

भारत सरकार
GOVERNMENT OF INDIA



दिल्ली राजपत्र Delhi Gazette

एस.जी.-डी.एल.-अ.-13042023-245156
SG-DL-E-13042023-245156

असाधारण
EXTRAORDINARY
प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 4]	दिल्ली, सोमवार, अप्रैल 10, 2023/चैत्र 20, 1945	[रा.रा.क्षे.दि. सं. 5
No. 4]	DELHI, MONDAY, APRIL 10, 2023/CHAITRA 20, 1945	[N. C. T. D. No. 5

भाग III
PART III

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

दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

दिल्ली, 6 अप्रैल, 2023

दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (व्यवसाय योजना) विनियम, 2023

F. 3(679)/Tariff/DERC/2022-23/7460/26.—विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का अधिनियम 36) की धारा 61 और धारा 86(1)(बी) के साथ पठित धारा 181 के अंतर्गत प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए और इस संबंध में इसे सक्षम करने वाली अन्य सभी शक्तियों और पिछले प्रकाशन के बाद, दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग एतद् द्वारा निम्नलिखित विनियमों को अधिसूचित करता है:

भाग 1**प्रस्तावना****1. संक्षिप्त शीर्षक, प्रारंभ और विस्तार**

- (1) इन विनियमों को दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (व्यवसाय योजना) विनियम, 2023 कहा जाएगा और ये 1/04/2013 से लागू होंगे।
- (2) ये विनियम एक नियंत्रण अवधि के लिए लागू रहेंगे, जैसाकि दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 2 (24) में निर्धारित किया गया है, 3 (तीन) वित्तीय वर्षों अर्थात् वित्त वर्ष 2023-24, वित्त वर्ष 2024-25 और वित्त वर्ष 2025-26 के लिए, जब तक कि पहले समीक्षा नहीं की जाती।
- (3) इस आयोग द्वारा इन विनियमों की वैधता की अवधि बढ़ाई जा सकती है, जैसाकि उचित समझा जाए और इन विनियमों में निर्धारित सिद्धांतों के अनुसार परिचालन मानदंड भी बढ़ाए जा सकते हैं:
- प्रावधान है कि इस आयोग द्वारा विस्तारित अवधि के लिए वितरण हानि में कमी का लक्ष्य पूर्व में आयोग द्वारा अनुमोदित मूल्यों, नवीनतम लेखापरीक्षित खातों, प्रासंगिक वर्षों के लिए वास्तविक अनुमान, विवेकी जांच और आयोग द्वारा उपयुक्त माने जाने वाले अन्य कारकों के आधार पर निर्धारित किया जाएगा।
- (4) ये विनियम संपूर्ण राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली पर लागू होंगे।

2. परिभाषाएं और व्याख्या

इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ में अन्यत्र आवश्यक न हो, इन विनियमों में प्रयुक्त शब्दों और अभिव्यक्तियों का वही अर्थ होगा जो *दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017* में परिभाषित है;

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

भाग 2**उत्पादन इकाई के लिए व्यवसाय योजना****3. इक्विटी पर रिटर्न की दर:**

उत्पादन इकाई के लिए इक्विटी पर रिटर्न की गणना डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(1) के संदर्भ में पश्च कर के आधार पर 13.00% की आधार दर पर की जाएगी:

बशर्ते कि इक्विटी पर रिटर्न के उद्देश्य के लिए इक्विटी डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 63 के अनुसार निर्धारित मानक इक्विटी या प्रासंगिक वर्ष के लेखापरीक्षित वित्तीय विवरण के अनुसार उपलब्ध इक्विटी से कम होगी।

4. इक्विटी पर रिटर्न पर कर:

इन विनियमों के विनियम 3 के अंतर्गत इस आयोग द्वारा अनुमत इक्विटी पर रिटर्न की आधार दर, *डीईआरसी (शर्तें और टैरिफ के निर्धारण के लिए शर्तें) विनियम 2017*, के विनियम 72 और 73 के अनुसार संबंधित वित्तीय वर्ष के न्यूनतम वैकल्पिक कर या प्रभावी कर दर के साथ निम्नलिखित फार्मूले के अनुसार सकल की जाएगी:

इक्विटी पर रिटर्न की दर = $13.00/[(100-कर\ दर)/100]$

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

प्रावधान है कि प्रत्येक वित्तीय वर्ष की प्रभावी कर दर, संबंधित आयकर रिटर्न से प्राप्त की जाएगी।

5. ऋण पर ब्याज दर के लिए मार्जिन:

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

प्रावधान है कि किसी वित्तीय वर्ष के लिए ब्याज की भारित औसत दर संबंधित ऋणों को बढ़ाने और बनाए रखने के लिए भुगतान किए गए ब्याज, सभी बैंक शुल्कों, सिंडिकेशन शुल्क और उस वर्ष के दौरान भुगतान किए गए अन्य शुल्कों को शामिल करके निकाली जाएगी।

बशर्ते कि नियंत्रण अवधि के पहले, दूसरे और तीसरे वर्ष के लिए मार्जिन क्रमशः 3.00%, 2.50% और 2.25% से अधिक न हो:

बशर्ते यह भी कि ऋण पर ब्याज दर (एमसीएलआर और मार्जिन) किसी भी मामले में इक्विटी पर रिटर्न की आधार दर से अधिक नहीं होगी।

6. संचालन और रखरखाव व्यय:

(1) उत्पादन इकाइयों के लिए 4.66% की मुद्रास्फीति की वृद्धि दर पर विचार करने के बाद, नियंत्रण अवधि के लिए सामान्य संचालन और रखरखाव व्यय निम्नानुसार होगा:

तालिका 1: ओएवंएम व्यय (करोड़ रुपये)

स्टेशन	वि.व. 2023-24	वि.व. 2024-25	वि.व. 2025-26
गैस टर्बाइन पावर स्टेशन (जीटीपीएस)*	33.11	34.65	36.27
प्रगति पावर स्टेशन (पीपीएस-1)	77.80	81.42	85.21

* 90 मेगावाट के लिए (आयोग के आदेश दिनांक 24/03/2021 के अनुसार)

(2) सातवें वेतन संशोधन और अंतरिम राहत के वास्तविक कार्यान्वयन के प्रभाव को उपरोक्त सारणीबद्ध सामान्य ओएवंएम व्यय में माना गया है।

(3) विवेकी जांच के अधीन वास्तविक ओएवंएम व्यय पर विचार करने के बाद ओएवंएम व्यय की अनुमति टू-अप के दौरान दी जाएगी जो वास्तविक या ऊपर सारणीबद्ध सामान्य ओएवंएम व्यय से कम होगा।

प्रावधान है कि दिनांक 24/03/2021 के आदेश के अनुसार सिंक्रोनस कंडेनसर मोड में संचालित 120 मेगावाट जीटीपीएस के लिए वास्तविक ओएवंएम व्यय की अनुमति दी जाएगी।

(4) ड्राई लो एनओएक्स (डीएलएन) बर्नर और सीवेज ट्रीटमेंट प्लांट (एसटीपी) के कारण अतिरिक्त मरम्मत और रखरखाव व्यय को उपरोक्त सारणीबद्ध सामान्य ओएवंएम व्यय में शामिल नहीं किया गया है और यदि कोई हो, तो दस्तावेजी साक्ष्य प्रस्तुत करने पर टू-अप के समय विवेकी जांच के बाद नियंत्रण अवधि के दौरान वास्तविक आधार पर अनुमति दी जाएगी।

(5) उत्पादक कंपनियों से उम्मीद की जाती है कि वे अपने संचालन में कुशल हों और सामान्य ओएवंएम व्यय को कम करें। बचत, यदि ऐसे ओएवंएम व्यय में कोई होती है, को राजस्व पक्ष में समायोजित किया जाएगा। ऐसे

ओएवंएम व्यय में 1% तक की बचत को लाभार्थियों को दिया जाएगा और 1% से ऊपर के सामान्य ओएवंएम व्यय में किसी भी बचत को उत्पादक कंपनी और लाभार्थियों के बीच समान रूप से साझा किया जाएगा।

7. पूंजी निवेश योजना:

- (1) वित्त वर्ष 2023-24 से वित्त वर्ष 2025-26 के लिए उत्पादन इकाइयों के लिए अस्थायी पूंजी निवेश योजना इस प्रकार है:

तालिका 2: पूंजी निवेश योजना (करोड़ रुपये में)

क्र. सं.	संयंत्र	वि.व. 2023-24	वि.व. 2024-25	वि.व. 2025-26
1.	गैस टर्बाइन पावर स्टेशन (जीटीपीएस)	25	5	0
2.	प्रगति पावर स्टेशन (पीपीएस-I)	36	2	0

- (2) उत्पादन इकाई द्वारा वार्षिक टैरिफ याचिका में प्रस्तुत किया गया पूंजी निवेश और कमीशनिंग की संबंधित निर्धारित तिथि, डीईआरसी के विनियम 99 (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के अनुसार वार्षिक निश्चित लागत की गणना के लिए आधार बनेगी:

प्रावधान है कि मौजूदा उत्पादन स्टेशनों में किसी भी अतिरिक्त पूंजी निवेश के कारण योजना को चालू करने के परिणामस्वरूप परिचालन मापदंडों में कोई सुधार डीईआरसी के विनियम 103 (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के अनुसार, संबंधित योजनाओं के चालू होने की निर्धारित तिथि से ऊर्जा प्रभार दर की गणना के लिए आधार बनेगा।

- (3) पूंजीगत लागत को वार्षिक रूप से टूट किया जाएगा और वास्तविक पूंजी लागत की तुलना में टैरिफ आदेश में अनुमानित पूंजी लागत में भिन्नता के कारण वित्तीय प्रभाव और चालू होने की वास्तविक तिथि की तुलना में कमीशनिंग की निर्धारित तिथि से डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 61, 62 और 150 के प्रावधानों के अनुसार निपटा जाएगा।

8. उत्पादन स्टेशनों के संचालन के नियम:

- (1) दिल्ली के मौजूदा उत्पादन स्टेशनों के लिए सामान्य वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक और सामान्य वार्षिक संयंत्र भार कारक निम्नानुसार होंगे:

तालिका 3: सामान्य उपलब्धता और भार कारक

उत्पादन स्टेशन	सामान्य वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ)	सामान्य वार्षिक संयंत्र भार कारक (एनएपीएलएफ)
गैस टर्बाइन पावर स्टेशन (जीटीपीएस)	85%	85%
प्रगति पावर स्टेशन (पीपीएस-I)	90%	85%

- (2) दिल्ली के मौजूदा उत्पादन स्टेशनों के लिए सकल स्टेशन ताप दर निम्नानुसार होगी:

तालिका 4: सकल स्टेशन ताप दर (जीएचआर)

क्र. सं.	उत्पादन स्टेशन	संयुक्त चक्र	ओपन चक्र
		(kCal/ kWh)	
1	गैस टर्बाइन पावर स्टेशन (जीटीपीएस)	2450	3125
2	प्रगति पावर स्टेशन (पीपीएस-I)	1975	2900

(3) दिल्ली के मौजूदा गैस आधारित उत्पादन स्टेशनों के लिए सहायक ऊर्जा खपत निम्नानुसार होगी:

तालिका 5: सहायक ऊर्जा खपत (%)

क्र. सं.	संचालन का तरीका	गैस टर्बाइन पावर स्टेशन (जीटीपीएस)	प्रगति पावर स्टेशन (पीपीएस-I)
1	संयुक्त चक्र	2.75%	2.30%
2	ओपन चक्र	1.00%	1.00%

9. प्रोत्साहन:

- (1) पीक आवर्स के दौरान एक्स-बस अनुसूचित ऊर्जा के लिए 65 पैसे/किलोवाटघंटे की दर से और अन्य घंटों के दौरान एक्स-बस अनुसूचित ऊर्जा के लिए 50 पैसे/किलोवाटघंटे की दर से किसी उत्पादन इकाई या उसकी इकाई को प्रोत्साहन देय होगा। इन विनियमों के विनियम 8(1) के अनुसार संचयी आधार पर प्राप्त सामान्य वार्षिक प्लांट भार कारक (एनएपीएलएफ) के अनुरूप एक्स-बस ऊर्जा से अधिक अनुसूचित उत्पादन के लिए:

प्रावधान है कि ऐसा प्रोत्साहन दिल्ली एसएलडीसी द्वारा प्रमाणित रूप में फोर्ड शेड्यूलिंग के कारण उत्पन्न ऊर्जा पर लागू नहीं होगा।

- (2) पीक ऑवर्स और अन्य घंटे डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 133 और 153 के अनुसार जारी ऑर्डर फॉर टाइम ऑफ डे (टीओडी) टैरिफ में परिभाषित स्लॉट के अनुसार होंगे:

प्रावधान है कि एक अलग आदेश के अभाव में, पीक आवर्स को वितरण लाइसेंसधारियों के टैरिफ आदेश में निर्दिष्ट अनुसार लिया जाएगा।

10. संचालन मापदंडों के संबंध में प्रोत्साहन साझाकरण मेकेनिज्म:

- (1) डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 149 के संदर्भ में संचालन मापदंडों के संबंध में प्रोत्साहन साझाकरण मेकेनिज्म नियंत्रणीय मापदंडों यथा सकल स्टेशन ताप दर (जीएचआर) और सहायक ऊर्जा खपत पर लागू होगा।

- (2) शुद्ध लाभ की गणना निम्नानुसार की जाएगी -

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

सामान्य ऊर्जा प्रभार दर की गणना स्टेशन ताप दर और सहायक ऊर्जा खपत के लिए निर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर की जाएगी।

वास्तविक ऊर्जा प्रभार दर की गणना वास्तविक स्टेशन ताप दर और सहायक ऊर्जा खपत के आधार पर की जाएगी।

