



भारत का राजपत्र The Gazette of India

सी.जी.-डी.एल.-अ.-19022025-261162
CG-DL-E-19022025-261162

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 130]
No. 130]

नई दिल्ली, मंगलवार, फरवरी 18, 2025/माघ 29, 1946
NEW DELHI, TUESDAY, FEBRUARY 18, 2025/MAGHA 29, 1946

संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग

(केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख के लिए)

अधिसूचना

जम्मू, 17 जनवरी, 2025

सं. जेआरसी-जेकेएल/आरईजी/2024/13.—विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 181 के साथ पठित धारा उसकी धारा 61, 66 और 86 के अंतर्गत प्रदत्त शक्तियों तथा इस संबंध में उसे सक्षम बनाने वाली अन्य सभी शक्तियों का प्रयोग करते हुए, पिछले प्रकाशन के अनुसार, केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग, एतद्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात:-

अध्याय 1

प्रारंभिक

1. संक्षिप्त शीर्षक, विस्तार और प्रारंभ

- इन विनियमों को संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (संसाधन पर्याप्तता के लिए रूपरेखा) विनियम, 2024 कहा जाएगा।
- ये विनियमन केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख पर भी लागू होंगे।
- ये विनियमन आधिकारिक राजपत्र में प्रकाशन की तिथि से लागू होंगे।

2. उद्देश्य

- 2.1 इन विनियमों का उद्देश्य, इष्टतम उत्पादन मिश्रण के साथ भार की पूर्ति के लिए निर्दिष्ट विश्वसनीयता मानकों के अनुपालन में अनुमानित मांग को विश्वसनीय रूप से पूरा करने के लिए उत्पादन और पारेषण संसाधनों की योजना बनाने के लिए एक तंत्र की रूपरेखा तैयार करके संसाधन पर्याप्तता ढांचे के कार्यान्वयन को सक्षम बनाना है।
- 2.2 संसाधन पर्याप्तता रूपरेखा में मांग मूल्यांकन और पूर्वानुमान, उत्पादन संसाधन योजना, खरीद योजना और निगरानी और अनुपालन के लिए एक तंत्र शामिल होगा।

3. दायरा और प्रयोज्यता

- 3.1. ये विनियमन केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख की विद्युत उत्पादन कंपनियों, वितरण लाइसेंसधारियों, राज्य भार प्रेषण केन्द्र, राज्य पारेषण उपयोगिता तथा ग्रिड से जुड़ी अन्य संस्थाओं और हितधारकों पर लागू होंगे।
- 3.2. इस विनियमन को संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (भार पूर्वानुमान, संसाधन योजनाओं और बिजली खरीद प्रक्रिया के लिए दिशानिर्देश) विनियम 2023 नामक विनियमन के साथ पढ़ा जाना है। इन विनियमों के बीच किसी भी विरोधाभास के मामले में, यह विनियमन प्रबल होगा।

4. परिभाषाएँ

4.1. इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो,

- क. "अधिनियम" का अर्थ विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) तथा उसके पश्चातवर्ती संशोधनों से है।
- ख. "प्राधिकरण" का अर्थ अधिनियम की धारा 70 की उप-धारा (1) में निर्दिष्ट केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण है।
- ग. "क्षमता क्रेडिट" या "सीसी" का अर्थ है स्रोत की नामित क्षमता का एक प्रतिशत, जिसे संसाधन की पर्याप्तता आवश्यकताओं की पूर्ति के लिए गिना जा सकता है।
- घ. "आयोग" का तात्पर्य संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख से है।
- ङ. "एक्सपेक्टेड एनर्जी नॉन-सेवर्ड" या "ईईएनएस" का अर्थ है वह अपेक्षित भार (MWh) की मात्रा जो प्रत्येक वर्ष संसाधन पर्याप्तता योजना के समय सीमा के भीतर सेवा में नहीं लाई जा सकती।
- च. "लॉस ऑफ़ लोड" या "एलओएलपी" का अर्थ यह संभावना है कि एक प्रणाली का भार एक वर्ष में उस भार को पूरा करने के लिए उपलब्ध उत्पादन और फर्म बिजली अनुबंधों से अधिक हो जाएगा।
- छ. "मध्यम अवधि" से तात्पर्य मांग पूर्वानुमान, उत्पादन संसाधन योजना और खरीद योजना के विकास के लिए पांच वर्ष से है।
- ज. "मध्यम अवधि वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना" या "एमटी-डीआरएपी" का अर्थ वितरण लाइसेंसधारी द्वारा मध्यम अवधि संसाधन पर्याप्तता के आकलन के लिए योजना है।
- झ. "सकल भार" का तात्पर्य किसी भी समय-खंड के दौरान ग्रिड पर प्रचलित सकल भार से नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संसाधनों से वास्तविक उत्पादन (मेगावाट) को हटाने पर प्राप्त भार से है।

- ज. "नॉर्मलाइज्ड एनर्जी नॉट सर्व्ड" या "एनईएनएस" का अर्थ है ईईएनएस का सामान्यीकरण, जिसे कुल प्रणाली भार से विभाजित करके प्राप्त किया जाता है।
- ट. "योजना आरक्षित मार्जिन" या "पीआरएम" का अर्थ अधिकतम मांग से ऊपर उपलब्ध क्षमता का निर्दिष्ट प्रतिशत है, जिसे उत्पादन संसाधन नियोजन के प्रयोजन के लिए प्राधिकरण या आयोग द्वारा निर्धारित किया जा सकता है।
- ठ. "संसाधन पर्याप्तता" या "आरए" का अर्थ अपेक्षित मांग को विश्वसनीय रूप से पूरा करने के लिए उत्पादन की पर्याप्त आपूर्ति सुनिश्चित करने हेतु निर्दिष्ट विश्वसनीयता मानकों के अनुपालन में एक इष्टतम उत्पादन मिश्रण के साथ आपूर्ति भार के लिए उत्पादन की पर्याप्त आपूर्ति सुनिश्चित करने के लिए एक तंत्र है, जिसमें लचीले संसाधनों, ऊर्जा बदलाव के लिए भंडारण प्रणालियों और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की आंतरायिकता और परिवर्तनशीलता के प्रबंधन के लिए मांग प्रतिक्रिया उपायों की आवश्यकता को ध्यान में रखते हुए पर्यावरण के अनुकूल प्रौद्योगिकियों के एकीकरण पर ध्यान केंद्रित किया जाता है।
- ड. "संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता" या "आरएआर" का अर्थ होगा संसाधन क्षमता की आवश्यकता, जिसका अनुबंध ऐसी बाध्य इकाई की पूर्वानुमानित मांग को विश्वसनीय रूप से पूरा करने के लिए किया जाएगा तथा आयोग या प्राधिकरण द्वारा निर्धारित उचित नियोजन आरक्षित मार्जिन के साथ इन विनियमों के प्रावधानों के अनुसार किया जाएगा।
- ढ. "अल्पावधि अवधि" का अर्थ एक वर्ष है, जो मांग पूर्वानुमान, उत्पादन संसाधन योजना और खरीद योजना के विकास के लिए निर्धारित किया गया है।
- ण. "अल्पकालिक वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना" या "एसटी-ड्रैप" का तात्पर्य वितरण लाइसेंसधारी द्वारा अल्पकालिक संसाधन पर्याप्तता के आकलन हेतु योजना से है।

इन विनियमों में प्रयुक्त सभी अन्य शब्द और अभिव्यक्तियाँ, यद्यपि यहाँ विशेष रूप से परिभाषित नहीं की गई हैं, लेकिन अधिनियम में परिभाषित हैं, उन्हें अधिनियम में निर्धारित अर्थ के अनुसार समझा जाएगा। यहाँ प्रयुक्त किए गए अन्य शब्द और अभिव्यक्तियाँ, जो इन नियमों या अधिनियम में विशेष रूप से परिभाषित नहीं हैं, लेकिन जम्मू और कश्मीर तथा लद्दाख के केंद्र शासित प्रदेशों में बिजली उद्योग से संबंधित किसी भी कानून द्वारा पारित अधिनियम के अंतर्गत परिभाषित हैं, उन्हें उस कानून में निर्धारित अर्थ के अनुसार समझा जाएगा।

अध्याय 2

सामान्य

5. संसाधन पर्याप्तता ढांचा

5.1 संसाधन पर्याप्तता ढांचा उत्पादन और संचरण संसाधनों की योजना बनाने से संबंधित है, ताकि निर्धारित विश्वसनीयता मानकों के अनुसार अनुमानित मांग को विश्वसनीयता से पूरा किया जा सके और भार की सेवा के लिए एक इष्टतम उत्पादन मिश्रण सुनिश्चित किया जा सके।

5.2 संसाधन पर्याप्तता ढांचे में निम्नलिखित महत्वपूर्ण कदम शामिल होंगे:

- क. मांग आकलन और पूर्वानुमान
- ख. उत्पादन संसाधन योजना
- ग. खरीद योजना
- घ. निगरानी और अनुपालन

5.3. इन विनियमों के प्रयोजन के लिए दीर्घ, मध्यम और अल्पावधि को इस प्रकार माना जाएगा:

- क. पांच वर्ष से अधिक अवधि के लिए दीर्घकालिक खरीद योजना;
- ख. पांच वर्ष तक की अवधि के लिए मध्यकालिक की खरीद योजना; तथा
- ग. एक वर्ष तक की अवधि के लिए अल्पकालिक खरीद योजना।

