iii)

वितरण लाइसेंसधारक का शेष 2/3 = [(1099-1087) \* 5 ) / 10 ] \* 2/3 = 4 करोड़ रुपए.....(iv)

उपभोक्ताओं (i) जमा (iii) को कुल प्रोत्साहन = 6 करोड़ रुपए

वितरण लाइसेंसधारक (ii) जमा (iv) को कुल प्रोत्साहन = 6 करोड़ रुपए

## 26. संग्रहण दक्षता का लक्ष्यम

- वितरण लाइसेंसधारकों को वित्त वर्ष 2017-18 से वित्त वर्ष 2019-20 के लिए संग्रहण दक्षता के लक्ष्य 99.50 प्रतिशत होंगे।
- संग्रहण दक्षता लक्ष्य के संबंध में वित्तीय प्रभाव की वितरण लाइसेंसधारक के लिए दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 163 में विनिर्दिष्ट फार्मूले के अनुसार गणना की जाएगी।
- वितरण लाइसेंसधारक के लिए दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 164 के संबंध में अधिक अर्जन के संबंध में वित्तीय प्रभाव, 99.50 प्रतिशत से 100 प्रतिशत तक, उपभोक्ताओं और वितरण लाइसेंसधारकों में समान रूप से साझा किए जाएंगे।

## 27. पुनःनवीकरणीय खरीद भार के लक्ष्य

- वितरण लाइसेंसधारकों के वित्तीय वर्ष 2017-18 से वित्तीय वर्ष 2019-20 तक वितरण लाइसेंसधारक के लिए दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 124 के संबंध में पुनःनवीकरणीय खरीद भार(आरपीओ) के लक्ष्य हाइड्रोपावर की अधिप्राप्ति के सिवाय अपने आपूर्ति क्षेत्र में खुदरा उपभोक्ताओं को कुल बिक्रियों के प्रतिशत के रूप में गणना की जाएगी, जो इस प्रकार हैं:

**तालिका 16 - पुनःनवीकरणीय खरीद भार के लक्ष्य**

क्र. सं.	वितरण लाइसेंसधारक	2017-18	2018-19	2019-20
1	सौर लक्ष्य (न्यूनतम)	2.75%	4.75%	6.75%
2	कुल	11.50%	14.25%	17.00%

- वितरण लाइसेंसधारक और ऊर्जा या उक्त तालिका में यथा-निर्दिष्ट सौर ऊर्जा की न्यूनतम खरीद वाली सौर ऊर्जा और गैर सौर ऊर्जा के संयोजन की अधिप्राप्ति के माध्यम से इसकी आरपीओ का अनुपालन करेंगे।

परंतु वितरण लाइसेंसधारक संबंधित वित्त वर्ष को पूरा होने की तारीख से एक माह के भीतर किसी वर्ष के उनके कुल आरपीओ लक्ष्यों में किसी कमी के लिए आरईसी खरीद सकता है।

(3) नेट मीटरिंग उपभोक्ताओं के परिसरों में लगे पुनःनवीकरणीय ऊर्जा मीटरों के माध्यम से रिकार्ड किए गए पुनःनवीकरणीय ऊर्जा जनरेशन संबंधित वर्ष के लिए दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (पुनःनवीकरणीय ऊर्जा की नेट मीटरिंग) विनियम, 2014 में यथा विनिर्दिष्ट वितरण लाइसेंसधारक के आरपीओ का भाग होना समझा जाएगा:

परन्तु यदि पुनःनवीकरणीय ऊर्जा मीटरों के माध्यम से रिकार्ड किए गए सौर प्रोद्भूत प्रणाली से वास्तुविक उत्पादन, 19 प्रतिशत के क्षमता उपयोगिता घटक (सीयूएफ) से अधिक रहता है तो वितरण लाइसेंसधारक प्रत्यायोजित मीटर जांच प्रयोगशाला में टेस्टिंग और कैलिब्रेशन प्रयोगशालाओं (एनएवीएल) हेतु स्वतंत्र तृतीय पक्ष राष्ट्रीय प्रत्यायोजित बोर्ड द्वारा जांचे गए पुनःनवीकरणीय ऊर्जा मीटरों को जुटाएगा।

(4) आरपीओ लक्ष्यों की अधिकता होने पर नेट मीटरिंग प्रबंधन के माध्यम से आयोग द्वारा अनुमोदित पावर खरीद करार तथा ग्रिड में इंजेक्टेड पावर के माध्यम से वितरण लाइसेंसधारक की पुनःनवीकरणीय ऊर्जा की लागत संबंधित वर्ष की पावर क्रय लागत का भाग होगा।

(5) वितरण लाइसेंसधारक द्वारा आरपीओ लक्ष्यों की गैर-अनुपालना आरपीओ में कमी की मात्रा के लिए संबंधित वर्ष हेतु केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा यथा विनिर्दिष्ट सौर और गैर सौर पुनःनवीकरणीय ऊर्जा प्रमाण पत्र के अधिमानित औसत फ्लोर मूल्य के 50 प्रतिशत की दर पर दण्ड का प्रावधान होगा।

(6) आरपीओ लक्ष्यों की गैर अनुपालना के कारण वितरण लाइसेंसधारक पर लगाए गई दण्ड की राशि दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 124 के संबंध में संबंधित वित्तीय वर्ष के टू अप के दौरान एआरआर से घटायी जाएगी।

## 28. विचलन निपटान तंत्र के माध्यम से विद्युत की बिक्री के लिए आकस्मिक सीमा (अनिर्धारित इंटरचेंज प्रभार )

- 1) डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 152 (सी) के संबंध में वित्त वर्ष 2017-18 से वित्त वर्ष 2019-20 तक के वितरण लाइसेंसधारकों की विचलन निपटान तंत्र के माध्यम से विद्युत की बिक्री के लिए आकस्मिक सीमा संबंधित महीने के लिए वितरण लाइसेंसधारक द्वारा खरीदी गई शुद्ध विद्युत का 5% होगी।
- (2) यदि वितरण लाइसेंसधारक संबंधित महीने में विचलन निपटान तंत्र (अनिर्धारित इंटरचेंज प्रभार) में वितरण लाइसेंसधारक द्वारा खरीदी गई शुद्ध विद्युत की 5% से अधिक विद्युत बेचता है तो दिल्ली क्षेत्र के लिए ऐसी बिक्री दर उस महीने के दौरान विनियम के माध्यम से विद्युत खरीद/बिक्री की औसत दर तक सीमित होगी।

