



# भारत का राजपत्र The Gazette of India

सी.जी.-जे.के.-अ.-18122023-250736  
CG-JK-E-18122023-250736

असाधारण  
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4  
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित  
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 830]  
No. 830]

नई दिल्ली, मंगलवार, दिसम्बर 12, 2023/अग्रहायण 21, 1945  
NEW DELHI, TUESDAY, DECEMBER 12, 2023/AGRAHAYANA 21, 1945

## संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग

(केन्द्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केन्द्र शासित प्रदेश लद्दाख)

### अधिसूचना

जम्मू, 29 नवम्बर, 2023

क्रमांक: जेईआरसी-जेकेएल/रिग/2023/19.—विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 86 (1) (एच) के साथ पठित धारा 181 द्वारा प्रदत्त शक्तियों और इस संबंध में इसे सक्षम करने वाली अन्य सभी शक्तियों का प्रयोग करते हुए, संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख एतद द्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है।

### अध्याय-1: सामान्य

#### 1.1 संक्षिप्त शीर्षक, विस्तार और प्रारंभ

- इन विनियमों को "संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (राज्य ग्रिड कोड) विनियम, 2023" कहा जाएगा।
- ये विनियम आधिकारिक राजपत्र में प्रकाशन की तिथि से लागू होंगे।
- ये विनियम केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख में लागू होंगे।

#### 1.2 परिभाषाएँ

- इन विनियमों में निम्नलिखित शब्दों और अभिव्यक्तियों के अर्थ, जब तक कि विषय वस्तु या संदर्भ के अनुसार अन्यथा आवश्यक न हो या असंगत न हो, निम्नलिखित होंगे:

अधिनियम	समय-समय पर संशोधित विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का अधिनियम संख्या 36);
मान्यता प्राप्त परीक्षण प्रयोगशाला	परीक्षण और अंशान्कन प्रयोगशालाओं के लिए राष्ट्रीय प्रत्यायन बोर्ड (एनएबीएल) द्वारा मान्यता प्राप्त एक परीक्षण प्रयोगशाला;
सक्रिय ऊर्जा	एक समय अंतराल के दौरान विद्युत सर्किट द्वारा उत्पादित, प्रवाहित या आपूर्ति की गई विद्युत ऊर्जा, तात्कालिक शक्ति के समय के संबंध में अभिन्न अंग होती है, जिसे वाट-घंटे या उसके मानक गुणकों की इकाइयों में मापा जाता है,
सक्रिय बिजली	वोल्टेज का उत्पाद और प्रत्यावर्ती धारा के इन-फेज घटक को वाट और उसके मानक गुणकों की इकाइयों में मापा जाता है,
चेतावनी की स्थिति	इसका अर्थ है वह स्थिति जिसमें बिजली प्रणाली के परिचालन पैरामीटर अपनी संबंधित परिचालन सीमाओं के अंदर हैं, लेकिन एक भी एन-1 आकस्मिकता से सिस्टम सुरक्षा का उल्लंघन होता है;
उपकरण	सभी विद्युत उपकरण जैसे मशीनें, फिटिंग, सहायक उपकरण और उपकरण जिनमें विद्युत कंडक्टर का उपयोग किया जाता है।
प्रत्यक्ष बिजली	वोल्ट-एम्पीयर और उसके मानक गुणकों की इकाई में मापा गया वोल्टेज और प्रत्यावर्ती धारा का उत्पाद,
उपयुक्त पारेषण उपयोगिता	"सेंट्रल पारेषण यूटिलिटी" (सीटीयू) या "स्टेट पारेषण यूटिलिटी" (एसटीयू), जैसा भी मामला हो;
आपूर्ति का क्षेत्र	वह क्षेत्र जिसके अंदर एक वितरण लाइसेंसधारी अपने लाइसेंस द्वारा बिजली की आपूर्ति करने के लिए अधिकृत है।
प्राधिकार	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए) अधिनियम की धारा 70 की उपधारा (1) में संदर्भित है।
स्वचालित वोल्टेज नियामक (एवीआर)	जनरेटर टर्मिनलों पर मापी गई उत्पादन इकाई के वोल्टेज को नियंत्रित करने के लिए एक निरंतर कार्य करने वाली स्वचालित उत्तेजना नियंत्रण प्रणाली। उत्पादन इकाइयों की उपलब्धता और घटकों, जैसे क्षमता शुल्क (सीसी), ऊर्जा शुल्क (ईसी) या परिवर्तनीय शुल्क (वीसी) और अनिर्धारित इंटरचेंज (यूआई) के लिए शुल्क पर आधारित एक टैरिफ संरचना।
उपलब्धता आधारित टैरिफ (एबीटी)	एक उपभोक्ता जो 33 केवी या उससे ऊपर के वोल्टेज पर आपूर्ति का लाभ उठाता है।
थोक उपभोक्ता	कोई भी उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी या उपभोक्ता जिसका सिस्टम उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी की प्रणाली से बिजली प्राप्त करता है।
क्रेता	किसी भी व्यक्ति द्वारा अपने स्वयं के उपयोग के लिए बिजली उत्पन्न करने के लिए स्थापित किया गया पावर प्लांट और इसमें मुख्य रूप से ऐसी सहकारी समिति या एसोसिएशन के सदस्यों के उपयोग के लिए बिजली पैदा करने के लिए किसी सहकारी समिति या व्यक्तियों के संघ द्वारा स्थापित पावर प्लांट शामिल है।
कैप्टिव पावरप्लांट (सीपीपी)	केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग (सीईआरसी) अधिनियम की धारा 76 की उप-धारा (1) में संदर्भित है।
सेंट्रल पारेषण यूटिलिटी (सीटीयू)	कोई भी सरकारी कंपनी जिसे केंद्र सरकार अधिनियम की धारा 38 की उपधारा (1) के अंतर्गत अधिसूचित कर सकती है।
जांच मीटर	एक मीटर, जो करंट ट्रांसफार्मर (सीटी) और वोल्टेज ट्रांसफार्मर (वीटी) के उसी कोर से जुड़ा होगा जिससे मुख्य मीटर जुड़ा हुआ है और मुख्य मीटर की विफलता के मामले में बिजली के लेखांकन और बिलिंग के लिए उपयोग किया जाएगा।
आयोग	संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख
कनेक्शन	उपयोगकर्ता के सिस्टम के पारेषण प्रणाली से कनेक्शन को प्रभावित करने के लिए उपयोग की जाने वाली विद्युत लाइनें और विद्युत उपकरण।
कनेक्शन की शर्तें	अध्याय 4 ("कनेक्शन की शर्तें") में उल्लिखित वे शर्तें जिन्हें उपयोगकर्ता के सिस्टम को ग्रिड से कनेक्ट करने से पहले पूरा करना होगा।
कनेक्शन बिंदु	पारेषण प्रणाली और उपयोगकर्ता के सिस्टम के बीच विद्युत कनेक्शन का एक बिंदु।
उपभोक्ता	कोई भी व्यक्ति जिसे किसी लाइसेंसधारी या सरकार द्वारा या किसी अन्य व्यक्ति द्वारा अपने उपयोग के लिए बिजली की आपूर्ति अधिनियम या किसी अन्य कानून के अंतर्गत जनता को बिजली की आपूर्ति के व्यवसाय में लगी हुई है और इसमें कोई भी ऐसा व्यक्ति शामिल है जिसका परिसर एक समय के लिए किसी लाइसेंसधारी, सरकार या ऐसे अन्य व्यक्ति, जैसा भी मामला हो, के कार्यों से

	विजली प्राप्त करने के उद्देश्य से जुड़ा हुआ होता है।
नियंत्रण क्षेत्र	एक नियंत्रण क्षेत्र एक विद्युत प्रणाली है जो इंटरकनेक्शन (टाई लाइन) मीटरिंग और टेलीमेट्री से बंधी होती है जो अपने उत्पादन और/या लोड को नियंत्रित करती है ताकि जब भी आवश्यक हो तो अन्य नियंत्रण क्षेत्रों के साथ अपने इंटरचेंज शेड्यूल को बनाए रखा जा सके और सिंक्रोनस ऑपरेटिंग सिस्टम के आवृत्ति विनियमन में योगदान दिया जा सके।
माँग	जब तक अन्यथा उल्लेख न हो, मेगावाट में सक्रिय पावर की माँग और रिएक्टिव पावर की माँग एमवीएआर में होती है।
माँग पर नियंत्रण	लोड में कमी लाने के लिए निम्नलिखित में से कोई भी तरीका: क) उपयोगकर्ताओं द्वारा शुरू किया गया उपभोक्ता लोड नियंत्रण। उपयोगकर्ताओं द्वारा शुरू किए गए डिस्कनेक्शन द्वारा उपभोक्ता लोड में कमी (लोड डिस्पैच सेंटर से निर्देश का पालन करने के अलावा)। ग) लोड डिस्पैच सेंटर द्वारा निर्देशित उपभोक्ता लोड में कमी। घ) फ्रीक्वेंसी लोड डिस्कनेक्शन के अंतर्गत स्वचालित। ङ) आपातकालीन मैनुअल लोड डिस्कनेक्शन।
वितरण प्रणाली	पारेषण लाइनों या जनरेटिंग स्टेशन कनेक्शन पर वितरण बिंदुओं और उपभोक्ताओं की स्थापना के कनेक्शन बिंदु के बीच तारों और संबंधित सुविधाओं की प्रणाली।
गुजरना	ग्रिड से/तक विद्युत ऊर्जा का आयात/निर्यात;
ऊर्जा लेखांकन एवं लेखापरीक्षा मीटर	एक निर्दिष्ट समय अवधि में ऊर्जा की खपत और हानि को निर्धारित करने के लिए आगे का विश्लेषण के लिए विद्युत प्रणाली के विभिन्न खंडों में बिजली के लेखांकन के लिए उपयोग किए जाने वाले मीटर;
अतिरिक्त उच्च वोल्टेज (ईएचवी) या अतिरिक्त उच्च तनाव (ईएचटी)	प्राधिकरण द्वारा अनुमत प्रतिशत भिन्नता के अधीन सामान्य के अंतर्गत 33000 वोल्ट से अधिक वोल्टेज।
अनिवार्य आउटेज	किसी खराबी या अन्य कारण से किसी उत्पादन इकाई या पारेषण सुविधा का अनिवार्य रूप से बंद होना जिसकी योजना नहीं बनाई गई है।
उत्पादक कंपनी	कोई भी कंपनी या निकाय कॉर्पोरेट या एसोसिएशन या व्यक्तियों का निकाय, चाहे निगमित हो या नहीं, या कृत्रिम न्यायिक व्यक्ति, जो उत्पादन स्टेशन का मालिक है या उसे संचालित करता है या रखरखाव करता है।
उत्पादन स्टेशन	विजली पैदा करने के लिए कोई भी स्टेशन, जिसमें स्टेप-अप ट्रांसफार्मर, स्विचयार्ड, स्विच गियर, केबल या अन्य सहायक उपकरण के साथ कोई इमारत और संयंत्र शामिल है, यदि कोई हो, जो उस उद्देश्य के लिए उपयोग किया जाता है और उसकी साइट, एक उत्पादन स्टेशन के लिए उपयोग की जाने वाली साइट और कोई भी इमारत जिसका उपयोग उत्पादन स्टेशन के ऑपरेटिंग कर्मचारियों के आवास के लिए किया जाता है और जहां पन-विजली उत्पन्न की जाती है, इसमें पेनस्टॉक, हेड और टेल कार्य, मुख्य और नियामक जलाशय, बांध और अन्य हाइड्रोलिक कार्य शामिल हैं, लेकिन किसी भी सबस्टेशन शामिल नहीं होता है।
ग्रिड	आपस में जुड़ी पारेषण लाइनों, सब स्टेशनों और उत्पादन संयंत्रों की उच्च वोल्टेज बैक बोन प्रणाली।
राज्य ग्रिड कोड	ये विनियम केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख के लिए बिजली व्यवस्था की योजना और संचालन के दर्शन और जिम्मेदारियों को निर्दिष्ट करते हैं।
लोडतीय विद्युत ग्रिड कोड (आईईजीसी)	लोडतीय विद्युत ग्रिड कोड (आईईजीसी), अधिनियम की धारा 79 की उपधारा (1) के खंड (एच) के अंतर्गत केंद्रीय आयोग द्वारा निर्दिष्ट।
ग्रिड मानक	अधिनियम की धारा 73 के खंड (डी) के अंतर्गत केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा निर्दिष्ट ग्रिड मानक।
उच्च वोल्टेज (एचवी) या उच्च तनाव (एचटी)	प्राधिकरण द्वारा अनुमत प्रतिशत भिन्नता के अधीन सामान्य परिस्थितियों में वोल्टेज 400 वोल्ट से अधिक और 33000 वोल्ट से कम होती है।
स्वतंत्र विद्युत उत्पादक	पावर स्टेशन का स्वामित्व एक उत्पादक के पास है जो बिजली और बिजली विभाग का हिस्सा नहीं है।
लोडतीय मानक	वे मानक और निर्देश जो लोडतीय मानक ब्यूरो द्वारा अनुमोदित हैं।
ट्रांसफार्मर उपकरण	करंट ट्रांसफार्मर (सीटी), वोल्टेज ट्रांसफार्मर (वीटी) और कैपेसिटर वोल्टेज ट्रांसफार्मर (सीवीटी);
इंटरकनेक्टिंग ट्रांसफार्मर	विभिन्न वोल्टेज प्रणालियों की ईएचवी लाइनों को जोड़ने वाला ट्रांसफार्मर।

इंटरफ़ेस मीटर	विभिन्न वोल्टेज प्रणालियों की ईएचवी लाइनों को जोड़ने वाला ट्रांसफार्मर। बिजली के लेखांकन और बिलिंग के लिए उपयोग किया जाने वाला एक मीटर, जो उत्पादक कंपनी, लाइसेंसधारी और उपभोक्ताओं की विद्युत प्रणालियों के बीच अंतरसंबंध के बिंदु पर जुड़ा होता है, जो सीधे अंतर-राज्य पारेषण प्रणाली या इंटर-स्टेट पारेषण प्रणाली से जुड़ा होता है, जिसे एबीटी के अंतर्गत कवर किया जाना है और जिसे उपयुक्त आयोग द्वारा खुली पहुंच की अनुमति दी जाती है।
अंतरराज्यीय पारेषण प्रणाली	अंतर-राज्यीय पारेषण प्रणाली में निम्न शामिल हैं: i) एक राज्य के क्षेत्र से दूसरे राज्य तक मुख्य पारेषण लाइन के माध्यम से बिजली पहुंचाने की कोई प्रणाली; ii) एक हस्तक्षेप करने वाले राज्य के क्षेत्र में बिजली का परिवहन और साथ ही एक राज्य के अंदर परिवहन, जो बिजली के ऐसे अंतर-राज्य संचरण के लिए प्रासंगिक है। iii) केंद्रीय पारेषण यूटिलिटी द्वारा निर्मित, स्वामित्व, संचालन, रखरखाव या नियंत्रण वाले राज्य के क्षेत्र के अंदर बिजली का पारेषण।
अंतरराज्यीय पारेषण प्रणाली	अंतर-राज्य पारेषण प्रणाली के अलावा बिजली के पारेषण के लिए कोई भी प्रणाली।
आइसोलेशन	सिस्टम के शेष भाग से ईएचवी/एचवी उपकरण का आइसोलेशन जिसमें वह ईएचवी/एचवी उपकरण स्थित है।
कम मांग की अवधि	दिन की वह अवधि जब विद्युत ऊर्जा की मांग सबसे कम होती है।
लाइसेंस	अधिनियम की धारा 14 के अंतर्गत दिया गया लाइसेंस।
लाइसेंसधारी	इसका अर्थ है वह व्यक्ति जिसे अधिनियम की धारा 14 के अंतर्गत लाइसेंस दिया गया है।
लोड	संदर्भ के अनुसार सक्रिय, प्रतिक्रियाशील या स्पष्ट बिजली जिसे उत्पन्न, प्रसारित या वितरित किया जाता है।
कम वोल्टेज या एल.वी	440 वोल्ट तक की वोल्टेज
मुख्य मीटर	एक मीटर जिसका उपयोग मुख्य रूप से बिजली के लेखांकन और बिलिंग के लिए किया जाएगा।
मुख्य सुरक्षा	एक सुरक्षा उपकरण या प्रणाली से खराबी निवारण शुरू करने या किसी असामान्य स्थिति को समाप्त करने की कार्यवाही में प्राथमिकता अपेक्षा की जाती है।
ओपन एक्सेस	उपयुक्त आयोग द्वारा निर्दिष्ट नियमों के अनुसार किसी भी लाइसेंसधारी या उपभोक्ता या उत्पादन में लगे व्यक्ति द्वारा पारेषण लाइनों या वितरण प्रणालियों या ऐसी लाइनों या सिस्टम से जुड़ी सुविधाओं के उपयोग के लिए गैर-भेदभावपूर्ण प्रावधान।
संचालन	किसी सिस्टम के संचालन से संबंधित एक निर्धारित या योजनाबद्ध कार्यवाही।
परिचालन प्रक्रिया	किसी कनेक्टिंग साइट पर या उससे प्लान्ट और/या उपकरण के वास्तविक संचालन के संबंध में सुरक्षा नियमों और संयंत्र और उपकरण के स्थानीय और दूरस्थ संचालन दोनों के लिए जारी प्रबंधन निर्देश और प्रक्रियाएं।
आउटेज	पारेषण या वितरण या उत्पादन सुविधा की मरम्मत और रखरखाव या सहायक प्रणाली में खराबी के कारण उपलब्धता में पूर्ण या आंशिक विनियमन।
आंशिक लोड	एक उत्पादन स्टेशन की स्थिति, जो लोड तो है लेकिन अपनी घोषित उपलब्धता पर नहीं चल रहा है।
आंशिक शटडाउन	सिस्टम के एक हिस्से के बंद होने से या तो बाहरी कनेक्शन से या सिस्टम के स्वस्थ हिस्से से बिजली की आपूर्ति विफल हो जाती है।
चरम अवधि	दिन की वह अवधि जब विद्युत ऊर्जा की मांग सबसे अधिक होती है।
व्यक्ति	कोई भी कंपनी या निकाय कॉर्पोरेट या संघ या व्यक्तियों का निकाय, चाहे निगमित हो या नहीं, या कृत्रिम न्यायिक व्यक्ति।
योजनाबद्ध कटौती	उत्पादन संयंत्र या पारेषण प्रणाली का हिस्सा, या एसएलडीसी द्वारा समन्वित उपयोगकर्ता सिस्टम का हिस्सा का आउटेज।
ऊर्जा घटक	सक्रिय बिजली से (किलो वाट) से प्रत्यक्ष बिजली (केवीए) का अनुपात।
विद्युत प्रणाली	विद्युत प्रणाली का अर्थ है बिजली के उत्पादन, पारेषण, वितरण और आपूर्ति के सभी पहलू और इसमें निम्नलिखित में से एक या अधिक शामिल हैं: क) उत्पादन स्टेशन ख) पारेषण या मुख्य पारेषण लाइनें ग) सब-स्टेशन

	घ) टाई-लाइनें ड) लोड प्रेषण गतिविधियाँ च) मेन या वितरण मेन छ) विद्युत आपूर्ति लाइनें ज) ओवरहेड लाइनें झ) सर्विस लाइनें ञ) कार्य
सुरक्षा	किसी सिस्टम पर असामान्य स्थितियों का पता लगाने और खराबी निवारण शुरू करने या संकेतों या संकेतों को सक्रिय करने के लिए योजना और उपकरण।
रेटेड मेगावाट	एक जनरेटिंग मशीन का "नेम प्लेट" मेगावाट आउटपुट, वह आउटपुट है जिस तक जनरेटिंग मशीन को संचालित करने के लिए डिज़ाइन किया गया है।
प्रतिक्रियाशील ऊर्जा	वोल्टेज और करंट का गुणनफल और उनके बीच फेज कोण के साइन को वोल्ट-एम्पीयर प्रतिक्रियाशील और उसके मानक गुणकों की इकाइयों में मापा जाता है;
अनुरोधकर्ता	कैप्टिव जनरेटिंग प्लांट या पारेषण लाइसेंसधारी (राज्य पारेषण यूटिलिटी को छोड़कर) या वितरण लाइसेंसधारी या थोक उपभोक्ता सहित जनरेटिंग कंपनी जैसा कोई व्यक्ति, जो 33 केवी से अधिक वोल्टेज स्तर पर ग्रिड में अपने नए या विस्तारित विद्युत संयंत्र का कनेक्शन की मांग कर रहा है।
सुरक्षा नियम	संयंत्र/उपकरण पर काम करने वाले व्यक्तियों की सुरक्षा सुनिश्चित करने के लिए उपयोगकर्ताओं और पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा बनाए गए नियम।
चालू करना	किसी उत्पादन इकाई को शटडाउन से सिंक्रोनस गति में लाने की क्रिया।
राज्य उत्पादन स्टेशन	उत्पादन संयंत्र को समय-समय पर सीईआरसी द्वारा जारी आईईजीसी के अनुसार एसएलडीसी द्वारा निर्धारित किया जाना आवश्यक है।
राज्य पारेषण उपयोगिता	इसका अर्थ है धारा 39 की उपधारा (1) के अंतर्गत उपयुक्त सरकार द्वारा निर्दिष्ट बोर्ड या सरकारी कंपनी।
सब स्टेशन	पारेषण या वितरण के लिए बिजली को बदलने या परिवर्तित करने के लिए स्टेशन और इसमें ट्रांसफार्मर, कनवर्टर, स्विचगियर, कैपेसिटर, सिंक्रोनस कंडेनसर, संरचनाएं, केबल और अन्य सहायक उपकरण और उस उद्देश्य के लिए उपयोग की जाने वाली कोई भी इमारत और उसकी साइट शामिल है।
पर्यवेक्षी नियंत्रण और डेटा अधिग्रहण या (एससीएडीए)	संचार लिंक और डेटा प्रोसेसिंग सिस्टम, जो अपेक्षित पर्यवेक्षी और नियंत्रण कार्यों के कार्यान्वयन को सक्षम करने के लिए जानकारी प्रदान करते हैं।
आपूर्तिकर्ता	कोई भी उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी जिसके सिस्टम से बिजली किसी अन्य उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी या उपभोक्ता के सिस्टम में प्रवाहित होती है
सिंक्रोनाइज़	वे स्थितियाँ जहाँ एक आने वाली उत्पादन इकाई या सिस्टम किसी अन्य सिस्टम के बस बार से जुड़ा होता है ताकि उस उत्पादन करने वाली इकाई या सिस्टम की आवृत्तियों और फेज संबंध, जैसा भी मामला हो, और जिस सिस्टम से वह जुड़ा हुआ है वह समान हो।
पारेषण लाइसेंसधारी	पारेषण लाइनें स्थापित करने और संचालित करने के लिए अधिकृत एक लाइसेंसधारी
पारेषण लाइन	सभी उच्च दबाव वाली केबल और ओवरहेड लाइनें (जो एक लाइसेंसधारी के वितरण सिस्टम का आवश्यक भाग नहीं होती) जो एक उत्पादन स्टेशन से दूसरे उत्पादन स्टेशन तक या एक सबस्टेशन तक विद्युत का प्रसारण करती हैं, जिसमें कोई भी स्टेप-अप और स्टेप डाउन ट्रांसफार्मर, स्विच गियर और अन्य कार्य शामिल होते हैं जिनका प्रयोग इस प्रकार की केबलों या ओवरहेड लाइनों को नियंत्रित करने के लिए किया जाता है, और ऐसे भवनों या उनके हिस्सों के लिए प्रयोग की जाती हैं जिनकी आवश्यकता इस प्रकार के ट्रांसफार्मरों, स्विच गियर और अन्य कार्यों के लिए हो सकती है।
प्रसारण प्रणाली	उत्पादन स्टेशन से वितरण प्रणाली के साथ कनेक्शन बिंदु/इंटरफ़ेस बिंदु तक विद्युत ऊर्जा के संचरण के लिए विद्युत उप-स्टेशनों सहित पारेषण लाइसेंसधारी की उच्च दबाव केबल और ओवरहेड लाइनों से युक्त प्रणाली। इसमें वितरण प्रणाली का कोई भी भाग शामिल नहीं होगा।
अंडर फ्रीक्वेंसी रिले	एक विद्युत मापने वाला रिले जो तब संचालित होता है जब इसकी विशेषता मात्रा आवृत्ति में कमी से रिले सेटिंग्स तक पहुंच जाती है।

उपयोगकर्ता	कैप्टिव उत्पादन प्लांट या पारेषण लाइसेंसधारी (एसटीयू के अलावा) या वितरण लाइसेंसधारी या राज्य के अंदर थोक उपभोक्ता सहित एक उत्पादन कंपनी जैसे एक व्यक्ति, जिसका विद्युत संयंत्र 33 केवी से अधिक वोल्टेज स्तर पर इंटर-स्टेट पारेषण प्रणाली से जुड़ा हुआ है।
------------	---

2 इन विनियमों में प्रयुक्त और परिभाषित नहीं किए गए लेकिन अधिनियम में परिभाषित शब्दों और अभिव्यक्तियों के वही अर्थ होंगे जो उन्हें अधिनियम में दिए गए हैं। यहां प्रयुक्त अभिव्यक्तियां, लेकिन जो इन विनियमों या अधिनियम में विशेष रूप से परिभाषित नहीं हैं, लेकिन सक्षम विधायिका द्वारा पारित किसी भी कानून के अंतर्गत परिभाषित हैं और राज्य में बिजली उद्योग पर लागू होती हैं, उनका वही अर्थ होगा जो उन्हें ऐसे कानून में दिया गया है। उपरोक्त के अधीन, यहां प्रयुक्त अभिव्यक्तियां, लेकिन इन विनियमों या अधिनियम या किसी सक्षम विधायिका द्वारा पारित किसी कानून में विशेष रूप से परिभाषित नहीं की गई हैं, उनका वही अर्थ होगा जो आम तौर पर बिजली उद्योग में प्रयोग किया जाता है।

### 3 संक्षिप्त शब्द

एबीटी	उपलब्धता आधारित टैरिफ
बीआईएस	लोडतीय मानक ब्यूरो
बीएस	ब्रिटिश मानक
सीईए	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण
सीईआरसी	केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग
सीपीपी	कैप्टिव पावर प्लांट
सीटी	करंट ट्रांसफार्मर
सीटीयू	सेंट्रल पारेषण यूटिलिटी
ईएचटी	अतिरिक्त उच्च तनाव
एचटी	उच्च तनाव
आईसीटी	इंटर कनेक्टिंग ट्रांसफार्मर
आईईसी	अंतरराष्ट्रीय इलेक्ट्रो-तकनीकी आयोग मानक
आईईजीसी	लोडतीय विद्युत राज्य ग्रिड कोड
आईपीपी	स्वतंत्र विद्युत उत्पादक
आईएसटीएस	अंतरराज्यीय पारेषण प्रणाली
केवी	किलो वोल्ट
एलएसपी	लाइन क्लियर परमिट
एनएबीएल	राष्ट्रीय परीक्षण एवं अंशांकन प्रत्यायन बोर्ड प्रयोगशालाएँ
पीजीसीआईएल	इंडिया लिमिटेड का पावर ग्रिड कॉर्पोरेशन।
पीटीडब्लू	कार्य करने की अनुमति
आरएलडीसी	क्षेत्रीय लोड प्रेषण केंद्र
एससीएडीए	पर्यवेक्षी केंद्री और डेटा अधिग्रहण
एसजीसी	राज्य ग्रिड कोड
एसजीएस	राज्य उत्पादन स्टेशन

एसएलडीसी	राज्य लोड प्रेषण केंद्र
एसटीएस	राज्य पारेषण प्रणाली
एसटीयू	राज्य पारेषण उपयोगिता
बीटी	वोल्टेज ट्रांसफॉर्मर

### 1.3 परिचय

- 1 राज्य ग्रिड कोड केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख में समय-समय पर संशोधित केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग (सीईआरसी) द्वारा जारी लोडतीय विद्युत ग्रिड कोड (आईईजीसी) के प्रावधानों के अनुसार और राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुरूप संबंधित क्षेत्रीय ग्रिड के साथ समन्वय में एक कुशल और समन्वित बिजली प्रणाली को संचालित करने और बनाए रखने के लिए राज्य पारेषण प्रणाली के सभी उपयोगकर्ताओं द्वारा पालन किए जाने वाले नियमों, दिशानिर्देशों और मानकों को निर्धारित करता है।
- 2 **राज्य पारेषण यूटिलिटी:** केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख का प्रशासन अपने संबंधित बिजली विभागों को, जिन्हें विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 14 के अनुसार लाइसेंसधारी माना जाता है, राज्य पारेषण यूटिलिटीज (एसटीयू) के रूप में कार्य करने के लिए सूचित करेगा, बशर्ते वे बिजली के व्यापार के व्यवसाय में संलग्न नहीं होंगे। राज्य पारेषण यूटिलिटीज विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 39 (2) के अंतर्गत निर्धारित कार्यों का निर्वहन करेगी।
- 3 **(क) एसएलडीसी की स्थापना:** केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख का प्रशासन एक केंद्र स्थापित करेगा जिसे जम्मू और कश्मीर केंद्र शासित प्रदेश और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख में स्टेट लोड डिस्पैच सेंटर (एसएलडीसी) के रूप में जाना जाएगा। राज्य लोड डिस्पैच सेंटर का संचालन किसी सरकारी कंपनी या किसी राज्य अधिनियम द्वारा या उसके अंतर्गत स्थापित या गठित किसी प्राधिकरण या निगम द्वारा किया जाएगा, जैसा कि उपयुक्त सरकार द्वारा अधिसूचित किया जा सकता है। जब तक किसी सरकारी कंपनी या किसी प्राधिकरण या निगम को उपयुक्त सरकार द्वारा अधिसूचित नहीं किया जाता है, तब तक राज्य पारेषण यूटिलिटी राज्य लोड डिस्पैच सेंटर का संचालन करेगी।

#### (ख) एसएलडीसी के कार्य:

राज्य लोड डिस्पैच सेंटर अधिनियम की धारा 32 (2) और 33 के अंतर्गत निर्धारित कार्यों का निर्वहन करेगा।

#### (ग) एसएलडीसी की कार्मिक आवश्यकताओं को पूरा करना:

- i. एसएलडीसी का संचालन योग्य और अनुभवी इंजीनियरों द्वारा किया जाएगा जो राज्य पारेषण प्रणाली और ग्रिड संचालन से अच्छी तरह परिचित हैं।
- ii. राज्य लोड डिस्पैच सेंटर के कर्मियों को उनके कौशल को अपडेट करने के लिए समय-समय पर प्रशिक्षण दिया जाएगा ताकि वे अधिनियम की धारा 32 (2) और 33 के अंतर्गत निर्धारित अपने कार्यों का निर्वहन करने में सक्षम हो सकें।

### 1.4 राज्य ग्रिड कोड के उद्देश्य

राज्य ग्रिड कोड राज्य पारेषण यूटिलिटी (एसटीयू) और उपयोगकर्ताओं के बीच की सीमा को नियंत्रित करता है और साथ ही उन लोगों के लिए सुविधाओं के संचालन के लिए दिशानिर्देश स्थापित करता है जो जुड़े हुए हैं और राज्य पारेषण प्रणाली का उपयोग करेंगे। यह एसटीयू और उपयोगकर्ताओं के बीच संबंधों को नियंत्रित करने वाली सूचना आवश्यकताओं और प्रक्रियाओं दोनों को निर्धारित करता है। राज्य ग्रिड कोड के प्रमुख उद्देश्य हैं:

- क. केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख के अंदर एसटीयू, राज्य उत्पादन कंपनियों, वितरण लाइसेंसधारियों, आईपीपी / सीपीपी और राज्य ग्रिड से जुड़े खुली पहुंच वाले ग्राहकों की राज्य ग्रिड से संबन्धित भूमिकाओं, दायित्वों और जिम्मेदारियों को निर्दिष्ट करके उनके कार्यों में स्पष्टता प्रदान करना।
- ख. ग्रिड स्थिरता में सुधार करना और सिस्टम प्रदर्शन के न्यूनतम मानकों को प्राप्त करना।
- ग. दर्शन के न्यूनतम मानकों को प्राप्त करना।

- घ. नए प्रवेशकों अर्थात् भविष्य की नई उत्पादक कंपनियों, वितरण/व्यापार लाइसेंसधारियों, खुली पहुंच वाले ग्राहकों और उपभोक्ताओं के लिए पारेषण कनेक्टिविटी आवश्यकता को निर्दिष्ट करना।
- ङ. आसान संदर्भ और अनुपालन के लिए ग्रिड संचालन में सामान्य प्रथाओं का दस्तावेजीकरण करना।
- च. कनेक्टिविटी आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए जनरेटर से उनके संयंत्र की प्रदर्शन विशेषताओं पर डेटा प्राप्त करना।
- छ. संबंधित उपयोगिताओं के बीच सभी सूचनाओं के स्पष्ट और लगातार प्रकटीकरण के लिए एक तंत्र प्रदान करना।
- ज. यह निर्दिष्ट करना कि उत्पादन को कैसे निर्धारित और प्रेषित किया जाना है।
- झ. मौखिक रूप से सहमति व्यक्त की गई बातों को वास्तव में लागू करना।

### 1.5 प्रयोज्यता

राज्य ग्रिड कोड उन सभी उपयोगकर्ताओं, अनुरोधकर्ताओं, राज्य पारेषण उपयोगिता और एसएलडीसी पर लागू होगा जो पारेषण नेटवर्क से जुड़े हैं।

### 1.6 राज्य ग्रिड कोड का कार्यान्वयन:

1. राज्य पारेषण यूटिलिटी राज्य ग्रिड कोड के कार्यान्वयन के लिए जिम्मेदार होगी। सभी उपयोगकर्ता इस राज्य ग्रिड कोड के प्रावधानों का पालन करेंगे और सभी पहलुओं में राज्य पारेषण उपयोगिता की सहायता करेंगे। उपयोगकर्ताओं को राज्य ग्रिड कोड के कार्यान्वयन के लिए आवश्यक सभी आवश्यक जानकारी प्रदान करनी होगी।
2. यदि किसी उपयोगकर्ता को राज्य ग्रिड कोड के किसी भी प्रावधान का अनुपालन करने में कोई कठिनाई होती है, तो वह बिना किसी देरी के, प्रावधान के अनुपालन में मार्गदर्शन के लिए राज्य पारेषण यूटिलिटी को सूचित करेगा।
3. राज्य ग्रिड कोड की प्रासंगिक धारा के प्रावधानों के अनुसार राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति द्वारा राज्य ग्रिड के संचालन की नियमित रूप से समीक्षा की जाएगी।
4. उपयोगकर्ता एसटीयू/एसएलडीसी को ऐसा उचित सहयोग और सहायता प्रदान करेंगे जैसा कि उनके द्वारा मांगा गया हो और अपेक्षित हो। हालाँकि, एसटीयू/एसएलडीसी ऐसे सभी मामलों को समीक्षा पैनल की अगली बैठक में अनुसमर्थन के लिए संदर्भित करेगा।

### 1.7 उपयोगकर्ता द्वारा गैर-अनुपालन

1. यदि कोई उपयोगकर्ता राज्य ग्रिड कोड के किसी भी प्रावधान का अनुपालन करने में विफल रहता है, तो एसटीयू राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति को इसके गैर-अनुपालन के कारणों को बिना देरी किए सूचित करेगा और इसका अनुपालन तुरंत सुनिश्चित करेगा।
2. एसएलडीसी राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति को एसजीसी के किसी भी प्रावधान के गंभीर उल्लंघन के मामलों को और ग्रिड संचालन की स्थिरता सुनिश्चित करने के लिए आवश्यक पर्यवेक्षण और नियंत्रण करने के लिए जारी एसएलडीसी के निर्देशों के लगातार गैर-अनुपालन की घटनाओं की रिपोर्ट करेगा।
3. राज्य ग्रिड कोड प्रावधानों का अनुपालन करने में लगातार विफलता के कारण उपयोगकर्ता के संयंत्र और/या सुविधाओं को ग्रिड से अलग किया जा सकता है। उपभोक्ताओं को क्षति के भुगतान और मुआवजे सहित आइसोलेशन के परिणामों की जिम्मेदारी उस उपयोगकर्ता की है जो लगातार राज्य ग्रिड कोड का उल्लंघन करता है।

### 1.8 कोड जिम्मेदारियाँ

1. राज्य ग्रिड कोड के अंतर्गत अपने कर्तव्यों का निर्वहन करने में एसटीयू को जानकारी पर निर्भर रहना पड़ता है, जिसे उपयोगकर्ता अपनी आवश्यकताओं और उद्देश्यों के संबंध में प्रदान करेंगे।
2. ग्रिड संचालन के कुशल निर्वहन के लिए एसएलडीसी द्वारा जारी निर्देशों का अनुपालन सुनिश्चित करने के लिए एसटीयू उपयोगकर्ताओं पर कड़ी निगरानी रखेगा।

### 1.9 गोपनीयता

1. राज्य ग्रिड कोड की शर्तों के अंतर्गत, एसटीयू उपयोगकर्ताओं से उनके उत्पादन या आपूर्ति व्यवसायों के संबंध में उनके प्रयोजनों से संबंधित जानकारी प्राप्त करेगा।



2. एसटीयू, राज्य ग्रिड कोड द्वारा अपेक्षित के अलावा, सूचना प्रदाता की पूर्व लिखित सहमति के बिना केंद्र या राज्य सरकार के अलावा किसी अन्य व्यक्ति को ऐसी जानकारी प्रदान नहीं करेगा।

### 1.10 निर्देश

उपयुक्त सरकार बिजली अधिनियम 2003 की धारा 37 के अनुसार राज्य के किसी भी क्षेत्र में बिजली के सुचारू और स्थिर संचरण और आपूर्ति को बनाए रखने के लिए आवश्यक उपाय करने के लिए किसी भी मामले में एसटीयू या एसएलडीसी को नीति निर्देश जारी कर सकती है, जैसा भी मामला हो। एसटीयू ऐसे निर्देशों की आवश्यकता के बारे में आयोग और सभी उपयोगकर्ताओं को तुरंत सूचित करेगा। उपयोगकर्ता, अधिनियम की प्रासंगिक धाराओं के अधीन, ऐसे सभी निर्देशों का पालन करेंगे।

### 1.11 लोडतीय विद्युत राज्य ग्रिड कोड के साथ प्रासंगिकता

यह राज्य ग्रिड कोड आईईजीसी के अनुरूप/प्रासंगिक होगा। हालाँकि, अंतर-राज्यीय पारेषण से संबंधित मामलों में, यदि राज्य ग्रिड कोड का कोई भी प्रावधान आईईजीसी के प्रावधानों के साथ असंगत है, तो सीईआरसी द्वारा अनुमोदित आईईजीसी के प्रावधान लागू होंगे।

### 1.12 विद्युत विभाग एक एकीकृत उपयोगिता के रूप में

एसटीयू, एसएलडीसी, उत्पादन स्टेशन और वितरण लाइसेंसधारियों के कार्य बिजली विभाग द्वारा अधिकृत संबंधित अधिकारियों द्वारा किए जाएंगे, जब तक यह एक एकीकृत उपयोगिता के रूप में कार्य करना जारी रखता है।

### 1.13 केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख ग्रिड कोड की संरचना

केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख के लिए राज्य ग्रिड कोड में निम्नलिखित अध्याय शामिल हैं:

अध्याय-1: सामान्य;

अध्याय-2: राज्य ग्रिड कोड का प्रबंधन

अध्याय-3: सिस्टम योजना;

अध्याय-4: कनेक्शन की शर्तें;

अध्याय-5: सिस्टम सुरक्षा पहलू;

अध्याय-6: फ्रिक्वेंसी और वोल्टेज नियंत्रण;

अध्याय-7: संरक्षण;

अध्याय-8: संचालन योजना;

अध्याय-9: उत्पादन और निकासी की निगरानी;

अध्याय-10: आउटेज योजना;

अध्याय-11: आकस्मिकता योजना;

अध्याय-12: उपयोगकर्ताओं के मध्य सीमा सुरक्षा;

अध्याय-13: परिचालनात्मक घटना की सूचना रिपोर्टिंग;

अध्याय-14: शेड्यूलिंग और लोड प्रेषण;

अध्याय-15: मिटरिंग ;

अध्याय-16: सुरक्षा और लाइन क्लियर परमिट;

अध्याय-17: डेटा पंजीकरण;

अध्याय-18: विविध.

