



भारत का राजपत्र The Gazette of India

सी.जी.-एच.आर.-अ.-07062025-263673
CG-HR-E-07062025-263673

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 411]

नई दिल्ली, सोमवार, जून 2, 2025/ज्येष्ठ 12, 1947

No. 411]

NEW DELHI, MONDAY, JUNE 2, 2025/JYAISTHA 12, 1947

संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग

(गोवा और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए)

अधिसूचना

गुरुग्राम, 15 मई, 2025

संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (संसाधन पर्याप्तता के लिए संरचना) विनियम, 2025

जेईआरसी सं. -36/2025.—विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 181 के साथ पठित धारा 61, 66 और 86 के तहत प्रदत्त अधिकारों और अन्य सभी शक्तियों का प्रयोग करते हुए, गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्रों (दिल्ली, जम्मू और कश्मीर एवं लद्दाख को छोड़कर) के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग, पूर्व प्रकाशन के बाद, एतद्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थातः

अध्याय 1

प्रारंभिक

1 संक्षिप्त शीर्षक, दायरा, विस्तार और आरंभ

1.1 इन नियमों को संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (संसाधन पर्याप्तता के लिए संरचना) विनियम, 2025 [अब के बाद से "संसाधन पर्याप्तता विनियम"] कहा जाएगा।

1.2 ये विनियम गोवा राज्य तथा अंडमान और निकोबार द्वीप समूह, चंडीगढ़, दादरा और नगर हवेली एवं दमन और दीव, लक्षद्वीप एवं पुदुचेरी संघ शासित प्रदेशों पर लागू होंगे।

1.3 ये विनियम आधिकारिक राजपत्र में उनकी अधिसूचना की तिथि से या आयोग द्वारा अलग से अधिसूचित तिथि से लागू होंगे। बशर्ते इन विनियमों के विनियम 21 में निर्दिष्ट समय-सीमा वित्त वर्ष 2025-26 से लागू होगी।

2 उद्देश्य

2.1 इन विनियमों का उद्देश्य एक इष्टतम उत्पादन मिश्रण के साथ लोड की सेवा के लिए निर्दिष्ट विश्वसनीयता मानकों के अनुपालन में अनुमानित मांग को विश्वसनीय रूप से पूरा करने के लिए उत्पादन एवं पारेषण संसाधनों की योजना बनाने के लिए एक व्यवस्था की रूपरेखा तैयार कर संसाधन पर्याप्तता संरचना के कार्यान्वयन को सक्षम करना है।

बशर्ते कि पारेषण संसाधनों की योजना उनकी संबंधित व्यावसायिक योजनाओं के अनुरूप होगी।

2.2 संसाधन पर्याप्तता संरचना में मांग आकलन और पूर्वानुमान, उत्पादन संसाधन नियोजन, खरीद नियोजन, और निगरानी एवं अनुपालन हेतु व्यवस्था शामिल होगी।

3 आवेदन का दायरा और विस्तार

3.1 ये विनियम उत्पादन कंपनियों, वितरण लाइसेंसधारियों, राज्य लोड डिस्पैच केंद्र, राज्य ट्रांसमिशन उपयोगिता, जेईआरसी (अंतः राज्य पारेषण और वितरण के लिए कनेक्टिविटी और निर्बाध पहुंच) विनियम, 2017 और उसके संशोधनों में परिभाषित पूर्ण ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं एवं जेईआरसी (गोवा और संघ राज्य क्षेत्रों) के अधिकार क्षेत्र के अधीन क्षेत्रों में अन्य ग्रिड से जुड़ी संस्थाओं एवं हितधारकों पर लागू होंगे।

बशर्ते, वितरण लाइसेंसधारी आरए योजना हेतु आंशिक ओपन एक्सेस वाले उपभोक्ताओं की मांग का पूर्वानुमान लगाते समय उनकी मांग पर विचार करें।

4 परिभाषाएं

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

क. “अधिनियम” का अर्थ है विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) और उसके बाद के संशोधन।

ख. “प्राधिकरण” का अर्थ है अधिनियम की धारा 70 की उपधारा (1) में निर्दिष्ट केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण।

ग. “क्षमता ऋण/ कपैसिटी क्रेडिट” या “सीसी” का अर्थ है संसाधन की नामपट्टिका क्षमता का प्रतिशत जिसकी गणना संसाधन पर्याप्तता आवश्यकताओं हेतु की जा सकती है।

घ. “सीईए आरए दिशानिर्देश” का अर्थ है भारत हेतु संसाधन पर्याप्तता नियोजन रूपरेखा के लिए दिशानिर्देश जिसे विद्युत (संशोधन) नियम, 2022 के नियम 16 और उसके संशोधनों के अनुसरण में केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा अधिसूचित किया गया है।

ड. “आयोग” का अर्थ है अधिनियम के तहत गठित गोवा राज्य एवं संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (जेईआरसी)।

च. “अपेक्षित ऊर्जा की आपूर्ति नहीं की गई” या “ईईएनएस” का अर्थ है लोड की अपेक्षित मात्रा (मेगावाट-घंटा) जिसकी आपूर्ति संसाधन पर्याप्तता नियोजन हेतु प्रत्येक वर्ष की समय सीमा में नहीं की जा सकती है।

छ. “दीर्घकालिक” या “एलटी” का अर्थ है मांग पूर्वानुमान एवं उत्पादन संसाधन नियोजन के विकास हेतु पांच वर्ष से अधिक की अवधि।

ज. “दीर्घकालिक विद्युत खरीद” का अर्थ है किसी व्यवस्था या समझौते के तहत पांच वर्ष से अधिक की अवधि के लिए विद्युत खरीद।

झ. “दीर्घकालिक वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना” या “एलटी-डीआरएपी” का अर्थ है वितरण लाइसेंसधारी द्वारा दीर्घकालीन संसाधन पर्याप्तता के आकलन एवं पूर्ति की योजना।

ञ. “दीर्घकालिक राष्ट्रीय संसाधन पर्याप्तता योजना” या “एलटी-एनआरएपी” का अर्थ है सीईए आरए दिशानिर्देशों के अनुसार केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा प्रकाशित दीर्घकालीन संसाधन पर्याप्तता के राष्ट्रीय स्तर के आकलन के लिए योजना।

- ट. “लोड हानि की संभावना” या “एलओएलपी” का अर्थ है संभावना कि किसी सिस्टम का लोड एक वर्ष में उस लोड को पूरा करने के लिए उपलब्ध उत्पादन एवं फर्म पावर कॉन्ट्रैक्ट से अधिक हो जाएगा।
- ठ. “मध्यम- अवधि” या “एमटी” का अर्थ है मांग पूर्वानुमान, उत्पादन संसाधन योजना और खरीद योजना के विकास हेतु पांच वर्ष तक की अवधि।
- ड. “मध्यम- अवधि वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना” या “एमटी-डीआरएपी” का अर्थ है वितरण लाइसेंसधारी द्वारा मध्यम अवधि संसाधन पर्याप्तता के आकलन हेतु योजना।
- ढ. “नेट लोड” का अर्थ है किसी भी समय-खंड में ग्रिड पर प्रचलित सकल भार से नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संसाधनों से वास्तविक उत्पादन क्षमता (मेगावाट) को बाहर करने पर प्राप्त भार (लोड)।
- ण. “सामान्यीकृत ऊर्जा की आपूर्ति नहीं की गई” या “एनईएनएस” ईईएनएस को कुल सिस्टम लोड से विभाजित कर उसका सामान्यीकरण है।
- त. “प्लानिंग रिजर्व मार्जिन” या “पीआरएम” का अर्थ है अधिकतम मांग से ऊपर उपलब्ध क्षमता का निर्दिष्ट प्रतिशत, जैसा कि उत्पादन संसाधन नियोजन के उद्देश्य से प्राधिकरण या आयोग द्वारा निर्धारित किया जा सकता है।
- थ. “ऊर्जा विनिमय/ पावर एक्सचेंज” का अर्थ है केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा जारी नियमों के अनुसार बिजली के लिए पावर एक्सचेंज के रूप में काम करने वाला कोई भी एक्सचेंज।
- द. “विद्युत क्रय अनुबंध (पीपीए)” का अर्थ है क्रेता(ओं) और विक्रेता के बीच किया गया अनुबंध जिसके अनुसार विक्रेता क्रेता(ओं) को उसमें निर्दिष्ट नियमों और शर्तों के अनुसार बिजली की आपूर्ति करेगा।
- ध. “विद्युत विक्री अनुबंध (पीएसए)” का अर्थ किसी विद्युत क्रय अनुबंध के अंतर्गत खरीदी गई बिजली की आगे की विक्री हेतु क्रेता इकाई(यों) और मध्यस्थ क्रेता/ व्यापारी के बीच किया गया बैंक- टू- बैंक अनुबंध है।
- न. “संसाधन पर्याप्तता” या “आरए” का अर्थ है अपेक्षित मांग (पीक, ऑफ- पीक और सभी परिचालन स्थितियों समेत) को पूरा करने के लिए उत्पादन की पर्याप्त आपूर्ति सुनिश्चित करने हेतु निर्दिष्ट विश्वसनीयता मानकों के अनुपालन में इष्टतम उत्पादन मिश्रण के साथ लोड सर्व करना जिसमें लचीले संसाधनों, ऊर्जा परिवर्तन हेतु भंडारण प्रणालियों एवं नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की आंतरायिकता एवं परिवर्तनशीलता के प्रबंधन हेतु मांग प्रतिक्रिया उपायों की आवश्यकता को ध्यान में रखते हुए पर्यावरण के अनुकूल प्रौद्योगिकियों के एकीकरण पर ध्यान दिया गया है।
- त. “संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता” या “आरएआर” का अर्थ होगा संसाधन क्षमता की जरूरत, जिसका अनुबंध ऐसी बाध्य इकाई की पूर्वानुमानित मांग को विश्वसनीय रूप से पूरा करने के लिए और जैसा भी मामला हो, आयोग या प्राधिकरण द्वारा निर्धारित उचित नियोजन आरक्षित मार्जिन के साथ इन विनियमों के प्रावधानों के अनुपालन में किया जाएगा।
- प. “अल्पकालिक” या “एसटी” का अर्थ है मांग पूर्वानुमान, उत्पादन संसाधन योजना एवं खरीद योजना के विकास हेतु एक वर्ष तक की अवधि।
- फ. “अल्पकालिक वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना” या “एसटी- डीआरएपी” का अर्थ वितरण लाइसेंसधारी द्वारा अल्पकालिक संसाधन पर्याप्तता के आकलन एवं पूर्ति के लिए योजना है।
- ब. “अल्पकालिक राष्ट्रीय संसाधन पर्याप्तता योजना” या “एसटी- एनआरएपी” का अर्थ है सीईए आरए दिशानिर्देशों के अनुसार ग्रिड इंडिया/ राष्ट्रीय भार प्रेषण केंद्र द्वारा प्रकाशित अल्पकालिक संसाधन पर्याप्तता के राष्ट्रीय स्तर के आकलन की योजना।
- 4.2 इन विनियमों में प्रयुक्त अन्य सभी शब्द और अभिव्यक्तियाँ, यद्यपि ऊपर विशेष रूप से परिभाषित नहीं हैं लेकिन अधिनियम में परिभाषित हैं, उनका वही अर्थ होगा जो अधिनियम में उन्हें दिया गया है। यहाँ प्रयुक्त दूसरे शब्द और अभिव्यक्तियाँ, जो इन विनियमों या अधिनियमों में विशिष्ट रूप से परिभाषित नहीं हैं किन्तु राज्य में विद्युत आयोग पर लागू संसद द्वारा पारित किसी कानून के अंतर्गत परिभाषित हैं, उनका वही अर्थ होगा जो उन्हें ऐसे कानून में दिया गया है।