## 29. अधिशेष विद्युत की बिक्री दर के लिए प्रोत्साहन साझा करने का तंत्र

- 1) डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 165 के संबंध में वित्त वर्ष 2017-18 से वित्त वर्ष 2019-20 तक वितरण लाइसेंसधारक की अधिशेष विद्युत की बिक्री दरों के लिए प्रोत्साहन की संगणना निम्न प्रकार होगी:
  - i. उस उत्पादन स्टेशन जिसके लिए विद्युत अधिशेष है और उसे विद्युत विनियम के माध्यम से बेचे जाने की आवश्यकता है, की परिवर्तनीय लागत को ऐसे उत्पादन स्टेशनों की पूर्ववर्ती माह की घोषित परिवर्तनीय लागत जितना माना जाएगा।
  - ii. उस उत्पादन स्टेशन जिसके लिए विद्युत अधिशेष है और उसे बैंकिंग अथवा सहायक के माध्यम से बेचे जाने की आवश्यकता है, की परिवर्तनीय लागत को ऐसे अनुबंधों के शुरू होने की तारीख पर प्रचलित उत्पादन स्टेशनों की पूर्ववर्ती माह की घोषित परिवर्तनीय लागत जितना माना जाएगा।
  - iii. प्रोत्साहन दर अंतर (वास्तविक बिक्री दर-परिवर्तनीय लागत) और वास्तव में बिक्री विद्युत की मात्रा का उत्पाद होगा।
- 2) उपरोक्त उप-खंड (1) के अंतर्गत संगणित प्रोत्साहन उपभोक्ताओं और वितरण लाइसेंसधारकों के बीच निम्न प्रकार साझा होगा:

- i. संबंधित टैरिफ आदेश में आयोग द्वारा प्रस्तावित संबंधित वर्ष के सभी उत्पादन स्रोतों की प्रति यूनिट औसत स्थायी लागत के 100% प्रतिलाभ तक की प्रोत्साहन वसूली को अधिशेष विद्युत की बिक्री उपभोक्ताओं को 2/3 एवं लाइसेंसधारक को 1/3 के अनुपात में साझा कर दिया जाएगा।
- ii. संबंधित टैरिफ आदेश में आयोग द्वारा प्रस्तावित संबंधित वर्ष के सभी उत्पादन स्रोतों की प्रति यूनिट औसत स्थायी लागत के 100% से अधिक प्रतिलाभ तक की प्रोत्साहन वसूली को अधिशेष विद्युत की बिक्री उपभोक्ताओं को 1/3 एवं लाइसेंसधारक को 2/3 के अनुपात में साझा कर दिया जाएगा।

**उदाहरण:-**

क) अधिशेष विद्युत की बिक्री की मात्रा (ए) = 1000 एमयू

ख) लागू परिवर्तनीय लागत प्रति यूनिट (बी) = 2.00 रुपये /किलोवाट

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

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

ड) टैरिफ आदेश में स्वीकृत औसत स्थायी लागत प्रति यूनिट (ई) = 1.00रुपये/किलोवाट

प्रति यूनिट औसत स्थायी लागत की 100% तक के प्रतिलाभ की प्रोत्साहन वसूली = (ई\*ए) = 100 करोड़ रुपये उपभोक्ता को 2/3 (67 करोड़ रुपये) और वितरण लाइसेंसधारक को 1/3 (33 करोड़ रुपये) के अनुपात में साझा किया जाएगा।

प्रति यूनिट औसत स्थायी लागत की 100% से अधिक के प्रतिलाभ की प्रोत्साहन वसूली = [डी-(ई\*ए)] = 50 करोड़ रुपये उपभोक्ता को 1/3 (16.67 करोड़ रुपये) और वितरण लाइसेंसधारक को 2/3 (33.33 करोड़ रुपये ) के अनुपात में साझा किया जाएगा। इसीलिए,

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

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

**30. विद्युत क्रय लागत समायोजन प्रभार की वसूली का तंत्र**

डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 134 के संबंध में वितरण लाइसेंसधारक के लिए वित्त वर्ष 2017 से वित्त वर्ष 2018 तक में विद्युत क्रय लागत संयोजन टैरिफ (पीपीएसी) की वसूली का तंत्र निम्न प्रकार होगा:

(1) आयोग संबंधित वर्ष के लिए टैरिफ आदेश में पीपीएसी की संगणना के लिए विस्तृत फार्मूला को निर्दिष्ट करेगा।

(2) वितरण लाइसेंसधारक संबंधित वर्ष के लिए निर्दिष्ट फार्मूला के अनुसार किसी भी तिमाही के लिए पीपीएसी की संगणना करेगा:

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

(3) किसी भी तिमाही की पीपीएसी संगणना को बाद की तिमाहियों में विस्तृत एवं समायोजित तभी की जाएगी:

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

(4) निर्दिष्ट फार्मूला के अनुसार पीपीएसी संगणना का आचरण निम्न प्रकार होगा:

(क) यदि पीपीएसी किसी भी तिमाही के लिए 5% से अधिक नहीं होता है, तो वितरण लाइसेंसधारक विनियम प्रक्रियाओं में जाए बगैर आयोग को पूर्व सूचना के साथ संगणित पीपीएसी के 90% पर पीपीएसी वसूल सकता है।



(ख) यदि किसी तिमाही के लिए पीपीएसी 5% से अधिक होता है, तो वितरण लाइसेंसधारक पीपीएसी के खाते पर अपने दावे के संबंध में आयोग को पूर्व-स्वीकृति के लिए आवेदनपत्र दायर करेगा।

(5) वितरण लाइसेंसधारक पीपीएसी की संगणना को उपभोक्ताओं के विद्युत बिल में आरोपित किए जाने से पहले अपनी वेबसाइट पर अपलोड करेगा।

(6) वितरण लाइसेंसधारक द्वारा पीपीएसी के खाते पर प्राप्त राजस्व को, विनियम प्रक्रियाओं से गुजरे बिना, संबंधित वर्ष की विद्युत क्रय लागत के साथ संतुलित किया जाएगा और राजस्व की कम वसूली के कारण की अनुरक्षण लागत की अनुमति नहीं होगी।

(7) वितरण लाइसेंसधारक द्वारा पीपीएसी के खाते पर प्राप्त राजस्व को, विनियम प्रक्रियाओं से गुजरे बिना, संबंधित वर्ष की विद्युत क्रय लागत के साथ संतुलित किया जाएगा और राजस्व की अधिक वसूली पर अनुरक्षण लागत ब्याज दर से 1.20 गुना पर वसूली जाएगी।

### 31. ऋण पुनःवित्तपोषण के लिए प्रोत्साहन साझाकरण तंत्र

(1) दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 71 के निबन्धनों में ऋण के पुनःवित्तपोषण के कारण ब्याज की न्यूनतर दर के कारण वित्तीय वर्ष 2017-18 से वित्तीय वर्ष 2019-20 तक उत्पादन संस्था की प्रोत्साहन राशि का परिकलन प्राप्त किए गए ऋण की कुल मात्रा के गुणनफल तथा मार्जिन पर वास्तविक ऋण पर अधिमानित औसत दर के मार्जिन पर वास्तविक ऋण (+) %2.00एसबीआई एमसीएलआर के ब्याज का अंतर होगा।