## अध्याय-2 राज्य ग्रिड कोड का प्रबंधन

### 2.1 उद्देश्य

राज्य पारेषण यूटिलिटी (एसटीयू) को राज्य ग्रिड कोड को लागू करने और उसका अनुपालन करने और आयोग की मंजूरी के साथ समय-समय पर समीक्षा और संशोधन करने की आवश्यकता होती है। जैसा कि इस अध्याय में आवश्यक है, एसटीयू द्वारा एक राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति का गठन किया जाएगा, जिसमें पारेषण प्रणाली के उपयोगकर्ताओं के प्रतिनिधि शामिल होंगे।

### 2.2 राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति

1. राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति प्रत्येक एसटीयू द्वारा अलग से स्थापित की जाएगी।
2. राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति का अध्यक्ष एसटीयू का एक इंजीनियर होगा जो कार्यकारी इंजीनियर के पद से नीचे का नहीं होगा। समीक्षा समिति के सदस्य सचिव को भी एसटीयू द्वारा नामित किया जाएगा। समीक्षा समिति में संबंधित संगठनों के प्रमुखों द्वारा अनुशंसित निम्नलिखित सदस्य शामिल होंगे:
  - क. पारेषण लाइसेंसधारी की तरफ से कार्यकारी स्तर पर एक इंजीनियरिंग प्रतिनिधि।
  - ख. संबंधित क्षेत्रीय लोड प्रेषण केंद्र से कार्यकारी स्तर पर एक प्रतिनिधि
  - ग. राज्य लोड प्रेषण केंद्र से कार्यकारी स्तर पर एक प्रतिनिधि।
  - घ. राज्य के वितरण लाइसेंसधारियों से कार्यकारी स्तर पर एक प्रतिनिधि।
  - ङ. राज्य उत्पादन कंपनी और आईपीपी से कार्यकारी स्तर पर एक प्रतिनिधि।
  - च. राज्य के बिजली मामलों से जुड़ा हुआ राज्य सरकार का एक सदस्य।
  - छ. आयोग द्वारा सहयोजित/नामांकित कोई अन्य सदस्य।
3. एसटीयू द्वारा नामित सदस्य सचिव संयोजक होगा और वह समिति के कामकाज का समन्वय करेगा।
4. एसटीयू सभी उपयोगकर्ताओं को समीक्षा समिति के अध्यक्ष और सदस्य सचिव के नाम और पते की जानकारी देगा। किसी भी आगामी परिवर्तन के बारे में एसटीयू द्वारा सभी उपयोगकर्ताओं को सूचित किया जाएगा। इसी प्रकार, प्रत्येक उपयोगकर्ता को समीक्षा समिति के सदस्य सचिव को अपने प्रतिनिधियों के नाम और पदनाम की जानकारी देनी होगी।

### 2.3 राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति के कार्य

समीक्षा समिति के कार्य इस प्रकार हैं:

- क. राज्य ग्रिड कोड का कार्यान्वयन, और निरंतर जांच और समीक्षा।
- ख. किसी भी उपयोगकर्ता द्वारा प्रस्तावित समीक्षा के सभी अनुरोधों पर विचार करना और ऐसे परिवर्तनों के कारणों के साथ राज्य ग्रिड कोड में बदलाव के लिए सिफारिशों का प्रकाशन।
- ग. किसी भी उपयोगकर्ता द्वारा उठाई गई समस्याओं पर विचार करना एवं समस्याओं का समाधान।
- घ. किसी भी ग्रिड में गड़बड़ी के मामले में सुरक्षा प्रणाली की विफलता के कारणों की समीक्षा और विश्लेषण करना और सुधार के तरीकों की सिफारिश करना।
- ङ. यह सुनिश्चित करना कि राज्य ग्रिड कोड में प्रस्तावित परिवर्तन/संशोधन लोडतीय विद्युत ग्रिड कोड (आईईजीसी) के अनुरूप और संगत हैं।
- च. ऐसे अन्य मामले जो आयोग द्वारा समय-समय पर निर्देशित किये जायें।

राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति आवश्यकतानुसार इस शर्त के अधीन कितनी भी बैठकें आयोजित कर सकती है कि हर बारह (12) महीने में कम से कम एक बैठक आयोजित की जाएगी। समीक्षा समितियों के विचार के लिए प्रस्ताव तैयार करने हेतु व्यक्तिगत आवश्यकताओं पर चर्चा करने के लिए एसटीयू द्वारा उपयोगकर्ताओं के साथ उप-बैठकें आयोजित की जा सकती हैं।

## 2.4 समीक्षा और संशोधन

1. राज्य ग्रिड कोड की समीक्षा राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति द्वारा प्रत्येक बारह महीने में कम से कम एक बार की जाएगी
2. राज्य ग्रिड कोड में कोई भी बदलाव राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति द्वारा विचार-विमर्श और सहमति के बिना और आयोग द्वारा अनुमोदित किए बिना नहीं किया जाएगा।
3. राज्य ग्रिड कोड में किसी भी संशोधन की मांग करने वाले उपयोगकर्ताओं को राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति के सदस्य सचिव को लिखित अनुरोध भेजना होगा।
4. सदस्य सचिव राज्य ग्रिड कोड के लिए सभी प्रस्तावित संशोधनों को समीक्षा समिति के समक्ष विचार हेतु रखेंगे।
5. समीक्षा बैठक में चर्चा के बाद, राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति एसटीयू और आयोग को एक रिपोर्ट भेजेगी, जिसमें निम्नलिखित के बारे में जानकारी प्रदान की जाएगी:
  - (i) समीक्षा का परिणाम;
  - (ii) राज्य ग्रिड कोड में कोई प्रस्तावित संशोधन; और
  - (iii) उपयोगकर्ताओं द्वारा प्रस्तुत सभी लिखित अभ्यावेदन;
6. एसटीयू प्रस्तावित संशोधन/संशोधनों के संबंध में अपनी सिफारिशों के साथ सभी संबंधित पत्राचार के साथ अनुमोदन के लिए आयोग को रिपोर्ट भेजेगा।
7. राज्य ग्रिड कोड में संशोधन को आयोग द्वारा जारी नियमों के लिए अपनाई गई निर्धारित प्रक्रिया के माध्यम से आयोग द्वारा अंतिम रूप दिया जाएगा और अधिसूचित किया जाएगा।
8. आयोग द्वारा अनुमोदन के बाद, एसटीयू राज्य ग्रिड कोड में संशोधन को प्रकाशित करेगा और सभी उपयोगकर्ताओं को अनुमोदित संशोधनों की प्रतियां अग्रेषित करेगा।
9. एसटीयू नवीनतम संशोधनों के साथ राज्य ग्रिड कोड की प्रतियां रखेगा और उन्हें इसकी आवश्यकता वाले किसी भी व्यक्ति को उचित कीमत पर उपलब्ध कराएगा। इसे यथाशीघ्र वेबसाइट पर भी उपलब्ध कराया जा सकता है। यह सुनिश्चित करने के लिए कि राज्य ग्रिड कोड का नवीनतम संस्करण सभी संबंधितों तक पहुंचे, एसटीयू राज्य ग्रिड कोड की सभी प्रतियों के प्राप्तकर्ताओं की एक अपडेट की गई सूची रखेगा।
10. आयोग, उपयोगकर्ता के आवेदन पर या अन्यथा आवश्यकता पड़ने पर राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति की आपातकालीन बैठक बुला सकता है और राज्य ग्रिड कोड में ऐसे परिवर्तन या संशोधन कर सकता है जैसा वह उचित समझे।

## अध्याय-3 सिस्टम योजना

### 3.1 उद्देश्य

यह अध्याय भविष्य की मांग की आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए एक कुशल, समन्वित, सुरक्षित और किफायती राज्य पारेषण प्रणाली सुनिश्चित करने के लिए उपयोगकर्ताओं के परामर्श से एसटीयू को सक्षम करने के लिए 'सिस्टम प्लानिंग' के लिए प्रक्रियाएं तैयार करता है।

### 3.2 राज्य पारेषण प्रणाली का विकास

1. राज्य पारेषण प्रणाली का सुदृढीकरण या विस्तार कई कारणों से होता है जिनमें से कुछ का उल्लेख नीचे किया गया है:
  - i. राज्य पारेषण प्रणाली से पहले से जुड़े उपयोगकर्ता के सिस्टम पर होने वाले विकास/परिवर्तन।
  - ii. उपयोगकर्ता के सिस्टम और राज्य पारेषण प्रणाली के बीच एक नए कनेक्शन बिंदु की शुरुआत।
  - iii. राज्य के अंदर या बाहर उत्पादन स्टेशनों से बिजली की निकासी की प्रणाली
  - iv. रिएक्टिव पावर का मुआवजा।
  - v. मांग में सामान्य वृद्धि को समायोजित करने के लिए सिस्टम क्षमता बढ़ाने, परिचालन संबंधी बाधाओं को दूर करने और सुरक्षा के मानकों को बनाए रखने की आवश्यकता।

- vi. क्षणिक और स्थिर अवस्था स्थिरता संबंधी मामले।
- vii. उपरोक्त के किसी भी संयोजन का संचयी प्रभाव।
- viii. राज्य पारेषण प्रणाली में परिवर्तन लाने की कोई अन्य आवश्यकता।

राज्य पारेषण प्रणाली के सुदृढीकरण या विस्तार में उपयोगकर्ता के राज्य पारेषण प्रणाली में प्रवेश या निकास बिंदु (कनेक्शन बिंदु) पर काम शामिल हो सकता है।

2. राज्य पारेषण प्रणाली के विकास की योजना पहले से बनाई जानी चाहिए ताकि सहमति और रास्ता सुनिश्चित किया जा सके और विस्तृत इंजीनियरिंग डिजाइन/निर्माण कार्य पूरा किया जा सके। नियोजन कोड इस आशय से एसटीयू और उपयोगकर्ताओं के बीच आवश्यक जानकारी के आदान-प्रदान के लिए समय सीमा निर्धारित करता है।

### 3.3 नियोजन नीति

1. एसटीयू राज्य पारेषण प्रणाली के लिए अगले 10 वर्षों के लिए एक परिप्रेक्ष्य पारेषण योजना विकसित करेगा। लोड अनुमानों, उत्पादन क्षमता वृद्धि आदि में किसी भी संशोधन/संशोधन का ध्यान रखने के लिए इन परिप्रेक्ष्य पारेषण योजनाओं को हर साल अपडेट किया जाएगा। परिप्रेक्ष्य योजनाओं को अनुमोदन के लिए आयोग को प्रस्तुत किया जाएगा।
2. एसटीयू राज्य पारेषण प्रणाली को मजबूत करने और विस्तार की योजना बनाने के लिए नेटवर्क अध्ययन करेगा और खराबी स्तरों की समीक्षा करेगा।
3. एसटीयू योजना में निम्नलिखित चरणों का पालन करेगा:
  - i. वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा प्रदान किए गए लोड पूर्वानुमानों के आधार पर आपूर्ति के क्षेत्र में बिजली की मांग का पूर्वानुमान लगाना। इनमें मांग पूर्वानुमान, डेटा पद्धति और उन मान्यताओं का विवरण शामिल होगा जिन पर पूर्वानुमान आधारित हैं। इन पूर्वानुमानों की वार्षिक समीक्षा की जाएगी और जब भी मौजूदा प्रणाली में बड़े बदलाव की आवश्यकता होगी अपडेट किया जाएगा।
  - ii. उपरोक्त लोड पूर्वानुमान और उत्पादन योजना, आवश्यक रिएक्टिव पावर (वीएआर) मुआवजे आदि के अनुरूप राज्य पारेषण प्रणाली के लिए एक पारेषण योजना तैयार करना।
  - iii. ऊर्जा और चरम मांग दोनों को पूरी तरह से पूरा करने के लिए राज्य पारेषण प्रणाली विस्तार के लिए एक दीर्घकालिक (10 वर्ष) योजना तैयार करना और आयोग को प्रस्तुत करना।
  - iv. अंतर-क्षेत्रीय योजनाओं सहित प्रमुख अंतरराज्यीय पारेषण प्रणाली की पहचान के लिए 5 साल की अग्रिम अवधि के अनुरूप वार्षिक योजना को अंतिम रूप देने के लिए सीटीयू को पूर्ण सहायता देना जो सीईए द्वारा विकसित दीर्घकालिक योजना के साथ फिट होगी।
  - v. राज्य पारेषण यूटिलिटी, पारेषण प्रणाली योजना में अनुमानित अंतर-राज्य पारेषण योजनाओं और सिस्टम सुदृढीकरण योजनाओं के आधार पर अपनी निवेश योजना भी प्रस्तुत करेगी।
  - vi. इस विनियमन के अनुसार किए गए पारेषण प्रणाली योजना अध्ययन की लागत को राज्य पारेषण उपयोगिता के शुल्क के निर्धारण में अनुमति दी जाएगी।
4. सभी उपयोगकर्ताओं को राज्य ग्रिड कोड की अधिसूचना की तिथि से 6 महीने के अंदर डेटा पंजीकरण अध्याय के परिशिष्ट क और परिशिष्ट ख के अनुसार निर्धारित योजना डेटा एसटीयू को आपूर्ति करनी होगी और उसके बाद ऐसा डेटा सक्षम करने के लिए हर साल 31 मार्च तक प्रस्तुत किया जाएगा। एसटीयू को अगले 5 वर्षों के लिए प्रत्येक वर्ष 30 सितंबर तक अपडेशन योजना तैयार करनी होगी और अंतिम रूप देना होगा।

### 3.4 योजना मानदंड

1. नियोजन उस मानक सुरक्षा सिद्धान्त पर आधारित होगा जिस पर इंटर स्टेट पारेषण प्रणाली (आईएसटीएस) और स्टेट पारेषण प्रणाली (एसटीएस) दोनों की योजना बनाई गई है। सुरक्षा दर्शन समय-समय पर संशोधित सीईए (ग्रिड मानक) विनियम 2010 में सीईए द्वारा निर्धारित पारेषण योजना मानदंड और अन्य दिशानिर्देशों के अनुसार होगा। पारेषण प्रणाली योजना विकसित करते समय एसटीयू सिस्टम का उचित अध्ययन करेगा।

2. राज्य पारेषण प्रणाली, एक सामान्य नियम के रूप में, स्थिर राज्य संचालन के दौरान लोड शेडिंग या उत्पादन के पुनर्निर्धारण की आवश्यकता के बिना निम्नलिखित आकस्मिक आउटेज का सामना करने और सुरक्षित रखने में सक्षम होगा:
  - क. 66 केवी से ऊपर और 400 केवी से कम वोल्टेज की डीसी लाइन का आउटेज,
  - ख. 400 केवी और उससे अधिक वोल्टेज की एस/सी लाइन का आउटेज,
  - ग. एक भी इंटर कनेक्टिंग ट्रांसफार्मर का खराब होना,
  - घ. एचवीडीसी बाइपोल लाइन के एक पोल का खराब होना या
  - ङ. 765 केवी एस/सी लाइन का आउटेज।

उपरोक्त आकस्मिकताओं पर किसी अन्य 220 केवी डी/सी लाइन या किसी अन्य कॉरिडोर में 400 केवी एस/सी लाइन की पूर्व-आकस्मिकता प्रणाली में कमी (योजनाबद्ध आउटेज) और उसी सब-स्टेशन से नहीं मानते हुए विचार किया जाएगा है।
3. सभी उत्पादक इकाइयां अपनी प्रतिक्रियाशील क्षमता वक्रों के अंदर काम कर सकती हैं और नेटवर्क वोल्टेज प्रोफ़ाइल को भी निर्दिष्ट वोल्टेज सीमाओं के अंदर बनाए रखा जाएगा।
4. राज्य पारेषण प्रणाली (एसटीएस) स्थिरता के नुकसान के बिना फ्रीड में गंभीरतम एकल प्रणाली के नुकसान का सामना करने में सक्षम होगा।
5. उपरोक्त उप पैरा 3.4 (2) में परिभाषित घटनाओं में से कोई भी घटना निम्न का कारण नहीं बनेगी:
  - (i) आपूर्ति की हानि;
  - (ii) निर्दिष्ट सीमा से नीचे और ऊपर सिस्टम आवृत्ति का लंबे समय तक संचालन;
  - (iii) अस्वीकार्य उच्च या निम्न वोल्टेज;
  - (iv) सिस्टम अस्थिरता;
  - (v) आईएसटीएस/एसटीएस घटकों की अस्वीकार्य ओवरलोडिंग
6. सभी अतिरिक्त उच्च वोल्टेज सब-स्टेशनों में विश्वसनीयता के लिए उपयुक्त संख्या (कम से कम दो) और उचित क्षमता के ट्रांसफार्मर उपलब्ध कराए जाएंगे। एचवीडीसी सब-स्टेशनों में, कम से कम एक अतिरिक्त कनवर्टर/इन्वर्टर ट्रांसफार्मर किसी भी समय उपयोग के लिए तैयार रखा जाएगा।
7. एसटीयू राज्य उत्पादन स्टेशनों के स्विचयार्ड पर प्रतिक्रियाशील बिजली खपत की आवश्यकता सहित राज्य पारेषण प्रणाली की प्रतिक्रियाशील बिजली क्षतिपूर्ति के लिए योजना का अध्ययन करेगा।

### 3.5 योजना दायित्व

1. वितरण लाइसेंसधारी के आपूर्ति क्षेत्र के अंदर लोड पूर्वानुमान की प्राथमिक जिम्मेदारी संबंधित वितरण लाइसेंसधारियों की है। वितरण लाइसेंसधारी प्रत्येक आगामी 5 वर्षों के लिए लोड की प्रत्येक श्रेणी के लिए अपने क्षेत्रों के चरम लोड और ऊर्जा पूर्वानुमान का निर्धारण करेगा और पारेषण प्रणाली संवर्धन के लिए उनके प्रस्तावों जे साथ साथ मांग पूर्वानुमान, डेटा, कार्यप्रणाली और उन धारणाओं के विवरण 31 मार्च तक एसटीयू को वार्षिक रूप से प्रस्तुत करेगा जिन पर ये अनुमान आधारित हैं। लोड का पूर्वानुमान एसटीयू और वितरण लाइसेंसधारियों के बीच प्रचलित और प्रस्तावित अंतर-संयोजन बिंदुओं में से प्रत्येक के लिए किया जाएगा और इसमें वार्षिक पीक लोड और ऊर्जा अनुमान शामिल होंगे। मांग पूर्वानुमानों को वार्षिक रूप से या जब भी मौजूदा पूर्वानुमानों या योजना में बड़े बदलाव किए जाएंगे, अपडेट किया जाएगा। बड़ी मांग (1 मेगावाट या अधिक) वाले एकल उपभोक्ताओं की आवश्यकताओं को इंगित करते समय वितरण उपयोगिता/लाइसेंसधारी मांग की पूर्ति की निश्चितता की डिग्री के अनुसार खुद को संतुष्ट करेगा।
2. उत्पादन स्टेशन अगले 5 वर्षों में से प्रत्येक के लिए अपने बिजली स्टेशनों से बिजली निकालने के लिए एसटीयू को पारेषण प्रस्तावों में वृद्धि के लिए अपने प्रस्तावों के साथ अपनी उत्पादन क्षमता प्रदान करेंगे और इसे वार्षिक 31 मार्च तक एसटीयू को जमा करेंगे।
3. बाहरी राज्य स्टेशनों से बिजली की निकासी के लिए राज्य पारेषण प्रणाली को मजबूत करने की योजना एसटीयू द्वारा शुरू

की जाएगी।

### 3.6 योजना डेटा

1. राज्य उत्पादन कंपनियों/आईपीपी/लाइसेंसधारक पारेषण योजना विकसित करने के उद्देश्य से एसटीयू को निम्नलिखित प्रकार के डेटा प्रदान करेंगे:

- (i) मानक योजना डेटा
- (ii) विस्तृत योजना डेटा

#### मानक योजना डेटा:-

- i) मानक योजना डेटा में वे विवरण शामिल होंगे जो उपयोगकर्ता/पारेषण लाइसेंसधारी विकास के कारण राज्य पारेषण प्रणाली (एसटीएस) पर प्रभाव की जांच करने के लिए एसटीयू के लिए सामान्य रूप से पर्याप्त होने की उम्मीद है।
- ii) उपयोगकर्ता और पारेषण लाइसेंसधारी समय-समय पर एसटीयू को निम्नलिखित डेटा प्रदान करेंगे (क) प्रारंभिक परियोजना योजना डेटा, (ख) प्रतिबद्ध परियोजना योजना डेटा और (ग) कनेक्टेड प्लानिंग डेटा।

#### विस्तृत योजना डेटा:-

विस्तृत योजना डेटा में राज्य पारेषण प्रणाली पर उपयोगकर्ता/पारेषण लाइसेंसधारी विकास के प्रभाव का आकलन करने के लिए एसटीयू द्वारा आवश्यक विस्तृत डेटा शामिल होगा।

एसटीयू द्वारा अनुरोध किए जाने पर विस्तृत योजना डेटा उपयोगकर्ताओं और पारेषण लाइसेंसधारियों द्वारा प्रस्तुत किया जाएगा।

#### प्रारूप:

उपरोक्त डेटा जमा करने के प्रारूप डेटा पंजीकरण अध्याय -17 के परिशिष्ट में दिए गए हैं

2. इस राज्य ग्रिड कोड की अधिसूचना की तिथि से छह (6) महीने के अंदर सभी उपयोगकर्ताओं और पारेषण लाइसेंसधारियों द्वारा एसटीयू को एकमुश्त डेटा प्रस्तुत किया जाएगा।
3. एसटीयू सभी उपयोगकर्ताओं को वार्षिक पारेषण योजना रिपोर्ट, ग्रिड मानचित्र और आयोग द्वारा निर्दिष्ट कोई अन्य जानकारी भी प्रदान करेगा।

### 3.7 पारेषण योजना का कार्यान्वयन

राज्य पारेषण लाइनों, इंटर-कनेक्टिंग ट्रांसफार्मर, रिएक्टर/कैपेसिटर और अन्य पारेषण तत्वों के कार्यान्वयन का वास्तविक कार्यक्रम संबंधित एजेंसियों के परामर्श से एसटीयू द्वारा निर्धारित किया जाएगा। इन कार्यों को संबंधित एजेंसियों के माध्यम से समय सीमा के अंदर पूरा करना एसटीयू द्वारा सुनिश्चित किया जाएगा।

#### **अध्याय-4: कनेक्शन की शर्तें**

#### 4.1 उद्देश्य

इस अध्याय का उद्देश्य निम्नलिखित सुनिश्चित करना है:

1. सभी उपयोगकर्ताओं और संभावित उपयोगकर्ताओं के साथ समान व्यवहार किया जाना चाहिए।
2. स्थापित होने पर कोई भी नया या संशोधित कनेक्शन मौजूदा उपयोगकर्ताओं पर कोई प्रतिकूल प्रभाव नहीं डालेगा और नए कनेक्शनों को मौजूदा उपयोगकर्ता कनेक्शन के कारण प्रतिकूल प्रभाव नहीं पड़ेगा।
3. उपयोगकर्ताओं को लाइसेंस दायित्वों के अनुपालन में सहायता करने के लिए न्यूनतम डिजाइन और परिचालन मानदंड निर्दिष्ट करके स्वीकार्य गुणवत्ता की एक प्रणाली सुनिश्चित की जाती है।
4. सभी उपकरणों का स्वामित्व और जिम्मेदारी प्रत्येक साइट के लिए एक अनुसूची "(साइट जिम्मेदारी अनुसूची)" में स्पष्ट रूप से निर्दिष्ट है, जहां कनेक्शन बनाया गया है।

#### 4.2 राज्य पारेषण प्रणाली से कनेक्शन की प्रक्रिया

1. संबंधित उपयोगकर्ता द्वारा एसटीएस से कनेक्शन की नई या मौजूदा व्यवस्था में संशोधन के लिए आवेदन राज्य पारेषण यूटिलिटी को प्रस्तुत किया जाएगा।

आवेदन का प्रारूप राज्य पारेषण यूटिलिटी द्वारा विकसित किया जाएगा और इस राज्य ग्रिड कोड की अधिसूचना के दो (2) महीने के अंदर उसके कार्यालय और उसकी वेबसाइट पर उपलब्ध कराया जाएगा।

2. उपरोक्त आवेदन निम्नलिखित विवरण के साथ प्रस्तुत किया जाएगा:

- (i) प्रस्तावित कनेक्शन या संशोधन का उद्देश्य, पारेषण लाइसेंसधारी जिसके सिस्टम से कनेक्शन प्रस्तावित है, कनेक्शन बिंदु, कनेक्ट किए जाने वाले उपकरण का विवरण या पहले से जुड़े उपकरण का संशोधन और प्रस्तावित कनेक्शन के लाभार्थी;
- (ii) पूर्णता तिथि सहित निर्माण कार्यक्रम, और
- (iii) यहा पुष्टि कि उपयोगकर्ता राज्य ग्रिड कोड के प्रावधानों का पालन करेगा।

3. एसटीयू आवेदन की एक प्रति पारेषण लाइसेंसधारी को भेजेगा जिसके सिस्टम में कनेक्शन मांगा जा रहा है और राज्य लोड डिस्पैच सेंटर को उनकी टिप्पणियों के लिए भेजा जाएगा।

4. पारेषण लाइसेंसधारी, जिसके सिस्टम में कनेक्शन मांगा जा रहा है, किसी भी नए कनेक्शन की अनुमति देने से पहले उचित समझे जाने वाले बिजली सिस्टम का अध्ययन कर सकता है।

5. एसटीयू, आवेदन प्राप्त होने के तीस (30) दिनों के अंदर और ऊपर पैरा (3) के अंतर्गत चिन्हित पक्षों से प्राप्त सभी सुझावों और टिप्पणियों पर विचार करने के बाद, ऐसे संशोधन या ऐसी शर्तों के साथ आवेदन स्वीकार करेगा जैसा कि एसटीयू द्वारा निर्दिष्ट किया जा सकता है।

6. किसी आवेदन की स्वीकृति पर, एसटीयू सहमति के लिए आवेदक को एक औपचारिक प्रस्ताव देगा, जिसमें आवेदक के प्रस्ताव द्वारा आवश्यक राज्य पारेषण प्रणाली के विस्तार या सुदृढीकरण के लिए आवश्यक किसी भी कार्य को निर्दिष्ट किया जाएगा। प्रस्ताव की एक प्रति संबंधित पारेषण लाइसेंसधारी को भेज दी जाएगी।

7. एसटीयू, उपयोगकर्ता द्वारा आवश्यक शर्तों के अनुपालन पर, संबंधित उपयोगकर्ता को सूचित करेगा कि उसे एसटीएस से जोड़ा जा सकता है।

8. आवेदक और संबंधित पारेषण लाइसेंसधारी या एसटीयू, जिसके सिस्टम में कनेक्शन मांगा जा रहा है, आवेदक द्वारा प्रस्ताव स्वीकार करने पर एक कनेक्शन समझौते को अंतिम रूप देंगे। कनेक्शन समझौते की एक प्रति एसटीयू और एसएलडीसी को प्रदान की जाएगी।

#### 4.3 आवेदन की अस्वीकृति

1. एसटीयू राज्य पारेषण प्रणाली से कनेक्शन के लिए किसी भी आवेदन को लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों से अस्वीकार करने का हकदार होगा, यदि ऐसा आवेदन राज्य ग्रिड कोड के प्रावधानों के अनुसार नहीं है।
2. एसटीयू द्वारा आवेदन की अस्वीकृति के संबंध में किसी भी विवाद की स्थिति में, उपयोगकर्ता आयोग से संपर्क कर सकता है।

#### 4.4 कनेक्शन समझौता

1. एसटीयू से जुड़े या कनेक्शन चाहने वाले सभी उपयोगकर्ताओं को एसटीयू के साथ एक कनेक्शन समझौता करना होगा;
2. एक कनेक्शन समझौते में इसके नियमों और शर्तों में निम्नलिखित शामिल होंगे:
  - (i) एक शर्त जिसमें दोनों पक्षों को राज्य ग्रिड कोड के प्रावधानों का अनुपालन करने की आवश्यकता होती है।
  - (ii) कनेक्शन, तकनीकी आवश्यकताएं और वाणिज्यिक व्यवस्था का विवरण।
  - (iii) सिस्टम के सुदृढीकरण या विस्तार, डेटा संचार आदि से उत्पन्न होने वाले किसी भी पूंजी संबंधी व्यय का विवरण और संबंधित पक्षों के बीच उसका सीमांकन।
  - (iv) जोड़े जाने वाले संयंत्रों और उपकरणों का विवरण।
  - (v) एक साइट जिम्मेदारी अनुसूची।

- (vi) सुरक्षा पर सामान्य दर्शन, दिशानिर्देश आदि।  
 (vii) एसटीयू द्वारा उचित समझी गई कोई अन्य जानकारी।

#### 4.5 साइट उत्तरदायित्व अनुसूची

1. राज्य पारेषण प्रणाली के प्रत्येक कनेक्शन के लिए जिसके लिए एक कनेक्शन समझौते की आवश्यकता है, उपयोगकर्ता 'साइट जिम्मेदारी अनुसूची' नामक एक शेड्यूल तैयार करेगा, जिसमें कनेक्शन साइट पर स्थापित उपकरणों के प्रत्येक आइटम के लिए निम्नलिखित को दर्शाया जाएगा।
  - i) उपकरण का स्वामित्व
  - ii) उपकरणों के नियंत्रण की जिम्मेदारी
  - iii) उपकरणों के रखरखाव की जिम्मेदारी
  - iv) उपकरण के संचालन की जिम्मेदारी
  - v) कनेक्शन/इंटरफ़ेस साइट पर किसी भी व्यक्ति की सुरक्षा से संबंधित सभी मामलों की जिम्मेदारी।
  - vi) कनेक्शन/इंटरफ़ेस साइट का प्रबंधन।
2. साइट उत्तरदायित्व अनुसूची की तैयारी में उपयोग किया जाने वाला प्रारूप डेटा पंजीकरण अध्याय में परिशिष्ट -ग में दिया गया है।

#### 4.6 सिस्टम प्रदर्शन

1. राज्य पारेषण प्रणाली से जुड़े सभी उपकरणों का डिजाइन और निर्माण प्रासंगिक लोडतीय मानक विनिर्देशों को पूरा करेगा। ऐसे उपकरणों के मामले में जिनके लिए लोडतीय मानक विनिर्देश मौजूद नहीं हैं, उपयुक्त आईईसी, या आईईईई या अन्य अंतर्राष्ट्रीय मानक लागू होंगे।
2. सभी विद्युत उपकरणों की स्थापना आईई नियम, 1956 के अनुरूप होगी जो वर्तमान में लागू हैं या विद्युत अधिनियम, 2003 के अंतर्गत बनाए गए नए नियमों द्वारा प्रतिस्थापित किए गए हैं।
3. मांगे गए प्रत्येक नए / संशोधित कनेक्शन के लिए एसटीयू कनेक्शन बिंदु, तकनीकी आवश्यकताओं और उपयोग किए जाने वाले वोल्टेज को निर्दिष्ट करेगा, और साथ ही सुरक्षा कोड (अध्याय -7) और मीटरिंग कोड (अध्याय -15) में निर्दिष्ट सुरक्षा और मीटरिंग आवश्यकताओं को निर्दिष्ट करेगा।
4. उपयोगकर्ता के उपकरण का इन्सुलेशन समन्वय लोडतीय मानकों के अनुसार लागू होगा। स्विचगियर की टूटने की क्षमता लोडतीय मानकों के अनुसार निर्दिष्ट से कम नहीं होगी।
5. सुरक्षा योजनाएं और मीटरिंग योजनाएं सुरक्षा कोड और मीटरिंग कोड अध्याय में वर्णित अनुसार होंगी।
6. राज्य पारेषण प्रणाली की रेटेड आवृत्ति 50.00 हर्ट्ज होगी और आमतौर पर प्राधिकरण द्वारा जारी विनियमों के अनुसार सीमा के अंदर नियंत्रित की जाएगी।
7. उपयोगकर्ता एसएलडीसी और आरएलडीसी द्वारा निर्धारित ग्रिड अनुशासन के अधीन होगा।
8. क्षेत्रीय ग्रिड में ग्रिड गड़बड़ी की स्थिति में, एसएलडीसी वोल्टेज और आवृत्ति की सामान्य सीमा के अंदर सिस्टम मापदंडों को बनाए रखने के लिए उत्तरदायी नहीं होगा।

#### 4.7 कनेक्शन बिंदु/इंटरफ़ेस बिंदु

1. राज्य उत्पादन स्टेशन (एसजीएस)/आईपीपी/सीपीपी:
  - राज्य पारेषण प्रणाली के साथ कनेक्शन बिंदु/इंटरफ़ेस बिंदु पर वोल्टेज 220/132/110/66 केवी या एसटीयू के साथ सहमति के अनुसार हो सकता है।
  - जब तक एसटीयू के साथ विशेष रूप से सहमति न हो, जनरेटिंग स्टेशन के साथ कनेक्शन बिंदु फीडर के आउटगोइंग ढांचे से ठीक पहले प्रदान किया गया टर्मिनल आइसोलेटर होगा।
  - एसजीएस उत्पादन स्टेशन के अंदर प्रदान किए गए सभी टर्मिनलों, संचार और सुरक्षा उपकरणों का संचालन और रखरखाव करेगा।



- उत्पादन स्टेशन और एसटीयू प्रणाली के बीच मीटरिंग के प्रावधान मीटरिंग कोड के अनुसार होंगे।
  - संबंधित उपयोगकर्ता जनरेटिंग स्टेशन से निकलने वाले आउटगोइंग फीडरों के ढांचे में अपने उपकरणों का रखरखाव करेंगे।
- 2. वितरण लाइसेंसधारी:**
- स्टेट पारेषण प्रणाली के कनेक्शन प्वाइंट/इंटरफ़ेस प्वाइंट पर वोल्टेज वितरण लाइसेंसधारी द्वारा निर्दिष्ट या एसटीयू के साथ सहमति के अनुसार हो सकता है। पारेषण प्रणाली से सीधे जुड़े ईएचवी उपभोक्ता के लिए, वोल्टेज 220 केवी या 132 केवी हो सकता है।
  - जब तक वितरण लाइसेंसधारी के साथ विशेष रूप से सहमति न हो, एसटीयू सबस्टेशन से आउटगोइंग फीडर ढांचा एसटीयू के साथ कनेक्शन बिंदु होगा।
  - एसटीयू अपने सब-स्टेशन के अंदर प्रदान किए गए सभी टर्मिनलों, संचार और सुरक्षा उपकरणों का संचालन और रखरखाव करेगा।
  - वितरण लाइसेंसधारी और एसटीयू सिस्टम के बीच मीटरिंग के प्रावधान मीटरिंग कोड के अनुसार होंगे।
  - संबंधित उपयोगकर्ता एसटीयू सब-स्टेशन से निकलने वाले फीडरों की आउटगोइंग ढांचे के बाद अपने उपकरणों का रखरखाव करेंगे।
- 3. क्षेत्रीय पारेषण प्रणाली:**
- कनेक्शन, सुरक्षा योजना, मीटरिंग योजना और वोल्टेज आईईजीसी के प्रावधानों के अनुसार होंगे।
- 4. ईएचवी उपभोक्ता और ओपन एक्सेस ग्राहक:**
- वोल्टेज 220/132/110/66 केवी या एसटीयू के साथ सहमति के अनुसार हो सकता है।
  - कनेक्शन बिंदु उनके परिसर में फीडर ढांचे के ठीक पहले होगा। मीटरिंग पॉइंट उनके सिस्टम के साथ कनेक्शन बिंदु/इंटरफ़ेस बिंदु होगा।
- 4.8 नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन स्टेशन की ग्रिड से कनेक्टिविटी**
- नवीकरणीय ऊर्जा की कनेक्टिविटी के लिए सामान्य शर्तें**
- नवीकरणीय स्रोतों की कनेक्टिविटी के लिए सामान्य शर्तें राज्य के वितरण स्तर (33 केवी से अधिक नहीं) या पारेषण स्तर (33 केवी से ऊपर) पर जोड़ी जा सकती हैं, जिन्हें आवश्यकता पड़ने पर संशोधित किया जा सकता है।
- 4.9 डेटा आवश्यकताएँ:**
- उपयोगकर्ता डेटा पंजीकरण अध्याय में निर्दिष्ट अनुसार एसटीयू को डेटा प्रदान करेंगे।
  - जब तक कनेक्शन समझौते में अन्यथा सहमति न हो, डेटा पारेषण और संचार के लिए उपकरण का संचालन और रखरखाव उस उपयोगकर्ता द्वारा किया जाएगा जिसके परिसर में यह उसके स्वामित्व के बिना स्थापित किया गया है।

## अध्याय - 5: सिस्टम सुरक्षा पहलू

### 5.1 उद्देश्य

सभी उपयोगकर्ता अपने-अपने बिजली सिस्टम और उत्पादन स्टेशनों को हर समय एक-दूसरे के साथ तालमेल में संचालित करने का प्रयास करेंगे, ताकि राज्य ग्रिड सिंक्रनाइज्ड सिस्टम और संबंधित क्षेत्रीय ग्रिड के एकीकृत हिस्से के रूप में काम करे। एसटीयू अंतरराज्यीय लिंक को इस तरह से संचालित करने का प्रयास करेगा कि आवश्यकता पड़ने पर बिजली का हस्तांतरण सुचारू रूप से किया जा सके। बिजली प्रणाली की सुरक्षा और बिजली उपकरणों की सुरक्षा को आर्थिक रूप से इष्टतम संचालन की तुलना में प्राथमिकता दी जाएगी।

### 5.2 क्षेत्र

सिस्टम सुरक्षा उपयोगकर्ताओं सहित संपूर्ण इंटर-कनेक्टेड पावर सिस्टम से संबंधित है। राज्य पारेषण प्रणाली के संचालन का पर्यवेक्षण और विनियमन आरएलडीसी के निर्देशानुसार एसएलडीसी द्वारा किया जाएगा।

### 5.3 सिस्टम सुरक्षा

1. सभी स्विचिंग ऑपरेशन, चाहे वे मैनुअल रूप से प्रभावित हों या स्वचालित, निम्न के नीति दिशानिर्देशों पर आधारित होंगे:
  - i) आईईजीसी
  - ii) आईई नियमों के अंतर्गत आरएलडीसी के निर्देश/दिशानिर्देश
  - iii) राज्य ग्रिड कोड
2. राज्य पारेषण प्रणाली का कोई भी हिस्सा निम्नलिखित शर्तों को छोड़कर जानबूझकर एकीकृत ग्रिड से अलग नहीं किया जाएगा;
  - i) आपातकालीन परिस्थितियों में, जिसमें इस तरह के आइसोलेशन से ग्रिड को पूरी तरह ध्वस्त होने से रोका जा सकेगा और/या बिजली आपूर्ति की शीघ्र बहाली संभव हो सकेगी
  - ii) जब किसी महंगे उपकरण को गंभीर क्षति होना संभव हो और इस तरह के आइसोलेशन से इसे रोका जा सकता हो और
  - iii) जब इस तरह के आइसोलेशन का विशेष रूप से एसएलडीसी द्वारा निर्देश दिया गया हो।
3. आपातकालीन स्थिति में एसटीएस के किसी भी महत्वपूर्ण तत्व को अलग करने की स्थिति में, घटना के बाद यथाशीघ्र एसएलडीसी को सूचित किया जाएगा।
4. जैसे ही परिस्थितियाँ अनुकूल होंगी, ग्रिड का पूर्ण समन्वयन बहाल कर दिया जाएगा। बहाली प्रक्रिया की निगरानी एसएलडीसी द्वारा की जाएगी।
5. किसी भी ट्रिपिंग, चाहे वह 66 केवी और उससे अधिक की पारेषण लाइनों या 66 केवी के पावर ट्रांसफार्मर की मैनुअल या स्वचालित हो, ऐसी ट्रिपिंग के कारणों और बहाली के लिए आवश्यक संभावित समय के साथ एसएलडीसी को जल्द से जल्द रिपोर्ट की जाएगी। खराब उपकरण/लाइन को बहाल करते समय एसएलडीसी को सूचित किया जाएगा और मंजूरी प्राप्त की जाएगी।
6. प्रत्येक उपयोगकर्ता और पारेषण लाइसेंसधारी ग्रिड की विश्वसनीयता और सुरक्षा बनाए रखने के लिए आवश्यक डेटा/सूचना के आदान-प्रदान को सुनिश्चित करने के लिए आंतरिक रूप से और राज्य लोड डिस्पैच सेंटर, अन्य उपयोगकर्ताओं और अन्य पारेषण लाइसेंसधारियों के साथ पर्याप्त और विश्वसनीय संचार सुविधा प्रदान करेगा।
7. सभी उत्पादन इकाइयां, जो जीआरआईडी के साथ सिंक्रनाइज़ हैं, उनके स्वामित्व, प्रकार और आकार के बावजूद, उनके गवर्नर हर समय सामान्य संचालन में रहेंगे। यदि पचास (50) मेगावाट से अधिक आकार की किसी उत्पादन इकाई को सामान्य संचालन में उसके गवर्नर के बिना संचालित करने की आवश्यकता होती है, तो एसएलडीसी के माध्यम से एनआरएलडीसी को तुरंत ऐसे संचालन के कारण और अवधि के बारे में सूचित किया जाएगा। थर्मल और गैस-आधारित बिजली स्टेशनों के बिना किसी तालाब के स्टीम टरबाइन के नदी जलविद्युत स्टेशनों के संचालन के संबंध में मुफ्त गवर्नर मोड की सुविधा नहीं होने पर मुफ्त गवर्नर मोड संचालन से झूट सीईआरसी से आईईजीसी के खंड 1.6 के अंतर्गत मांगी जाएगी। झूट के लिए ऐसी याचिकाओं से पहले अधिमानतः सीईए द्वारा एक अध्ययन किया जाएगा।
8. सिस्टम ऑपरेटर उपलब्ध सौर और पवन ऊर्जा को खाली करने के लिए सभी प्रयास करेगा और इसे अवश्य चलने वाले स्टेशन के रूप में मानेगा। हालाँकि, सिस्टम ऑपरेटर किसी भी उपकरण या कर्मियों की सुरक्षा को खतरे पर विचार करते हुए सौर/पवन जनरेटर को उत्पादन बंद करने का निर्देश दे सकता है और सौर/पवन जनरेटर उसी का अनुपालन करता है।
9. उपयोगकर्ता और राज्य पारेषण उपयोगिता किसी भी ग्रिड गड़बड़ी/घटना के विश्लेषण के उद्देश्य से डिस्टर्बेंस रिकॉर्डर/परिणामी घटना रिकॉर्डर आउटपुट आदि सहित अनुरोधित जानकारी/डेटा को राज्य लोड डिस्पैच सेंटर को भेजेगी।

## अध्याय -6: फ्रिक्वेंसी और वोल्टेज प्रबंधन

### 6.1 उद्देश्य

इस अध्याय के उद्देश्य इस प्रकार हैं:

1. आवृत्ति और वोल्टेज प्रबंधन में योगदान देने के लिए सभी उपयोगकर्ताओं की जिम्मेदारियों को परिभाषित करना।
2. आईईजीसी दिशानिर्देशों के साथ-साथ केंद्रीय आयोग द्वारा निर्दिष्ट अंतर-राज्य पारेषण प्रणाली के लिए योजना और सुरक्षा मानकों, यदि कोई हो, के अनुसार राज्य पारेषण प्रणाली वोल्टेज और आवृत्ति को स्वीकार्य स्तरों के अंदर बनाए रखने के लिए एसएलडीसी और एसटीयू को सक्षम करने के लिए आवश्यक कार्यों को परिभाषित करना। .

### 6.2 आवृत्ति प्रबंधन

1. सिस्टम की रेटेड आवृत्ति 50 हर्ट्ज होगी और आम तौर पर समय-समय पर संशोधित केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण या लोडतीय विद्युत ग्रिड कोड द्वारा निर्दिष्ट सीमा के अंदर नियंत्रित की जाएगी।
2. एसटीयू और एसएलडीसी यह सुनिश्चित करने के लिए हर संभव प्रयास करेंगे कि ग्रिड आवृत्ति 49.9 - 50.05 हर्ट्ज बैंड के अंदर बनी रहे। हालाँकि, घटती और बढ़ती आवृत्ति की स्थितियों में निम्नलिखित उपायों को अपनाने की आवश्यकता है:

#### क) आवृत्ति का कम होना

आवृत्ति के कम होने की स्थितियों के अंतर्गत, एसएलडीसी आवृत्ति को कम होने से रोकने और अनुमेय सीमा के अंदर आवृत्ति को बहाल करने के लिए आरएलडीसी के साथ समन्वय में निर्देश जारी करने के लिए उचित कार्यवाही करेगा। ऐसे निर्देशों में उत्पादन बढ़ाने के लिए एसजीएस को प्रेषण निर्देश और/या वितरण लाइसेंसधारियों और ओपन एक्सेस ग्राहकों को उचित मैनुअल और/या स्वचालित लोड शेडिंग द्वारा लोड मांग को कम करने के निर्देश शामिल हो सकते हैं।

#### ख) बढ़ती हुई आवृत्ति

बढ़ती आवृत्ति स्थितियों के अंतर्गत, एसएलडीसी बढ़ती आवृत्ति को रोकने और अनुमेय सीमा के अंदर आवृत्ति को बहाल करने के लिए आरएलडीसी के साथ समन्वय में एसजीएस को निर्देश जारी करने के लिए उचित कार्यवाही करेगा। एसएलडीसी अतिरिक्त लोड लेने के लिए लोड शेडिंग (यदि मौजूद है) उठाने के लिए आरएलडीसी के साथ समन्वय में वितरण लाइसेंसधारियों और ओपन एक्सेस ग्राहकों को निर्देश भी जारी करेगा। लोड क्रेश की स्थिति में, एसएलडीसी इस संहिता के पैरा 8.4 के अनुसार कदम उठाएगा।

### 6.3 वोल्टेज प्रबंधन

1. राज्य पारेषण प्रणाली और एसटीयू का उपयोग करने वाले उपयोगकर्ता यह सुनिश्चित करने के लिए हर संभव प्रयास करेंगे कि ग्रिड वोल्टेज हमेशा आईईजीसी में खंड 5.2 (आर) में निर्दिष्ट सीमा के अंदर रहे।

वोल्टेज (केवी आरएमएस)		
मामूली	अधिकतम	न्यूनतम
400	420	380
220	245	198
132	145	122

नवीनतम आईईजीसी में न्यूनतम वोल्टेज को 400 केवी के लिए 360 से 380 केवी, 220 केवी के लिए 200 से 198 केवी और 132 केवी के लिए 120 से 122 केवी तक संशोधित किया गया है।

इसी प्रकार, उपरोक्त समान प्रतिशत वोल्टेज भिन्नताओं को ध्यान में रखते हुए, 110 केवी और 66 केवी वोल्टेज की अधिकतम और न्यूनतम सीमाएं नीचे दी गई होंगी।

मामूली	अधिकतम	न्यूनतम
110	121	102
66	72	61

2. एसटीयू और/या एसएलडीसी समय-समय पर परिचालन डेटा के आधार पर लोड प्रवाह का अध्ययन करेंगे ताकि यह अनुमान लगाया जा सके कि वोल्टेज की समस्याएं कहां आ सकती हैं और यह सुनिश्चित करने के लिए उचित उपायों की पहचान की जाएगी कि वोल्टेज निर्धारित सीमा के अंदर रहे। इन अध्ययनों के आधार पर, एसएलडीसी एसजीएस को इंटरकनेक्टिंग बिंदुओं पर निर्दिष्ट वोल्टेज स्तर बनाए रखने का निर्देश देगा।  
एसएलडीसी रणनीतिक सब-स्टेशनों पर 220 केवी, 132 केवी, 110 केवी और 66 केवी वोल्टेज स्तर की लगातार निगरानी करेगा।
3. एसएलडीसी राज्य पारेषण प्रणाली वोल्टेज को नियंत्रित करने के लिए उचित उपाय करेगा, जिसमें 110 केवी, 66 केवी या 33 केवी सबस्टेशनों पर वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा ट्रांसफार्मर टैप बदलना, कैपेसिटर / रिएक्टर स्विचिंग और कैपेसिटर स्विचिंग और एसटीयू और जेनरेटर के बीच तकनीकी सीमाओं पर सहमति पर एमवीआर रिजर्व का प्रयोग शामिल है। जेनरेटर अनुरोध पर तुरंत एसएलडीसी को अपनी प्रतिक्रियाशील आरक्षित क्षमता के बारे में सूचित करेंगे।
4. एसएलडीसी यह सुनिश्चित करेगा कि पारेषण नेटवर्क पर न्यूनतम प्रतिक्रियाशील विद्युत प्रवाह हो। लोड प्रवाह अध्ययन के अनुसार उपयुक्त सब स्टेशनों पर कैपेसिटर बैंकों की स्थापना से प्रतिक्रियाशील ऊर्जा की मांग पूरी की जाएगी।
5. वितरण लाइसेंसधारी और ओपन एक्सेस ग्राहक स्थानीय वीएआर हर्जाना (जहां तक संभव हो लोड बिंदुओं के करीब कम वोल्टेज प्रणाली में) प्रदान करके वोल्टेज प्रबंधन में भाग लेंगे, ताकि वे प्रतिक्रियाशील सहायता के लिए ईएचवी ग्रिड पर निर्भर न रहें।

### अध्याय-7: संरक्षण

#### 7.1. उद्देश्य

1. इस अध्याय का उद्देश्य दोषों से सुरक्षा के लिए राज्य पारेषण प्रणाली से जुड़े किसी भी उपकरण के लिए न्यूनतम सुरक्षा आवश्यकताओं को परिभाषित करना है और इस प्रकार दोषों के कारण किसी भी व्यवधान को कम करना है।
2. न्यूनतम सुरक्षा आवश्यकताएं निर्धारित की गई हैं क्योंकि अपर्याप्त सुरक्षा या किसी इकाई की सुरक्षा प्रणाली के खराब संचालन के परिणामस्वरूप दूरगामी परिणाम, गड़बड़ी और यहां तक कि अन्य संस्थाओं की प्रणाली को नुकसान हो सकता है।

#### 7.2. सामान्य सिद्धांत

1. विद्युत उपकरण की किसी भी वस्तु को राज्य पारेषण प्रणाली से जुड़े रहने की अनुमति नहीं दी जाएगी जब तक कि यह विश्वसनीयता, चयनात्मकता, गति, स्थिरता और संवेदनशीलता के उद्देश्य से न्यूनतम निर्दिष्ट सुरक्षा रिले सेटिंग्स द्वारा कवर न हो।
2. सभी उपयोगकर्ता इस अनुभाग में निर्दिष्ट समय के अंदर खराबीपूर्ण उपकरणों को प्रभावी और भेदभावपूर्ण रूप से हटाने के लिए सुरक्षा की सही और उचित सेटिंग्स सुनिश्चित करने के लिए एसटीयू के साथ सहयोग करेंगे।
3. सभी प्रभावित उपयोगकर्ताओं के बीच परामर्श और सहमति के बिना सुरक्षात्मक रिले सेटिंग्स में बदलाव नहीं किया जाएगा, या सुरक्षा रिले को अनदेखा नहीं किया जाएगा और/या डिस्कनेक्ट नहीं किया जाएगा। ऐसे मामले में जहां किसी समझौते द्वारा सुरक्षा को दरकिनार कर दिया जाता है और/या काट दिया जाता है, तो कारण को ठीक किया जाना चाहिए और जितनी जल्दी हो सके सुरक्षा को सामान्य स्थिति में बहाल किया जाना चाहिए। यदि कोई समझौता नहीं हुआ है, तो सुरक्षा न रखने वाले विद्युत उपकरण को तुरंत सेवा से हटा दिया जाएगा।