- (3) शुद्ध लाभ की गणना उपरोक्तानुसार वार्षिक आधार पर की जाएगी और वह उत्पादन इकाई और लाभार्थियों के बीच समान रूप से साझा किया जाएगा।

11. ऋण के पुनर्वित्त के लिए प्रोत्साहन साझाकरण मेकेनिज्म:

- (1) वित्त वर्ष 2023-24 से वित्त वर्ष 2025-26 तक डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 71 के अनुसार ऋण के पुनर्वित्त के कारण ब्याज की कम दर के कारण प्रोत्साहन उत्पादन इकाई की गणना प्राप्त किए गए ऋण की कुल मात्रा के उत्पाद के रूप में की जाएगी और प्रत्येक वित्तीय वर्ष के पहले दिन के अनुसार वास्तविक ऋण बनाम 1.00% प्लस (+) एसबीआई एमसीएलआर पर ब्याज की भारत औसत दर के अंतर के रूप में गणना की जाएगी।
- (2) उपरोक्त उप धारा (1) के अनुसार गणना किए गए ऋण के पुनर्वित्त के कारण प्रोत्साहन को लाभार्थियों और उत्पादन इकाई के बीच समान रूप से साझा किया जाएगा।

भाग-3**ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के लिए व्यवसाय योजना****12. इक्विटी पर रिटर्न की दर:**

ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के लिए डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(1) के संदर्भ में इक्विटी पर रिटर्न की गणना पञ्च कर के आधार पर 13.00% की आधार दर पर की जाएगी:

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

13. इक्विटी पर रिटर्न पर कर:

इन विनियमों के विनियम 12 के अंतर्गत इस आयोग द्वारा अनुमत इक्विटी पर रिटर्न की आधार दर डीईआरसी के (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 72 और 73 के अनुसार संबंधित वित्तीय वर्ष के न्यूनतम वैकल्पिक कर या प्रभावी कर दर के साथ निम्नलिखित फार्मूले के अनुसार सकल की जाएगी:

$$\text{इक्विटी पर रिटर्न की दर} = 13.00 / [(100 - \text{कर दर}) / 100]$$

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

प्रावधान है कि प्रत्येक वित्तीय वर्ष की प्रभावी कर दर संबंधित आयकर रिटर्न से प्राप्त की जाएगी।

14. ऋण पर ब्याज दर के लिए मार्जिन:

एक वित्तीय वर्ष के लिए ऋण पर ब्याज की दर उस वित्तीय वर्ष के 1 अप्रैल को एसबीआई की फंड आधारित उधार दर (एमसीएलआर) की सीमांत लागत और मार्जिन होगी। ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के लिए डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(2) के संदर्भ में मार्जिन की अनुमति वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो और उस वित्तीय वर्ष के 1 अप्रैल को एमसीएलआर पर भारत औसत ब्याज दर के बीच अंतर के रूप में है:

बशर्ते कि किसी वित्तीय वर्ष के लिए ब्याज की भारत औसत दर संबंधित ऋणों को बढ़ाने और बनाए रखने के लिए भुगतान किए गए ब्याज, सभी बैंक शुल्क, सिंडिकेशन शुल्क और उस वर्ष के दौरान भुगतान किए गए अन्य शुल्कों को शामिल करके निकाली जाए।

बशर्ते कि नियंत्रण अवधि के पहले, दूसरे और तीसरे वर्ष के लिए मार्जिन क्रमशः 3.00%, 2.50% और 2.25% से अधिक न हो:

बशर्ते यह भी कि ऋण पर व्याज दर (एमसीएलआर और मार्जिन) किसी भी मामले में इक्विटी पर रिटर्न की आधार दर से अधिक नहीं होगी।

15. संचालन और रखरखाव व्यय:

- (1) 4.66% की मुद्रास्फीति की वृद्धि दर पर विचार करने के बाद, नियंत्रण अवधि के लिए एक ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी का सामान्य संचालन और रखरखाव व्यय निम्नानुसार होगा:

तालिका 6: संचालन और रखरखाव व्यय (करोड़ रुपये में)

ओएवंएम व्यय	वि.व. 2023-24	वि.व. 2024-25	वि.व. 2025-26
वार्षिक ओएवंएम व्यय	353.60	370.07	387.30

- (2) सातवें वेतन संशोधन और अंतरिम राहत के वास्तविक कार्यान्वयन के प्रभाव को उपरोक्त सारणीबद्ध सामान्य ओएवंएम व्यय में माना गया है।
- (3) विवेकी जांच के अधीन वास्तविक ओएवंएम व्यय पर विचार करने के बाद टू-अप के दौरान ओएवंएम व्यय की अनुमति दी जाएगी जो वास्तविक या ऊपर दिए गए सामान्य ओएवंएम व्यय से कम होगा।
- (4) ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी को प्रासंगिक वित्तीय वर्ष के लिए एआरआर के टूइंग-अप के समय विवेकपूर्ण जांच के अधीन वास्तविक आधार पर अलग से भूमि लाइसेंस शुल्क और सुरक्षा व्यय की अनुमति दी जाएगी क्योंकि उपरोक्त सारणीबद्ध सामान्य ओएवंएम में उक्त व्यय पर विचार नहीं किया गया है।
- (5) ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी से अपने संचालन में कुशल होने और सामान्य ओएवंएम व्यय को कम करने की उम्मीद की जाती है। यदि ऐसे ओएवंएम व्यय में कोई बचत है, तो राजस्व पक्ष में समायोजित किया जाएगा। ऐसे ओएवंएम व्यय में 1% तक की बचत लाभार्थियों को दी जाएगी और 1% से ऊपर के सामान्य ओएवंएम व्यय में कोई भी बचत ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी और लाभार्थियों के बीच समान रूप से साझा की जाएगी।

16. पूंजी निवेश योजना:

- (1) वित्तीय वर्ष 2023-24 से वित्तीय वर्ष 2025-26 के लिए ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के लिए अस्थायी पूंजी निवेश योजना इस प्रकार है:

तालिका 7: पूंजी निवेश योजना (करोड़ रुपये में)

विवरण	वि.व. 2023-24	वि.व. 2024-25	वि.व. 2025-26
पूंजीकरण	493	1183	1006

बशर्ते कि उपरोक्त सारणीबद्ध पूंजीकरण अंतर-राज्यीय ट्रांसमिशन नेटवर्क में टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली के अधीन संशोधन के अधीन हो सकता है।

- (2) कर्मचारी व्यय और एएवंजी व्यय को किसी विशेष वित्तीय वर्ष में परियोजनाओं के निर्माण में 30% (कुल कर्मचारी व्यय और एएवंजी व्यय) या वास्तविक के कम के बराबर पूंजीकृत होने की अनुमति दी जाएगी।
- (3) वार्षिक शुल्क याचिका में ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तुत पूंजीगत निवेश और कमीशनिंग की संबंधित अनुसूचित तिथि, डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 111 के संदर्भ में वार्षिक निश्चित लागत की गणना के लिए आधार बनेगी।
- (4) पूंजीगत लागत को वार्षिक रूप से टू किया जाएगा और वास्तविक पूंजीगत लागत की तुलना में टैरिफ आदेश में अनुमानित पूंजी लागत में भिन्नता के कारण वित्तीय प्रभाव और कमीशनिंग की निर्धारित तिथि के साथ-साथ

कमीशनिंग की वास्तविक तिथि को डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 61, 62 और 150 के प्रावधान के अनुसार निपटा जाएगा।

17. ट्रांसमिशन व्यवसाय के संचालन के मानदंड:

- (1) एसी सिस्टम के लिए वार्षिक स्थिर प्रभारों की वसूली के लिए सामान्य वार्षिक ट्रांसमिशन प्रणाली उपलब्धता कारक (NATAF) को 98.50% माना जाएगा।
- (2) इन विनियमों के परिशिष्ट-I, II और III में निर्दिष्ट सूत्रों और पद्धति के अनुसार ट्रांसमिशन प्रणाली की उपलब्धता की गणना की जाएगी।

18. ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के लिए ट्रांसमिशन प्रभार:

डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 112 से 115 के अनुसार, ट्रांसमिशन प्रणाली या उसके भाग के लिए एक कैलेंडर माह हेतु, एसी प्रणाली के लिए ट्रांसमिशन प्रभार (प्रोत्साहन सहित) की बिलिंग की जाएगी जिसकी गणना निम्नानुसार की जाएगी:

a)	टीएएफएम के लिए $\leq 98.50\%$	एएफसी x (एनडीएम/एनडीवाई) x (टीएएफएम/98.50%)
b)	$98.50\% < \text{टीएएफएम के लिए} \leq 99.00\%$	एएफसी x (एनडीएम/एनडीवाई) X 1
c)	$99.00\% < \text{टीएएफएम के लिए} \leq 99.75\%$	एएफसी x (एनडीएम/एनडीवाई) x (टीएएफएम /98.50%)
d)	टीएएफएम के लिए $> 99.75\%$	एएफसी x (एनडीएम/एनडीवाई) x (99.75%/98.50%)

जहां,

एएफसी = वर्ष के लिए रुपये में निर्दिष्ट वार्षिक निश्चित लागत

एनएटीएएफ = सामान्य वार्षिक ट्रांसमिशन उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

एनडीएम = महीने में दिनों की संख्या

एनडीवाई = वर्ष में दिनों की संख्या

टीएएफएम = महीने के लिए ट्रांसमिशन प्रणाली उपलब्धता कारक

19. ऋण के पुनर्वित्त के लिए प्रोत्साहन साझाकरण मेकेनिज्म:

- (1) वित्त वर्ष 2023-24 से वित्त वर्ष 2025-26 तक ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 71 के अनुसार ऋण के पुनर्वित्त के कारण ब्याज की कम दर के कारण प्रोत्साहन प्राप्त ऋण की कुल मात्रा और वास्तविक ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर बनाम 1.00% प्लस (+) एसबीआई एमसीएलआर के अंतर के उत्पाद के रूप में गणना की जाएगी।
- (2) उपरोक्त उप धारा (1) के अनुसार गणना किए गए ऋण के पुनर्वित्त के कारण प्रोत्साहन को लाभार्थियों और ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के बीच समान रूप से साझा किया जाएगा।

भाग 4**वितरण लाइसेंसधारी के लिए व्यवसाय योजना****20. इक्विटी पर रिटर्न की दर:**

- (1) डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(1) के अनुसार इक्विटी पर रिटर्न की गणना व्हीलिंग और खुदरा व्यापार के लिए पूर्णरूपेण पञ्च कर आधार पर 14.00% की आधार दर पर की जाएगी।

बशर्ते कि यह आयोग व्हीलिंग और खुदरा व्यापार के लिए अलग से इक्विटी पर रिटर्न का निर्धारण करेगा जब ऐसी गतिविधियां विभिन्न संस्थाओं द्वारा की जाएंगी।

- (2) **वहन लागत:** डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 2(16) के अनुसार इक्विटी पर रिटर्न की आधार दर माइनस वन (1.00%) प्रतिशत पर विचार किया जाएगा अर्थात् 70% ऋण और 30% इक्विटी के माध्यम से विनियामक संपत्ति/संचित राजस्व अंतर के वित्तपोषण के लिए ब्याज की भारत औसत दर की गणना के लिए पूर्व-कर आधार पर 13.00%।

- (3) व्हीलिंग और खुदरा व्यापार के लिए इक्विटी पर रिटर्न के उद्देश्य से इक्विटी डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 63 के अनुसार निर्धारित सामान्य इक्विटी या लेखापरीक्षित प्रासंगिक वर्ष के वित्तीय विवरण के अनुसार उपलब्ध इक्विटी से कम होगी:

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

21. इक्विटी पर रिटर्न पर कर:

इन विनियमों के विनियम 20 (1) के अंतर्गत इस आयोग द्वारा अनुमत इक्विटी पर रिटर्न की आधार दर डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017, के विनियम 72 और 73 के अनुसार संबंधित वित्तीय वर्ष के न्यूनतम वैकल्पिक कर या प्रभावी कर दर के साथ निम्नलिखित फार्मूले के अनुसार सकल की जाएगी:

$$\text{इक्विटी पर रिटर्न की दर} = 14.00 / [(100 - \text{कर दर}) / 100]$$

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

बशर्ते कि प्रत्येक वित्तीय वर्ष की प्रभावी कर दर संबंधित आयकर रिटर्न से प्राप्त की जाएगी।

22. ऋण पर ब्याज दर के लिए मार्जिन:

- (1) एक वित्तीय वर्ष के लिए ऋण पर ब्याज की दर उस वित्तीय वर्ष के 1 अप्रैल को एसबीआई की फंड आधारित उधार दर (एमसीएलआर) की सीमांत लागत और मार्जिन होगी। मार्जिन, डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(2) के संदर्भ में, वितरण लाइसेंसधारी के लिए संपत्ति, कार्यशील पूंजी और विनियामक संपत्ति के पूंजीकरण के लिए, वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो पर ब्याज और उस वित्तीय वर्ष के 1 अप्रैल को एमसीएलआर भारत औसत दर के बीच अंतर के रूप में अनुमत है:

प्रावधान है कि किसी वित्तीय वर्ष के लिए ब्याज की भारत औसत दर संबंधित ऋणों को बढ़ाने और बनाए रखने के लिए भुगतान किए गए ब्याज, सभी बैंक शुल्कों, सिंडिकेशन शुल्क और उस वर्ष के दौरान भुगतान किए गए अन्य शुल्कों को शामिल करके निकाली जाएगी;

बशर्ते कि नियंत्रण अवधि के पहले, दूसरे और तीसरे वर्ष के लिए मार्जिन क्रमशः 3.00%, 2.50% और 2.25% से अधिक न हो;