(2) ऋण के पुनःवित्तपोषण के खाते पर प्रोत्साहन उपरोक्त उप-खंड (1) के अनुसार उपभोक्ताओं और वितरण लाइसेंसधारक के बीच बराबर साझा होगा।

### 32. चक्रीय एवं खुदरा आपूर्ति में एआरआर के वितरण का अनुपात

डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(9)(ई) के संबंध में चक्रीय एवं खुदरा आपूर्ति व्यापार में एआरआर के वितरण का अनुपात निम्न प्रकार होगा:

तालिका 17 : खुदरा व्यापार

विवरण	बीआरपीएल	टीपीडीडीएल	बीवाईपीएल
विद्युत खरीद की लागत	100%	100%	100%
अंतर-राज्यीय पारेषण टैरिफ	100%	100%	100%
राज्यगत पारेषण टैरिफ	100%	100%	100%
एसएलडीसी फीस एवं टैरिफ	100%	100%	100%
प्रचालन और अनुरक्षण लागत	40%	38%	38%
मूल्यह्रास (एएडी समेत)	21%	23%	19%
नियोजित पूंजी पर वापसी	26%	28%	28%
आयकर	26%	28%	28%
गैर-टैरिफ आय	85%	60%	85%

**तालिका 18 : चक्रीय व्यापार**

विवरण	बीआरपीएल	टीपीडीडीएल	बीवाईपीएल
प्रचालन और अनुरक्षण लागत	60%	62%	62%
मूल्यहास (एएडी सहित)	79%	77%	81%
संलग्न पूंजी पर रिटर्न	74%	72%	72%
आयकर	74%	72%	72%
गैर-टैरिफ आय	15%	40%	15%

**33. राजस्व अंतर/अधिशेष का व्यवहार**

1) वितरण लाइसेंसधारक के एआरआर के विभिन्न अवयव डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 152 के संबंध में संतुलित होंगे।

(2) वार्षिक टैरिफ आदेश में एआरआर के विभिन्न अवयवों के अनुमानों के खाते पर विविधता की तुलना में राजस्व अंतर/अधिशेष की गणना के लिए संतुलित व्यय निम्न प्रकार होंगे:

i. **विद्युत क्रय लागत:** विद्युत क्रय लागत में विविधता को राजस्व अंतर/अधिशेष में संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को प्रचलित बैंक दर पर आधे वर्ष के लिए ब्याज के साथ समायोजित किया जाएगा।

ii. **पूंजी लागत:** आरओसीई (RoCE) में विविधता, मूल्यहास और पूंजी लागत में विविधता के कारण आयकर संबंधी व्यय इन विनियमों के विनियम 21 के अनुरूप किए जाएंगे।

(3) समायोजित वर्ष के लिए पूर्वोक्त उप-विनियम (2) के अनुरूप संगणित राजस्व अंतर/अधिशेष संबंधित वर्ष के लिए संचयी राजस्व अंतर के जमा शेष के निमित्त समायोजित होगा:

वर्ष संबंधित वर्ष के लिए संचयी राजस्व अंतर के जमा सापेक्ष के निमित्त समायोजन के बाद कोई संचयी राजस्व अंतर नहीं हो अथवा अधिशेष बचा है तो उसे एआरआर में समायोजित किया जाएगा।

**34. दिन के समय (ToD) टैरिफ के लिए टाइम स्लॉट**

डीईआरसी (टैरिफ निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तें) विनियम, 2017 के विनियमन नियमों के अनुसार और 153 के 133, आयोग अलग-अलग व्यवस्था के माध्यम से दिन के समय (ToD) टैरिफ के लिए टाइम स्लॉट निर्दिष्ट करेगा जो डिमांड साइड मैनेजमेंट का एक उपकरण है,

**भाग 5****विविध**

35. **विनियमों, आदेशों एवं अभ्यास निर्देशों को जारी करना:** अधिनियम एवं इस विनियम के प्रावधानों के अधीन, आयोग समय-समय पर उन विभिन्न मामलों पर इन विनियमों एवं प्रक्रियाओं के क्रियान्वयन के संबंध में अनुपालन किए जाने के लिए आदेश

और अभ्यास निर्देश जारी करता है, जिन मामलों, एवं इसके अतिरिक्त आकस्मिक अथवा अनुपंगी मामलों के लिए इन विनियमों ने आयोग को निर्देश देने के लिए अधिकृत किया है।

- 36. कठिनाइयों को हटाने की शक्तियां:** यदि इन विनियमों के किसी प्रावधान को प्रभावी करने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, तो आयोग, एक सामान्य अथवा विशेष आदेश, जो इन विनियमों अथवा अधिनियम के प्रावधानों से असंगत न हो, के द्वारा चीजें कर सकता है अथवा करने का उत्तरदायित्व ले सकता है या फिर लाइसेंसधारक को उन चीजों को करने अथवा करने का उत्तरदायित्व लेने का निर्देश दे सकता जो कठिनाइयों को दूर करने के उद्देश्य के लिए आवश्यक या उचित लगती है।
- 37. छूट देने की शक्ति:** आयोग जनहित में और लिखित में दर्ज होने वाले कारणों के लिए, इन विनियमों के किसी भी प्रावधान से छूट दे सकता है।
- 38. व्याख्या:** यदि इन विनियमों के किसी प्रावधान की व्याख्या से संबंधित प्रश्न उत्पन्न होता है, तो आयोग का निर्णय अंतिम होगा।
- 39. आयोग की निहित शक्तियों का बचाव:** इन विनियमों में ऐसा कुछ नहीं है, जो आयोग की अंतर्निहित शक्तियों को सीमित करता है या एक प्रक्रिया अपनाने से प्रभावित करता है, जो इन विनियमों के किसी प्रावधानों से असंगत हो, यदि आयोग, मामले अथवा मामलों के वर्ग की विशेष परिस्थितियों तथा लिखित में रिकार्ड होने वाले कारणों को ध्यान में रखते इसे इन विनियमों में निर्दिष्ट प्रक्रिया से हटने के लिए अनिवार्य अथवा अनुकूल मानता है।
- 40. जांच एवं अन्वेषण:** इन विनियमों के अंतर्गत सभी जांचें, अन्वेषण और न्यायिक निर्णय आयोग द्वारा दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग विस्तृत (व्यापार संहिता) विनियम, 2001 जैसा कि समय-समय पर संशोधित हुआ है, के प्रावधानों के अनुरूप प्रक्रिया के माध्यम से किया जाएगा।
- 41. संशोधन की शक्ति:** आयोग, लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले किसी कारण के लिए, इन विनियमों के किसी भी प्रावधान/प्रावधानों को किसी भी समय संशोधन के द्वारा बदल सकता है, परिवर्तन या सुधार कर सकता है।