#### 7.3. संरक्षण समन्वय

1. राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति राज्य ग्रिड कोड के अध्याय-2 के अनुसार गठित की जाएगी और सभी सुरक्षा समन्वय कार्यों के लिए भी जिम्मेदार होगी।
2. जनरेटिंग यूनिट से शुरू होकर 110 केवी /66केवी /33 केवी लाइन के रिमोट सिरे तक सुरक्षात्मक रिले की सेटिंग्स ऐसी होंगी कि सभी परिस्थितियों में केवल खराबीपूर्ण अनुभाग को अलग किया जाए।
3. एसटीयू समय-समय पर उपयोगकर्ताओं को प्रारंभिक सेटिंग्स और समिति द्वारा अनुमोदित किसी भी बाद के बदलाव के बारे में सूचित करेगा। सभी सुरक्षात्मक रिले का आवधिक परीक्षण छह महीने में एक बार किया जाएगा।
4. किसी भी सुरक्षात्मक रिले की खराबी के बारे में तुरंत विश्लेषण करने और आवश्यक सुधारात्मक कार्यवाही की सिफारिश करने के लिए राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति को सूचित किया जाएगा।

5. सुरक्षा रिले, मीटर और अन्य जुड़े उपकरणों के परीक्षण और रखरखाव के लिए, एसटीयू द्वारा सिस्टम की सुरक्षा में अनुभव रखने वाले और आवश्यक सहायक तकनीकी और गैर-तकनीकी कर्मचारियों से युक्त कार्यकारी स्तर के एक इंजीनियर की अध्यक्षता में एक अलग सेल स्थापित किया जाएगा। .
6. सभी स्थानों पर जहां सुरक्षा योजनाएं स्थापित हैं, उन्हें सिंगल लाइन डायग्राम में प्रदर्शित करना होगा।
7. स्थापित सभी सुरक्षा रिले के विनिर्देशों की प्रतियां उन सभी स्थानों पर प्रदान की जाएंगी जहां ऐसे रिले स्थापित किए गए हैं।

#### 7.4. खराबी निवारण समय

1. सभी उपकरण सही ढंग से संचालित होने पर, राज्य पारेषण प्रणाली से सीधे जुड़े उपयोगकर्ता उपकरण पर तीन-फेज की खराबी (बस बार के करीब) के लिए और राज्य पारेषण पर तीन-फेज की खराबी (बस बार के करीब) के लिए तो खराबी निवारण समय निम्न से अधिक अधिक नहीं होगा;
  - क) 400 केवी वर्ग के वोल्टेज के लिए 100 मिलीसेकंड
  - ख) 220 केवी, 132 केवी और 110 केवी वर्ग के वोल्टेज के लिए 160 मिलीसेकंड
  - ग) 66 केवी वर्ग के वोल्टेज के लिए 300 मिलीसेकंड
2. उपरोक्त से कम खराबी निवारण समय बेहतर है।
3. उपयोगकर्ता के सिस्टम पर दोषों के लिए कम खराबी निवारण समय पर सहमति दी जा सकती है, लेकिन केवल तभी, जब एसटीयू की राय में, सिस्टम स्थितियां इसकी अनुमति देती हैं। एसटीयू पारेषण प्रणाली से सीधे जुड़े एसटीयू और वितरण लाइसेंसधारियों/ओपन एक्सेस ग्राहकों के लिए विभिन्न स्थानों पर सर्किट ब्रेकरों के खुलने का आवश्यक समय और टूटने की क्षमता निर्दिष्ट करेगा। उत्पादन स्टेशनों पर, महत्वपूर्ण क्लियरिंग समय के अंदर उत्पादन स्टेशन के अंत में लाइन दोषों को दूर किया जाना चाहिए ताकि जनरेटर समकालिकता में बने रहें।

#### 7.5. जेनरेटर की आवश्यकताएँ

1. राज्य पारेषण प्रणाली से जुड़ी सभी उत्पादन इकाइयों और उत्पादन इकाइयों के सभी संबद्ध विद्युत उपकरणों में संरक्षण समन्वय समिति द्वारा अनुमोदित पर्याप्त सुरक्षा और बैकअप सुरक्षा प्रणाली होनी चाहिए ताकि राज्य पारेषण प्रणाली को उत्पन्न होने वाली किसी भी गड़बड़ी के कारण नुकसान न हो।
2. सीबीआईपी के प्रकाशन संख्या 274 के अंतर्गत जेनरेटर, जेनरेटर ट्रांसफार्मर आदि की सुरक्षा पर मैनुअल में उल्लिखित दिशानिर्देशों को भी ध्यान में रखा जाएगा।

#### 7.6. पारेषण लाइन आवश्यकताएँ

##### 1. सामान्य

जेनरेटिंग स्टेशन या सब-स्टेशन या स्विचिंग स्टेशन से निकलने वाली प्रत्येक ईएचटी लाइन में सुरक्षा समन्वय समिति द्वारा अनुमोदित पर्याप्त सुरक्षा और बैकअप सुरक्षा होनी चाहिए। जेनरेटिंग स्टेशन से निकलने वाली एसटीयू की लाइनों की सुरक्षा के लिए स्विचगियर उपकरण और रिले पैनल का स्वामित्व और रखरखाव जेनरेटर के पास होगा। किसी भी पारेषण लाइन से संबंधित रिले सेटिंग्स या रिले सेटिंग्स में कोई भी बदलाव जेनरेटर द्वारा एसटीयू के साथ निकट समन्वय और परामर्श में किया जाएगा। कैरियर कैबिनेट/उपकरण, वेव ट्रेप और संचार केबल सहित लाइन मिलान इकाइयां एसटीयू के स्वामित्व में होंगी और उसी के द्वारा रखरखाव दिया जाएगा। सभी जेनरेटर ऐसे उद्देश्य के लिए स्थान, कनेक्शन सुविधा और एसटीयू तक पहुंच प्रदान करेंगे।

सीबीआईपी के प्रकाशन संख्या 274 के अंतर्गत 220 केवी और 400 केवी नेटवर्क आदि की सुरक्षा पर मैनुअल में उल्लिखित दिशानिर्देशों को भी ध्यान में रखा जाएगा।

##### 2. 400केवी पारेषण लाइनें

एसटीयू के स्वामित्व वाली सभी 400 केवी पारेषण लाइनों में दो तेजी से काम करने वाली सुरक्षा योजनाएं होंगी, दो रिले के वोल्टेज को लाइन सीवीटी के दो अलग-अलग कोर से फीड किया जाएगा और दो रिले की धाराओं को लाइन सी.टी के दो अलग-अलग कोर से फीड किया जाएगा। .

मेन 1 सुरक्षा योजना संख्यात्मक, तीन जोन, नॉन-स्विचड तेजी से काम करने वाली रिमोट सुरक्षा योजना होगी जिसमें रिमोट एंड पर अनुमत इंटर-ट्रिप (जोन -2 त्रुटि के मामले में) होगी।

मुख्य 2 सुरक्षा योजना या तो समान प्रकार की संख्यात्मक, तीन जोन, गैर-स्विचड तेजी से कार्य करने वाली रिमोट सुरक्षा योजना होगी जिसमें रिमोट एंड पर अनुमत इंटर-ट्रिप (जोन -2 त्रुटि के मामले में) योजना या ट्रांजिएन्ट वेव पहचान, दिशात्मक तुलना या चरण तुलना वाहक रिलेइंग को नियोजित करने वाली एक इकाई सुरक्षा योजना होगी। समायोज्य डेड-टाइम के साथ एक पोल ट्रिपिंग और सिंगल शॉट ऑटो-रिक्लोजिंग प्रदान की जाएगी।

सभी 400 केवी सब-स्टेशन में एलबीबी और पारेषण लाइनों के लिए ऑटो-रिक्लोजर के साथ बस-बार अंतर सुरक्षा योजना होगी।

### 3. 220 केवी पारेषण लाइनें

एसटीयू के स्वामित्व वाली सभी 220 केवी पारेषण लाइनों में दो तेजी से काम करने वाली सुरक्षा योजनाएं होंगी।

मेन 1 सुरक्षा योजना संख्यात्मक, तीन जोन, नॉन-स्विचड तेजी से काम करने वाली रिमोट सुरक्षा योजना होगी जिसमें दूरस्थ छोर पर अनुमत इंटर ट्रिप (जोन -2 त्रुटि के मामले में) होगी। योजना में पावर स्विंग ब्लॉकिंग, फॉल्ट रिकॉर्डिंग का स्थान, डिस्टर्बेंस रिकॉर्डिंग, इवेंट लॉगर, संचार पोर्ट, सिंगल और श्री शॉट ऑटो रीक्लोजिंग के साथ-साथ लोकल ब्रेकर बैकअप (एलबीबी) भी होगा।

मेन 2 सुरक्षा योजना स्थिर/संख्यात्मक, तीन जोन, स्विचड/नॉन-स्विचड तेजी से काम करने वाली सुरक्षा योजना होगी जिसमें ऑटो रीक्लोजिंग और स्थानीय ब्रेकर बैकअप (एलबीबी) को छोड़कर मेन-1 की तरह सभी सुविधाएं होंगी।

बैक-अप सुरक्षा के लिए, वर्तमान रिले और यूनिडायरेक्शनल अर्थ फॉल्ट रिले पर तीन दिशात्मक आईडीएमटीएल प्रदान किया जाएगा।

### 4. 132 केवी/110 केवी/66 केवी लाइनें

सिंगल स्कीम श्री जोन, सिंगल और श्री फेज ट्रिपिंग, कैरियर इंटर-ट्रिपिंग, आईडीएमटी ओवर करंट और अर्थ फॉल्ट, पावर स्विंग ब्लॉकिंग और एलबीबी सुरक्षा जैसी मानक निर्मित सुविधाओं के साथ गैर-स्विचड संख्यात्मक रिमोट सुरक्षा मेन सुरक्षा के रूप में प्रदान की जाएगी।

बैकअप सुरक्षा वर्तमान रिले पर कम से कम दो दिशात्मक आईडीएमटीएल और एक दिशात्मक अर्थ खराबी रिले होगी।

छोटी पारेषण रेडियल लाइनों के लिए, उचित बैकल्पिक सुरक्षा योजनाएं अपनाई जा सकती हैं।

### 7.7. ट्रांसफार्मर आवश्यकताएँ

1. पावर ट्रांसफार्मर की सुरक्षा समन्वय समिति द्वारा अनुमोदित की जाएगी। सेंट्रल बोर्ड ऑफ इरिगेशन एंड पावर (सीबीआईपी) प्रकाशन संख्या 275 द्वारा प्रकाशित ट्रांसफार्मर पर मैनुअल में उल्लिखित दिशानिर्देशों को भी ध्यान में रखा जाएगा।

ट्रांसफार्मर के लिए निम्नलिखित न्यूनतम सुरक्षा सुनिश्चित की जाएगी:

- (i) सभी 220 केवी वर्ग के पावर ट्रांसफार्मर को संख्यात्मक फास्ट एक्विंग डिफरेंशियल, आरईएफ, ओपन डेल्टा (न्यूट्रल डिस्प्लेसमेंट रिले) और ओवर-फ्लक्सिंग रिले प्रदान किए जाएंगे। इसके अलावा, करंट और अर्थ फॉल्ट प्रोटेक्शन पर बैकअप आईडीएमटीएल होगा। समानांतर संचालन के लिए, ऐसी बैक अप सुरक्षा में एचवी और एलवी दोनों ब्रेकरों की इंटर-ट्रिपिंग होगी। भारी शॉर्ट सर्किट से सुरक्षा के लिए, ओवर करंट रिले में एक उच्च सेट तात्कालिक तत्व शामिल होना चाहिए। विद्युत सुरक्षा के अलावा, ट्रांसफार्मर की स्वयं की सुरक्षा अर्थात् अलार्म और ट्रिप कार्यों के लिए बुखोलज ओएलटीसी ऑयल सर्ज, गैस संचालित रिले, वाइंडिंग तापमान संरक्षण, तेल तापमान संरक्षण, पीआरवी रिले प्रदान किया जाएगा।
- (ii) 10 एमवीए और उससे अधिक क्षमता के 132 केवी, 110 केवी और 66 केवी श्रेणी के बिजली ट्रांसफार्मर के लिए ओवर-फ्लक्सिंग, आरईएफ और पीआरवी रिले को छोड़कर सुरक्षा ऊपर 7.7 (1) (i) में उल्लिखित के समान होगी।
- (iii) 10 एमवीए से कम क्षमता वाले 132 केवी, 110 केवी और 66 केवी श्रेणी के पावर ट्रांसफार्मर के लिए, ट्रांसफार्मर आवश्यकताओं के अनुसार ट्रांसफार्मर ट्रिप और अलार्म कार्यों के लिए सहायक रिले के साथ उच्च सेट तात्कालिक तत्व के साथ ओवर-करंट प्रदान किया जाएगा।

2. विद्युत सुरक्षा के अलावा, गैस संचालित रिले, वाइंडिंग तापमान सुरक्षा और तेल तापमान सुरक्षा प्रदान की जाएगी।

### 7.8. सब-स्टेशन में अग्नि सुरक्षा

पर्याप्त सावधानियां बरती जाएंगी और आईई नियमों में प्रासंगिक लोडतीय मानक विशिष्टता और प्रावधानों की अनुपालना करने वाले सभी उपकरणों और अन्य संपत्तियों को आग के खतरों से सुरक्षा प्रदान की जाएगी। स्थापित अग्निशमन उपकरणों को अच्छी कार्यशील स्थिति में बनाए रखा जाएगा और संबंधित प्रभारी व्यक्ति द्वारा प्रतिदिन निरीक्षण किया जाएगा और रखरखाव लॉग बुक में दर्ज किया जाएगा। पांच-संरक्षण व्यवस्था का एकल लाइन योजनाबद्ध आरेख सब-स्टेशन नियंत्रण कक्ष में प्रदर्शित किया जाएगा।

### 7.9. अंशांकन और परीक्षण

सुरक्षा योजना का परीक्षण प्रत्येक 220 केवी, 132 केवी, 110 केवी, 66 केवी सब-स्टेशन पर एसटीयू और उपयोगकर्ताओं द्वारा छह महीने में एक बार या किसी बड़ी खराबी के तुरंत बाद, जो भी पहले हो, किया जाएगा। उत्पादन इकाइयों/स्टेशनों से संबंधित सभी सुरक्षा योजनाओं का परीक्षण और अंशांकन संबंधित एसजीएस की जिम्मेदारी होगी।

### 7.10. डेटा आवश्यकताएँ:

उपयोगकर्ता एसटीयू और एसएलडीसी को डेटा पंजीकरण अध्याय में परिशिष्ट-घ में निर्दिष्ट डेटा प्रदान करेंगे।

## अध्याय -8: संचालन योजना

### 8.1. उद्देश्य

यह अध्याय उस प्रक्रिया का वर्णन करता है जिसके द्वारा एसएलडीसी परिचालन योजना और मांग नियंत्रण प्रक्रियाओं को पूरा करता है।

राज्य पारेषण प्रणाली के सभी हिस्सों में परिचालन समस्याओं से बचने के लिए एसएलडीसी को ओवरलोडिंग को कम करने में सक्षम बनाने के लिए विस्तृत प्रक्रिया की आवश्यकता है। एसएलडीसी मांग नियंत्रण का उपयोग इस तरीके से करेगा, जिससे किसी एक या उपभोक्ताओं के समूह के प्रति अनुचित भेदभाव न हो।

### 8.2. मांग अनुमान

1. दीर्घकालिक मांग अनुमान और लोड पूर्वानुमान (1 वर्ष से अधिक के लिए) एसटीयू द्वारा किया जाएगा। इसे अंतिम रूप दिए जाने पर एसएलडीसी को इसकी एक प्रति उपलब्ध कराई जाएगी।
2. सभी वितरण लाइसेंसधारियों की यह जिम्मेदारी होगी कि वे पूरे राज्य के लिए मांग अनुमान और लोड पूर्वानुमान तैयार करने में एसटीयू के साथ पूरा सहयोग करें।
3. वितरण लाइसेंसधारी प्रत्येक वर्ष 31 जनवरी तक अगले वित्तीय वर्ष के लिए प्रत्येक इंटर कनेक्शन बिंदु पर महीने के आधार पर आगामी वर्ष के लिए मांग का अपना अनुमान एसटीयू को प्रदान करेंगे। वितरण लाइसेंसधारियों को अगले महीने के लिए प्रत्येक इंटर कनेक्शन बिंदु पर 25 तिथि तक दैनिक मांग भी प्रदान करनी होगी।
4. वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा प्रस्तुत आंकड़ों के आधार पर, एसटीयू अगले वर्ष के लिए मासिक पीक और लीन अवधि की मांग का अनुमान लगाएगा और आने वाले महीने के लिए दैनिक पीक और लीन अवधि की मांग का अनुमान लगाएगा और उसे एसएलडीसी को प्रस्तुत करेगा।
5. वितरण लाइसेंसधारी एसएलडीसी को ऐसे लोड शेडिंग की व्यवस्था के विवरण के साथ विवेकशील ब्लॉकों में आवश्यकता पड़ने पर शेड किए जाने वाले लोड का अनुमान प्रदान करेगा।
6. वितरण लाइसेंसधारियों को एसटीयू और एसएलडीसी को आवश्यक लोड, ग्रामीण क्षेत्रों में बनाए रखी जाने वाली आपूर्ति लाइनों, लगाए गए या लगाए जाने वाले बिजली कटों आदि के विवरण के साथ श्रेणी-वार वास्तविक मांग भी प्रस्तुत करनी होगी।
7. एसएलडीसी तिमाही, मासिक, साप्ताहिक और अंततः दैनिक आधार पर मांग पूर्वानुमान (मेगावाट के साथ-साथ किलोवाट में) को अपडेट करेगा जिसका उपयोग अगले दिन शेड्यूलिंग में किया जाएगा।

### 8.3. मांग नियंत्रण

1. बिजली प्रणाली की समग्र अखंडता को बनाए रखने के लिए एसएलडीसी के निर्देशों के अनुसार एसटीयू के उप स्टेशनों पर अंडर फ्रीक्वेंसी रिले की स्थापना के माध्यम से स्वचालित लोड शेडिंग का सहारा लिया जाएगा। लोड शेडिंग के लिए स्वचालित अंडर फ्रीक्वेंसी रिले का उपयोग करने वाले असतत ब्लॉकों की संख्या और आकार प्रत्येक वितरण लाइसेंसधारी के परामर्श से रोटेशन के आधार पर निर्धारित किया जाएगा। इन रिले की आवृत्ति सेटिंग्स को एसएलडीसी के परामर्श से समन्वित किया जाएगा।
2. जब भी स्वचालित लोड शेडिंग द्वारा प्रभावित कुल मांग डिस्कनेक्शन के बड़े हिस्से की बहाली उचित समय के अंदर संभव नहीं होती है, तो एसएलडीसी डिस्कनेक्ट की गई मांग की समतुल्य राशि को बहाल करने के लिए मैनुअल रूप से अतिरिक्त डिस्कनेक्शन लागू करेगा। प्रत्येक वितरण लाइसेंसधारी ऐसे लोड ब्लॉकों की पहचान करने में एसएलडीसी की मदद करेगा। स्वचालित लोड शेडिंग उपकरणों के संचालन द्वारा लोड शेड को एसएलडीसी के विशिष्ट निर्देशों के बिना बहाल नहीं किया जाएगा।
3. जब उत्पादन में कमी हो, या पारेषण प्रणाली में बाधा हो, या बाहरी कनेक्शन आदि के माध्यम से आयात में कमी हो, तो आईएसजीएस से बिजली की अधिक निकासी को नियंत्रित करने के लिए मांग नियंत्रण की आवश्यकता होने पर एसएलडीसी द्वारा नियोजित मैनुअल लोड शेडिंग लागू की जाएगी। ऐसे मामलों में जहां तक संभव हो सभी उपभोक्ताओं के लिए समान व्यवहार सुनिश्चित करने के लिए एक रोटेशनल लोड शेडिंग योजना अपनाई जाएगी।
4. अस्वीकार्य वोल्टेज और आवृत्ति स्तर आदि से निपटने के लिए आपातकालीन मैनुअल लोड शेडिंग को एसएलडीसी द्वारा लागू किया जाएगा जब उत्पादन की हानि, मांग के साथ उत्पादन का बेमेल होना, पारेषण प्रणाली में बाधाएं, ग्रिड से संबंधित से अधिक निकासी हो। 49 हर्ट्ज से नीचे क्षेत्रीय ग्रिड की आवृत्ति को प्रभावित करने वाला शेड्यूल, एक विनियमन मार्जिन बनाए रखने के लिए, अल्प सूचना पर या बिना किसी सूचना के लोड शेडिंग की आवश्यकता होती है।
5. इन नियंत्रण उपायों को तब तक वापस नहीं लिया जाएगा जब तक कि सिस्टम आवृत्ति में सुधार नहीं हो जाता और जब एसएलडीसी स्थिति की समीक्षा के बाद ऐसे निर्देश जारी करता है।

### 8.4. लोड क्रैश

1. मौसम की गड़बड़ी या किसी अन्य कारण से सिस्टम में लोड क्रैश होने की स्थिति में, स्थिति को एसएलडीसी द्वारा अवरोही प्राथमिकताओं में निम्नलिखित तरीकों से नियंत्रित किया जाएगा:
  - (i) लोड प्रतिबंध हटाना, यदि कोई हो
  - (ii) पड़ोसी क्षेत्रों/राज्यों को बिजली निर्यात करना
  - (iii) योग्यता क्रम में कम अवधि के लिए 5-10 मिनट के समय अंतराल के साथ थर्मल स्टेशनों का बैकअप लेना।
  - (iv) नहरों में पानी के प्रवाह और नहरों/जल चैनलों की सुरक्षा को ध्यान में रखते हुए जल विद्युत इकाइयों को बंद करना (पानी के न गिरने और सिंचाई पर प्रभाव के अधीन)।

उपरोक्त कार्यप्रणाली की समय-समय पर समीक्षा की जाएगी।
2. उपरोक्त को लागू करते समय, राज्य ग्रिड कोड के अध्याय 5 में पैरा 5.3 के प्रावधानों के अनुसार सिस्टम सुरक्षा पहलुओं का उल्लंघन नहीं किया जाना चाहिए।

### अध्याय-9: उत्पादन एवं निकासी की निगरानी

#### 9.1. उद्देश्य

इस अध्याय का उद्देश्य उत्पादन इकाई की विश्वसनीयता और प्रदर्शन की निगरानी में सभी राज्य उत्पादन स्टेशनों (एसजीएस) की जिम्मेदारियों को परिभाषित करना, और एसटीयू/उपयोगकर्ता की सूचीबद्ध निकास की अनुपालना सुनिश्चित करना है ताकि वोल्टेज और फ्रीक्वेंसी के नियंत्रण सिस्टम प्रदर्शन और ग्रिड अनुशासन में सुधार करने में एसएलडीसी की सहायता की जा सके।



## 9.2. उत्पादन की निगरानी

1. राज्य पारेषण प्रणाली के प्रभावी संचालन के लिए, यह महत्वपूर्ण है कि एसजीएस की घोषित उपलब्धता यथार्थवादी हो और उपलब्धता से कोई भी विचलन अनिवार्य रूप से एसएलडीसी को सूचित किया जाए।
2. एसएलडीसी जेनरेटिंग यूनिट आउटपुट और बस वोल्टेज की लगातार निगरानी करेगा। किसी भी समय अधिक कठोर निगरानी की जा सकती है जब यह मानने का कारण हो कि एसजीएस की घोषित उपलब्धता वास्तविक उपलब्धता से मेल नहीं खाती है या घोषित आउटपुट वास्तविक आउटपुट से मेल नहीं खाता है।
3. एसएलडीसी यह सुनिश्चित करेगा कि राज्य के अंदर 200 मेगावाट और उससे अधिक क्षमता वाली सभी थर्मल इकाइयां निःशुल्क गवर्नर ऑपरेशन के साथ संचालित हों।
4. एसएलडीसी जेनरेटर द्वारा निर्दिष्ट समय के अंदर घोषित उपलब्धता तक पहुंचने के लिए जेनरेटिंग स्टेशन को निर्देश देकर घोषित उपलब्धता प्रदर्शित करने के लिए एक जेनरेटिंग स्टेशन लगाने के लिए कह सकता है।
5. यदि निरंतर निगरानी प्रेषण निर्देशों और जेनरेटिंग यूनिट आउटपुट या कनेक्शन शर्तों के उल्लंघन के बीच एक स्पष्ट लगातार या महत्वपूर्ण बेमेल को प्रदर्शित करती है, तो एसएलडीसी एसजीएस को लिखित रूप में सूचित करेगा। भविष्य में प्रदर्शन में सुधार करने, अधिक यथार्थवादी घोषणाएं प्रदान करने या कनेक्टिविटी शर्तों के किसी भी उल्लंघन के लिए उचित कार्यवाही शुरू करने की दृष्टि से निरंतर विसंगतियों को राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति द्वारा हल किया जाएगा। उत्पादन स्टेशनों द्वारा लगातार चूक करने पर आयोग द्वारा निर्धारित दंड लगाया जा सकता है।
6. जहां भी एससीएडीए/आरटीयू उपकरण के माध्यम से टेलीमेट्री डेटा उपलब्ध नहीं है, एसजीएस एसएलडीसी को 15 मिनट के ब्लॉक-वार जेनरेशन सारांश आउटपुट प्रदान करेगा। सीपीपी एसएलडीसी को 15 मिनट का ब्लॉक-वार निर्यात/आयात (मेगावाट और एमवीएआर) प्रदान करेगा।
7. एसजीएस कोई अन्य लॉग रीडिंग प्रदान करेगा जिसकी एसएलडीसी को निगरानी उद्देश्यों के लिए उचित रूप से आवश्यकता हो सकती है, जहां एससीएडीए डेटा उपलब्ध नहीं है।

## 9.3. निकासी की निगरानी

1. एसएलडीसी जहां भी उपलब्ध हो, एससीएडीए उपकरण के उपयोग के माध्यम से, या अन्यथा उपलब्ध मीटरिंग का उपयोग करके वितरण लाइसेंसधारियों और अन्य उपयोगकर्ताओं द्वारा उनके शेड्यूल के अनुसार वास्तविक निकासी (मेगावाट में) की लगातार निगरानी करेगा। एसएलडीसी इस निगरानी को सक्षम करने के लिए आवश्यक अतिरिक्त डेटा प्रदान करने के लिए आरएलडीसी और निकटवर्ती राज्यों से उचित अनुरोध करेगा।
2. एसएलडीसी राज्य पारेषण प्रणाली के वोल्टेज प्रबंधन में सहायता के लिए वास्तविक एमवीएआर निकासी की लगातार निगरानी करेगा।

## 9.4. जेनरेटिंग यूनिट ट्रिपिंग

1. एसजीएस किसी उत्पादन इकाई की ट्रिपिंग के बारे में तुरंत एसएलडीसी को कारण सहित सूचित करेगा, एसएलडीसी ट्रिपिंग और उनके पुनः शुरू के बारे में आरएलडीसी को सूचित करेगा। एसएलडीसी सिस्टम प्रदर्शन पर प्रभाव को प्रदर्शित करने और उपचारात्मक उपायों की आवश्यकता की पहचान करने के उद्देश्य से कारणों सहित ऐसी सभी ट्रिपिंग का एक लिखित लॉग रखेगा।
2. एसजीएस अपनी उत्पादन इकाइयों की ट्रिपिंग की अधिक विस्तृत मासिक रिपोर्ट एसएलडीसी को प्रस्तुत करेगा।

## 9.5. डेटा संबंधी आवश्यकता

एसजीएस, आईपीपी और आरईजी डेटा पंजीकरण अध्याय-17 के परिशिष्ट-ई (ई-5) में सूचीबद्ध अनुसार एसएलडीसी को डेटा प्रस्तुत करेंगे।

## अध्याय-10: आउटेज योजना

### 10.1 उद्देश्य

इस अध्याय का उद्देश्य उस प्रक्रिया को परिभाषित करना है, जो एसटीयू को राज्य उत्पादन स्टेशनों और वितरण लाइसेंसधारियों के नियोजित पारेषण आउटेज को अनुकूलित करने की अनुमति देगा, जबकि सिस्टम सुरक्षा को यथासंभव बनाए रखेगा।

### 10.2 आउटेज योजना प्रक्रिया

1. प्रत्येक उपयोगकर्ता पूरे राज्य पारेषण प्रणाली के लिए एक समग्र आउटेज योजना तैयार करने के लिए एसएलडीसी को आगामी वित्तीय वर्ष के लिए अपना आउटेज कार्यक्रम प्रदान करेगा। एसएलडीसी पारेषण नेटवर्क के आउटेज के लिए एसजीएस, वितरण लाइसेंसधारियों और एसटीयू शेड्यूल सहित सभी उपयोगकर्ताओं के आउटेज शेड्यूल का विश्लेषण करने और आरएलडीसी द्वारा क्षेत्र के लिए तैयार किए गए आउटेज प्लान के समन्वय में राज्य पारेषण प्रणाली के लिए वार्षिक आउटेज योजना का मसौदा तैयार करने के लिए जिम्मेदार होगा। उपयोगकर्ता डेटा पंजीकरण अध्याय-17 के परिशिष्ट-ई में सूचीबद्ध जानकारी एसएलडीसी को प्रस्तुत करेंगे।
2. हालाँकि, एसएलडीसी निम्नलिखित में से किसी भी घटना के मामले में नियोजित आउटेज को स्थगित करने के लिए अधिकृत है:
  - क. प्रमुख ग्रिड गड़बड़ी
  - ख. सिस्टम आइसोलेशन
  - ग. राज्य में ब्लैक आउट
  - घ. सिस्टम में कोई अन्य घटना जो प्रस्तावित आउटेज द्वारा सिस्टम सुरक्षा पर प्रतिकूल प्रभाव डाल सकती है।
3. प्रत्येक उपयोगकर्ता को आउटेज का लाभ उठाने से पहले एसएलडीसी का अनुमोदन प्राप्त करना होगा। किसी भी सर्किट को आउटेज के लिए जारी करते समय एसएलडीसी विशिष्ट कोड जारी करेगा। इसी प्रकार, एसएलडीसी द्वारा विशिष्ट कोड/अनुमोदन के बिना किसी भी अंतर उपयोगकर्ता सीमा सर्किट को राज्य पारेषण प्रणाली से वापस नहीं जोड़ा जाएगा। हालाँकि, यह प्रतिबंध सीपीपी की व्यक्तिगत उत्पादन इकाइयों पर लागू नहीं होगा।
4. सिस्टम में आपात स्थिति के मामले में, अर्थात् उत्पादन की हानि, सिस्टम को प्रभावित करने वाली पारेषण लाइन का टूटना, ग्रिड में गड़बड़ी, सिस्टम आइसोलेशन, एसएलडीसी नियोजित आउटेज की मंजूरी से पहले फिर से अध्ययन कर सकता है।

### 10.3 वार्षिक आउटेज योजना

1. समय-समय पर एसएलडीसी द्वारा अधिसूचित बिजली स्टेशनों और ईएचवी लाइनों की अनुसूचित कटौती, वार्षिक योजना के अधीन होगी।
2. राज्य ग्रिड से जुड़े एसजीएस और सीपीपी अगले वित्तीय वर्ष के लिए अपने प्रस्तावित आउटेज कार्यक्रम को प्रत्येक वर्ष 15 नवंबर तक लिखित रूप में प्रस्तुत करेंगे।
3. एसजीएस आउटेज कार्यक्रम में यूनिट की पहचान, आउटेज का कारण, ऐसे आउटेज के कारण प्रभावित उत्पादन उपलब्धता, आउटेज प्रारंभ तिथि और आउटेज की अवधि जैसे विवरण शामिल होंगे। एसएलडीसी राज्य पारेषण प्रणाली के आउटेज की रूपरेखा तैयार करने के लिए मासिक आधार पर एसजीएस से प्राप्त आउटेज कार्यक्रम की समीक्षा करेगा।
4. एसएलडीसी प्रत्येक वर्ष 15 नवंबर तक अगले वित्तीय वर्ष के लिए पारेषण लाइनों, उपकरणों और सब-स्टेशनों आदि के लिए प्रस्तावित आउटेज कार्यक्रम भी एसटीयू से प्राप्त करेगा। एसटीयू आउटेज कार्यक्रम में लाइनों/सबस्टेशनों की पहचान, आउटेज के कारण, आउटेज प्रारंभ तिथि और आउटेज की अवधि शामिल होगी।
5. जलविद्युत उत्पादन स्टेशनों के मामले में ऐसी योजना में बिजली उत्पादन के प्रयोजन के लिए पानी के वैकल्पिक उपयोग से संबंधित लागू बाधाओं के अधीन पानी के उपयोग को अधिकतम करने का भी प्रयास किया जाएगा।

बशर्ते कि कम हवा के मौसम के दौरान पवन जनरेटरों के आउटेज की योजना बनाई जा सकती है, बारिश के मौसम के दौरान यदि आवश्यक हो तो सौर ऊर्जा के आउटेज और कम पानी के मौसम में रन-ऑफ-द-रिवर जलविद्युत संयंत्र के आउटेज की योजना बनाई जा सकती है।

6. सभी उपयोगकर्ता और एसटीयू एसएलडीसी द्वारा प्रकाशित वार्षिक आउटेज योजनाओं का पालन करेंगे। यदि किसी विचलन की आवश्यकता है, तो उसे एसएलडीसी की पूर्व अनुमति से प्राप्त किया जाएगा। ऊर्जा के इन नवीकरणीय स्रोतों से अधिकतम बिजली निकालने के लिए रन-ऑफ-द-रिवर हाइड्रो प्लांट, पवन और सौर ऊर्जा संयंत्र और इसके संबंधित निकासी नेटवर्क की आउटेज योजना की योजना बनाई जाएगी।
7. पारेषण आउटेज प्लानिंग को जेनरेशन आउटेज प्लानिंग और वितरण प्रणाली आउटेज प्लानिंग के साथ सामंजस्य स्थापित किया जाएगा और आउटेज प्लानिंग को जेनरेशन और पारेषण आउटेज प्लानिंग के साथ सामंजस्यपूर्ण बनाया जाएगा।
8. इस अनुभाग में निर्दिष्ट अनुसूचित आउटेज के संबंध में आगामी वित्तीय वर्ष के लिए वार्षिक आउटेज योजना के संबंध में एक कैलेंडर तैयार किया जाएगा।
9. एसएलडीसी के पास निम्नलिखित घटनाओं के घटित होने की स्थिति में किसी भी नियोजित आउटेज को स्थगित करने का अधिकार होगा:
  - (क) प्रमुख ग्रिड गड़बड़ी (जैसे, आंशिक/पूर्ण ब्लैकआउट);
  - (ख) सिस्टम आइसोलेशन; और
  - (ग) सिस्टम में कोई अन्य घटना जो प्रस्तावित आउटेज द्वारा सिस्टम सुरक्षा पर प्रतिकूल प्रभाव डाल सकती है।
10. सिस्टम में आपात स्थिति के मामले में, जिसमें उत्पादन की हानि, पारेषण लाइन का टूटना, ग्रिड में गड़बड़ी और सिस्टम आइसोलेशन जैसी घटनाएं शामिल हो सकती हैं, एसएलडीसी नियोजित आउटेज की मंजूरी से पहले स्थिति की उचित समीक्षा कर सकता है:
 

बशर्ते कि समय-समय पर एसएलडीसी द्वारा अधिसूचित 10 मेगावाट और उससे अधिक क्षमता के बिजली स्टेशनों की अनुसूचित कटौती वार्षिक योजना के अधीन होगी।
11. एसएलडीसी प्रत्येक वर्ष के लिए 31 दिसंबर तक अगले वित्तीय वर्ष के लिए अपनी आउटेज योजना लिखित रूप में आरपीसी को तैयार और प्रस्तुत करेगा। इनमें प्रत्येक जनरेटिंग यूनिट/पारेषण लाइन/इंटरकनेक्टिंग ट्रांसफार्मर की पहचान शामिल होगी जिसके लिए आउटेज के लिए बनाई जा रही योजना, आउटेज के कारण, प्रत्येक आउटेज के लिए पसंदीदा तिथि और उसकी अवधि और जहां लचीलापन है, जल्द से जल्द प्रारंभ तिथि और नवीनतम समाप्ति तिथि शामिल होगी। एसएलडीसी अगले वित्तीय वर्ष के लिए पीक और ऑफ-पीक परिदृश्य के लिए लोड जेनरेशन बैलेंस रिपोर्ट आरपीसी को 31 अक्टूबर तक प्रस्तुत करेगा। घाटे/अधिशेष के प्रबंधन के लिए वार्षिक योजनाओं को लोड जेनरेशन बैलेंस रिपोर्ट (एलजीबीआर) में स्पष्ट रूप से दर्शाया जाएगा।
12. क्षेत्रीय बिजली प्रणाली को प्रभावित करने वाले बिजली स्टेशनों और ईएचवी पारेषण लाइनों की अनुसूचित कटौती केवल एसएलडीसी के समन्वय में आरएलडीसी की मंजूरी से प्रभावित होगी।
13. एसएलडीसी यह सुनिश्चित करेगा कि वर्ष की कम बिजली मांग की अवधि के दौरान राज्य की उत्पादन इकाइयों को वार्षिक रखरखाव के लिए बाहर ले जाया जाए।
14. एसएलडीसी अपनी वेबसाइट पर त्रैमासिक, अर्ध-वार्षिक, वार्षिक आउटेज रिपोर्ट अपलोड करेगा।

#### 10.4 शटडाउन शेड्यूल का लाभ उठाना

1. एसएलडीसी दैनिक आधार पर अगले दो दिनों के लिए प्रस्तावित आउटेज शेड्यूल की समीक्षा करेगा और किसी भी आकस्मिकता या स्थिति जैसे कि ग्रिड की गड़बड़ी, सिस्टम आइसोलेशन, आंशिक ब्लैक आउट या सिस्टम में किसी अन्य घटना के मामले में प्रतिकूल प्रभाव पड़ सकता है। प्रस्तावित आउटेज द्वारा सिस्टम सुरक्षा, यह उसके कारणों को बताते हुए किसी भी नियोजित आउटेज को स्थगित कर सकता है। ऐसे मामलों में उपयोगकर्ता के परामर्श से संशोधित तिथियों को अंतिम रूप दिया जाएगा।
2. एसटीयू और उपयोगकर्ता को आउटेज का लाभ उठाने से पहले एसएलडीसी का अनुमोदन प्राप्त करना होगा।

3. जहां नियोजित आउटेज का लाभ उठाने के कारण उपभोक्ताओं को बिजली आपूर्ति में बाधा उत्पन्न होती है, वितरण लाइसेंसधारी को आयोग की पूर्व स्वीकृति प्राप्त करनी होगी और आपूर्ति समय में बाधा के संबंध में दैनिक समाचार पत्र में प्रकाशित करके उपभोक्ताओं को पूर्व सूचना भी देनी होगी।

### अध्याय - 11: आकस्मिकता योजना

#### 11.1 उद्देश्य

इस अध्याय का उद्देश्य आवश्यक लोड, उत्पादन स्टेशनों की क्षमताओं और राज्य पारेषण प्रणाली की परिचालन बाधाओं को ध्यान में रखते हुए, राज्य पारेषण प्रणाली या क्षेत्रीय सिस्टम ब्लैकआउट की स्थिति में सबसे तेज़ संभव पुनर्प्राप्ति के लिए सभी उपयोगकर्ताओं की जिम्मेदारियों को परिभाषित करना है।

#### 11.2 आकस्मिकता योजना प्रक्रिया

1. एसएलडीसी निम्नलिखित प्रकार की आकस्मिकताओं को कुशलतापूर्वक संभालेगा और सिस्टम को सामान्य स्थिति में बहाल करेगा:
  - (क) बिजली स्टेशनों/उप-स्टेशनों से निकलने वाली पारेषण लाइनों की बार-बार ट्रिपिंग के कारण केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख में आंशिक सिस्टम ब्लैकआउट
  - (ख) केंद्रशासित प्रदेश जम्मू-कश्मीर और केंद्रशासित प्रदेश लद्दाख में पूर्ण ब्लैक आउट
  - (ग) सिस्टम आइलैंड/ सिस्टम विभाजन
2. स्टार्ट-अप पावर को पूरा करने के लिए प्रत्येक पावर स्टेशन पर पर्याप्त क्षमता के डीजल जेनरेटिंग (डीजी) सेट उपलब्ध कराए जाएंगे।
3. इंटर स्टेट पारेषण प्रणाली के साथ इंटर-कनेक्शन वाले सभी बिजली स्टेशनों और 220 केवी, 132 केवी, 110 के और 66 केवी उप-स्टेशनों पर सिंक्रोनाइजिंग सुविधा उपलब्ध होगी।
4. सिस्टम/राज्य में आंशिक ब्लैकआउट के मामले में, पावर स्टेशन इकाइयों की शीघ्र बहाली को प्राथमिकता दी जानी है, जो ट्रिप हो गई हैं।
5. संपूर्ण क्षेत्रीय ब्लैकआउट की स्थिति में, एसएलडीसी पूरे ग्रिड की शीघ्र बहाली के लिए क्षेत्रीय लोड डिस्पैच सेंटर (आरएलडीसी) के निर्देशों का समन्वय और पालन करेगा।
6. आपूर्ति की सुरक्षित और तेज बहाली के लिए, एसएलडीसी राज्य के अंदर प्रमुख उत्पादन इकाइयों, लाइनों, ट्रांसफार्मर और लोड के लिए संचालन का उचित क्रम तैयार करेगा। संचालन के क्रम में सर्किट ब्रेकर, आइसोलेटर्स, ऑन-लोड टैप-चेंजर्स आदि को खोलना, बंद करना/ट्रिप करना शामिल होगा।

#### 11.3 पुनर्स्थापना प्रक्रिया

1. आंशिक/पूर्ण ब्लैकआउट के अंतर्गत राज्य ग्रिड की बहाली के लिए विस्तृत और प्रक्रिया आरएलडीसी और सभी उपयोगकर्ताओं के परामर्श से एसएलडीसी द्वारा विकसित की जाएगी और आईईजीसी के अंतर्गत निर्धारित सिस्टम पुनर्स्थापना प्रक्रिया के अनुरूप होगी। प्रक्रिया की वार्षिक समीक्षा की जाएगी/अपडेट की जाएगी।
2. राज्य के अंदर प्रत्येक उपयोगकर्ता के सिस्टम के आंशिक/पूर्ण ब्लैकआउट के अंतर्गत बहाली के लिए विस्तृत प्रक्रियाओं को संबंधित उपयोगकर्ता द्वारा एसएलडीसी के समन्वय से अंतिम रूप दिया जाएगा।
3. ब्लैक स्टार्ट सुविधा, अंतरराज्यीय/अंतरक्षेत्रीय संबंध, सिंक्रोनाइजिंग पॉइंट और प्राथमिकता पर बहाल किए जाने वाले आवश्यक लोड वाले उत्पादन स्टेशनों की सूची एसएलडीसी के पास उपलब्ध होगी।
4. बहाली प्रक्रिया के लिए केवल ग्रिड सामान्य स्थिति बहाल होने तक परिचालन संचार के लिए आवश्यक सभी संचार चैनलों का उपयोग किया जाएगा।
5. आकस्मिक योजना पूर्वोक्त सिद्धांतों के अनुसार और समय-समय पर अपडेट किए गए पारेषण प्लानिंग मापदंड 2023 पर सीईए मैनुअल के अनुसार की जाएगी। आकस्मिकता के लिए मानदंड की संक्षिप्त प्रक्रिया और अवधारणाएं अनुबंध-ज में दी गई हैं।

#### 11.4 आकस्मिक योजना पर लागू विशेष विचार

1. राज्य पारेषण प्रणाली या क्षेत्रीय सिस्टम ब्लैकआउट स्थितियों की बहाली की प्रक्रिया के दौरान, वोल्टेज और आवृत्ति के सामान्य मानकों पर जोर देने की आवश्यकता नहीं है और इसे एसएलडीसी के विवेक पर छोड़ा जा सकता है।
2. वितरण लाइसेंसधारी गैर-आवश्यक भारों की अलग से पहचान करेंगे, जिन्हें सिस्टम आकस्मिक परिस्थितियों के दौरान बंद रखा जा सकता है। वे प्रत्येक मामले में संबंधित लोड ब्लॉक के साथ एक उचित शेड्यूल भी तैयार करेंगे। गैर-आवश्यक लोड केवल तभी डाला जा सकता है जब सिस्टम सामान्य स्थिति बहाल हो या एसएलडीसी द्वारा सलाह दी जाए।
3. सभी उपयोगकर्ताओं को अनुचित जल्दबाजी या अनुचित लोडिंग संचालन स्थितियों के कारण सिस्टम के द्वितीयक पतन को रोकने के लिए प्रक्रियाओं को पूरा करने में विशेष ध्यान देना होगा।
4. स्थिति की तात्कालिकता के बावजूद, घटना की बाद की जांच और बहाली प्रक्रिया की दक्षता की समीक्षा की सुविधा के लिए सभी उपयोगकर्ताओं द्वारा सभी परिचालनों और परिचालन संदेशों की त्वरित और पूर्ण लॉगिंग सुनिश्चित की जाएगी। ऐसी जांच घटना के बाद की जाएगी, और इसकी अगली बैठक में राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति के समक्ष रखी जाएगी।