बशर्ते आगे यह भी कि ऋण पर ब्याज की दर (एमसीएलआर और मार्जिन) किसी भी मामले में इक्विटी पर वापसी की आधार दर माइनस एक (1.00%) प्रतिशत से अधिक नहीं होगी, तदनुसार, सभी बिजली उपयोगिताओं के लिए ऋण पर ब्याज की अधिकतम दर 13.00 % होगी।

- (2) वितरण लाइसेंसधारी ऋण प्राप्त करने के लिए पारदर्शी मेकेनिज्म का पालन करेगा और जहां तक संभव हो, ऋण प्राप्त करने के लिए खुली निविदा आमंत्रित करेगा।

23. संचालन और रखरखाव व्यय:

- (1) डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(3) और विनियम 92 के अनुसार सामान्य संचालन और रखरखाव व्यय निर्धारित किए जा रहे हैं।
- (2) वितरण लाइसेंसधारी को स्वयं (सहायक) उपभोग की अनुमति दी जाएगी, जिसमें वितरण लाइसेंसधारी कार्यालयों और उप-स्टेशनों पर स्थापित ई-वाहन चार्जिंग स्टेशन शामिल हैं, वास्तविक दर्ज खपत के लिए शून्य टैरिफ पर कुल बिक्री का अधिकतम 0.25% स्वयं की खपत को छोड़कर प्रासंगिक वर्ष के लिए ओएवंएम व्यय के हिस्से के रूप में प्रासंगिक वित्तीय वर्ष के लिए अपने खुदरा उपभोक्ताओं के लिए।
- (3) प्रासंगिक वित्तीय वर्ष के लिए अपने खुदरा उपभोक्ताओं के लिए अपने स्वयं के उपभोग को छोड़कर कुल बिक्री के 0.25% से अधिक वास्तविक रिकॉर्ड की गई (सहायक) खपत, संबंधित वर्ष की टैरिफ अनुसूची के गैर-घरेलू टैरिफ पर बिल की जाएगी और उसी वर्ष के लिए एकत्र किया गया बिल राजस्व का हिस्सा बनेगा।
- (4) वितरण लाइसेंसधारी को नियंत्रण अवधि के किसी विशेष वित्तीय वर्ष के लिए संबंधित वित्तीय वर्ष के दौरान टू-अप बिक्री के साथ उस विशेष वर्ष के प्रति यूनिट मानक दर को गुणा करके ओएवंएम व्यय की अनुमति दी जाएगी।

प्रावधान है कि, किसी भी परिस्थिति में, वितरण लाइसेंसधारियों को प्रासंगिक वित्तीय वर्ष के टू-अप के दौरान खातों की लेखापरीक्षित पुस्तकों के अनुसार वास्तविक ओएवंएम व्यय से अधिक ओएवंएम व्यय की अनुमति नहीं दी जाएगी।

- (5) त्रिपक्षीय समझौते के तहत स्थानांतरित कर्मचारियों से संबंधित कर्मचारी लाभों को प्रकृति में अनियंत्रित माना जाता है, इसलिए सामान्य ओएवंएम व्यय का हिस्सा नहीं बनता है, जैसाकि नीचे सारणीबद्ध है, तदनुसार, विवेकपूर्ण जांच के अधीन प्रासंगिक वित्तीय वर्ष के लिए सही किया जाएगा:

बशर्ते कि वितरण लाइसेंसधारी संबंधित वर्ष के लेखापरीक्षित खातों को अंतिम रूप देने की समाप्ति से तीस (30) दिनों के भीतर कर्मचारी व्यय के उपरोक्त विवरण प्रस्तुत करेगा।

- (6) जीएनसीटीडी को संपत्ति कर/भूमि लाइसेंस शुल्क के लिए वैधानिक लेवी के कारण व्यय, डीईआरसी को भुगतान लाइसेंस शुल्क विवेकपूर्ण जांच के अधीन संबंधित वित्तीय वर्ष के लिए टू अप किया जाएगा:

बशर्ते कि वितरण लाइसेंसधारी संबंधित वर्ष के लेखापरीक्षित खातों को अंतिम रूप देने की समाप्ति से तीस (30) दिनों के भीतर ओएवंएम व्यय के उपरोक्त विवरण प्रस्तुत करेगा;

यह भी प्रावधान है कि वैधानिक लेवी की प्रकृति में कोई भी व्यय जो पहले से ही वास्तविक ओएवंएम व्यय का हिस्सा है और वितरण लाइसेंसधारी के ओएवंएम व्यय मानदंडों में माना जाता है, को अलग से अनुमति नहीं दी जाएगी।

- (7) कानूनी खर्च जिसमें आयोग के आदेशों या विनियमों के खिलाफ किसी भी न्यायालय के समक्ष दर्ज किए गए मामले और उपभोक्ता को भुगतान किए गए कानूनी दावे (मुआवजा/जुर्माना), यदि कोई हो, समग्र राजस्व आवश्यकता(एआरआर) में अनुमति नहीं दी जाएगी।

- (8) कर्मचारियों के वेतन का हिस्सा बनने और कंपनी के लाभ से बाहर नहीं होने वाले प्रदर्शन संबंधी प्रोत्साहनों को विवेकी जांच के अधीन अनुमति दी जाएगी।
- (9) लाइसेंसधारी के निगमित सामाजिक उत्तरदायित्व के मद में होने वाले व्यय को एआरआर में अनुमत नहीं किया जाएगा।
- (10) 4.66% की मुद्रास्फीति की वृद्धि दर पर विचार करने के बाद, नियंत्रण अवधि के लिए वितरण लाइसेंसधारियों का सामान्य संचालन और रखरखाव व्यय निम्नानुसार होगा:

तालिका 8: नियंत्रण अवधि के लिए डिस्कॉम के ओएवंएम व्यय के मानदंड

[दर / बिक्री की इकाई (पैसा)]

वितरण लाइसेंसधारी	वि.व. 2023-24	वि.व. 2024-25	वि.व. 2025-26
बीआरपीएल	54.72	54.92	55.13
बीवाईपीएल	64.15	64.40	64.64
टीपीडीडीएल	61.46	62.09	62.73
एनडीएमसी	54.72	54.92	55.13

- (11) वितरण लाइसेंसधारी से अपने संचालन में कुशल होने और मानक ओएवंएम व्यय को कम करने की अपेक्षा की जाती है। बचत, यदि ऐसे ओएवंएम व्यय में कोई है, को राजस्व पक्ष में समायोजित किया जाएगा। 1% तक की बचत उपभोक्ताओं को दी जाएगी और 1% से अधिक सामान्य ओएवंएम व्यय में कोई बचत वितरण लाइसेंसधारी और उपभोक्ताओं के बीच समान रूप से साझा की जाएगी।

24. पूंजी निवेश योजना:

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

तालिका 9: नियंत्रण अवधि के लिए बीआरपीएल के लिए पूंजीकरण (करोड़ रुपए में)

विवरण	वि.व. 2023-24	वि.व. 2024-25	वि.व. 2025-26	कुल
पूंजीकरण	658	681	706	2045
स्मार्ट मीटर	200	200	200	600
कम: जमा कार्य	100	100	100	300
कुल	758	781	806	2345

तालिका 10: नियंत्रण अवधि के लिए बीवाईपीएल के लिए पूंजीकरण (करोड़ रुपए में)

विवरण	वि.व. 2023-24	वि.व. 2024-25	वि.व. 2025-26	कुल
पूंजीकरण	359	372	385	1116
स्मार्ट मीटर	150	150	150	450
कम: जमा कार्य	72	76	80	228
कुल	437	446	455	1338

तालिका 11: नियंत्रण अवधि के लिए टीपीडीडीएल के लिए पूंजीकरण (करोड़ रुपए में)

विवरण	वि.व. 2023-24	वि.व. 2024-25	वि.व. 2025-26	कुल
पूंजीकरण	388	414	431	1233
स्मार्ट मीटर	66	66	66	197
कम: जमा कार्य	50	50	50	150
कुल	404	430	446	1280

तालिका 12: नियंत्रण अवधि के लिए एनडीएमसी के लिए पूंजीकरण (करोड़ रुपये में)

विवरण	वि.व. 2023-24	वि.व. 2024-25	वि.व. 2025-26	कुल
पूंजीकरण	138	148	139	425

- (2) वितरण लाइसेंसधारी इस आयोग द्वारा समय-समय पर जारी पूंजी निवेश दिशा-निर्देशों के प्रावधानों के अनुसार पूंजी निवेश योजनाओं का अनुमोदन लेगा।
- (3) कर्मचारी व्यय और एएवंजी व्यय को किसी विशेष वित्तीय वर्ष में परियोजनाओं के निर्माण में 10% (कुल कर्मचारी व्यय और एएवंजी व्यय) या वास्तविक के कम के बराबर पूंजीकृत करने की अनुमति दी जाएगी।
- (4) लाइसेंसधारी संबंधित वर्ष के लिए वार्षिक टैरिफ याचिका में चालू होने की निर्धारित तिथि के साथ तिमाही पूंजी निवेश योजना प्रस्तुत करेगा, जो डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 130 (सी) के अनुसार निर्धारित लागत की गणना के लिए आधार बनेगी।
- (5) वितरण लाइसेंसधारी संबंधित तिमाही के पूरा होने के 1 (एक) महीने के भीतर भौतिक सत्यापन और पूंजीगत लागत की सत्यता के लिए त्रैमासिक आधार पर वास्तविक पूंजीकरण के विवरण सहित एक आवेदन प्रस्तुत करेगा।
- (6) पूर्वोक्त उप-विनियम (3) के अनुसार वितरण लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तुत त्रैमासिक पूंजीगत लागत आयोग द्वारा टू अप की जाएगी और वास्तविक पूंजी की तुलना में टैरिफ आदेश में अनुमानित पूंजीगत लागत में भिन्नता के कारण वित्तीय प्रभाव को प्रासंगिक वित्तीय वर्ष के वार्षिक टू अप के अंतर्गत निम्नानुसार निपटाया जाएगा:
 - (a) वर्ष के दौरान टू अप पूंजीकरण की तुलना में टैरिफ आदेश में अनुमानित पूंजीकरण में 10% से अधिक की भिन्नता के कारण वसूल किए गए किसी भी अतिरिक्त टैरिफ को संबंधित वर्ष की पूंजी की लागू भारित औसत लागत (WACC) का 1.20 गुना ब्याज दर के साथ संबंधित वर्ष के राजस्व अंतर/अधिशेष में समायोजित किया जाएगा:

प्रावधान है कि वितरण लाइसेंसधारी के नियंत्रण से परे कारणों के कारण टू अप पूंजीकरण की तुलना में टैरिफ आदेश में अनुमानित पूंजीकरण में भिन्नता के कारण वसूल किया गया कोई अतिरिक्त

टैरिफ, विवेकपूर्ण जांच के अधीन, संबंधित वर्ष की पूंजी की लागू भारत औसत लागत (डब्ल्यूएसीसी) के बराबर ब्याज दर के साथ प्रासंगिक वर्ष राजस्व अंतर/अधिशेष में समायोजित किया जाएगा।

- (b) वर्ष के दौरान टू अप पूंजीकरण की तुलना में टैरिफ आदेश में अनुमानित पूंजीकरण में 10% से अधिक की भिन्नता के कारण प्राप्त टैरिफ में कोई कमी, संबंधित वर्ष की पूंजी की लागू भारत औसत लागत (डब्ल्यूएसीसी) के 0.80 गुना पर ब्याज दर के साथ संबंधित वर्ष के राजस्व अंतर/अधिशेष में समायोजित की जाएगी।

25. वितरण हानि के लिए लक्ष्य:

- (1) वितरण लाइसेंसधारियों के लिए डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(9)(ए) के संदर्भ में वितरण हानि लक्ष्य निम्नानुसार होगा:

तालिका 13: नियंत्रण अवधि के लिए वितरण हानि का लक्ष्य

क्र. सं.	वितरण लाइसेंसधारी	वि.व. 2023-24	वि.व. 2024-25	वि.व. 2025-26
1	बीएसईएस राजधानी पावर लिमिटेड	7.30%	7.14%	6.96%
2	बीएसईएस यमुना पावर लिमिटेड	7.72%	7.54%	7.33%
3	टाटा पावर दिल्ली डिस्ट्रीब्यूशन लिमिटेड	6.91%	6.83%	6.74%
4	नई दिल्ली नगरपालिका परिषद	7.72%	7.54%	7.33%

- (2) वितरण हानि लक्ष्य के कारण अधिक उपलब्धि/कम उपलब्धि की राशि की गणना वितरण लाइसेंसधारी के लिए डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 159 में निर्दिष्ट फार्मूले के अनुसार की जाएगी।
- (3) संबंधित वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी द्वारा वितरण हानि लक्ष्य के कारण कम उपलब्धि के कारण कोई वित्तीय प्रभाव, (अर्थात् वास्तविक हानि > हानि लक्ष्य), डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 161 में निर्दिष्ट रूप में वितरण लाइसेंसधारी के खाते में होगा।
- (4) संबंधित वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी द्वारा वितरण हानि लक्ष्य के कारण अधिक उपलब्धि के कारण कोई वित्तीय प्रभाव वितरण लाइसेंसधारी और उपभोक्ताओं के बीच निम्नानुसार साझा किया जाएगा:
- यदि वास्तविक वितरण हानि संबंधित वर्ष के लिए हानि लक्ष्य और हानि लक्ष्य माइनस $[50\% * (\text{पिछले वर्ष लक्ष्य} - \text{वर्तमान वर्ष लक्ष्य})]$ के बीच है, तो इसे उपभोक्ताओं के लिए $2/3^{\text{rd}}$ और वितरण लाइसेंसधारी के लिए $1/3^{\text{rd}}$ के अनुपात में साझा किया जाएगा;
 - यदि वास्तविक वितरण हानि संबंधित वर्ष के लिए हानि लक्ष्य माइनस $[50\% * (\text{पिछले वर्ष लक्ष्य} - \text{वर्तमान वर्ष लक्ष्य})]$ से कम है, तो इसे उपभोक्ताओं के लिए $1/3^{\text{rd}}$ और वितरण लाइसेंसधारी के लिए $2/3^{\text{rd}}$ के अनुपात में साझा किया जाएगा।