सुरेंद्रा इडुपघंटी, सचिव

### परिशिष्ट-1

#### एक माह के लिए पारिषण प्रणाली उपलब्धता कारक की गणना के लिए प्रक्रिया

1. एक कैलेंडर माह के लिए पारिषण प्रणाली उपलब्धता कारक (टीएएफएम) की संगणना संबंधित पारिषण लाइसेंसधारक द्वारा की जाएगी, जो संबंधित एसएलडीसी द्वारा प्रत्येक एसी एवं एचवीडीसी पारिषण प्रणाली के लिए अलग-अलग सत्यापित हुआ है और पारिषण शुल्कों के साझाकरण के अनुसार समूहबद्ध किया गया है। पारिषण प्रणाली उपलब्धता की प्रत्येक पारिषण प्रणाली के लिए अलग-अलग की जाएगी। टीएएफएम की गणना के उद्देश्य के लिए:
  - क. एसी पारिषण लाइनें: एसी पारिषण लाइन के प्रत्येक सर्किट को एक तत्व के रूप में माना जाएगा।
  - ख. अंतर-संयोजी ट्रांसफार्मर्स (ईसीटी): प्रत्येक आईसीटी बैंक (तीन सिंगल फेस ट्रांसफार्मर एकसाथ) एक तत्व बनाएंगे।
  - ग. स्थैतिक वीएआर क्षतिपूरक (एसवीसी): एसवीसी ट्रांसफार्मर के साथ एसवीसी एक तत्व बनाता है। हालांकि 50% क्रेडिट अधिष्ठापन को और 50% संधारित्र को रेटिंग दी जाएगी।
  - घ. बस रियेक्टर्स /स्विचयोग्य लाइन रियेक्टर्स: प्रत्येक बस रियेक्टर्स /स्विचयोग्य लाइन रियेक्टर्स को एक तत्व माना जाएगा।
  - ड. एचवीडीसी बाइ-पोल लिक्स: एचवीडीसी लिंक का प्रत्येक खंबे को दोनों सिरों पर संबद्ध उपकरणों के साथ एक तत्व माना जाएगा।
  - च. एचवीडीसी बैंक-दु-बैंक (आगे-पीछे) स्टेशन: एचवीडीसी बैंक-दु-बैंक स्टेशन के प्रत्येक ब्लॉक को एक तत्व माना जाएगा। यदि संबद्ध एसी लाइन उपलब्ध नहीं है, तो एचवीडीसी बैंक-दु-बैंक स्टेशन को भी अनुपलब्ध माना जाएगा।

छ. यदि एक पारेषण तत्व में कटौती एक उत्पादन स्टेशन से विद्युत के निकास को प्रभावित कर रहा है, तो कटौती के घंटे 2 के गुणक द्वारा गुणित होंगे।

2. पारेषण प्रणाली एसी और एचवीडीसी भाग की उपलब्धता की गणना निम्न प्रकार होगी:

$$\text{एसी प्रणाली के लिए \% TAFM} = \frac{n * AV_n + p * AV_p + q * AV_q + r * AV_r}{n + p + q + r} \times 100$$

जहां

n = एसी लाइनों की कुल संख्या

AV<sub>n</sub> = एसी लाइनों की n संख्या की उपलब्धता

p = रियेक्टरों/स्विचयोग्य लाइन रियेक्टरों की कुल संख्या

AV<sub>p</sub> = p संख्या के बस रियेक्टरों/स्विचयोग्य लाइन रियेक्टरों की उपलब्धता

q = आईसीटी की कुल संख्या

AV<sub>q</sub> = आईसीटी के q संख्या की उपलब्धता

r = एसवीसी की कुल संख्या

AV<sub>r</sub> = एसवीसी की r संख्या की उपलब्धता

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

(क) एसी लाइन के प्रत्येक सर्किट के लिए – गैरक्षतिपूरित लाइन के लिए तरंगित (सर्ज) प्रतिबाधा लोडिंग (एसआईएल) को ckt-km से गुणा।

विभिन्न वोल्टेज स्तरों और सुचालक विन्यास के लिए एसआईएल रेटिंग परिशिष्ट-II में दी गई है। हालांकि, वोल्टेज स्तरों और/अथवा सुचालक विन्यास जो परिशिष्ट-I में सूचीबद्ध नहीं है, के लिए तकनीकी विचार पर आधारित उपयुक्त एसआईएल का प्रयोग दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों/डीआईसी को सूचना के अंतर्गत उपलब्धता गणना के लिए हो सकता है।

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

शंट क्षतिपूरित लाइन के लिए रियेक्टर की लोकेशन के अनुरूप एसआईएल की कम किया हुआ परिमाण लिया जाएगा। इसी तरह श्रृंखला क्षतिपूर्ति वाली लाइनों के मामले में क्षतिपूर्ति के प्रतिशत के अनुरूप अधिक एसआईएल ली जाएगी।

(ख) प्रत्येक एचवीडीसी पोल के लिए – निर्धारित MW क्षमता \* ckt-km

(ग) प्रत्येक आईसीटी बैंक के लिए – निर्धारित MVA क्षमता

(घ) एसवीसी के लिए- निर्धारित MVAR क्षमता (अधिष्ठापन एवं संधारित्र)

(ङ) बस रियेक्टरों/स्विचयोग्य लाइन रियेक्टरों के – निर्धारित MVAR क्षमता।

(च) दो ग्रिडों को जोड़ने वाले एचवीडीसी बैक-टु-बैक स्टेशन के लिए – प्रत्येक ब्लॉक की निर्धारित MW क्षमता।

4. प्रत्येक श्रेणी के पारेषण तत्वों की उपलब्धता की गणना भारित घटक, विचाराधीन कुल घंटे और उस श्रेणी के प्रत्येक तत्व के लिए अनुपलब्ध घंटों के आधार पर होगी। पारेषण तत्वों की प्रत्येक श्रेणी की उपलब्धता की गणना के लिए फार्मूला परिशिष्ट-III के अनुसार है।

5. निम्न कारणों की वजह से कटौती अवधि के अंतर्गत पारेषण तत्व को उपलब्ध माना जाएगा:

i. रखरखाव के लिए अथवा एक अन्य पारेषण योजना के तत्वों के निर्माण के लिया गया शटडाउन। यदि अन्य पारेषण योजना पारेषण लाइसेंस धारक से संबंधित है तो एसएलडीसी इसमें शामिल काम के लिए उसके द्वारा उचित मानी जाने वाली उपलब्धता अवधि को सीमित कर सकते हैं।

ii. स्विचिड रियेक्टरों में वोल्टेज तथा मैनुअल ट्रिपिंग को रोकने के लिए एसएलडीसी के निर्देशों के अनुरूप पारेषण लाइन को बंद करना।