#### 11.5 गड़बड़ी के बाद विश्लेषण

आरएलडीसी के दिशानिर्देशों और निर्देशों के अनुसार एसएलडीसी सभी प्रमुख ग्रिड गड़बड़ी की गड़बड़ी की घटना के बाद का विश्लेषण करेगा, जिसके परिणामस्वरूप पूर्ण या आंशिक सिस्टम ब्लैकआउट हो जाएगा और राज्य ग्रिड के किसी भी हिस्से का सिंक्रनाइजेशन बंद हो जाएगा। सभी उपयोगकर्ता एसएलडीसी को सक्षम करेंगे, सिस्टम गड़बड़ी का विश्लेषण करेंगे और आरएलडीसी को रिपोर्ट प्रस्तुत करेंगे।

### अध्याय - 12: उपयोगकर्ताओं के मध्य सीमा सुरक्षा

#### 12.1 उद्देश्य

इस अध्याय का उद्देश्य लोडतीय विद्युत नियम 1956 में निर्धारित सुरक्षा के सिद्धांतों पर एक सहमति और स्थिरता प्राप्त करना है जो वर्तमान में लागू हैं और एक उपयोगकर्ता और दूसरे उपयोगकर्ता के बीच अंतर उपयोगकर्ता सीमा (क्रॉस बाउंड्री) में काम करते समय विद्युत अधिनियम, 2003 के अंतर्गत बनाए गए नियमों द्वारा प्रतिस्थापित किए जाएंगे।

#### 12.2 नामित व्यक्ति

एसटीयू और सभी उपयोगकर्ता अपनी सीमा के पार सुरक्षा के समन्वय के लिए जिम्मेदार अधिकृत व्यक्तियों को नामांकित और सूचित करेंगे। इन व्यक्तियों को नामित अधिकारी के रूप में जाना जाएगा।

#### 12.3 उपयोगकर्ताओं के मध्य सीमा सर्किट पर काम करने की प्रक्रिया

1. एसटीयू उन सभी उपयोगकर्ताओं को नामित व्यक्तियों के नाम, पदनाम और टेलीफोन नंबरों की एक सूची जारी करेगा जिनकी उसके साथ सीधी अंतर-उपयोगकर्ता सीमा है। जब भी सूची में नामित किसी भी नामित व्यक्ति के नाम, पदनाम या टेलीफोन नंबर में परिवर्तन होता है, तो यह सूची तुरंत अपडेट की जाएगी।
2. एसटीयू के साथ सीधी अंतर-उपयोगकर्ता सीमा वाले सभी उपयोगकर्ता अपने नामित व्यक्तियों की एक समान सूची एसटीयू को जारी करेंगे। जब भी सूची में नाम आदि में कोई परिवर्तन होगा तो यह सूची तुरंत अपडेट की जाएगी।
3. जब भी उपयोगकर्ता या एसटीयू द्वारा अंतर-उपयोगकर्ता सीमा के पार कोई कार्य किया जाना है, तो उपयोगकर्ता या एसटीयू का नामित अधिकारी, जैसा भी मामला हो, अन्य संबंधित नामित अधिकारी से व्यक्तिगत रूप से संपर्क करके लाइन क्लियर परमिट / परमिट टू वर्क (पीटीडब्ल्यू) की मांग करेगा। यदि काम करने का परमिट व्यक्तिगत रूप से प्राप्त नहीं किया जा सकता है, तो नामित अधिकारी टेलीफोन के माध्यम से संपर्क करेगा और दोनों एजेंसियों की सही पहचान सुनिश्चित करने के लिए कोड वर्ड का आदान-प्रदान करेगा।
4. यदि कार्य एक शिफ्ट से अधिक चलता है, तो नामित अधिकारी यह सुनिश्चित करेगा कि कार्यमुक्त करने वाले नामित अधिकारी को कार्य की प्रकृति और संचालन में कोड शब्दों के बारे में पूरी जानकारी दी गई है।

5. नामित अधिकारी आवश्यक कार्य को सुरक्षित तरीके से करने के लिए आवश्यक सावधानियां बरतने और बनाए रखने में सहयोग करेंगे। स्थापित आइसोलेशन और स्थापित अर्थ दोनों को "आदमी काम कर रहे हैं" टैग के साथ बंद स्थिति में रखा जाएगा, जहां ऐसी सुविधाएं मौजूद हैं, और स्पष्ट रूप से पहचान की जाएगी।
6. काम तब तक शुरू नहीं होगा जब तक कि उपयोगकर्ता के काम के प्रभारी नामित अधिकारी, जो काम करना चाहते हैं, संतुष्ट नहीं हो जाते कि सभी सुरक्षा सावधानियां स्थापित कर ली गई हैं। यह नामित अधिकारी काम शुरू करने की अनुमति देने के लिए कार्य दल को अनुमोदित सुरक्षा दस्तावेज और वर्क परमिट (पीटीडब्ल्यू) जारी करेगा। निर्दिष्ट ईएचवी लाइनों और अन्य इंटरकनेक्शन के संबंध में काम करने का परमिट एसएलडीसी की सहमति से जारी किया जाएगा।
7. जब कार्य पूरा हो जाता है और सुरक्षा सावधानियों की आवश्यकता नहीं रह जाती है, तो नामित अधिकारी, जो किए जा रहे कार्य के लिए जिम्मेदार है, कार्य परमिट वापस करने और उन सुरक्षा सावधानियों को हटाने के लिए अन्य नामित व्यक्ति से सीधे संपर्क करेगा। निर्दिष्ट ईएचवी लाइनों और इंटरकनेक्शन के संबंध में कार्य परमिट की वापसी की सूचना एसएलडीसी को दी जाएगी।
8. उपकरण को सेवा में वापस जोड़ने के लिए केवल तभी उपयुक्त माना जाएगा जब दो नामित अधिकारियों के बीच कोड वर्ड संपर्क का उपयोग करके सीधे संचार द्वारा सभी सुरक्षा उपायों को हटाए जाने की पुष्टि की जाती है, और यह सुनिश्चित किया जाता है कि काम करने वाली पार्टी से कार्य परमिट की वापसी हो चुकी है।
9. एसटीयू अंतर-उपयोगकर्ता सीमा सुरक्षा के लिए एक सहमत लिखित प्रक्रिया विकसित करेगा और इसे लगातार अपडेट करेगा।
10. अंतर-उपयोगकर्ता सीमा सुरक्षा से संबंधित किसी भी विवाद का समाधान एसटीयू के स्तर पर किया जाएगा, यदि एसटीयू एक पक्ष नहीं है। यदि एसटीयू एक पक्ष है, तो विवाद को सुलझाने के लिए विवाद को राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति को भेजा जाएगा।

#### 12.4 विशेष विचार

1. एसटीयू और अन्य उपयोगकर्ताओं के सर्किट के बीच अंतर-उपयोगकर्ता सीमा के लिए, सभी उपयोगकर्ताओं को अनुमोदित सुरक्षा नियमों का पालन करना होगा, जो आईई नियमों के अनुसार होना चाहिए।
2. प्रत्येक नामित अधिकारी उसके द्वारा भेजे गए और प्राप्त किए गए सुरक्षा समन्वय से संबंधित सभी संचालन और संदेशों का कालानुक्रमिक क्रम में एक स्पष्ट रूप से लिखित सुरक्षा लॉग बनाए रखेगा। सभी सुरक्षा लॉग कम से कम 10 वर्ष की अवधि के लिए बनाए रखे जाएंगे।

### अध्याय-13: परिचालनात्मक घटना की रिपोर्टिंग

#### 13.1 उद्देश्य

यह अध्याय रिपोर्ट की जाने वाली घटनाओं, अपनाए जाने वाले रिपोर्टिंग माध्यम और घटनाओं की रिपोर्टिंग के लिए एक सुसंगत दृष्टिकोण सुनिश्चित करने के लिए प्रदान की जाने वाली जानकारी को परिभाषित करता है।

#### 13.2 रिपोर्ट करने योग्य घटनाएँ

1. राज्य पारेषण प्रणाली में उपयोगकर्ता के सिस्टम पर परिचालन प्रभाव डालने वाली सभी घटनाओं की सूचना एसटीयू द्वारा एसएलडीसी और उन उपयोगकर्ताओं को दी जाएगी जिनके सिस्टम प्रभावित हैं।
2. उपयोगकर्ता द्वारा उपयोगकर्ता के सिस्टम में राज्य पारेषण प्रणाली पर परिचालन प्रभाव डालने वाली सभी घटनाओं की सूचना एसटीयू और एसएलडीसी को दी जाएगी और जो बदले में अन्य उपयोगकर्ताओं को सूचित करेगा जिनके सिस्टम पर घटना का परिचालन प्रभाव हो सकता है।
3. निम्नलिखित में से कोई भी घटना जो राज्य पारेषण प्रणाली को प्रभावित कर सकती है, उसके लिए रिपोर्टिंग की आवश्यकता है:

क) ब्लैकआउट/आंशिक सिस्टम ब्लैकआउट

- ख) सिस्टम आइलैंडिंग/सिस्टम विभाजन
- ग) असाधारण रूप से उच्च/निम्न सिस्टम वोल्टेज या आवृत्ति।
- घ) प्रमुख सर्किट ब्रेकर, ट्रांसफार्मर या बस बार से संबंधित गंभीर उपकरण समस्या।
- ङ) प्रमुख उत्पादन इकाई की विफलता।
- च) सिस्टम स्प्लिट, स्टेट पारेषण प्रणाली ब्रेकअवे या ब्लैक स्टार्ट।
- छ) पारेषण लाइन, आईसीटी (इंटर कनेक्टिंग ट्रांसफार्मर) और कैपेसिटर बैंकों की ट्रिपिंग।
- ज) बड़ी आग लगाना
- झ) सुरक्षा उपकरणों की बड़ी विफलता.
- ञ) उपकरण और पारेषण लाइन ओवरलोड।
- ट) दुर्घटनाएँ-घातक और सामान्य
- ठ) लोड क्रैश / लोड की हानि
- ड) अत्यधिक निकासी विचलन.
- ढ) छोटे उपकरण अलार्म
- ण) सुरक्षा मानकों का उल्लंघन
- त) समय-समय पर आयोग द्वारा निर्धारित कोई अन्य कार्यक्रम

पिछली दो रिपोर्ट योग्य घटनाएँ जो कम परिणाम वाली हैं, लेकिन जिनका अभी भी राज्य पारेषण प्रणाली पर प्रभाव है और उन्हें उचित रूप से मामूली के रूप में वर्गीकृत किया जा सकता है, उन्हें शीघ्र सुधारात्मक कार्यवाही की आवश्यकता होती है।

### 13.3 रिपोर्टिंग प्रक्रिया

1. 33 केवी से ऊपर की लाइनों और उपकरणों पर होने वाली सभी घटनाएँ और वे सभी लाइनें जिन पर राज्य पारेषण प्रणाली को प्रभावित करने वाला अंतर-उपयोगकर्ता प्रवाह है, तुरंत उपयोगकर्ता या एसटीयू द्वारा टेलीफोन पर या पावर लाइन वाहक संचार आदि के माध्यम से मौखिक रूप से सूचित किया जाएगा जिनके उपकरण हैं एसएलडीसी को घटना का अनुभव हुआ है। रिपोर्टिंग उपयोगकर्ता या एसटीयू ऐसी मौखिक रिपोर्ट के एक घंटे के अंदर एसएलडीसी को टेलीफोन संदेश/फैक्स/ई-मेल द्वारा एक पुष्टिकरण रिपोर्ट प्रस्तुत करेगा।
2. एसएलडीसी अन्य उपयोगकर्ताओं या एसटीयू को प्रभावित करने वाली किसी भी घटना पर किसी भी उपयोगकर्ता से स्वतः रिपोर्ट मांगेगा। हालाँकि, यह किसी भी उपयोगकर्ता को राज्य ग्रिड कोड के प्रावधानों के अनुसार एसएलडीसी / एसटीयू को घटनाओं की रिपोर्ट करने के दायित्व से मुक्त नहीं करेगा।
3. मौखिक रिपोर्ट की पुष्टि करने वाले निम्नलिखित विवरणों वाली एक लिखित रिपोर्ट उपयोगकर्ता या एसटीयू द्वारा एसएलडीसी को भेजी जाएगी।
  - (i) घटना का स्थान
  - (ii) घटना का समय और तिथि।
  - (iii) सीधे तौर पर शामिल संयंत्र और उपकरण।
  - (iv) खराबी निहितार्थ की प्रकृति के साथ रिले संकेतों का विवरण।
  - (v) मांग/पारेषण या उत्पादन (एमवी में) बाधित और रुकावट की अवधि।
  - (vi) घटना का संक्षिप्त विवरण एवं कारण।
  - (vii) सेवा पर लौटने का अनुमानित समय
  - (viii) आपूर्ति बहाल करने के लिए वैकल्पिक व्यवस्था की संभावना

- (ix) समय के साथ ट्रिपिंग का क्रम
- (x) उपचारात्मक उपायों के साथ लाल झंडों का विवरण
- (xi) सभी रिकॉर्डिंग उपकरणों, इवेंट लॉगर, डीएएस, आदि के रिकॉर्ड की प्रतियों सहित कोई अन्य प्रासंगिक जानकारी।

### 13.4 रिपोर्टिंग के लिए प्रपत्र

दुर्घटनाओं के अलावा राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति द्वारा समय-समय पर मानक रिपोर्टिंग फॉर्म अनुमोदित किया जाएगा। मानक रिपोर्टिंग फॉर्म एसटीयू और एसएलडीसी की वेबसाइट पर उपलब्ध कराया जाएगा। डेटा पंजीकरण अध्याय-17 में एक विशिष्ट प्रपत्र संलग्न है (परिशिष्ट-च)।

### 13.5 बड़ी विफलता

जब भी कोई बड़ी विफलता जैसे कि उत्पादन इकाई या ईएचवी पारेषण लाइन का ट्रिपिंग, वैधानिक सीमा के बाहर सिस्टम फ्रीक्वेंसी या वोल्टेज, सिस्टम ओवरलोड, दुर्घटनाएं होती हैं, तो उपयोगकर्ता एसटीयू / एसएलडीसी / आयोग से ऐसी विफलता के कारण के बारे में पूछताछ करेगा और स्थापित करेगा। एसटीयू आगे के विश्लेषण के लिए एक महीने के अंदर राज्य ग्रिड कोड समीक्षा समिति को रिपोर्ट प्रस्तुत करेगा। आयोग द्वारा मांगे जाने पर प्रमुख विफलताओं पर एक विस्तृत रिपोर्ट आयोग को सौंपी जाएगी।

### 13.6 दुर्घटना की रिपोर्टिंग

यदि बिजली के उत्पादन, पारेषण, आपूर्ति के वितरण या उपयोग के संबंध में या किसी व्यक्ति की विद्युत लाइनों या विद्युत संयंत्र के किसी भी हिस्से के संबंध में कोई दुर्घटना होती है और दुर्घटना के परिणामस्वरूप मानव हानि होने की संभावना है या पशु जीवन या किसी इंसान या जानवर को कोई चोट लगने पर बिजली अधिनियम, 2003 की धारा 161 के अनुसार कार्यवाही की जाएगी।

## अध्याय - 14: शेड्यूलिंग और लोड प्रेषण

### 14.1 उद्देश्य

यह अध्याय उत्पादन की दैनिक अनुसूची तैयार करने और जारी करने में एसएलडीसी की कार्रवाइयों और जिम्मेदारियों और आवश्यक डेटा की आपूर्ति करने और शेड्यूल का अनुपालन करने के लिए उपयोगकर्ताओं की जिम्मेदारियों का विवरण देता है।

### 14.2 सामान्य

1. एसएलडीसी की निम्न जिम्मेदारियाँ होंगी:

- (i) राज्य उत्पादन स्टेशनों के उत्पादन का निर्धारण/प्रेषण (उनके एम्बेडेड लाइसेंसधारियों के उत्पादन सहित),
- (ii) अपने नियंत्रण क्षेत्र में मांग को विनियमित करना,
- (iii) आईएसजीएस से उनकी निकासी का निर्धारण (संबंधित संयंत्र की अपेक्षित क्षमता में उनके हिस्से के अंदर)
- (iv) अनुबंधों के अनुसार एम्बेडेड जेनरेटर/उपभोक्ताओं के लिए दीर्घकालिक, मध्यम अवधि और अल्पकालिक खुली पहुंच की अनुमति देना, और
- (v) सीईआरसी के संबंधित विनियमों के अनुसार क्षेत्रीय ग्रिड से उनके नियंत्रण क्षेत्र में शुद्ध निकासी को विनियमित करना।

2. कार्यक्रम तैयार करते और अंतिम रूप देते समय निम्नलिखित विशिष्ट बिंदुओं को ध्यान में रखा जाएगा:

- (i) एसएलडीसी 15 मिनट आगे के उत्पादन कार्यक्रम के अनुसार सभी उत्पादन और आयात को विनियमित करने के लिए आवश्यक प्रेषण निर्देश जारी करेगा। एसएलडीसी द्वारा किसी भी प्रेषण निर्देश के अभाव में, एसजीएस अगले दिन के उत्पादन कार्यक्रम के अनुसार उत्पादन/निर्यात कर सकता है और जरूरतमंद उपयोगकर्ताओं के लिए आपूर्ति को विनियमित करने के लिए एसएलडीसी को इसकी सूचना दे सकता है।



- (ii) एसएलडीसी समग्र राज्य उत्पादन को इस तरह से विनियमित करेगा कि ऊर्जा क्षमता वाले निम्नलिखित प्रकार के बिजली स्टेशनों से उत्पादन, यदि उपयोग नहीं किया जाता है, तो व्यर्थ नहीं होगा।
- क) नदी प्रवाह (भंडारण के बिना) या नहर आधारित हाइड्रो स्टेशन।
- ख) तालाब और भंडारण प्रकार के हाइड्रो-स्टेशनों के साथ नदी का प्रवाह जब जल स्तर चरम जलाशय स्तर पर होता है या प्रवाह के अनुसार चरम जलाशय स्तर को छूने की उम्मीद होती है।
- ग) पवन और सौर ऊर्जा आधारित उत्पादन स्रोत।
- घ) उपलब्ध सौर ऊर्जा का उपयोग करने के लिए आवश्यक पारंपरिक ईंधन से न्यूनतम उत्पादन वाले हाइब्रिड सौर ऊर्जा स्टेशन।
- (iii) एसजीएस को प्रेषण निर्देश एसएलडीसी द्वारा मानक प्रारूप में सूचित किए जाएंगे।

### 14.3 शेड्यूलिंग और प्रेषण प्रक्रिया

1. आईएसजीएस और एसजीएस/आईपीपी/सीपीपी के शेड्यूलिंग की प्रक्रिया नीचे वर्णित अनुसार होगी
  - i) 00.00 बजे से शुरू होने वाले प्रत्येक दिन को 15 मिनट के अंतराल के 96 समय खंडों में विभाजित किया जाएगा।
  - ii) प्रत्येक दिन सुबह 9:00 बजे तक, एसजीएस एसएलडीसी को अगले दिन के लिए अनुमानित स्टेशन-वार एक्स-पावर प्लांट मेगावाट और एमडब्ल्यूएच क्षमताओं के बारे में सूचित करेगा, अर्थात् अगले दिन 00.00 से 24.00 बजे के बीच।
  - iii) प्रतिदिन सुबह 9:00 बजे तक प्रत्येक वितरण लाइसेंसधारी एसएलडीसी को अगले दिन अर्थात् अगले दिन 00.00 से 24.00 बजे के बीच मेगावाट और मेगावाट में समग्र आवश्यकता के बारे में सूचित करेगा।
  - iv) प्रतिदिन सुबह 10:00 बजे तक, आरएलडीसी द्वारा दिए गए विभिन्न अंतरराज्यीय उत्पादन स्टेशनों में राज्य की हकदारियों के साथ उपरोक्त जानकारी, एसएलडीसी एसजीएस की कुल उत्पादन क्षमता, आईएसजीएस द्विपक्षीय इंटरचेंज से पात्रता, यदि कोई हो, को संकलित करेगा।
  - v) दोपहर बाद 3:00 बजे तक, एसएलडीसी एसजीएस के उत्पादन कार्यक्रम और प्रत्येक वितरण लाइसेंसधारियों के निकासी कार्यक्रम को अंतिम रूप देगा, आरएलडीसी को प्रत्येक आईएसजीएस से शुद्ध निकास की जानकारी के साथ अन्य राज्य/राज्यों के साथ सहमत और अपेक्षित द्विपक्षीय विनियमों के बारे में जानकारी देगा और राज्य में अनुमानित मांग/उपलब्धता और प्राप्त की जाने वाली अतिरिक्त बिजली के बारे में जानकारी देगा।
  - vi) शाम 6:00 बजे तक, आरएलडीसी प्रत्येक आईएसजीएस से राज्य के लिए निकासी कार्यक्रम की जानकारी एसएलडीसी को देगा।
  - vii) शाम 7:00 बजे तक, एसएलडीसी निम्न को सूचित करेगा,
    - क) अगले दिन के लिए अलग-अलग घंटों के लिए मेगावाट में प्रत्येक एसजीएस के लिए एक्स-पावर प्लांट प्रेषण कार्यक्रम
    - ख) अगले दिन के लिए अलग-अलग घंटों के लिए मेगावाट में वितरण लाइसेंसधारी को "शुद्ध निकासी अनुसूची"।
  - viii) एसजीएस और वितरण लाइसेंसधारी उपरोक्त स्टेशनवार निकासी अनुसूची में किए जाने वाले किसी भी संशोधन/परिवर्तन को एसएलडीसी को रात 9:00 बजे तक या अधिमानतः पहले सूचित करेंगे।
  - ix) एसएलडीसी इस पर विचार करने के बाद रात 10:00 बजे तक आरएलडीसी को संशोधित कार्यक्रम बताएगा।
2. एसएलडीसी आरएलडीसी को आवश्यक डेटा भी दे सकता है ताकि आरएलडीसी स्वयं राज्य के लिए सर्वोत्तम निकासी कार्यक्रम तय कर सके।
3. एसएलडीसी निम्नलिखित को ध्यान में रखते हुए अगले दिन का उत्पादन कार्यक्रम तैयार करेगा
  - i) पारेषण प्रणाली में समय-समय पर बाधाएं आती हैं।
  - ii) एसएलडीसी द्वारा अनुमानित 15 मिनट की लोड आवश्यकताएं।

- iii) बनाए रखने के लिए आवश्यक परिचालन मार्जिन/भंडार प्रदान करने की आवश्यकता।
- iv) प्रत्येक मामले में किसी भी बाधा के साथ एसजीएस, सेंट्रल सेक्टर जनरेटर और अन्य से उत्पादन की उपलब्धता।
4. संचालन के दिन के दौरान, उत्पादन अनुसूची को निम्नलिखित शर्तों के अंतर्गत संशोधित किया जा सकता है:
- i) किसी भी एसजीएस की एक इकाई के जबरन बंद होने की स्थिति में, एसएलडीसी प्रभावित एसजीएस द्वारा संशोधित घोषित क्षमता के आधार पर उत्पादन अनुसूची को संशोधित कर सकता है। संशोधित घोषित क्षमता और संशोधित कार्यक्रम चौथे टाइम ब्लॉक से प्रभावी हो जाएंगे, उस समय ब्लॉक को ध्यान में रखते हुए जिसमें आईएसजीएस या एसएसजीएस द्वारा संशोधन की सलाह दी गई है।
  - ii) किसी भी ग्रिड गड़बड़ी के मामले में, सभी एसजीएस का निर्धारित उत्पादन और सभी लाभार्थियों की निर्धारित निकासी को ग्रिड गड़बड़ी से प्रभावित सभी समय ब्लॉकों के लिए उनके वास्तविक उत्पादन/निकासी के बराबर संशोधित माना जाएगा। ग्रिड गड़बड़ी और उसकी अवधि का प्रमाणीकरण एसएलडीसी द्वारा किया जाएगा
  - iii) एसजीएस द्वारा घोषित क्षमता में संशोधन और दिन की शेष अवधि के लिए लाभार्थी द्वारा मांग की भी अग्रिम सूचना के साथ अनुमति दी जाएगी। ऐसे मामलों में संशोधित कार्यक्रम/घोषित क्षमता छठे टाइम ब्लॉक से प्रभावी हो जाएगी, उस टाइम ब्लॉक को गिनते हुए जिसमें एसएलडीसी में संशोधन के लिए अनुरोध प्राप्त हुआ है।
  - iv) यदि, किसी भी समय, एसएलडीसी को लगता है कि बेहतर सिस्टम संचालन के हित में अनुसूचियों में संशोधन की आवश्यकता है, तो वह स्वयं ऐसा कर सकता है, और ऐसे मामलों में, संशोधित अनुसूचियाँ चौथे टाइम ब्लॉक से प्रभावी हो जाएंगी, उस टाइम ब्लॉक की गिनती करते हुए जिसमें एसएलडीसी द्वारा संशोधित शेड्यूल जारी किया गया है।
  - v) निरर्थक संशोधनों को हतोत्साहित करने के लिए, एसएलडीसी, अपने विवेकाधिकार पर, पिछली अनुसूची/क्षमता के दो (2) प्रतिशत से कम के शेड्यूलिंग/क्षमता परिवर्तनों को स्वीकार करने से इनकार कर सकता है।
  - vi) 24:00 बजे परिचालन दिवस समाप्त होने के बाद, दिन के दौरान अंतिम रूप से लागू किया गया शेड्यूल (उत्पादन स्टेशनों के प्रेषण शेड्यूल और राज्यों के निकासी शेड्यूल में सभी परिवर्तनों को ध्यान में रखते हुए) एसएलडीसी द्वारा जारी किया जाएगा। ये अनुसूचियाँ वाणिज्यिक लेखांकन के लिए आधार होंगी। प्रत्येक एसजीएस के लिए औसत एक्स-बस क्षमता भी एसएलडीसी को तथ्यों के आधार पर पूर्व सुझाव के आधार पर तैयार की जाएगी।
  - vii) एसएलडीसी उपरोक्त सभी सूचनाओं का उचित रूप से दस्तावेजीकरण करेगा, अर्थात्, उत्पादन स्टेशनों द्वारा सुझाव दी गई स्टेशन-वार अनुमानित पूर्व-पावर प्लांट क्षमताएं, लाभार्थियों द्वारा सुझाव दिये गए निकासी कार्यक्रम, एसएलडीसी द्वारा जारी किए गए सभी कार्यक्रम आदि।
  - viii) शेड्यूलिंग की प्रक्रिया और एसएलडीसी द्वारा जारी अंतिम शेड्यूल 5 दिनों की अवधि के लिए किसी भी जांच/सत्यापन के लिए सभी घटकों के लिए खुला रहेगा। यदि कोई गलती/चूक पाई जाती है, तो एसएलडीसी तुरंत जांच पूरी करेगा और उसमें संशोधन करेगा।
  - ix) सौर और पवन उत्पादन का शेड्यूल नीचे दी गई रूपरेखा का पालन करना चाहिए:
    - क) विचलन की गणना के उद्देश्य से सौर और पवन ऊर्जा उत्पादन संयंत्रों का शेड्यूल बनाना होगा, जहां ऐसे संयंत्रों की उत्पादन क्षमता का योग एक पूर्ण स्टेशन पर जोड़ा जाता है और जो कनेक्शन बिंदु पर एक लाइन (लाइनों) के माध्यम से पारेषण या वितरण प्रणाली से जुड़ा होता है जो 10 मेगावाट और उससे अधिक है और कनेक्शन बिंदु 33 केवी और उससे अधिक है, और जहां पीपीए पर अभी तक हस्ताक्षर नहीं किए गए हैं। इससे नीचे की क्षमता और वोल्टेज स्तर के लिए, साथ ही पुराने पवन फार्मों के लिए (एक पवन फार्म पवन टरबाइन जनरेटर का संग्रह है जो एक सामान्य कनेक्शन बिंदु से जुड़ा होता है जिसे आमतौर पर पूर्ण स्टेशन के रूप में जाना जाता है), इसे पवन जनरेटर के बीच पारस्परिक रूप से तय किया जा सकता है। और पारेषण या वितरण उपयोगिता, जैसा भी मामला हो, यदि इसके विपरीत कोई मौजूदा संविदात्मक समझौता नहीं है। पवन ऊर्जा उत्पादन स्टेशनों द्वारा कार्यक्रम (सामूहिक लेनदेन को छोड़कर) को एसएलडीसी को अग्रिम सूचना देकर संशोधित किया जा सकता है। पवन ऊर्जा उत्पादन स्टेशनों और सौर ऊर्जा उत्पादन स्टेशनों द्वारा संशोधन चौथे टाइम ब्लॉक से प्रभावी होंगे, जहां पहला समय-ब्लॉक वह होता है जिसमें नोटिस दिया गया था। किसी विशेष दिन के 00:00 बजे से शुरू होने वाले 1.5 घंटे के प्रत्येक समय स्लॉट के लिए एक संशोधन हो सकता है, जो दिन के दौरान अधिकतम 16 संशोधनों के अधीन है या जैसा कि

समय-समय पर जारी और संशोधित सीईआरसी (सौर और पवन उत्पादन स्रोतों) के लिए पूर्वानुमान, शेड्यूलिंग, विचलन निपटान और संबंधित मामले) विनियम में निर्दिष्ट है।

- ख) सौर ऊर्जा उत्पादन का कार्यक्रम जनरेटर की उपलब्धता, मौसम पूर्वानुमान, मौसम और सामान्य सौर उत्पादन वक्र के आधार पर जनरेटर द्वारा दिया जाएगा और एसएलडीसी द्वारा इसकी जांच की जाएगी। यदि एसएलडीसी की राय है कि शेड्यूल यथार्थवादी नहीं है, तो वह सौर जनरेटर को शेड्यूल को संशोधित करने के लिए कह सकता है।
- ग) एसएलडीसी ग्रिड सुरक्षा के दृष्टिकोण से नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के प्रकार अर्थात् पवन या सौर के आधार पर नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन स्टेशनों से शेड्यूल का रिकॉर्ड बनाए रखेगा। राज्य में उत्पादन स्टेशनों का निर्धारण करते समय, सिस्टम ऑपरेटर का लक्ष्य उपलब्ध सौर और पवन ऊर्जा का पूरी तरह से उपयोग करना होगा।

#### 14.4 निकासी शेड्यूलिंग

एसएलडीसी निर्धारित समय पर प्रत्येक वितरण लाइसेंसधारियों के लिए निकासी अनुसूची के संग्रह, परीक्षण और संकलन के लिए जिम्मेदार है। प्रत्येक वितरण लाइसेंसधारी को अगले दिन के लिए मेगावाट में 15 मिनट की औसत मांग का अनुमान एसएलडीसी को प्रदान करना होगा।

#### 14.5 जनरेशन डिस्पैच

1. एसजीएस एसएलडीसी द्वारा जारी प्रेषण निर्देश का तुरंत अनुपालन करेगा। किसी निर्देश के पालन में किसी भी अपत्याशित कठिनाई की स्थिति में एसजीएस तुरंत एसएलडीसी को सूचित करेगा।
2. प्रेषण निर्देश ई-मेल/फैक्स/टेलीफोन द्वारा जारी किए जाएंगे, जिसकी पुष्टि भेजने और प्राप्त करने वाले ऑपरेटरों के नाम के आदान-प्रदान और प्रत्येक छोर पर इसे लॉग करने से होगी। सभी मौखिक निर्देशों का तुरंत अनुपालन किया जाएगा और फैक्स, टेली-प्रिंटर, या अन्यथा लिखित पुष्टि तुरंत जारी की जाएगी।

#### 14.6 जिम्मेदारियाँ

1. एसएलडीसी निर्धारित बिजली और आंतरिक उत्पादन की मांग के मुकाबले वास्तविक बिजली निकासी की निगरानी करेगा। एसएलडीसी प्रतिक्रियाशील बिजली निकासी और कैपेसिटर बैंकों की उपलब्धता की भी निगरानी करेगा।
2. राज्य के अंदर उत्पादन स्टेशन एसएलडीसी द्वारा जारी प्रेषण निर्देशों का पालन करेंगे।
3. वितरण लाइसेंसधारी और ओपन एक्सेस ग्राहक सिस्टम की आवश्यकता के अनुसार लोड और प्रतिक्रियाशील बिजली निकासी के प्रबंधन के लिए एसएलडीसी के निर्देशों का पालन करेंगे।

#### 14.7 डेटा आवश्यकता

उपयोगकर्ता एसएलडीसी को अध्याय-17 डेटा पाजीकरण, के परिशिष्ट-ड 2 में निर्दिष्ट डेटा प्रदान करेंगे।

### अध्याय -15: मीटरिंग

#### 15.1 उद्देश्य

यह अध्याय मीटरिंग उपकरण के न्यूनतम स्वीकार्य मानकों को परिभाषित करता है जो लेखांकन, वाणिज्यिक बिलिंग और विद्युत ऊर्जा के निपटान के उद्देश्य से विभिन्न ऑपरेटिंग सिस्टम मापदंडों की उचित मीटरिंग प्रदान करेगा और जानकारी प्रदान करेगा जो सिस्टम को आर्थिक तरीके से संचालित करने में सक्षम करेगा।

#### 15.2 क्षेत्र

1. यह मीटरिंग उन प्रथाओं को शामिल करती है जिन्हें नियोजित किया जाएगा और वे सुविधाएं शामिल की जाएंगी जो सक्रिय/प्रतिक्रियाशील/क्विलर विद्युत/ऊर्जा, पावर फैक्टर, वोल्टेज, आवृत्ति इत्यादि जैसे विभिन्न पैरामीटरों का मापन और रिकॉर्डिंग के लिए प्रदान की जाएंगी।
2. यह मीटरिंग टैरिफ और परिचालन मीटरिंग के लिए उत्पादन स्टेशनों, सब-स्टेशनों और इंटरफेस पर मीटरिंग की आवश्यकताओं को निर्धारित या संदर्भित करती है।

3. यह मीटरिंग मीटरिंग उपकरणों के अंशांकन, परीक्षण और कमीशनिंग, संबंधित सहायक उपकरण, वर्तमान ट्रांसफार्मर और वोल्टेज ट्रांसफार्मर के साथ ऊर्जा मीटर की आवश्यकता को भी निर्दिष्ट करती है। मीटरिंग मोटे तौर पर मीटरिंग, डेटा संचार और परीक्षण प्रणाली के विभिन्न तत्वों की तकनीकी विशेषताओं को इंगित करती है।

### 15.3 प्रयोग

यह मीटरिंग स्थापित मीटरों पर लागू होगी और निम्न द्वारा स्थापित की जाएगी:

- क) एसटीयू/पारेषण लाइसेंसधारी,
- ख) राज्य पारेषण प्रणाली से जुड़े उत्पादन स्टेशन,
- ग) राज्य पारेषण प्रणाली से जुड़े वितरण लाइसेंसधारी,
- घ) वितरण लाइसेंसधारियों के ईएचवी उपभोक्ता सीधे राज्य पारेषण प्रणाली से जुड़े हुए हैं,
- ङ) राज्य पारेषण प्रणाली पर ओपन एक्सेस का लाभ उठाने वाले ग्राहक, और
- च) राज्य पारेषण प्रणाली से जुड़े कैप्टिव जेनरेटर

### 15.4 मीटर के प्रकार

1. सभी इंटरफ़ेस मीटर, उपयोगकर्ता मीटर और ऊर्जा लेखांकन और ऑडिट मीटर स्थिर प्रकार के होंगे।
2. निर्दिष्ट प्रकार का अनुपालन नहीं करने वाले मीटरों को एसटीयू द्वारा स्वयं या उपयोगकर्ता के अनुरोध पर बदला जाएगा।
3. मीटरों को आयोग के नियमों या निर्देशों के अनुसार या सरकार के सुधार कार्यक्रम के अनुसार भी बदला जा सकता है।

### 15.5 मानक

सभी इंटरफ़ेस मीटर, और ऊर्जा लेखांकन और लेखापरीक्षा मीटर:

- क) लोडतीय मानक ब्यूरो (बीआईएस) के प्रासंगिक मानकों का अनुपालन करेंगे। यदि किसी विशेष उपकरण या सामग्री के लिए बीआईएस मानक उपलब्ध नहीं हैं, तो संबंधित ब्रिटिश मानक (बीएस), अंतर्राष्ट्रीय इलेक्ट्रो-तकनीकी आयोग (आईईसी) मानक, या किसी अन्य समकक्ष मानक का पालन किया जाएगा:
- बशर्ते कि जब भी किसी अंतरराष्ट्रीय मानक या आईईसी मानक का पालन किया जाता है, तो उक्त मानक को वास्तविक रूप से अपनाने से पहले लोडत में प्रचलित न्यूनतम सिस्टम आवृत्ति, न्यूनतम सिस्टम वोल्टेज, परिवेश तापमान, आर्द्रता और अन्य स्थितियों के लिए आवश्यक सुधार या संशोधन किए जाएंगे;
- ख) केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटरों की स्थापना और संचालन) विनियम, 2006 से जुड़ी अनुसूची में निर्दिष्ट और समय-समय पर संशोधित 'मीटरों की स्थापना और संचालन' पर मानकों के अनुरूप होंगे।

### 15.6 मीटरों का स्वामित्व

#### 1. इंटरफ़ेस मीटर

- क) बिजली लेखांकन और बिलिंग के उद्देश्य से अंतर-राज्य पारेषण प्रणाली (आईएसटीएस) के साथ इंटरकनेक्शन के बिंदुओं पर स्थापित सभी इंटरफ़ेस मीटर सीटीयू के स्वामित्व में होंगे।
- ख) बिजली लेखांकन और बिलिंग के प्रयोजन के लिए उपरोक्त उप-खंड (क) के अंतर्गत कवर किए गए सिस्टम को छोड़कर राज्य पारेषण प्रणाली के साथ इंटरकनेक्शन के बिंदुओं पर स्थापित सभी इंटरफ़ेस मीटर एसटीयू के स्वामित्व में होंगे।
- ग) बिजली लेखांकन और बिलिंग के प्रयोजन के लिए उपरोक्त उप-खंड (क) और (ख) के अंतर्गत आने वाले मीटरों को छोड़कर, दो लाइसेंसधारियों के बीच अंतर-संबंध के बिंदुओं पर स्थापित सभी इंटरफ़ेस मीटर प्रत्येक छोर के संबंधित लाइसेंसधारी के स्वामित्व में होंगे।

घ) बिजली लेखांकन और बिलिंग के प्रयोजन के लिए इंटर कनेक्शन के बिंदुओं पर स्थापित सभी इंटरफ़ेस मीटर जो उपरोक्त उप खंड (क), (ख) और (ग) के अंतर्गत नहीं आते हैं, बिजली के आपूर्तिकर्ता के स्वामित्व में होंगे।

## 2. ऊर्जा लेखांकन और लेखापरीक्षा मीटर

ऊर्जा लेखांकन और ऑडिट मीटर का स्वामित्व उत्पादन कंपनी या एसटीयू के पास होगा, जैसा भी मामला हो।

### 15.7 मीटरों का स्थान

1. इंटरफ़ेस मीटर और ऊर्जा लेखांकन और ऑडिट मीटर का स्थान नीचे दी गई तालिका के अनुसार होगा:

क्रम संख्या	चरण	मुख्य मीटर	चेक मीटर	स्टैंडबाई मीटर
क.	जनरेटिंग स्टेशन	सभी आउटगोइंग फीडरों पर।	सभी आउटगोइंग फीडरों पर।	(i) जनरेटर ट्रांसफार्मर की उच्च वोल्टेज (एचवी) साइड ii) सभी स्टेशन सहायक ट्रांसफार्मरों की उच्च वोल्टेज (एचवी) साइड
(व्याख्या: मौजूदा उत्पादन स्टेशनों पर स्थापित मुख्य, चेक और स्टैंडबाय मीटर का स्थान जब तक प्राधिकारी द्वारा अनुमति न दी जाए तब तक परिवर्तन नहीं किया जाएगा)				
ख.	पारेषण एवं वितरण प्रणाली	एक ही लाइसेंसधारी के सब-स्टेशनों के बीच लाइन के एक छोर पर, और दो अलग-अलग लाइसेंसधारियों के सब-स्टेशनों के बीच लाइन के दोनों सिरों पर लगे मीटरों को संबंधित लाइसेंसधारियों के लिए मुख्य मीटर माना जाएगा।		कोई अलग स्टैंडबाय मीटर नहीं होगा। दो अलग-अलग लाइसेंसधारियों के मामले में लाइन के दूसरे छोर पर स्थापित मीटर स्टैंडबाय मीटर के रूप में काम करेगा।
ग.	इंटर-कनेक्टिंग ट्रांसफार्मर (आईसीटी)	आईसीटी की उच्च वोल्टेज (एचवी) साइड		आईसीटी की निम्न वोल्टेज (एलवी) साइड।

2. उत्पादन कंपनियां या लाइसेंसधारी आवश्यकता के आधार पर अपने सिस्टम में अतिरिक्त स्थानों पर मीटर स्थापित कर सकते हैं।

### 3. इंटरफ़ेस मीटर

- जिन उपयोगकर्ताओं का अंतर-राज्य पारेषण प्रणाली या राज्य पारेषण प्रणाली से इंटरकनेक्शन है और उन्हें आयोग द्वारा खुली पहुंच की अनुमति दी गई है, उन्हें इंटरफ़ेस मीटर प्रदान किया जाएगा।
- वितरण प्रणाली से जुड़े और खुली पहुंच की अनुमति वाले उपयोगकर्ताओं के लिए, इंटरफ़ेस मीटर का प्रावधान नियमों के अनुसार किया जा सकता है या आयोग को इंटरफ़ेस मीटर प्रदान किया जाएगा।

### 4. ऊर्जा लेखांकन और लेखापरीक्षा मीटर

ऊर्जा लेखांकन और ऑडिट मीटर ऐसे स्थानों पर स्थापित किए जाएंगे ताकि बिजली प्रणाली के विभिन्न खंडों में उत्पन्न, प्रसारित, वितरित ऊर्जा और ऊर्जा हानि के लेखांकन की सुविधा मिल सके। इन मीटरों का स्थान निम्नानुसार होगा:

#### (i) जनरेटिंग स्टेशन

- जनरेटर के स्टेटर टर्मिनल पर;
- स्टेशन और यूनिट सहायक ट्रांसफार्मर के एचवी और एलवी किनारों पर;

3) विभिन्न सहायकों के फीडरों पर।

**(ii) पारेषण प्रणाली**

सभी इनकमिंग और आउटगोइंग फीडर (यदि इंटरफेस मीटर मौजूद नहीं हैं)।

**(iii) वितरण प्रणाली**

1) सभी इनकमिंग वाले फीडर (11 केवी और ऊपर);

2) सभी आउटगोइंग फीडर (11 केवी और ऊपर);

**15.8 मीटरों की सटीकता श्रेणी**

प्रत्येक मीटर सटीकता वर्ग की आवश्यकता को पूरा करेगा जैसा कि केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण "मीटरों की स्थापना और संचालन" विनियम, 2006 (अनुलग्नक) से जुड़ी अनुसूची में दिए गए मानकों में निर्दिष्ट है।

**15.9 मीटर की स्थापना**

1. उत्पादन कंपनी या एसटीयू, जैसा भी मामला हो, स्थापना से पहले सभी मीटरों की जांच, परीक्षण और विनियमन करेगी और केवल सही मीटर ही लगाए जाएंगे।
2. मीटर ऐसे स्थानों पर स्थापित किया जाएगा, जो स्थापना, परीक्षण, कमीशनिंग, रीडिंग, रिकॉर्डिंग और रखरखाव के लिए आसानी से पहुंच योग्य हो।
3. यदि सीटी और वीटी मीटर का हिस्सा बनते हैं, तो सेकेंडरी लीड में संभावित गिरावट को कम करने के लिए मीटर को यथासंभव उपकरण ट्रांसफार्मर के पास स्थापित किया जाएगा।

**15.10 मीटरों का संचालन, परीक्षण और रखरखाव**

सभी प्रकार के मीटरों का संचालन, परीक्षण और रखरखाव, जैसा भी मामला हो, उत्पादन कंपनी या एसटीयू द्वारा किया जाएगा।

**15.11 मीटर तक पहुंच**

उस परिसर का मालिक जहां मीटर स्थापित है, मीटर की स्थापना, परीक्षण, कमीशनिंग, रीडिंग और रिकॉर्डिंग और रखरखाव के लिए एसटीयू के अधिकृत प्रतिनिधियों तक पहुंच प्रदान करेगा।

**15.12 मीटरों की सीलिंग**

**1. सीलिंग व्यवस्था**

- क. सभी मीटरों को निर्माता द्वारा अपने कार्यस्थल पर सील कर दिया जाएगा। निर्माता द्वारा अपने कार्यों पर प्रदान की गई सील के अलावा, सभी मीटरों की सीलिंग केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटरों की स्थापना और संचालन) विनियम, 2006 से जुड़ी अनुसूची में दिए गए मानकों के अनुसार विभिन्न सीलिंग बिंदुओं पर निम्नानुसार की जाएगी।
- ख. इंटरफेस मीटर की सीलिंग भी आपूर्तिकर्ता और खरीदार दोनों द्वारा की जाएगी।
  - i. उपयोगकर्ता मीटरों की सीलिंग एसटीयू द्वारा की जाएगी।
  - ii. ऊर्जा लेखांकन और लेखापरीक्षा मीटरों की सीलिंग एसटीयू या उत्पादन कंपनी द्वारा की जाएगी, जैसा भी मामला हो।
- ग. प्रत्येक उपयोगिता के लिए सील अद्वितीय होगी और उपयोगिता का नाम या लोगो मुहरों पर स्पष्ट रूप से दिखाई देगा।
- घ. केवल पेटेंट सील (निर्माता की सील जिसके पास सील के निर्माण का आधिकारिक अधिकार है) का उपयोग किया जाएगा।
- ङ. पॉलीकार्बोनेट या ऐक्रेलिक सील या प्लास्टिक सील या होलोग्राफिक सील या किसी अन्य बेहतर सील का उपयोग किया जाएगा।

च. नए मीटरों में लेड सील का प्रयोग नहीं किया जाएगा। पुरानी लीड सील को चरणबद्ध तरीके से नई सील से बदला जाएगा और इसकी समय सीमा अनुमोदन के लिए एसटीयू द्वारा आयोग को प्रस्तुत की जाएगी।

## 2. मीटरों से सील हटाना

### (क) इंटरफ़ेस मीटर

जब भी किसी भी कारण से इंटरफ़ेस मीटर की सील को हटाना पड़ता है, तो सील को हटाने और इंटरफ़ेस मीटर को फिर से सील करने के लिए दूसरे पक्ष को अग्रिम सूचना दी जाएगी। मीटरों के टूटने और दोबारा सील होने को काम करने वाली पार्टी द्वारा मीटर रजिस्टर में दर्ज किया जाएगा, जिसमें हटाने और दोबारा सील करने की तिथि, टूटी और नई सीलों की क्रम संख्या और सील हटाने का कारण बताया जाएगा। .