5.4. इन विनियमों के प्रयोजन के लिए मध्यम और अल्पावधि को इस प्रकार माना जाएगा:

- क. पांच वर्ष तक की अवधि के लिए मध्यम अवधि की खरीद योजना; तथा
- ख. एक वर्ष तक की अवधि के लिए अल्पकालिक खरीद योजना।

5.5. वितरण लाइसेंसधारी को इन विनियमों के अंतर्गत उल्लिखित शर्तों के अनुसार मध्यम अवधि वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एमटी-डीआरएपी) और अल्पकालिक वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एसटी-डीआरएपी) विकसित और तैयार करनी होगी।

5.6. वितरण लाइसेंसधारी, राज्य पारेषण उपयोगिता और राज्य भार प्रेषण केंद्र विभिन्न एजेंसियों को 10 वर्ष तक की अवधि के लिए मांग पूर्वानुमान सहित अपेक्षित जानकारी और डेटा उपलब्ध कराएंगे, ताकि केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण और ग्रिड इंडिया/एनएलडीसी सीईए आरए दिशानिर्देशों के अनुसार क्रमशः एलटी-एनआरएपी और एसटी-एनआरएपी अध्ययन कर सकें।

अध्याय 3

मांग आकलन और पूर्वानुमान

6. दीर्घकालिक और मध्यकालिक मांग का पूर्वानुमान

- 6.1. मांग का आकलन और पूर्वानुमान संसाधन पर्याप्तता आकलन के लिए एक महत्वपूर्ण कदम है। इसमें व्यापक इनपुट डेटा और नीतियों और चालकों और वैज्ञानिक गणितीय मॉडलिंग उपकरणों का उपयोग करके वितरण लाइसेंसधारी के वितरण क्षेत्र के भीतर कई क्षितिजों (अल्प/मध्यम/दीर्घकालिक) के लिए मांग का प्रति घंटा या उप-घंटे मूल्यांकन और पूर्वानुमान शामिल होगा।
- 6.2. वितरण लाइसेंसधारी अपने नियंत्रण क्षेत्र में मांग (मेगावाट) और ऊर्जा (मेगावाट घंटा) के आकलन और पूर्वानुमान के लिए जिम्मेदार होगा।
- 6.3. वितरण लाइसेंसधारी को प्रत्येक उपभोक्ता श्रेणी के लिए भार पूर्वानुमान निर्धारित करना होगा, जिसके लिए आयोग ने अलग-अलग खुदरा प्रशुल्क निर्धारित किया है।
- 6.4. वितरण लाइसेंसधारी निम्नलिखित में से किसी एक और/या निम्नलिखित पद्धतियों के संयोजन को अपनाकर ग्राहक श्रेणी के लिए भार पूर्वानुमान निर्धारित करेगा:
 - क) मिश्रित औसत वृद्धि दर (सीएजीआर);
 - ख) पूर्ण या आंशिक अंतरण;
 - ग) प्रवृत्ति विश्लेषण;

- घ) ऑटो-रिग्रेसिव इंटीग्रेटेड मूविंग एवरेज (एआरआईएमए);
- ङ) मशीन लर्निंग, एएनएन तकनीक सहित एआई; और
- च) अर्थमिति (उपयोग किए गए पैरामीटर, एल्गोरिदम और डेटा के स्रोत को निर्दिष्ट करते हुए)।

- 6.5. वितरण लाइसेंसधारी विद्युत शक्ति सर्वेक्षण (ईपीएस) अनुमानों को आधार के रूप में उपयोग कर सकता है और/या विधि के लाभों को दर्ज करने के बाद उपर्युक्त के अलावा किसी अन्य पद्धति का उपयोग कर सकता है। इसके अलावा, वितरण लाइसेंसधारी को मांग/भार पूर्वानुमान के उद्देश्य से विभिन्न परिदृश्यों (जैसे सबसे संभावित, सामान्य व्यापार, आक्रामक) के लिए संभाव्य मॉडलिंग दृष्टिकोण को ध्यान में रखते हुए विभिन्न पद्धतियों में से सबसे उपयुक्त पद्धति का उपयोग करना चाहिए, जैसा कि खंड 6.14 के तहत उल्लिखित है।
- 6.6. किसी उपभोक्ता श्रेणी के लिए भार पूर्वानुमान तथा उपभोक्ता श्रेणी के भार पूर्वानुमान के लिए प्रयुक्त की जाने वाली कार्यप्रणाली तय करने के प्रयोजनार्थ, वितरण लाइसेंसधारी को सांख्यिकीय विश्लेषण करना होगा तथा ऐसी पद्धति का चयन करना होगा जिसके लिए मानक विचलन न्यूनतम तथा आर-स्क्वायर सबसे अधिक हो।
- 6.7. वितरण लाइसेंसधारी को अत्याधुनिक उपकरणों, वैज्ञानिक और गणितीय पद्धतियों, और व्यापक डेटाबेस का उपयोग करना चाहिए, जिसमें मौसम संबंधी आंकड़े, ऐतिहासिक आंकड़े, जनसांख्यिकीय और अर्थमितीय आंकड़े, उपभोग प्रोफाइल, नीतियों और प्रेरकों का प्रभाव आदि शामिल हैं, जो उनके नियंत्रण क्षेत्र के लिए लागू हो सकते हैं।
- 6.8. वितरण लाइसेंसधारी प्रत्येक ग्राहक श्रेणी के लिए, निम्नलिखित गतिविधियों में से प्रत्येक के प्रभाव पर विचार करके, किसी भी तरफ प्राप्त भार को संशोधित कर सकता है, लेकिन यह इन तक ही सीमित नहीं है। आर्थिक मापदंडों, नीतियों, ऐतिहासिक आंकड़ों और भविष्य के अनुमानों के आधार पर प्रत्येक गतिविधि के लिए प्रक्षेप पथ विकसित करके प्रभाव पर विचार किया जाएगा।
- क) मांग पक्ष प्रबंधन;
 - ख) खुली पहुंच;
 - ग) वितरित ऊर्जा संसाधन;
 - घ) डीएसएम और मांग प्रतिक्रिया उपाय;
 - ङ) इलेक्ट्रिक वाहन;
 - च) टैरिफ सिग्नल;
 - छ) विशिष्ट ऊर्जा खपत में परिवर्तन,
 - ज) विद्युतीकरण से वाणिज्यिक गतिविधियों में वृद्धि
 - झ) कृषि पंप सेटों की संख्या में वृद्धि और उसका सौरीकरण
 - ञ) मौसमी उपभोक्ताओं द्वारा उपभोग पैटर्न में परिवर्तन
 - ट) आपूर्ति की उपलब्धता; तथा
 - ठ) नीतिगत प्रभाव जैसे सभी ग्राहकों को 24X7 आपूर्ति, एलईडी प्रवेश, पंखों/उपकरणों का कुशल उपयोग, खाना पकाने/तापन अनुप्रयोगों के लिए उपकरणों का बढ़ता उपयोग, विद्युतीकरण नीतियां, वितरण ऊर्जा

संसाधन, भंडारण और नीतियां, जो अर्थमितीय मापदंडों, राष्ट्रीय हाइड्रोजन मिशन के प्रभाव को प्रभावित कर सकती हैं। प्रत्येक नीति के लिए, प्रत्येक ग्राहक श्रेणी के लिए एक अलग प्रक्षेपवक्र विकसित किया जाना चाहिए।

- 6.9. वितरण लाइसेंसधारी अपने विचार के गुण-दोष को दर्ज करने के पश्चात खंड 6.8 में उल्लिखित न किए गए किसी अन्य कारक पर भी विचार कर सकता है।
- 6.10. जिन ग्राहक श्रेणियों के लिए भार अनुसंधान किया गया है, उनकी मध्यम अवधि भार प्रोफाइल को भार अनुसंधान विश्लेषण के आधार पर परिष्कृत किया जा सकता है। किए गए परिष्करण के लिए विस्तृत स्पष्टीकरण प्रदान किया जाना चाहिए।
- 6.11. ऊर्जा पूर्वानुमान (MWh) का योग विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों के लिए, कैप्टिव, प्रोसमर और ओपन एक्सेस भार पूर्वानुमान के समायोजन के बाद, जो कि धाराओं 6.4 से 6.10 के अनुसार प्राप्त किया गया है, लाइसेंसधारी के लिए भार पूर्वानुमान होगा।
- 6.12. लाइसेंसधारक नवीनतम टैरिफ आदेश में आयोग द्वारा अनुमोदित हानि प्रक्षेपवक्र को जोड़कर भार पूर्वानुमान (मेगावाट घंटे में) की गणना करेगा। नियोजन क्षितिज के लिए आयोग द्वारा अनुमोदित हानि प्रक्षेपवक्र की अनुपस्थिति में, राज्य/संघ राज्य क्षेत्रों या राष्ट्रीय नीतियों द्वारा निर्धारित उचित हानि प्रक्षेपवक्र पर विस्तृत स्पष्टीकरण के साथ विचार किया जाएगा।
- 6.13. अधिकतम मांग (मेगावाट में) का निर्धारण पिछले तीन वर्षों के औसत भार कारक, भार विविधता कारक, मौसमी भिन्नता कारकों और खंड 6.12 में प्राप्त भार पूर्वानुमान (मेगावाट घंटे में) पर विचार करके किया जाएगा। यदि भविष्य के वर्षों के लिए किसी अन्य उपयुक्त भार कारक पर विचार किया जाता है, तो विस्तृत विवरण प्रदान किया जाना चाहिए।
- 6.14. वितरण लाइसेंसधारी सर्वाधिक संभावित मांग पूर्वानुमान निर्धारित करने के लिए सुग्राहिता और संभाव्यता विश्लेषण करेगा। वितरण लाइसेंसधारी को संभावित परिदृश्यों के लिए दीर्घकालिक और मध्यकालिक मांग पूर्वानुमान भी विकसित करना चाहिए, जबकि यह सुनिश्चित करना चाहिए कि कम से कम तीन विभिन्न परिदृश्य (सबसे संभावित, सामान्य व्यापार, और आक्रामक परिदृश्य) विकसित किए जाएं।