व्याख्या -

पिछले वर्ष वितरण हानि लक्ष्य - पीवाईटी

चालू वर्ष वितरण हानि लक्ष्य - सीवाईटी

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

मामला 2: यदि सीवाईटी > वास्तविक > [सीवाईटी - 50%*(पीवाईटी - सीवाईटी)], प्रोत्साहन का 1/3rd वितरण लाइसेंसधारी को और 2/3rd प्रोत्साहन उपभोक्ताओं को है।

मामला 3: यदि वास्तविक < [सीवाईटी - 50%*(पीवाईटी - सीवाईटी)], [सीवाईटी - 50%*(पीवाईटी - सीवाईटी)] तक प्रोत्साहन वितरण लाइसेंसधारी को 1/3rd और उपभोक्ता को 2/3rd के रूप में साझा किया जाना है। शेष प्रोत्साहन वितरण लाइसेंसधारी को 2/3rd और उपभोक्ताओं को 1/3rd के रूप में साझा किया जाना है।

26. संग्रह दक्षता के लिए लक्ष्य:

- (1) वितरण लाइसेंसधारी की वित्तीय वर्ष 2023-24 से वित्तीय वर्ष 2025-26 की संग्रहण दक्षता के लक्ष्य 99.80% होंगे।
- (2) संग्रह दक्षता लक्ष्य के कारण वित्तीय प्रभाव की गणना वितरण लाइसेंसधारी के लिए समय-समय पर संशोधित डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 163 में निर्दिष्ट फार्मूले के अनुसार की जाएगी।
- (3) समय-समय पर संशोधित डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 164 के संदर्भ में अधिक उपलब्धि के कारण वितरण लाइसेंसधारी के लिए 99.80% के लक्ष्य से वित्तीय प्रभाव से 100% तक उपभोक्ताओं और वितरण लाइसेंसधारियों के बीच समान रूप से साझा किया जाएगा।

प्रावधान है कि संग्रह दक्षता के लिए कोई जुर्माना नहीं होगा यदि यह 99.50% से 99.80% की सीमा में है।

27. नवीकरणीय खरीद दायित्व के लिए लक्ष्य:

- (1) वित्त वर्ष 2023-24 से वित्तीय वर्ष 2025-26 तक वितरण लाइसेंसधारी के डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 124 के संदर्भ में नवीकरणीय खरीद दायित्व (आरपीओ) के लक्ष्यों की गणना आपूर्ति के क्षेत्र में अपने खुदरा उपभोक्ताओं को बिजली की कुल बिक्री प्रतिशत के रूप में की जाएगी।
- (2) आरपीओ के लिए लक्ष्य विभिन्न नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से बिजली की खरीद या नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र ("आरईसी") या हाइड्रो एनर्जी प्रमाणपत्र ("एचईसी") या इनके संयोजन की खरीद के माध्यम से पूरा किया जाएगा और निम्नानुसार होगा:

तालिका 14: नवीकरणीय खरीद दायित्व के लिए लक्ष्य

क्र. सं.	वितरण लाइसेंसधारी के लिए आरपीओ लक्ष्य	वि.व. 2023-24	वि.व. 2024-25	वि.व. 2025-26
1	पवन आरपीओ	1.60%	2.46%	3.36%
2	अन्य आरपीओ	24.81%	26.37%	28.17%
3	एचपीओ लक्ष्य	0.66%	1.08%	1.48%
4	कुल आरपीओ लक्ष्य	27.07%	29.91%	33.01%

- (3) पवन आरपीओ को 31 मार्च 2022 के बाद शुरू की गई पवन ऊर्जा परियोजनाओं (डब्ल्यूपीपी) से उत्पादित ऊर्जा से पूरा किया जाएगा और 31 मार्च 2022 तक चालू किए गए डब्ल्यूपीपी से 7% से अधिक पवन ऊर्जा की खपत होगी।
- (4) एचपीओ की पूर्ति 8 मार्च 2019 के बाद शुरू की गई जल विद्युत परियोजनाओं [बड़ी जल विद्युत परियोजनाओं (एलएचपी), पंप भंडारण परियोजनाओं और लघु जल विद्युत परियोजनाओं (एसएचपी सहित)] से उत्पादित ऊर्जा से की जाएगी।
- (5) अन्य आरपीओ की पूर्ति उपरोक्त 27 (3) और 27 (4) में वर्णित किसी भी नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत परियोजना से उत्पादित ऊर्जा से की जाएगी और इसमें 8 मार्च 2019 से पहले कमीशन का गई जल विद्युत परियोजनाएं [बड़ी जल विद्युत परियोजनाओं (एलएचपी), पंप भंडारण परियोजनाओं और लघु जल विद्युत परियोजनाओं (एसएचपी सहित)] शामिल होंगी।
- (6) किसी विशेष वर्ष में 'अन्य आरपीओ' श्रेणी की उपलब्धि में कोई कमी या तो उस वर्ष के लिए 'पवन आरपीओ' से परे 31 मार्च 2022 के बाद शुरू किए गए डब्ल्यूपीपी से खपत हुई अतिरिक्त ऊर्जा या पात्र एलएचपी से खपत हुई अतिरिक्त ऊर्जा 8 मार्च 2019 के बाद उस वर्ष के लिए 'एचपीओ' से परे या आंशिक रूप से दोनों से कमीशन की गई [बड़ी जल विद्युत परियोजनाओं (एलएचपी), पंप भंडारण परियोजनाओं और लघु जल विद्युत परियोजनाओं (एसएचपी सहित)] के साथ पूरी की जाएगी। इसके अलावा, किसी विशेष वर्ष में 'पवन आरपीओ' की उपलब्धि में कोई कमी हाइड्रो पावर प्लांटों से खपत की गई अतिरिक्त ऊर्जा से पूरी की जाएगी, जो उस वर्ष के लिए 'एचपीओ' से अधिक है और इसके विपरीत।
- (7) नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्रों को केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन के लिए नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्रों के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2022 के अनुसार समय-समय पर संशोधित किया जाएगा, आरपीओ में और कमी की गणना के लिए, यदि कोई हो, जिसे टू अप किया जाएगा।
- (8) नेट मीटरिंग उपभोक्ताओं के परिसरों में स्थापित नवीकरणीय ऊर्जा मीटरों के माध्यम से रिकॉर्ड की गई अक्षय ऊर्जा उत्पादन को प्रासंगिक वर्ष के लिए डीईआरसी (नवीकरणीय ऊर्जा के लिए नेट मीटरिंग) विनियम, 2014 में निर्दिष्ट वितरण लाइसेंसधारी के आरपीओ का हिस्सा माना जाएगा:
- प्रावधान है कि नवीकरणीय ऊर्जा मीटरों के माध्यम से रिकॉर्ड की गई सौर उत्पादन प्रणाली से वार्षिक उत्पादन 19% के क्षमता उपयोग कारक (सीयूएफ) से अधिक हो, तो वितरण लाइसेंसधारी स्वतंत्र तृतीय पक्ष, राष्ट्रीय परीक्षण और अंशांकन प्रत्यायन बोर्ड प्रयोगशालाओं (एनएवीएल), मान्यता प्राप्त मीटर परीक्षण प्रयोगशाला द्वारा अक्षय ऊर्जा मीटरों का परीक्षण करवाएगा।
- (9) वितरण लाइसेंसधारी द्वारा आयोग द्वारा अनुमोदित ऊर्जा खरीद अनुबंध के माध्यम से खरीदी गई अक्षय ऊर्जा की लागत और नेट मीटरिंग व्यवस्था के माध्यम से ग्रिड में इंजेक्ट की गई कुल बिजली, आरपीओ लक्ष्य से अधिक, प्रासंगिक वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी की बिजली खरीद लागत का हिस्सा होगी।
- (10) भारत के बाहर से आयातित जल विद्युत को एचपीओ से मिलने के लिए विचार नहीं किया जाएगा और जल विद्युत परियोजनाओं के संशोधित कमीशनिंग शेड्यूल के आधार पर एचपीओ ट्रेजेक्टरी को वार्षिक आधार पर टू किया जाएगा। इसके अलावा, एचपीओ के अनुपालन को सुविधाजनक बनाने के लिए, वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा उपलब्ध हाइड्रो एनर्जी सर्टिफिकेट मेकेनिज्म का उपयोग किया जा सकता है।
- (11) संबंधित वित्तीय वर्ष के टू-अप के समय वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा आरपीओ लक्ष्यों का अनुपालन न करने पर जुर्माना लगाया जाएगा।
- प्रावधान है कि आरपीओ में कमी की मात्रा के लिए जुर्माना टू-अप वर्ष के लिए पावर एक्सचेंज (आईईएक्स) में खोजे गए भारित औसत आरईसी मूल्य का 10% होगा।

- (12) डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 124 के अनुसार संबंधित वित्तीय वर्ष के टू-अप के दौरान आरपीओ लक्ष्यों के गैर-अनुपालन के कारण वितरण लाइसेंसधारी पर लगाए गए जुर्माने की राशि को एआरआर से घटा दिया जाएगा।

28. विचलन समाधान मेकेनिज्म के माध्यम से बिजली की बिक्री के लिए आकस्मिकता सीमा (अनिर्धारित इंटरचेंज प्रभार):

- (1) वितरण लाइसेंसधारियों के लिए वित्त वर्ष 2023-24 से वित्त वर्ष 2025-26 तक डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 152 (सी) के संदर्भ में विचलन समाधान मेकेनिज्म के माध्यम से बिजली के निपटान की आकस्मिक सीमा की संख्या संबंधित माह के लिए वितरण लाइसेंसधारी द्वारा प्राप्त शुद्ध ऊर्जा का 5% होगी।
- (2) यदि वितरण लाइसेंसधारी संबंधित माह के लिए लाइसेंसधारी द्वारा उपार्जित शुद्ध ऊर्जा के 5% से अधिक का निपटान विचलन समाधान मेकेनिज्म (अनिर्धारित इंटरचेंज प्रभार) के माध्यम से करता है तो यूआई के माध्यम से वसूली की दर, दिल्ली क्षेत्र के लिए उसी महीने के दौरान इंडियन एनर्जी एक्सचेंज (आईईएक्स) के माध्यम से बिजली की बिक्री की औसत दर पर विचार किया जाएगा।

29. अधिशेष बिजली की बिक्री दर के लिए प्रोत्साहन साझा मेकेनिज्म:

- (1) वितरण लाइसेंसधारियों के वित्तीय वर्ष 2023-24 से वित्तीय वर्ष 2025-26 तक डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 165 के संदर्भ में अधिशेष बिजली की बिक्री दर के लिए प्रोत्साहन की गणना निम्नलिखित अनुसार होगी:
- उत्पादन स्टेशन की परिवर्तनीय लागत जिसके लिए बिजली अधिशेष है और जिसे पावर एक्सचेंजों के माध्यम से बेचा जाना आवश्यक है, को ऐसे उत्पादन केंद्र की पिछले महीने की बिल की गई परिवर्तनीय लागत के रूप में माना जाएगा।
 - उत्पादन स्टेशन की परिवर्तनीय लागत जिसके लिए बिजली अधिशेष है और द्विपक्षीय व्यवस्थाओं के माध्यम से बेची जाने की आवश्यकता है, ऐसे अनुबंधों में प्रवेश करने की तिथि पर प्रचलित ऐसे उत्पादन केंद्र की पिछले महीने की बिल की गई परिवर्तनीय लागत के रूप में माना जाएगा।
 - दर अंतर (वास्तविक बिक्री दर-परिवर्तनीय लागत) और महीने के दौरान वास्तव में बेची गई बिजली की मात्रा का उत्पाद प्रोत्साहन होगा।
- (2) उपरोक्त उप-धारा (1) के अंतर्गत संगणित प्रोत्साहन, उपभोक्ताओं और वितरण लाइसेंसधारी के बीच निम्नलिखित निर्धारित तरीके से साझा किया जाएगा: -
- प्रासंगिक टैरिफ आदेश में इस आयोग द्वारा अनुमानित, प्रासंगिक वर्ष के सभी उत्पादन स्रोतों की प्रति यूनिट औसत निश्चित लागत की 100% वसूली तक प्रोत्साहन प्राप्ति, अधिशेष बिजली की वास्तविक बिक्री के $2/3^{\text{rd}}$ उपभोक्ताओं एवं $1/3^{\text{rd}}$ वितरण लाइसेंसधारी को अनुपात में साझा की जाएगी।
 - प्रासंगिक टैरिफ आदेश में इस आयोग द्वारा अनुमानित, प्रासंगिक वर्ष के सभी उत्पादन स्रोतों की प्रति यूनिट औसत निश्चित लागत की 100% वसूली से ऊपर की प्रोत्साहन प्राप्ति, अधिशेष बिजली की वास्तविक बिक्री के $1/3^{\text{rd}}$ उपभोक्ताओं एवं $2/3^{\text{rd}}$ वितरण लाइसेंसधारी को अनुपात में साझा की जाएगी।

स्पष्टीकरण:-

- a) अधिशेष बिजली (ए) की बिक्री की मात्रा = 1000 एमयू
 b) लागू परिवर्तनीय लागत प्रति यूनिट (बी) = रुपये 2.00/ किलोवाट घंटा
 c) अधिशेष बिजली (C) की वास्तविक बिक्री दर = रु. 3.50/किलोवाट घंटा
 d) प्रोत्साहन [डी=ए*(सी-बी)] = रु. 150 करोड़
 e) टैरिफ ऑर्डर (ई) में प्रति यूनिट स्वीकृत औसत निश्चित लागत = रु.1.00/किलोवाट घंटा