6. निम्न आकस्मिकताओं के लिए पारेषण तत्वों की कटौती अवधि को विचारार्थ अवधि के अंतर्गत तत्व के कुल समय से बाहर रखा जाएगा।

i. पारेषण लाइसेंसधारक के नियंत्रण से परे दैवीय कृत्य और अप्रत्याशित घटना के कारण पारेषण तत्वों की कटौती। हालांकि, एलएलडीसी को इस बात से संतुष्ट करने की जिम्मेदारी पारेषण लाइसेंसधारक में निहित होगी कि पारेषण तत्व की कटौती पूर्वोक्त अप्रत्याशित घटना के कारण हुई है, डिजायन की विफलता की वजह से नहीं।

ii. गिड घटना/बाधा के कारण कटौती जिसकी वजह पारेषण लाइसेंसधारक नहीं है,

उदाहरणार्थ सबस्टेशन में अथवा अन्य एजेंसी के स्वामित्व वाले खंड में दोष से पारेषण लाइसेंसधारक के तत्वों की कटौती, और गिड बाधा के कारण लाइनों, आईसीटी, एचवीडीसी आदि की ट्रिपिंग। हालांकि, यदि एसएलडीसी से निर्देशों की प्राप्ति पर तत्व बहाल नहीं होता है, जबकि गिड घटना/बाधा के बाद उपयुक्त समय के अंदर प्रणाली को न्यूनतम कर दिया गया है, तो बहाली के लिए एसएलडीसी के निर्देश जारी होने के बाद कटौती अवधि के लिए तत्व को अनुपलब्ध माना जाएगा।

#### परिशिष्ट-1।

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

क्र. सं.	लाइन वोल्टेज (के.वी.)	सुचालक विन्यास	एसआईएल (मे.वा.)
1	765	कुआड बर्सिमिस	2250
2	400	कुआड बर्सिमिस	691
3	400	ट्रिवन मूज	515
4	400	ट्रिवन आक	425
5	400	कुआड जेबरा	647
6	400	कुआड आक	646
7	400	ट्रिपल स्लोबर्ड	605
8	400	एसीकेसी (500/26)	556
9	400	ट्रिवन एसीएआर	557
10	220	ट्रिवन जेबरा	175

11	220	सिंगल जेबरा	132
12	132	सिंगल पार्टनर	50
13	66	सिंगल डॉग	10

### परिशिष्ट-III

#### प्रत्येक श्रेणी के पारेषण तत्वों की उपलब्धता की गणना के लिए फार्मूले

$$\text{एसी लाइनों की उपलब्धता (Avn)} = \frac{\sum_{i=1}^n W_i (T_i - T_{NAi})}{T_i} \Bigg/ \sum_{i=1}^n W_i$$

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

$$T_k = \sum_{k=1}^q W_k$$

$$\text{स्विचि त बस रियेक्टर की उपलब्धता (Avp)} = \frac{\sum_{m=1}^p W_m (T_m - T_{NA m})}{T_m} \Bigg/ \sum_{m=1}^p W_m$$

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

$$\text{एसवीसी की उपलब्धता (Avr)} = \frac{\sum_{l=1}^r 0.5 * W_{IL} (T_L - T_{NAL}) + \sum_{l=1}^r 0.5 * W_{CL} (T_{CL} - T_{NACL})}{T_{IL}} \Bigg/ \sum_{l=1}^r 0.5 * W_{IL} + \sum_{l=1}^r 0.5 * W_{CL}$$

जहां:

$W_i$  =  $i^{\text{th}}$  पारेषण लाइन के लिए भारित गुणक

$W_k$  =  $k^{\text{th}}$  आईसीटी के लिए भारित गुणक

$W_{IL}$  एवं  $W_{CL}$  =  $l^{\text{th}}$  एसवीसी अधिष्ठापन एवं संधारित्र परिचालनों के लिए भारित गुणक

$W_m$  =  $m^{\text{th}}$  बस रियेक्टर के लिए भारित गुणक

$T_i$ ,  $T_m$ ,  $T_k$ ,  $T_{IL}$ ,  $T_{CL}$ , - विचाराधीन अवधि के दौरान  $i^{\text{th}}$  एसी लाइन,  $k^{\text{th}}$  आईसीटी,  $l^{\text{th}}$  एसवीसी (अधिष्ठापन परिचालन),  $l^{\text{th}}$  एसवीसी (संधारित्र परिचालन),  $m^{\text{th}}$  स्विचि त रियेक्टर के कुल घंटे। (कटौतियों की उस समय अवधि को छोड़कर जो प्रक्रिया के पैरा 6 में दिए गए कारणों के लिए पारेषण लाइसेंसधारक की वजह से नहीं हुई है)

TNA<sub>i</sub>, TNA<sub>k</sub>, TNAIL, TNACL, TNAm – j<sup>th</sup> एसी लाइन, k<sup>th</sup> आईसीटी, l<sup>th</sup> एसवीसी (अधिष्ठापन परिचालन), l<sup>th</sup> एसवीसी (संधारित्र परिचालन), m<sup>th</sup> स्वचिंतित बस रियेक्टर के लिए अनुपलब्धता घंटे (उन कटौतियों की समय अवधि को छोड़कर जो पारेषण लाइसेंसधारक की वजह से नहीं हुई है जिसे प्रक्रिया के पैरा 5 के अनुसार विचारित उपलब्धता के रूप में लिया गया है)

## DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

### NOTIFICATION

Delhi, the 1<sup>st</sup> September, 2017

#### Delhi Electricity Regulatory Commission (Business Plan) Regulations, 2017

**F.3(512)/Tariff/DERC/2016-17/5750/1082.**—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, 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, 2017.
- (2) These Regulations shall remain in force for a period of 3 (three) years i.e., for FY 2017-18, FY 2018-19 and FY 2019-20, 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 year, 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

- (5) 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:
- (6) 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 Delhi Electricity Regulatory Commission (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

- (7) The base rate of Return on Equity as allowed by the Commission under Regulation 3, 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 FY 2017-18 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 2017-18 =  $240/1000 = 0.24$  or 24%, and

Rate of Return on Equity shall be =  $14/[(100-24)/100] = 18.42\%$

**5. MARGIN FOR RATE OF INTEREST ON LOAN**

Margin for rate of interest for the Control Period in terms of Regulation 4(2) of the DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017 for the Generating Entity shall be allowed as the difference in weighted average rate of interest on actual loan as on 1<sup>st</sup> April 2017 and 1 (one) year Marginal Cost of Fund based Lending Rate (MCLR) of SBI as on 1<sup>st</sup> April 2017:

Provided that the rate of interest on loan (MCLR plus Margin) 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 :**

- (a) Normative Operation and Maintenance expenses for existing generating stations shall be as follows :

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

Station	2017-18	2018-19	2019-20
GTPS	29.66	31.32	33.08
PPS I	17.69	18.68	19.73

- (b) Additional R&M Expenses for generating stations shall be as follows :

**Table 2: Additional R&M Expenses (in Rs. Cr.)**

Station	2017-18	2018-19	2019-20
GTPS	0.00	0.00	0.00
PPS I	16.12	16.12	0.00

- (2)
- (3) **Impact of any statutory Pay revision on employee's cost as may be applicable on case to case basis shall be considered separately, based on actual payment made by the Generation Entity and shall be allowed by the Commission after prudence check at the time of true up of ARR for the relevant financial year.**