अध्याय 2

सामान्य

5 संसाधन पर्याप्तता संरचना

- 5.1 संसाधन पर्याप्तता संरचना में इष्टतम उत्पादन मिश्रण के साथ लोड सर्व करने के लिए निर्दिष्ट विश्वसनीयता मानकों के अनुपालन में अनुमानित मांग को विश्वसनीय रूप से पूरा करने के लिए उत्पादन और ट्रांसमिशन संसाधनों की योजना बनाना शामिल है।
- 5.2 संसाधन पर्याप्तता संरचना 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 हेतु 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 मध्यम अवधि की खरीद योजना; और
 - ग) एक वर्ष तक की अवधि के लिए अल्पकालिक खरीद योजना।
- 5.4 वितरण लाइसेंसधारी इन विनियमों के तहत रेखांकित शर्तों के अनुसार दीर्घकालिक वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एलटी-डीआरएपी), मध्यम अवधि वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एमटी-डीआरएपी) और अल्पकालिक वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एसटी-डीआरएपी) विकसित और तैयार करेगा।
- 5.5 वितरण लाइसेंसधारी, राज्य ट्रांसमिशन यूटिलिटी और राज्य लोड डिस्पैच सेंटर विभिन्न एजेंसियों को 10 वर्ष तक की अवधि के लिए मांग पूर्वानुमान समेत अपेक्षित सूचना और डेटा उपलब्ध कराएंगे, ताकि केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण एवं 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 मध्यम अवधि की मांग का पूर्वानुमान

- 6.1 संसाधन पर्याप्तता मूल्यांकन के लिए मांग मूल्यांकन और पूर्वानुमान एक महत्वपूर्ण कदम है। इसमें व्यापक इनपुट डेटा और नीतियों एवं चालकों और वैज्ञानिक गणितीय मॉडलिंग साधनों का प्रयोग करके दीर्घकालिक और मध्यम अवधि के लिए वितरण लाइसेंसधारी के वितरण क्षेत्र में मांग का प्रति घंटा या उप-घंटे मूल्यांकन और पूर्वानुमान शामिल होगा।
- 6.2 वितरण लाइसेंसधारी आंशिक ओपन एक्सेस वाले उपभोक्ताओं समेत अपने नियंत्रण क्षेत्र में मांग (मेगावाट) और ऊर्जा (मेगावाट-घंटा) के आकलन और पूर्वानुमान का उत्तरदायी होगा।
- 6.3 वितरण लाइसेंसधारी प्रत्येक उपभोक्ता श्रेणी के लिए लोड पूर्वानुमान निर्धारित करेगा जिसके लिए आयोग ने अलग से खुदरा प्रशुल्क निर्धारित किया है।
- 6.4 वितरण लाइसेंसधारी निम्नलिखित में से किसी एक और/या निम्नलिखित पद्धतियों के संयोजन को अपनाकर उपभोक्ता श्रेणी के लिए लोड पूर्वानुमान निर्धारित करेगा:
- क) वार्षिक आधार पर या दीर्घकालिक औसत पर चक्रवृद्धि औसत वृद्धि दर (सीएजीआर);
 - ख) अंतिम उपयोग या आंशिक अंतिम उपयोग;

- ग) रुझान विश्लेषण;
- घ) ऑटो- रिग्रेसिव इंटीग्रेटेड मूविंग एवरेज (एआरआईएमए);
- ड) मशीन लर्निंग, आर्टिफिशल न्यूरल नेटवर्क (एएनएन) तकनीक समेत आर्टिफिशल इंटेलिजेंस;
- च) अर्थमिति (प्रयुक्त पैरामीटर, एल्गोरिद्म और डेटा के स्रोत को निर्दिष्ट करना); और
- छ) प्राधिकरण द्वारा “मध्यम एवं दीर्घकालिक विद्युत मांग पूर्वानुमान हेतु दिशानिर्देश” में निर्धारित कोई अन्य पद्धति।
- 6.5 वितरण लाइसेंसधारी विद्युत ऊर्जा सर्वेक्षण (ईपीएस) अनुमानों को आधार के तौर पर संदर्भित कर सकता है और/या विधियों की खूबियों को दर्ज करने के बाद उपर्युक्त के अलावा किसी दूसरी पद्धति का प्रयोग कर सकता है। इसके अलावा, वितरण लाइसेंसधारी मांग/ भार पूर्वानुमान के उद्देश्य के लिए विभिन्न पद्धतियों में से सर्वश्रेष्ठ का प्रयोग करेगा, जिसमें विनियम 6.14 के तहत उल्लिखित विभिन्न परिदृश्यों (जैसे सबसे संभावित, हमेशा की तरह व्यवसाय, आक्रामक) के लिए संभाव्य मॉडलिंग दृष्टिकोण को ध्यान में रखा जाएगा।
- 6.6 उपभोक्ता श्रेणी के लिए लोड पूर्वानुमान और उपभोक्ता श्रेणी के लिए लोड पूर्वानुमान के लिए प्रयोग में लाई जाने वाली कार्यप्रणाली निर्धारित करने के उद्देश्य से, वितरण लाइसेंसधारी को सांख्यिकीय विश्लेषण करना होगा और वह विधि चुननी होगी जिसके लिए मानक विचलन सबसे कम हो और आर-स्क्वायर सबसे अधिक हो।
- 6.7 वितरण लाइसेंसधारी अत्याधुनिक उपकरणों, वैज्ञानिक और गणितीय पद्धतियों एवं व्यापक डेटाबेस का प्रयोग करेगा, जैसे कि मौसम संबंधी आंकड़ा, ऐतिहासिक आंकड़ा, जनसांख्यिकीय और अर्थमितीय आंकड़ा, उपभोक्ता प्रोफाइल, नीतियों एवं चालकों के प्रभाव आदि, जो उनके नियंत्रण क्षेत्र पर लागू हो सकते हैं।
- 6.8 वितरण लाइसेंसधारी को प्रत्येक उपभोक्ता श्रेणी के लिए, प्रत्येक तरफ प्राप्त लोड को संशोधित करना होगा, लेकिन निम्नलिखित गतिविधियों तक सीमित नहीं रहना होगा। 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) ऊर्जा दक्षता उपाय;
- ख) ऊर्जा बचत और संरक्षण हस्तक्षेप;
- ग) मांग- पक्ष प्रबंधन;
- घ) ओपन एक्सेस;
- ड) वितरित ऊर्जा संसाधन;
- च) डीएसएम और मांग प्रतिक्रिया उपाय;
- छ) इलेक्ट्रिक वाहन;
- ज) प्रशुल्क संकेत (टैरिफ सिग्नल्स);
- झ) विशिष्ट ऊर्जा खपत में परिवर्तन,
- ञ) विद्युतीकरण के साथ वाणिज्यिक गतिविधियों में वृद्धि,
- ट) कृषि पंप सेटों की संख्या में वृद्धि और उसका सौरकरण,
- ठ) मौसमी उपभोक्ताओं से खपत पैटर्न में बदलाव,
- ड) आपूर्ति की उपलब्धता; और

- द) नीतिगत प्रभाव जैसे कि सभी ग्राहकों के लिए 24 x 7 आपूर्ति, एलईडी पैठ, पंखे/उपकरणों का कुशल उपयोग, खाना पकाने/हीटिंग अनुप्रयोगों के लिए उपकरणों का बढ़ता प्रयोग, विद्युतीकरण नीतियां, वितरित 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 बनाया जाना चाहिए।
- 6.9 वितरण लाइसेंसधारी अपने विचार के गुण- दोष को दर्ज करने के बाद विनियमन 6.8 में उल्लिखित नहीं किए गए किसी दूसरे कारक को भी ध्यान में रखेगा। इसके अलावा, मांग पूर्वानुमान करते समय, वितरण लाइसेंसधारी मांग पक्ष प्रबंधन कार्यक्रमों और डीएसएम योजनाओं, ऊर्जा दक्षता उपायों, जेईआरसी (मांग पक्ष प्रबंधन) विनियम, 2014 के अनुसरण में ऊर्जा संरक्षण हस्तक्षेपों और समय- समय पर संशोधित जेईआरसी (नवीकरणीय ऊर्जा की खरीद) विनियम, 2010; समय- समय पर संशोधित जेईआरसी (नेट मीटरिंग पर आधारित सोलर पीवी ग्रिड इंटरएक्टिव सिस्टम) विनियम, 2019 के अनुसरण में वितरित उत्पादन संसाधनों से उत्पन्न होने वाले प्रभाव और लाभों को ध्यान में रखेगा।
- 6.10 जिन उपभोक्ता श्रेणियों के लिए लोड अनुसंधान किया गया है, उनके दीर्घकालिक और मध्यम अवधि के लोड प्रोफाइल को लोड अनुसंधान विश्लेषण के आधार पर परिष्कृत किया जा सकता है। किए गए शोधन हेतु विस्तृत स्पष्टीकरण प्रदान किया जाना चाहिए।
- 6.11 यदि आवश्यक हो तो विनियमन 6.4 से 6.10 के अनुसार प्राप्त कैप्टिव, प्रोज्यूर और ओपन एक्सेस लोड पूर्वानुमान हेतु उपयुक्त रूप से समायोजन करने पर विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों के लिए ऊर्जा पूर्वानुमा (मेगावाट घंटा) का योग, वितरण लाइसेंसधारी के लिए लोड पूर्वानुमान होगा।
- 6.12 वितरण लाइसेंसधारी को नवीनतम प्रशुल्क आदेश में आयोग द्वारा अनुमोदित हानि प्रक्षेपवक्र या बीते वर्ष के वास्तविक नुकसान, जो भी कम हो, के अनुसार, जोड़कर लोड पूर्वानुमान (मेगावाट घंटा में) की गणना करनी होगी। नियोजन क्षितिज हेतु आयोग द्वारा अनुमोदित हानि प्रक्षेपवक्र की अनुपस्थिति में, राज्य या राष्ट्रीय नीतियों द्वारा निर्धारित उचित हानि प्रक्षेपवक्र पर विस्तृत स्पष्टीकरण के साथ विचार किया जाएगा।
- 6.13 पीक डिमांड (मेगावाट में) का निर्धारण बीते तीन वर्षों के औसत लोड फैक्टर, लोड डायवर्सिटी फैक्टर, मौसमी भिन्नता कारकों और विनियमन 6.12 में प्राप्त लोड पूर्वानुमान (मेगावाट घंटा में) पर विचार करके किया जाएगा। यदि भविष्य के वर्षों के लिए किसी अन्य उपयुक्त लोड फैक्टर पर विचार किया जाता है तो विस्तृत विवरण प्रदान किया जाएगा।
- 6.14 वितरण लाइसेंसधारी को सबसे संभावित मांग पूर्वानुमान निर्धारित करने के लिए संवेदनशीलता और संभाव्यता विश्लेषण करना होगा। वितरण लाइसेंसधारी को संभावित परिदृश्यों के लिए दीर्घकालिक और मध्यम अवधि की मांग पूर्वानुमान भी विकसित करना होगा जबकि यह सुनिश्चित करना होगा कि कम- से- कम तीन अलग- अलग परिदृश्य (सबसे संभावित, हमेशा की तरह व्यवसाय और आक्रामक परिदृश्य) विकसित किए जाएं।
- 7 राज्य स्तर पर अल्पावधि (प्रति घंटा/ उप- प्रति घंटा) मांग पूर्वानुमान और एकत्रीकरण**
- क) अल्पावधि मांग पूर्वानुमान**
- 7.1 वितरण लाइसेंसधारी कम-से-कम प्रति घंटा या उससे कम प्रति घंटा मांग पूर्वानुमान हेतु एक कार्यप्रणाली विकसित करेगा और ऐतिहासिक डेटाबेस को बनाए रखेगा।
- 7.2 प्रति घंटे लोड प्रोफाइल का पता लगाने और पीक डिमांड में विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों के योगदान का आकलन करने के उद्देश्य से, लोड अनुसंधान विश्लेषण किया जाएगा और एसएलडीसी से इनपुट के साथ वितरण लाइसेंसधारी द्वारा मांग प्रतिक्रिया, लोड शिफ्ट उपायों, उपयोग के समय के प्रभाव को ध्यान में रखा जाएगा। किए गए परिशोधन के लिए विस्तृत स्पष्टीकरण प्रदान किया जाएगा।
- 7.3 वितरण लाइसेंसधारी अत्याधुनिक उपकरणों, वैज्ञानिक एवं गणितीय पद्धतियों एवं व्यापक डेटा का प्रयोग करेगा जैसे कि मौसम संबंधी डेटा, ऐतिहासिक डेटा, जनसांख्यिकीय और अर्थमितीय डेटा, उपभोग प्रोफाइल, नीतियां और चालक आदि, जो उनके नियंत्रण क्षेत्र के लिए लागू हो सकते हैं।