### (ख) ऊर्जा लेखांकन और लेखापरीक्षा मीटर

ऊर्जा लेखांकन और ऑडिट मीटर की सील केवल उत्पादन कंपनी या एसटीयू द्वारा हटाई जाएगी जिसके पास मीटर है।

## 15.13 मीटरों की सुरक्षा

1. आपूर्तिकर्ता या खरीदार जिसके परिसर में इंटरफ़ेस मीटर स्थापित हैं, उनकी सुरक्षा के लिए जिम्मेदार होगा।
2. उपयोगकर्ता, जहां तक परिस्थिति अनुमति दे, एसटीयू या वितरण लाइसेंसधारी के अपने परिसर में स्थापित मीटर की सुरक्षा के लिए सावधानी बरतेगा।
3. उत्पादन कंपनी या एसटीयू, जिसके पास ऊर्जा लेखांकन और लेखापरीक्षा मीटर हैं, इसकी सुरक्षा के लिए जिम्मेदार होंगे।

## 15.14 मीटर रीडिंग एवं रिकार्डिंग

### 1. इंटरफ़ेस मीटर

मीटर रीडिंग लेने और मीटर किए गए डेटा को रिकॉर्ड करने, इंटरफ़ेस मीटर से जुड़ी सभी सूचनाओं का डेटाबेस बनाए रखने और मीटर किए गए डेटा की शुद्धता को सत्यापित करने और विभिन्न एजेंसियों को प्रस्तुत करने की जिम्मेदारी उपयुक्त पारेषण यूटिलिटी या वितरण लाइसेंसधारी की होगी। .

### 2. ऊर्जा लेखांकन और लेखापरीक्षा मीटर

मीटर किए गए डेटा को रिकॉर्ड करना, ऊर्जा लेखांकन और ऑडिट मीटर से जुड़ी सभी सूचनाओं का डेटाबेस बनाए रखना और मीटर किए गए डेटा की शुद्धता को सत्यापित करना उत्पादन कंपनी या एसटीयू की जिम्मेदारी होगी। प्रत्येक उत्पादन कंपनी या एसटीयू कुशल संचालन और सिस्टम विकास के लिए उचित कार्यवाही करने के लिए अपने सिस्टम के लिए त्रैमासिक, अर्ध-वार्षिक और वार्षिक ऊर्जा खाता तैयार करेगी।

## 15.15 मीटर की विफलता या विसंगतियाँ

### 1. इंटरफ़ेस मीटर

क. जब भी किसी महीने के लिए मुख्य मीटर और चेक मीटर की रीडिंग के बीच अंतर 0.5% से अधिक हो, तो निम्नलिखित कदम उठाए जाएंगे:

i) सीटी और वीटी कनेक्शन की जांच;

ii) परीक्षणाधीन मीटर से अधिक सटीकता वर्ग के संदर्भ मानक मीटर के साथ साइट पर इंटरफ़ेस मीटर की

सटीकता का परीक्षण; यदि ऐसी जांच या परीक्षण के बाद भी अंतर रहता है, तो खराबीपूर्ण मीटर के स्थान पर सही मीटर लगा दिया जाएगा।

ख. मीटर के जलने और मीटर के मापदंडों के अनियमित प्रदर्शन जैसी विशिष्ट विफलताओं के मामले में और जब मीटर के परीक्षण में पाई गई त्रुटि संबंधित मानक में प्रदान की गई त्रुटि की अनुमेय सीमा से अधिक है, तो मीटर को तुरंत बदल दिया जाएगा।

ग. ऐसे मामले में जहां मुख्य मीटर और चेक मीटर दोनों खराब हो जाते हैं, कम से कम एक मीटर को तुरंत सही मीटर से बदल दिया जाएगा।

घ. विफलता अवधि के लिए बिलिंग:

- i) एसएलडीसी/एसटीयू मीटर की विफलता अवधि के दौरान खराबीपूर्ण मीटर की खपत के आकलन के लिए एक प्रक्रिया विकसित करेगा और उसे अनुमोदन के लिए आयोग को प्रस्तुत करेगा। मीटर की विफलता अवधि के लिए बिलिंग इस अनुमोदित प्रक्रिया के अनुसार की जाएगी।
- ii) प्रत्येक टाइम स्लॉट के लिए मुख्य, चेक और स्टैंडबाय मीटर द्वारा दर्ज की गई रीडिंग का एसएलडीसी द्वारा विश्लेषण, क्रॉस चेक और सत्यापन किया जाएगा। रीडिंग में देखी गई विसंगतियों, यदि कोई हो, को ऊर्जा के उचित लेखांकन के लिए एसएलडीसी द्वारा ऊर्जा लेखा एजेंसी को लिखित रूप में सूचित किया जाएगा। एसएलडीसी राज्य पारेषण यूटिलिटी या उपयोगकर्ता को विसंगतियों के बारे में भी सूचित करेगा, जो निर्धारित प्रावधानों के अनुसार खराबीपूर्ण मीटरों के परीक्षण, अंशांकन या प्रतिस्थापन के संबंध में आगे आवश्यक कार्यवाही करेगा।

ड) खराब मीटर का तुरंत परीक्षण और अंशांकन किया जाएगा।

## 2. ऊर्जा लेखांकन और लेखापरीक्षा मीटर

ऊर्जा लेखांकन और लेखापरीक्षा मीटरों को निम्नलिखित में से किसी भी असामान्यता की सूचना के तुरंत बाद उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी द्वारा ठीक किया जाएगा या प्रतिस्थापित किया जाएगा:

- क. मीटर रीडिंग में त्रुटियां निर्दिष्ट सटीकता वर्ग के लिए निर्धारित सीमा के अनुसार नहीं हैं;
- ख. मीटर रीडिंग लोड मांग के सामान्य पैटर्न के अनुसार नहीं है;
- ग. मीटर से छेड़छाड़, या अनियमित प्रदर्शन या क्षति।

### 15.16 मीटरों की छेड़छाड़-रोधी विशेषताएं

मीटरों को केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटरों की स्थापना और संचालन) विनियम, 2006 से जुड़ी अनुसूची में दिए गए मीटरों की स्थापना और संचालन पर मानकों के अनुसार ऐसी छेड़छाड़-रोधी विशेषताएं प्रदान की जाएगी।

### 15.17 मीटरों की गुणवत्ता आश्वासन

1. एसटीयू उचित संख्या में मान्यता प्राप्त परीक्षण इकाइयाँ स्थापित करेगा या अन्य मान्यता प्राप्त परीक्षण प्रयोगशालाओं की सेवाओं का उपयोग करेगा। एसटीयू को अपनी मौजूदा मीटर परीक्षण प्रयोगशालाओं की एनएबीएल से मान्यता प्राप्त करने के लिए तत्काल कार्यवाही करनी चाहिए, यदि पहले से नहीं हुई है।
2. उत्पादन कंपनी या एसटीयू यह सुनिश्चित करेगी कि निर्माता द्वारा प्रासंगिक बीआईएस या बीएस या आईईसी, जैसा भी मामला हो, की आवश्यकता का अनुपालन करते हुए सभी प्रकार, नियमित और स्वीकृति परीक्षण किए जाएं।

### 15.8 मीटरों का अंशांकन एवं आवधिक परीक्षण

#### 1. इंटरफ़ेस मीटर

- क) कमीशनिंग के समय, प्रत्येक इंटरफ़ेस मीटर को परीक्षण के अंतर्गत मीटर की तुलना में बेहतर सटीकता वर्ग के मानक संदर्भ मीटर का उपयोग करके सटीकता के लिए साइट पर ही एसटीयू द्वारा परीक्षण किया जाएगा।
- ख) सभी इंटरफ़ेस मीटरों का परीक्षण हर पांच साल में कम से कम एक बार किया जाएगा। जब भी मीटर द्वारा दर्ज की गई ऊर्जा और अन्य मात्राएं अन्य मीटरों के साथ असामान्य या असंगत हों तो इन मीटरों का भी परीक्षण किया जाएगा। जब भी इंटरफ़ेस मीटर द्वारा दर्ज की गई मात्रा और संचार नेटवर्क के माध्यम से बिलिंग केंद्र पर निगरानी किए गए संबंधित मूल्य के बीच अनुचित अंतर होता है, तो संचार प्रणाली और टर्मिनल उपकरण का परीक्षण और सुधार किया जाएगा। मीटरों का परीक्षण एनएबीएल मान्यता प्राप्त मोबाइल प्रयोगशाला या किसी मान्यता प्राप्त प्रयोगशाला का उपयोग करके किया जा सकता है और यदि आवश्यक हो तो निर्माता के कार्यों में पुनः कैलिब्रेट किया जा सकता है।



ग) इंटरफ़ेस मीटर का परीक्षण और अंशांकन आपूर्तिकर्ता और खरीदार के प्रतिनिधियों की उपस्थिति में परीक्षण की उचित सूचना देकर किया जा सकता है।

## 2. ऊर्जा लेखांकन और लेखापरीक्षा मीटर

ऊर्जा लेखांकन और लेखापरीक्षा मीटरों का परीक्षण पांच साल में कम से कम एक बार साइट पर किया जाएगा या जब भी सटीकता संदिग्ध हो या जब भी रीडिंग अन्य मीटरों, जैसे चेक मीटर, स्टैंडबाय मीटर की रीडिंग के साथ असंगत हो। परीक्षण सीटी और वीटी कनेक्शन को हटाए बिना किया जाना चाहिए। परीक्षण एनएबीएल मान्यता प्राप्त मोबाइल प्रयोगशाला के माध्यम से माध्यमिक इंजेक्शन किट, माप इकाई और फैंटम लोडिंग का उपयोग करके या किसी भी मान्यता प्राप्त परीक्षण प्रयोगशाला में किया जा सकता है और यदि आवश्यक हो तो निर्माता के कार्यों में पुनः कैलिब्रेट किया जा सकता है।

### 15.9 डेटा आवश्यकताएँ

राज्य उत्पादन स्टेशन (एसजीएस) और राज्य पारेषण यूटिलिटी (एसटीयू) डेटा पंजीकरण अध्याय -17 के परिशिष्ट - जी में निर्दिष्ट अनुसार एक दूसरे और एसएलडीसी को डेटा प्रदान करेंगे।

### अध्याय - 16: सुरक्षा और लाइन क्लियर परमिट

16.1 यह अध्याय एसटीयू/वितरण लाइसेंसधारी के कार्यरत कर्मियों और उपयोगकर्ताओं की सुरक्षा और कार्यरत कर्मियों को काम करने की अनुमति देने के लिए लाइन क्लियर परमिट जारी करने के लिए उचित रिकॉर्ड के रखरखाव से संबंधित है।

### 16.2 सुरक्षा मानक:

1. एसटीयू को पारेषण लाइनों और सबस्टेशनों के रखरखाव के लिए अपना स्वयं का "सुरक्षा मैनुअल" तैयार करना होगा और एक मान्यता प्राप्त एजेंसी द्वारा इसकी जांच करानी होगी। इस सुरक्षा मैनुअल की प्रतियां सभी सबस्टेशनों, एसटीयू के संबंधित विभागों और उपयोगकर्ताओं को प्रदान की जाएंगी। शिफ्ट ऑपरेटरों के मार्गदर्शन के लिए, प्रत्येक सबस्टेशन के लिए "ऑपरेशन और रखरखाव मैनुअल" एसटीयू और उपयोगकर्ताओं द्वारा तैयार किया जाएगा जिसमें सबस्टेशन में स्थापित विभिन्न उपकरणों के निर्माताओं की सिफारिशों के आधार पर सभी रखरखाव और संचालन कार्यक्रम शामिल होंगे। प्राप्त अनुभव और उपकरणों के प्रतिस्थापन के आधार पर इन मैनुअल की समय-समय पर समीक्षा की जाएगी। स्टेशन बैटरियों सहित सभी उपकरणों के लिए एक रखरखाव रजिस्टर संबंधित सबस्टेशनों पर रखा जाएगा। जब भी रखरखाव कार्य किया जाएगा, इन्हें अपडेट किया जाएगा और आयोग द्वारा समय-समय पर समीक्षा की जाएगी। पारेषण और सब-पारेषण लाइनों के लिए समान रजिस्टर बनाए रखा जाएगा।
2. 'संचालन और रखरखाव मैनुअल' में उपकरणों पर काम की अनुमति देने के लिए प्रदान किए जाने वाले आइसोलेशन और अर्थिंग का विवरण स्पष्ट रूप से निर्दिष्ट किया जाएगा। विभिन्न पृथक उपकरणों की स्थिति को दर्शाने वाले सबस्टेशन का 'सिंगल लाइन आरेख' स्टेशन में प्रमुखता से प्रदर्शित किया जाएगा। अलग-अलग उपकरणों पर काम करने के लिए लाइव पाटर्स (सेक्शन क्लियरेंस) से क्लियरेंस दिखाने वाले चार्ट, जहां श्रमिकों को काम करने की अनुमति है, प्रत्येक सबस्टेशन पर प्रमुखता से प्रदर्शित किए जाएंगे।
3. एसटीयू और उपयोगकर्ता आईई नियमों के अनुसार सभी स्थानों पर एक विशिष्ट स्थान पर प्रमुखता से प्रदर्शित "खतरा" बोर्ड (प्रासंगिक आईएसएस नंबर 2551 के अनुसार एक डिजाइन) चिपकाएंगे।
4. रिसीविंग स्टेशनों और सबस्टेशनों में सिस्टम बैटरी सहित सभी उपकरणों को निर्माताओं के मैनुअल और प्रासंगिक लोडतीय और/या अंतरराष्ट्रीय मानकों के अनुसार अच्छी स्थिति में बनाए रखा जाएगा। इन सभी स्टेशनों में प्रदान की गई डीसी प्रणाली को बिना किसी महत्वपूर्ण लीकेज करंट के उचित रूप से बनाए रखा जाएगा। रिसाव की निगरानी और जमीनी खराबी का पता लगाने के लिए ऑनलाइन निगरानी प्रणाली अपनाई जाएगी।

### 16.3 लाइन क्लियर परमिट (एलसीपी):

लाइन क्लियर परमिट जारी करने और लौटाने के दौरान संलग्न प्रारूप का उपयोग किया जाएगा। प्रारूप - 1 जिसे "लाइन क्लियर परमिट के लिए अनुरोध" के रूप में नामित किया गया है, का उपयोग अनुरोध करने वाले सुरक्षा समन्वयक द्वारा किया जाएगा जो एक अधिकृत व्यक्ति है। लाइन क्लियर परमिट जारी करते समय "लाइन क्लियर परमिट" के रूप में नामित प्रारूप - 2 का उपयोग किया जाएगा। जिस कार्य के लिए लाइन क्लियर परमिट लिया गया

है, उसके पूरा होने के बाद लाइन क्लियर परमिट की वापसी के लिए "लाइन क्लियर रिटर्न" के रूप में निर्दिष्ट प्रारूप - 3 का उपयोग किया जाएगा।

### प्रारूप-1

क्रमांक XXXXXXX

#### लाइन क्लियर परमिट की मांग

दिनांक.....

समय .....

मैं श्री/श्रीमती निम्नलिखित ईएचटी/एचटी लाइन/उपकरण पर लाइन क्लियर परमिट का अनुरोध करता हूँ।

ईएचटी/एचटी उपकरण/लाइन पहचान:.....

किये जाने वाले कार्यों का विवरण: .....

कार्य पूरा होने के लिए आवश्यक अनुमानित समय: .....

नाम और हस्ताक्षर .....

(लाइन क्लियर परमिट का अनुरोध करने वाला व्यक्ति)

(चालक

दल

का

प्रभारी)

पदनाम.....

तिथि .....

(सबस्टेशन में उपयोग के लिए जहाँ से लाइन क्लियर परमिट जारी किया जाएगा)

क) लाइन क्लियर परमिट जारी किया गया: हां/नहीं

ख) संख्या और जारी करने की तिथि (कोड संख्या):

ग) जारी करने का समय:

घ) वापसी की तिथि और समय:

ई) टिप्पणियाँ: जाँच सूची एलसीपी -च देखें

#### एलसीपी की रसीद

मुझे ..... (जारीकर्ता सुरक्षा समन्वयक का नाम) से पुष्टि प्राप्त हुई है की .....(स्थान) कि सुरक्षा सावधानियां स्थापित कर दी गई हैं और उनके स्थान पर उन्हें हटाने के लिए निर्देश तब तक जारी नहीं किए जाएंगे जब तक कि उनका एलसीपी रद्द नहीं कर दिया जाता।

नाम और हस्ताक्षर.....

(लाइन क्लियर परमिट का अनुरोध करने वाला व्यक्ति)

..... पर कू के प्रभारी ..... (तिथि) को ..... (समय)

### प्रारूप-2

क्रमांक XXXXXXX

#### लाइन क्लियर परमिट

एलसीपी नंबर.....

दिनांक..... समय.....

#### लाइन क्लियर परमिट की जाँच सूची:

(क) स्थान का नाम जिसके लिए लाइन क्लियर परमिट जारी किया गया है।

(ख) लाइन क्लियर चाहने वाले संदर्भ और प्राधिकारी: (एलसीपी मांग की क्रम संख्या इंगित करें)।

- (ग) एचवी उपकरण की पहचान।  
 (घ) स्रोत जिनसे लाइन/उपकरण चार्ज किया जाता है।  
 (ङ) उपरोक्त प्रत्येक स्रोत पर खुले सर्किट ब्रेकर/आइसोलेटिंग स्विच का नंबर/नाम।  
 (च) क्या इसकी पुष्टि हो गई है कि लाइन दोनों छोर से कट गई है।  
 (छ) क्या लाइन दोनों सिरों पर अर्थयुक्त है।  
 (ज) क्या फीडर/उपकरण को नियंत्रित करने वाले इनडोर स्विचगियर के मामले में सर्किट ब्रेकर ट्रक को हटा दिया गया है जिसके लिए लाइन क्लियर दिया गया है।  
 (झ) क्या फीडर/उपकरण को नियंत्रित करने वाले आइसोलेटिंग स्विच, जिसके लिए लाइन क्लियर दिया गया है, बंद हैं और सुरक्षित हैं।  
 (ञ) लाइन क्लियर परमिट और एलसीपी नंबर जारी करने का समय।  
 (ट) अनुरोध करने वाले सुरक्षा समन्वयक का नाम जिस पर एलसीपी जारी किया गया है।  
 (ठ) अनुरोधकर्ता समन्वयक से एलसीपी वापिस करने का अनुमानित समय।

नाम और हस्ताक्षर.....

(सुरक्षा समन्वयक जारी करते हुए) पदनाम.....

#### लाइन क्लियर परमिट

एलसीपी नंबर.....

मैं श्री/श्रीमती ----- (जारीकर्ता सुरक्षा समन्वयक) एतद्वारा श्री/श्रीमती (अनुरोधकर्ता) को अनुमति जारी करता हूँ

सुरक्षा समन्वयक) मांग संख्या .....दिनांक.....समय .....के अनुसार कार्य करने के लिए

यहां वर्णित ईएचटी/एचटी लाइन/उपकरण सुरक्षित घोषित किया गया है। यह अनुमति इस परमिट के पीछे दी गई शर्तों के अधीन है।

नाम और हस्ताक्षर.....

(लाइन क्लियर परमिट जारी करने वाला व्यक्ति)

पदनाम.....

(एलसीपी के पीछे मुद्रित होने के लिए: प्रारूप-2)

#### शर्तें:

- (क) यह परमिट केवल यहां उल्लिखित फीडर/उपकरण पर काम करने के लिए वैध है, किसी अन्य फीडर/उपकरण पर नहीं।  
 (ख) केवल अधिकृत व्यक्तियों को ही फीडर/उपकरण पर काम करने की अनुमति है जिसके लिए परमिट जारी किया गया है।  
 (ग) केवल मांग के अनुसार ही कार्य किया जाना चाहिए।  
 (घ) फीडर/उपकरण के किसी भी हिस्से को छूने से पहले यह सुनिश्चित किया जाना चाहिए कि अच्छे अर्थ से जुड़े मानक डिस्चार्ज रॉड के माध्यम से दोनों तरफ दो बिंदुओं पर अर्थिंग किए गए हैं। सभी कार्यों के पूरा होने के बाद और सभी लोगों के फीडर/उपकरण से नीचे आने के बाद अस्थायी मिट्टी को हटाया जा सकता है।  
 (ङ) कार्य इस प्रकार नियोजित होना चाहिए कि लाइन क्लियर बताए गए समय से पहले या समय पर वापस हो। यदि अपरिहार्य विलंब की आशंका हो तो उस स्थान को अग्रिम सूचना दी जानी चाहिए जहां से लाइन क्लियर जारी किया जाता है।  
 (च) लाइन क्लियर की वापसी से पहले, यह सुनिश्चित किया जाना चाहिए कि लाइन पर मौजूद सभी लोग, सामग्री, उपकरण/टैकल आदि वापस आ गए हैं और रिपोर्ट किया है कि सभी अस्थायी अर्थ हटा दिए गए हैं। कार्य के लिए जारी

की गई सामग्री, उपकरण और संयंत्र की भी जांच होनी चाहिए ताकि यह सुनिश्चित हो सके कि लाइन या उपकरण पर कुछ भी पीछे नहीं छूटा है।

(छ) केवल अधिकृत व्यक्तियों को ही लाइन क्लियर परमिट लौटाना चाहिए।

(ज) यदि लाइन क्लियर को व्यक्तिगत रूप से वापस नहीं किया जा सकता है, तो इसे निर्दिष्ट कोड शब्दों और टेलीफोन नंबर का नाम देकर टेलीफोन पर लाइन क्लियर जारीकर्ता प्राधिकारी को वापस किया जा सकता है, जिसका उपयोग असाइन किए गए कोड शब्दों के नामकरण के लिए किया जाता है। यदि दो या दो से अधिक व्यक्तियों को, जिनके पक्ष में परमिट दिया गया है, दो या दो से अधिक अलग-अलग कोड वर्ड जारी किए जाते हैं, तो उन व्यक्तियों को संयुक्त रूप से अपने स्वयं के कोड वर्ड का नाम देकर लाइन क्लियर वापस करना होगा। लाइन क्लियर रिटर्न तब तक स्वीकार नहीं किया जाएगा जब तक कि ये सभी व्यक्ति इसे वापस नहीं कर देते।

(झ) लाइन क्लियर जारी करने वाले प्राधिकारी को इसे स्वीकार करने से पहले लाइन क्लियर रिटर्न की चेकलिस्ट को पढ़ लेना चाहिए।

(ञ) यदि लाइन क्लियर टेलीफोन पर लौटाया जाता है, तो लाइन क्लियर रिटर्न फॉर्म विधिवत भरा हुआ और हस्ताक्षरित लाइन क्लियर जारीकर्ता प्राधिकारी को रिकॉर्ड के लिए तुरंत डाक द्वारा भेजा जाना चाहिए।

(ट) नियंत्रण व्यक्तियों को जारी किए गए एलसीपी और प्राप्त एलसीआर के सभी आवश्यक डेटा का रखरखाव किया जाना चाहिए। जब एक ही लाइन/उपकरण/बे पर एक से अधिक एलसीपी जारी किए जाते हैं तो उसे कोड शब्दों के साथ लॉग शीट में विशिष्ट नोट में लिखना चाहिए।

### प्रारूप-3

क्रम संख्या XXXXXXXXX

एलसीपी नंबर.....

तिथि .....

समय.....

मैं श्री/श्रीमती ..... एतद्वारा निम्नलिखित एचटी/ईएचटी लाइन/उपकरण के लिए जारी एलसीपी नंबर ..... (समय पर) लौटाता हूँ। मैं घोषणा करता हूँ कि काम पर भेजे गए सभी कर्मचारी वापस आ गए हैं, अस्थायी मिट्टी हटा दी गई है, सभी मरम्मत उपकरणों और सामग्रियों की जांच की गई है और नीचे उल्लिखित फीडर/उपकरण बिजली होने के लिए सुरक्षित हैं।

(क) ईएचटी/एचटी उपकरण/लाइन की पहचान:

(ख) सुरक्षा सावधानीयां जो अब आवश्यकता नहीं:

(ग) आइसोलेशन [स्थानों और आइसोलेशन के प्रत्येक बिंदु को इंगित करें जिसके माध्यम से आइसोलेशन किया गया था।]

(घ) अर्थिंग [स्थान बताएं जहां अर्थिंग स्थापित की गई थी और अर्थिंग के प्रत्येक बिंदु की पहचान करें, जिससे अर्थिंग प्राप्त हुई।]

(ङ) किए गए कार्य का विवरण

**जांच सूची पर निशान लगाएं:**

(क) क्या सभी लोग वापस आ गए हैं: हाँ

(ख) क्या सभी अस्थायी अर्थ हटा दिए गए हैं: हाँ

(ग) क्या कार्य में प्रयुक्त सामग्री, उपकरण एवं संयंत्र की जांच की गई है: हाँ

(घ) कोड नंबर (यदि फोन पर लाइन क्लियर लौटाने पर उपयोग किया जाता है) -----

नाम और हस्ताक्षर.....

(लाइन क्लियर परमिट का अनुरोध करने वाला व्यक्ति)

पदनाम.....

दल के प्रभारी -----

(पद का नाम)

### अध्याय -17: डेटा पंजीकरण

**17.1** यह अध्याय राज्य ग्रिड कोड के प्रावधानों के अनुसार उपयोगकर्ताओं द्वारा एसटीयू और/या एसएलडीसी और इसके विरुद्ध प्रदान किए जाने वाले सभी आवश्यक डेटा को सूचीबद्ध करने से संबंधित है।

#### 17.2 जिम्मेदारी

1. सभी उपयोगकर्ता राज्य ग्रिड कोड के प्रावधानों के अनुसार एसटीयू/एसएलडीसी को आवश्यक अपडेट डेटा जमा करने के लिए जिम्मेदार हैं।
2. सभी उपयोगकर्ता एसटीयू और एसएलडीसी, डेटा भेजने के लिए जिम्मेदार व्यक्तियों के नाम, पते और टेलीफोन नंबर प्रदान करेंगे।
3. डेटा की शुद्धता की जिम्मेदारी डेटा उपलब्ध कराने वाले संबंधित उपयोगकर्ता की है।
4. एसटीयू सभी उपयोगकर्ताओं और एसएलडीसी को डेटा प्राप्त करने के लिए जिम्मेदार व्यक्तियों के नाम, पते और टेलीफोन नंबर सूचित करेगा।
5. एसटीयू इस राज्य ग्रिड कोड के प्रासंगिक अध्यायों में दिए गए अनुसार उपयोगकर्ताओं को अपडेट किए गए डेटा प्रदान करेगा।

#### 17.3 पंजीकृत किया जाने वाला डेटा

पंजीकृत/विनिमय करने के लिए आवश्यक डेटा को विभिन्न श्रेणियों के अंतर्गत इस अध्याय के परिशिष्ट में सूचीबद्ध किया गया है। अब तक विशेष उपयोगकर्ता पर लागू डेटा को केवल एसटीयू या एसएलडीसी के साथ पंजीकृत और आदान-प्रदान करने की आवश्यकता है।

#### 17.4 उपयोगकर्ता के डेटा में परिवर्तन

जब भी किसी उपयोगकर्ता को एसटीयू के साथ पंजीकृत डेटा के किसी भी आइटम में बदलाव के बारे में पता चलता है, तो उपयोगकर्ता को परिवर्तनों के बारे में एसटीयू को तुरंत सूचित करना चाहिए। परिवर्तनों की सूचना प्राप्त होने पर एसटीयू तुरंत डेटाबेस को तदनुसार सही करेगा। यह एसटीयू द्वारा अपने सिस्टम के संबंध में संकलित किसी भी डेटा पर भी लागू होगा।

#### 17.5 डेटा सबमिट करने की विधि

1. डेटा प्रस्तुत करने के लिए डेटा मानक प्रारूपों में प्रस्तुत किया जाएगा और ऐसे प्रारूपों का उपयोग एसएलडीसी और एसटीयू को डेटा प्रस्तुत करने के लिए लिखित रूप में किया जाना चाहिए। जहां मानक प्रारूप संलग्न नहीं हैं, उन्हें उपयोगकर्ताओं के परामर्श से एसएलडीसी या एसटीयू द्वारा विकसित किया जाएगा।
2. अनुसूची के अंतर्गत प्रस्तुत किए जाने वाले सभी डेटा को एसएलडीसी / एसटीयू या ऐसे अन्य विभाग और/या इकाई को प्रस्तुत किया जाना चाहिए जिसे एसटीयू समय-समय पर उपयोगकर्ताओं को सूचित कर सकता है। डेटा की प्रत्येक अनुसूची प्रस्तुत करने वाले व्यक्ति का नाम दर्शाया जाएगा।
3. जहां उपयोगकर्ता और एसएलडीसी/एसटीयू के बीच कंप्यूटर डेटा लिंक मौजूद है, वहां डेटा इस लिंक के माध्यम से सबमिट किया जा सकता है। डेटा उसी प्रारूप में होगा जो पेपर पारेषण के लिए निर्दिष्ट है। उपयोगकर्ता एसएलडीसी/एसटीयू के परामर्श से उपयोग की जाने वाली विधि को निर्दिष्ट करेगा और पारेषण के समय प्रोटोकॉल, पारेषण गति आदि जैसे मुद्दों को हल करेगा।

#### 17.6 डेटा उपलब्ध नहीं कराया गया

सभी उपयोगकर्ता इस राज्य ग्रिड कोड के अलग-अलग अध्यायों में उल्लिखित और इस डेटा पंजीकरण अध्याय परिशिष्ट में सूचीबद्ध डेटा की आपूर्ति करने के लिए बाध्य हैं। यदि कोई डेटा किसी उपयोगकर्ता द्वारा प्रदान नहीं किया जाता है या उपलब्ध नहीं है, तो एसटीयू या एसएलडीसी, यदि आवश्यक हो, तो उचित कार्यवाही करते हुए, स्थिति की तात्कालिकता के आधार पर ऐसे डेटा का अनुमान लगा सकता है। इसी प्रकार, यदि एसटीयू द्वारा कोई डेटा प्रदान नहीं किया जाता है, तो संबंधित उपयोगकर्ता, यदि आवश्यक हो, तो उचित कार्यवाही करते हुए, स्थिति की तात्कालिकता के आधार पर ऐसे डेटा का अनुमान लगा सकता है। इस तरह के अनुमान प्रत्येक मामले में, समान संयंत्र

या उपकरण के लिए संबंधित डेटा या ऐसी अन्य जानकारी पर आधारित होंगे, जैसा भी उपयोगकर्ता या एसटीयू या एसएलडीसी उचित समझे।

### 17.7 विशेष विचार

एसएलडीसी और कोई भी अन्य उपयोगकर्ता किसी भी समय आवश्यकतानुसार अतिरिक्त डेटा के लिए एसटीयू से उचित अनुरोध कर सकता है। एसटीयू आवश्यक/अनुरोधित डेटा की आपूर्ति करेगा।

## अध्याय – 18: विविध

### 18.1 विवाद का समाधान:

राज्य ग्रिड कोड के किसी भी प्रावधान की व्याख्या के संबंध में कोई भी विवाद, आयोग के सचिव को भेजा जाएगा। आयोग का निर्णय अंतिम और सभी संबंधित पक्षों के लिए बाध्यकारी माना जाएगा।

### 18.2 कठिनाइयों को दूर करने की शक्ति:

यदि गर्ड कोड के किसी भी प्रावधान को प्रभावी करने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, तो आयोग, सामान्य या विशिष्ट आदेश द्वारा, ऐसे प्रावधान बना सकता है जो अधिनियम के प्रावधानों से असंगत न हों, जो कठिनाई को दूर करने के लिए आवश्यक प्रतीत हों।

### 18.3 छूट देने की शक्ति

आयोग सामान्य या विशेष आदेश द्वारा, कारणों को लिखित रूप में दर्ज करके और छूट दिए जाने से प्रभावित होने वाले पक्षों को सुनवाई का अवसर देने के बाद या किसी इच्छुक व्यक्ति द्वारा उसके समक्ष किए गए आवेदन पर अपने स्वयं के प्रस्ताव पर राज्य ग्रिड कोड के किसी भी प्रावधान में ढील दे सकता है।

### 18.4 संशोधन करने की शक्ति

आयोग, किसी भी समय, राज्य ग्रिड कोड के किसी भी प्रावधान में बदलाव, परिवर्तन, संशोधन या सुधार कर सकता है।

आयोग के आदेश द्वारा।

वी.के. धर, सचिव

[विज्ञापन-III/4/असा./612/2023-24]

### परिशिष्ट क: मानक योजना डेटा

(संदर्भ: अध्याय 3 पैरा 3.3 (4), पैरा 3.6 (1,2,3) और अध्याय 4 पैरा 4.2 (6))

#### क-1 मानक योजना डेटा (उत्पादन)

#### एसजीएस के लिए - थर्मल

#### क-1.1 थर्मल (कोयला/गैस/ईंधन से जुड़ा हुआ)

#### 1. साधारण

i	साइट	सड़कों, रेलवे लाइनों, पारेषण लाइनों, नहरों, तालाबों और जलाशयों, यदि कोई हो, को दर्शाने वाले पैमाने पर स्थान मानचित्र प्रस्तुत करें।
ii	कोयला लिकेज/ईंधन (जैसे तरलीकृत प्राकृतिक गैस, नेफ्था आदि) लिकेज	कोयला परिवहन/टुलाई के साधनों की जानकारी दें। अन्य ईंधन के मामले में, ईंधन के स्रोत और उनके परिवहन का विवरण दें।
iii	जल स्रोतों	पावर स्टेशन के संचालन के लिए पानी की उपलब्धता की जानकारी दें।
iv	पर्यावरण	बताएं कि क्या वन या अन्य भूमि क्षेत्र प्रभावित हैं।
v	साइट मानचित्र (पैमाने के अनुसार)	पावर स्टेशन कोयला लिकेज, कोयला यार्ड, जल पाइप लाइन, राख निपटान क्षेत्र, कॉलोनी आदि के लिए आवश्यक क्षेत्र दिखा रहा है।

vi	निर्माण की अनुमानित अवधि	
----	--------------------------	--

## 2. कनेक्शन

i	कनेक्शन का बिंदु	सिस्टम के साथ प्रस्तावित कनेक्शन का सिंगल लाइन आरेख प्रस्तुत करें
ii	कनेक्शन के लिए स्टेप अप वोल्टेज (केवी)	

## 3. स्टेशन की क्षमता

i	कुल उत्पादन स्टेशन क्षमता (मेगावाट)	बताएं कि क्या विकास चरणों में किया जाएगा और यदि हां, तो विवरण प्रस्तुत करें।
ii	इकाइयों की संख्या और इकाई आकार (मेगावाट)	

## 4. उत्पादन इकाई का डेटा

i	भाप उत्पन्न करने वाली इकाई	प्रकार, क्षमता, भाप का दबाव, भाप का तापमान आदि बताएं।
ii	वाष्प टरबाइन	प्रकार, क्षमता बताएं
iii	जेनरेटर	प्रकार रेटिंग (मेगावाट) गति (आरपीएम) टर्मिनल वोल्टेज (केवी) रेटेड पावर फैक्टर रिएक्टिव पावर क्षमता (एमवीएआर) 0.95 लीडिंग और 0.85 लैगिंग शॉर्ट सर्किट अनुपात की सीमा में प्रत्यक्ष अक्ष (संतुप्त) क्षणिक प्रतिक्रिया (एमवीए रेटिंग पर%) प्रत्यक्ष अक्ष (संतुप्त) सब-ट्रंजिएंट प्रतिक्रिया (एमवीए रेटिंग पर%) सहायक विद्युत आवश्यकता मेगावाट और एमवीएआर क्षमता वक्र रैंप-अप और रैंप-डाउन दर जेनरेटर विशेषता वक्र
iv	जेनरेटर ट्रांसफार्मर	मेक, फेज प्रकार रेटेड क्षमता (एमवीए) वोल्टेज अनुपात (एचवी/एलवी) टैप परिवर्तन रेंज (+ % से - %) प्रतिशत प्रतिबाधा (पूर्ण लोड पर सकारात्मक अनुक्रम)

## क-1.2 हाइड्रो इलेक्ट्रिक (एसजीएस के लिए)

## 1. सामान्य

i	साइट	सड़कों, रेलवे लाइनों और पारेषण लाइनों को दर्शाने वाले पैमाने पर स्थान मानचित्र दें।
ii	साइट मानचित्र (पैमाने पर)	प्रस्तावित नहर, जलाशय क्षेत्र, जल संवाहक प्रणाली, फोर-बे, पावर हाउस आदि दर्शाएं।
iii	जलमग्न क्षेत्र	जलमग्न क्षेत्र, जलमग्न गांव, जलमग्न वन भूमि, कृषि भूमि आदि की जानकारी दें।
iv	भंडारण प्रकार है या नदी प्रवाह प्रकार	
v	क्या जलग्रहण क्षेत्र को अन्य जलाशयों या बिजली संयंत्र से निर्वहन प्राप्त हो रहा है।	

vi	पूर्ण जलाशय स्तर	
vii	न्यूनतम ड्रा डाउन स्तर	
viii	टाइल रेस स्तर	
ix	डिज़ाइन हैड	
x	जलाशय स्तर और ऊर्जा क्षमता वक्र	
xi	जल निस्सरण पर रोक, यदि कोई हो	
xii	निर्माण की अनुमानित अवधि	

## 2. कनेक्शन

i	कनेक्शन का बिंदु	पारेषण प्रणाली के साथ प्रस्तावित कनेक्शन का एक एकल रेखा आरेख दें।
ii	कनेक्शन के लिए स्टेप अप वोल्टेज (केवी)	

## 3. स्टेशन क्षमता

i	कुल पावर स्टेशन क्षमता (मेगावाट)	बताएं कि क्या विकास चरणों में किया जाता है और यदि हां, तो विवरण प्रस्तुत करें।
ii	इकाइयों की संख्या और इकाई आकार (मेगावाट)	

## 4. उत्पादन इकाई का डेटा

i	ऑपरेटिंग हेड (मीटर में)	क) अधिकतम: ख) न्यूनतम: ग) औसत
ii	हाइड्रो यूनिट	सिंक्रोनस कंडेनसर के रूप में काम करने की क्षमता। वाटर हैड बनाम निर्वहन वक्र (पूर्ण और आंशिक लोड पर) सिंक्रोनस कंडेनसर के रूप में काम करते समय बिजली की आवश्यकता या पानी का निर्वहन
iii	टर्बाइन	प्रकार और क्षमता बताएं
iv	जेनरेटर	प्रकार रेटिंग (एमवीए) स्पीड (आरपीएम) टर्मिनल वोल्टेज (केवी) रेटेड पावर फैक्टर रिएक्टिव पावर कैपेबिलिटी (एमवीएआर) एडवांस की 0.95 और लैगिंग की 0.85 की सीमा में उत्पादन इकाई शॉर्ट सर्किट अनुपात का मेगावाट और एमवीएआर क्षमता वक्र प्रत्यक्ष अक्ष ट्रांजिएन्ट (संतृप्त) प्रतिक्रिया (%पर रेटेड एमवीए) प्रत्यक्ष अक्ष आंशिक ट्रांजिएन्ट (संतृप्त) प्रतिक्रिया (% पर रेटेड एमवीए) सहायक विद्युत आवश्यकता (मेगावाट)



v	जेनरेटर- ट्रांसफार्मर	मेक फेज़ टाइप रेटेड क्षमता (एमवीए) वोल्टेज अनुपात एचवी/एलवी टैप चेंज रेट (+% से -%) प्रतिशत प्रतिबाधा (पूर्ण लोड पर सकारात्मक अनुक्रम)।
---	-----------------------	--

### क.2 मानक योजना डेटा (संचरण)

#### एसटीयू और पारेषण लाइसेंसधारियों के लिए

एसटीयू अपने मानक योजना डेटा को नीचे दिए गए प्रारूप में अपडेट करने के लिए एसटीयू के विभिन्न विभागों/अन्य पारेषण लाइसेंसधारियों (यदि कोई हो) से आवश्यक डेटा प्राप्त करने की व्यवस्था करेगा:

i)	लाइन का नाम (पावर स्टेशनों और जुड़े सबस्टेशनों का संकेत)
ii)	लाइन का वोल्टेज (केवी)।
iii)	सर्किट की संख्या
iv)	मार्ग की लंबाई (किमी)
v)	कंडक्टर आकार
vi)	लाइन पैरामीटर (पीयू मान) क) प्रतिरोध/किमी ख) अधिष्ठापन/किमी ग) संवेदनशीलता/किमी
vii)	अनुमानित बिजली प्रवाह अपेक्षित- मेगावाट और एमवीएआर
viii)	मार्ग का भूभाग- भूभाग की प्रकृति अर्थात वन भूमि, परती भूमि, कृषि और नदी बेसिन, पहाड़ी ढलान आदि के बारे में जानकारी दें।
ix)	मार्ग मानचित्र (पैमाने पर) - मौजूदा बिजली लाइनों और दूरसंचार लाइनों को दर्शाने वाले मार्ग को दर्शाने वाला स्थलाकृतिक मानचित्र प्रस्तुत करें।
x)	कनेक्शन का उद्देश्य- योजना का संदर्भ, अन्य राज्यों में व्हीलिंग आदि।
xi)	निर्माण की अनुमानित अवधि

### क-3 मानक योजना डेटा (वितरण)

#### वितरण लाइसेंसधारियों के लिए

##### 1. सामान्य

i	क्षेत्र मानचित्र (पैमाने पर)	वितरण लाइसेंसधारी के लिए प्रासंगिक आपूर्ति क्षेत्र के साथ विधिवत चिह्नित जम्मू और कश्मीर केंद्र शासित प्रदेश और लद्दाख केंद्र शासित प्रदेश का नक्शा प्रस्तुत करें।
ii	उपभोक्ता डेटा	उपभोक्ताओं की श्रेणियां, उनकी संख्या और कनेक्टेड लोड प्रस्तुत करें।
iii	वर्तमान में वितरण के प्रभारी विद्युत प्रभागों का संदर्भ।	

## 2. कनेक्शन

i	कनेक्शन के बिंदु	कनेक्शन के बिंदुओं को दर्शाने वाला सिंगल लाइन आरेख प्रस्तुत करें
ii	कनेक्शन के बिंदुओं पर आपूर्ति का वोल्टेज	
iii	कनेक्शन के बिंदुओं को फीड करने वाले ग्रिड सब-स्टेशन के नाम	

## 3. लाइनें और सबस्टेशन

i	लाइन डेटा	क्षेत्र के अंदर लाइन की लंबाई और वोल्टेज प्रस्तुत करें।
ii	सब-स्टेशन डेटा	132/33 केवी उप-स्टेशन, 33/11 केवी उप-स्टेशन आदि का विवरण प्रस्तुत करें।

## 4. लोड

i	कनेक्शन के बिंदुओं पर लिया गया लोड	
ii	ईएचवी पर डाले गए लोड का विवरण, यदि कोई हो। उपभोक्ता का नाम, आपूर्ति का वोल्टेज, अनुबंध मांग/लोड और ग्रिड सब-स्टेशन का नाम जहां से लाइन खींची गई है, ग्रिड सब-स्टेशन से उपभोक्ता के परिसर तक ईएचवी लाइन की लंबाई बताएं।	
iii	स्थापित रिएक्टिव पावर भरपाई	

## 5. मांग डेटा (1 मेगावाट और उससे अधिक के सभी लोड के लिए)

i	लोड का प्रकार	भट्टी लोड, रोलिंग मिल, कर्षण लोड, अन्य औद्योगिक लोड, पंपिंग लोड आदि की जानकारी दें
ii	रेटेड वोल्टेज और फेज	
iii	उपकरणों की विद्युत लोडिंग	मोटरों की संख्या और आकार, ड्राइव के प्रकार और नियंत्रण व्यवस्था बताएं।
iv	वोल्टेज और आपूर्ति की आवृत्ति के प्रति लोड की संवेदनशीलता।	
v	लोड की अधिकतम हार्मोनिक सामग्री.	
vi	लोड का औसत और अधिकतम फेज असंतुलन।	
vii	निकटतम सब-स्टेशन जहां से लोड डाला जाना है।	
viii	पैमाने के अनुसार स्थान मानचित्र	आस-पास की लाइनों और उप-स्टेशनों के संदर्भ में लोड का स्थान दर्शाएँ

## 6. लोड अनुमान का डेटा

i	आगामी 5 वर्षों में प्रत्येक श्रेणी के लोड के लिए अधिकतम लोड और ऊर्जा पूर्वानुमान।
ii	कार्यप्रणाली और मान्यताओं का विवरण जिन पर पूर्वानुमान आधारित हैं।
iii	1 मेगावाट और उससे अधिक लोड का विवरण। क. भावी उपभोक्ता का नाम

ख. लोड का स्थान और प्रकृति
ग. सब-स्टेशन जहां से फीड किया जाना है।
घ. आपूर्ति का वोल्टेज
ड. लोड का चरणबद्ध होना।

### परिशिष्ट ख: विस्तृत योजना डेटा

(संदर्भ: अध्याय 3 पैरा 3.3 (4), पैरा 3.6 (1,2,3) और अध्याय 4 पैरा 4.2 (6))

#### ख-1 विस्तृत योजना डेटा (उत्पादन)

##### ख-1.1 थर्मल पावर स्टेशन (एसजीएस के लिए)

#### 1. साधारण

- I. पावर स्टेशन का नाम.
- II. उत्पादन इकाइयों (मेगावाट) की संख्या और क्षमता।
- III. सभी प्रमुख उपकरणों (बॉयलर और प्रमुख सहायक उपकरण, टर्बाइन, अल्टरनेटर, जेनरेटर यूनिट ट्रांसफार्मर आदि) की रेटिंग।
- IV. पावर स्टेशन और स्विचयार्ड का सिंगल लाइन आरेख।
- V. रिलेइंग और मीटरिंग आरेख।
- VI. उत्पादन इकाइयों की न्यूट्रल ग्राउंडिंग।
- VII. उत्तेजना नियंत्रण- (किस प्रकार का उपयोग किया जाता है?) उदाहरण के लिए, थाइरिस्टर, फास्ट ब्रशलेस एक्ससाइटर्स)
- VIII. अर्थ प्रतिरोध मूल्यों के साथ अर्थिंग व्यवस्था।

#### 2. सुरक्षा और मीटरिंग

- I. जनरेटिंग यूनिट, जेनरेटर यूनिट ट्रांसफार्मर, सहायक ट्रांसफार्मर और प्रमुख उपकरणों की विद्युत मोटर आदि पर स्थापित सभी रिले और सुरक्षा प्रणालियों के लिए सेटिंग्स सहित पूर्ण विवरण।
- II. पावर स्टेशन स्विचयार्ड, टाई सर्किट ब्रेकर और इनकर्मिंग सर्किट ब्रेकर से सभी आउटगोइंग फीडर पर स्थापित सभी रिले के लिए सेटिंग्स सहित पूर्ण विवरण।
- III. पारेषण प्रणाली के साथ कनेक्शन के बिंदु या बिंदुओं पर सर्किट ब्रेकरों की इंटर-ट्रिपिंग का पूरा विवरण।
- IV. उपयोगकर्ता के सिस्टम पर विद्युत दोषों के लिए सबसे संभावित खराबी निवारण समय।
- V. परिचालन और वाणिज्यिक मीटरिंग योजनाओं का पूरा विवरण।

#### 3. स्विचयार्ड

- I. इंटरकनेक्टिंग ट्रांसफार्मर के संबंध में:
  1. रेटेड एमवीए।
  2. वोल्टेज अनुपात।
  3. वेक्टर समूह।
  4. अधिकतम, न्यूनतम, सामान्य टैप के लिए सकारात्मक अनुक्रम प्रतिक्रिया। (% पर एमवीए)
  5. अधिकतम, न्यूनतम, सामान्य टैप के लिए सकारात्मक अनुक्रम प्रतिरोध। (% पर एमवीए)
  6. शून्य अनुक्रम प्रतिक्रिया (% पर एमवीए)।
  7. टैप चेंजर रेंज (+% से -%) और फेज

8. टैप चेंजर का प्रकार (बंद/लोड पर)।
- II. कनेक्शन के बिंदुओं से जुड़े सभी सर्किटों पर सर्किट ब्रेकर, आइसोलेटर सहित स्विचगियर के संबंध में:
  1. रेटेड वोल्टेज (केवी)
  2. सर्किट ब्रेकर का प्रकार (एमओसीबी / एबीसीबी /एस एफ6)।
  3. रेटेड शॉर्ट सर्किट ब्रेकिंग करंट (केए) 3 फेज।
  4. रेटेड शॉर्ट सर्किट ब्रेकिंग करंट (केए) 1 फेज।
  5. रेटेड शॉर्ट सर्किट मेकिंग करंट (केए) 3 फेज।
  6. रेटेड शॉर्ट सर्किट मेकिंग करंट (केए) 1-फेज।
  7. विवरण के साथ स्वतः पुनः समापन का प्रावधान।
- III. तड़ित निरोधकों के संबंध में –  
तकनीकी डाटा
- IV. संचार के संबंध में-  
कॉन कनेक्शन के बिंदुओं पर स्थापित संचार उपकरणों का विवरण।
- V. बेसिक इंसुलेशन लेवल (केवी) के संबंध में –
  1. बस बार
  2. स्विचगियर.
  3. ट्रांसफार्मर बुशिंग
  4. ट्रांसफार्मर वाइंडिंग्स।

#### 4. उत्पादन इकाइयों के पैरामीटर

- I. रेटेड टर्मिनल वोल्टेज (केवी)।
- II. रेटेड एमवीए
- III. रेटेड मेगावाट
- IV. गति (आरपीएम) या ध्रुवों की संख्या
- V. जड़त्व स्थिरांक एच (मेगावाट सेक/एमवीए)।
- VI. शॉर्ट सर्किट अनुपात
- VII. प्रत्यक्ष अक्ष तुल्यकालिक प्रतिक्रिया (% पर एमवीए) एक्सडी
- VIII. प्रत्यक्ष अक्ष (संतृप्त) ट्रांजिएंट प्रतिक्रिया (% पर एमवीए) एक्सडी '
- IX. प्रत्यक्ष अक्ष (संतृप्त) सब-ट्रांजिएंट प्रतिक्रिया (% पर एमवीए) एक्सडी "
- X. चतुर्भुज अक्ष तुल्यकालिक प्रतिक्रिया (% पर एमवीए) एक्सक्यू ।
- XI. चतुर्भुज अक्ष (संतृप्त) ट्रांजिएंट प्रतिक्रिया (% पर एमवीए) एक्सक्यू'।
- XII. चतुर्भुज अक्ष (संतृप्त) आंशिक रूप से ट्रांजिएंट प्रतिक्रिया (% पर एमवीए) एक्सक्यू"।
- XIII. प्रत्यक्ष अक्ष ट्रांजिएंट ओपन सर्किट समय स्थिरांक (सेकंड) टी'डी ओ.
- XIV. प्रत्यक्ष सब-ट्रांजिएंट -क्षणिक खुला सर्किट समय स्थिरांक (देखें) टी'डी ओ.
- XV. चतुर्भुज अक्ष क्षणिक खुला सर्किट समय स्थिरांक (सेकंड) टी'क्यू ओ.