प्रति यूनिट औसत स्थिर लागत की 100% वसूली तक प्रोत्साहन प्राप्ति = (ई*ए) = रु. 100 करोड़ को उपभोक्ताओं को 2/3rd (67 करोड़ रुपये) और वितरण लाइसेंसधारियों को 1/3rd (33 करोड़ रुपये) के अनुपात में साझा किया जाएगा।

प्रति यूनिट औसत स्थिर लागत की 100% वसूली से अधिक प्रोत्साहन वसूली = [डी-(ई*ए)] = रु. 50 करोड़ को उपभोक्ताओं को 1/3rd (16.67 करोड़ रुपये) और वितरण लाइसेंसधारियों को 2/3rd (33.33 करोड़ रुपये) के अनुपात में साझा किया जाएगा।

अतएव,

- i. वितरण लाइसेंसधारियों को कुल प्रोत्साहन = रु. 66.33 करोड़ (33+33.33)
 ii. उपभोक्ताओं को कुल प्रोत्साहन = रु. 83.67 करोड़ (67+16.67)।

(3) बिजली खरीद लागत को टू-अप करते समय बैंकिंग लेनदेन की सामान्य लागत, टू-अप के अंतर्गत वित्तीय वर्ष के लिए सभी दीर्घकालिक स्रोतों की परिवर्तनीय लागत की भारित औसत दर होगी।

30. बिजली खरीद लागत समायोजन प्रभार की वसूली के लिए मेकेनिज्म:

वितरण लाइसेंसधारी के वित्तीय वर्ष 2023-24 से वित्तीय वर्ष 2025-26 तक डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 134 के अनुसार बिजली खरीद लागत समायोजन प्रभार (पीपीएसी) की वसूली के लिए मेकेनिज्म निम्नलिखित अनुसार होगा:

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

प्रावधान है कि एक तिमाही एक वर्ष के एक-चौथाई को संदर्भित करता है अर्थात् अप्रैल, मई और जून (ति.1); जुलाई, अगस्त और सितंबर (ति.2); और अक्टूबर, नवंबर और दिसंबर (ति.3); जनवरी, फरवरी और मार्च (ति.4);

- (3) किसी भी तिमाही की पीपीएसी संगणना केवल बाद की तिमाही में समान रूप से विस्तारित और समायोजित की जाएगी:

प्रावधान है कि आयोग डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 136 के अनुसार उपभोक्ताओं को किसी भी टैरिफ झटके से बचाने के लिए पीपीएसी को एक तिमाही से अधिक तक आगे ले जाने की अनुमति दे सकता है।

- (4) निर्दिष्ट फार्मूले के अनुसार पीपीएसी गणना का प्रशोधन निम्नानुसार होगा:

- a) किसी भी तिमाही के लिए पीपीएसी 5% से अधिक नहीं होने की स्थिति में, वितरण लाइसेंसधारी बिना विनियामक कार्यवाही के बिना आयोग को पूर्व सूचना के साथ गणना किए गए पीपीएसी के 90% पर पीपीएसी लगा सकता है।

- b) यदि पीपीएसी 5% से अधिक है लेकिन किसी भी तिमाही के लिए 10% से अधिक नहीं है, तो वितरण लाइसेंसधारी विनियामक कार्यवाही के बिना आयोग को पूर्व सूचना के साथ शेष पीपीएसी का 5% और 75% पीपीएसी लगा सकता है (वास्तविक पीपीएसी% - 5%)।
- c) यदि किसी भी तिमाही के लिए पीपीएसी 10% से अधिक है, तो वितरण लाइसेंसधारी पीपीएसी को उप-विनियम (ए) और (बी) के अनुसार विनियामक कार्यवाही के बिना ले सकता है और अंतर के लिए पीपीएसी दावे (वास्तविक पीपीएसी% - 8.75%) के लिए आयोग की पूर्व स्वीकृति के लिए एक आवेदन दाखिल करेगा।
- d) वितरण लाइसेंसधारी केवल पीपीएसी के अपने दावे के लिए याचिका दायर करेगा।
- (5) वितरण लाइसेंसधारी पीपीएसी की संगणना को भावी उपभोक्ताओं के विद्युत बिलों में आरोपित किए जाने से पूर्व अपनी वेबसाइट पर अपलोड करेगा।
- (6) वितरण लाइसेंसधारी द्वारा पीपीएसी के कारण विनियामक कार्यवाही के बिना बिल किए गए राजस्व को संबंधित वर्ष की बिजली खरीद लागत के साथ जोड़ा जाएगा और उसी वर्ष के लिए राजस्व की कम वसूली के कारण कोई वहन लागत की अनुमति नहीं दी जाएगी।
- (7) वितरण लाइसेंसधारी द्वारा पीपीएसी के कारण विनियामक कार्यवाही के बिना बिल किए गए राजस्व को संबंधित वर्ष की बिजली खरीद लागत के साथ टूट अप किया जाएगा और वहन लागत उसी वर्ष के लिए वसूल किए गए अतिरिक्त राजस्व पर वहन लागत दर के 1.20 गुना पर होगी।

31. ऋण के पुनर्वित्त के लिए प्रोत्साहन साझाकरण मेकेनिज्म:

- (1) वितरण लाइसेंसधारी के वित्त वर्ष 2023-24 से वित्त वर्ष 2025-26 तक डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 71 के अनुसार ऋण के पुनर्वित्त के कारण ब्याज की कम दर के कारण प्रोत्साहन की गणना प्राप्त ऋण की कुल मात्रा के उत्पाद और वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर के अंतर बनाम 1.00% प्लस (+) एसबीआई एमसीएलआर के मार्जिन के रूप में की जाएगी।
- (2) उपरोक्त उप धारा (1) के अनुसार गणना किए गए ऋण के पुनर्वित्त के कारण प्रोत्साहन को उपभोक्ताओं और वितरण लाइसेंसधारी के बीच समान रूप से साझा किया जाएगा।

32. व्हीलिंग और खुदरा आपूर्ति में एआरआर के आवंटन का अनुपात:

डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 4(9)(ई) के संदर्भ में व्हीलिंग और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय में एआरआर के आवंटन का अनुपात निम्नानुसार होगा:

तालिका 15: खुदरा व्यवसाय

विवरण	बीआरपीएल	टीपीडीडीएल	बीवाईपीएल	एनडीएमसी
बिजली खरीद की लागत	100%	100%	100%	100%
अंतर्राज्यीय ट्रांसमिशन प्रभार	100%	100%	100%	100%
अंतर्राज्यीय ट्रांसमिशन प्रभार	100%	100%	100%	100%
एसएलडीसी शुल्क और प्रभार	100%	100%	100%	100%
संचालन और रखरखाव लागत	40%	38%	38%	38%
मूल्यहास (एएडी सहित)	21%	23%	19%	23%

विवरण	बीआरपीएल	टीपीडीडीएल	बीवाईपीएल	एनडीएमसी
नियोजित पूंजी पर रिटर्न	26%	28%	28%	28%
आयकर	26%	28%	28%	28%
गैर-टैरिफ आय	85%	60%	85%	60%

तालिका 16: व्हीलिंग व्यवसाय

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

33. राजस्व अंतर/अधिशेष का प्रशोधन:

- (1) वितरण लाइसेंसधारी के एआरआर के विभिन्न घटकों को डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 152 के अनुसार टू अप किया जाएगा।
- (2) टू अप किए वर्ष के लिए गणना किए गए राजस्व अंतर/अधिशेष को संबंधित वर्ष के लिए संचित राजस्व अंतर के अंतिम शेष के विरुद्ध समायोजित किया जाएगा:

प्रावधान है कि संबंधित वर्ष के लिए संचित राजस्व अंतर के अंतिम शेष के समायोजन के बाद कोई संचित राजस्व अंतर या कोई अधिशेष नहीं बचा है, तो उसे एआरआर में समायोजित किया जाएगा।

34. टाइम ऑफ डे (टीओडी) टैरिफ के लिए टाइम स्लॉट:

यह आयोग, डीईआरसी (टैरिफ के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2017 के विनियम 133 और 153 के संदर्भ में अलग आदेश के माध्यम से टाइम ऑफ डे (टीओडी) टैरिफ के लिए टाइम स्लॉट निर्दिष्ट कर सकता है।

भाग 5**विविध**

35. **विनियमों, आदेशों और अभ्यास निर्देशों को जारी करना:** अधिनियम और इन विनियमों के प्रावधानों के अधीन, यह आयोग समय-समय पर, इन विनियमों के कार्यान्वयन और विभिन्न मामलों पर अपनाई जाने वाली प्रक्रिया के संबंध में आदेश और अभ्यास निर्देश जारी कर सकता है, जिसे आयोग ने प्रासंगिक या सहायक मामलों में निर्देशित करने के लिए इन विनियमों द्वारा सशक्त किया है।
36. **कठिनाइयों को दूर करने की शक्तियां:** यदि इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को प्रभावी करने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, तो आयोग, एक सामान्य या विशेष आदेश द्वारा, इन विनियमों या अधिनियम के प्रावधानों के साथ असंगत न होने के कारण, कठिनाइयों को दूर करने के उद्देश्य से आवश्यक या समीचीन प्रतीत होने वाली ऐसी चीजों को करना या कृत्य, कुछ करने या कृत्य का वचन दे सकता है या लाइसेंसधारी को निर्देशित कर सकता है।

37. **शिथिलीकरण की शक्ति:** आयोग जनहित में और कारणों को लिखित रूप में दर्ज करते हुए इन विनियमों के किसी भी प्रावधान में ढील दे सकता है।
38. **व्याख्या:** यदि इन विनियमों के किसी प्रावधान की व्याख्या के संबंध में कोई प्रश्न उठता है, तो आयोग का निर्णय अंतिम होगा।
39. **आयोग की अंतर्निहित शक्तियों की बचत:** इन विनियमों में निहित कुछ भी आयोग की अंतर्निहित शक्तियों को एक ऐसी प्रक्रिया को अपनाने से सीमित या अन्यथा प्रभावित नहीं करेगा, जो इन विनियमों के किसी भी प्रावधान से भिन्न हो, यदि आयोग, मामले या वर्ग की विशेष परिस्थितियों को देखते हुए मामलों और कारणों को लिखित रूप में दर्ज करने के लिए, इन विनियमों में निर्दिष्ट प्रक्रिया से अलग चलना आवश्यक या समीचीन समझता है।
40. **पूछताछ और जांच:** इन विनियमों के तहत सभी पूछताछ, जांच और अधिनिर्णय आयोग द्वारा *समय-समय पर संशोधित दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग व्यापक (व्यापार का संचालन) विनियम, 2001* के प्रावधानों के अनुसार कार्यवाही के माध्यम से किया जाएगा।
41. **संशोधन करने की शक्ति:** यह आयोग, लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों से, किसी भी समय अभ्यावेदन प्राप्त करने के बाद संशोधन द्वारा इन विनियमों के किसी भी प्रावधान/(नों) को पलट सकता है, बदल सकता है या संशोधित कर सकता है।

राजेश दाँगी, सचिव

परिशिष्ट-1

ट्रांसमिशन प्रणाली की गणना के लिए प्रक्रिया

एक महीने के लिए उपलब्धता कारक

1. एक कैलेंडर माह (टीएएफएम) के लिए ट्रांसमिशन प्रणाली उपलब्धता कारक की गणना संबंधित ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा की जाएगी, संबंधित एसएलडीसी द्वारा प्रत्येक एसी और एचवीडीसी ट्रांसमिशन प्रणाली के लिए अलग से सत्यापित किया जाएगा और ट्रांसमिशन प्रभागों के बंटवारे के अनुसार समूहबद्ध किया जाएगा। ट्रांसमिशन प्रणाली उपलब्धता की गणना प्रत्येक ट्रांसमिशन प्रणाली के लिए अलग से की जाएगी। टीएएफएम की गणना के प्रयोजन के लिए:
 - a. एसी ट्रांसमिशन लाइनें: एसी ट्रांसमिशन लाइन के प्रत्येक सर्किट को एक तत्व माना जाएगा।
 - b. इंटर-कनेक्टिंग ट्रांसफॉर्मर (आईसीटी): प्रत्येक आईसीटी बैंक (एक साथ तीन सिंगल फेज ट्रांसफॉर्मर) एक तत्व का निर्माण करेगा।
 - c. स्टेटिक वीएआर कम्पेंसेटर (एसवीसी): एसवीसी ट्रांसफॉर्मर के साथ एसवीसी एक तत्व का निर्माण करेगा। हालांकि, इंडक्टिव को 50% और कैपेसिटिव रेटिंग को 50% क्रेडिट दिया जाएगा।
 - d. बस रिएक्टर/स्विचेबल लाइन रिएक्टर: प्रत्येक बस रिएक्टर/स्विचेबल लाइन रिएक्टर को एक तत्व के रूप में माना जाएगा।
 - e. एचवीडीसी बाई-पोल लिंक: एचवीडीसी लिंक के प्रत्येक पोल के साथ-साथ दोनों सिरों पर संबद्ध उपकरण को एक तत्व माना जाएगा।
 - f. एचवीडीसी बैक-टू-बैक स्टेशन: एचवीडीसी बैक-टू-बैक स्टेशन के प्रत्येक ब्लॉक को एक तत्व माना जाएगा। यदि संबंधित एसी लाइन उपलब्ध नहीं है, तो एचवीडीसी बैक-टू-बैक स्टेशन ब्लॉक को भी अनुपलब्ध माना जाएगा।

- g. एक उत्पादन केंद्र से बिजली की निकासी को प्रभावित करने वाले ट्रांसमिशन तत्व के आउटेज के मामले में, आउटेज घंटे को 2 के कारक से गुणा किया जाएगा।
2. ट्रांसमिशन प्रणाली के एसी और एचवीडीसी हिस्से की उपलब्धता की गणना निम्नानुसार की जाएगी:

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

जहां,

n = एसी लाइनों की कुल संख्या।

AV_n = एसी लाइनों की n संख्या की उपलब्धता।

p = बस रिएक्टरों/स्विचेबल लाइन रिएक्टरों की कुल संख्या

AV_p = बस रिएक्टरों/स्विचेबल लाइन रिएक्टरों की p संख्या की उपलब्धता q = आईसीटी की कुल संख्या।

AV_q = आईसीटी की q संख्या की उपलब्धता। r = एसवीसी की कुल संख्या।

AV_r = एसवीसी की r संख्या की उपलब्धता।

2. ट्रांसमिशन तत्वों की प्रत्येक श्रेणी के लिए वेटेज फैक्टर निम्नानुसार होगा:
- (a) एसी लाइन के प्रत्येक सर्किट के लिए - बिना क्षतिपूर्ति वाली लाइन (एसआईएल) के लिए सर्ज इम्पीडेंस लोडिंग को ckt-km से गुणा किया जाता है।

विभिन्न वोल्टेज स्तर और कंडक्टर कॉन्फिगरेशन के लिए एसआईएल रेटिंग परिशिष्ट-II में दी गई है। हालांकि, वोल्टेज स्तर और/या कंडक्टर कॉन्फिगरेशन के लिए परिशिष्ट-I में सूचीबद्ध नहीं है, तकनीकी विचारों के आधार पर उपयुक्त एसआईएल का उपयोग लंबी अवधि के ट्रांसमिशन ग्राहकों/डीआईसी को सूचना के तहत उपलब्धता गणना के लिए किया जा सकता है।

क्षतिपूरित एसी लाइन के लिए, सर्ज इम्पीडेंस लोडिंग (एसआईएल) लाइन पर क्षतिपूर्ति पर विचार करते हुए एसएलडीसी द्वारा प्रमाणित किया जाएगा।

विद्युत् उपमार्ग क्षतिपूरित लाइन के लिए एसआईएल का घटा हुआ मूल्य रिएक्टर के स्थान के अनुसार लिया जाएगा। इसी प्रकार सिरीज क्षतिपूर्ति वाली लाइनों के मामले में क्षतिपूर्ति के प्रतिशत के अनुसार उच्च एसआईएल लिया जाएगा।

- (b) प्रत्येक एचवीडीसी पोल के लिए- रेटेड मेगावाट क्षमता * ckt-km
- (c) प्रत्येक आईसीटी बैंक के लिए - रेटेड एमवीए क्षमता
- (d) एसवीसी के लिए- रेटेड एमवीएआर क्षमता (इंडक्टिव और कैपेसिटिव)
- (e) बस रिएक्टर / स्विच करने योग्य लाइन रिएक्टरों के लिए - रेटेड एमवीएआर क्षमता।
- (f) दो ग्रिडों को जोड़ने वाले एचवीडीसी बैंक-टू-बैंक स्टेशन के लिए- प्रत्येक ब्लॉक की रेटेड मेगावाट क्षमता।
3. ट्रांसमिशन तत्वों की प्रत्येक श्रेणी के लिए उपलब्धता की गणना भार कारक, विचाराधीन कुल घंटों और उस श्रेणी के प्रत्येक तत्व के लिए अनुपलब्ध घंटों के आधार पर की जाएगी। ट्रांसमिशन तत्वों की प्रत्येक श्रेणी की उपलब्धता की गणना का फार्मूला परिशिष्ट-III के अनुसार है।

4. निम्नलिखित कारणों से आउटेज के अंतर्गत ट्रांसमिशन तत्वों को उपलब्ध माना जाएगा:
- किसी अन्य ट्रांसमिशन योजना के अनुरक्षण या नए तत्व के निर्माण या आयोग द्वारा अनुमोदित मौजूदा प्रणाली में नवीनीकरण/उन्नयन/अतिरिक्त पूंजीकरण के लिए शट डाउन का लाभ उठाया गया। यदि अन्य ट्रांसमिशन योजना ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी की है तो एसएलडीसी अनुमानित उपलब्धता अवधि को उसमें शामिल कार्य के लिए उसके द्वारा उचित समझी जाने वाली अवधि तक सीमित कर सकता है।
 - एसएलडीसी के निर्देशों के अनुसार स्विच किए गए रिएक्टरों की ओवर वोल्टेज और मैनुअल ट्रिपिंग को प्रतिबंधित करने के लिए एक ट्रांसमिशन लाइन को बंद करना।
5. निम्नलिखित आकस्मिकताओं के लिए ट्रांसमिशन तत्वों का आउटेज समय विचाराधीन अवधि के अंतर्गत तत्व के कुल समय से बाहर रखा जाएगा:
- अप्रत्याशित घटनाओं के कारण ट्रांसमिशन तत्वों का आउटेज। एसएलडीसी को इस बात से संतुष्ट करने का दायित्व कि ट्रांसमिशन तत्व का आउटेज अप्रत्याशित घटनाओं के कारण था, ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी का होगा।
 - ग्रिड घटना/गड़बड़ी के कारण आउटेज, जो ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के कारण नहीं है, उदाहरण के लिए अन्य एजेंसी के स्वामित्व वाले सबस्टेशन या खण्डों में खराबी के कारण ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के तत्वों की आउटेज, और ग्रिड गड़बड़ी के कारण लाइनों, आईसीटी, एचवीडीसी, आदि की ट्रिपिंग। तथापि, यदि उचित समय के भीतर ग्रिड घटना/गड़बड़ी के बाद प्रणाली को सामान्य करते समय एसएलडीसी से निर्देश प्राप्त होने पर तत्व को बहाल नहीं किया जाता है, तो बहाली के लिए एसएलडीसी के निर्देश जारी होने के बाद तत्व को आउटेज की अवधि के लिए उपलब्ध नहीं माना जाएगा।

परिशिष्ट-II

एसी लाइनों की सर्ज इम्पीडेंस लोडिंग (एसआईएल)

क्र.सं.	लाइन वोल्टेज (कि.वा.)	कंडक्टर विन्यास	एसआईएल (मे.वा.)
1.	765	क्वाड बर्सिमिस	2250
2.	400	क्वाड बर्सिमिस	691
3.	400	ट्रिवन मूस	515
4.	400	ट्रिवन एएएसी	425
5.	400	क्वाड ज़ेब्रा	647
6.	400	क्वाड एएएसी	646
7.	400	ट्रिपल शोबर्ड	605
8.	400	एसीकेसी(500/26)	556
9.	400	ट्रिवन एसीएआर	557
10.	220	ट्रिवन ज़ेब्रा	175
11.	220	सिंगल ज़ेब्रा	132
12.	132	सिंगल पेंथर	50
13.	66	सिंगल डॉग	10

Appendix-III

FORMULAE FOR CALCULATION OF AVAILABILITY OF EACH CATEGORY OF TRANSMISSION ELEMENTS

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

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

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

$$AV_r(\text{Availability of SVCs}) = \frac{\left[\sum_{l=1}^r \frac{0.5 W_{il} (T_{il} - T_{NAil})}{T_{il}} + \sum_{l=1}^r \frac{0.5 W_{cl} (T_{cl} - T_{ACL})}{T_{cl}} \right]}{\left[\sum_{l=1}^r 0.5 W_{il} + \sum_{l=1}^r 0.5 W_{cl} \right]}$$

Where:

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

W_k = Weightage factor for k^{th} ICT

W_{il} & W_{cl} = Weightage factors for inductive & capacitive operation of l^{th} SVC

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

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

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

DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**NOTIFICATION**

Delhi, the 6th April, 2023

DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION (BUSINESS PLAN) REGULATIONS, 2023

F. 3(679)/Tariff/DERC/2022-23/7460/26.—In exercise of powers conferred under Section 181 read with Section 61 and Section 86(1)(b) of the Electricity Act, 2003 (Act 36 of 2003) and all other powers enabling it in this behalf and after previous publication, the Delhi Electricity Regulatory Commission hereby notifies the following Regulations namely:

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

- (1) These Regulations shall be called the *Delhi Electricity Regulatory Commission (Business Plan) Regulations, 2023* and shall be applicable from 1/04/2023.
- (2) These Regulations shall remain in force for a Control Period, as stipulated in Regulation 2 (24) of *Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*, of 3 (three) years i.e., for FY 2023-24, FY 2024-25 and FY 2025-26, unless reviewed earlier.
- (3) The period of validity of these Regulations may be extended by the Commission, as deemed fit and the Operational Norms may also be extended as per the principles laid down in these Regulations:

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

- (5) 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 said Act by the Commission.

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

Return on Equity in terms of Regulation 4(1) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* for Generating Entity shall be computed at the Base Rate of 13.00% on post tax basis:

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

4. TAX ON RETURN ON EQUITY:

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

$$\text{Rate of Return on Equity} = 13.00 / [(100 - \text{Tax Rate}) / 100]$$

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

Provided that Effective Tax Rate of each Financial Year shall be derived from the respective Income Tax returns.

5. MARGIN FOR RATE OF INTEREST ON LOAN:

The Rate of Interest on Loan for a Financial Year shall be Marginal Cost of Fund based Lending Rate (MCLR) of SBI as on 1st April of that Financial Year plus the Margin. The Margin, in terms of Regulation 4(2) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* for the Generating Entity, is allowed as the difference between the Weighted Average Rate of Interest on Actual Loan Portfolio and the MCLR as on 1st April of that Financial Year:

Provided that Weighted Average Rate of Interest for any Financial Year shall be arrived by including the Interest Paid, all Bank Charges, Syndication Fee and other Charges paid during that year for Raising and Maintaining of the respective loans.

Provided that Margin shall not exceed 3.00%, 2.50% and 2.25% for the First, Second and Third year of the Control Period, respectively:

Provided further also that the Rate of Interest on Loan (*MCLR plus Margin*) in any case shall not exceed Base Rate of Return on Equity.

6. OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES:

- (1) Normative Operation and Maintenance Expenses for the Control Period, after considering Inflationary Growth Rate of 4.66%, for the Generating Entities shall be as follows:

Table 1: O&M Expenses (Rs. Crore)

Station	FY 2023-24	FY 2024-25	FY 2025-26
Gas Turbine Power Station (GTPS)*	33.11	34.65	36.27
Pragati Power Station (PPS-I)	77.80	81.42	85.21

* For 90 MW (As per Commission's Order dated 24/03/2021)

- (2) The impact of actual implementation of Seventh Pay Revision and Interim Relief has been considered in above tabulated normative O&M Expenses.
- (3) The O&M expenses shall be allowed during True-up after considering the actual O&M expenses subject to Prudence Check which will be lower of Actual or above tabulated Normative O&M expenses.

Provided that Actual O&M Expenses shall be allowed for 120 MW of GTPS operating in Synchronous Condenser Mode, as mandated in Order dated 24/03/2021.

- (4) The expenses towards Additional Repair & Maintenance expenses on account of Dry Low NOx (DLN) burners and Sewage Treatment Plant (STP) have not been considered in above tabulated Normative O&M expenses and the same if any, shall be allowed on actual basis during the Control Period after Prudence Check at the time of True-Up on submission of Documentary Evidence.

- (5) The Generating Companies are expected to be Efficient in their Operations and reduce the normative O&M Expenses. The savings, if any in such O&M expenses shall be adjusted towards Revenue side. The saving in such O&M expenses upto 1% shall be passed towards the Beneficiaries and any savings in normative O&M expenses above 1% shall be shared between the Generating Company and Beneficiaries equally.

7. CAPITAL INVESTMENT PLAN:

- (1) The tentative Capital Investment plan for the Generation Entities for FY 2023-24 to FY 2025-26 is as follows:

Table 2: Capital Investment plan (Rs. Crore)

Sr. No.	Plant	FY 2023-24	FY 2024-25	FY 2025-26
1.	Gas Turbine Power Station (GTPS)	25	5	0
2.	Pragati Power Station (PPS-I)	36	2	0

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

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

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

(8) NORMS OF OPERATION FOR GENERATING STATIONS:

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

Table 3: Normative Availability and Load Factor

Generating Station	Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF)	Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF)
Gas Turbine Power Station (GTPS)	85%	85%
Pragati Power Station (PPS-I)	90%	85%

- (2) 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 (PPS-I)	1975	2900

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

Table 5: Auxiliary Energy Consumption (%)

Sr. No	Mode of operation	Gas Turbine Power Station (GTPS)	Pragati Power Station (PPS-I)
1	Combined Cycle	2.75%	2.30%
2	Open Cycle	1.00%	1.00%

(9) INCENTIVE:

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

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

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

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

(10) INCENTIVE SHARING MECHANISM WITH RESPECT TO OPERATIONAL PARAMETERS:

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

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

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

Where,

- i. Normative Energy Charge rate shall be computed on the basis of norms specified
- ii. for Station Heat rate and Auxiliary Energy Consumption,
- iii. Actual Energy Charge rate shall be computed on the basis of actual Station Heat rate and Auxiliary Energy Consumption.

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

(11) INCENTIVE SHARING MECHANISM FOR RE-FINANCING OF LOAN:

- (1) The incentive due to lower rate of interest on account of Re-financing of loan in terms of Regulation 71 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* from FY 2023-24 to FY 2025-26 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 1.00% plus (+) SBI MCLR as on the first day of every Financial Year.

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

PART-3**BUSINESS PLAN FOR TRANSMISSION LICENSEE****(12) RATE OF RETURN ON EQUITY:**

Return on Equity in terms of Regulation 4(1) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* for Transmission Licensee shall be computed at the Base Rate of 13.00% on post tax basis:

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

(13) TAX ON RETURN ON EQUITY:

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

$$\text{Rate of Return on Equity} = 13.00 / [(100 - \text{Tax Rate}) / 100]$$

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

Provided that Effective Tax Rate of each Financial Year shall be derived from the respective Income Tax returns.