7. केंद्र शासित प्रदेश स्तर पर अल्पावधि (प्रति घंटा/उप-प्रति घंटा) मांग पूर्वानुमान और एकत्रीकरण

- 7.1. वितरण लाइसेंसधारी प्रति घंटा या उप-प्रति घंटा मांग पूर्वानुमान के लिए एक पद्धति विकसित करेगा तथा एक ऐतिहासिक डाटाबेस बनाए रखेगा।
- 7.2. प्रति घंटे भार प्रोफाइल का पता लगाने और अधिकतम मांग में विभिन्न ग्राहक श्रेणियों के योगदान के आकलन के उद्देश्य से, भार अनुसंधान विश्लेषण किया जाएगा और मांग प्रतिक्रिया, लोड शिफ्ट उपायों, उपयोग के समय के प्रभाव को वितरण लाइसेंसधारी द्वारा राज्य भार प्रेषण केंद्र से इनपुट के साथ शामिल किया जाएगा। किए गए परिशोधन के लिए एक विस्तृत स्पष्टीकरण प्रदान किया जाना चाहिए।
- 7.3. वितरण लाइसेंसधारी अत्याधुनिक उपकरणों, वैज्ञानिक एवं गणितीय पद्धतियों तथा व्यापक डेटा जैसे कि मौसम संबंधी डेटा, ऐतिहासिक डेटा, जनसांख्यिकीय और अर्थमितीय डेटा, उपभोग प्रोफाइल, नीतियां और चालक आदि का उपयोग करेगा, जो उनके नियंत्रण क्षेत्र के लिए लागू हो सकते हैं।

- 7.4. वितरण लाइसेंसधारी को आगामी वर्ष के लिए प्रति घंटा या उप-घंटा 1-वर्षीय अल्पावधि (एसटी) और 5-वर्षीय मध्यम अवधि (एमटी) पूर्वानुमान तैयार करना होगा और प्रत्येक वर्ष 30 अप्रैल तक एसएलडीसी को प्रस्तुत करना होगा।
- 7.5. एसटीयू, एसएलडीसी से प्राप्त आदानों और संघ राज्य क्षेत्रों के वितरण लाइसेंसधारियों के मांग अनुमानों के आधार पर, विभिन्न समयावधियों अर्थात् दीर्घावधि, मध्यम अवधि और अल्पावधि में, संघ राज्य क्षेत्र की विविधता पर विचार करते हुए संपूर्ण संघ राज्य क्षेत्र के लिए मांग का अनुमान लगाएगा।
- 7.6. एसएलडीसी वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा मांग पूर्वानुमानों को एकत्रित करेगा, भार विविधता, अनुरूपता, मौसमी भिन्नता पहलुओं पर विचार करेगा और आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए प्रत्येक वर्ष की 31 मई तक प्राधिकरण और एनएलडीसी और आरएलडीसी को केंद्र शासित प्रदेश स्तर पर समग्र मांग पूर्वानुमान (मेगावाट और मेगावाट घंटा) प्रस्तुत करेगा।

अध्याय 4

उत्पादन संसाधन योजना

8. उत्पादन संसाधन मूल्यांकन और नियोजन, मांग मूल्यांकन और पूर्वानुमान के बाद दूसरा चरण है और इसमें मौजूदा और अनुबंधित संसाधनों का मूल्यांकन, उनकी क्षमता जमा करने पर विचार करते हुए और आरक्षित मार्जिन की योजना सहित पूर्वानुमानित मांग को पूरा करने के लिए वृद्धिशील क्षमता आवश्यकता की पहचान करना शामिल है।
9. उत्पादन संसाधन नियोजन में मुख्य रूपरेखा और महत्वपूर्ण चरण:
 - 9.1. उत्पादन संसाधन नियोजन में निम्नलिखित चरण शामिल होंगे, अर्थात् (क) उत्पादन संसाधनों की क्षमता जमा करना, (ख) नियोजन आरक्षित मार्जिन का आकलन, और (ग) नियंत्रण क्षेत्र (क्षेत्रीय/राज्य) के भीतर बाध्य संस्थाओं के लिए संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता और आवंटन का पता लगाना।
 - 9.2. वितरण लाइसेंसधारी को दीर्घकालिक और मध्यकालिक अवधि के लिए मेगावाट में मौजूदा संसाधन मानचित्र विकसित करने के लिए अपने सभी अनुबंधित मौजूदा संसाधनों, आगामी संसाधनों और समाप्त होने वाले संसाधनों का मानचित्रण करना होगा।
 - 9.3. मानचित्रण में विद्युत उत्पादन मशीनों की महत्वपूर्ण विशेषताएं और मापदंड शामिल होंगे, जैसे तापीय मशीनों के लिए ऊष्मा दर, सहायक खपत, उत्थान दर, अवनति दर आदि; हाइड्रो मशीनों के लिए जल विज्ञान और मशीन विशेषताएं, आदि; तथा नवीकरणीय संसाधन, नवीकरणीय संसाधन-आधारित विद्युत संयंत्रों के लिए उनकी क्षमता कारक/सीयूएफ, आदि, जिन्हें संसाधन योजना में विचार किया जाएगा। प्रत्येक उत्पादन मशीन के लिए सभी विशेषताओं और मापदंडों के साथ उनके मूल्य संसाधन योजना में प्रदान किए जाएंगे।
 - 9.4. राज्य/संघ राज्य क्षेत्रों और केंद्रीय विद्युत ग्रिड संहिताओं में परिभाषित अपूर्ति न की गई मांग के लिए दंड, जबरन कटौती, स्पिनिंग रिजर्व आवश्यकताएं, तथा प्रणाली उत्सर्जन सीमाएं और पर्यावरण एवं वन मंत्रालय द्वारा निर्दिष्ट उत्सर्जन मानदंडों जैसी बाधाओं की पहचान की जाएगी तथा उन्हें सूचीबद्ध किया जाएगा।
 - 9.5. वितरण लाइसेंसधारी को प्राधिकरण या आयोग द्वारा यथास्थिति निर्दिष्ट नियोजन रिजर्व भी शामिल करना होगा। आयोग से किसी दिशा-निर्देश के अभाव में, वितरण लाइसेंसधारी उपयुक्त नियोजन रिजर्व पर विचार कर सकता है। विचाराधीन नियोजन रिजर्व का मूल्य औचित्य के साथ संसाधन योजना में निर्धारित किया जाएगा।

10. उत्पादन संसाधनों की क्षमता क्रेडिटिंग

10.1. वितरण लाइसेंसधारी इस विनियमन के खंड 10.2 के अंतर्गत उल्लिखित शुद्ध भार-आधारित दृष्टिकोण को लागू करके अपने अनुबंधित उत्पादन संसाधनों के लिए क्षमता क्रेडिट (सीसी) कारकों की गणना करेगा। रोलिंग आधार पर पिछले पांच वर्षों के लिए अनुबंधित उत्पादन संसाधन के प्रत्येक प्रकार के लिए क्षमता क्रेडिट (सीसी) कारक का पांच वर्षीय औसत उत्पादन संसाधन नियोजन के उद्देश्य के लिए क्षमता क्रेडिट कारक के रूप में माना जाएगा।

10.2 उत्पादन संसाधनों (पवन और सौर सहित) के लिए क्षमता क्रेडिट (सीसी) कारकों के निर्धारण के लिए निम्नलिखित आधार आधारित दृष्टिकोण/पद्धति निम्नानुसार अपनाई जाएगी:

- क) प्रत्येक वर्ष के लिए, 8760 घंटों (या समय-ब्लॉक) के लिए प्रति घंटे दर्ज सकल भार को अवरोही क्रम में व्यवस्थित किया जाएगा।
- ख) प्रत्येक घंटे के लिए, शुद्ध भार की गणना 8760 घंटों (या समय- खंड) के लिए उस भार के अनुरूप वास्तविक पवन या सौर उत्पादन को घटाकर की जाती है और फिर चरण 1 के समान अवरोही क्रम में व्यवस्थित किया जाता है।
- ग) इन दो भार अवधि वक्रों के बीच का अंतर, पवन उत्पादन या सौर उत्पादन, जैसा भी मामला हो, के क्षमता कारक के योगदान को दर्शाता है।
- घ) पवन या सौर ऊर्जा उत्पादन क्षमता की स्थापित क्षमता को शीर्ष 250 भार घंटों के अनुरूप जोड़ा जाता है।
- ङ) शीर्ष 250 घंटों के अनुरूप पवन या सौर ऊर्जा से कुल उत्पादन का योग निकाला जाता है।
- च) परिणामी सीसी कारक (शीर्ष भार 250 घंटे के लिए कुल उत्पादन) / (शीर्ष भार 250 घंटे के लिए स्थापित आरई क्षमता) है, नीचे दिए गए सूत्र के अनुसार:

शीर्ष घंटों के लिए आरई उत्पादन का योग

सीसी कारक =

शीर्ष घंटों के लिए नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता का योग

छ) सीसी कारक निर्धारण की प्रक्रिया पिछले पांच वर्षों की अवधि के लिए प्रत्येक वर्ष के लिए की जाएगी और परिणामी सीसी पिछले 5 वर्षों के सीसी मूल्यों का औसत होगा।

10.3. अंतर-राज्यीय अनुबंधित नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन या अंतर-राज्यीय नवीकरणीय ऊर्जा संसाधनों के उद्देश्य से, नवीकरणीय ऊर्जा या उत्पादन संसाधन के लिए सीसी कारक का योगदान, जहां ऐसा संसाधन ग्रिड में स्थित है (अर्थात् अंतर-राज्यीय या अंतःराज्यीय, जैसा भी मामला हो) जैसा कि वितरण लाइसेंसधारी द्वारा अनुबंधित है, पर विचार किया जाएगा। इस उद्देश्य के लिए, प्राधिकरण या आयोग द्वारा निर्दिष्ट सीसी कारक पर विचार किया जाएगा।

10.4. जल विद्युत उत्पादन संसाधनों के लिए सीसी कारकों की गणना जल उपलब्धता के आधार पर की जाएगी, जिसमें नदी-प्रवाह जल विद्युत परियोजनाओं और बांध-आधारित/भंडारण-आधारित जल विद्युत परियोजनाओं के लिए अलग-अलग सीसी कारक होंगे। तापीय संसाधनों के लिए सीसी की गणना कोयले की उपलब्धता और जबरन कटौती के आधार पर की जाएगी।

- 10.5. वितरण लाइसेंसधारी को अपने अनुबंधित संसाधनों के लिए सीसी कारक को राज्य भार प्रेषण केंद्रों के साथ इसकी गणना के औचित्य के साथ साझा करना होगा।
- 10.6. एसएलडीसी समग्र केंद्र शासित प्रदेश मांग और केंद्र शासित प्रदेश निवल भार तथा केंद्र शासित प्रदेश में उपलब्ध अनुबंधित आरई उत्पादन संसाधनों पर विचार करते हुए राज्य-विशिष्ट सीसी कारकों की गणना करेगा और समय-समय पर प्राधिकरण तथा एनएलडीसी और आरएलडीसी को ऐसी सीसी कारक जानकारी प्रस्तुत करेगा।

11. प्लानिंग रिजर्व मार्जिन (पीआरएम) का आकलन

- 11.1. अधिकतम भार के प्रतिशत के रूप में प्लानिंग रिजर्व मार्जिन (पीआरएम) अतिरिक्त उत्पादन संसाधन या नियोजन रिजर्व को दर्शाता है, जिस पर उत्पादन संसाधन नियोजन के उद्देश्य के लिए विचार किया जाना आवश्यक है।
- 11.2. ऐसा प्लानिंग रिजर्व मार्जिन (पीआरएम) कारक (उदाहरण के लिए, 7%) लॉस ऑफ़ लोड (एलओएलपी, उदाहरण के लिए, 0.2%) और नॉर्मलाइज्ड एनर्जी नॉट सर्व्ड (एनईएनएस, उदाहरण के लिए, 0.05%) के संदर्भ में विश्वसनीयता सूचकांक पर आधारित होगा, जैसा कि प्राधिकरण द्वारा निर्दिष्ट किया जा सकता है और इसे उपयोगिताओं द्वारा संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता और उत्पादन संसाधन क्षमता नियोजन के लिए उनकी योजना में विचार किया जाएगा।
- 11.3. वितरण लाइसेंसधारी द्वारा क्षमता नियोजन तथा एस.टी.यू./एस.एल.डी.सी. द्वारा केंद्र शासित प्रदेश स्तर पर संसाधन पर्याप्तता नियोजन में केंद्र शासित प्रदेश स्तर पर एकीकृत संसाधन योजना विकसित करते समय पी.आर.एम. को ध्यान में रखा जाएगा।

12. नियंत्रण क्षेत्र के लिए संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता और उसके आवंटन का पता लगाना।

- 12.1. इन नियमों के तहत विनियमन 10 के अनुसार सीसी कारकों को लागू करने और अनुबंधित उत्पादन संसाधनों (मौजूदा और योजनाबद्ध) के लिए समायोजित क्षमता निर्धारित करने के बाद, ऐसे समायोजित अनुबंधित उत्पादन क्षमता (मौजूदा और योजनाबद्ध) का योग 15 मिनट के अंतराल या उससे अधिक के समय धुरी पर, लेकिन एक घंटे से अधिक नहीं, वितरण लाइसेंसधारी का संसाधन मानचित्र बनाएगा।
- 12.2. वितरण लाइसेंसधारी संसाधन अंतराल की पहचान करने के लिए धारा 6 (संदर्भ खंड 6.13) में विकसित मांग पूर्वानुमान से खंड 12.1 में विकसित संसाधन मानचित्र को घटाएगा। वितरण लाइसेंसधारी के लिए दीर्घावधि और मध्यम अवधि के लिए आरए अनुपालन के संदर्भ में संसाधन अंतराल को इन विनियमों में निर्दिष्ट पद्धति से विकसित किया जाएगा।
- 12.3. वितरण लाइसेंसधारी को सबसे संभावित संसाधन अंतर का निर्धारण करने के लिए सुग्राहिता और संभावना विश्लेषण करना चाहिए। वितरण लाइसेंसधारी को संभावित परिदृश्यों के लिए दीर्घकालिक और मध्यकालिक संसाधन अंतर योजनाएँ विकसित करनी चाहिए, और यह सुनिश्चित करना चाहिए कि कम से कम तीन विभिन्न परिदृश्य (सबसे संभावित, सामान्य व्यापार, और आक्रामक) विकसित किए जाएँ।
- 12.4. सर्वाधिक संभावित परिदृश्य के आधार पर, वितरण लाइसेंसधारी आरए लक्ष्य आवश्यकता को पूरा करने के लिए प्रत्येक वर्ष 31 अगस्त तक मध्यकालिक वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एमटी-डीआरएपी) और अल्पकालिक वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एसटी-डीआरएपी) का विकास कार्य शुरू करेगा।
- 12.5. वार्षिक रोलिंग योजना के माध्यम से वृद्धिशील क्षमता संवर्धन की आवश्यकता को अनुकूलित करने के लिए राष्ट्रीय संयोग शिखर के संदर्भ में आरए आवश्यकता नियोजन किया जाएगा। राज्यों द्वारा चूक की घटनाओं,

यदि कोई हो, की जांच करने के लिए राष्ट्रीय आरए आवश्यकता नियोजन की मध्यावधि समीक्षा की जाएगी।

- 12.6. आरए आवश्यकता की योजना बनाते समय, वितरण लाइसेंसधारी को यूटी के लिए आरए आवश्यकता के आवंटन को विधिवत रूप से ध्यान में रखना होगा, जैसा कि प्राधिकरण या एनएलडीसी द्वारा सुझाया जा सकता है, जो कि एमटी-आरए और एसटी-आरए के लिए नेशनल को-इंसिडेंट पीक डिमांड (सीपीडी) में योगदान के आधार पर हो।
- 12.7. आयोग आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए प्रत्येक वर्ष 30 सितम्बर तक वितरण लाइसेंसधारियों के एमटी-डीआरएपी और एसटी-डीआरएपी को अनुमोदित करेगा, जिसमें वार्षिक रोलिंग योजनाएं भी शामिल होंगी, जिसमें विभिन्न परिदृश्यों पर विचार किया जाएगा, साथ ही प्राधिकरण या एनएलडीसी या आरएलडीसी द्वारा निर्धारित राष्ट्रीय उच्चतम या राष्ट्रीय आरए आवश्यकता में इसके योगदान के आधार पर यूटी वितरण लाइसेंसधारी को आवंटित संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता का आवंटन भी किया जाएगा।

अध्याय 5

अधिग्रहण योजना

13. अधिग्रहण योजना में (क) इष्टतम विद्युत खरीद संसाधन मिश्रण का निर्धारण, (ख) खरीद के प्रकार और अवधि के तौर-तरीकों पर निर्णय, तथा (ग) संसाधन की कमी के जोखिम को कम करने और फंसे हुए क्षमता या अनुबंधित उत्पादन से बचने के लाभ को अधिकतम करने के लिए क्षमता व्यापार या साझाकरण में संलग्न होना शामिल होगा।