- XVI. चतुर्भुज अक्ष सब-ट्रिजिएंट ओपन सर्किट समय स्थिरांक (सेकंड) टी'क्यू ओ..
- XVII. स्टेटर प्रतिरोध (ओम) आरए
- XVIII. न्यूट्रल ग्राउंडिंग विवरण।
- XIX. स्टेटर रिसाव प्रतिक्रिया (ओम) एक्स1.
- XX. स्टेटर समय स्थिरांक (सेकंड)।
- XXI. रेटेड फील्ड करंट (ए)।
- XXII. विभिन्न टर्मिनल वोल्टेज के लिए ओपन सर्किट संतुष्टि विशेषता जो इसे प्राप्त करने के लिए कंपाउंडिंग करंट देती है
- XXIII. मेगावाट और एमवीएआर क्षमता वक्र।

#### 5. उत्तेजना नियंत्रण प्रणाली के पैरामीटर:

- I. उत्तेजना का प्रकार.
- II. अधिकतम फ़ील्ड वोल्टेज
- III. न्यूनतम फ़ील्ड वोल्टेज
- IV. रेटेड फ़ील्ड वोल्टेज
- V. आई.ई.ई.ई. प्रतीक का प्रयोग करते हुए व्यक्तिगत तत्वों के स्थानांतरण कार्यों को दर्शाने वाले ब्लॉक आरेखों में उत्तेजना लूप का विवरण
- VI. अति-उत्तेजना सीमा की गतिशील विशेषताएँ।
- VII. अंडर-उत्तेजना सीमा की गतिशील विशेषताएं।

#### 6. गवर्नर के मानदंड:

- I. गवर्नर औसत लाभ (मेगावाट/हर्ट्ज)।
- II. स्पीडर मोटर सेटिंग रेंज।
- III. भाप या ईंधन गवर्नर वाल्व का समय स्थिरांक।
- IV. गवर्नर वाल्व खोलने की सीमा
- V. गवर्नर वाल्व दर सीमा
- VI. टरबाइन का समय स्थिरांक
- VII. आईईईई प्रतिकों का उपयोग करके व्यक्तिगत तत्वों के स्थानांतरण कार्यों को दर्शाने वाला गवर्नर ब्लॉक आरेख।

#### 7. परिचालन पैरामीटर:

- A किसी जनरेटिंग यूनिट को डी-सिंक्रनाइजेशन से सिंक्रनाइज़ करने के लिए न्यूनतम सूचना आवश्यक है।
- I. एक पावर स्टेशन में विभिन्न उत्पादन इकाइयों को सिंक्रनाइज़ करने के बीच न्यूनतम समय।
  - II. सिंक्रनाइज़ करने पर न्यूनतम ब्लॉक लोड आवश्यकताएँ।
  - III. निम्नलिखित स्थितियों के लिए एक उत्पादन इकाई को सिंक्रनाइज़ करने के लिए आवश्यक समय:
    1. गर्म
    2. वार्म
    3. ठंडा

IV. निम्नलिखित स्थितियों के लिए अधिकतम उत्पादन इकाई लोडिंग दरें:

1. गर्म
2. वार्म
3. ठंडा

V. तेल के बिना न्यूनतम लोड (मेगावाट)।

### 8. सामान्य स्थिति

I. विस्तृत परियोजना रिपोर्ट

II. स्थिति रिपोर्ट

1. भूमि
2. कोयला
3. पानी
4. पर्यावरण मंजूरी
5. विस्थापित व्यक्तियों का पुनर्वास

III. केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए) द्वारा तकनीकी-आर्थिक अनुमोदन।

IV. राज्य सरकार/लोडत सरकार की स्वीकृति।

V. वित्तीय सम्झौता

### 9. कनेक्शन

I. राज्य पारेषण प्रणाली के साथ समानांतर संचालन के लिए अध्ययन की रिपोर्ट।

II. शॉर्ट सर्किट अध्ययन

III. स्थिरता अध्ययन

IV. लोड प्रवाह अध्ययन

V. राज्य पारेषण प्रणाली के साथ प्रस्तावित कनेक्शन।

क. वोल्टेज

ख. सर्किट की संख्या

ग. कनेक्शन का बिंदु.

### ख-1.2 हाइड्रो - विद्युत स्टेशन (एसजीएस के लिए)

#### 1. सामान्य

I. पावर स्टेशन का नाम

II. इकाइयों की संख्या और क्षमता. (एमवीए)

III. सभी प्रमुख उपकरणों की रेटिंग.

क. टर्बाइन (एचपी)

ख. जेनरेटर (एमवीए)

ग. जेनरेटर ट्रांसफार्मर (एमवीए)

घ. सहायक ट्रांसफार्मर (एमवीए)

- IV. पावर स्टेशन और स्विचयार्ड का सिंगल लाइन आरेख।
- V. रिलेइंग और मीटरिंग आरेख।
- VI. जेनरेटर की न्यूट्रल ग्राउंडिंग।
- VII. उत्तेजना नियंत्रण।
- VIII. अर्थ प्रतिरोध मूल्यों के साथ अर्थिंग व्यवस्था।
- IX. जलाशय डेटा.
  - क. मुख्य विशेषताएं
  - ख. जलाशय का प्रकार
  - ग. बहुउद्देशीय
  - घ. शक्ति के लिए
  - ङ. ऑपरेटिंग टेबल के साथ
- X. क्षेत्र क्षमता वक्र और
- XI. विभिन्न नेट शीर्षों पर इकाई क्षमता

## 2. सुरक्षा

- I. जनरेटिंग यूनिट पर स्थापित सभी रिले और सुरक्षा प्रणालियों के लिए सेटिंग्स सहित पूर्ण विवरण, जिसमें जनरेटर ट्रांसफार्मर, सहायक ट्रांसफार्मर और प्रमुख उपकरणों की विद्युत मोटर आदि शामिल हैं।
- II. पावर स्टेशन स्विचयार्ड, टाई ब्रेकर और इनकमिंग ब्रेकर से सभी आउटगोइंग फीडर पर स्थापित सभी रिले के लिए सेटिंग्स सहित पूर्ण विवरण।
- III. पारेषण प्रणाली के साथ कनेक्शन के बिंदु या बिंदुओं पर ब्रेकरों की इंटर-ट्रिपिंग का पूरा विवरण।
- IV. उपयोगकर्ता के सिस्टम पर विद्युत दोषों के लिए सर्वाधिक संभावित खराबी निवारण समय।

## 3. स्विचयार्ड

- I. इंटरकनेक्टिंग ट्रांसफार्मर:
  1. रेटेड एमवीए
  2. वोल्टेज अनुपात
  3. वेक्टर समूह
  4. अधिकतम, न्यूनतम और सामान्य टैप के लिए सकारात्मक अनुक्रम प्रतिक्रिया (% पर एमवीए)।
  5. अधिकतम, न्यूनतम और सामान्य टैप के लिए सकारात्मक अनुक्रम प्रतिरोध (% पर एमवीए)।
  6. शून्य अनुक्रम प्रतिक्रिया (% पर एमवीए)
  7. चेंजर रेंज (+% से -%) और फेज
  8. टैप चेंजर का प्रकार (बंद/लोड पर)।
  9. न्यूट्रल ग्राउंडिंग विवरण।
- II. स्विचगियर (कनेक्शन के बिंदुओं से जुड़े सभी सर्किट पर सर्किट ब्रेकर, आइसोलेटर सहित)।
  1. रेटेड वोल्टेज (केवी)।
  2. ब्रेकर का प्रकार (एमओसीबी/एबीसीबी/एसएफ6)।
  3. रेटेड शॉर्ट सर्किट ब्रेकिंग करंट (केए) 3 फेज।

4. रेटेड शॉर्ट सर्किट ब्रेकिंग करंट (केए) 1 फेज।
5. रेटेड शॉर्ट सर्किट मेकिंग करंट (केए) 3 फेज
6. रेटेड शॉर्ट सर्किट मेकिंग करंट (केए) 1 फेज
7. विवरण के साथ स्वतः पुनः समापन का प्रावधान।

### III. लाइटनिंग अरेस्टर

तकनीकी डेटा

### IV. संचार

कनेक्शन बिंदुओं पर स्थापित संचार उपकरणों का विवरण।

### V. बनियादी इन्सुलेशन स्तर (केवी)

1. बस बार
2. स्विचगियर
3. ट्रांसफार्मर बुशिंग्स
4. ट्रांसफार्मर वाइंडिंग्स।

## 4. उत्पादन इकाइयाँ

### I. जेनरेटर के पैरामीटर

1. रेटेड टर्मिनल वोल्टेज (केवी)।
2. रेटेड एमवीए।
3. रेटेड मेगावाट
4. गति (आरपीएम) या ध्रुवों की संख्या।
5. जड़त्व स्थिरांक एच (मेगावाट सेकंड/एमवीए)।
6. शॉर्ट सर्किट अनुपात
7. प्रत्यक्ष अक्ष तुल्यकालिक प्रतिक्रिया (% पर एमवीए) एक्सडी
8. प्रत्यक्ष अक्ष (संतृप्त) क्षणिक प्रतिक्रिया ((% पर एमवीए पर%) एक्स'डी
9. प्रत्यक्ष अक्ष (संतृप्त) सब-ट्रंजिएंट प्रतिक्रिया ((% पर एमवीए) एक्स'डी
10. चतुर्भुज अक्ष तुल्यकालिक प्रतिक्रिया ((% पर एमवीए) एक्सक्यू
11. चतुर्भुज अक्ष (संतृप्त) क्षणिक प्रतिक्रिया ((% पर एमवीए) एक्स'क्यू
12. चतुर्भुज अक्ष (संतृप्त) सब ट्रांजिएन्ट प्रतिक्रिया (% पर एमवीए) एक्स"क्यू
13. प्रत्यक्ष अक्ष क्षणिक ओपन सर्किट समय स्थिरांक (सेकंड) टी'क्यू ओ
14. प्रत्यक्ष अक्ष सब-ट्रंजिएन्ट ओपन सर्किट समय स्थिरांक (सेकंड) टी"क्यू ओ.
15. चतुर्भुज अक्ष क्षणिक ओपन सर्किट समय सामग्री (सेकंड) टी'क्यू ओ.
16. चतुर्भुज अक्ष क्षणिक ओपन सर्किट समय स्थिरांक (सेकंड) टी"क्यू ओ.
17. स्टेटर प्रतिरोध (ओम) RA
18. स्टेटर रिसाव प्रतिक्रिया (ओम) एक्स1.
19. टर समय स्थिरांक (सेकंड)



20. रेटेड फील्ड करंट (ए)।
  21. न्यूट्रल ग्राउंडिंग विवरण।
  22. विभिन्न टर्मिनल वोल्टेज के लिए जनरेटर की ओपन सर्किट संतृप्ति विशेषताएँ, जो इसे प्राप्त करने के लिए कंपाउंडिंग करंट देता है।
  23. टरबाइन का प्रकार.
  24. ऑपरेटिंग हेड (मीटर)
  25. पूरा गेट खुलने पर डिस्चार्ज (क्यूमेक्स)
  26. कुल लोड थ्रो ऑफ पर गति वृद्धि (%)।
  27. मेगावाट और एमवीएआर क्षमता वक्र
- II. उत्तेजना नियंत्रण प्रणाली के पैरामीटर:
- III. गवर्नर के पैरामीटर:
- IV. परिचालन पैरामीटर:
1. किसी जनरेटिंग यूनिट को डी-सिंक्रनाइज़ेशन से सिंक्रोनाइज़ करने के लिए न्यूनतम सूचना आवश्यक है।
  2. एक पावर स्टेशन में विभिन्न उत्पादन इकाइयों को सिंक्रोनाइज़ करने के बीच न्यूनतम समय।
  3. सिंक्रोनाइज़िंग पर न्यूनतम ब्लॉक लोड आवश्यकताएँ।

## 5. सामान्य स्थिति

- I. विस्तृत परियोजना रिपोर्ट.
- II. स्थिति रिपोर्ट।
  1. स्थलाकृतिक सर्वेक्षण
  2. भूवैज्ञानिक सर्वेक्षण
  3. भूमि
  4. पर्यावरण मंजूरी
  5. विस्थापित व्यक्तियों का पुनर्वास.
- III. केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा तकनीकी-आर्थिक अनुमोदन।
- IV. राज्य सरकार/लोडत सरकार की स्वीकृति
- V. वित्तीय सम्झौता

## 6. कनेक्शन

- I. राज्य पारेषण प्रणाली के साथ समानांतर संचालन के लिए अध्ययन की रिपोर्ट।
  1. शॉर्ट सर्किट अध्ययन
  2. स्थिरता अध्ययन
  3. लोड प्रवाह अध्ययन।
- II. राज्य पारेषण प्रणाली के साथ प्रस्तावित कनेक्शन।

1. वोल्टेज
2. सर्किट की संख्या
3. कनेक्शन का बिंदु.

### 7. जलाशय के डेटा

- I. मृत क्षमता
- II. लाइव क्षमता

### बी-1.3 गैस पावर स्टेशन (एसजीएस के लिए)

#### 1. सामान्य

- I. पावर स्टेशन का नाम
- II. उत्पादन इकाइयों (एमवीए) की संख्या और क्षमता।
- III. सभी प्रमुख उपकरणों (टर्बाइन, अल्टरनेटर, हीट रिकवरी बॉयलर जेनरेटर यूनिट ट्रांसफार्मर आदि) की रेटिंग।
- IV. पावर स्टेशन और स्विचयार्ड का सिंगल लाइन आरेख।
- V. रिलेइंग और मीटरिंग आरेख।
- VI. उत्पादन इकाइयों की न्यूट्रल ग्राउंडिंग।
- VII. उत्तेजना नियंत्रण- (किस प्रकार का उपयोग किया जाता है?) उदाहरण के लिए, थाइरिस्टर, फास्ट ब्रशलेस एक्ससाइटर्स
- VIII. अर्थ प्रतिरोध मूल्यों के साथ अर्थिंग व्यवस्था।
- IX. स्टार्ट-अप इंजन
- X. टरबाइन विवरण

#### 2. सुरक्षा और मिटरिंग

- I. प्रमुख उपकरणों की जनरेटिंग इकाइयों, जेनरेटर यूनिट ट्रांसफार्मर, सहायक ट्रांसफार्मर और विद्युत मोटर पर स्थापित सभी रिले और सुरक्षा प्रणालियों के लिए सेटिंग्स सहित पूर्ण विवरण।
- II. पावर स्टेशन स्विचयार्ड, टाई सर्किट ब्रेकर और इनकमिंग सर्किट ब्रेकर से सभी आउटगोइंग फीडर पर स्थापित सभी रिले के लिए सेटिंग्स सहित पूर्ण विवरण।
- III. पारेषण प्रणाली के साथ कनेक्शन के बिंदु या बिंदुओं पर सर्किट ब्रेकरों की अंतर-ट्रिपिंग का पूरा विवरण।
- IV. उपयोगकर्ता के सिस्टम पर विद्युत दोषों के लिए सबसे संभावित खराबी निवारण समय।
- V. परिचालन और वाणिज्यिक मीटरिंग योजनाओं का पूरा विवरण।

#### 3. स्विचयार्ड

क. इंटरकनेक्टिंग ट्रांसफार्मर के संबंध में:

- I. रेटेड एमवीए.
- II. वोल्टेज अनुपात
- III. वेक्टर समूह
- IV. अधिकतम, न्यूनतम और सामान्य टैप के लिए सकारात्मक अनुक्रम प्रतिक्रिया। (% पर एमवीए)
- V. अधिकतम, न्यूनतम और सामान्य टैप के लिए सकारात्मक अनुक्रम प्रतिरोध। (% पर एमवीए)
- VI. शून्य अनुक्रम प्रतिक्रिया (पर%एमवीए)।

VII. टैप चेंजर रेंज (= % से - %) और फेज

VIII. टैप परिवर्तक का प्रकार. (बंद/लोड पर)।

ख. कनेक्शन के बिंदुओं से जुड़े सभी सर्किटों पर सर्किट ब्रेकर और आइसोलेटर सहित स्विचगियर के संबंध में:

I. रेटेड वोल्टेज (केवी)

II. सर्किट ब्रेकर का प्रकार (एमओसीबी / एबीसीबी / एस एफ 6)।

III. रेटेड शॉर्ट सर्किट ब्रेकिंग करंट (केए) 3 फेज

IV. रेटेड शॉर्ट सर्किट ब्रेकिंग करंट (केए) 1 फेज

V. रेटेड शॉर्ट सर्किट मेकिंग करंट (केए) 3 फेज

VI. रेटेड शॉर्ट सर्किट मेकिंग करंट (केए) 1-फेज

VII. विवरण के साथ स्वतः पुनः बंद करने का प्रावधान।

ग. बिजली निरोधक-

तकनीकी डाटा

घ. संचार -

कनेक्शन बिंदुओं पर स्थापित संचार उपकरणों का विवरण।

ङ. बुनियादी इन्सुलेशन स्तर (केवी) -

I. बस बार

II. स्विचगियर

III. ट्रांसफार्मर बुशिंग

IV. ट्रांसफार्मर की वाइंडिंग्स

#### 4. उत्पादन इकाइयाँ

क) उत्पादन इकाइयों के पैरामीटर:

I. रेटेड टर्मिनल वोल्टेज (केवी)

II. रेटेड एमवीए

III. रेटेड मेगावाट

IV. गति (आरपीएम) या ध्रुवों की संख्या

V. जड़त्व स्थिरांक एच (मेगावाट सेक./एमवीए)

VI. शॉर्ट सर्किट अनुपात

VII. प्रत्यक्ष अक्ष तुल्यकालिक प्रतिक्रिया (एमवीए पर%) एक्सडी

VIII. प्रत्यक्ष अक्ष (संतृप्त) क्षणिक प्रतिक्रिया (एमवीए पर%) एक्सडी'

IX. प्रत्यक्ष अक्ष (संतृप्त) सब-ट्रंजिएंट प्रतिक्रिया (एमवीए पर%) एक्सडी"

X. चतुर्भुज अक्ष तुल्यकालिक प्रतिक्रिया (एमवीए पर%) एक्स क्यू

XI. चतुर्भुज अक्ष (संतृप्त) क्षणिक प्रतिक्रिया (एमवीए पर%) एक्स क्यू'

XII. चतुर्भुज अक्ष (संतृप्त) सब-ट्रंजिएंट प्रतिक्रिया (एमवीए पर%) एक्स क्यू"

XIII. प्रत्यक्ष अक्ष क्षणिक खुला सर्किट समय स्थिरांक (सेकंड) टीडीओ.

- XIV. प्रत्यक्ष अक्ष सब-ट्रंजिएंट खुला सर्किट समय स्थिरांक (सेकंड) टी" डीओ
- XV. चतुर्भुज अक्ष क्षणिक खुला सर्किट समय स्थिरांक (सेकंड) टी' डीओ.
- XVI. चतुर्भुज अक्ष सब-ट्रंजिएंट खुला सर्किट समय स्थिरांक (सेकंड) टी" डीओ.
- XVII. स्टेटर प्रतिरोध (ओम) रा.
- XVIII. तटस्थ ग्राउंडिंग विवरण।
- XIX. स्टेटर रिसाव प्रतिक्रिया (ओम) एक्स1.
- XX. स्टेटर समय स्थिरांक (सेकंड)।
- XXI. रेटेड फील्ड करंट (ए)।
- XXII. विभिन्न टर्मिनल वोल्टेज के लिए ओपन सर्किट संतृप्ति विशेषता, इसे प्राप्त करने के लिए कंपाउंडिंग करंट देती है।
- XXIII. मेगावाट और एमवीएआर क्षमता वक्र।

**ख) उत्तेजना नियंत्रण प्रणाली के पैरामीटर:**

- I. उत्तेजना का प्रकार.
- II. अधिकतम फ़ील्ड वोल्टेज.
- III. न्यूनतम फ़ील्ड वोल्टेज.
- IV. रेटेड फ़ील्ड वोल्टेज
- V. आईईईई प्रतीक का प्रयोग करने वाले व्यक्तिगत तत्वों के स्थानांतरण कार्यों को दर्शाने वाले ब्लॉक आरेखों में उत्तेजना लूप का विवरण
- VI. अति-उत्तेजना सीमक की गतिशील विशेषताएँ।
- VII. अंडर-उत्तेजना सीमक की गतिशील विशेषताएं।

**ग) गवर्नर का पैरामीटर:**

- I. गवर्नर औसत लाभ (मेगावाट/हर्ट्ज)
- II. स्पीडर मोटर सेटिंग रेंज।
- III. भाप या ईंधन गवर्नर वाल्व का समय स्थिरांक।
- IV. गवर्नर वाल्व खोलने की सीमा.
- V. गवर्नर वाल्व दर सीमा.
- VI. टरबाइन का समय स्थिरांक.
- VII. आईईईई प्रतीकों का उपयोग करके व्यक्तिगत तत्वों के स्थानांतरण कार्यों को दर्शाने वाला गवर्नर ब्लॉक आरेख।

**घ) परिचालन पैरामीटर:**

- I. किसी जनरेटिंग यूनिट को डीसिंक्रनाइजेशन से सिंक्रनाइज करने के लिए न्यूनतम सूचना की आवश्यकता होती है।
- II. एक पावर स्टेशन में विभिन्न उत्पादन इकाइयों को सिंक्रनाइज करने के बीच न्यूनतम समय
- III. सिंक्रनाइज करने पर न्यूनतम ब्लॉक लोड आवश्यकताएँ।
- IV. निम्नलिखित स्थितियों के लिए एक उत्पादन इकाई को सिंक्रनाइज करने के लिए आवश्यक समय:
  - क. गर्म
  - ख. वार्म
  - ग. ठंडा

V. निम्नलिखित स्थितियों के लिए अधिकतम उत्पादन इकाई लोडिंग दरें:

- क. गर्म
- ख. वार्म
- ग. ठंडा

VI. तेल के बिना न्यूनतम लोड (मेगावाट)।

### 5. सामान्य स्थिति

- I. विस्तृत परियोजना रिपोर्ट।
- II. स्थिति रिपोर्ट।
  - क. स्थलाकृतिक सर्वेक्षण
  - ख. भूवैज्ञानिक सर्वेक्षण
  - ग. भूमि
  - घ. पर्यावरण मंजूरी
  - ङ. विस्थापित व्यक्तियों का पुनर्वास.
- III. केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा तकनीकी-आर्थिक अनुमोदन।
- IV. राज्य सरकार/लोडत सरकार की स्वीकृति

### 6. कनेक्शन

- I. राज्य पारेषण प्रणाली के साथ समानांतर संचालन के लिए अध्ययन की रिपोर्ट।
  - क. शॉर्ट सर्किट अध्ययन
  - ख. स्थिरता अध्ययन
  - ग. लोड प्रवाह अध्ययन।
- II. राज्य पारेषण प्रणाली के साथ प्रस्तावित कनेक्शन।
  - क. वोल्टेज
  - ख. सर्किट की संख्या
  - ग. कनेक्शन का बिंदु.

### ख-2 विस्तृत प्रणाली डेटा-पारेषण

एसटीयू और पारेषण लाइसेंसधारियों के लिए

#### 1 सामान्य

- I. ग्रिड सब-स्टेशन पर 66केवी, 33केवी बस तक पारेषण प्रणाली का सिंगल लाइन आरेख विवरण:
  - 1. सब-स्टेशन का नाम.
  - 2. पावर स्टेशन जुड़ा।
  - 3. सर्किट की संख्या और लंबाई.
  - 4. इंटरकनेक्टिंग ट्रांसफार्मर।
  - 5. सब-स्टेशन बस लेआउट।
  - 6. बिजली ट्रांसफार्मर.
  - 7. प्रतिक्रियाशील क्षतिपूर्ति उपकरण।
- II. निम्न को प्रदर्शित करते हुए सब-स्टेशन लेआउट:

1. बस बार लेआउट
2. विद्युत सर्किटरी, लाइनें, केबल, ट्रांसफार्मर, स्विचगियर आदि।
3. चरणबद्ध व्यवस्था.
4. अर्थिंग व्यवस्था.
5. स्विचिंग सुविधाएं और इंटरलॉकिंग व्यवस्था।
6. ऑपरेटिंग वोल्टेज.
7. क्रमांकन और नामकरण:
8. ट्रांसफार्मर.
9. सर्किट.
10. सर्किट ब्रेकर।
11. अलग करने वाले स्विच।

## 2. लाइन पैरामीटर (सभी सर्किट के लिए)

- I. रेखा का पदनाम.
1. लाइन की लंबाई (किमी).
2. प्रति सर्किट मानों पर सर्किट की संख्या।
3. ऑपरेटिंग वोल्टेज (केवी)।
4. सकारात्मक चरण अनुक्रम प्रतिक्रिया (पीयू पर 100 एमवीए) एक्स1
5. सकारात्मक चरण अनुक्रम प्रतिरोध (पीयू पर 100 एमवीए) आर1
6. सकारात्मक चरण अनुक्रम संवेदनशीलता (पीयू पर 100 एमवीए) बी 1
7. शून्य चरण अनुक्रम प्रतिक्रिया (पीयू पर 100 एमवीए) एक्स0
8. शून्य चरण अनुक्रम प्रतिरोध (पीयू पर 100 एमवीए) आर 0
9. शून्य चरण अनुक्रम संवेदनशीलता (पीयू पर 100 एमवीए ) बी 0

## 3. ट्रांसफार्मर पैरामीटर (सभी ट्रांसफार्मर के लिए)

- I. रेटेड एमवीए
- II. वोल्टेज अनुपात
- III. वेक्टर समूह
- IV. सकारात्मक अनुक्रम प्रतिक्रिया, अधिकतम, न्यूनतम और सामान्य (पीयू पर 100 एमवीए) एक्स1
- V. सकारात्मक अनुक्रम प्रतिरोध, अधिकतम, न्यूनतम और सामान्य (100 एमवीए पर पीयू) आर1
- VI. शून्य अनुक्रम प्रतिक्रिया (पीयू पर 100 एमवीए) ।
- VII टैप रेंज (+% से -%) और फेज
- VIII. टैप रेंज का विवरण. (ऑफ/ऑन-लोड)।

## 4. उपकरण विवरण (सभी सबस्टेशनों के लिए)

- I परिपथ ब्रेकर
- II आइसोलेशन स्विच

III. करंट ट्रांसफार्मर

IV. संभावित ट्रांसफार्मर/सीवीटी

### 5. रिलेइंग और मीटरिंग

I. सभी ट्रांसफार्मर और फीडरों के लिए उनकी सेटिंग्स और अन्य उपयोगकर्ताओं के साथ समन्वय के स्तर के साथ सुरक्षा रिले स्थापित किए गए हैं।

II मीटरिंग विवरण.

### 6. सिस्टम अध्ययन

I. लोड फ्लो अध्ययन (अधिकतम हाइड्रो और अधिकतम तापीय उत्पादन के लिए पीक और लीन लोड)।

II. महत्वपूर्ण लाइनों में तीन-चरण खराबी के लिए क्षणिक स्थिरता अध्ययन।

III. गतिशील स्थिरता अध्ययन

IV. शॉर्ट सर्किट अध्ययन (अर्थ पर तीन चरण और एकल चरण)

V. पारेषण प्रणाली में पारेषण और वितरण हानियाँ।

### 7. मांग डेटा (सभी सबस्टेशनों के लिए)

अगले 5 वर्षों के लिए डिमांड प्रोफाइल (पीक और लीन लोड)।

### 8. प्रतिक्रियाशील भरपाई उपकरण

I उपकरण का प्रकार (स्थिर या परिवर्तनशील) ।

II क्षमताएं और/या आगमनात्मक रेटिंग या एमवीएआर में इसकी ऑपरेटिंग रेंज।

III. नियंत्रण का विवरण

IV. सिस्टम से कनेक्शन का बिंदु.

### ख-3 विस्तृत योजना डेटा (वितरण)

#### वितरण लाइसेंसधारियों के लिए

#### 1. सामान्य

- I. वितरण मानचित्र (पैमाने पर) जिसमें आपूर्तिकर्ता से संबंधित 11केवी तक की सभी लाइनों और सब-स्टेशन दिखाए गए हों
- II. वितरण प्रणाली का सिंगल लाइन आरेख (पारेषण प्रणाली के साथ कनेक्शन के बिंदुओं से वितरण लाइनें, 132/33 केवी सब स्टेशन, 33/11 केवी 110/22-11 केवी सबस्टेशन, और पारेषण प्रणाली से सीधे उपभोक्ताओं के मामले में उपभोक्ता बस को दर्शाता हुआ)
- III. लाइनों और सब-स्टेशनों की संख्या और नामकरण (लाइसेंसधारी के पारेषण के फीडिंग ग्रिड उप-स्टेशनों और संबंधित 220/132/33/11 केवी, 132/33/11 केवी, और 33/11 केवी 110/22-11 केवी सब-स्टेशनों के साथ चिन्हित)

#### 2. कनेक्शन

I कनेक्शन के बिंदु (कनेक्शन की मौजूदा व्यवस्था का विवरण प्रस्तुत करें)।

II कनेक्शन बिंदुओं पर मीटरिंग का विवरण।

#### 3. लोड

I. अगले 5 वर्षों के लिए अनुबंधित किए जाने वाले 1 मेगावाट और उससे अधिक के प्रमुख लोड का विवरण।

II. वितरण प्रणाली की मांग प्रोफाइल (वर्तमान और पूर्वानुमान) ।

## परिशिष्ट ग: साइट जिम्मेदारी अनुसूची

(संदर्भ: अध्याय 4 पैरा 4.5 (2)) पावर स्टेशन/सब-स्टेशन का नाम:

साइट का स्वामी:..... साइट प्रबंधक:.....

दूरभाष. नंबर:..... फैक्स नंबर:.....

ईमेल आईडी: .....

संयंत्र/उपकरण का आइटम	प्लांट का स्वामी	सुरक्षा जिम्मेदारी	नियंत्रण जिम्मेदारी	की संचालन जिम्मेदारी	की रखरखाव जिम्मेदारी	की टिप्पणियाँ
_केवी स्विचयार्ड						
बस बार सहित सभी उपकरण						
फ्रीडर						
उत्पादन इकाइयाँ						
स्टेशन/यूनिट-1						
स्टेशन/यूनिट-2						
स्टेशन/यूनिट-3						

## परिशिष्ट घ: सुरक्षा डेटा(संदर्भ: अध्याय 7)

## सुरक्षा:

आइटम	नियत तिथि/समय
क) जेनरेटर/सीपीपी/आईपीपी ख-1 के उपखंड "संरक्षण और मिटरिंग" के अंतर्गत निर्दिष्ट विस्तृत योजना डेटा अनुसार सुरक्षा आवश्यकता और उनके द्वारा स्थापित योजनाओं का विवरण प्रस्तुत करेंगे।	जैसा कि विस्तृत योजना डेटा पर लागू होता है
ख) एसटीयू ख-2 में निर्दिष्ट अनुसार उनके द्वारा स्थापित सुरक्षा उपकरणों और योजनाओं का विवरण प्रस्तुत करेंगे। किसी भी उपयोगकर्ता के साथ कनेक्शन के संबंध में उप-धारा "रिलेइंग और मीटरिंग" के अंतर्गत विस्तृत सिस्टम डेटा, पारेषण।	जैसा कि विस्तृत योजना डेटा पर लागू होता है

## परिशिष्ट ङ: परिचालन योजना डेटा

(संदर्भ: अध्याय 10 पैरा 10.3 (1))

## इ.1 आउटेज प्लानिंग डेटा

## 1. मांग अनुमान

(वितरण लाइसेंसधारियों के लिए)

आइटम	नियत तिथि/समय
क) अगले वित्तीय वर्ष के लिए प्रत्येक कनेक्शन बिंदु पर मिलियन यूनिट में ऊर्जा की अनुमानित मासिक बिक्री और मेगावाट और एमवीएआर में पीक और लीन मांग।	चालू वर्ष का 15 नवम्बर
ख) अगले महीने के लिए प्रत्येक कनेक्शन बिंदु पर मिलियन यूनिट में ऊर्जा की अनुमानित कुल दैनिक मासिक बिक्री और मेगावाट और एमवीएआर में पीक और लीन मांग।	चालू माह की 25 तिथि



ग) आने वाले दिन के लिए 15 मिनट का ब्लॉक-वार मांग अनुमान।	प्रतिदिन 09.00 बजे।
--	---------------------

## 2. वितरण लाइसेंसधारी के लिए लोड शेडिंग का अनुमान

आइटम	नियत तिथि/समय
क) प्रत्येक कनेक्शन बिंदु से आवश्यकता पड़ने पर एसएलडीसी द्वारा जारी निर्देशों का अनुपालन करने के लिए अलग-अलग लोड ब्लॉकों का विवरण छोड़ा जा सकता है।	कनेक्शन के तुरंत बाद

## 3. आगामी वर्ष आउटेज कार्यक्रम (वित्तीय वर्ष के लिए)

### (क) (एसजीएस) के लिए जेनरेटर आउटेज प्रोग्राम

आइटम	नियत तिथि/समय
क) उत्पादन इकाई की पहचान।	प्रत्येक वर्ष 15 नवम्बर
ख) मेगावाट, जो आउटेज के परिणामस्वरूप उपलब्ध नहीं होगा।	
ग) पसंदीदा प्रारंभ तिथि और प्रारंभ-समय या प्रारंभ तिथियों की सीमा और प्रारंभ समय और आउटेज की अवधि।	
घ) यदि वैधानिक आवश्यकता को पूरा करने के लिए आउटेज की आवश्यकता है, तो नवीनतम - वह तिथि जब तक आउटेज लिया जाना चाहिए।	

### (ख) इंटर-स्टेट पारेषण प्रणाली प्रभाव

आइटम	नियत तिथि/समय
क) मेगावाट, जो बाहरी कनेक्शन के माध्यम से आयात से आउटेज के परिणामस्वरूप उपलब्ध नहीं होगा।	प्रत्येक वर्ष 15 नवम्बर
ख) प्रारंभ तिथि और प्रारंभ समय और आउटेज की अवधि।	

### (ग) आगामी वर्ष सीपीपी का आउटेज कार्यक्रम (इंटर-स्टेट पारेषण प्रणाली को प्रभावित करते हुए)

आइटम	नियत तिथि/समय
क) मेगावाट, जो बाहरी कनेक्शन के माध्यम से आयात से आउटेज के परिणामस्वरूप उपलब्ध नहीं होगा।	प्रत्येक वर्ष 15 नवम्बर
ख) प्रारंभ तिथि और प्रारंभ समय और आउटेज की अवधि।	

### (घ) आगामी वर्ष वितरण लाइसेंसधारी आउटेज कार्यक्रम

आइटम	नियत तिथि/समय
क) किसी भी कनेक्शन बिंदु से मेगावाट में लोड उपलब्ध नहीं है। कनेक्शन बिंदु की पहचान।	प्रत्येक वर्ष 15 नवम्बर
ख) प्रारंभ तिथि और प्रारंभ समय के साथ निकासी के निलंबन की अवधि।	

### (ङ) एसटीयू का समग्र आउटेज कार्यक्रम

आइटम	नियत तिथि/समय
क) प्रस्तावित आउटेज कार्यक्रम पर रिपोर्ट	प्रत्येक वर्ष 15 नवम्बर
ख) अंतिम रूप से सहमत आउटेज योजना जारी करना	



कुल								
औसत								
न्यूनतम								
अधिकतम								

**टिप्पणी:**

1. अगले दिन (डी-1)- डी- डिलीवरी की तिथि है।
2. अनुसूची में किसी भी 'संशोधन' के मामले में, उपरोक्त प्रारूप लागू होगा।

**इ-2.2 यूनिट-वार एक्स-बस अगले दिन उपलब्धता****प्रारूप-ख****विक्रेता द्वारा यूनिट वार अगले दिन एक्स-बस उपलब्धता का प्रस्तुतिकरण**

प्रारूप-ख	आगले दिन (डी-1 दिन) एक्स-बस पर घोषित क्षमता (डीसी) (यूनिट वार)							
विक्रेता का नाम								
यूनिट वार विक्रेता कोड								
डिलीवरी की तिथि								
संशोधन संख्या(डीसी के संशोधन के मामले में)								
समय खंड	अगले दिन डीसी (मेगावाट)	एलटीओए (मेगावाट)		एलटीओए (मेगावाट)		एलटीओए (मेगावाट)		सामूहिक (मेगावाट)
		अंतर-राज्य		अंतर-राज्य		अंतर-राज्य		
		खरीदार 1	खरीदार 2	खरीदार 1	खरीदार 2	खरीदार 1	खरीदार 2	
1								
2								
3								
4								
....								
96								
कुल								
औसत								
न्यूनतम								
अधिकतम								

**टिप्पणी:**

1. अगले दिन (डी-1)- डी- डिलीवरी की तिथि है।
2. अनुसूची में किसी भी 'संशोधन' के मामले में, उपरोक्त प्रारूप लागू होगा।



डिलीवरी की तिथि							
समय खंड	जेन 1	जेन 2	जेन 3	जेन 4	जेन 5	जेन एन	कुल निकासी
1							
2							
3							
4							
....							
96							

**प्रारूप-च**

क्रेता द्वारा टी<>डी परिधि पर इंद्रा-डे निकासी संशोधन

प्रारूप-च	इंद्रा-डे (डी-दिन) निकासी संशोधन (टी<>डी परिधि)						
क्रेता का नाम							
संशोधन संख्या							
डिलीवरी की तिथि							
समय ब्लॉक	एक दिन आगे का मांग अनुमान (मेगा वाट)	संसोधित मांग	एलटीए	एसटीओए	एमटीओए	द्विपक्षीय	टिप्पणियाँ
1							
2							
3							
4							
....							
96							
कुल							
औसत							
न्यूनतम							
अधिकतम							
एमडब्ल्यूएच							

**इ-2.3 अन्य जानकारी****1. एसजीएस के लिए क्षमता डेटा (संदर्भ: अध्याय-9)**

आइटम	
क) जेनरेटर और आईपीपी सभी उत्पादन इकाइयों के लिए एसटीयू को नवीनतम क्षमता वक्र प्रस्तुत करेंगे।	एसटीयू/एसएलडीसी से अनुरोध प्राप्त होने पर।
ख) सीपीपी एसटीयू को शुद्ध रिटर्न क्षमता प्रस्तुत करेंगे जो पारेषण प्रणाली से निर्यात/आयात के लिए उपलब्ध होगी	एसटीयू/एसएलडीसी से अनुरोध प्राप्त होने पर।

## 2. एसजीएस के लिए आवृत्ति परिवर्तन पर प्रतिक्रिया (संदर्भ: अध्याय-9)।

आइटम	
क) आवृत्ति परिवर्तन के लिए न्यूनतम उत्पादन से लेकर पंजीकृत क्षमता तक लोड के विभिन्न स्तरों पर मेगावाट में प्राथमिक प्रतिक्रिया जिसके परिणामस्वरूप गवर्नर वाल्व पूरी तरह से खुल जाता है।	एसटीयू/एसएलडीसी से अनुरोध प्राप्त होने पर।
ख) आवृत्ति परिवर्तन के लिए मेगावाट में माध्यमिक प्रतिक्रिया	एसटीयू/एसएलडीसी से अनुरोध प्राप्त होने पर।