(14) MARGIN FOR RATE OF INTEREST ON LOAN:

The Rate of Interest on Loan for a Financial Year shall be Marginal Cost of Fund based Lending Rate (MCLR) of SBI as on 1st April of that Financial Year plus the Margin. The Margin, in terms of Regulation 4(2) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* for the Transmission Licensee, is allowed as the difference between the Weighted Average Rate of Interest on Actual Loan Portfolio and the MCLR as on 1st April of that Financial Year:

Provided that Weighted Average Rate of Interest for any Financial Year shall be arrived by including the Interest Paid, all Bank Charges, Syndication Fee and other Charges paid during that year for Raising and Maintaining of the respective loans.

Provided that Margin shall not exceed 3.00%, 2.50% and 2.25% for the First, Second and Third year of the Control Period, respectively:

Provided further also that the Rate of Interest on Loan (*MCLR plus Margin*) in any case shall not exceed Base Rate of Return on Equity.

(15) OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES:

- (1) The Normative Operation and Maintenance Expenses of a Transmission Licensee for the Control Period, after considering Inflationary Growth Rate of 4.66%, shall be as follows:

Table 6: Operation and Maintenance Expenses (Rs. Crore)

a. O&M Expenses	(2) FY 2023-24	(3) FY 2024-25	(4) FY 2025-26
(5) Annual O&M Expenses	(6) 353.60	(7) 370.07	(8) 387.30

- (2) The impact of actual implementation of Seventh Pay Revision and Interim Relief has been considered in above tabulated Normative O&M Expenses.

- (3) The O&M expenses shall be allowed during True-up after considering the Actual O&M expenses subject to Prudence Check which will be lower of Actual or above tabulated Normative O&M expenses.

- (4) The Transmission Licensee shall be allowed Land Licence Fee and Security Expenses separately on actual basis at the time of truing-up of ARR for the relevant Financial Year subject to Prudence Check since the said expenses have not been considered in above tabulated Normative O&M Expenses.
- (5) The Transmission Licensee is expected to be Efficient in its Operations and reduce the normative O&M Expenses. The savings, if any in such O&M expenses shall be adjusted towards Revenue side. The saving in such O&M expenses upto 1% shall be passed towards the Beneficiaries and any savings in normative O&M expenses above 1% shall be shared between the Transmission Licensee and Beneficiaries equally.

(16) CAPITAL INVESTMENT PLAN:

- (1) The tentative Capital Investment Plan for the Transmission Licensee for FY 2023-24 to FY 2025-26 is as follows:

Table 7: Capital Investment Plan (Rs. Crore)

Particulars	FY 2023-24	FY 2024-25	FY 2025-26
Capitalization	493	1183	1006

Provided that above tabulated Capitalisation may undergo revision subject to Tariff based Competitive Bidding in the Intra-State Transmission Network.

- (2) Employee Expenses and A&G Expenses shall be allowed to be capitalized equivalent to lower of 30% of (total Employee Expenses and A&G Expenses) or actuals in construction of projects in a particular financial year.
- (3) The Capital investment and the respective Scheduled Date of Commissioning, submitted by the Transmission Licensee in the Annual Tariff Petition, shall form the basis for computation of Annual Fixed Cost in terms of Regulation 111 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*.
- (4) Capital cost shall be trued up annually and financial impact on account of variation in projected capital cost in the Tariff Order vis-à-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 98.50%.
- (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 98.50%	AFC x (NDM/NDY) x (TAFM/98.50%)
b)	For 98.50% < TAFM \leq 99.00%	AFC x (NDM/NDY) X 1
c)	For 99.00% < TAFM \leq 99.75%	AFC x (NDM/NDY) x (TAFM/98.50%)
d)	For TAFM > 99.75 %	AFC x (NDM/NDY) x (99.75%/98.50%)

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 2023-24 to FY 2025-26 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 1.00% 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 Beneficiaries and the Transmission Licensee.

PART 4

BUSINESS PLAN FOR DISTRIBUTION LICENSEE

(20) RATE OF RETURN ON EQUITY:

(1) 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 for Wheeling and Retail Business as a whole.

Provided that the Commission shall determine Return on Equity separately for Wheeling and Retail business when such activities will be performed by different entities.

(2) **Carrying Cost:** Return on Equity in terms of Regulation 2(16) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* shall be considered at Base Rate of Return on Equity minus One (1.00%) percent i.e., 13.00% on pre-tax basis for computation of Weighted Average Rate of Interest for funding of Regulatory Asset/Accumulated Revenue Gap through 70% Debt and 30% Equity.

(3) The Equity for the purpose of Return on Equity for Wheeling and Retail Business shall be lower of the Normative Equity determined as per Regulation 63 of the *DERC (Terms And Conditions For Determination of Tariff) Regulations, 2017* or Equity available as per Audited Financial Statement of the relevant year:

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

(21) TAX ON RETURN ON EQUITY:

The Base Rate of Return on Equity as allowed by the Commission under Regulation 20 (1) 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:

$$\text{Rate of Return on Equity} = 14.00 / [(100 - \text{Tax Rate}) / 100]$$

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

Provided that Effective Tax Rate of each Financial Year shall be derived from the respective Income Tax returns.

(22) MARGIN FOR RATE OF INTEREST ON LOAN:

- (1) The Rate of Interest on Loan for a Financial Year shall be Marginal Cost of Fund based Lending Rate (MCLR) of SBI as on 1st April of that Financial Year plus the Margin. The Margin, in terms of Regulation 4(2) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* towards Capitalisation of Assets, Working Capital and Regulatory Assets for Distribution Licensee, is allowed as the difference between the Weighted Average Rate of Interest on Actual Loan Portfolio and the MCLR as on 1st April of that Financial Year:

Provided that Weighted Average Rate of Interest for any Financial Year shall be arrived by including the Interest Paid, all Bank Charges, Syndication Fee and other Charges paid during that year for Raising and Maintaining of the respective loans;

Provided that Margin shall not exceed 3.00%, 2.50% and 2.25% for the First, Second and Third year of the Control Period, respectively;

Provided further also that the Rate of Interest on Loan (MCLR plus Margin) in any case shall not exceed Base Rate of Return on Equity minus One (1.00%) percent, accordingly, maximum rate of Interest on Loan for all power utilities shall be 13.00%.

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

(23) OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES:

- (1) Normative Operation and Maintenance expenses are being determined in terms of Regulation 4(3) and Regulation 92 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*.

- (2) The Distribution Licensee shall be allowed own (Auxiliary) consumption including E-Vehicle Charging Stations installed at Distribution Licensee offices and sub-stations, at Zero Tariff for actual recorded consumption subject to a maximum of 0.25% of total sales excluding own consumption to its retail consumers for the relevant financial year as part of O&M expenses for the relevant year.

- (3) Actual recorded own (Auxiliary) consumption in excess of 0.25% of total sales excluding own consumption to its Retail consumers for the relevant Financial Year, shall be billed at Non Domestic Tariff of respective year's Tariff Schedule and shall form part of Revenue Billed and Collected for the same year.

- (4) The Distribution Licensee shall be allowed O&M expenses for a particular Financial Year of the Control Period by multiplying the normative rate per unit defined herewith of that particular year with the Trued-up sales during the relevant Financial Year.

Provided that, under no circumstances, Distribution Licensees shall be allowed O&M Expenses more than the Actual O&M Expenses as per Audited Books of Accounts during True-up of relevant Financial Year.

- (5) The Employee benefits pertaining to Employees transferred under the Tripartite Agreement are considered uncontrollable in nature, therefore not forming part of Normative O&M Expenses as tabulated below, accordingly, shall be Trued up for relevant Financial year subject to prudence check:

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

- (6) Expenses on account of Statutory Levies towards Property Tax/ Land Licence Fee to GoNCTD, Licence Fee paid to DERC shall be Trued up for relevant Financial year subject to prudence check:

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

Provided also that any expense in the nature of statutory levies already forming part of the actual O&M expenses and considered in the O&M Expense norms of the Distribution Licensee shall not be allowed separately.

- (7) The Legal Expenses including that on account of cases filed against the Orders or Regulations of the Commission before any Court and the legal claims (compensation/penalty) paid to the consumer, if any, shall not be allowed in the Aggregate Revenue Requirement (ARR).
- (8) The Performance Related Incentives forming part of Employees Salary and not out of Profit of Company shall be allowed subject to Prudence Check.
- (9) The expenses on account of Corporate Social Responsibility of the Licensee shall not be allowed in the ARR.
- (10) The Normative Operation and Maintenance Expenses of a Distribution Licensees for the Control Period, after considering Inflationary Growth Rate of 4.66% , shall be as follows:

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

[Rate / Unit of sale (Paise)]

Distribution Licensees	FY 2023-24	FY 2024-25	FY 2025-26
BRPL	54.72	54.92	55.13
BYPL	64.15	64.40	64.64
TPDDL	61.46	62.09	62.73
NDMC	54.72	54.92	55.13

- (11) The Distribution Licensee is to expected to be Efficient in its Operations and reduce the normative O&M Expenses. The savings, if any in such O&M expenses shall be adjusted towards Revenue side. The savings upto 1% shall be passed towards the Consumers and any savings in normative O&M expenses above 1% shall be shared between the Distribution Licensee and Consumers equally.

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

Particulars	FY 2023-24	FY 2024-25	FY 2025-26	Total
Capitalization	658	681	706	2045
Smart Meter	200	200	200	600
Less: Deposit Work	100	100	100	300
Total	758	781	806	2345

Table 10: Capitalisation for BYPL for the Control Period (in Rs. Cr.)

Particulars	FY 2023-24	FY 2024-25	FY 2025-26	Total
Capitalization	359	372	385	1116
Smart Meter	150	150	150	450
Less: Deposit Work	72	76	80	228
Total	437	446	455	1338

Table 11: Capitalisation for TPDDL for the Control Period (in Rs. Cr.)

Particulars	FY 2023-24	FY 2024-25	FY 2025-26	Total
Capitalization	388	414	431	1233
Smart Meter	66	66	66	197
Less: Deposit Work	50	50	50	150
Total	404	430	446	1280

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

Particulars	FY 2023-24	FY 2024-25	FY 2025-26	Total
Capitalization	138	148	139	425

- (2) The Distribution Licensee shall take approval for Capital Investment Schemes as per the provisions of Capital Investment Guidelines issued by the Commission from time to time.
- (3) Employee Expenses and A&G Expenses shall be allowed to be capitalized equivalent to lower of 10% of (total Employee Expenses and A&G Expenses) or actuals in construction of projects in a particular Financial Year.
- (4) The Licensee shall submit the quarterly Capital investment plan along with scheduled date of Commissioning in the Annual Tariff Petition for the relevant year, which shall form the basis for computing the Fixed Cost in terms of Regulation 130 (c) of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*.
- (5) The Distribution Licensee shall submit an application including details of actual Capitalisation on quarterly basis for physical verification and true up of capital cost within 1 (one) month of the completion of the relevant quarter.
- (6) The quarterly Capital Cost submitted by the Distribution Licensee as per aforesaid sub-Regulation (3) shall be trued up by the Commission and financial impact on account of variation in Projected Capital Cost in the Tariff Order vis-a-vis actual capital cost shall be dealt under the Annual true up of relevant financial year as follows:
 - (a) Any excess tariff recovered on account of variation in projected capitalization in the tariff order vis-a-vis trued up capitalization by more than 10% during the year, shall be adjusted in the Revenue Gap/Surplus of the relevant year along with interest rate at 1.20 times of applicable Weighted Average Cost of Capital (WACC) of respective year:

Provided that any excess tariff recovered on account of variation in projected capitalization in the tariff order vis-a-vis trued up capitalization due to reasons beyond the control of the Distribution Licensee, subject to prudence check, shall be adjusted in the Revenue Gap/Surplus of the relevant year along with interest rate equal to applicable Weighted Average Cost of Capital (WACC) of respective year.
 - (b) Any shortfall in tariff recovered on account of variation in projected capitalization in the tariff order vis-a-vis trued up capitalization by more than 10% during the year, shall be adjusted in the Revenue Gap/Surplus of the relevant year along with interest rate at 0.80 times of applicable Weighted Average Cost of Capital (WACC) of respective year.

(25) TARGET FOR DISTRIBUTION LOSS:

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

Table 13: Target for Distribution Loss for the Control Period

Sr. No.	Distribution Licensee	FY 2023-24	FY 2024-25	FY 2025-26
1	BSES Rajdhani Power Ltd.	7.30%	7.14%	6.96%
2	BSES Yamuna Power Ltd.	7.72%	7.54%	7.33%
3	Tata Power Delhi Distribution Ltd.	6.91%	6.83%	6.74%
4	New Delhi Municipal Council	7.72%	7.54%	7.33%

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

Explanation -

Previous Year Distribution Loss Target - PYT

Current Year Distribution Loss Target – CYT

CASE 1: If Actual Loss > CYT, 100% of the distribution loss is to Distribution Licensee.

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

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

(26) TARGET FOR COLLECTION EFFICIENCY:

- (1) The targets for Collection Efficiency for FY 2023-24 to FY 2025-26 of the Distribution Licensee shall be 99.80%.
- (2) The financial impact on account of Collection Efficiency target shall be computed as per the formula specified in Regulation 163 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* as amended from time to time for the Distribution Licensee.
- (3) The financial impact on account of over-achievement in terms of Regulation 164 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* as amended from time to time, for the Distribution Licensee, from the target of 99.80% to 100% shall be shared equally between Consumers and the Distribution Licensees.

Provided that there shall be no penalty for Collection Efficiency if the same is in range of 99.50% to 99.80%.