**7. CAPITAL INVESTMENT PLAN**

- (1) **The tentative Capital Investment plan for Gas Turbine Power Station for FY 2017-18 to FY 2019-20 is as follows:**



**Table 3:Capital Investment plan (in Rs. Cr.)**

Sr. No.	Description	2017-18	2018-19	2019-20	Efficiency Improvement
1	Procurement and commissioning of exhaust plenum for GT # 1	1.45	0	0	Reduction in Gross Station Heat Rate
2	Replacement of Steam Ejector with Vacuum Pump Mod-1,2,3	0.35	0.35	0.35	Increase in output power
3	Installation of VFD in Condensate Extraction Pump (CEP) Mod-1,2,3	0.08	0.08	0	Reduction in Auxiliary Consumption
4	Procurement of steam turbine rotor/GBC/ Inner casing/Steam glands, for steam turbine (34MW)-Mod-2	0	17	0	Increase in output power
5	<b>Total</b>	<b>1.88</b>	<b>17.43</b>	<b>0.35</b>	

- (2) The Capital investment plan 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.
- (3) 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.
- (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.

#### 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 4:Gross Station Heat Rate (GHR)**

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

#### (3) AUXILIARY ENERGY CONSUMPTION

Auxiliary Energy Consumption shall be computed in two parts:

- a) **Fixed:** 0.5% of the generation at normative PLF of the plant capacity which shall form part of other expenses under Fixed Cost, at energy charge rate approved by the Commission in respective Tariff Order.
- b) **Variable:** 2.0% in Combined Cycle mode and 0.5% in Open Cycle mode of the actual generation which shall form part of computation of energy charge rate of the respective month.

**9. INCENTIVE**

Incentive to a Generating Entity or unit thereof shall be payable at a flat rate of 25 Paisa/kWh for ex-bus scheduled energy corresponding to scheduled generation in excess of ex-bus energy corresponding to Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) as specified in Regulation 8(1) of these Regulations.

**10. 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 2017-18 to FY 2019-20 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.
  - (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.
11. Operational Norms for Rithala Combined Cycle Power Plant shall be the norms specified in Regulation 7.3 of the Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Generation Tariff) Regulations, 2007 for E/EA/EC/E2 Class Machine.

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

- (5) **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:**
- (6) **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 Delhi Electricity Regulatory Commission (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 10 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,

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

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

- (a) Estimated Gross Income from Transmission Business for FY 2017-18 is, say Rs. 1000 Cr. and,

- (b) If estimated Advance Tax for the year on above is Rs. 240 Cr., then,

$$\text{Effective Tax Rate for the year 2017-18} = 240 / 1000 = 0.24 \text{ or } 24\% \text{ and}$$

$$\text{Rate of Return on Equity shall be} = 14 / [(100 - 24) / 100] = 18.42\%$$

**14. MARGIN FOR RATE OF INTEREST ON LOAN :**

Margin for rate of interest for the Control Period in terms of Regulation 4(2) of the DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017 for the Transmission Licensee shall be allowed as the difference in weighted average rate of interest on actual loan as on 1<sup>st</sup> April, 2017 and 1 (one) year Marginal Cost of Fund based Lending Rate (MCLR) of SBI as on 1<sup>st</sup> April, 2017: Provided that the rate of interest on loan (MCLR plus Margin) 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	2017-18	2018-19	2019-20
400kV	45.23	47.76	50.44
220kV & below	15.30	16.16	17.06

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

Voltage Levels	2017-18	2018-19	2019-20
400kV	8.13	8.59	9.07
220kV	2.03	2.15	2.27

- (2) Impact of any statutory Pay revision on employee's cost as may be applicable on case to case basis shall be considered separately, based on actual payment made by the Transmission Licensees and shall be allowed by the Commission after prudence check at the time of true up of ARR for the relevant financial year.

**16. CAPITAL INVESTMENT PLAN**

- (1) The tentative Capital Investment Plan for the Transmission Licensee for FY 2017-18 to FY 2019-20 is as follows:

**Table 7: Capital Investment plan (in Rs. Cr.)**

Sr. No.	Details of scheme	2017-18	2018-19	2019-20
<b>1</b>	<b><u>New Works</u></b>			
	400 kV			
a	Substations	-	-	-
b	Lines	-	-	-
	220 kV			
c	Substations	132	267	618
d	Lines	8	238	435
e=a+b+c+d	<b>Sub Total</b>	<b>140</b>	<b>505</b>	<b>1053</b>
<b>2</b>	<b><u>Automation Works</u></b>			
a	400 kV	-	-	20
b	220 kV	-	-	106
c=a+b	<b>Sub Total</b>	-	-	<b>126</b>
<b>3</b>	<b><u>Augmentation Works</u></b>			
a	400 kV	-	7	25
b	220 kV	37	298	71
c	66kV and below	-	69	38
d=a+b+c	<b>Sub Total</b>	<b>37</b>	<b>374</b>	<b>134</b>

Sr. No.	Details of scheme	2017-18	2018-19	2019-20
4	<u>Land Cost including Civil</u>	27	27	27
5=1+2+3+4	<b>Grand Total</b>	204	906	1340

- (2) 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.
- (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.

#### 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%,  $AFC \times (NDM/NDY) \times (TAFM/98\%)$
- b) For TAFM: 98%  $\leq$  TAFM  $\leq$  99%,  
 $AFC \times (NDM/NDY) \times (1)$
- c) For TAFM: 99%  $\leq$  TAFM  $\leq$  99.75%,  
 $AFC \times (NDM/NDY) \times (TAFM/99\%)$
- d) For TAFM  $\geq$  99.75%,  
 $AFC \times (NDM/NDY) \times (99.75\%/99\%)$

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 2017-18 to FY 2019-20 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 LICENSEE****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 the 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 Delhi Electricity Regulatory Commission (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 left over after funding requirement of capitalisation as per Audited Financial Statement shall be utilised towards funding of accumulated Revenue Gap, if any.

**21. TAX ON RETURN ON EQUITY**

The base rate of return on equity as allowed by the Commission under Regulation 17(1) and Regulation 17(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:

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

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 =  $16 / [(100 - 20.96) / 100] = 20.24\%$
- (ii) In case of Distribution Licensee paying normal Corporate Tax including surcharge and cess:
  - (a) Estimated Gross Income from Distribution business for FY 2017-18, 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 2017-18 =  $240 / 1000 = 0.24$  or 24%, and

Rate of Return on Equity shall be =  $16 / [(100 - 24) / 100] = 21.05\%$ .

**22. MARGIN FOR RATE OF INTEREST ON LOAN**

- (1) **Margin for rate of interest for the Control Period** in terms of Regulation 4(2) of the DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017 for the Distribution Licensee shall be allowed as the difference in weighted average rate of interest on actual loan as on 1<sup>st</sup> April, 2017 and 1 (one) year Marginal Cost of Fund based Lending Rate (MCLR) of SBI as on 1<sup>st</sup> April, 2017:

Provided that the rate of interest on loan (MCLR plus Margin) shall not exceed approved base rate of return on equity for wheeling business i.e., 14.00%.