## 3. एसएलडीसी के लिए उत्पादन की निगरानी (संदर्भ: अध्याय-9) ।

## उत्पादन और निकासी की निगरानी (एसजीएस के लिए)

आइटम	
क) एसजीएस एसएलडीसी को 15 मिनट का ब्लॉक-वार उत्पादन सारांश प्रदान करेगा।	वास्तविक समय के आधार पर
ख) सीपीपी एसएलडीसी को 15 मिनट का ब्लॉक-वार निर्यात/आयात मेगावाट प्रदान करेगा।	वास्तविक समय के आधार पर
ग) जेनरेटर की एसएलडीसी में लॉग की गई रीडिंग।	आवश्यकता अनुसार
घ) मासिक आधार पर यूनिट ट्रिपिंग उत्पन्न करने की विस्तृत रिपोर्ट।	आगामी माह के प्रथम सप्ताह में

## 4. एसजीएस के लिए आवश्यक और गैर-आवश्यक लोड डेटा (संदर्भ: अध्याय-11)।

## आकस्मिकता योजना (एसएलडीसी के लिए)

आइटम	
लोड शेडिंग के प्रयोजनों के लिए प्रत्येक अलग लोड ब्लॉक पर आवश्यक और गैर-आवश्यक लोड की अनुसूची।	कनेक्शन के बाद जितनी जल्दी हो सके

## (परिशिष्ट च: घटना की रिपोर्टिंग (दुर्घटनाओं के अलावा)

## (संदर्भ: अध्याय 13 पैरा 13.4)

प्रथम रिपोर्ट

दिनांक : \_\_/\_\_/\_\_\_\_

समय: \_\_\_\_\_ घंटा

क्रम संख्या	आइटम	विवरण
1	घटना की तिथि और समय	
2	घटना का स्थान	
3	घटना का प्रकार	
4	घटना से पहले सिस्टम पैरामीटर (वोल्टेज, आवृत्ति, प्रवाह, पीढ़ीआदि)	
5	प्राप्त हुए रिले संकेत और सुरक्षा का प्रदर्शन	
6	उपकरण को नुकसान	
7	आपूर्ति बाधित और अवधि, यदि लागू हो	
8	यदि लागू हो तो नष्ट हुए जेनरेशन की मात्रा	
9	वैकल्पिक आपूर्ति व्यवस्था की संभावना	

10	सेवा पर लौटने के समय का अनुमान	
11	घटना का कारण	
12	कोई अन्य प्रासंगिक जानकारी और की गई उपचारात्मक कार्यवाही	
13	भविष्य में सुधार/घटना की पुनरावृत्ति के लिए सिफ़ारिशें	
14	संगठन का नाम	

**परिशिष्ट छः मीटरिंग डेटा**

(संदर्भ: अध्याय 15)

**1. मीटरिंग डेटा की प्रस्तुति**

आइटम	नियत तिथि/समय
क) एसजीएस ख-1 में निर्दिष्ट उपखंड "सुरक्षा और मीटरिंग" के अनुसार उनके द्वारा स्थापित मीटरिंग उपकरण और योजनाओं का विवरण प्रस्तुत करेगा।	जैसा कि विस्तृत योजना डेटा पर लागू होता है
ख) एसटीयू उनके द्वारा स्थापित मीटरिंग उपकरण और योजनाओं का विवरण प्रस्तुत काएगा जैसा की ख-2 में दिया गया है। उपखंड "रिलेइंग और मीटरिंग" के अंतर्गत विस्तृत सिस्टम डेटा, किसी भी उपयोगकर्ता के संबंध में पारेषण	जैसा कि विस्तृत योजना डेटा पर लागू होता है

**2. मीटर के मानक**

(क) भाग- I: सभी प्रकार के मीटरों के लिए सामान्य मानक

1. ये मानक मीटरों की विशिष्टता, बाहरी कारकों से प्रतिरक्षा, सीलिंग बिंदु और कार्यात्मक आवश्यकताओं को प्रदान करते हैं जो नियामक दृष्टिकोण से आवश्यक हैं। विस्तृत तकनीकी विनिर्देश मीटर के क्रेता द्वारा तैयार किया जाएगा।

**2. मीटरों की विशिष्टताएँ**

मानक संदर्भ वोल्टेज	आईएस के अनुसार	
वोल्टेज की सीमा	आईएस के अनुसार	
मानक आवृत्ति	आईएस के अनुसार	
मानक मूल धारा	आईएस के अनुसार (उपभोक्ता मीटरों की वर्तमान रेंज को इस प्रकार चुना जाएगा कि स्वीकृत लोड के अनुरूप लोड करंट को रिकॉर्ड किया जा सके)	
एक्यूरेसी क्लास	मीटर एक्यूरेसी क्लास की निम्नलिखित आवश्यकताओं को पूरा करेंगे	
	इंटरफेस मीटर	0.2S
	उपभोक्ता मीटर	
	650 वोल्ट तक	1.0 या बेहतर
	650 वोल्ट से ऊपर और 33 किलो वोल्ट तक	0.5S या बेहतर
	33 किलो वोल्ट से ऊपर	0.2S
	ऊर्जा लेखांकन और लेखापरीक्षा मीटर	

	उत्पादन और पारेषण प्रणाली में मीटरों की सटीकता वर्ग 0.2S से कम नहीं होनी चाहिए। वितरण प्रणाली में मीटरों की सटीकता श्रेणी नहीं होगी 0.5S सटीकता वर्ग से कमतर हो।
आरंभिक धारा और अधिकतम धारा	आईएस के अनुसार
पावर फैक्टर रेंज	आईएस के अनुसार
पावर फ्रीक्वेंसी वोल्टेज को वहन करती है	आईएस के अनुसार
1.2/50 माइक्रो सेकंड के लिए आवेग वोल्टेज का सामना करने का परीक्षण	आईएस के अनुसार
मानक संदर्भ वोल्टेज	आईएस के अनुसार

3. मीटर में मीटर रीडिंग इंस्ट्रूमेंट (एमआरआई) के माध्यम से मीटर किए गए डेटा को डाउनलोड करने की सुविधा होगी।

4. बाहरी कारकों के प्रति प्रतिरक्षा

मीटर चुंबकीय प्रेरण, कंपन, इलेक्ट्रोस्टैटिक डिस्चार्ज, स्विचिंग ट्रांसिएंट, सर्ज वोल्टेज, तिरछा निलंबन और हार्मोनिक्स जैसे बाहरी प्रभावों से प्रतिरक्षित होगा और संबंधित मानक के अनुसार आवश्यक परीक्षण किए जाएंगे।

5. सीलिंग प्वाइंट- सीलिंग निम्नलिखित बिंदुओं पर की जाएगी (जैसा लागू हो):

- (क) मीटर बाँडी या कवर;
- (ख) मीटर टर्मिनल कवर;
- (ग) मीटर परीक्षण टर्मिनल ब्लॉक;
- (घ) मीटर कैबिनेट।

6. करंट ट्रांसफार्मर (सीटी) और वोल्टेज ट्रांसफार्मर (वीटी) की सटीकता श्रेणी संबंधित मीटरों से कम नहीं होनी चाहिए। इन विनियमों का अनुपालन नहीं करने वाले मौजूदा सीटी और वीटी को खराबीपूर्ण, गैर-कार्यात्मक पाए जाने पर या उपयुक्त आयोग के निर्देशों के अनुसार नए सीटी और वीटी द्वारा प्रतिस्थापित किया जाएगा। यदि जगह की कमी के कारण मीटर के समान सटीकता वर्ग के सीटी और वीटी को मीटरिंग क्यूबिकल या पैनल में समायोजित नहीं किया जा सकता है, तो अगले निचले सटीकता वर्ग के सीटी और वीटी को स्थापित किया जा सकता है।

7. वोल्टेज ट्रांसफार्मर इलेक्ट्रो-मैग्नेटिक वीटी या कैपेसिटिव वोल्टेज ट्रांसफार्मर (सीवीटी) होंगे।

ख. भाग- II: इंटरफ़ेस मीटर के लिए मानक

1. कार्यात्मक आवश्यकताएँ:

(क) एबीटी के लिए उपयुक्त इंटरफ़ेस मीटर स्थैतिक प्रकार, मिश्रित मीटर, सक्रिय और प्रतिक्रियाशील ऊर्जा के माप के लिए स्व-निहित उपकरणों के रूप में होंगे, और निम्नलिखित पैराग्राफ में वर्णित कुछ अन्य पैरामीटर होंगे। मीटर 110 वी के रेटेड सेकेंडरी लाइन-टू-लाइन वोल्टेज वाले वोल्टेज ट्रांसफार्मर (वीटी) और आईए (मॉडल-ए: 3 एलीमेंट) के रेटेड सेकेंडरी करंट वाले वर्तमान ट्रांसफार्मर (सीटी) से सीधे कनेक्ट होने के लिए उपयुक्त होंगे। 4 तार या मॉडल सी: 2 एलीमेंट, 3 तार) या 5ए (मॉडल-बी: 3 एलीमेंट, 4 तार या मॉडल डी: 2 एलीमेंट 3 तार)। संदर्भ आवृत्ति 50 हर्ट्ज होगी।

(ख) मीटर में एक गैर-वाष्पशील मेमोरी होगी जिसमें निम्नलिखित को स्वचालित रूप से संग्रहीत किया जाएगा:

- i) प्रत्येक क्रमिक 15 मिनट के ब्लॉक के लिए औसत आवृत्ति, दो अंकों के कोड के रूप में (49.0 से 51.0 हर्ट्ज आवृत्ति 00 से 99 तक)
- ii) प्रत्येक क्रमिक 15 मिनट के ब्लॉक के दौरान, दूसरे दशमलव तक, प्लस/माइनस चिह्न के साथ नेट डब्ल्यू एच ट्रांसमिटल।
- iii) प्रत्येक मध्यरात्रि में एक दशमलव सहित छह अंकों में संचयी डब्ल्यू एच संचारण।



- iv) वोल्टेज उच्च स्थिति के लिए संचयी वीएआरएच ट्रांसमिटर, प्रत्येक मध्यरात्रि में, एक दशमलव सहित छह अंकों में।
- v) वोल्टेज कम स्थिति के लिए संचयी वीएआरएच ट्रांसमिटर, प्रत्येक मध्यरात्रि में, एक दशमलव सहित छह अंकों में।
- vi) किसी भी फेज पर वीटी आपूर्ति की विफलता की तिथि और समय ब्लॉक, एक स्टार (\*) चिह्न के रूप में।
- (ग) मीटर उपरोक्त सभी सूचीबद्ध डेटा को कम से कम दस दिनों की अवधि के लिए अपनी मेमोरी में संग्रहीत करेगा। दस दिन से अधिक पुराना डेटा अपने आप मिट जाएगा। प्रत्येक मीटर के सामने एक ऑप्टिकल पोर्ट होगा, जिससे उसकी मेमोरी में संग्रहीत सभी डेटा को हाथ से पकड़े जाने वाले डेटा संग्रह उपकरण का उपयोग करके टैप किया जा सके। मीटर उचित संचार माध्यम का उपयोग करके डेटा को दूरस्थ स्थान पर प्रसारित करने के लिए उपयुक्त होगा।
- (घ) सक्रिय ऊर्जा (डब्ल्यूएच) माप आईईसी-104 687/आईईसी-62053-22 के वर्ग 0.2 एस के अनुसार सटीकता के साथ 3-फेज, 4-तार सिद्धांत पर किया जाएगा। मॉडल-ए और सी में, ऊर्जा की गणना सीधे सीटी और वीटी माध्यमिक मात्रा में की जाएगी, और वाट-घंटे में इंगित की जाएगी। मॉडल-बी और मॉडल डी में, ऊर्जा प्रदर्शन और रिकॉर्डिंग सीटी और वीटी माध्यमिक मात्रा में गणना की गई डब्ल्यूएच का पांचवां हिस्सा होगी।
- (ङ) वार और प्रतिक्रियाशील ऊर्जा माप भी आईईसी-62053-23 या बेहतर की कक्षा 2 के अनुसार सटीकता के साथ 3-फेज, 4-तार सिद्धांत पर होगा। मॉडल-ए या मॉडल सी में, वार और वीएआरएच गणना सीधे सीटी और वीटी माध्यमिक मात्रा में होगी। मॉडल-बी या मॉडल डी में, उपरोक्त मात्राओं को सीटी और वीटी माध्यमिक मात्राओं में गणना की गई मात्राओं के पांचवें हिस्से के रूप में प्रदर्शित और रिकॉर्ड किया जाएगा। दो प्रतिक्रियाशील ऊर्जा रजिस्टर होंगे, एक उस अवधि के लिए जब औसत आरएमएस वोल्टेज 103% से ऊपर है और दूसरा उस अवधि के लिए जब वोल्टेज 97% से नीचे है।
- (च) सबस्टेशन बस बारों से शुद्ध डब्ल्यू एच निर्यात होने पर 15-मिनट डब्ल्यू एच में +ve चिह्न होगा, और शुद्ध डब्ल्यू एच आयात होने पर -ve चिह्न होगा। डब्ल्यू एच और वीएआरएच के लिए एकीकृत (संचयी) रजिस्टर सबस्टेशन बसबारों से डब्ल्यू एच/वीएआरएच निर्यात होने पर आगे बढ़ेंगे, और आयात होने पर पीछे की ओर बढ़ेंगे।
- (छ) मीटर बारी-बारी से (मांग पर) निम्नलिखित पैरामीटर भी प्रदर्शित करेगा:
- (i) मीटर की विशिष्ट पहचान संख्या
  - (ii) दिनांक
  - (iii) समय
  - (iv) संचयी डब्ल्यू एच रजिस्टर रीडिंग
  - (v) पिछले 15 मिनट के ब्लॉक की औसत आवृत्ति
  - (vi) पिछले 15 मिनट के ब्लॉक में +/- चिह्न के साथ नेट व्ह ट्रांसमिटर
  - (vii) औसत प्रतिशत वोल्टेज
  - (viii) +/- चिह्न के साथ प्रतिक्रियाशील विद्युत
  - (ix) वोल्टेज-उच्च वीएआरएच रजिस्टर रीडिंग
  - (x) वोल्टेज-कम वीएआरएच रजिस्टर रीडिंग।
- (ज) तीन लाइन-टू-न्यूट्रल वोल्टेज की लगातार निगरानी की जाएगी, और यदि इनमें से कोई भी 70% से कम हो जाता है, तो स्थिति को उपयुक्त रूप से इंगित किया जाएगा और रिकॉर्ड किया जाएगा। मीटर किसी सहायक बिजली आपूर्ति की आवश्यकता के बिना, वीटी सेकेंडरी सर्किट से ली गई बिजली से संचालित होंगे। प्रत्येक मीटर में एक अंतर्निर्मित कैलेंडर और घड़ी होगी, जिसकी सटीकता प्रति माह 30 सेकंड या उससे बेहतर होगी।
- (झ) मीटर पूरी तरह से सीलबंद और छेड़छाड़-रोधी होंगे, प्रतिबंधित घड़ी सुधार को छोड़कर, साइट पर किसी भी समायोजन की कोई संभावना नहीं होगी। डब्ल्यू एच, Var, और वीएआरएच को मापते समय हार्मोनिक्स को फ़िल्टर किया जाएगा, और केवल मौलिक आवृत्ति मात्रा को मापा/गणना किया जाएगा।
- (ञ) मुख्य मीटर और चेक मीटर सीटी और वीटी के एक ही कोर से जुड़े होंगे।

**(ग) भाग-III: उपभोक्ता मीटर के लिए मानक****1. मापने के पैरामीटर**

- (क) उपभोक्ता मीटर उपभोक्ता द्वारा उपयोग की गई संचयी सक्रिय ऊर्जा के माप के लिए उपयुक्त होगा।
- (ख) उपभोक्ता मीटर में उपभोक्ताओं की विभिन्न श्रेणियों के लिए टैरिफ आवश्यकता के आधार पर निम्नलिखित में से एक या अधिक मापदंडों को मापने, रिकॉर्ड करने और प्रदर्शित करने की सुविधाएं हो सकती हैं। तात्कालिक विद्युत मापदंडों को छोड़कर सभी मापदंडों को भी मेमोरी में संग्रहीत किया जाएगा।
- (i) संचयी प्रतिक्रियाशील ऊर्जा
  - (ii) औसत शक्ति कारक
  - (iii) ऊर्जा के उपयोग का समय
  - (iv) प्रत्यक्ष बिजली
  - (v) अधिकतम मांग
  - (vi) फेज वोल्टेज और लाइन धाराएँ

2. सभी तीन फेज के मीटरों में गैर-वाष्पशील मेमोरी में कम से कम 35 दिनों के लिए डेटा भंडारण क्षमता होनी चाहिए।

**3. छेड़छाड़ रोधी विशेषताएं**

- (क) किसी भी फेज और न्यूट्रल की अदला-बदली होने पर भी मीटर क्षतिग्रस्त नहीं होगा या निष्क्रिय नहीं होगा।
- (ख) मीटर तब भी ऊर्जा दर्ज करेगा जब लोड करंट का रिटर्न मार्ग मीटर पर वापस समाप्त नहीं होता है और ऐसे मामले में सर्किट अर्थ के माध्यम से पूरा किया जाएगा। धात्विक निकायों के मामले में, अर्थ टर्मिनल को बाहर लाया जाएगा और डिब्बे के बाहर प्रदान किया जाएगा।
- (ग) मीटर आपूर्ति के फेज अनुक्रम (केवल पॉली फेज के लिए) के बावजूद सही ढंग से काम करेगा।
- (घ) 3 फेज, 3 तार मीटर के मामले में भले ही संदर्भ वाई फेज हटा दिया गया हो, मीटर काम करना जारी रखेगा। 3 फेज, 4 तार प्रणाली के मामले में, मीटर किन्हीं दो तारों की उपस्थिति में भी काम करता रहेगा, अर्थात् न्यूट्रल और किसी एक फेज या किन्हीं दो फेज की अनुपस्थिति में भी।
- (ङ) संपूर्ण करंट मीटर और एलवी सीटी संचालित मीटर के मामले में, मीटर सही ढंग से ऊर्जा रिकॉर्ड करने में सक्षम होगा, भले ही इनपुट और आउटपुट टर्मिनल आपस में बदल गए हों।
- (च) पंजीकरण अवश्य होना चाहिए चाहे इनपुट चरण या तटस्थ तार ठीक से जुड़े हों या वे इनपुट टर्मिनलों पर परस्पर जुड़े हों।
- (छ) मीटर कैक्ट्री कैलिब्रेटेड होगा और प्रेषण से पहले उपयुक्त रूप से सील कर दिया जाएगा।
- (ज) मीटर गुप्त क्षमता (केवल वीटी संचालित मीटरों के लिए) की घटनाओं को रिकॉर्ड करने में सक्षम होगा और उपरोक्त अवधि के दौरान ऐसी घटनाओं की कुल संख्या और अवधि के साथ पहली ऐसी घटना और अंतिम बहाली की तिथि और समय के साथ इसकी बहाली होगी। सभी चरण।
- (झ) अतिरिक्त छेड़छाड़-रोधी सुविधाएँ, जिनमें टैम्पर्स की लॉगिंग जैसे करंट सर्किट रिवर्सल, करंट सर्किट शॉर्ट या ओपन और असामान्य चुंबकीय क्षेत्र की उपस्थिति शामिल है, उचित आयोग के नियमों या उपयुक्त सरकार के निर्देशों के अनुसार या सुधार कार्यक्रम के अनुसार प्रदान की जा सकती है।

**(घ) भाग-IV: ऊर्जा लेखांकन और ऑडिट मीटर के लिए मानक**

1. ऊर्जा लेखांकन और ऑडिट मीटर दिनांक और समय के साथ संचयी सक्रिय ऊर्जा के माप, रिकॉर्डिंग और प्रदर्शन के लिए उपयुक्त होंगे।
2. ऊर्जा लेखांकन और ऑडिट मीटर में ऊर्जा लेखांकन और ऑडिट आवश्यकता के आधार पर निम्नलिखित में से एक या अधिक मापदंडों को मापने, रिकॉर्ड करने और प्रदर्शित करने की सुविधा भी हो सकती है। तात्कालिक विद्युत मापदंडों को छोड़कर सभी मापदंडों को भी मेमोरी में संग्रहीत किया जाएगा।

- (क) प्रत्यक्ष विद्धुत
  - (ख) चरम केवीए पर चरणवार किलोवाट
  - (ग) चरम केवीए पर फेज वार केवीए (प्रतिक्रियाशील)।
  - (घ) चरम केवीए पर फेज वार वोल्टेज
  - (ङ) बिजली बंद होने का समय
  - (च) औसत शक्ति कारक
  - (छ) लाइन धाराएँ
  - (ज) फेज वोल्टेज
  - (झ) दिनांक और समय
  - (ञ) छेड़छाड़ की घटनाएँ
3. ऊर्जा लेखांकन और ऑडिट मीटर में गैर-वाष्पशील मेमोरी में कम से कम 35 दिनों के लिए डेटा भंडारण क्षमता होनी चाहिए।
  4. ऊर्जा लेखांकन और ऑडिट मीटर में मीटर रीडिंग उपकरणों के माध्यम से मापदंडों को डाउनलोड करने के साथ-साथ संचार नेटवर्क पर डेटा के रिमोट पारेषण की सुविधा होगी।

### परिशिष्ट ज: आकस्मिकता के लिए मानदंड

(संदर्भ: अध्याय 11)

निम्नलिखित सामान्य सिद्धांतों को ध्यान में रखते हुए पारेषण प्रणाली की योजना बनाई जाएगी:

1. ग्रिड के सामान्य संचालन ('एन-0') में, अध्ययन के समय क्षितिज में सभी तत्व सेवा में उपलब्ध होने के साथ, यह आवश्यक है कि वोल्टेज, लोडिंग, आवृत्ति जैसे सभी सिस्टम पैरामीटर अनुमेय सामान्य सीमा के अंदर रहें।
2. हालाँकि, ग्रिड किसी तत्व के आउटेज/नुकसान के अधीन हो सकता है और यह आवश्यक है कि एक तत्व ('एन-1' या एकल आकस्मिकता) के नुकसान के बाद, वोल्टेज, लोडिंग, आवृत्ति जैसे सभी सिस्टम पैरामीटर अनुमेय सीमा के अंदर हों।
3. किसी तत्व के आउटेज/नुकसान के अंतर्गत ग्रिड को एक और आकस्मिकता का अनुभव हो सकता है, हालांकि कम संभावना होती है ('एन-1-1'), जिसमें कुछ उपकरण उनकी आपातकालीन सीमा तक लोड किए जा सकते हैं। सिस्टम मापदंडों को उनकी सामान्य सीमा के अंदर वापस लाने के लिए, लोड शेडिंग/जेनरेशन का पुनर्निर्धारण या तो मैनुअल रूप से या स्वचालित सिस्टम सुरक्षा योजनाओं (एसपीएस) के माध्यम से करना पड़ सकता है। ऐसे उपाय आम तौर पर गड़बड़ी के एक घंटे के अंदर लागू किए जाएंगे।

### विश्वसनीयता मानदंड

#### 1. कोई आकस्मिकता नहीं ('एन-0')

- (क) सिस्टम का परीक्षण सभी लोड-जेनरेशन परिदृश्यों उच्च/निम्न पवन, उच्च/शून्य सौर, उच्च/निम्न हाइड्रो उत्पादन, उच्च मांग, कम मांग और उनके संयोजन के लिए किया जाएगा।
- (ख) योजना प्रयोजन के लिए सभी उपकरण अपनी सामान्य थर्मल लोडिंग और वोल्टेज रेटिंग के अंदर रहेंगे।
- (ग) आसन्न बसों के बीच कोणीय पृथक्करण 30 डिग्री से अधिक नहीं होना चाहिए।

#### 2. एकल आकस्मिकता ('एन-1')

##### (क) स्थिर अवस्था:

- i. निम्नलिखित तत्वों में से किसी एक के आउटेज/नुकसान (जिसे एकल आकस्मिकता या 'एन-1' कहा जाता है) के बाद पारेषण प्रणाली के सभी उपकरण अपनी सामान्य थर्मल और वोल्टेज रेटिंग के अंदर रहेंगे, लेकिन लोड शेडिंग/उत्पादन के पुनर्निर्धारण के बिना:
  - 132 केवी सिंगल सर्किट का आउटेज,
  - 220 केवी सिंगल सर्किट का आउटेज,

- 400 केवी एकल सर्किट का आउटेज (निश्चित श्रृंखला कैपेसिटर के साथ या उसके बिना),  
इंटर-कनेक्टिंग ट्रांसफार्मर (आईसीटी)/पावर ट्रांसफार्मर का खराब होना,  
765 केवी सिंगल सर्किट का आउटेज  
एचवीडीसी बाइपोल के एक पोल का खराब होना

- ii. 'एन-1' के अंतर्गत आसन्न बसों के बीच कोणीय पृथक्करण 30 डिग्री से अधिक नहीं होगा।
- iii. एफ ए सी टी एस उपकरणों के लिए 'एन-1' मानदंड पर विचार नहीं किया जा सकता है, हालांकि एफ ए सी टी एस उपकरणों के बंद होने की स्थिति में स्थानांतरण क्षमता में कमी, जेनरेशन निकासी पर प्रतिबंध आदि जैसे मुद्दों के समाधान के लिए अध्ययन किया जा सकता है।

### (ख) क्षणिक-अवस्था:

आमतौर पर, गड़बड़ी एक क्षणिक कारण बनती है जो प्रकृति में दोलनशील होती है, लेकिन यदि प्रणाली स्थिर है, तो दोलन कम हो जाएंगे। उस प्रणाली को स्थिर कहा जाता है जिसमें तुल्यकालिक मशीनें बाधित होने पर, या तो अपनी मूल स्थिति में वापस आ जाएंगी, अगर बिजली के आदान-प्रदान में कोई बदलाव नहीं होता है या तुल्यकालन खोए बिना असम्बद्ध रूप से नई स्थिति प्राप्त कर लेगी। निम्नलिखित आउटेज/नुकसान में से किसी एक के अधीन होने के बाद पारेषण प्रणाली स्थिर होगा:

- (क) सिस्टम बस के नजदीक 765 केवी लाइन पर स्थायी तीन चरण की ग्राउंड फॉल्ट से बचने में सक्षम होगा जिसे 100 एमएस में साफ किया जाएगा।
- (ख) सिस्टम बस के नजदीक 765 केवी लाइन पर स्थायी सिंगल फेज टू ग्राउंड फॉल्ट से बचने में सक्षम होगा। तदनुसार, खराबीपूर्ण फेज के एकल पोल ओपनिंग (100 एमएस) और असफल पुनः समापन (समय 1 सेकंड) के बाद खराबीपूर्ण लाइन के 3-पोल ओपनिंग (100 एमएस) पर विचार किया जाएगा।
- (ग) सिस्टम बस के नजदीक 400 केवी लाइन पर स्थायी तीन फेज की ग्राउंड फॉल्ट से बचने में सक्षम होगा जिसे 100 एमएस में साफ किया जाएगा।
- (घ) सिस्टम बस के नजदीक 400 केवी लाइन पर स्थायी सिंगल फेज टू ग्राउंड फॉल्ट से बचने में सक्षम होगा। तदनुसार, खराबीपूर्ण चरण के एकल पोल ओपनिंग (100 एमएस) और असफल पुनः समापन (समय 1 सेकंड) के बाद खराबीपूर्ण लाइन के 3-पोल ओपनिंग (100 एमएस) पर विचार किया जाएगा।
- (ङ) 220 केवी/132 केवी नेटवर्क के मामले में, सिस्टम 3-पोल ओपनिंग पर 160 एमएस (8 चक्र) के फाल्ट निवारण समय के साथ, बस के नजदीक एक सर्किट पर स्थायी तीन फेज के फाल्टसे बचने में सक्षम होगा।
- (च) सिस्टम एचवीडीसी कन्वर्टर स्टेशन में खराबी से बचने में सक्षम होगा, जिसके परिणामस्वरूप एचवीडीसी बाइपोल का एक पोल स्थायी रूप से बंद हो जाएगा।
- (छ) उत्पादन की हानि: सिस्टम एकल सबसे बड़ी उत्पादन इकाई या एक महत्वपूर्ण उत्पादन इकाई के नुकसान के दौरान स्थिर रहेगा (महत्वपूर्ण उत्पादन इकाई का विकल्प पारेषण योजनाकार पर छोड़ दिया गया है)
- (ज) एकल बिंदु पर जुड़े सबसे बड़े रेडियल लोड का नुकसान।

### 3. दूसरी आकस्मिकता ('एन-1-1')

'एकल आकस्मिकता' के लिए ऊपर परिभाषित परिदृश्य के अंतर्गत सिस्टम एक और आकस्मिकता का अनुभव कर सकता है (जिसे 'एन-1-1' कहा जाता है):

- (क) सिस्टम बस के नजदीक 765 केवी लाइन पर अस्थायी सिंगल फेज टू ग्राउंड फॉल्ट से बचने में सक्षम होगा। तदनुसार, खराबीपूर्ण फेज के एकल पोल ओपनिंग (100 एमएस) और सफल पुनः समापन (डेड टाइम 1 सेकंड) पर विचार किया जाएगा।
- (ख) सिस्टम बस के नजदीक 400 केवी लाइन पर स्थायी सिंगल फेज टू ग्राउंड फॉल्ट से बचने में सक्षम होगा। तदनुसार, खराबीपूर्ण फेज के एकल पोल ओपनिंग (100 एमएस) और असफल पुनः समापन (डेड समय 1 सेकंड) के बाद खराबीपूर्ण लाइन के 3-पोल ओपनिंग (100 एमएस) पर विचार किया जाएगा।
- (ग) 220 केवी/132 केवी नेटवर्क के मामले में, सिस्टम 3-पोल ओपनिंग पर 160 एमएस (8 चक्र) के खराबी निवारण

समय के साथ, बस के नजदीक एक सर्किट पर स्थायी तीन फेज की खराबी से बचने में सक्षम होगा।

जैसा कि ऊपर कहा गया है, 'एन-1-1' में, यदि कोई अस्थायी खराबी है, तो सिस्टम खराबी दूर होने के बाद दूसरा तत्व नहीं खोएगा, बल्कि गड़बड़ी से सफलतापूर्वक बच जाएगा।

स्थायी खराबी के मामले में, सिस्टम खराबी निवारण के परिणामस्वरूप दूसरा तत्व खो देगा और उसके बाद, समकालिकता खोए बिना असम्बद्ध रूप से एक नई स्थिर स्थिति तक पहुंच जाएगा। इस नई स्थिति में, सिस्टम पैरामीटर (अर्थात वोल्टेज और लाइन लोडिंग) आपातकालीन सीमा से अधिक नहीं होंगे, हालांकि, सिस्टम पैरामीटर को सामान्य सीमा के अंदर लाने के लिए लोड शेडिंग/जेनरेशन के पुनर्निर्धारण की आवश्यकता हो सकती है।

### ग्रिड के साथ रेडियल रूप से जुड़ा जेनरेशन

जनरेटर(रों) को ग्रिड से रेडियल रूप से जोड़ने वाली पारेषण प्रणाली के लिए, निम्नलिखित मानदंड लागू होंगे:

- (क) रेडियल प्रणाली स्थिर-अवस्था और क्षणिक-अवस्था दोनों के लिए ऊपर दिए गए 'एन-1' विश्वसनीयता मानदंडों को पूरा करेगी।
  - (ख) बाद की आकस्मिकता के लिए अर्थात, 'एन-1-1' (दूसरी आकस्मिकता), रेडियल प्रणाली के लिए केवल अस्थायी खराबी पर विचार किया जाएगा।
  - (ग) यदि 'एन-1-1' आकस्मिकता स्थायी प्रकृति की है या किसी गड़बड़ी/आकस्मिकता के कारण मुख्य ग्रिड से ऐसे जनरेटर का आइसोलेशन हो जाता है, तो शेष में ग्रिड जेनरेशन के नुकसान के बिना सिंक्रोजिज़्म की एक नई स्थिर स्थिति में पहुंच जाएगा। इस नई स्थिति में सिस्टम पैरामीटर आपातकालीन सीमा से अधिक नहीं होंगे। हालांकि, सिस्टम पैरामीटर को सामान्य सीमा के अंदर लाने के लिए लोड शेडिंग/जेनरेशन के पुनर्निर्धारण की आवश्यकता हो सकती है।
  - (घ) 'एन-1' मानदंड आईएसटीएस/इंट्रा-एसटीएस ग्रिड के साथ नवीकरणीय जेनरेशन की तत्काल कनेक्टिविटी प्रणाली अर्थात, उत्पादन परियोजना स्विचयार्ड को ग्रिड से जोड़ने वाली लाइन और ग्रिड पर स्टेप-अप ट्रांसफार्मर स्टेशन पर लागू नहीं किया जा सकता है।
- बशर्ते कि, 'एन-1' मानदंड भंडारण के साथ नवीकरणीय उत्पादन परियोजनाओं के मामले में लागू होंगे, जो प्रकृति में दृढ़ हैं और पूरी तरह से प्रेषण योग्य हैं।
- (ङ) बशर्ते कि, नवीकरणीय उत्पादन स्टेशनों के क्षमता कारक पर विचार करने के बाद 1000 मेगावाट से अधिक की नवीकरणीय ऊर्जा आधारित उत्पादन के लिए आईएसटीएस / एसटीयू पूलिंग स्टेशनों पर आईसीटी के लिए 'एन-1' विश्वसनीयता मानदंड पर विचार किया जा सकता है।

## JOINT ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

(FOR THE UT OF J&K THE UT OF LADAKH)

### NOTIFICATION

Jammu, the 29th November, 2023

**No. JERC-JKL/Reg/2023/19.**—In exercise of the powers conferred by Section 181 read with section 86 (1) (h) of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003) and all other powers enabling it in this behalf, the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh hereby makes the following Regulations.

### CHAPTER -1: GENERAL

#### 1.1 Short Title, Extent and Commencement

1. These Regulations may be called the “Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh (State Grid Code) Regulations, 2023”.
2. These Regulations shall come into force from the date of its publication in the official gazette.
3. These Regulations shall extend to the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh.

## 1.2 Definitions

1. In these Regulations the following words and expressions shall, unless the subject matter or context otherwise requires or is inconsistent therewith, bear the following meanings:

<b>Act</b>	The Electricity Act, 2003 (Act No. 36 of 2003) as amended from time to time;
<b>Accredited Test Laboratory</b>	A test laboratory accredited by National Accreditation Board for Testing and Calibration Laboratories (NABL);
<b>Active Energy</b>	The electrical energy produced, flowing or supplied by an electric circuit during a time interval, being the integral with respect to time of the instantaneous power, measured in units of watt-hours or standard multiples thereof,
<b>Active Power</b>	The product of voltage and the in-phase component of alternating current measured in units of watts and standard multiples thereof,
<b>Alert State</b>	means the state in which the operational parameters of the power system are within their respective operational limits, but a single n-1 contingency leads to violation of system security;
<b>Apparatus</b>	All the electrical apparatus like machines, fittings, accessories and appliances in which electrical conductors are used.
<b>Apparent Power</b>	The product of voltage and alternating current measured in unit of volt- amperes and standard multiples thereof,
<b>Appropriate Transmission Utility</b>	The “Central Transmission Utility” (CTU) or the “State Transmission Utility” (STU), as case may be;
<b>Area of Supply</b>	Area within which a Distribution Licensee is authorized by his license to supply electricity.
<b>Authority</b>	Central Electricity Authority (CEA) referred to in sub-section (1) of Section 70 of the Act.
<b>Automatic Voltage Regulator (AVR)</b>	A continuously acting automatic excitation control system to control the voltage of a Generating Unit measured at the generator terminals.
<b>Availability Based Tariff (ABT)</b>	A tariff structure based on availability of generating units and having components, viz., Capacity Charges (CC), Energy Charges (EC) or Variable Charges (VC) and charges for Unscheduled Interchange (UI).
<b>Bulk Consumer</b>	A Consumer who avails supply at voltage of 33 kV or above.
<b>Buyer</b>	Any generating company or licensee or consumer whose system receives electricity from the system of generating company or licensee.
<b>Captive Power Plant (CPP)</b>	A Power Plant set up by any person to generate electricity for his own use and includes a power plant set up by any co-operative society or association of persons for generating electricity primarily for use of members of such co-operative society or association.
<b>Central Commission</b>	Central Electricity Regulatory Commission (CERC) referred to in sub-Section (1) of section 76 of the Act.
<b>Central Transmission Utility (CTU)</b>	Any Government Company which the Central Government may notify under sub section (1) of section 38 of the Act.
<b>Check Meter</b>	A meter, which shall be connected to the same core of the Current Transformer (CT) and Voltage Transformer (VT) to which main meter is connected and shall be used for accounting and billing of electricity in case of failure of main meter.

<b>Commission</b>	Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh.
<b>Connection</b>	The electric power lines and electrical equipment used to affect a connection of a user's system to the Transmission System.
<b>Connection conditions</b>	Those conditions mentioned in Chapter 4 ("connection conditions") which have to be fulfilled before the User's System is connected to the Grid.
<b>Connection point</b>	An electrical point of connection between the Transmission System and the User's System.
<b>Consumer</b>	Any person who is supplied with electricity for his own use by a licensee or the Government or by any other person engaged in the business of supplying electricity to public under the Act or any other law for the time being in force and includes any person whose premises are for the time being connected for the purpose of receiving electricity with the works of a licensee, the Government or such other person, as the case may be.
<b>Control Area</b>	A control area is an electrical system bounded by interconnections (tie lines) metering and telemetry which controls its generation and / or load to maintain its interchange schedule with other control areas whenever required to do so and contributes to frequency regulation of the synchronously operating system.
<b>Demand</b>	The demand of Active Power in MW and Reactive Power in MVAR of electricity unless otherwise stated.
<b>Demand control</b>	Any of the following methods of achieving a load reduction: a) Consumer Load Management initiated by Users. b) Consumer Load reduction by Disconnection initiated by Users (other than following an instruction from Load Despatch Centre). c) Consumer Load reduction instructed by the Load Despatch Centre. d) Automatic under Frequency Load Disconnection. e) Emergency manual Load Disconnection.
<b>Distribution system</b>	The system of wires and associated facilities between the delivery points on the transmission lines or the generating station connection and the point of connection to the installation of the consumers.
<b>Drawl</b>	The import / export of electrical energy from / to the grid;
<b>Energy Accounting &amp; Audit Meters</b>	Meters used for accounting of the electricity to various segments of electrical system so as to carry out further analysis to determine the consumption and loss of energy therein over a specified time period;
<b>Extra High Voltage (EHV) or Extra High Tension (EHT)</b>	Voltage exceeding 33000 volts under normal subject to the percentage variation allowed by the Authority.
<b>Forced Outage</b>	Forced outage of a generating unit or a transmission facility due to a fault or other reason which has not been planned.
<b>Generating company</b>	Any company or body corporate or association or body of individuals, whether incorporated or not, or artificial juridical person, which owns or operates or maintains a generating station.
<b>Generating station</b>	Any station for generating electricity, including any building and plant with step-up transformer, switchyard, switch gear, cables or other appurtenant equipment, if any, used for that purpose and the site thereof, a site intended to be used for a generating station, and any building used for housing the operating staff of a generating station and where electricity is generated by water – power, includes, penstocks, head and tail works, main and regulatory reservoirs, dams and other hydraulic works, but does not in any case include any substation.

<b>Grid</b>	High Voltage back bone system of inter-connected Transmission Lines, Sub Stations and Generating plants.
<b>State Grid Code</b>	These Regulations specify the philosophy and the responsibilities for planning and operation of the Power system for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh.
<b>Indian Electricity Grid Code (IEGC)</b>	Indian Electricity Grid Code (IEGC), specified by the Central Commission under clause (h) of sub section (1) of Section 79 of the Act.
<b>Grid Standards</b>	Grid Standards specified by the Central Electricity Authority under Clause (d) of section 73 of the Act.
<b>High voltage (HV) or High Tension (HT)</b>	Voltage greater than 400 V and does not exceed 33000 volts under normal conditions subject to the percentage variation allowed by the Authority.
<b>Independent Power Producer</b>	Power Station owned by a generator who is not a part of Power and Electricity Department.
<b>Indian Standards</b>	Those Standards and specifications approved by the Bureau of Indian Standards.
<b>Instrument Transformer</b>	The Current Transformer (CT), Voltage Transformer (VT) and Capacitor Voltage Transformer (CVT);
<b>Interconnecting Transformer</b>	Transformer connecting EHV lines of different voltage systems.
<b>Interface Meter</b>	A meter used for accounting and billing of electricity, connected at the point of interconnection between electrical systems of generating company, licensee, and consumers, directly connected to the Inter-State Transmission System or Intra – State Transmission system who have to be covered under ABT and has been permitted open access by the Appropriate Commission.
<b>Inter-State Transmission System</b>	Inter-State Transmission System includes: i) Any system for the conveyance of electricity by means of a main Transmission Line from the territory of one State to another State; ii) The conveyance of electricity across the territory of an intervening State as well as conveyance within a State, which is incidental to such inter-state transmission of electricity. iii) The transmission of electricity within the territory of a State built, owned, operated maintained or controlled by the Central Transmission Utility.
<b>Intra–State Transmission System</b>	Any system for transmission of electricity other than an Inter - State Transmission System.
<b>Isolation</b>	The disconnection of EHV / HV Apparatus from the remainder of the System in which that EHV / HV Apparatus is situated.
<b>Lean Period</b>	That period in a day when the electrical power demand is lowest.
<b>License</b>	A license granted under section 14 of the Act.
<b>Licensee</b>	This means a person who has been granted a license under section 14 of the Act.
<b>Load</b>	The Active, Reactive or Apparent power as the context requires, is generated, transmitted or distributed.
<b>Low Voltage or LV</b>	Voltage not exceeding 440 volts.
<b>Main Meter</b>	A meter which would primarily be used for accounting and billing of electricity.
<b>Main protection</b>	Protection equipment or system is expected to have priority in initiating either a fault clearance or an action to terminate an abnormal condition in a power system.
<b>Open Access</b>	The non-discriminatory provision for the use of transmission lines or distribution



	systems or associated facilities with such lines or system by any licensee or consumer or a person engaged in generation in accordance with the regulations specified by the Appropriate Commission.
<b>Operation</b>	A scheduled or planned action relating to the operation of a system.
<b>Operational procedure</b>	Management instructions and procedures, both for the safety rules and for the local and remote operation of plant and apparatus, issued in connection with the actual operation of plant and/or apparatus at or from a connecting site.
<b>Outage</b>	A total or partial regulation in availability due to repair and maintenance of the Transmission or Distribution or Generation facility or defect in Auxiliary System.
<b>Part Load</b>	The condition of a generating station, which is loaded but is not running at its declared availability.
<b>Partial shutdown</b>	A shutdown of a part of the system resulting in failure of power supply, either from external connections or from the healthy part of the system.
<b>Peak period</b>	That period in a day when the electrical power demand is highest.
<b>Person</b>	Any company or body corporate or association or body of individuals, whether incorporated or not, or artificial juridical person.
<b>Planned outage</b>	An outage of generating plant or part of the Transmission system, or part of a User's System coordinated by SLDC.
<b>Power factor</b>	The ratio of Active Power (KW) to Apparent Power (KVA)
<b>Power System</b>	Power system means all aspects of generation, transmission, distribution and supply of electricity and includes one or more of the following namely: a) Generating Station b) Transmission or main transmission lines c) Sub-stations d) Tie-lines e) Load despatch activities f) Mains or distribution mains g) Electric supply lines h) Overhead lines i) Service lines j) Works
<b>Protection</b>	The scheme and apparatus for detecting abnormal conditions on a system and initiating fault clearance or actuating signals or indications.
<b>Rated MW</b>	The "Name plate" MW output of a Generating machine, being that output up to which the Generating machine is designed to operate.
<b>Reactive Power</b>	The product of voltage and current and the sine of the phase angle between them measured in units of volt-amperes reactive and standard multiples thereof;
<b>Requester</b>	A person such as Generating Company including captive generating plant or Transmission Licensee (excluding State Transmission Utility) or Distribution Licensee or Bulk Consumer, who is seeking connection of his new or expanded electrical plant in the Grid at Voltage level exceeding 33 kV.
<b>Safety Rules</b>	The rules framed by the Users and the transmission licensee to ensure safety to persons working on plant / apparatus.
<b>Start – Up</b>	The action of bringing a generating unit from shutdown to synchronous speed.
<b>State Generating Station</b>	The generating plant that is required to be scheduled by SLDC in accordance with IEGC as issued by CERC from time to time.
<b>State Transmission Utility</b>	This means the Board or the Government Company specified as such by the appropriate Government under sub-section (1) of section 39.
<b>Sub station</b>	Station for transforming or converting electricity for the transmission or

	distribution thereof and includes transformers, converters, switchgears, capacitors, synchronous condensers, structures, cable and other appurtenant equipment and any buildings used for that purpose and the site thereof.
<b>Supervisory Control and Data Acquisition or (SCADA)</b>	The communication links and data processing systems, which provide information to enable implementation of requisite supervisory and control actions.
<b>Supplier</b>	Any generating company or licensee from whose system electricity flows into the system of another generating company or licensee or consumer
<b>Synchronized</b>	Those conditions where an incoming generating unit or system is connected to the bus bars of another system so that the frequencies and phase relationships of that generating unit or system as the case may be, and the system to which it is connected are identical.
<b>Transmission licensee</b>	A licensee authorized to establish and operate transmission lines
<b>Transmission lines</b>	All high-pressure cables and overhead lines (not being an essential part of the distribution system of a licensee) transmitting electricity from a generating station to another generating station or a substation, together with any step-up and step-down transformers, switch-gear and other works necessary to and used for the control of such cables or overhead lines, and such buildings or part thereof as may be required to accommodate such transformers, switch-gear and other works.
<b>Transmission system</b>	The system consisting of high-pressure cables and overhead lines of transmission licensee including electrical sub-stations, for transmission of electrical power from the generating station up to connection point / interface point with the distribution system. This shall not include any part of the distribution system.
<b>Under Frequency Relay</b>	An electrical measuring relay intended to operate when its characteristic quantity reaches the relay settings by decrease in frequency.
<b>User</b>	A person such as a Generating Company including Captive Generating Plant or Transmission Licensee (other than STU) or Distribution Licensee or Bulk Consumer within the State, whose electrical plant is connected to the Intra-State Transmission system at voltage level exceeding 33 kV.