(27) TARGET FOR RENEWABLE PURCHASE OBLIGATION:

- (1) The targets for Renewable Purchase Obligation (RPO) in terms of Regulation 124 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* of a Distribution Licensee from FY 2023-24 to FY 2025-26 shall be computed as a percentage of Total Sale of Power to its Retail Consumers in its Area of Supply.
- (2) The target for RPO shall be met through purchase of Power from various Renewable Energy Sources or purchase of Renewable Energy Certificates (“*REC*”) or purchase of Hydro Energy Certificates (“*HEC*”) or combination of these and shall be as follows:

Table 14: Targets for Renewable Purchase Obligation

Sr. No.	RPO Targets for Distribution Licensee	FY 2023-24	FY 2024-25	FY 2025-26
1	Wind RPO	1.60%	2.46%	3.36%
2	Other RPO	24.81%	26.37%	28.17%
3	HPO Target	0.66%	1.08%	1.48%
4	Total RPO Target	27.07%	29.91%	33.01%

- (3) Wind RPO shall be met by Energy produced from Wind Power Projects (WPPs) commissioned after 31st March 2022 and the Wind Energy consumed over and above 7% from WPPs commissioned till 31st March 2022.
- (4) HPO shall be met by Energy produced from Hydro Power Projects [*including Large Hydro Projects (LHPs), Pumped Storage Projects & Small Hydro Projects (SHPs)*] commissioned after 8th March 2019.
- (5) Other RPO shall be met by Energy produced from any Renewable Energy Power Project not mentioned in 27 (3) & 27 (4) above and shall include Hydro Power Projects [*including Large Hydro Projects (LHPs), Pumped Storage Projects & Small Hydro Projects (SHPs)*] commissioned before 8th March 2019.
- (6) Any shortfall remaining in achievement of 'Other RPO' category in a particular year shall be met with either the excess energy consumed from WPPs, commissioned after 31st March 2022 beyond 'Wind RPO' for that year or with excess energy consumed from eligible LHPs [*including Large Hydro Projects (LHPs), Pumped Storage Projects & Small Hydro Projects (SHPs)*], commissioned after 8th March 2019 beyond 'HPO' for that year or partly from both. Further, any shortfall in achievement of 'Wind RPO' in a particular year shall be met with excess energy consumed from Hydro Power Plants, which is in excess of 'HPO' for that year and vice versa.
- (7) Renewable Energy Certificates shall be considered as per *Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Renewable Energy Certificates for Renewable Energy Generation) Regulations, 2022* as amended from time to time, for computation of further shortfall in RPO, if any, which shall be Trued-up.
- (8) Renewable Energy Generation recorded through Renewable Energy meters installed in the premises of Net Metering Consumers shall be deemed to be part of RPO of the Distribution Licensee as specified in *DERC (Net Metering for Renewable Energy) Regulations, 2014*, for the relevant year:

Provided that in case the Annual Generation from Solar Generation system recorded through Renewable Energy meters exceeds the Capacity Utilisation Factor (CUF) of 19%, the Distribution Licensee shall get the Renewable Energy meters tested by Independent third party, National Accreditation Board for Testing and Calibration Laboratories (NABL) Accredited Meter Testing Lab.

- (9) The cost of Renewable Energy purchased by the Distribution Licensee through Power Purchase Agreement approved by the Commission and the total power injected into the Grid through Net Metering arrangement, in excess of RPO target shall be part of Power Purchase Cost of the Distribution Licensee for the relevant year.
- (10) Hydro power imported from outside India shall not be considered for meeting HPO and the HPO Trajectory shall be trued up on an Annual Basis depending on the Revised Commissioning schedule of Hydro projects. Further to facilitate compliance of HPO, Hydro Energy Certificate mechanism, as available, may be utilized by Distribution Licensees.
- (11) Non-compliance of RPO targets by Distribution Licensees shall attract penalty at the time of True-up of relevant Financial Year.

Provided that penalty for quantum of shortfall in RPO shall be 10% of weighted average REC price discovered at Power Exchange (IEX) for the Trued-up Year.

- (12) 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 2023-24 to FY 2025-26 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 Sale through Indian Energy Exchange (IEX) 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 2023-24 to FY 2025-26 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 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 during the month.
- (2) The incentive computed under sub-clause (1) above shall be shared between the Consumers and the Distribution Licensee in the following prescribed manner: -

- i. The incentive realisation upto 100% recovery of Average Fixed Cost per unit of all Generating sources of relevant year, projected by the Commission in the relevant Tariff Order, prorated to actual sale of Surplus Power shall be shared in the ratio of $2/3^{\text{rd}}$ to the Consumers and $1/3^{\text{rd}}$ to the Distribution Licensee.
- ii. The incentive realisation above 100% recovery of Average Fixed Cost per unit of all Generating sources of relevant year, projected by the Commission in the relevant Tariff Order, prorated to actual sale of Surplus Power shall be shared in the ratio of $1/3^{\text{rd}}$ to the Consumers and $2/3^{\text{rd}}$ to the Distribution Licensee.

Illustration -

- a) Quantum of Sale of Surplus Power (A) = 1000 MU
- b) Applicable Variable Cost per Unit (B) = Rs. 2.00/kWh
- c) Actual Sale rate of Surplus Power (C) = Rs. 3.50/kWh
- d) Incentive $[D=A*(C-B)] = \text{Rs. } 150 \text{ Cr.}$
- 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 = $(E*A) = \text{Rs. } 100 \text{ Cr.}$ shall be shared in the ratio of $2/3^{\text{rd}}$ (Rs. 67 Cr.) to the Consumers and $1/3^{\text{rd}}$ (Rs. 33 Cr.) to the Distribution Licensees.

Incentive realisation above 100% recovery of Average Fixed Cost per unit = $[D-(E*A)] = \text{Rs. } 50 \text{ Cr.}$ shall be shared in the ratio of $1/3^{\text{rd}}$ (Rs. 16.67 Cr.) to the Consumers and $2/3^{\text{rd}}$ (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).

(3) The normative cost of Banking transactions, while Truing-up the Power Purchase Cost, shall be Weighted Average Rate of Variable Cost of all long term sources for the Financial Year under True-up.

(30) MECHANISM FOR RECOVERY OF POWER PURCHASE COST ADJUSTMENT CHARGES:

The mechanism for recovery of Power Purchase Cost Adjustment Charges (PPAC) in terms of the Regulation 134 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* from FY 2023-24 to FY 2025-26 of the Distribution Licensee shall be as follows:

- (1) The Commission shall specify the detailed formula for computation of PPAC in the Tariff Order for the relevant year.
- (2) The Distribution Licensee shall compute the PPAC for any quarter as per the specified formula for that relevant year:

Provided that a quarter refers to one-fourth of a year i.e., April, May and June (Q1); July, August and September (Q2); and October, November and December (Q3); January, February and March (Q4);

- (3) The PPAC computation of any quarter shall be equally spread and adjusted over subsequent quarter only:

Provided that the Commission may allow to carry forward PPAC to more than one quarter in order to avoid any tariff shock to consumers in terms of Regulation 136 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017*.

- (4) The treatment of PPAC computation as per the specified formula shall be as follows:
 - a) in case PPAC does not exceed 5% for any quarter, the Distribution Licensee may levy

PPAC at 90% of computed PPAC with prior intimation to the Commission without going through the regulatory proceedings.

- b) in case PPAC exceeds 5% but does not exceed 10% for any quarter, the Distribution Licensee may levy PPAC of 5% and 75% of balance PPAC (Actual PPAC% - 5%) with prior intimation to the Commission without going through the regulatory proceedings.
- c) in case PPAC exceeds 10% for any quarter, the Distribution Licensee may levy PPAC as per sub-regulation (a) and (b) as above without going through the regulatory proceedings and shall file an application for prior approval of the Commission for the differential PPAC claim (Actual PPAC% - 8.75%).
- d) The Distribution Licensee shall file Petition only for their claim of PPAC.
- (5) The Distribution Licensee shall upload the computation of PPAC on its website before the same is levied in the consumers' electricity bills prospectively.
- (6) Revenue billed on account of PPAC by the Distribution Licensee, without going through the regulatory proceedings, shall be trued up along-with the Power Purchase Cost of the relevant year and no Carrying Cost shall be allowed due to under-recovery of revenue for the same year.
- (7) Revenue billed on account of PPAC by the Distribution Licensee, without going through the regulatory proceedings, shall be trued up along-with the Power Purchase Cost of the relevant year and Carrying Cost shall be at 1.20 times of carrying cost rate on the excess revenue recovered for the same year.

(31) INCENTIVE SHARING MECHANISM FOR RE-FINANCING OF LOAN:

- (1) The incentive due to lower rate of interest on account of re-financing of loan in terms of Regulation 71 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* from FY 2023-24 to FY 2025-26 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 1.00% 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 15: Retail Business

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

Table 16: Wheeling Business

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

(33) TREATMENT OF REVENUE GAP/SURPLUS:

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

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

(34) TIME SLOTS FOR TIME OF DAY (TOD) TARIFF:

The Commission may, in terms of the Regulation 133 & 153 of the *DERC (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017* specify Time Slots for Time of Day (ToD) Tariff through separate Order.

PART 5**MISCELLANEOUS**

- (35) **ISSUE OF REGULATIONS, ORDERS AND PRACTICE DIRECTIONS:** Subject to the provision of the Act and these Regulations, the Commission may, from time to time, issue Orders and Practice directions with regard to the implementation of these Regulations and procedure to be followed on various matters, which the Commission has been empowered by these Regulations to direct in matters incidental or ancillary thereto.
- (36) **POWERS TO REMOVE DIFFICULTIES:** If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of these Regulations, the Commission may, by a general or special order, not being inconsistent with the provisions of these Regulations or the Act, do or undertake to do things or direct the Licensee to do or undertake such things which appear to be necessary or expedient for the purpose of removing the difficulties.
- (37) **POWER OF RELAXATION:** The Commission may in public interest and for reasons to be recorded in writing, relax any of the provision of these Regulations.
- (38) **INTERPRETATION:** If a question arises relating to the interpretation of any provision of these Regulations, the decision of the Commission shall be final.
- (39) **SAVING OF INHERENT POWERS OF THE COMMISSION:** Nothing contained in these Regulations shall limit or otherwise affect the inherent powers of the Commission from adopting a procedure, which is at variance with any of the provisions of these Regulations, if the Commission, in view of the special circumstances of the matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient to depart from the procedure specified in these Regulations.
- (40) **ENQUIRY AND INVESTIGATION:** All enquiries, investigations and adjudications under these Regulations shall be done by the Commission through the proceedings in accordance with the provisions of the *Delhi Electricity Regulatory Commission Comprehensive (Conduct of Business) Regulations, 2001 as amended from time to time*.

- (41) **POWER TO AMEND:** The Commission, for reasons to be recorded in writing, may at any time vary, alter or modify any of the provision/(s) of these Regulations by amendment after receiving the representation.

RAJESH DANGI, 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_n = Availability of n number of AC lines.

p = Total number of bus reactors/switchable line reactors

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

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

AV_r = Availability of r number of SVCs.

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

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

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

For shunt compensated line the reduced value of SIL shall be taken in accordance with the location of the reactor. Similarly in case of the lines with series compensation the higher SIL shall be taken as per the percentage of compensation.
 - (b) For each HVDC pole- The rated MW capacity * ckt-km
 - (c) For each ICT bank – The rated MVA capacity
 - (d) For SVC- The rated MVAR capacity (inductive and capacitive)
 - (e) For Bus Reactor/switchable line reactors – The rated MVAR capacity.
 - (f) For HVDC back-to-back station connecting two grids- Rated MW capacity of each block.
4. The availability for each category of transmission elements shall be calculated based on the weightage factor, total hours under consideration and non-available hours for each element of that category. The formulae for calculation of Availability of each category of the transmission elements are as per **Appendix-III**.
5. The transmission elements under outage due to following reasons shall be deemed to be available:
 - i. Shut down availed for maintenance of another transmission scheme or construction of new element or renovation/upgradation/additional capitalization in existing system approved by the Commission. If the other transmission scheme belongs to the transmission licensee SLDC may restrict the deemed availability period to that considered reasonable by it for the work involved.
 - ii. Switching off of a transmission line to restrict over voltage and manual tripping of switched reactors as per the directions of SLDC.
6. Outage time of transmission elements for the following contingencies shall be excluded from the total time of the element under period of consideration:
 - i. Outage of transmission elements due to force majeure events. The onus of satisfying the SLDC that outage of transmission element was due to force majeure events shall rest with the Transmission Licensee.

- ii. Outage caused by grid incident/disturbance not attributable to the transmission licensee, e.g. faults in substation or bays owned by other agency causing outage of the transmission licensee's elements, and tripping of lines, ICTs, HVDC, etc. due to grid disturbance. However, if the element is not restored on receipt of direction from SLDC while normalizing the system following grid incident/disturbance within reasonable time, the element will be considered not available for the period of outage after issuance of SLDC's direction for restoration.

Appendix-II

SURGE IMPEDANCE LOADING (SIL) OF AC LINES

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

Appendix-III

FORMULAE FOR CALCULATION OF AVAILABILITY OF EACH CATEGORY OF TRANSMISSION ELEMENTS

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

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

$$AV_p(\text{Availability of Switched Bus reactors}) = \frac{\sum_{m=1}^s \frac{W_m(T_m - T_{NAM})}{T_m}}{\sum_{m=1}^s W_m}$$

$$AV_r(\text{Availability of SVCs}) = \frac{\left[\sum_{l=1}^r \frac{0.5 W_{il}(T_{il} - T_{NAil})}{T_{il}} + \sum_{l=1}^r \frac{0.5 W_{cl}(T_{cl} - T_{ACL})}{T_{cl}} \right]}{\left[\sum_{l=1}^r 0.5 W_{il} + \sum_{l=1}^r 0.5 W_{cl} \right]}$$

Where:

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

W_k = Weightage factor for k^{th} ICT

W_{il} & W_{cl} = Weightage factors for inductive & capacitive operation of l^{th} SVC

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

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

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