- (2) The Distribution Licensees 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: O&M Expenses for BRPL for the Control Period**

Particulars	Unit	2017-18	2018-19	2019-20
66 kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	3.454	3.648	3.853
33 kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	3.454	3.648	3.853

Particulars	Unit	2017-18	2018-19	2019-20
11kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	1.001	1.058	1.117
LT Line system	Rs. Lakh/ckt. km	5.170	5.460	5.766
66/11 kV Grid S/s	Rs. Lakh/MVA	0.933	0.986	1.041
33/11 kV Grid S/s	Rs. Lakh/MVA	0.933	0.986	1.041
11/0.415 kV DT	Rs. Lakh/MVA	2.209	2.333	2.464

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

Particulars	Unit	2017-18	2018-19	2019-20
66 kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	4.421	4.669	4.931
33 kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	4.421	4.669	4.931
11kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	1.857	1.961	2.071
LT Line system	Rs. Lakh/Ckt. km	8.290	8.756	9.247
66/11 kV Grid S/s	Rs. Lakh/MVA	1.045	1.104	1.166
33/11 kV Grid S/s	Rs. Lakh/MVA	1.045	1.104	1.166
11/0.415 kV DT	Rs. Lakh/MVA	2.296	2.425	2.561

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

Particulars	Unit	2017-18	2018-19	2019-20
66 kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	3.297	3.482	3.678
33 kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	3.297	3.482	3.678
11kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	0.862	0.910	0.961
LT Line system	Rs. Lakh/ckt. km	6.372	6.730	7.107
66/11 kV Grid S/s	Rs. Lakh/MVA	0.927	0.979	1.034
33/11 kV Grid S/s	Rs. Lakh/MVA	0.927	0.979	1.034
11/0.415 kV DT	Rs. Lakh/MVA	1.326	1.400	1.479

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

Particulars	Unit	2017-18	2018-19	2019-20
66 kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	3.297	3.482	3.678
33 kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	3.297	3.482	3.678
11kV Line	Rs. Lakh/ckt. km	0.862	0.910	0.961
LT Line system	Rs. Lakh/ckt. km	5.170	5.460	5.766
66/11 kV Grid S/s	Rs. Lakh/MVA	0.927	0.979	1.034
33/11 kV Grid S/s	Rs. Lakh/MVA	0.927	0.979	1.034
11/0.415 kV DT	Rs. Lakh/MVA	1.326	1.400	1.479

- (2) The Distribution Licensees shall be allowed own (Auxiliary) consumption, at Zero Tariff for actual recorded consumption subject to a maximum of 0.25% of total sales 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 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) Impact of any statutory Pay revision on employee's cost as may be applicable on case to case basis shall be considered separately, based on actual payment made by the Distribution Licensees and shall be allowed by the Commission after prudence check at the time of true up of ARR for the relevant financial 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	2017-18	2018-19	2019-20	Total
Capitalization	425	439	449	1313
Smart Meter	87	87	87	262
Less: Deposit Work	40	41	42	123
<b>Total</b>	<b>472</b>	<b>485</b>	<b>494</b>	<b>1452</b>

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

Particulars	2017-18	2018-19	2019-20	Total
Capitalization	331	345	349	1025
Smart Meter	64	64	64	191
Less: Deposit Work	11	11	12	34
<b>Total</b>	<b>384</b>	<b>398</b>	<b>401</b>	<b>1182</b>

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

Particulars	2017-18	2018-19	2019-20	Total
Capitalization	423	414	414	1251
Smart Meter	66	66	66	198
Less: Deposit Work	50	50	50	150
<b>Total</b>	<b>439</b>	<b>430</b>	<b>430</b>	<b>1299</b>

- (2) 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.
- (3) 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.
- (4) 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 the bank rate prevalent on 1<sup>st</sup> April 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 bank rate prevalent on 1<sup>st</sup> April 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 the bank rate prevalent on 1<sup>st</sup> April 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	2017-18	2018-19	2019-20
1	BSES Rajdhani Power Limited	10.93%	10.19%	9.50%
2	BSES Yamuna Power Limited	13.00%	11.69%	10.50%
3	Tata Power Delhi Distribution Limited	8.38%	8.19%	8.00%
4	New Delhi Municipal Council	10.30%	9.63%	9.00%

- (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 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  $2/3^{\text{rd}}$  to Consumers and  $1/3^{\text{rd}}$  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  $1/3^{\text{rd}}$  to Consumers and  $2/3^{\text{rd}}$  to the Distribution Licensee.

### Illustration.-

- Sales (A) = 1000 MU
- Previous Year Distribution Loss Target (B) = 12%
- Current Year Distribution Loss Target (C) = 10%
- Power Purchase allowed by the Commission in Tariff Order  $[D=A/(1-C)] = 1111 \text{ MU}$
- Trued up Power Purchase Rate (E) = Rs. 5.00/kWh

### CASE 1 [Actual Loss > Loss Target]

- Actual Distribution Loss (F) = 12%
- Actual Power Purchase done by the Distribution Licensee  $[G=A/(1-F)] = 1136 \text{ MU}$
- The Distribution Licensee has under-achieved the Distribution Loss target from 10% to 12% resulting into procurement of additional 25 MU (G-D).
- 100% Loss to Distribution Licensee =  $(25*5)/10 = \text{Rs. } 12.50 \text{ Cr.}$



**CASE 2** [ $\text{Loss Target} > \text{Actual} > \text{Loss Target} - 50\% * (\text{Previous Year Target} - \text{Current Year Target})$ ]

- Actual Distribution Loss (F) = 9%
- Actual Power Purchase done by the Distribution Licensee  $[G=A/(1-F)] = 1099$  MU
- The Distribution Licensee has Over-achieved the Distribution Loss target from 10% to 9% resulting into lesser procurement of additional 12 MU (G-D).
- $1/3^{\text{rd}}$  of Incentive to Distribution Licensee =  $(12*5)/10*(1/3) = \text{Rs. } 2 \text{ Cr.}$
- $2/3^{\text{rd}}$  of Incentive to Consumers =  $(12*5)/10*(2/3) = \text{Rs. } 4 \text{ Cr.}$

**CASE 3** [ $\text{Actual} < \text{Loss Target} - 50\% * (\text{Previous Year Target} - \text{Current Year Target})$ ]

- Actual Distribution Loss (F) = 8%
- Actual Power Purchase done by the Distribution Licensee  $[G=A/(1-F)] = 1087$  MU

**Incentive up to overachievement of loss target minus  $50\% * (\text{Previous Year Target} - \text{Current Year Target})$** 

- $2/3^{\text{rd}}$  of Incentive to Consumers =  $[(1111-1099)*5]/10*2/3 = \text{Rs. } 4 \text{ Cr.}$  ----- (i)  
 Balance  $1/3^{\text{rd}}$  to Distribution Licensee =  $[(1111-1099)*5]/10*1/3 = \text{Rs. } 2 \text{ Cr.}$ —(ii)

**Incentive for overachievement less than loss target minus  $50\% * (\text{Previous Year Target} - \text{Current Year Target})$** 

- $1/3^{\text{rd}}$  of Incentive to Consumers =  $[(1099-1087)*5]/10*1/3 = \text{Rs. } 2 \text{ Cr.}$  ----- (iii)  
 Balance  $2/3^{\text{rd}}$  to Distribution Licensee =  $[(1099-1087)*5]/10*2/3 = \text{Rs. } 4 \text{ Cr.}$  ---(iv)  
 Total incentive to Consumers (i) + (iii) = Rs. 6 Cr.  
 Total incentive to Distribution Licensee (ii) + (iv) = Rs. 6 Cr.