ख) मांग पूर्वानुमान का समूहन

- 7.4 वितरण लाइसेंसधारी कम-से-कम प्रति घंटा या उप-प्रति घंटा जैसा कि आयोग द्वारा समय-समय पर निर्धारित किया जा सकता है, 1- वर्षीय अल्पकालिक (एसटी), 5-वर्षीय मध्यम- अवधि (एमटी) और 10- वर्षीय दीर्घकालिक (एलटी) पूर्वानुमान रोलिंग आधार पर तैयार करेगा और आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए प्रत्येक वर्ष 30 अप्रैल तक एसएलडीसी प्रस्तुत करेगा।
- 7.5 एसटीयू, एसएलडीसी से प्राप्त इनपुट्स और राज्य के वितरण लाइसेंसधारियों के मांग अनुमानों के आधार पर, विभिन्न समयावधियों अर्थात् दीर्घावधि, मध्यम अवधि और अल्पावधि में राज्य की विविधता पर विचार करते हुए पूरे राज्य के लिए मांग का अनुमान लगाएगा।
- 7.6 एसएलडीसी, वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा मांग के पूर्वानुमानों को भार विविधता, अनुरूपता, मौसमी विभिन्नता पहलुओं पर विचार करते हुए एकत्रित करेगा और विभिन्न समयावधियों अर्थात् दीर्घावधि, मध्यम अवधि और अल्पावधि में राज्य स्तरीय समग्र मांग पूर्वानुमान (मेगावाट और मेगावाट घंटा) को आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए प्रत्येक वर्ष 31 मई तक प्राधिकरण और एनएलडीसी एवं आरएलडीसी को 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 एवं अनुबंधित संसाधनों का मूल्यांकन, उनकी क्षमता क्रेडिट पर विचार करते हुए और आरक्षित मार्जिन की योजना समेत पूर्वानुमानित मांग को पूरा करने के लिए वृद्धिशील क्षमता आवश्यकता की पहचान करना शामिल है।
- 9 **उत्पादन संसाधन नियोजन में मुख्य संरचना और महत्वपूर्ण कदम:**
- 9.1 उत्पादन संसाधन नियोजन में निम्नलिखित चरण होंगे यानि, (क) उत्पादन संसाधनों की क्षमता क्रेडिट करना, (ख) नियोजन आरक्षित मार्जिन का आकलन और (ग) नियंत्रण क्षेत्र (राज्य/ वितरण लाइसेंसधारी) में बाध्य संस्थाओं के लिए संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता एवं आवंटन का पता लगाना।
- 9.2 वितरण लाइसेंसधारी को दीर्घकालिक और मध्यम अवधि के लिए मेगावाट में मौजूदा संसाधन मानचित्र बनाने के लिए अपने सभी अनुबंधित वर्तमान संसाधनों, आगामी संसाधनों और समाप्त होने वाले संसाधनों का मानचित्र बनाना होगा।
- 9.3 मानचित्रण में उत्पादन मशीनों की महत्वपूर्ण विशेषताएं और पैरामीटर शामिल होंगे, जैसे कि तापीय मशीनों के लिए ऊष्मा दर, सहायक खपत, रैंप- अप दर, रैंप- डाउन दर, स्टार्ट- अप समय, शट- डाउन समय आदि समेत न्यूनतम अप और डाउन समय; हाइड्रो (जल) मशीनों के लिए जल विज्ञान (हाइड्रॉलॉजी) और मशीन की विशेषताएं आदि, और नवीकरणीय संसाधन, नवीकरणीय संसाधन- आधारित विद्युत संयंत्रों के लिए उनकी क्षमता कारक (सीयूएफ) आदि संसाधन योजना में विचार किए जाने चाहिए। विचार की गई प्रत्येक उत्पादन मशीन हेतु सभी विशेषताएं और पैरामीटर उनके मूल्यों के साथ संसाधन योजना में प्रदान किए जाएंगे। इस संसाधन विशेषता मूल्यांकन हेतु विचार किए जाने वाले कुछ महत्वपूर्ण पैरामीटर में निम्नलिखित शामिल होंगे, लेकिन इन्हीं तक सीमित नहीं होंगे:
- 9.3.1 संयंत्र का नाम (स्थान, जिला, तालुका, भू- निर्देशांक आदि)
- 9.3.2 स्थापित संयंत्र की क्षमता (मेगावाट) (मौजूदा और नियोजित)
- 9.3.3 थर्मल जनरेटिंग स्टेशनों की ऊष्मा दर
- 9.3.4 सहायक खपत (मेगावाट)
- 9.3.5 अधिकतम और न्यूनतम उत्पादन सीमा (मेगावाट)

- 9.3.6 रैंप अप और रैंप डाउन रेट (मेगावाट/मिनट)
- 9.3.7 स्टार्टअप- समय, शट- डाउन समय आदि समेत न्यूनतम अप और डाउन समय।
- 9.3.8 संयंत्र उपलब्धता कारक (%)
- 9.3.9 बीते 3 वर्षों के लिए औसत क्षमता उपयोग कारक (%)
- 9.3.10 ऐतिहासिक आउटेज दरें और नियोजित आउटेज दरें
- 9.3.11 नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संसाधनों की स्थापित क्षमता और उत्पादन प्रोफाइल
- 9.3.12 निर्माणाधीन/अनुबंधित क्षमता एवं चालू होने की संभावित तिथि
- 9.3.13 समयसीमा के साथ क्षमता की योजनाबद्ध सेवानिवृत्ति या क्षमता का नवीनीकरण
- 9.3.14 समयसीमा के साथ ट्रांसमिशन विस्तार योजनाएं
- 9.3.15 नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संसाधनों के लिए समयसीमा के साथ निकासी व्यवस्था
- 9.4 पर्यावरण एवं वन मंत्रालय द्वारा निर्दिष्ट राज्य एवं केंद्रीय विद्युत ग्रिड कोड उत्सर्जन मानदंडों में परिभाषित आपूर्ति न की गई मांग, जबरन कटौती के लिए जुर्माना, स्पनिंग रिजर्व आवश्यकताएं एवं सिस्टम उत्सर्जन सीमाएं जैसी बाधाओं की पहचान की जाएगी और उन्हें सूचीबद्ध किया जाएगा।
- 9.5 वितरण लाइसेंसधारी को प्राधिकरण या आयोग द्वारा निर्दिष्ट नियोजन रिजर्व भी शामिल करना होगा, जैसा भी मामला हो। आयोग से किसी भी दिशा- निर्देश के अभाव में वितरण लाइसेंसधारी उचित औचित्य के साथ उपयुक्त नियोजन रिजर्व पर विचार कर सकता है जो आयोग द्वारा अनुमोदन के अधीन होगा, बशर्ते वितरण लाइसेंसधारी द्वारा अपनाया गया पीआरएम कम- से- कम प्राधिकरण द्वारा अपनाए गए पीआरएम के बराबर या उससे अधिक हो। विचार किए गए नियोजन रिजर्व मार्जिन का मूल्य औचित्य के साथ संसाधन योजना में निर्धारित किया जाएगा।
- 10 उत्पादन संसाधनों की कपैसिटी क्रेडिटिंग (क्षमता साख)**
- 10.1 वितरण लाइसेंसधारी इस विनियमन के नियम 10.2 के तहत उल्लिखित शुद्ध भार- आधारित नज़रिए को लागू कर अपने अनुबंधित उत्पादन संसाधनों के लिए कपैसिटी क्रेडिट (सीसी) कारकों की गणना करेगा। हाल के पांच वर्षों के लिए अनुबंधित उत्पादन संसाधन के प्रत्येक प्रकार के लिए कपैसिटी क्रेडिट (सीसी) कारक का पांच वर्षीय औसत रोलिंग आधार पर उत्पादन संसाधन नियोजन के प्रयोजन हेतु कपैसिटी क्रेडिट कारक के रूप में माना जाएगा।
- 10.2 पवन, सौर और पवन- सौर हाइब्रिड उत्पादन संसाधनों के लिए कपैसिटी क्रेडिट (सीसी) कारकों के निर्धारण हेतु नेट लोड आधारित नज़रिए/ पद्धति को निम्नानुसार अपनाया जाएगा:
- क) प्रत्येक वर्ष के लिए, लीप वर्ष (या समय- ब्लॉक) के लिए 8760 घंटे/ 8784 घंटे के लिए प्रति घंटे दर्ज सकल भार को अवरोही क्रम में व्यवस्थित किया जाएगा।
- ख) प्रत्येक घंटे के लिए, शुद्ध भार की गणना उस भार के अनुरूप 8760 घंटे/ लीप वर्ष (या समय- ब्लॉक) के लिए 8784 घंटे के लिए 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 लोड अवधि वक्रों के बीच का अंतर पवन उत्पादन या सौर उत्पादन के क्षमता कारक के योगदान को दर्शाता है, जैसा भी मामला हो।
- घ) पवन या सौर ऊर्जा से कुल उत्पादन क्षमता को शीर्ष 250 लोड घंटों के अनुरूप जोड़ा जाता है।
- ड) इन शीर्ष 250 घंटों के अनुरूप पवन या सौर उत्पादन से कुल उत्पादन को जोड़ा जाता है।
- च) परिणामी सीसी कारक (शीर्ष भार 250 घंटों के लिए कुल उत्पादन)/(शीर्ष भार 250 घंटे के लिए

स्थापित आरई क्षमता) है, नीचे दिए गए समीकरण के अनुसार:

$$\text{सीसी कारक} = \frac{\text{शीर्ष के लिए नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन का योग 250 घंटे}}{\text{शीर्ष के लिए नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता का योग 250 घंटे}}$$

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

बशर्ते, बीते पांच वर्षों की अवधि के मूल्यों पर विचार करते हुए सीसी कारक का निर्धारण करते समय, एसएलडीसी निम्नलिखित घटनाओं या परिस्थितियों के लिए वर्ष के दौरान असामान्य मूल्यों को बाहर रखेगा लेकिन यह इन तक सीमित नहीं है:

(i) दैवीय घटना जिसमें बिजली गिरना, सूखा, आग लगना और विस्फोट, भूकंप, ज्वालामुखी विस्फोट, भूस्खलन, बाढ़, चक्रवात, आंधी, बवंडर, भूवैज्ञानिक अप्रत्याशित घटनाएं, प्राकृतिक आपदाएं या मौसम की असाधारण प्रतिकूल स्थिति शामिल है, जो पिछले सौ वर्षों के सांख्यिकीय उपायों से परे हैं; या

(ii) समय-समय पर संशोधित आपदा प्रबंधन अधिनियम के तहत केंद्र सरकार द्वारा घोषित कोई आपदा; या

(iii) युद्ध, आक्रमण, सशस्त्र संघर्ष या किसी विदेशी शत्रु का कृत्य, नाकाबंदी, प्रतिबंध, क्रांति, दंगा, विद्रोह, आतंकवादी या सैन्य कार्रवाई।

10.3 अंतर-राज्यीय अनुबंधित नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन या अंतर-राज्यीय नवीकरणीय ऊर्जा संसाधनों के उद्देश्य के लिए नवीकरणीय ऊर्जा या उत्पादन संसाधन के लिए सीसी कारक का योगदान, जहाँ ऐसा संसाधन ग्रिड में है (अर्थात् अंतर-राज्यीय या राज्यांतरिक, 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 कारकों पर विचार किया जाएगा।

10.4 जल विद्युत उत्पादन संसाधनों के लिए सीसी कारकों की गणना जल उपलब्धता के आधार पर की जाएगी, जबकि रन-ऑफ – द-रिवर 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 कोयला/ गैस की उपलब्धता और जबरदस्ती एवं नियोजित कटौती के आधार पर की जाएगी।

10.5 भंडारण प्रौद्योगिकी के लिए सीसी फैक्टर की गणना शीर्ष नेट लोड घंटे नज़रिए या प्राधिकरण द्वारा निर्धारित किसी अन्य पद्धति का उपयोग करके निर्धारित की जाएगी।