14. अधिग्रहण संसाधन मिश्रण

- 14.1. वितरण लाइसेंसधारी अपनी विद्युत अधिग्रहण रणनीति में इष्टतम अधिग्रहण उत्पादन संसाधन मिश्रण पर जोर देगा, जिससे विश्वसनीयता मानकों को पूरा करते हुए विद्युत अधिग्रहण संसाधन विकल्पों के अपने पोर्टफोलियो में नवीकरणीय ऊर्जा का सुचारू एकीकरण संभव हो सकेगा।
- 14.2. सर्वश्रेष्ठ उत्पादन अधिग्रहण संसाधन मिश्रण की पहचान के लिए, संपत्तियों के फंसने से बचने के लिए अनुकूलन तकनीकों और न्यूनतम लागत मॉडलिंग का उपयोग किया जाएगा। वितरण लाइसेंसधारी न्यूनतम लागत मॉडलिंग और अनुकूलन तकनीकों को अपनाने में संलग्न होगा और इसे अपने समग्र बिजली अधिग्रहण नियोजन अभ्यास में प्रदर्शित करेगा जिसे अनुमोदन के लिए आयोग को प्रस्तुत किया जाएगा।
- 14.3. वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा अधिग्रहण की प्रक्रिया पहचाने गए संसाधन मिश्रण के अनुरूप होनी चाहिए और समय-समय पर उचित सरकार द्वारा अधिसूचित राष्ट्रीय विद्युत योजना और नीतियों को ध्यान में रखते हुए की जानी चाहिए।

15. अधिग्रहण का प्रकार और अवधि

- 15.1. वितरण लाइसेंसधारी, संसाधन मिश्रण की खरीद के तरीकों और अवधि का निर्धारण करते समय, यह सुनिश्चित करेगा कि प्रारंभिक स्तर पर क्षेत्र के भीतर उपलब्ध क्षमता का अधिकतम उपयोग किया जाए। क्षेत्र में सबसे कम लागत वाले संसाधनों की उपलब्धता को ध्यान में रखते हुए, खरीद अनुबंध का निर्णय पहले उसी क्षेत्र में लिया जाएगा, जिसमें संसाधनों की उपलब्धता है, साथ ही ट्रांसमिशन बाधाओं और बाहरी क्षेत्र से खरीद के लिए ट्रांसमिशन की लागत पर विचार किया जाएगा। यदि आवश्यक हो, तो इसके बाद अन्य क्षेत्रों में भी निर्णय लिया जाएगा।
- 15.2. वितरण लाइसेंसधारी दीर्घकालिक, मध्यकालिक और अल्पकालिक अवधि में उत्पादन संसाधन मिश्रण और खरीद रणनीति की पहचान करेंगे तथा आयोग का अनुमोदन प्राप्त करेंगे।

- 15.3. अपने समग्र विद्युत खरीद नियोजन दृष्टिकोण में, वितरण लाइसेंसधारी को दीर्घकालिक और मध्यकालिक व्यवस्थाओं के माध्यम से पर्याप्त अनुबंध पर अधिक जोर देना होगा।
- 15.4. वार्षिक रोलिंग योजना के माध्यम से मूल्यांकन, वितरण लाइसेंसधारी की मौजूदा और नियोजित खरीद पहलों को ध्यान में रखते हुए एमटी/एसटी के माध्यम से कुछ वृद्धिशील क्षमता संवर्धन आवश्यकता के रूप में होगा।
- 15.5. वितरण लाइसेंसधारी को प्रत्येक वर्ष 30 नवंबर तक क्षमताओं का अनुबंध करना होगा और अगले वर्ष के लिए वार्षिक रोलिंग योजना को प्रत्येक वर्ष 31 दिसंबर तक एसटीयू/एसएलडीसी को प्रस्तुत करना होगा।
- 15.6. एसटीयू और एसएलडीसी प्रत्येक वर्ष 31 जनवरी तक आगामी वर्ष के लिए आरएलडीसी को राज्य स्तर की समेकित योजना प्रस्तुत करेंगे, तथा आरएलडीसी आगामी वर्ष के लिए प्रत्येक वर्ष 31 जनवरी तक क्षेत्रीय स्तरीय समेकित योजना एनएलडीसी को प्रस्तुत करेगा।
- 16. क्षमता का साझाकरण**
- 16.1. वितरण लाइसेंसधारी को संसाधन पर्याप्तता योजना तैयार करते समय अल्पावधि क्षमता साझेदारी की संभावना को ध्यान में रखना होगा तथा केन्द्रीय आयोग द्वारा बनाए गए अंतर-राज्यीय क्षमता साझेदारी या व्यापार तंत्र के लिए प्लेटफॉर्म का इष्टतम उपयोग करना होगा, तथा जहां तक संभव हो सके क्षमता लागत को अनुकूलतम बनाना होगा।
- 16.2. वितरण लाइसेंसधारी को अनुपालन सत्यापन के लिए एसएलडीसी और एसटीयू को अनुबंधित क्षमता के बारे में जानकारी प्रस्तुत करनी होगी।
- 16.3. वितरण लाइसेंसधारी, एसटीयू और एसएलडीसी खरीद योजना के साथ-साथ वार्षिक रोलिंग योजनाओं के लिए आयोग का अनुमोदन प्राप्त करेंगे।

अध्याय 6

निगरानी और अनुपालन

17. निगरानी और अनुपालन

- 17.1. **निगरानी और रिपोर्टिंग:** एमटी-डीआरएपी और एसटी-डीआरएपी के आधार पर, एसटीयू और एसएलडीसी आगामी वर्ष के लिए प्रत्येक वर्ष 30 सितम्बर तक राज्य आयोग को राज्य-समेकित क्षमता की कमी के बारे में सूचित करेंगे तथा वितरण लाइसेंसधारियों को अतिरिक्त क्षमता के लिए प्रतिबद्ध होने की सलाह देंगे।
- 17.2. **आरए अनुपालन में कमी के लिए उपचार:** वितरण लाइसेंसधारियों को आर.ए. आवश्यकता का अनुपालन करना होगा और गैर-अनुपालन की स्थिति में, आर.ए. अनुपालन में कमी के लिए उचित गैर-अनुपालन शुल्क लागू होगा।

अध्याय 7

भूमिकाएं एवं जिम्मेदारियां और समयसीमा

18. डेटा आवश्यकता और साझाकरण प्रोटोकॉल

- 18.1. वितरण लाइसेंसधारियों को मांग आकलन और पूर्वानुमान से संबंधित सभी डेटा को बनाए रखना होगा और एसटीयू/एसएलडीसी के साथ साझा करना होगा, जैसे कि उपभोक्ता डेटा, ऐतिहासिक मांग डेटा, मौसम डेटा, जनसांख्यिकी और अर्थमितीय चर, टीएंडडी नुकसान, वास्तविक विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता और कटौती सहित उपलब्धता, अधिकतम बिजली की मांग, और मांग प्रोफाइल में परिवर्तन के साथ अधिकतम पूर्ति (जैसे कृषि बदलाव, उपयोग का समय, आदि), ऐतिहासिक प्रति घंटा लोड आकार, आदि।

- 18.2. वितरण लाइसेंसधारी नीतियों और चालकों से संबंधित सभी आंकड़े और डेटाबेस बनाए रखेगा, जैसे कि एलईडी प्रवेश, कुशल फैन प्रवेश, उपकरण प्रवेश, घरों में खाना पकाने के लिए बिजली के उपकरणों का बढ़ता उपयोग, भौगोलिक क्षेत्रों/ इलाकों के लिए वाणिज्यिक गतिविधियों में वृद्धि, नियंत्रण क्षेत्र के भीतर कृषि पंपों और सौरकरण की संख्या में वृद्धि, विशिष्ट ऊर्जा खपत में परिवर्तन, डीएसएम और डीईआर, ईवी और ओए जैसे मौसमी उपभोक्ताओं से खपत पैटर्न, राष्ट्रीय हाइड्रोजन मिशन, एटी एंड सी घाटे में कमी, आदि को भी साझा किया जाएगा।
- 18.3. वितरण लाइसेंसधारी को उपभोक्ताओं के प्रत्येक वर्ग, जैसे घरेलू, वाणिज्यिक, सार्वजनिक प्रकाश व्यवस्था, सार्वजनिक जल कार्य, सिंचाई, एलटी उद्योग, एचटी उद्योग, रेलवे कर्षण, थोक (गैर-औद्योगिक एचटी उपभोक्ता), खुली पहुंच, कैप्टिव पावर प्लांट, के लिए खपत प्रोफाइल से संबंधित कम से कम पिछले 10 वर्षों के आंकड़े अपने डेटाबेस में बनाए रखने होंगे, भार सर्वेक्षण से प्राप्त जानकारी, अधिकतम मांग में उपभोक्ता श्रेणी का योगदान, मौसमी बदलाव के पहलू आदि को भी साझा किया जाएगा।
- 18.4. एसएलडीसी लाइसेंसधारी-विशिष्ट के साथ-साथ संपूर्ण केंद्र शासित प्रदेश के लिए समग्र मांग मूल्यांकन और पूर्वानुमान संबंधी आंकड़ों से संबंधित आंकड़े और डेटाबेस बनाए रखेगा तथा समय-समय पर क्षेत्रीय/राष्ट्रीय मूल्यांकन के लिए प्राधिकरण और एनएलडीसी के साथ केंद्र शासित प्रदेश स्तर के मूल्यांकन को साझा करेगा।
- 18.5. वितरण लाइसेंसधारी को वर्तमान और अनुबंधित क्षमताओं से संबंधित जानकारी और डेटा को उनकी तकनीकी और वित्तीय विशेषताओं सहित प्रति घंटा उत्पादन प्रोफाइल के साथ एसटीयू और एसएलडीसी के साथ साझा करना होगा, ताकि केंद्र शासित प्रदेश-स्तरीय क्षमता क्रेडिट कारकों की गणना की जा सके और केंद्र शासित प्रदेश-स्तरीय मूल्यांकन की तैयारी की जा सके।
- 18.6. एसएलडीसी और एसटीयू उत्पादन डेटा को एकत्रित करेंगे और आरए आवश्यकता के आकलन के लिए प्राधिकरण और एनएलडीसी के साथ केंद्र शासित प्रदेश-स्तरीय मूल्यांकन साझा करेंगे।
- 18.7. एसटीयू वितरण लाइसेंसधारियों को क्षेत्रीय और राष्ट्रीय आरए आवश्यकता के आवंटन की सूचना देगा।