**26. TARGET FOR COLLECTION EFFICIENCY**

- The targets for Collection Efficiency for FY2017-18 to FY2019-20 of the Distribution Licensees shall be 99.50%.
- 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.
- 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**

- 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 2017-18 to FY 2019-20 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 Renewable Purchase Obligation shall be as follows:

**Table 16: Targets for Renewable Purchase Obligation**

Sr. No.	Distribution Licensee	2017-18	2018-19	2019-20
1	Solar Target (Minimum)	2.75%	4.75%	6.75%
2	Total	11.50%	14.25%	17.00%

- The Distribution Licensee shall comply with its RPO through procurement of either Solar energy or combination of Solar energy and Non-Solar energy with minimum purchase of Solar energy as specified in the table above:  
 Provided that the Distribution Licensee may purchase solar energy in excess of the minimum solar Target as specified in aforesaid sub-Regulation (1),  
 Provided further that the Distribution Licensee may purchase Renewable Energy Certificate ('REC') 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.
- 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 Delhi Electricity Regulatory Commission (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 of 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 2017-18 to FY 2019-20 of the Distribution Licensees shall be 5% of Net Power Procured by the Distribution Licensee for the relevant month.
- (2) 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 2017-18 to FY 2019-20 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.
  - iii. The incentive shall be the product of Rate difference (Actual Sale Rate-Variable Cost) and Quantum of Power actually sold.
- (2) The incentive computed under sub-clause (1) above shall be shared between the Consumers and the Distribution Licensees 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 2/3<sup>rd</sup> to the Consumers and 1/3<sup>rd</sup> to the Distribution Licensees.
  - 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 1/3<sup>rd</sup> to the Consumers and 2/3<sup>rd</sup> to the Distribution Licensees.

#### **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 2/3<sup>rd</sup> (Rs. 67 Cr. ) to the Consumers and 1/3<sup>rd</sup> (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 1/3<sup>rd</sup> (Rs. 16.67 Cr. ) to the Consumers and 2/3<sup>rd</sup> (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**

**(4) 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 2017-18 to FY 2019-20 of the Distribution Licensees 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., January, February and March (Q1); April, May and June (Q2); July, August and September (Q3); and October, November and December (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% for any quarter, the Distribution Licensee may levy PPAC of 4.50% without going through the regulatory proceedings and shall file an application for prior approval of the Commission for the differential PPAC claim (Actual PPAC % – 4.50%).
- (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 interest 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 2017-18 to FY 2019-20 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**

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

**Table 18: Wheeling Business**

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

**33. TREATMENT OF REVENUE GAP/SURPLUS**

- (1) Various components of ARR of the Distribution Licensees shall be trued up in terms of the Regulation 152 of the DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017.
- (2) Variation on account of projections of various components of ARR in annual tariff order vis-a-vis trued up expenses for computation of Revenue Gap/Surplus shall be as follows:
  - i. **Power Purchase Cost:** The variation in Power Purchase Cost shall be adjusted in the Revenue Gap/Surplus along-with Interest for half year as per Regulation 21 and Regulation 29 of these Regulations.
  - ii. **Capital Cost:** The variation in RoCE, Depreciation and Income Tax on account of variation in Capital Cost related expenses shall be dealt as per Regulation 23 of these Regulations.
- (3) The Revenue Gap/Surplus computed as per aforesaid sub-Regulation (2) 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.

SURENDRA EDUPGHANTI, Secy.

#### 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<sub>n</sub> = Availability of n number of AC lines.

p = Total number of bus reactors/switchable line reactors

AVp = Availability of p number of bus reactors/switchable line reactors

q = Total number of ICTs.

AVq = Availability of q number of ICTs.

r = Total number of SVCs.

AVr = 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 or construction of elements of another transmission scheme. If the other transmission scheme belongs to the transmission licensee SLDC may restrict the deemed availability period to that considered reasonable by him 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**

$$\text{Availability of AC Lines (Avn)} = \frac{\sum_{i=1}^n W_i (T_i - T_{NAi})}{T_i} \Bigg/ \sum_{i=1}^n W_i$$

$$\text{Availability of ICT (Avq)} = \frac{\sum_{k=1}^q W_k (T_k - T_{NAk})}{T_k} \Bigg/ \sum_{k=1}^q W_k$$

$$\text{Availability of Switched Bus Reactor (Avp)} = \frac{\sum_{m=1}^p W_m (T_m - T_{NA m})}{T_m} \Bigg/ \sum_{m=1}^p W_m$$

$$\text{Availability of ICT (Avq)} = \frac{\sum_{k=1}^q W_k (T_k - T_{NAk})}{T_k} \Bigg/ \sum_{k=1}^q W_k$$

$$\text{Availability of SVC (Avr)} = \frac{\sum_{l=1}^r 0.5 * W_{IL} (T_L - T_{NAL}) + \sum_{l=1}^r 0.5 * W_{CL} (T_{CL} - T_{NA CL})}{T_{IL}} \Bigg/ \sum_{l=1}^r 0.5 * W_{IL} + \sum_{l=1}^r W_{CL}$$

Where:

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

$W_k$  = Weightage factor for  $k^{\text{th}}$  ICT

$W_{IL}$  &  $W_{CL}$  = Weightage factors for inductive & capacitive operation of  $i^{\text{th}}$  SVC

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

$T_i$ ,  $T_m$ ,  $T_k$ ,  $T_{IL}$ ,  $T_{CL}$ , - The total hours of  $i^{\text{th}}$  AC line,  $k^{\text{th}}$  ICT,  $i^{\text{th}}$  SVC (Inductive Operation),  $i^{\text{th}}$  SVC (Capacitive Operation),  $m^{\text{th}}$  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)

$TNA_i$ ,  $TNA_k$ ,  $TNA_{IL}$ ,  $TNA_{CL}$ ,  $TNA_m$  - 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  $i^{\text{th}}$  AC line,  $k^{\text{th}}$  ICT,  $i^{\text{th}}$  SVC (Inductive Operation),  $i^{\text{th}}$  SVC (Capacitive Operation),  $m^{\text{th}}$  Switched Bus Reactor.