10.6 वितरण लाइसेंसधारी को अपने अनुबंधित संसाधनों के लिए सीसी फैक्टर को एसएलडीसी के साथ गणना के औचित्य समेत साझा करना होगा।

10.7 एसएलडीसी राज्य की समग्र मांग और राज्य शुद्ध भार एवं राज्य में उफलब्ध अनुबंधित नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संसाधनों पर विचार करते हुए राज्य-विशेष सीसी कारकों की गणना करेगा और आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए प्रत्येक वर्ष 31 मई तक प्राधिकरण एवं एनएलडीसी एवं आरएलडीसी को ऐसी सीसी कारक जानकारी प्रदान करेगा।

11 नियोजित आरक्षित मार्जिन (पीआरएम) का आकलन

11.1 अधिकतम भार के प्रतिशत के रूप में नियोजित आरक्षित मार्जिन (पीआरएम) अतिरिक्त उत्पादन संसाधन या नियोजन रिज़र्व को दर्शाता है, जिस पर उत्पादन संसाधन नियोजन के उद्देश्य के लिए विचार किया जाना आवश्यक है।

11.2 इस प्रकार की नियोजन रिज़र्व मार्जिन (पीआरएम) कारक (उदाहरण के लिए, 7%) लोड की हानि की संभावना (एलओएलपी, उदाहरण के लिए 0.2%) और सामान्यीकृत ऊर्जा की आपूर्ति नहीं की गई (एनईएनएस, उदाहरण के लिए, 0.05%) के संदर्भ में विश्वसनीयता सूचकांक पर आधारित होगी, जैसा कि प्राधिकरण द्वारा निर्दिष्ट किया जा सकता है और इसे संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता एवं उत्पादन संसाधन क्षमता नियोजन हेतु उनकी योजना में संस्थाओं द्वारा विचार किया जाएगा।

- 11.3 वितरण लाइसेंसधारी द्वारा क्षमता नियोजन एवं एसटीयू/एसएलडीसी द्वारा राज्य स्तरीय संसाधन पर्याप्तता नियोजन में राज्य स्तरीय एकीकृत संसाधन योजना विकसित करते समय पीआरएम को ध्यान में रखा जाएगा।
- 12 संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता (आरएआर) का पता लगाना और नियंत्रण क्षेत्र के लिए उसका आवंटन**
- 12.1 इन विनियमों के विनियम 10 के अंतर्गत निर्धारित सीसी कारकों को लागू करने और अनुबंधित उत्पादन संसाधनों (वर्तमान और नियोजित) के लिए समायोजित क्षमता का निर्धारण करने पर, 15 मिनट या उससे अधिक परंतु एक घंटे से अधिक नहीं, के समय अक्ष पर ऐसी समायोजित अनुबंधित उत्पादन क्षमता (वर्तमान और नियोजित) का योग वितरण लाइसेंसधारी के संसाधन मानचित्र का आधार बनेगा।
- 12.2 वितरण लाइसेंसधारी को संसाधन अंतराल की पहचान करने के लिए विनियमन 6.13 के विकसित मांग पूर्वानुमान से विनियमन 12.1 में विकसित संसाधन पर्याप्तता योजना को घटाना होगा। वितरण लाइसेंसधारी के लिए दीर्घकालिक, मध्यम अवधि और अल्पावधि के लिए आरए अनुपालन के संदर्भ में संसाधन अंतराल को इन विनियमों में निर्दिष्ट तरीके से विकसित किया जाएगा।
- 12.3 वितरण लाइसेंसधारी को सबसे संभावित संसाधन अंतराल का निर्धारण करने हेतु संवेदनशीलता और संभाव्यता विश्लेषण करना होगा। वितरण लाइसेंसधारी को संभावित परिदृश्यों के लिए दीर्घकालिक, मध्यम अवधि और अल्पकालिक संसाधन अंतराल योजनाएं भी विकसित करनी होंगी, जबकि यह सुनिश्चित करना होगा कि कम-से-कम तीन अलग-अलग परिदृश्य (सबसे संभावित, हमेशा की तरह व्यवसाय और आक्रामक) विकसित किए जाएं।
- 12.4 सर्वाधिक संभावित परिदृश्य के आधार पर, वितरण लाइसेंसधारी आरए लक्ष्य आवश्यकता को पूरा करने के लिए प्रत्येक वर्ष 31 अगस्त तक दीर्घकालिक वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एलटी-डीआरएपी), मध्यम अवधि वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एमटी-डीआरएपी) और अल्पकालिक वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एसटी-डीआरएपी) का विकास करेगा और इसकी प्रति एसएलडीसी को देगा।
- 12.5 दीर्घकालिक राष्ट्रीय संसाधन पर्याप्तता योजना (एलटी-एनआरएपी) और अल्पकालिक राष्ट्रीय संसाधन पर्याप्तता योजना (एसटी-एनआरएपी) रिपोर्ट, संसाधन पर्याप्तता अभ्यास करने के लिए वितरण लाइसेंसधारी (यों) के लिए मार्गदर्शन का काम करेगी।
- 12.6 केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा प्रत्येक वर्ष आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए प्रकाशित की जाने वाली दीर्घकालिक राष्ट्रीय संसाधन पर्याप्तता योजना (एलटी-एनआरएपी) रिपोर्ट में अगले 10 वर्षों के लिए इष्टतम उत्पादन मिश्रण शामिल होता है जो कम-से-कम लागत के आधार पर अखिल भारतीय/राष्ट्रीय मांग को पूरा करते हुए संसाधन पर्याप्तता आवश्यकताओं का अनुपालन सुनिश्चित करता है, विश्वसनीय आपूर्ति लक्ष्य सुनिश्चित करने हेतु अखिल भारतीय/राष्ट्रीय स्तर पर इष्टतम योजना रिजर्व मार्जिन (पीआरएम) आवश्यकता, क्षेत्रीय आधार पर विभिन्न संसाधन प्रकारों के लिए कपैसिटी क्रेडिट्स (क्षमता साख) एवं राष्ट्रीय अधिकतम मांग के लिए राज्य का योगदान निर्धारित करता है।
- 12.7 एनएलडीसी द्वारा प्रत्येक वर्ष आगामी वर्ष के लिए प्रकाशित एक-वर्षीय अग्रवलोकन लघु-अवधि राष्ट्रीय संसाधन पर्याप्तता योजना (एसटी-एनआरएपी) रिपोर्ट की मांग पूर्वानुमान, नई परियोजनाओं की निर्माणाधीन स्थिति के आधार पर संसाधन उपलब्धता, मौजूदा स्टेशनों के नियोजित रखरखाव कार्यक्रम, स्टेशन-वार ऐतिहासिक अनिवार्य आउटेज दरें और डीकमीशनिंग योजनाएं जैसे पैरामीटर शामिल हैं।
- 12.8 राज्य के लिए एलटी-एनआरएपी में प्रदान किए गए राष्ट्रीय पीक में आवंटित हिस्से के आधार पर, एसटीयू/एसएलडीसी राज्य के संयोग पीक मांग (सीपीडी) में प्रतिशत हिस्सेदारी और राज्य गैर-संयोग पीक मांग (एनसीपीडी) में प्रतिशत हिस्सेदारी के औसत के आधार पर एलटी-एनआरएपी के प्रकाशन के 15 दिनों के भीतर राज्य पीक में प्रत्येक वितरण लाइसेंसधारी का हिस्सा आवंटित करेगा।
- 12.9 उपर्युक्त आवंटन के आधार पर वितरण लाइसेंसधारी तदनुसार अपनी संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता (आरएआर) को पूरा करने के लिए क्षमताओं का अनुबंध करने की योजना बनाएगा, साथ ही यह सुनिश्चित करेगा कि उनकी स्वयं की अधिकतम मांग और पीआरएम की पूर्ति हो।

- 12.10 वितरण लाइसेंसधारी को आरएएम का न्यूनतम 75% हिस्सा दीर्घावधि अनुबंधों के माध्यम से, 10-20% हिस्सा मध्यम अवधि अनुबंधों के माध्यम से और शेष हिस्सा अल्पावधि अनुबंधों के माध्यम से पूरा करना होगा।
बशर्ते उपरोक्त आवश्यकता उन लाइसेंसधारियों पर लागू नहीं होगी जिनके पास अपनी जरूरतों के 90% से अधिक के लिए दीर्घकालिक व्यवस्था है।
- 12.11 इन विनियमों के विनियमन 12.10 के अंतर्गत उल्लिखित अनुबंध मिश्रण की आयोग द्वारा समय-समय पर समीक्षा की जा सकती है।
बशर्ते कि डे-अहेड मार्केट (डीएएम) के माध्यम से बिजली की खरीद को आरएआर को पूरा करने के लिए योगदान नहीं माना जाएगा।
- 12.12 राज्य की आरए आवश्यकता नियोजन राष्ट्रीय संयोग शिखर के संदर्भ में किया जाएगा और वितरण लाइसेंसधारियों की राज्य संयोग शिखर मांग (सीपीडी) में हिस्सेदारी के औसत और राज्य गैर-संयोग शिखर मांग (एनसीपीडी) में हिस्सेदारी के संदर्भ में, वार्षिक रोलिंग योजना के माध्यम से वृद्धिशील क्षमता वृद्धि की आवश्यकता को अनुकूलित करने के लिए। राज्यों द्वारा चूक की घटनाओं, यदि कोई हो, की जांच हेतु राज्य आरए आवश्यकता नियोजन की मध्यावधि समीक्षा की जाएगी।
- 12.13 आरए आवश्यकता की योजना बनाते समय, वितरण लाइसेंसधारी को आरए आवश्यकता के आवंटन को ध्यान में रखना होगा, जैसा कि एसटीयू/ एसएलडीसी द्वारा सुझाया जा सकता है, जैसा भी मामला हो, जो एलटी-आरए, एमटी-आरए और एसटी-आरए के राज्य संयोगी पीक मांग (सीपीडी) में हिस्सेदारी के औसत और राज्य गैर-संयोगी पीक मांग (एनसीपीडी) में हिस्सेदारी के आधार पर हो।
- 12.14 आयोग, प्रत्येक वर्ष राज्य की समग्र क्षमता की कमी प्रस्तुत करने हेतु एक महीने के भीतर वितरण लाइसेंसधारियों के एलटी-डीआरएपी, एमटी-डीआरएपी और एसटी-डीआरएपी को आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए अनुमोदित करेगा, जिसमें वार्षिक रोलिंग योजनाएं भी शामिल हैं, जिसमें विभिन्न परिदृश्यों पर विचार किया जाएगा, साथ ही प्राधिकरण/ एनएलडीसी/ आरएलडीसी और एसटीयू/ एसएलडीसी द्वारा निर्धारित राष्ट्रीय/ राज्य शिखर में क्रमशः इसके योगदान के आधार पर राज्य/ वितरण लाइसेंसधारी को आवंटित संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता का आवंटन भी शामिल होगा।

अध्याय-5

बिजली खरीद योजना

- 13 खरीद योजना में निम्नलिखित शामिल होंगे: (क) इष्टतम बिजली खरीद संसाधन मिश्रण का निर्धारण, (ख) खरीद के प्रकार और अवधि के तौर-तरीकों पर निर्णय लेना और (ग) संसाधन की कमी के जोखिम को कम करने और फंसे हुए क्षमता या अनुबंधित उत्पादन से बचने के लाभों को अधिकतम करने के लिए क्षमता व्यापार या साझाकरण में संलग्न होना।
- 14 **खरीद संसाधन मिश्रण**
- 14.1 वितरण लाइसेंस अपनी विद्युत खरीद रणनीति में एक इष्टतम खरीद उत्पादन संसाधन मिश्रण की पहचान करेगा जो विश्वसनीयता मानकों को पूरा करते हुए विद्युत खरीद संसाधन विकल्पों के अपने पोर्टफोलियो में सुचारू नवीकरणीय ऊर्जा एकीकरण को सक्षम करेगा।
- 14.2 इष्टतम उत्पादन खरीद संसाधन मिश्रण की पहचान के लिए परिसंपत्तियों के फंसे होने से बचने के लिए अनुकूलन तकनीक और न्यूनतम लागत मॉडलिंग का प्रयोग किया जाएगा। वितरण लाइसेंसधारी न्यूनतम लागत मॉडलिंग और अनुकूलन तकनीकों को अपनाने में संलग्न होगा और इसे अपने समग्र विद्युत खरीद नियोजन प्रक्रिया में प्रदर्शित करेगा जिसे अनुमोदन हेतु आयोग के समक्ष प्रस्तुत किया जाएगा।
- 14.3 वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा खरीद, पहचाने गए संसाधन मिश्रण के अनुरूप होगी और इसमें समय-समय पर उपयुक्त सरकार द्वारा अधिसूचित समग्र राष्ट्रीय विद्युत योजना और नीतियों पर विचार किया जाएगा।
- 14.4 आरपीओ लक्ष्यों को पूरा करने के लिए नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से बिजली क्षमता की खरीद जेईआरसी