19. समयसीमा

- 19.1. वितरण लाइसेंसधारियों को आगामी वर्ष के लिए प्रत्येक वर्ष 30 अप्रैल तक एसएलडीसी को मांग पूर्वानुमान प्रस्तुत करना होगा।
- 19.2. एसएलडीसी आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए प्रत्येक वर्ष 31 मई तक केंद्र शासित प्रदेश-स्तरीय पूर्वानुमानों को एकत्रित करके प्राधिकरण और एनएलडीसी को प्रस्तुत करेगा।
- 19.3. वितरण लाइसेंसधारियों को आगामी वर्ष(वर्षों) के लिए प्रत्येक वर्ष 31 अगस्त तक एमटी-डीआरएपी और एसटी-डीआरएपी अभ्यास पूरा करना होगा।
- 19.4. एसटीयू और एसएलडीसी प्रत्येक वर्ष जनवरी तक एनएलडीसी को राज्य स्तरीय समेकित योजना प्रस्तुत करेंगे।

अध्याय 8

विविध

20. निर्देश देने की शक्ति

- 20.1. आयोग समय-समय पर इन विनियमों के कार्यान्वयन के लिए उचित समझे जाने वाले निर्देश और आदेश जारी कर सकता है।

21. छूट देने की शक्ति

- 21.1. आयोग सामान्य या विशेष आदेश द्वारा, लिखित में कारणों को दर्ज करते हुए, और प्रभावित होने की संभावना रखने वाले पक्षों को सुनवाई का अवसर प्रदान करने के बाद, अपनी स्वेच्छा से या किसी भी इच्छुक पक्ष द्वारा प्रस्तुत आवेदन पर, इन नियमों के किसी भी प्रावधान को खारिज कर सकता है।

22. कठिनाइयों को दूर करने की शक्ति

22.1. यदि इन नियमों के प्रावधानों को लागू करने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, तो आयोग एक आदेश द्वारा ऐसे प्रावधान बना सकता है, जो अधिनियम और इन नियमों के प्रावधानों के साथ असंगत न हों, और जो कठिनाई को दूर करने के लिए आवश्यक प्रतीत होते हैं।

आयोग के आदेश द्वारा।

वी. के. धर, (जेकेएस) सचिव, जेईआरसी

[विज्ञापन-III/4/असा./987/2024-25]

JOINT ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION
(For The UT of J&K And The UT of Ladakh)
NOTIFICATION

Jammu, the 17th January, 2025

No. JERC-JKL/REG/2024/13.—In exercise of the powers conferred under section 181 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), read with section 61, 66, and 86 thereof and all other powers enabling it in this behalf, and after previous publication, the Joint Electricity Regulatory Commission for UT of J&K and UT of Ladakh hereby makes the following Regulations, namely:-

Chapter 1

Preliminary

1. Short Title, Extent, and Commencement

- 1.1 These Regulations may be called the Joint Electricity Regulatory Commission for UT of J&K and UT of Ladakh (Framework for Resource Adequacy) Regulations, 2024.
- 1.2 These Regulations shall extend to the UT of J&K and UT of Ladakh.
- 1.3 These Regulations shall come into force from the date of their notification in the Official Gazette.

2. Objective

- 2.1 The objective of these Regulations is to enable the implementation of Resource Adequacy framework by outlining a mechanism for planning of generation and transmission resources for reliably meeting the projected demand in compliance with specified reliability standards for serving the load with an optimum generation mix.
- 2.2 The Resource Adequacy framework shall cover a mechanism for demand assessment and forecasting, generation resource planning, procurement planning, and monitoring and compliance.

3. Scope and Applicability

- 3.1. These Regulations shall apply to the generating companies, distribution licensees, State Load Dispatch Centre, State Transmission Utility, and other grid connected entities and stakeholders within the UT of J&K and UT of Ladakh.
- 3.2. This Regulation is to be read in conjunction with the regulation namely Joint Electricity Regulatory Commission for UT of JK and UT of Ladakh (Guidelines for Load forecast, Resource Plans, and Power Procurement Process) Regulations 2023. In case of any contradiction between these regulations, this regulation shall prevail.

4. Definitions

- 4.1. In these Regulations, unless the context otherwise requires,
 - a. “**Act**” means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003) and subsequent amendments thereof.
 - b. “**Authority**” means Central Electricity Authority referred to in sub-section (1) of Section 70 of the Act.

- c. "**Capacity Credit**" or "**CC**" means a percentage of a source's name plate capacity that can be counted towards resource adequacy requirements.
- d. "**Commission**" means the Joint Electricity Regulatory Commission for UT of J&K and UT of Ladakh constituted under the Act.
- e. "**Expected Energy Not Served**" or "**EENS**" means the expected amount of load (MWh) that may not be served for each year within the time horizon for Resource Adequacy planning.
- f. "**Loss of Load Probability**" or "**LOLP**" means probability that a system's load will exceed the generation and firm power contracts available to meet that load in a year.
- g. "**Medium term**" means five years for development of demand forecast, generation resource plan, and procurement plan.
- h. "**Medium-Term Distribution Resource Adequacy Plan**" or "**MT-DRAP**" means plan for assessment of medium – term resource adequacy by the distribution licensee.
- i. "**Net Load**" means the load derived upon exclusion of actual generation (MW) from renewable energy generation resources from gross load prevalent on the Grid during any time-block.
- j. "**Normalized Energy Not Served**" or "**NENS**" is normalization of the EENS by dividing it by the total system load.
- k. "**Planning Reserve Margin**" or "**PRM**" means a specified percentage of available capacity above peak demand as may be stipulated by Authority or Commission for the purpose of generation resource planning.
- l. "**Resource Adequacy**" or "**RA**" means a mechanism to ensure adequate supply of generation to serve expected demand (including peak, off peak and in all operating conditions) reliably in compliance with specified reliability standards for serving the load with an optimum generation mix with a focus on integration of environmentally benign technologies after taking into account the need, inter alia, for flexible resources, storage systems for energy shift, and demand response measures for managing the intermittency and variability of renewable energy sources.
- m. "**Resource Adequacy Requirement**" or "**RAR**" shall mean the requirement of resource capacity to be contracted to reliably meet the forecasted demand of such obligated entity and in compliance to provisions under these Regulations with appropriate planning reserve margin prescribed by the Commission or Authority as the case may be.
- n. "**Short term**" means one year for development of demand forecast, generation resource plan, and procurement plan.
- o. "**Short-Term Distribution Resource Adequacy Plan**" or "**ST-DRAP**" means plan for assessment of short-term resource adequacy by the distribution licensee.

All other words and expressions used in these Regulations, although not specifically defined here in above, but defined in the Act, shall have the meaning assigned to them in the Act. The other words and expressions used herein but not specifically defined in these Regulations or in the Act but defined under any law passed by the Parliament applicable to the electricity industry in the UTs of J&K and Ladakh shall have the meaning assigned to them in such law.

Chapter 2

General

5. Resource Adequacy Framework

5.1. Resource Adequacy framework entails the planning of generation and transmission resources for reliably meeting the projected demand in compliance with specified reliability standards for serving the load with an optimum generation mix.

5.2. Resource Adequacy framework shall cover following important steps:

- a. Demand assessment and forecasting
- b. Generation resource planning
- c. Procurement planning
- d. Monitoring and compliance

5.3. The long, medium, and short term for the purpose of these Regulations shall be considered as:

- a. Long-term procurement plan for a period exceeding five years;
 - b. Medium-term procurement plan for a period up to five years; and
 - c. Short-term procurement plan for a period up to one year.
- 5.4. The medium and short term for the purpose of these Regulations shall be considered as:
- a. Medium term procurement plan for a period up to five years; and
 - b. Short-term procurement plan for a period up to one year.
- 5.5. The distribution licensee shall develop and prepare Medium-Term Distribution Resource Adequacy Plan (MT-DRAP) and Short-Term Distribution Resource Adequacy Plan (ST-DRAP) in accordance with the conditions outlined under these Regulations.
- 5.6. The distribution licensees, State Transmission Utility and State Load Dispatch Centre shall provide requisite information and data including demand forecasts for a period up to 10 years to various Agencies to enable Central Electricity Authority and Grid India/NLDC to undertake LT-NRAP and ST-NRAP studies, respectively, as per CEA RA Guidelines