(नवीकरणीय ऊर्जा की खरीद), विनियम, 2010 और उसके संशोधनों के अनुसार की जाएगी।

- 14.5 पवन, सौर पीवी, पवन सौर हाइब्रिड, चौबीस घंटे (आरटीसी) बिदली उत्पादन से बिजली की खरीद, विद्युत मंत्रालय द्वारा अधिसूचित प्रशुल्क आधारित प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के दिशानिर्देशों के अनुसार की जाएगी।
- 14.6 वितरण लाइसेंसधारी, विद्युत मंत्रालय द्वारा अधिसूचित प्रशुल्क आधारित प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के दिशानिर्देशों के अनुसार संसाधनों की उपलब्धता के आधार पर बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणाली (बीईएसएस) और/या पंप भंडारण परियोजनाओं (पीएसपी) या किसी अन्य भंडारण प्रौद्योगिकी से आने वाले वर्षों के लिए एमटी-डीआरएपी क्षमता वृद्धि आवश्यकता के परिणामों के अनुरूप भंडारण क्षमता का अनुबंध करेगा।
- 14.7 वितरण लाइसेंसधारी राज्य उत्पादन स्टेशनों/केंद्रीय उत्पादन स्टेशनों/स्वतंत्र विद्युत उत्पादकों (आईपीपी)/कैप्टिव विद्युत संयंत्रों (सीपीपी)/सह-उत्पादन संयंत्रों समेत नवीकरणीय विद्युत संयंत्रों/केंद्रीय एजेंसियों/राज्य एजेंसियों/मध्यस्थों/व्यापारियों/एग्रीगेटर्स/पावर एक्सचेंजों के माध्यम से या अन्य वितरण लाइसेंसधारियों के साथ द्विपक्षीय समझौतों/बैंकिंग व्यवस्थाओं, या केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा मान्यता प्राप्त और अनुमोदित किसी अन्य प्लेटफॉर्म और प्रतिस्पर्धी बोली दिशानिर्देशों के अनुपालन में अधिनियम की धारा 62 या धारा 63 के अंतर्गत आयोग द्वारा अनुमोदित किसी अन्य स्रोत के माध्यम से विद्युत-अनुबंध कर सकता है।
- 14.8 वितरण लाइसेंसधारी दीप और पुष्प पोर्टल के माध्यम से अल्पावधि और मध्यम अवधि के आधार पर बिजली खरीद सकता है।

15 खरीद का प्रकार और अवधि

- 15.1 वितरण लाइसेंसधारी संसाधन मिश्रण की खरीद के तौर-तरीकों एवं अवधि का निर्धारण करते समय यह सुनिश्चित कर सकता है कि प्रारंभिक स्तर पर, राज्य के भीतर उपलब्ध क्षमता को अनुकूलित किया जाएगा। भविष्य के अनुकूलन हेतु, राज्य के बाहर से खरीद के लिए ट्रांसमिशन बाधाओं और ट्रांसमिशन की लागत पर विचार करते हुए सबसे कम लागत वाले संसाधन उपलब्धता के अधीन राज्य के भीतर खरीद अनुबंध का निर्णय लिया जाएगा और फिर यदि आवश्यक हो तो राज्यों के बीच खरीद अनुबंध का निर्णय किया जाएगा।
बशर्ते एसटीयू/एसएलडीसी वेब पोर्टल पर उपलब्ध ट्रांसमिशन कॉरिडोर की घोषणा करेगा, जो सभी हितधारकों के लिए सुलभ हो, ताकि वितरण लाइसेंसधारी तदनुसार अपनी बिजली खरीद की योजना बना सके।
- 15.2 वितरण लाइसेंसधारियों को दीर्घकालिक, मध्यम अवधि और अल्पकालिक क्षितिज में उत्पादन संसाधन मिश्रण और खरीद रणनीति की पहचान करनी होगी और अपनी बिजली खरीद मंजूरी के एक भाग के रूप में आयोग से अनुमोदन प्राप्त करना होगा।
- 15.3 वितरण लाइसेंसधारी को आयोग के समक्ष पहले वर्ष के लिए 100% टाइप-अप तथा दूसरे वर्ष के लिए न्यूनतम 90% टाइप-अप प्रदर्शित करना होगा, ताकि राज्य/संघ राज्य क्षेत्र की अधिकतम सीमा को पूरा करने के लिए उनके योगदान की जरूरत को पूरा किया जा सके। केवल दीर्घ/मध्यम/अल्पकालिक अनुबंध वाले संसाधनों को ही आरए में योगदान देने के लिए माना जाएगा।
- 15.4 वार्षिक रोलिंग योजना के माध्यम से मूल्यांकन वितरण लाइसेंसधारी की वर्तमान और नियोजित खरीद पहलों को ध्यान में रखते हुए एमटी/एसटी के माध्यम से वृद्धिशील क्षमता वृद्धि की जरूरत का पता लगाएगा।
- 15.5 वितरण लाइसेंसधारी आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए प्रत्येक वर्ष 30 नवंबर तक क्षमताओं का अनुबंध करेगा और प्रत्येक वर्ष 31 दिसंबर तक वार्षिक रोलिंग योजना एसटीयू/एसएलडीसी को प्रस्तुत करेगा।
- 15.6 एसटीयू और एसएलडीसी आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए प्रत्येक वर्ष 31 जनवरी तक आरएलडीसी को राज्य स्तरीय समेकित योजना प्रस्तुत करेंगे।

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 और केंद्रीय आयोग द्वारा बनाए गए अंतर-राज्यीय क्षमता साझेदारी या व्यापार तंत्र के लिए मंच का इष्टतम उपयोग करना होगा तथा जहाँ तक संभव हो सके क्षमता लागत को अनुकूलित करना होगा।

- 16.2 वितरण लाइसेंसधारी को अनुबंधित क्षमता के बारे में जानकारी अनुपालन सत्यापन के लिए एसएलडीसी और एसटीयू को 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।

17 विद्युत क्रय अनुबंध का अनुमोदन

- 17.1 किसी भी नई क्षमता व्यवस्था/गठबंधन को आवश्यकता, विद्युत खरीद की लागत की तर्कसंगतता एवं कुशल, किफायती और न्यायसंगत तरीके से कार्य करने को बढ़ावा देने के मद्देनजर आयोग के पूर्व अनुमोदन के अधीन होना होगा।
- 17.2 विभिन्न स्रोतों से दीर्घ/मध्यम/अल्पकालिक बिजली की समस्त खरीद, केंद्र सरकार/संबद्ध आयोग द्वारा समय-समय पर जारी दिशा-निर्देशों/नियमों/विनियमों/नीतियों के अनुसार की जाएगी।
- 17.3 वितरण लाइसेंसधारी द्वारा किया गया कोई भी नया दीर्घ/मध्यम अवधि का विद्युत क्रय समझौता या मौजूदा दीर्घ/मध्यम अवधि विद्युत क्रय समझौते (पीपीए)/विद्युत बिक्री समझौते (पीएसए) में संशोधन आयोग की पूर्व स्वीकृति के अधीन होगा।
- 17.4 वितरण लाइसेंसधारी को विभिन्न परंपरागत विद्युत संयंत्रों एवं नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादकों के साथ निष्पादित सभी विद्यमान विद्युत क्रय अनुबंधों की सूची संसाधन पर्याप्तता योजना के साथ प्रस्तुत करनी होगी।

18 बिजली खरीद में बदलाव

- 18.1 वितरण लाइसेंसधारी वर्ष के दौरान अनुमोदित संसाधन पर्याप्तता खरीद योजना के अतिरिक्त निम्नलिखित छूट के आधार पर अतिरिक्त बिजली खरीद कर सकता है:

(क) यदि वर्ष के दौरान विद्युत की मांग में अप्रत्याशित वृद्धि हुई हो या किसी अनुमोदित आपूर्ति स्रोत से विद्युत की आपूर्ति में कमी या विफलता हुई हो या जब विद्यमान स्रोतों से विद्युत प्राप्त करना अन्य उपलब्ध वैकल्पिक स्रोतों की तुलना में महंगा हो गया हो, तो वितरण लाइसेंसधारी बिजली की खरीद के लिए अतिरिक्त करार कर सकेगा।

(ख) वितरण लाइसेंसधारी आपातकालीन परिस्थितियों का सामना करने पर, जिससे ग्रिड की स्थिरता को खतरा हो, या जब ग्रिड विफलता को रोकने के लिए या आपातकालीन स्थितियों के दौरान एसएलडीसी/आरएलडीसी द्वारा ऐसा करने का निर्देश दिया जाए तो बिजली की खरीद के लिए अल्पकालिक व्यवस्था या अनुबंध कर सकता है और आयोग की पूर्व स्वीकृति के बिना अल्पकालिक आधार पर दूसरे राज्यों के साथ बैकिंग कर सकता है।

वर्ष में ऐसी अल्पकालिक खरीद का ब्यौरा बिजली की खरीद की तिथि से 45 दिनों के भीतर आयोग को प्रस्तुत किया जाएगा।

अध्याय 6

निगरानी और अनुपालन

19 निगरानी और अनुपालन

- 19.1 निगरानी और रिपोर्टिंग: एलटी-डीआरएपी, एमटी-डीआरएपी और एसटी-डीआरएपी, एसटीयू और एसएलडीसी प्रत्येक वर्ष 30 सितंबर तक आयोग को आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए के लिए राज्य-समेतित क्षमता की कमी के बारे में सूचित करेंगे और वितरण लाइसेंसधारियों को अतिरिक्त क्षमता के लिए प्रतिबद्ध होने की सलाह देंगे।

- 19.2 आरए अनुपालन में कमी का समाधान: वितरण लाइसेंसधारियों को आरए संबंधी आवश्यकताओं का

अनुपालन करना होगा और गैर- अनुपालन की स्थिति में, आयोग द्वारा निर्धारित उचित गैर- अनुपालन शुल्क लागू होगा।

19.3 आरए अनुपालन में कमी के लिए एसएलडीसी संबंधित वितरण लाइसेंसधारी से गैर- अनुपालन शुल्क लगाएगा और वसूल करेगा।

19.4 वितरण लाइसेंसधारी को अपने एआरआर के हिस्से के रूप में ऐसे गैर- अनुपालन प्रभार को वसूलने की अनुमति नहीं दी जाएगी।

अध्याय 7

भूमिकाएं और उत्तरदायित्व एवं समय-सीमाएं

20 डेटा आवश्यकता और साक्षात्करण प्रोटोकॉल

20.1 वितरण लाइसेंसधारियों को मांग आकलन एवं पूर्वानुमान से संबंधित सभी डेटा को बनाए रखना होगा और एसटीयू/ एसएलडीसी के साथ साक्षात् करना होगा, जैसे कि उपभोक्ता डेटा, ऐतिहासिक मांग डेटा, मौसम डेटा, जनसांख्यिकी और अर्थमितीय चर टीएंडडी नुकसान, वास्तविक विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता और उपलब्धता जिसमें कटौती, बिजली की सबसे अधिक मांग और पीक मेट के साथ- साथ मांग प्रोफाइल में परिवर्तन (जैसे- कृषि का बदलता स्वरूप, उपयोग का समय आदि), ऐतिहासिक प्रति घंटा लोड आदि शामिल हैं।

20.2 वितरण लाइसेंसधारी नीतियों और चालकों से संबंधित सभी आंकड़े और डेटाबेस बनाए रखेगा जैसा कि एलईडी निवेश, कुशल पंखा निवेश, उपकरण निवेश, मांग पक्ष प्रबंधन और ऊर्जा दक्षता उपाय, घरों में खाना पकाने आदि के लिए बिजली के उपकरणों का बढ़ता उपयोग, भौगोलिक क्षेत्रों/इलाकों के लिए वाणिज्यिक गतिविधियों में वृद्धि, नियंत्रण क्षेत्र के भीतर कृषि पंप और सौरकरण की संख्या में वृद्धि, विशिष्ट ऊर्जा खपत में परिवर्तन, मौसमी उपभोक्ताओं जैसे चाय के पौधे, डीएसएम और डीईआर, ईवी और ओए, राष्ट्रीय हाइड्रोजन मिशन, एटी एंड सी घाटे में कमी आदि से खपत पैटर्न भी साक्षात् किया जाएगा।

20.3 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 अपने डेटाहबे, में कम- से- कम बीते 10 वर्षों के आंकड़ों को रखे होंगे, लोड सर्वेक्षण से प्राप्त जानकारी, पीक मांग में उपभोक्ता श्रेणी का योगदान, मौसमी बदलाव के पहलू आदि को भी साक्षात् किया जाएगा।

20.4 एसएलडीसी लाइसेंसधारी- विशिष्ट के साथ- साथ पूरे राज्य के लिए समग्र मांग मूल्यांकन एवं पूर्वानुमान संबंधी आंकड़ों से संबंधित आंकड़े और डेटाबेस बनाए रखेगा एवं समय- समय पर क्षेत्रीय/ राष्ट्रीय मूल्यांकन के लिए प्राधिकरण और एनएलडीसी के साथ राज्य स्तरीय मूल्यांकन साक्षात् करेगा।

20.5 वितरण लाइसेंसधारी राज्य स्तरीय कपैसिटी क्रेडिट (क्षमता साख) कारकों की गणना और राज्य स्तरीय मूल्यांकन की तैयारी हेतु प्रति घंटा उत्पादन प्रोफाइल समेत वर्तमान और अनुबंधित क्षमताओं से संबंधित जानकारी एवं डेटा को एसटीयू और एसएलडीसी के साथ साक्षात् करेगा।

20.6 एसएलडीसी और एसटीयू उत्पादन डेटा को एकत्रित करेंगे और आरए संबंधी आवश्यकताओं के आकलन हेतु प्राधिकरण और एनएलडीसी के साथ राज्य स्तरीय मूल्यांकन को साक्षात् करेंगे।

20.7 एसटीयू वितरण लाइसेंसधारियों को क्षेत्रीय और राष्ट्रीय आरए आवश्यकता के आवंटन की सूचना देगा।

21 समयसीमाएं

क. वित्त वर्ष 2025-26 के लिए

21.1 वितरण लाइसेंसधारी आगामी वर्ष के लिए 14 अगस्त तक एसएलडीसी को मांग पूर्वानुमान प्रस्तुत करेंगे।

21.2 एसएलडीसी आगामी वर्ष के लिए के 31 अगस्त तक प्राधिकरण और एनएलडीसी को राज्य-स्तरीय पूर्वानुमान एकत्रित करेगा और प्रस्तुत करेगा।

- 21.3 वितरण लाइसेंसधारकों को आगामी वर्ष के लिए 30 सितंबर तक एलटी-डीआरएपी, एमटी-डीआरएपी और एसटी-डीआरएपी कार्य करना होगा।
- 21.4 एसटीयू और एसएलडीसी 31 अक्टूबर तक राज्य आयोग को आगामी वर्ष के लिए राज्य-समेकित क्षमता की कमी के बारे में सूचित करेंगे।
- 21.5 वितरण लाइसेंसधारी आगामी वर्ष के लिए 31 दिसंबर तक क्षमता अनुबंध करेगा और 31 जनवरी तक वार्षिक रोलिंग योजना एसटीयू/ एसएलडीसी को प्रस्तुत करेगा।
- 21.6 एसटीयू और एसएलडीसी आगामी वर्ष के लिए 28 फरवरी तक आरएलडीसी को राज्य स्तरीय समेकित योजना प्रस्तुत करेंगे।

ख. वित्त वर्ष 2026-27 से वित्त वर्ष 2029-30 के लिए

- 21.7 वितरण लाइसेंसधारी आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए प्रत्येक वर्ष 30 अप्रैल तक एसएलडीसी को मांग पूर्वानुमान प्रस्तुत करेंगे।
- 21.8 एसएलडीसी आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए प्रत्येक वर्ष 31 मई तक प्राधिकरण एवं एनएलडीसी को राज्य- स्तरीय पूर्वानुमान एकत्रित करेगा और प्रस्तुत करेगा।
- 21.9 वितरण लाइसेंसधारी आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए प्रत्येक वर्ष 31 अगस्त तक एलटी- डीआरएपी, एमटी- डीआरएपी और एसटी- डीआरएपी कार्य करेंगे।
- 21.10 एसटीयू और एसएलडीसी आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए प्रत्येक वर्ष 30 सितंबर तक राज्य- समेकित क्षमता के कमी के बारे में राज्य आयोग को सूचना देंगे।
- 21.11 वितरण लाइसेंसधारी आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए प्रत्येक वर्ष 30 नवंबर तक क्षमताओं का अनुबंध करेगा और प्रत्येक वर्ष 31 दिसंबर तक एसटीयू/ एसएलडीसी को वार्षिक रोलिंग योजना प्रस्तुत करेगा।
- 21.12 एसटीयू और एसएलडीसी आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए प्रत्येक वर्ष 31 जनवरी तक आरएलडीसी को राज्य स्तरीय समेकित योजना प्रस्तुत करेंगे।

22 वेबसाइट पर सूचना का प्रकाशन

- 22.1 वितरण लाइसेंसधारी द्वारा मासिक/ साप्ताहिक/ डे- अहेड/ अंतरदिवसीय विद्युत खरीद/ बिक्री एवं जनरेटर शेड्यूल को ऐसी खरीद/ बिक्री के 45 दिनों के भीतर वितरण लाइसेंसधारियों एवं एसएलडीसी की वेबसाइटों पर उपलब्ध कराया जाएगा, ताकि वर्तमान एवं संग्रहीत डेटा तक पहुँच सरल बनाई जा सके।
- 22.2 एसएलडीसी अपनी वेबसाइट पर प्रत्येक उत्पादन स्टेशन की प्रति इकाई परिवर्तनीय लागत के साथ मासिक मेरिट ऑर्डर डिस्पैच (एमओडी) स्टैक भी प्रकाशित करेगा।

23 वितरण लाइसेंसधारी द्वारा समर्पित प्रकोष्ठ का गठन

- 23.1 वितरण लाइसेंसधारक विनियमन लागू होने के तीन माह के भीतर संसाधन पर्याप्तता के लिए एक नियोजन प्रकोष्ठ का गठन करेंगे। प्रकोष्ठ में मांग पूर्वानुमान, क्षमता, नवीकरणीय ऊर्जा एकीकरण आदि के लिए अपेक्षित क्षमता और उपकरण होने चाहिए।
- 23.2 वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा वास्तविक समय में बिजली खरीद/ बिक्री के लिए चौबीसों घंटे काम करने वाला एक और समर्पित प्रकोष्ठ भी बनाया जाएगा और पावर एक्सचेंजों या किसी दूसरे माध्यम से इंद्रा- डे, डे- अहेड, वीक- अहेड बिजली खरीद भी की जाएगी। वितरण लाइसेंसधारी इन विनियमों की भावना के अनुरूप समर्पित प्रकोष्ठ की कार्यप्रणाली के लिए उपयुक्त दिशानिर्देश तैयार करेंगे और इन विनियमों के लागू होने की तिथि से 45 दिनों के भीतर आयोग को इसके बारे में अवगत कराएंगे।
- 23.3 वितरण लाइसेंसधारी को राज्य क्षेत्र की उत्पादन कंपनियों, अन्य वितरण लाइसेंसधारियों, केंद्रीय क्षेत्र की उत्पादन कंपनियों, ट्रांसमिशन कंपनियों, राष्ट्रीय/ क्षेत्रीय/ राज्य लोड डिस्पैच केंद्रों और केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण

के परामर्श से संसाधन पर्याप्तता योजना बनानी होगी। यह देश भर में पीक, ऑफ- पीक और सामान्य अवधि के लिए बिजली की संभावित उपलब्धता और कीमत का अनुमान लगाने के लिए व्यापारिक कंपनियों एवं अधिशेष बिजली वाले राज्यों से भी पूछताछ कर सकता है।

अध्याय 8: प्रकीर्ण

24 निर्देश देने का अधिकार

24.1 आयोग समय- समय पर ऐसे निर्देश और आदेश जारी कर सकता है जिन्हें इन विनियमों के कार्यान्वयन के लिए उचित समझा जाए।

25 छूट देने का अधिकार

25.1 आयोग सामान्य या विशेष आदेश के माध्यम से, लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों से, और प्रभावित होने वाले पक्षों को सुनवाई का अवसर देने के पश्चात, स्वप्रेरणा से या किसी हितबद्ध व्यक्ति द्वारा उसके समक्ष प्रस्तुत किए गए आवेदन पर इन विनियमों के किसी भी प्रावधान में छूट दे सकता है।

26 समस्याओं को दूर करने का अधिकार

26.1 इन विनियमों के प्रावधानों को प्रभावी करने में किसी समस्या के पैदा होने की स्थिति में, आयोग स्वतः संज्ञान लेते हुए या याचिका दायर करने पर, आदेश द्वारा, ऐसे प्रावधान कर सकता है जो अधिनियम के प्रावधानों से असंगत न हों और जो कठिनाई को दूर करने के लिए आवश्यक प्रतीत हों।

27 संशोधन का अधिकार

27.1 आयोग, कारणों को लिखित रूप में दर्ज कर, किसी भी समय संशोधन द्वारा इन विनियमों के किसी भी प्रावधान में परिवर्तन, परिवर्तन या संशोधन कर सकता है।

28 मानकों से विचलन

28.1 संसाधन पर्याप्तता योजना और उसकी विद्युत खरीद योजना के अनुमोदन हेतु विचार किए जाने वाले पैरामीट्रिक मानदंड, इन विनियमों में निर्दिष्ट मानदंडों से विचलन में निर्धारित किए जा सकते हैं:

बशर्ते इन विनियमों के तहत निर्दिष्ट मानदंडों से विचलन के कारणों को लिखित रूप में दर्ज किया जाएगा और आयोग द्वारा अनुमोदित किया जाएगा।

29 आदेश जारी करना और निर्देशों का पालन

29.1 अधिनियम के प्रावधानों के अधीन, आयोग समय- समय पर इन विनियमों के कार्यान्वयन के संबंध में आदेश जारी कर सकता है और निर्देशों का पालन करने को कह सकता है।

एस. डी. शर्मा, सचिव (प्रभारी)

[विज्ञापन-III/4/असा./145/2025-26]

JOINT ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

(For State of Goa and UTs)

NOTIFICATION

Gurugram, the 15th May, 2025

Joint Electricity Regulatory Commission (Framework for Resource Adequacy) Regulations, 2025

JERC No. 36/2025.— 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, the Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories (except Delhi, Jammu & Kashmir and Ladakh), after previous publication, hereby makes the following Regulations, namely:

Chapter 1

Preliminary

1. Short Title, Scope, Extent and Commencement

- 1.1 These Regulations may be called the Joint Electricity Regulatory Commission (Framework for Resource Adequacy) Regulations, 2025 [hereinafter referred to as “Resource Adequacy Regulations”].
- 1.2 These Regulations shall extend to the State of Goa and the Union Territories of Andaman and Nicobar Islands, Chandigarh, Dadra & Nagar Haveli and Daman & Diu, Lakshadweep, and Puducherry.
- 1.3 These Regulations shall come into force from the date of their notification in the Official Gazette or as may be notified by the Commission separately.

Provided that the timelines specified in Regulation 21 of these Regulations shall be applicable from FY 2025-26.

2 Objectives

- 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.

Provided that the planning of transmission resources shall be consistent with their respective business plans.