Chapter 3

Demand Assessment and Forecasting

6. Long-term and Medium-term Demand Forecast

- 6.1. Demand assessment and forecasting is an important step for Resource Adequacy assessment. It shall entail hourly or sub-hourly assessment and forecasting of demand within the distribution area of distribution licensee for multiple horizons (short/medium/long-term) using comprehensive input data and policies and drivers and scientific mathematical modelling tools.
- 6.2. The distribution licensee shall be responsible for the assessment and forecasting of demand (MW) and energy (MWh) within its own control area.
- 6.3. The distribution licensee shall determine the load forecast for each consumer category for which the Commission has determined separate retail tariff.
- 6.4. The distribution licensee shall determine the load forecast for a customer category by adopting any of the following and/or combination of following methodologies:
- a) Compounded average growth rate(CAGR);
 - b) Endues or partial endues;
 - c) Trend analysis;
 - d) Auto-regressive integrated moving average(ARIMA);
 - e) AI including machine learning, ANN techniques; and
 - f) econometric (specifying the parameters used, algorithm, and source of data).
- 6.5. The distribution licensee may use Electric Power Survey (EPS) projections as base and/or any other methodologies other than the above-mentioned after recording the merits of the method. Further, distribution licensee should use best fit of various methodologies for the purpose of demand/load forecast taking into consideration probabilistic modelling approach for various scenarios (viz. most probable, business as usual, aggressive) as outlined under Clause 6.14.
- 6.6. For the purposes of deciding the load forecast for a customer category and the methodology to be used for load forecasting of a customer category, the distribution licensee must conduct statistical analysis and shall select the method for which standard deviation is lowest and R-square is highest.
- 6.7. The distribution licensee shall utilize state-of-the-art tools, scientific and mathematical methodologies, and comprehensive database such as but not limited to weather data, historical data, demographic and econometric data, consumption profiles, impact of policies and drivers etc. as may be applicable to their control area.
- 6.8. The distribution licensee may modify the load obtained on either side, for each customer category, by considering the impact for each of the but not limited to the following activities. The impact shall be considered by developing trajectories for each of the activities based on the economic parameters, policies, historical data, and projections for the future.
- a) demand-side management;
 - b) open access;

- c) distributed energy resources;
 - d) DSM and demand response measures;
 - e) Electric vehicles
 - f) Tariff signals;
 - g) Changes in specific energy consumption,
 - h) Increase in commercial activities with electrification
 - i) Increase in number of agricultural pump sets and its solarization
 - j) Changes in consumption pattern from seasonal consumers
 - k) Availability of supply; and
 - l) Policy influences such as 24X7 supply to all customers, LED penetration, efficient use of fans/appliances, increased use of appliances for cooking/heating applications, electrification policies, distributive energy resources, storage, and policies, which can impact econometric parameters, impact of national hydrogen mission. For each policy, a separate trajectory should be developed for each customer category.
- 6.9. The distribution licensee may take into consideration any other factor not mentioned in clause 6.8 after recording the merits of its consideration.
- 6.10. The medium-term load profile of the customer categories for which load research has been conducted may be refined on the basis of load research analysis. A detailed explanation for refinement conducted must be provided.
- 6.11. The summation of energy forecast (MWh) for various consumer categories upon adjusting for captive, prosumer, and open access load forecast, as obtained as per clauses 6.4 to clause 6.10, as the case may be, shall be the load forecast for the licensee.
- 6.12. The licensee shall calculate the load forecasts (in MWh) by adding a loss trajectory approved by the Commission in the latest tariff order. In the absence of the loss trajectory as approved by the Commission for the planning horizon, an appropriate loss trajectory stipulated by State/UTs or National policies shall be considered with a detailed explanation
- 6.13. The peak demand (in MW) shall be determined by considering the average load factor, load diversity factor, seasonal variation factors for the last three years and the load forecasts (in MWh) obtained in clause 6.12. If any other appropriate load factor is considered for future years, a detailed explanation shall be provided.
- 6.14. The distribution licensee shall conduct sensitivity and probability analysis to determine the most probable demand forecast. The distribution licensee must also develop long- term and medium-term demand forecasts for possible scenarios, while ensuring that at least three different scenarios (most probable, business as usual, and aggressive scenarios) are developed.

7. Short term (Hourly/Sub-hourly) Demand Forecast and Aggregation at UT level

- 7.1 The distribution licensee shall develop a methodology for hourly or sub-hourly demand forecasting and shall maintain a historical database.
- 7.2 For the purpose of ascertaining hourly load profile and for assessment of contribution of various customer categories to peak demand, load research analysis shall be conducted and influence of demand response, load shift measures, time of use shall be factored in by distribution licensee with inputs from state load dispatch center. A detailed explanation for refinement conducted must be provided.
- 7.3 The distribution licensee shall utilize state-of-the-art tools, scientific & mathematical methodologies and comprehensive data such as but not limited to weather data, historical data, demographic and econometric data, consumption profiles, policies and drivers etc. as may be applicable to their control area.
- 7.4 The distribution licensee shall produce hourly or sub-hourly 1-year short-term (ST) and 5-year medium-term (MT) forecasts on a rolling basis and submit to SLDC by 30th April of each year for the ensuing year(s).
- 7.5 STU with inputs from SLDC and based on the demand estimates of the distribution licensees of the UTs, shall estimate, in different time horizons, namely long-term, medium-term and short-term, the demand for the entire UT duly considering the diversity of the UT.
- 7.6 SLDC shall aggregate demand forecasts by distribution licensees, consider the load diversity, congruency, seasonal variation aspects and shall submit UT-level aggregate demand forecasts (MW and MWh) to the Authority and NLDC and RLDC by 31st May of each year for the ensuing year(s).

Chapter 4

Generation Resource Planning

8. Generation resource assessment and planning is the second step after demand assessment and forecasting and entails assessment of the existing and contracted resources considering their capacity credit and identification of incremental capacity requirement to meet forecasted demand including planning reserve margin.

9. Key contours and important steps in Generation Resource Planning:

- 9.1 Generation resource planning shall entail the following steps namely, (a) capacity crediting of generation resources, (b) assessment of planning reserve margin, and (c) ascertaining resource adequacy requirement and allocation for obligated entities within control area (regional/state).
- 9.2 The distribution licensee shall map all its contracted existing resources, upcoming resources, and retiring resources to develop the existing resource map in MW for the long term and medium term.
- 9.3 The mapping shall include critical characteristics and parameters of the generating machines, such as heat rate, auxiliary consumption, ramp-up rate, ramp-down rate, etc., for thermal machines; hydrology and machine characteristics, etc., for hydro machines; and renewable resources, their Capacity factors/CUFs, etc. for renewable resource-based power plants to be considered in the resource plan. All the characteristics and parameters with their values for each generating machine considered shall be provided in the resource plan.
- 9.4 Constraints such as penalties for unmet demand, forced outages, spinning reserve requirements, and system emission limits as defined in State/UTs and Central electricity grid codes and emission norms specified by the Ministry of Environment and Forest shall be identified and enlisted.
- 9.5 The distribution licensee shall also include a planning reserve as specified by the Authority or Commission, as the case maybe. In the absence of any guidelines from the Commission, the distribution licensee can consider suitable planning reserve. The value of planning reserve considered shall be stipulated in the resource plan along with justifications.

10. Capacity Crediting of Generation Resources

- 10.1. The distribution licensee shall compute Capacity Credit (CC) factors for their contracted generation resources by applying the net load-based approach as outlined under Clause 10.2 of this Regulation. The five-year average of the Capacity Credit (CC) factor for each type of the contracted generation resource for the recent five years on a rolling basis shall be considered as Capacity Credit factor for the purpose of generation resource planning.
- 10.2. The Net Load based approach/methodology for determination of Capacity Credit (CC) factors for generation resources (including wind and solar) shall be adopted as under:
 - a) For each year, the hourly recorded Gross Load for 8760 hours (or time-block) shall be arranged in descending order.
 - b) For each hour, the Net Load is calculated by subtracting the actual wind or solar generation corresponding to that load for 8760 hours (or time-block) and then arranged in descending order similar to Step 1.
 - c) The difference between these two load duration curves represents the contribution of capacity factor of wind generation or solar generation, as the case may be.
 - d) Installed capacity of wind or solar generation capacity is summed up corresponding to the top 250 load hours.
 - e) Total generation from wind or solar generation corresponding to the top 250 hours is summed up.
 - f) Resultant CC factor is (Total Generation for top load 250 hours)/(Installed RE Capacity for top load 250 hours), as per formula below:

$$\text{CC factor} = \frac{\text{Sum of RE Generation for top hours}}{\text{Sum of RE Capacity for top hours}}$$

g) The process for CC factor determination shall be undertaken for each year for duration of past five-years and the resultant CC is the average of CC values of past 5 years.

10.3 For the purpose of Inter-state contracted RE generation or intra-state RE resources, contribution of CC factor for the RE or generation resource where such resource is located into grid (viz. inter-state or intra-state, as the case may be) as contracted by the distribution licensee shall be considered. For this purpose, CC factors as specified by Authority or the Commission shall be considered.

10.4 CC factors for hydro generation resources shall be computed based on water availability with different CC factors for run-of-the-river hydro power projects and dam-based/storage-based hydro power projects. CC for thermal resources shall be computed based on coal availability and forced outages.

10.5 The distribution licensee shall share CC factors for their contracted resources along with justification for its computations with State Load Dispatch Centers.

10.6 SLDC shall calculate state-specific CC factors considering the aggregate UT Demand and UT Net Load and contracted RE generation resources available in the UT and shall submit such CC factor information to the Authority and NLDC and RLDC from time to time.