- 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 Extent of Application

- 3.1 These Regulations shall apply to the generating companies, distribution licensees, State Load Despatch Centre, State Transmission Utility, full Open Access Consumers as defined in JERC (Connectivity and Open Access in Intra-State Transmission and Distribution) Regulations, 2017 and amendments thereof and other grid connected entities and stakeholders within areas under the jurisdiction of JERC (Goa & UTs).

Provided that distribution licensees shall consider demand of partial open access consumers while forecasting their demand for RA planning.

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 resource’s nameplate capacity that can be counted towards resource adequacy requirements.
- d. “**CEA RA Guidelines**” means Guidelines for Resource Adequacy planning framework for India notified by Central Electricity Authority in pursuance of Rule 16 of Electricity (Amendment) Rules, 2022 and amendments thereof.
- e. “**Commission**” means the Joint Electricity Regulatory Commission (JERC) for the State of Goa & Union Territories constituted under the Act.
- f. “**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.
- g. “**Long-Term**” or “**LT**” means duration exceeding five years for development of demand forecasting and generation resource planning.
- h. “**Long-Term Power Procurement**” means procurement of power under any arrangement or agreement with a term or duration exceeding five years.
- i. “**Long-Term Distribution Resource Adequacy Plan**” or “**LT-DRAP**” means plan for assessment and meeting of long-term resource adequacy by the distribution licensee.

- J. **“Long-Term National Resource Adequacy Plan”** or **“LT-NRAP”** means plan for national level assessment of long-term resource adequacy published by Central Electricity Authority as per CEA RA Guidelines.
- k. **“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.
- l. **“Medium-Term”** or **“MT”** means duration up to five years for development of demand forecast, generation resource plan, and procurement plan.
- m. **“Medium-Term Distribution Resource Adequacy Plan”** or **“MT-DRAP”** means plan for assessment of medium-term resource adequacy by the distribution licensee.
- n. **“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.
- o. **“Normalized Energy Not Served”** or **“NENS”** is normalization of the EENS by dividing it by the total system load.
- p. **“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.
- q. **“Power Exchange”** means any exchange operating as power exchange for electricity in terms of the regulations issued by the Central Electricity Regulatory Commission.
- r. **“Power Purchase Agreement (PPA)”** means the agreement entered into between the Procurer(s) and the Seller pursuant to which the Seller shall supply power to the Procurer(s) as per the terms and conditions specified therein.
- s. **“Power Sale Agreement (PSA)”** shall mean the back-to-back agreement entered into between the Buying Entity(s) and the Intermediary Procurer/trader for onward sale of power purchased under any power purchase agreement.
- t. **“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.
- u. **“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 Commission or Authority as the case may be.
- v. **“Short-Term”** or **“ST”** means duration up to one year for development of demand forecast, generation resource plan, and procurement plan.
- w. **“Short-Term Distribution Resource Adequacy Plan”** or **“ST-DRAP”** means plan for assessment and meeting of short-term resource adequacy by the distribution licensee.
- x. **“Short-Term National Resource Adequacy Plan”** or **“ST-NRAP”** means plan for national level assessment of short-term resource adequacy published by Grid India/National Load Despatch Centre as per CEA RA Guidelines.
- 4.2 All other words and expressions used in these Regulations, although not specifically defined herein 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 State 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 distribution licensee shall develop and prepare Long-Term Distribution Resource Adequacy Plan (LT-DRAP), 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.
- 5.5 The distribution licensees, State Transmission Utility and State Load Despatch Centre shall provide requisite information and data including demand forecasts for period upto 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 Long-term and Medium-term using comprehensive input data and policies and drivers and scientific mathematical modelling tools.
- 6.2 Distribution licensee shall be responsible for the assessment and forecasting of demand (MW) and energy (MWh) within its own control area including partial open access consumers.
- 6.3 Distribution licensee shall determine the load forecast for each consumer category for which the Commission has determined separate retail tariff.
- 6.4 Distribution licensee shall determine the load forecast for a consumer category by adopting any of the following and/or combination of following methodologies:
- (a) compounded average growth rate (CAGR) on annual basis or long-term average;
 - (b) end use or partial end use;
 - (c) trend analysis;
 - (d) Auto-regressive integrated moving average (ARIMA);
 - (e) Artificial Intelligence including machine learning, artificial neural networks (ANN) techniques;
 - (f) econometric (specifying the parameters used, algorithm, and source of data); and
 - (g) any other methodology prescribed by the Authority in its “Guidelines for Medium and Long Term Power Demand Forecast”.
- 6.5 Distribution licensee may refer 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 shall 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 Regulation 6.14.
- 6.6 For the purposes of deciding the load forecast for a consumer category and the methodology to be used for load forecasting of a consumer 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 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 Distribution licensee shall modify the load obtained on either side, for each consumer 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) energy efficiency measures;
 - (b) energy savings and conservation interventions;
 - (c) demand-side management;
 - (d) open access;
 - (e) distributed energy resources;
 - (f) DSM and demand response measures;
 - (g) electric vehicles;
 - (h) tariff signals;
 - (i) changes in specific energy consumption,
 - (j) increase in commercial activities with electrification
 - (k) increase in number of agricultural pump sets and its solarization
 - (l) changes in consumption pattern from seasonal consumers
 - (m) availability of supply; and
 - (n) policy influences such as 24 x 7 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 Distribution licensee shall take into consideration any other factor not mentioned in Regulation 6.8 after recording the merits of its consideration. Further, while undertaking demand forecasts, distribution licensee shall take into consideration the impact and benefits arising out of the demand side management programmes and DSM plans, energy efficiency measures, energy conservation interventions in pursuance of JERC (Demand Side Management) Regulations, 2014, and distributed generation resources in pursuance of JERC (Procurement of Renewable Energy) Regulations, 2010 as amended from time to time, JERC (Solar PV Grid Interactive System based on Net Metering) Regulations, 2019 as amended from time to time.
- 6.10 The Long-term and Medium-term load profile of the consumer 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 Summation of energy forecast (MWh) for various consumer categories upon suitably adjusting for captive, prosumer, and open access load forecast, if necessary, as obtained as per Regulation 6.4 to 6.10, as the case may be, shall be the load forecast for the distribution licensee.
- 6.12 Distribution licensee shall calculate the load forecasts (in MWh) by adding a loss trajectory approved by the Commission in the latest tariff order or as per actual loss of previous year, whichever is lower. In the absence of the loss trajectory as approved by the Commission for the planning horizon, an appropriate loss trajectory stipulated by State or National policies shall be considered with a detailed explanation.
- 6.13 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 Regulation 6.12. If any other appropriate load factor is considered for future years, a detailed explanation shall be provided.
- 6.14 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 State

(a) Short Term Demand Forecast

- 7.1 The distribution licensee shall develop a methodology for at least 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 consumer 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 SLDC. 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.

b) Aggregation of Demand Forecast

- 7.4 The distribution licensee shall produce at least hourly, or sub-hourly as may be decided by the Commission from time to time, 1-year short-term (ST), 5-year medium-term (MT) and 10-year long-term (LT) 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 State, shall estimate, in different time horizons, namely long-term, medium term and short term, the demand for the entire State duly considering the diversity of the State.
- 7.6 SLDC shall aggregate demand forecasts by distribution licensees, considering the load diversity, congruency, seasonal variation aspects and shall submit state-level aggregate demand forecasts (MW and MWh) in different time horizons, namely long-term, medium-term, and short-term 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 (state/distribution licensee).
- 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, minimum up and down time including start-up time, shut-down time 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. Some of the important parameters that would be considered for this resource characteristic assessment shall include but not limited to following:
 - 9.3.1 Name of the plant (with location, district, taluka, geo-coordinates)
 - 9.3.2 Installed Plant Capacity (MW) (existing and planned)
 - 9.3.3 Heat rate of thermal generating stations
 - 9.3.4 Auxiliary consumption (MW)
 - 9.3.5 Maximum and Minimum generation limits (MW)
 - 9.3.6 Ramp up and Ramp down rate (MW/min)

- 9.3.7 Minimum up and down time including start-up time, shut-down time etc.
- 9.3.8 Plant availability factor (%)
- 9.3.9 Average capacity utilisation factor for past 3 years (%)
- 9.3.10 Historical outage rates and planned outage rates
- 9.3.11 Installed Capacity and generation profile of renewable energy generation resources
- 9.3.12 Under-construction / contracted capacity with likely date of commissioning
- 9.3.13 Planned Retirement of capacity or Renovation of capacity with timelines
- 9.3.14 Transmission expansion plans with timelines
- 9.3.15 Evacuation arrangements with timelines for RE generation resources
- 9.4 Constraints such as penalties for unmet demand, forced outages, spinning reserve requirements, and system emission limits as defined in State and Central electricity grid codes 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 may be. In the absence of any guidelines from the Commission, the distribution licensee can consider suitable planning reserve with proper justification, which will be subject to approval by the Commission, provided that the PRM adopted by the distribution licensee shall be at least equal to or greater than the PRM adopted by the Authority. The value of planning reserve margin 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 Regulation 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 wind, solar, and wind-solar hybrid generation resources shall be adopted as under:
 - b) For each year, the hourly recorded Gross Load for 8760 hours/ 8784 hours for leap year (or time-block) shall be arranged in descending order.
 - c) For each hour, the Net Load is calculated by subtracting the actual wind or solar generation corresponding to that load for 8760 hours/ 8784 hours for leap year (or time-block) and then arranged in descending order similar to Step 1.
 - d) 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.
 - e) Installed capacity of wind or solar generation capacity is summed up corresponding to the top 250 load hours.
 - f) Total generation from wind or solar generation corresponding to these top 250 hours is summed up.
 - g) Resultant CC factor is (Total Generation for top load 250 hours)/(Installed RE Capacity for top load 250 hours), as per formula below:

$$\text{CC factor} = \frac{\text{Sum of RE Generation for top 250 hours}}{\text{Sum of RE capacity for top 250 hours}}$$

- h) 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.

Provided that at the time of determining CC factor considering past five years duration values, SLDC shall exclude abnormal values during the year for following events or circumstances, but not limited to:

- (i) Act of God including but not limited to lightning, drought, fire and explosion, earthquake, volcanic eruption, landslide, flood, cyclone, typhoon, tornado, geological surprises, natural disasters or exceptionally adverse weather conditions, which are in excess of the statistical measures for the last hundred years; or

- (ii) Any disaster declared by the Central Government under Disaster Management Act as amended from time to time; or
- (iii) Any act of war, invasion, armed conflict or act of a foreign enemy, blockade, embargo, revolution, riot, insurrection, terrorist or military action.

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 the 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 /gas availability and forced and planned outages.

10.5 The computation for CC factor for the storage technology shall be determined using Top Net Load Hours approach or such other methodology as may be prescribed by the Authority.

10.6 The distribution licensee shall share CC factors for their contracted resources along with justification for its computations with SLDC.

10.7 SLDC shall calculate state-specific CC factors considering the aggregate State Demand and State Net Load and contracted RE generation resources available in the State and shall submit such CC factor information to the Authority and NLDC and RLDC by 31st May of each year for the ensuing year(s).

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 entities in their planning for resource adequacy requirement and generation resource capacity planning.

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

12 Ascertaining Resource Adequacy Requirement (RAR) 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 minutes interval or longer, but not more than one hour, shall form the basis of resource map of the distribution licensee.

12.2 The distribution licensee shall subtract the resource adequacy plan developed in Regulation 12.1 from the demand forecast developed in Regulation 6.13 to identify the resource gap. The resource gap in terms of RA compliance for the distribution licensee for the long-term, medium-term, and short-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, medium-term and short-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 Long-term Distribution Resource Adequacy Plan (LT-DRAP), 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 and serve the copy of the same to SLDC.

12.5 Long-term National Resource Adequacy Plan (LT-NRAP) and Short-term National Resource Adequacy Plan (ST-NRAP) reports shall act as guidance for the distribution licensee(s) for undertaking the Resource Adequacy exercises.

12.6 Long-Term National Resource Adequacy Plan (LT-NRAP) report published by the Central Electricity Authority each year for ensuing year(s) includes the optimal generation mix for the next 10 years ensuring compliance Resource Adequacy Requirements while meeting All-India/ national demand at

least cost basis, optimal Planning Reserve Margin (PRM) requirement at All-India/ National level for ensuring reliable supply targets, Capacity Credits for different resource types on a regional basis and prescribe the State contribution towards the national peak demand.

- 12.7 One-year look-ahead Short-Term National Resource Adequacy Plan (ST-NRAP) report published by NLDC each year for ensuing year includes parameters such as demand forecasts, resource availability based on under-construction status of new projects, planned maintenance schedules of existing stations, station-wise historic forced outage rates and decommissioning plans.
- 12.8 Based on the allocated share in national peak provided in LT-NRAP for the State, STU/SLDC shall allocate each distribution licensee's share in the state peak within 15 days of the publication of LT-NRAP based on average of the percentage share in the state coincident peak demand (CPD) and percentage share in the state non-coincident peak demand (NCPD).
- 12.9 The distribution licensee based on the above allocation shall accordingly plan to contract the capacities to meet their Resource Adequacy Requirement (RAR) while ensuring that their own peak demand plus PRM is met.
- 12.10 The distribution licensee shall keep at least 75% of RAR through Long-term contracts, 10-20% of RAR through Medium-term contracts, and the rest to be met through Short-term contracts.
Provided that above requirement shall not be applicable for licensee having long term arrangement for more than 90% of its requirements.
- 12.11 The contracts mix mentioned under Regulation 12.10 of these Regulations may be periodically reviewed by the Commission.
Provided that power procurement through Day-Ahead Market (DAM), shall not be considered towards the contribution for meeting RAR.
- 12.12 RA requirement planning of the state shall be done with reference to national coincident peak and of distribution licensees with reference to average of share in state coincident peak demand (CPD) and share in state non-coincident peak demand (NCPD), to optimize requirement of incremental capacity addition through annual rolling plan. Mid- term review of state RA requirement planning shall be conducted to check for events of slippages by states, if any.
- 12.13 While planning RA requirement, the distribution licensee shall duly factor in the allocation of RA requirement to the distribution licensee as may be suggested by the STU/SLDC, as the case may be, based on average of share in state coincident peak demand (CPD) and share in state non-coincident peak demand (NCPD) for LT-RA, MT-RA and ST-RA.
- 12.14 The Commission shall approve LT-DRAP, MT-DRAP and ST-DRAP of the distribution licensees within one month of submission of state aggregated capacity shortfall 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 State/distribution licensee based on its contribution to the National/state peak respectively as determined by Authority/NLDC/RLDC and STU/SLDC, as the case may be.

Chapter-5

Power 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 identify an 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.

- 14.4 The power capacity procurement from renewable energy sources for fulfilling the RPO targets shall be carried out as per JERC (Procurement of Renewable Energy), Regulations, 2010 and amendments thereof.
- 14.5 The power procurement from Wind, Solar PV, Wind Solar Hybrid, Round the Clock (RTC) generations shall be carried out as per the guidelines for tariff based competitive bidding process notified by the Ministry of Power.
- 14.6 The distribution licensee shall contract storage capacity corresponding to the results of MT-DRAP capacity addition requirement for future years from Battery Energy Storage System (BESS) and/or Pump Storage Projects (PSP) or any other storage technology based on the availability of resources as per the guidelines for tariff based competitive bidding process notified by the Ministry of Power.
- 14.7 The distribution licensee may contract power through State Generating Stations / Central Generating Stations / Independent Power Producers (IPPs) / Captive Power Plants (CPPs) / Renewable Power Plants including Co-Generation Plants / Central Agencies / State Agencies / Intermediaries / Traders / Aggregators / Power Exchanges or through bilateral agreements / Banking arrangements with other distribution licensees, or any other platform recognized and approved by the Central Electricity Regulatory Commission and any other sources as may be approved by the Commission under Section 62 or Section 63 of the Act in compliance with competitive bidding guidelines.
- 14.8 The distribution licensee may procure power on Short-term and Medium-term basis through DEEP and PUSHP portal.

15 Procurement Type and Tenure

- 15.1 The distribution licensee, while determining the modalities and tenure of procurement of resource mix, may ensure that at the initial level, available capacity within the state shall be optimized. For further optimization, procurement contract shall be decided first within the state subject to the least cost resource availability considering transmission constraints & cost of transmission for procurement from outside the state and then across states, if necessary.

Provided that STU/SLDC shall declare available transmission corridor on web portal, accessible to all stakeholders, to enable the distribution licensee to plan its power purchase accordingly.
- 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 as a part of its power procurement approval.
- 15.3 The distribution licensee shall demonstrate to the Commission 100% tie-up for the first year and a minimum 90% tie-up for the second year to meet the requirement of their contribution towards meeting state/UT peak. Only resources with long / medium / short-term contracts shall be considered to contribute to the RAR.
- 15.4 Assessment through Annual Rolling Plan shall ascertain 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 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 platform 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.

17 Approval of Power Purchase Agreement

- 17.1 Any new Capacity arrangement/tie-up shall be subject to the prior approval of the Commission in view of necessity, reasonableness of cost of power purchase and promotion of working in an efficient, economical, and equitable manner.

- 17.2 All procurement of Long/Medium/Short-term power from various sources shall be carried out as per the Guidelines/Rules/Regulations/Policies issued by the Central Government/Appropriate Commission from time to time.
- 17.3 Any new power purchase agreement for Long/Medium-term or amendments to existing Long/Medium-term Power Purchase Agreement (PPA's)/ Power Sale Agreement (PSA) entered into by the distribution licensee shall be subject to the prior approval of the Commission.
- 17.4 The distribution licensee shall submit the list of all existing Power Purchase Agreements executed with different conventional power plants as well as RE Generators along with the Resource Adequacy plan.

18 Variation in Power Purchase

- 18.1 The distribution licensee may undertake additional power procurement during the year, over and above the approved resource adequacy procurement plan on account of following exemptions:
- a) In case, where there has been an unanticipated increase in the demand for electricity or a shortfall or failure in the supply of electricity from any approved source of supply during the year or when the sourcing of power from existing tied-up sources becomes costlier than other available alternative sources, the distribution licensee may enter into additional agreement for procurement of power.
- b) The distribution licensee may enter into a Short-term arrangement or agreement for procurement of power when faced with emergency conditions that threaten the stability of the grid, or when directed to do so by the SLDC/RLDC to prevent grid failure or during exigency conditions and for banking with other States on Short-term basis without prior approval of the Commission.

Provided that the details of such Short-term procurement shall be submitted to the Commission within 45 days from date of procurement of power.

Chapter 6

Monitoring and Compliance

19 Monitoring and Compliance

- 19.1 **Monitoring and Reporting:** Based on the LT-DRAP, MT-DRAP and ST-DRAP, STU and SLDC shall communicate the state-aggregated capacity shortfall to the Commission by 30th September of each year for the ensuing year(s) and advise the distribution licensees to commit additional capacities.
- 19.2 **Treatment for shortfall in RA Compliance:** Distribution licensees shall comply with the RA requirement and in case of non-compliance, appropriate non-compliance charges as may be determined by the Commission, shall be applicable.
- 19.3 For shortfall in RA compliance, SLDC shall levy and collect non-compliance charge from the concerned Distribution Licensee.
- 19.4 The distribution licensee shall not be allowed to recover such non-compliance charge as part of its ARR.

Chapter 7

Roles and Responsibilities and Timelines

20 Data Requirement and Sharing Protocol

- 20.1 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.
- 20.2 Distribution licensee shall maintain all statistics and database pertaining to policies and drivers, such as LED penetration, efficient fan penetration, appliance penetration, demand side management and energy efficiency measures, 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 tea plants, DSM and DERs, EVs and OA, National Hydrogen Mission, reduction of AT&C losses, etc. shall also be shared.

- 20.3 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.
- 20.4 SLDC shall maintain the licensee-specific as well as aggregate for state as whole, the statistics and database pertaining to aggregate demand assessment and forecasting data mentioned above and share state-level assessment with the Authority and the NLDC for regional/national assessment from time to time.
- 20.5 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 to with STU and SLDC for computation of state-level capacity credit factors and for preparation of state-level assessment.
- 20.6 SLDC and STU shall aggregate generation data and share state-level assessment with the Authority and NLDC for assessment of RA requirement.
- 20.7 STU shall communicate allocation of regional and national RA requirement to the distribution licensees.

21 Timelines

A For FY 2025-26

- 21.1 Distribution licensees shall submit demand forecasts to SLDC by 14th August for the ensuing year.
- 21.2 SLDC shall aggregate and submit state-level forecasts to the Authority and the NLDC by 31st August for the ensuing year.
- 21.3 Distribution licensees shall perform LT-DRAP, MT-DRAP and ST-DRAP exercise by 30th September for the ensuing year.
- 21.4 STU and SLDC shall communicate the state-aggregated capacity shortfall to the State Commission by 31st October for the ensuing year.
- 21.5 The distribution licensee shall contract capacities by 31st December and submit the Annual Rolling Plan to STU/SLDC by 31st January for ensuing year.
- 21.6 STU and SLDC shall submit state-level aggregated plan to RLDC by 28th February for the ensuing year.

B. For FY 2026-27 to FY 2029-30

- 21.7 Distribution licensees shall submit demand forecasts to SLDC by 30th April of each year for the ensuing year(s).
- 21.8 SLDC shall aggregate and submit state-level forecasts to the Authority and the NLDC by 31st May of each year for the ensuing year(s).
- 21.9 Distribution licensees shall perform LT-DRAP, MT-DRAP and ST-DRAP exercise by 31st August of each year for the ensuing year(s).
- 21.10 STU and SLDC shall communicate the state-aggregated capacity shortfall to the State Commission by 30th September of each year for the ensuing year(s).
- 21.11 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).
- 21.12 STU and SLDC shall submit state-level aggregated plan to RLDC by 31st January of each year for the ensuing year(s).

22 Publication of the information on website

- 22.1 The monthly/weekly/day-ahead/intraday power procurements/sale by the distribution licensee and generator schedule shall be made available on the websites of the distribution licensees and SLDC within 45 days of such procurements/sale with ease of access to the current as well as archived data.
- 22.2 SLDC shall also publish the monthly Merit Order Dispatch (MoD) stack along with per unit variable cost of each generating station on its website.

23 **Constitution of dedicated cells by Distribution Licensee**

- 23.1 The Distribution Licensees shall establish a planning cell for Resource Adequacy within three months of the Regulation coming into force. The cell shall have the requisite capability and tools for demand forecast, capacity, RE integration etc.
- 23.2 Another round the clock dedicated cell shall also be constituted by Distribution Licensees for power purchase/sell in real-time, and also undertake intra-day, day-ahead, week ahead power procurement through Power Exchanges or any other means. Distribution Licensees shall frame suitable guidelines for the modus operandi of the dedicated cells in line with the spirit of these Regulation and shall apprise the Commission for the same within 45 days from the date of coming into force of this Regulations.
- 23.3 The distribution licensee shall make the Resource Adequacy Plan in consultation with State Sector Generating Companies, other Distribution Licensees, Central Sector Generating Companies, Transmission Companies, National / Regional /State Load Dispatch Centers, and Central Electricity Authority. It may also make enquiries with the Trading Companies and States with surplus power to estimate the likely availability and price of power across the country for peak, off-peak and normal periods.

Chapter 8: Miscellaneous

24 **Power to Give Directions**

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

25 **Power to Relax**

- 25.1 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 an interested person.

26 **Power to Remove Difficulties**

- 26.1 In case of any difficulty arising while giving effect to the provisions of these Regulations, the Commission may either suo-motu or on a Petition, by an order, make such provisions not inconsistent with the provisions of the Act as may appear to be necessary for removing the difficulty.

27 **Power to Amend**

- 27.1 The Commission, for reasons to be recorded in writing, may at any time vary, alter or modify any of the provisions of these Regulations by an amendment.

28 **Deviation from the Norms**

- 28.1 The parametric norms considered for approval of the Resource Adequacy Plan and Power procurement plan thereof, may be determined in deviation from the norms specified in these Regulations:

Provided that the reasons for deviation from the norms specified under these Regulations shall be recorded in writing and approved by the Commission.

29 **Issue of Orders and Practice directions**

- 29.1 Subject to the provisions of the Act, the Commission may from time to time issue Orders and Practice Directions with regard to the implementation of these Regulations.

S. D. SHARMA, Secy. (I/c)

[ADVT.-III/4/Exty./145/2025-26]