11. Assessment of Planning Reserve Margin (PRM)

11.1. Planning Reserve Margin (PRM) as a percentage of peak load represents the excess generation resource or planning reserve required to be considered for the purpose of generation resource planning.

11.2 Such Planning Reserve Margin (PRM) factor (for example, 7%) shall be based on the reliability indices in terms of Loss of Load Probability (LOLP, for example, 0.2%) and Normalized Energy Not Served (NENS, for example, 0.05%) as may be specified by the Authority and the same shall be considered by utilities in their planning for resource adequacy requirement and generation resource capacity planning.

11.3 The capacity planning by the distribution licensee and UT level resource adequacy planning by STU/SLDC shall factor in PRM while developing UT-level Integrated Resource Plan.

12. Ascertaining Resource Adequacy Requirement and its Allocation for Control Area.

12.1 Upon applying CC factors as determined under Regulation 10 of these regulations and determining adjusted capacity for contracted generation resources (existing and planned), the sum of such adjusted contracted generation capacity (existing and planned) over a time axis of 15-minute intervals or longer, but not more than one hour, shall form the resource map of the distribution licensee.

12.2 The distribution licensee shall subtract the resource map developed in clause 12.1 from the demand forecast developed in section 6 (ref. Clause 6.13) to identify the resource gap. The resource gap in terms of RA compliance for the distribution licensee for the long term and medium term shall be developed in the manner as specified in these Regulations.

12.3 The distribution licensee shall conduct sensitivity and probability analysis to determine the most probable resource gap. The distribution licensee shall also develop long-term and medium-term resource gap plans for possible scenarios, while ensuring that at least three different scenarios (most probable, business as usual, and aggressive) are developed.

12.4 Based on most probable scenario, the distribution licensee shall undertake development of Medium-term Distribution Resource Adequacy Plan (MT-DRAP) and Short-term Distribution Resource Adequacy Plan (ST-DRAP) exercise by 31st August of each year to meet RA target requirement.

12.5 RA requirement planning shall be done with reference to national coincident peak to optimize requirement of incremental capacity addition through annual rolling plan. Mid-term review of national RA requirement planning shall be conducted to check for events of slippages by states, if any.

12.6 While planning RA requirement, the distribution licensee shall duly factor in the allocation of RA requirement to the UT as may be suggested by the Authority or the NLDC, as the case may be, based on contribution to National Co-incident Peak Demand (CPD) for MT-RA and ST-RA.

12.7 The Commission shall approve MT-DRAP and ST-DRAP of the distribution licensees by 30th September of each year for the ensuing year(s) incl. annual rolling plans, as the case may be, upon taking into consideration various scenarios as well as allocation of Resource Adequacy requirement allocated to the UT distribution licensee based on its contribution to the National peak or National RA requirement as determined by Authority or the NLDC or the RLDC, as the case may be.

Chapter 5

Procurement Planning

13. Procurement planning shall consist of (a) determining the optimal power procurement resource mix, (b) deciding on the modalities of procurement type and tenure, and (c) engaging in the capacity trading or sharing to minimize risk of resource shortfall and to maximize rewards of avoiding stranded capacity or contracted generation.

14. Procurement Resource Mix

- 14.1. The distribution licensee in its power procurement strategy shall lay emphasis on the optimal procurement generation resource mix that shall enable smooth RE integration in its portfolio of power procurement resource options while meeting reliability standards.
- 14.2. For identification of the optimal generation procurement resource mix, optimization techniques and least-cost modelling shall be employed in order to avoid stranding of assets. The distribution licensee shall engage in adoption of least cost modelling and optimization techniques and demonstrate the same in its overall power procurement planning exercise to be submitted to Commission for approval.
- 14.3. Procurement by distribution licensees shall be consistent with the identified resource mix and considering overall national electricity plan and policies notified by the Appropriate Government from time to time.

15. Procurement Type and Tenure

- 15.1. The distribution licensee, while determining the modalities and tenure of procurement of resource mix, shall ensure that at the initial level, available capacity within the region shall be optimized. For further optimization, procurement contract shall be decided first within the region subject to the least cost resource availability considering transmission constraints & cost of transmission for procurement from outside the region and then across regions if necessary.
- 15.2. The distribution licensees shall identify the generation resource mix and also procurement strategy in long-term, medium-term and short-term horizon and seek approval of the Commission.
- 15.3. In its overall power procurement planning approach, the distribution licensee shall lay greater emphasis on adequate contracting through long and medium-term arrangements.
- 15.4. Assessment through Annual Rolling Plan shall as certain incremental capacity addition requirement through MT/ST upon factoring in existing and planned procurement initiatives of the distribution licensee.
- 15.5. The distribution licensee shall contract capacities by 30th November of each year and submit the Annual Rolling Plan to STU/SLDC by 31st December of each year for ensuing year(s).
- 15.6. STU and SLDC shall submit state-level aggregated plan to RLDC and RLDC shall submit regional-level aggregated plan to NLDC by 31st January of each year for the ensuing year(s).

16. Sharing of Capacity

- 16.1. The distribution licensee shall duly factor in the possibility of short-term capacity sharing while preparing the Resource Adequacy plan and optimally utilize the plat form for inter-state capacity sharing or trading mechanism created by the Central Commission, and optimize the capacity costs as far as possible.
- 16.2. The distribution licensee shall submit information about contracted capacity to the SLDC and the STU for compliance verification.
- 16.3. The distribution licensee, the STU and the SLDC shall seek approval of the Commission to the procurement plan as well as Annual Rolling Plans.

Chapter 6

Monitoring and Compliance

17. Monitoring and Compliance

- 17.1. **Monitoring and Reporting:** Based on the MT-DRAP and ST-DRAP, STU and SLDC shall communicate the state-aggregated capacity short fall to the State Commission by 30th September of each year for the ensuing year(s) and advise the distribution licensees to commit additional capacities.
- 17.2. **Treatment for short fall in RA Compliance:** Distribution licensees shall comply with the RA requirement and in case of non-compliance, appropriate non-compliance charge shall be applicable for the shortfall for RA compliance.

Chapter 7**Roles and Responsibilities and Timelines****18. Data Requirement and Sharing Protocol**

- 18.1. Distribution licensees shall maintain and share with STU/SLDC all data related to demand assessment and forecasting such as but not limited to consumer data, historical demand data, weather data, demographic and econometric variables, T&D losses, actual electrical energy requirement and availability including curtailment, peak electricity demand, and peak met along with changes in demand profile (e.g. agricultural shift, time of use, etc.), historical hourly load shape, etc.
- 18.2. Distribution Licensee shall maintain all statistics and database pertaining to policies and drivers, such as LED penetration, efficient fan penetration, appliance penetration, increased usage of electrical appliances for cooking, etc., in households, increase in commercial activities for geographic areas/regions, increase in number of agricultural pumps and solarization within control area, changes in specific energy consumption, consumption pattern from seasonal consumers such as DSM and DERs, EVs and OA, National Hydrogen Mission, reduction of AT&C losses, etc. shall also be shared.
- 18.3. Distribution Licensee shall maintain at least past 10 years of statistics in its database pertaining to consumption profiles for each class of consumers, such as domestic, commercial, public lighting, public water works, irrigation, LT industries, HT industries, railway traction, bulk (non-industrial HT consumers), open access, captive power plants, insights from load survey, contribution of consumer category to peak demand, seasonal variation aspects, etc. shall also be shared.
- 18.4. SLDC shall maintain the licensee-specific as well as aggregate for UT as whole, the statistics and database pertaining to aggregate demand assessment and forecasting data mentioned above and share UT-level assessment with the Authority and the NLDC for regional/national assessment from time to time.
- 18.5. The distribution licensee shall share information and data pertaining to the existing and contracted capacities with their technical and financial characteristics including hourly generation profiles with STU and SLDC for computation of UT-level capacity credit factors and for preparation of UT-level assessment.
- 18.6. SLDC and STU shall aggregate generation data and share UT-level assessment with the Authority and NLDC for assessment of RA requirement.
- 18.7. STU shall communicate allocation of regional and national RA requirement to the distribution licensees.

19. Timelines

- 19.1. Distribution licensees shall submit demand forecasts to SLDC by 30th April of each year for the ensuing year(s).
- 19.2. SLDC shall aggregate and submit UT-level forecasts to the Authority and the NLDC by 31st May of each year for the ensuing year(s).
- 19.3. Distribution licensees shall perform MT-DRAP and ST-DRAP exercise by 31st August of each year for the ensuing year(s).
- 19.4. STU and SLDC shall submit state-level aggregated plan to NLDC by January of each year.

Chapter 8**Miscellaneous****20. Power to Give Directions**

- 20.1. The Commission may from time to time issue such directions and orders as considered appropriate for implementation of these regulations.

21. Power to Relax

- 21.1. The Commission may by general or special order, for reasons to be recorded in writing, and after giving an opportunity of hearing to the parties likely to be affected, may relax any of the provisions of these Regulations on its own motion or on an application made before it by any interested party.

22. Power to Remove Difficulties

- 22.1. If any difficulty arises in giving effect to the provisions of these Regulations, the Commission may, by an order, make such provisions, not inconsistent to the provision of the Act and these Regulations, as may appear to be necessary for removing the difficulty.

BY ORDER OF THE COMMISSION

V. K. DHAR (JKAS)Secy., JERC

[ADVT.-III/4/Exty./987/2024-25]