2. Words and expressions used and not defined in these Regulations but defined in the Act shall have the meanings assigned to them in the Act. Expressions used herein but not specifically defined in these Regulations or in the Act but defined under any law passed by a competent legislature and applicable to the electricity industry in the state shall have the meaning assigned to them in such law. Subject to the above, expressions used herein but not specifically defined in these Regulations or in the Act or any law passed by a competent legislature shall have the meaning as is generally assigned in the electricity industry.

### 3. ABBREVIATION

ABT	Availability Based Tariff
BIS	Bureau of Indian Standards
BS	British Standards
CEA	Central Electricity Authority
CERC	Central Electricity Regulatory Commission
CPP	Captive Power Plant
CT	Current Transformer
CTU	Central Transmission Utility
EHT	Extra High Tension
HT	High Tension
ICT	Inter Connecting Transformer
IEC	International Electro-Technical Commission Standards
IEGC	Indian Electricity State Grid Code

IPP	Independent Power Producer
ISTS	Inter State Transmission System
KV	Kilo Volt
LCP	Line Clear Permit
NABL	National Accreditation Board of Testing and Calibration Laboratories
PGCIL	Power Grid Corporation of India Ltd.
PTW	Permit to Work
RLDC	Regional Load Despatch Centre
SCADA	Supervisory Central and Data Acquisition
SGC	State grid code
SGS	State Generating Station
SLDC	State Load Despatch Centre
STS	State Transmission System
STU	State Transmission Utility
VT	Voltage Transformer

### 1.3 Introduction

1. The State Grid Code lays down the rules, guidelines and standards to be followed by all Users of the State Transmission System, to operate and maintain an efficient and coordinated power system in the for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh in coordination with the concerned Regional Grids as per the provisions of Indian Electricity Grid Code (IEGC) issued by Central Electricity Regulatory Commission (CERC) as amended from time to time and also in line with the National Electricity policy.
2. **State Transmission Utility:** The Administration of the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh shall notify their respective Electricity Departments which are deemed licensees in terms of section 14 of the Electricity Act 2003, to act as State Transmission Utilities (STUs). Provided they shall not engage in the business of trading in electricity. The State Transmission Utilities shall discharge the functions as stipulated under Section 39 (2) of the Electricity Act, 2003.
3. (a) **Establishment of SLDC:** The Administration of the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh shall establish a centre to be known as the State Load Despatch Centre (SLDC) in the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh. The State Load Despatch Centre shall be operated by a Government company or any Authority or Corporation established or constituted by or under any State Act, as may be notified by Appropriate Government. Until a Government company or any authority or corporation is notified by the Appropriate Government, the State Transmission Utility shall operate the State Load Despatch Centre.

#### (b) Functions of SLDC:

State Load Despatch Centre shall discharge the functions as stipulated under Sections 32 (2) and 33 of the Act.

#### (c) Manning of SLDC:

- i) SLDC shall be manned by qualified and experienced Engineers who are well acquainted with State Transmission System and grid operation.
- ii) Periodical Training shall be imparted to the personnel of the State Load Despatch Centre to update their skills in order to enable them to discharge their functions stipulated under Section 32 (2) & 33 of the Act.

### 1.4 Objectives of State Grid Code

The State Grid Code governs the boundary between State Transmission Utility (STU) and Users as well as establishes guidelines for operation of facilities for those who are connected and will use the State Transmission System. It lays down both the information requirements and procedures governing the relationship between STU and Users. The principal objectives of the State Grid Code are:

- (a) To provide clarity in the functions of the STU, State Generation Companies, Distribution Licensees, IPPs / CPPs within the UT of J&K and the UT of Ladakh and open access customers connected to the State Grid by specifying their respective roles, responsibilities and obligations with respect to the operation of the State Grid.

- (b) To improve the grid stability and achieve minimum standards of system performance.
- (c) To specify the transmission connectivity requirement for new entrants i.e., future new generating companies, distribution/trading licensees, open access customers and consumers.
- (d) To document the normal practices in grid operation for easy reference and for compliance.
- (e) To elicit data from generators on the performance characteristics of their plant to meet the connectivity requirements.
- (f) To provide a mechanism for clear and consistent disclosure of all information between the utilities concerned.
- (g) To indicate how generation is to be scheduled and despatched.
- (h) To actually enforce what is verbally agreed.

### **1.5 Applicability**

The State Grid Code shall be applicable to all Users, Requesters, State Transmission Utility and SLDC who are connected to the transmission network.

### **1.6 Implementation of the State Grid Code:**

1. The State Transmission Utility shall be responsible for implementation of the State Grid Code. All the Users shall comply with the provisions of this State Grid Code and assist the State Transmission Utility in all aspects. The Users must provide all the required information required for implementation of the State Grid Code.
2. If any User has any difficulty in complying with or any of the provisions of the State Grid Code, he shall, without delay, inform the same to the State Transmission Utility for guidance in complying with the provision.
3. The operation of the State Grid shall be reviewed regularly by the State Grid Code Review Committee in accordance with the provisions of the relevant section of the State Grid Code.
4. Users shall provide such reasonable cooperation and assistance to STU / SLDC as may be sought for and required by them. The STU / SLDC shall however refer all such cases for ratification in the next meeting of the review panel.

### **1.7 Non - Compliance by User**

1. If any User fails to comply with any provision of the State Grid Code, the STU shall inform the State Grid Code Review Committee without delay the reasons for its non-compliance and ensure its compliance promptly.
2. SLDC shall report to the State Grid Code Review Committee, instances of serious violation of any provisions of the SGC and incidences of persistent non-compliance with the directions of the SLDC issued in order to exercise supervision and control required for ensuring the stability of grid operations.
3. Consistent failure to comply with the State Grid Code provisions may lead to disconnection of the User's plant and/or facilities from the grid. The responsibility for the consequences of disconnection, including payment of damages and compensation to consumers, rests with the User who consistently violates the State Grid Code.

### **1.8 Code Responsibilities**

1. In discharging its duties under the State Grid Code, STU has to rely on information, which Users shall supply regarding their requirements and intentions.
2. STU shall exercise strict supervision over the Users to ensure compliance with the instructions issued by SLDC for efficient discharge of the grid operations.

### **1.9 Confidentiality**

1. Under the terms of the State Grid Code, STU will receive information from Users relating to their intentions in respect of their Generation or Supply businesses.
2. STU shall not, other than as required by the State Grid Code, disclose such information to any person other than Central or State Government without the prior written consent of the provider of the information.

### **1.10 Directives**

The appropriate Government may issue policy directives in any matter to STU or SLDC as the case may be, to take such measures as may be necessary for maintaining smooth and stable transmission and supply of electricity to any region of State as per section 37 of the Electricity Act 2003. STU shall promptly inform the Commission and all Users of the requirement of such directives. The Users, subject to the relevant sections of the Act, shall comply with all such directives.

### 1.11 Compatibility with Indian Electricity State Grid Code

This State Grid Code shall be consistent / compatible with the IEGC. However, in matters relating to inter-State transmission, if any provisions of the State Grid Code are inconsistent with the provisions of the IEGC, then the provisions of IEGC as approved by CERC shall prevail.

### 1.12 The Power Department functioning as an integrated Utility

The functions of STU, SLDC, generating stations, and Distribution Licensees shall be performed by the concerned officers authorized by the Electricity Department as long as it continues to function as an integrated Utility.

### 1.13 Structure of the UT of J&K and the UT of Ladakh State Grid Code

The State Grid Code for the UT of J&K and the UT of Ladakh consists of the following chapters:

Chapter-1: General;

Chapter-2: Management of State Grid Code

Chapter-3: System Planning;

Chapter-4: Connection Conditions;

Chapter-5: System Security Aspects;

Chapter-6: Frequency and Voltage Management;

Chapter-7: Protection;

Chapter-8: Operation Planning;

Chapter-9: Monitoring of Generation and Drawal;

Chapter-10: Outage Planning;

Chapter-11: Contingency Planning;

Chapter-12: Inter User Boundary Safety;

Chapter-13: Operational Event Information Reporting;

Chapter-14: Scheduling and Load Despatch;

Chapter-15: Metering;

Chapter-16: Safety and Line Clear Permits;

Chapter-17: Data Registration;

Chapter-18: Miscellaneous.

## CHAPTER –2 MANAGEMENT OF STATE GRID CODE

### 2.1 Objective

The State Transmission Utility (STU) is required to implement and comply with the State Grid Code and to carry out periodic review and amendments of the same with the approval of the Commission. A State Grid Code Review Committee shall be constituted by STU, as required in this Chapter, comprising of the representatives of the Users of the Transmission System.

### 2.2 State Grid Code Review Committee

1. The State Grid Code Review Committee shall be established separately by each STU.
2. The Chairperson of the State Grid Code Review Committee shall be an Engineer of the STU not below the rank of Executive Engineer. The Member Secretary of the Review Committee shall also be nominated by STU. The Review Committee shall consist of the following members as recommended by the heads of the respective organizations:
  - a. One engineering representative at executive level from Transmission Licensee.
  - b. One representative at executive level from the concerned Regional Load Despatch Centre
  - c. One representative at executive level from the State Load Despatch Centre.
  - d. One representative at executive level from Distribution Licensee(s) of the State.

- e. One representative at executive level from state generating company and IPP(s).
  - f. One member from the State Government connected with Electricity Affairs of the State.
  - g. Any other member co-opted / nominated by the Commission.
3. The Member Secretary nominated by STU shall be the convener and he shall coordinate the functioning of the committee.
  4. STU shall inform all the Users, the names and addresses of the Review Committee Chairperson and the Member Secretary. Any subsequent changes shall also be informed to all the Users by STU. Similarly, each User shall inform the names and designations of their representatives to the Member Secretary of the Review Committee.

### 2.3 Functions of the State Grid Code Review Committee

The functions of the Review Committee are as follows:

- a. Implementation of the State Grid Code, and continuous scrutiny and review.
- b. Consideration of all requests for review proposed by any User and publication of the recommendations for changes in the State Grid Code together with reasons for such changes.
- c. Consideration of the problems raised by any User as well as resolution of the problems.
- d. Review and analyze the reasons for failure of protection system in case of any grid disturbances and recommend methods for improvement.
- e. Ensuring that the changes / modifications proposed in the State Grid Code are consistent and compatible with Indian Electricity Grid Code (IEGC).
- f. Such other matters as may be directed by the Commission from time to time.

The State Grid Code Review Committee may hold any number of meetings as required subject to the condition that at least one meeting shall be held once every twelve (12) months. Sub-meetings may be held by STU with the Users to discuss individual requirements to prepare proposals for Review Committees consideration.

### 2.4 Review and Revisions

1. The State Grid Code shall be reviewed by the State Grid Code Review Committee at least once in every twelve (12) months.
2. No change in the State Grid Code, shall be made without being deliberated and agreed by the State Grid Code Review Committee and approved by the Commission.
3. The Users seeking any amendment to the State grid code shall send written requests to the Member Secretary of the State grid code Review Committee.
4. The Member Secretary shall place all the proposed revisions for the State grid code to the Review Committee for its consideration.
5. After discussion in the review meeting, the State grid code Review Committee shall send a report to the STU and to the Commission, providing information regarding:
  - (i) Outcome of the review;
  - (ii) Any proposed revisions to the State grid code; and
  - (iii) All written representations submitted by the Users;
6. The STU shall send the report along with its recommendations regarding the proposed modification(s) / amendment(s) along with all the related correspondence to the Commission for approval.
7. Amendments to the State Grid Code shall be finalized and notified by the Commission duly adopting the prescribed procedure followed for regulations issued by the Commission.
8. After the approval by the Commission, the STU shall publish revisions to the State grid code and forward copies of approved amendments to all Users.
9. STU shall maintain copies of the State grid code with the latest amendments and shall make them available at a reasonable cost to any person requiring it. This may also be made available on the website as soon as feasible. The STU shall keep an up-to-date list of recipients of all copies of the State Grid Code, to ensure that the latest version of State grid code reaches to all concerned.

10. The Commission, may, on the application by the User or otherwise, call the emergency meeting of the State grid code Review Committee as and when required and make such alterations or amendments in the State grid code as it thinks fit.

### CHAPTER –3 SYSTEM PLANNING

#### 3.1 Objective

This Chapter formulates the procedures for the 'System Planning' to enable STU in consultation with the Users, to ensure an efficient, coordinated, secure and economical State Transmission System to satisfy requirements of future demand.

#### 3.2 Development of State Transmission System

1. Reinforcement or extension of the State Transmission system arises due to many reasons of which a few are mentioned below:
  - i) Developments / changes occurring on a user's system already connected to the State Transmission System.
  - ii) Introduction of a new connection point between the User's system and the State Transmission System.
  - iii) System of evacuation of power from generating stations within or outside the State
  - iv) Reactive power compensation.
  - v) Need to increase system capacity, to remove operational constraints and to maintain standards of security to accommodate a general increase in the demand.
  - vi) Transient and steady state stability considerations.
  - vii) Cumulative effect of any combination of the above.
  - viii) Any other need to effect changes in the State Transmission System.

The reinforcement or extension of the State Transmission System may involve work at an entry or exit point (connection point) of a User to the State Transmission System.

2. Development of State Transmission system must be planned well in advance to ensure consents and way leaves to be obtained and detailed engineering design / construction work to be completed. To this effect, the planning code imposes time lines for exchange of necessary information between STU and Users.

#### 3.3 Planning Policy

1. STU would develop a perspective transmission plan for next 10 years for the State Transmission System. These perspective transmission plans shall be updated every year to take care of any revisions / modifications in load projections, generation capacity additions etc. The perspective plans shall be submitted to the Commission for approval.
2. STU shall carryout network studies and review fault levels to plan strengthening and augmentation of the State Transmission System.
3. STU shall follow the following steps in planning:
  - i) Forecast the demand for power within the area of supply based on the load forecasts provided by Distribution Licensees. These shall include details of demand forecasts, data methodology and assumptions on which forecasts are based. These forecasts would be annually reviewed and updated, and also whenever major changes are required in the existing system.
  - ii) Prepare a transmission plan for the State Transmission System compatible with the above load forecast and generation plan, Reactive Power (VAR) compensation needed etc.
  - iii) To prepare and submit a long term (10 years) plan to the Commission for State Transmission System expansion to fully meet both energy and peak demand.
  - iv) To extend full support to CTU to finalize the annual planning. Corresponding to a 5 year forward term for identification of major interstate transmission system including inter - regional schemes which shall fit in with the long-term plan developed by CEA.
  - v) The State Transmission Utility shall, also submit its investment plan based on the identified intra-State transmission schemes and system strengthening schemes projected in the transmission system plan.
  - vi) The cost of the transmission system planning study undertaken in accordance with this Regulation shall be allowed in the determination of the charges of the State Transmission Utility

4. All Users shall supply to STU the planning data prescribed as in **Appendix A** and **Appendix B** of Data Registration Chapter within 6 months from the date of notification of the State Grid Code and thereafter such data shall be furnished by 31<sup>st</sup> March every year to enable STU to formulate and finalize the updated plan by 30<sup>th</sup> September each year for the next 5 years.

### 3.4 Planning Criterion

1. The planning criterion shall be based on the security philosophy on which both Inter State Transmission System (ISTS) and the State Transmission System (STS) has been planned. The security philosophy shall be as per the Transmission Planning criteria and other guidelines as laid down by CEA in the CEA (Grid Standards) Regulations 2010 as amended from time to time. The STU shall carry out appropriate system studies while developing the transmission system plan.
2. The State Transmission System, as a general rule, shall be capable of withstanding and be secured against the following contingency outages without necessitating load shedding or rescheduling of generation during steady state operations:
  - a. Outage of a D/C line of voltage above 66 kV, below 400 kV,
  - b. Outage of S/C line of voltage of 400 kV and above,
  - c. Outage of a single Inter Connecting Transformer,
  - d. Outage of a one pole of HVDC Bipole line or,
  - e. Outage of a 765kV S/C line.

The above contingencies shall be considered assuming a pre – contingency system depletion (Planned outage) of another 220 KV D/c line or 400 KV S/c line in another corridor and not emanating from same sub-station.

3. All the generating Units may operate within their reactive capability curves and the network voltage profile shall also be maintained within voltage limits specified.
4. The State Transmission System (STS) shall be capable of withstanding the loss of most severe single system in feed without loss of stability.
5. Any one of the events defined in sub para 3.4 (2) above shall not cause:
  - (i) Loss of supply;
  - (ii) Prolonged operation of the system frequency below and above specified limits;
  - (iii) Unacceptable high or low voltage;
  - (iv) System instability;
  - (v) Unacceptable overloading of ISTS / STS elements
6. In all extra high voltage sub-stations suitable number (at least two) and appropriate capacity transformers shall be provided to have reliability. In HVDC substations, at least one spare converter/inverter transformer shall be kept ready to use at any time.
7. STU shall carry out planning studies for Reactive Power compensation of State Transmission System including reactive power consumption requirement at the State Generating Stations switchyard.

### 3.5 Planning responsibility

1. The primary responsibility of load forecasting within distribution licensee's area of supply rests with the respective Distribution Licensees. The Distribution Licensee shall determine peak load and energy forecast of their areas for each category of loads for each of the succeeding 5 years and submit the same annually by 31<sup>st</sup> March to STU along with details of demand forecasts, data, methodology and assumptions on which forecasts are based along with their proposals for transmission system augmentation. The load forecasts shall be made for each of the prevalent as well as proposed inter connection points between STU and Distribution Licensees and shall include annual peak load and energy projections. The demand forecasts shall be updated annually or whenever major changes are made in the existing forecasts or planning. While indicating requirements of single consumers with large demands (1 MW or higher) the Distribution Utility/ Licensee shall satisfy itself as to the degree of certainty of the demand materialising.
2. Generating stations shall provide their generation capacity to STU for evacuating power from their power stations for each of the succeeding 5 years along with their proposals for augmentation of transmission proposals and submit the same annually by 31<sup>st</sup> March to STU.
3. The planning for strengthening the State Transmission System for evacuation of power from outside state stations shall be initiated by STU.



### 3.6 Planning data

1. State Generating Companies / IPPs / licensees shall supply following types of data to STU for the purpose of developing transmission plan:

- (i) Standard Planning Data
- (ii) Detailed Planning Data

#### **Standard Planning Data: -**

- i) Standard Planning data shall consist of details which are expected to be normally sufficient for the STU to investigate the impact on the State Transmission System (STS) due to User / Transmission Licensee development.
- ii) The Users and Transmission Licensee shall provide the following data to STU from time to time (a) preliminary project planning data, (b) committed project planning data and (c) connected planning data.

#### **Detailed Planning data: -**

Detailed Planning data shall consist of detailed data required by STU to assess the impact of User / Transmission Licensee development on the State Transmission System.

The detailed planning data shall be furnished by the Users and Transmission Licensees as and when requested by STU.

#### **Formats:**

The formats for submission of the above data are given in Appendices in the Data Registration Chapter - 17

2. The one-time data shall be submitted by all the Users and Transmission Licensees to STU within six (6) months from the date of notification of this State Grid Code.
3. STU shall also furnish to all the Users, the Annual Transmission Planning Report, Grid Map and any other information as the Commission may specify.

### 3.7 Implementation of Transmission Plan

The actual programme of implementation of State transmission lines, inter – connecting transformers, reactors/capacitors and other transmission elements will be determined by STU in consultation with the concerned agencies. The completion of these works within time frame shall be ensured by STU through the concerned agencies.

## **CHAPTER – 4: CONNECTION CONDITIONS**

### 4.1 Objective

The objective of this Chapter is to ensure the following:

1. All Users and prospective users are to be treated equally.
2. Any new or modified connection when established shall not impose any adverse effect on the existing Users and new connections shall not suffer adversely due to existing user connection.
3. A system of acceptable quality is ensured by specifying minimum design and operational criteria, to assist the Users in their requirement to comply with the license obligations.
4. The ownership and responsibility for all equipment is clearly specified in a schedule “(Site Responsibility Schedule)” for every site, where a Connection is made.

### 4.2 Procedure for connection to State Transmission System

1. Application for new or modification of existing arrangement of connection to the STS shall be submitted by the concerned User to the State Transmission Utility.

The format for application shall be developed by State Transmission Utility and shall be made available at its office and in its website within two (2) months of notification of this State Grid Code.

2. The above application shall be submitted along with the following details:
  - (i) Purpose of the proposed connection or modification, transmission licensee to whose system connection is proposed, connection point, description of apparatus to be connected or modification of the apparatus already connected and beneficiaries of the proposed connection;
  - (ii) Construction schedule including completion date, and

(iii) Confirmation that the User shall abide by the provisions of State Grid Code.

3. The STU shall forward a copy of the application to the Transmission Licensee in whose system the connection is being sought and to the State Load Despatch Centre for their comments.
4. The Transmission licensee, in whose system the connection is being sought, may carry out the power system studies as considered appropriate before allowing any new connection.
5. The STU shall, within thirty (30) days, from the receipt of an application and after considering all suggestions and comments received from the parties identified under para (3) above accept the application with such modification or such conditions as may be specified by the STU.
6. On acceptance of an application, the STU shall make a formal offer to the applicant for consent, specifying any works required for the extension or reinforcement of the State Transmission System necessitated by the applicant's proposal.

A copy of the offer shall be forwarded to the concerned Transmission Licensee.

7. The STU shall, upon compliance of the required conditions by the User, shall notify the concerned User, that it can be connected to the STS.
8. The applicant and the concerned Transmission Licensee or STU, in whose system the connection is being sought, shall finalize a Connection Agreement on acceptance of the offer by the applicant. A copy of the Connection Agreement shall be provided to the STU and SLDC.

#### **4.3 Rejection of application**

1. STU shall be entitled to reject any application for connection to the State Transmission System for reasons, to be recorded in writing, if such application is not in accordance with the provisions of the State Grid Code.
2. In the event of any dispute with regard to rejection of application by STU, the User may approach the Commission

#### **4.4 Connection Agreement**

1. All Users connected to or seeking connections to the STU shall enter into a connection agreement with the STU.
2. A connection agreement, shall include within its terms and conditions, the following:
  - (i) A condition requiring both parties to comply with the provisions of the State Grid Code.
  - (ii) Details of connection, technical requirements and commercial arrangements.
  - (iii) Details of any capital related expenditure arising from reinforcement or extension of the system, data communication etc, and demarcation of the same between the concerned parties.
  - (iv) Details of Plants and equipments to be connected.
  - (v) A Site Responsibility Schedule.
  - (vi) General philosophy, guidelines, etc. on protection.
  - (vii) Any other information considered appropriate by the STU.

#### **4.5 Site Responsibility Schedule**

1. For every connection to the State Transmission System for which a connection agreement is required, the User shall prepare a schedule called 'Site Responsibility Schedule' indicating the following for each item of equipment installed at the connection site.
  - i) Ownership of the equipment
  - ii) Responsibility for control of equipment
  - iii) Responsibility for maintenance of equipment
  - iv) Responsibility for operation of equipment
  - v) Responsibility for all matters relating to safety of any person at the connection / interface site.
  - vi) Management of the Connection / Interface site.
2. The format to be used in the preparation of Site Responsibility Schedule is given in **Appendix – C** in the Data Registration Chapter.

#### 4.6 System Performance

1. The Design and Construction of all the equipment connected to the State Transmission System shall satisfy the relevant Indian Standard Specifications. In case of equipment for which Indian Standard Specifications do not exist, the appropriate IEC, or IEEE or other International Standards shall apply.
2. Installation of all electrical equipment shall comply with IE Rules, 1956 which are in force for time being or as replaced by new rules made under Electricity Act, 2003.
3. For every new / modified connection sought the STU shall specify the connection point, technical requirements and the voltage to be used, along with protection and metering requirements as specified in the Protection Code (Chapter-7) and Metering Code (Chapter-15).
4. Insulation coordination of the User's equipment shall conform to those applicable as per Indian Standards. Rupturing capacity of the switchgear shall not be less than that specified as per Indian Standards.
5. Protection schemes and metering schemes shall be as detailed in the Protection Code and Metering Code Chapter.
6. The State Transmission System rated frequency shall be 50.00 Hz and shall normally be controlled within the limits as per Regulations issued by the Authority.
7. The User shall be subject to the Grid discipline prescribed by SLDC and RLDC.
8. In the event of Grid disturbances in the Regional Grid, SLDC shall not be liable to maintain system parameters within the normal range of voltage and frequency.

#### 4.7 Connection Points / Interface points

##### 1. State Generating Station (SGS) / IPPs / CPPs:

- The voltage at the Connection point / Interface point with the State Transmission System may be 220/132/110/66 KV or as agreed with STU.
- Unless specifically agreed with STU, the Connection point with generating station shall be the terminal isolator provided just before the outgoing gantry of the feeders.
- SGS shall operate and maintain all terminals, communication and protection equipment provided within the generating station.
- The provisions for the metering between generating station and STU system shall be as per the Metering Code.
- Respective Users shall maintain their equipment from the outgoing feeders' gantry onwards emanating from generating station.

##### 2. Distribution Licensee:

- The voltage at the Connection Point / Interface Point to State Transmission System may be as specified by the Distribution Licensee or as agreed with STU. For EHV consumer directly connected to the transmission system, voltage may be 220kV or 132kV.
- Unless specifically agreed with Distribution Licensee, the Connection point with STU shall be the outgoing feeder gantry, from STU substation.
- STU shall operate and maintain all terminals, communication and protection equipment provided within its sub-station.
- The provisions for the metering between Distribution Licensee and STU systems shall be as per the Metering Code.
- Respective Users shall maintain their equipment beyond the outgoing gantry of feeders emanating from STU sub-station onwards.

##### 3. Regional Transmission System:

- The Connection, protection scheme, metering scheme and the voltage shall be in accordance with the provisions of IEGC.

##### 4. EHV Consumers and Open Access Customers:

- The voltage may be 220/132/110/66 KV or as agreed with STU.
- The Connection point shall be just before the feeder gantry in their premises. The metering point shall be Connection point / Interface Point with their system.

**4.8 Connectivity of renewable energy generating station to the grid**

General Conditions for Connectivity of Renewables

General Conditions for Connectivity of Renewable sources can be connected at the distribution level (not exceeding 33 kV) or transmission level (above 33 kV) of the State which can be amended as and when required.

**4.9 Data Requirements:**

- Users shall provide STU with data as specified in the Data Registration Chapter.
- Unless otherwise agreed in the Connection Agreement, the equipment for data transmission and communication shall be operational and maintained by the User in whose premises it is installed irrespective of its ownership.

**CHAPTER – 5: SYSTEM SECURITY ASPECTS****5.1 Objective**

All Users shall endeavour to operate their respective power systems and generating stations in synchronism with each other at all times, such that the State Grid operates as synchronized system and integrated part of Concerned Regional Grid. The STU shall endeavour to operate the interstate links in such a way that transfer of power can be achieved smoothly when required. Security of the power system and safety of power equipment shall enjoy priority over economically optimal operations.

**5.2 Scope**

The System Security relates to entire inter-connected power system including that of Users. The operation of the State Transmission System will be supervised and regulated by SLDC as per directions and instructions of RLDC.

**5.3 System Security**

1. All switching operations, whether affected manually or automatic, will be based on policy guidelines of:
  - i) IEGC
  - ii) RLDC's instructions/guidelines under IE Rules
  - iii) State Grid Code
2. No part of the State Transmission System shall be deliberately isolated from the integrated grid except under the following conditions;
  - i) Under emergency conditions in which such isolation would prevent a total grid collapse and / or would enable early restoration of power supply
  - ii) When serious damage to a costly equipment is imminent and such isolation would prevent it and
  - iii) When such isolation is specifically instructed by SLDC.
3. In case of isolating of any important element of the STS under an emergency situation, the same shall be intimated to SLDC at the earliest possible time after the event.
4. Complete synchronization of grid shall be restored as soon as the conditions permit it. The restoration process shall be supervised by SLDC.
5. Any tripping, whether manual or automatic of transmission lines of 66 KV and above or power transformers of 66 KV shall be promptly reported to the SLDC at the earliest along with the reasons for such tripping and the likely time required for restoration. While restoring the tripped equipment / line, SLDC shall be informed and get the clearance.
6. Each User and Transmission Licensee shall provide adequate and reliable communication facility internally and with State Load Despatch Centre, other Users and other Transmission Licensees to ensure exchange of data/information necessary to maintain reliability and security of the grid.
7. All generating units, which are synchronized with the GRID, irrespective of their ownership, type and size, shall have their governors in normal operation at all times. If any generating unit of over fifty (50) MW size is required to be operated without its governor in normal operation, the NRLDC through SLDC shall be immediately advised about the reason and duration of such operation. The exemption from free governor mode operation in respect of run of river hydro stations without any pondage steam turbine of thermal and gas-based power stations not having free governor mode facility shall be sought from CERC under clause 1.6 of IEGC. Such petitions for exemption shall be preceded by a study preferably by CEA.

8. System operator shall make all efforts to evacuate the available Solar and Wind Power and treat as a must-run station. However, System operator may instruct solar/wind generator to back down generation on consideration of safety of any equipment or personnel is endangered and Solar/wind generator comply with the same.
9. User and State Transmission Utility shall send the requested information/data including disturbance recorder/sequential event recorder output etc to State Load Despatch Centre for the purpose of analysis of any grid disturbance/event.

## CHAPTER -6: FREQUENCY AND VOLTAGE MANAGEMENT

### 6.1 Objective

The objectives of this chapter are as follows:

1. To define the responsibilities of all Users in contributing to frequency and voltage management.
2. To define actions required to enable SLDC and STU to maintain the State Transmission System voltages and frequency within acceptable levels in accordance with IEGC guidelines as well as Planning and Security Standards for the Inter-State Transmission System specified by the Central Commission, if any.

### 6.2 Frequency Management

1. The rated frequency of the system shall be 50 Hz and shall normally be controlled within the limits specified by the Central Electricity Authority or the Indian Electricity Grid Code as amended from time to time.
2. The STU & SLDC shall make all possible efforts to ensure that grid frequency remains within 49.9 - 50.05 Hz band. However, under conditions of falling and rising frequency following measures needs to be adopted;

#### a) Falling frequency

Under falling frequency conditions, SLDC shall take appropriate action to issue instructions, in co-ordination with RLDC to arrest the falling frequency and restore frequency within permissible range. Such instructions may include despatch instruction to SGS to increase generation and/or instruction to the Distribution Licensees and Open Access Customers to reduce load demand by appropriate manual and/or automatic load shedding.

#### b) Rising Frequency

Under rising frequency conditions, SLDC shall take appropriate action to issue instructions to SGS in co-ordination with RLDC to arrest the rising frequency and restore frequency within the permissible range. SLDC shall also issue instructions to Distribution Licensees and Open Access Customers in coordination with RLDC to lift Load shedding (if exists) in order to take additional load. In case of a Load Crash, SLDC shall take steps as per Para 8.4 of this Code.

### 6.3 Voltage Management

1. Users using the State Transmission System and STU shall make all possible efforts to ensure that the grid voltage always remains within the limits specified in IEGC at clause 5.2 (r).

Voltage (kV rms)		
Nominal	Maximum	Minimum
400	420	380
220	245	198
132	145	122

The Minimum voltages are revised from 360 to 380 kV for 400 kV, 200 to 198 kV for 220 kV and 120 to 122 kV for 132 kV in the latest IEGC.

Similarly, considering the same percentage voltage variations as above, the maximum and minimum limits of 110 kV and 66 kV voltages will be as given below.

Nominal	Maximum	Minimum
110	121	102
66	72	61

2. STU and/or SLDC shall carry out load flow studies based on operational data from time to time to predict where voltage problems may be encountered and to identify appropriate measures to ensure that voltages remain within the defined limits. On the basis of these studies, SLDC shall instruct SGS to maintain specified voltage level at interconnecting points.

SLDC shall continuously monitor 220 KV, 132 KV, 110 KV and 66 KV voltage levels at strategic sub-stations.

3. SLDC shall take appropriate measures to control State Transmission System Voltages, which may include transformer tap changing, capacitor / reactor switching and capacitor switching by Distribution Licensees at 110 KV, 66 kV or 33 KV substations, and use of MVAR reserves with SGS within technical limits agreed to between STU and Generators. Generators shall inform SLDC of their reactive reserve capability promptly on request.
4. SLDC will ensure that there is minimum reactive power flow on transmission network. Reactive energy demand would be met by installation of capacitor banks at suitable sub-stations as per load flow study.
5. Distribution Licensees and Open Access Customers shall participate in voltage management by providing Local VAR compensation (as far as possible in low voltage system close to load points) such that they do not depend upon EHV grid for reactive support.

## CHAPTER -7: PROTECTION

### 7.1 Objective

1. The objective of this Chapter is to define the minimum protection requirements for any equipment connected to the State Transmission System to safe guard from faults and thereby minimize any disruption due to faults.
2. Minimum protection requirements are prescribed because inadequate protection or mal-operation of protection system of any entity may result in far-reaching consequences, disturbances and even damages to the system of other entities.

### 7.2 General Principles

1. No item of electrical equipment shall be allowed to remain connected to the State Transmission System unless it is covered by minimum specified protection relay settings aimed at reliability, selectivity, speed, stability and sensitivity.
2. All Users shall co-operate with STU to ensure correct and appropriate settings of protection to achieve effective, discriminatory removal of faulty equipment within the target clearance time specified in this section.
3. Protective Relay settings shall not be altered, or protection relays bypassed and/or disconnected without consultation and agreement between all affected Users. In a case where protection is bypassed and/or disconnected by an agreement, then the cause must be rectified and the protection restored to normal condition as quickly as possible. If an agreement has not been reached, that electrical equipment not having protection shall be removed from service forthwith.

### 7.3 Protection Coordination

1. The State Grid Code Review Committee constituted as per Chapter-2 of the State Grid Code and shall also be responsible for all the protection coordination functions.
2. The settings of protective relays starting from the generating unit up to the remote end of 110kV/66kV/33 KV line shall be such that only the faulty section is isolated under all circumstances.
3. The STU shall notify the initial settings and any subsequent changes approved by the Committee to the Users from time to time. Periodical testing of all the protective relays shall be conducted once in six months.
4. Malfunctioning of any protective relay shall be intimated to the State Grid Code Review Committee immediately for analyzing and to recommend necessary corrective actions.
5. A separate cell headed by an engineer of executive level, having experience in protection of system and consisting of necessary supporting technical and no-technical staff shall be established by the STU, for testing and maintenance of protection relays, meters and other connected instruments.
6. At all places where protection schemes are installed, they have to be exhibited in single line diagram.
7. Copies of the specifications of all the protection relays installed shall be provided at all places where such relays are installed.

### 7.4 Fault Clearance Times

1. The fault clearance time when all equipment operates correctly, for a three-phase fault (close to the bus bars) on user equipment directly connected to State Transmission System and for a three-phase fault (close to bus bars) on State Transmission Connected to the user's equipment, shall not be more than;

- a) 100 milliseconds for 400 kV class of voltage
  - b) 160 milliseconds for 220 kV, 132 kV and 110 kV class of voltage
  - c) 300 milliseconds for 66 kV class of voltage
2. Lesser fault clearance time than the above are preferable.
  3. Lower fault clearance times for faults on a user's system may be agreed to but only if, in STU's opinion, system conditions allow this. STU shall specify the required opening time and rupturing capacity of the circuit breakers at various locations for STU and Distribution Licensees / Open Access Customers directly connected to Transmission System. At generating stations, line faults should be cleared at the generation station end within the critical clearing time so that the generators remain in synchronism.

## 7.5 Generator Requirements

1. All Generating Units and all associated electrical equipment of the Generating Units connected to the State Transmission System shall have adequate protection and backup protection system approved by the Protection Coordination Committee so that the State Transmission System does not suffer due to any disturbances originating from the Generation units.
2. The guidelines mentioned in the Manual on protection of generators, Generator Transformers etc. vide publications No. 274 of CBIP shall also be kept in view.

## 7.6 Transmission Line Requirements

### 1. General

Every EHT line taking off from a Generating Station or a sub-station or a switching station shall have adequate protection and back up protection approved by the Protection Coordination Committee. Switchgear equipment and Relay Panels for the protection of lines of STU taking off from a Generating Station shall be owned and maintained by the Generator. Any transmission line related relay settings or any change in relay settings will be carried out by the Generator in close co-ordination and consultation with STU. Carrier cabinets / equipment, Line matching units including wave traps and communication cable shall be owned and maintained by STU. All Generators shall provide space, connection facility, and access to STU for such purpose.

The guidelines mentioned in the Manual on protection of 220 kV and 400 kV network etc. vide publication No. 274 of CBIP shall also be kept in view.

### 2. 400kV Transmission Lines

All 400kV transmission lines owned by STU shall have two fast acting protection schemes, the voltage of the two relays shall be fed from two different cores of the line CVT and the currents of the two relays shall be fed from two different cores of the line CTs.

Main 1 protection scheme shall be numerical, three zone, non-switched fast acting distance protection scheme with permissible inter-trip at remote end (in case of zone-2 fault).

Main 2 protection scheme shall be either similar type of numerical, three zone, non-switched fast acting distance protection scheme with permissible inter-trip at remote end (in case of zone-2 fault) or a unit protection scheme employing transient wave detection, directional comparison or phase comparison carrier relaying scheme. One pole tripping and single shot auto-reclosing with adjustable dead-time shall be provided.

All 400kV sub-station shall have bus-bar differential protection scheme along with LBB and auto-reclosures for transmission lines

### 3. 220 KV Transmission Lines

All 220 KV transmission lines owned by STU shall have two fast acting protection schemes.

Main 1 protection scheme shall be numeric, three zone, non-switched fast acting distance protection scheme with permissible inter-trip at remote end (in case of zone-2 fault). The scheme shall have power swing blocking, location of fault recording, disturbance recording, event logger, communication port, single and three shot auto reclosing as well as Local Breaker Backup (LBB).

Main 2 protection scheme shall be static/ numeric, three zone, switched/ non-switched fast acting distance protection scheme having all features as in Main- 1 except auto reclosing and Local Breaker Backup (LBB).

For back-up protection, three directional IDMTL over current relays and unidirectional earth fault relay shall be provided.

### 4. 132 KV/110 KV/66 KV Lines

A single scheme three zone, non-switched numeric distance protection with standard built in features like single and three phase tripping, carrier inter-tripping, IDMT over current and earth fault, power swing blocking and LBB protection shall be provided as main protection.

The backup protection shall be at least two directional IDMTL over current relays and one directional earth fault relay.

For short transmission radial lines, appropriate alternative protection schemes may be adopted.

### 7.7 Transformer Requirements

1. The protection of Power Transformers shall be as approved by the Protection Coordination Committee. The guidelines mentioned in the manual on transformers published by the Central Board of Irrigation and Power (CBIP) Publication No. 275 shall also be kept view.

The following minimum protections shall be ensured for transformers:

- (i) All 220 KV class power transformers shall be provided with numeric fast acting differential, REF, open delta (Neutral Displacement Relay) and over-fluxing relays. In addition, there shall be back up IDMTL over current and earth fault protection. For parallel operation, such back up protection shall have inter-tripping of both HV and LV breakers. For protection against heavy short circuits, the over current relays should incorporate a high set instantaneous element. In addition to electrical protection, transformer own protection viz. Buchholz, OLTC oil surge, gas operated relays, winding temperature protection, oil temperature protection, PRV relay shall be provided for alarm and trip functions.
  - (ii) For 132 KV, 110 KV and 66 KV class power transformers of capacity of 10MVA and above; the protection shall be same as mentioned in 7.7 (1) (i) above except over-fluxing, REF and PRV relays.
  - (iii) For 132 KV, 110 KV and 66 KV class power transformers of capacity less than 10 MVA, over-current with high set instantaneous element along with auxiliary relays for transformer trip and alarm functions as per transformer requirements, shall be provided.
2. In addition to electrical protection, gas operated relays, winding temperature protection and oil temperature protection shall be provided.

### 7.8 Sub-Station Fire Protection

Adequate precautions shall be taken and protection shall be provided against fire hazards to all apparatus and other assets conforming to relevant Indian Standard Specification and provisions in I.E. Rules. The firefighting equipment installed shall be maintained in good working condition and shall be inspected daily and recorded in the maintenance log book by the concerned in charge person. The single line schematic diagram of the five-protection arrangement shall be displayed in the sub-station control room.

### 7.9 Calibration and Testing

The protection scheme shall be tested at each 220 KV, 132 KV, 110 KV, 66 KV sub-station by STU and Users once in six months or immediately after any major fault, whichever is earlier. Testing and calibration of all protection schemes pertaining to generating units/stations shall be the responsibility of respective SGS.

### 7.10 Data Requirements:

Users shall provide to the STU and SLDC with data as specified in **Appendix-D** in the Data Registration Chapter.

## CHAPTER –8: OPERATION PLANNING

### 8.1 Objective

This Chapter describes the process by which the SLDC carries out the operational planning and demand control procedures.

The detailed procedure is required to enable SLDC to reduce overloading to avoid operating problems on all parts of the State Transmission System. SLDC will utilize demand control in a manner, which does not unduly indiscriminate against any one or group of consumers.

### 8.2 Demand Estimation

1. The long-term demand estimation and load forecast (for more than 1 year) shall be done by STU. SLDC shall be provided with a copy of the same as and when it is finalized.
2. It shall be the responsibility of all Distribution Licensees to fully cooperate with STU in preparation of demand estimation and load forecast for the entire state.



3. The Distribution Licensees shall provide to the STU their estimates of demand for the year ahead on month-basis at each inter connection point for the next financial year by 31<sup>st</sup> January of each year. Distribution Licensees shall also provide daily demand on the month ahead at each inter connection point by 25<sup>th</sup> for the next month.
4. Based on the data furnished by the Distribution Licensees, STU shall make monthly peak and lean period demand estimates for year ahead and daily peak and lean period demand estimates for the month ahead and furnish the same to SLDC.
5. The Distribution Licensee shall provide to SLDC estimates of loads that may be shed when required, in discreet blocks with details of arrangements of such load shedding.
6. Distribution Licensees shall also furnish realistic category-wise demand along with details of essential loads, supply lines to be maintained in rural areas, details of power cuts imposed or to be imposed, etc to STU and SLDC.
7. The SLDC would up to date the demand forecast (in MW as well as KWh) on a quarterly, monthly, weekly, and ultimately on a daily basis which would be used in day-ahead scheduling.

### 8.3 Demand Control

1. Automatic load shedding shall be resorted to by means of installation of the Under Frequency Relays at the sub stations of the STU as per the directions of the SLDC to preserve the overall integrity of the power system. The number and size of the discrete blocks using Automatic under Frequency Relays for Load Shedding shall be determined on rotational basis in consultation with every Distribution Licensee. The frequency settings of these relays shall be coordinated in consultation with the RLDC.
2. Whenever restoration of large portions of the total demand disconnection effected by the automatic load shedding is not possible within a reasonable time, the SLDC shall implement additional disconnection manually, to restore an equivalent amount of demand disconnected. Each Distribution Licensee shall help the SLDC in identifying such load blocks. Load shed by the operation of automatic load shedding devices shall not be restored without specific directions from the SLDC.
3. Planned manual load shedding shall be implemented by the SLDC when there is a shortfall in generation, or constraints in Transmission System, or reduction of imports through external connection etc., requiring demand control to control the over-drawl of power from ISGS. In such cases a rotational load shedding scheme shall be adopted to ensure equitable treatment for all consumers as far as practicable.
4. Emergency manual load shedding to deal with unacceptable voltage and frequency levels etc. shall be implemented by the SLDC when loss of generation, mismatch of generation with the demand, constraints in the transmission system, over-drawl from the grid in excess of respective schedule affecting the frequency of the regional grid below 49 Hz, requiring load shedding at short notice or no notice, to maintain a regulating margin.
5. These control measures shall not be withdrawn till the system frequency improves and when the SLDC issues such instructions after review of the situation.

### 8.4 Load Crash

1. In the event of load crash in the system due to weather disturbance or any other reasons, the situation would be controlled by SLDC by the following methods in descending priorities:
  - i) Lifting of the load restrictions, if any
  - ii) Exporting the power to neighbouring regions/ states
  - iii) Backing down of thermal stations with a time lag of 5-10 minutes for short period in merit order.
  - iv) Closing down of hydel units (subject to non-spilling of water and effect on irrigation) keeping in view the inflow of water into canals and safety of canals/hydel channels.

The above methodology shall be reviewed from time to time.

2. While implementing the above, the system security aspects should not be violated as per provisions in para 5.3 in Chapter 5 of the State Grid Code.

## CHAPTER –9: MONITORING OF GENERATION AND DRAWAL

### 9.1 Objective

The objective of this chapter is to define the responsibilities of all State Generation Stations (SGS) in monitoring of Generating Unit reliability and performance, and STU's / User's compliance with the scheduled drawal to assist SLDC in managing voltage and frequency and in improving system performance and Grid discipline.

## 9.2 Monitoring of Generation

1. For effective operation of the State Transmission System, it is important that a SGS's declared availability is realistic and that any departures from the availability are invariably reported to the SLDC.
2. The SLDC shall continuously monitor Generating Unit outputs and Bus voltages. More stringent monitoring may be performed at any time when there is reason to believe that a SGS's declared availability may not match the actual availability or declared output does not match the actual output.
3. SLDC will ensure that all thermal units with capacity 200 MW & above within the State are operated with free governor made of operation.
4. SLDC can ask for putting a generating station to demonstrate the declared availability by instructing the generating station to come up to the declared availability within time specified by generators.
5. SLDC shall inform a SGS, in writing, if the continual monitoring demonstrates an apparent persistent or material mismatch between the despatch instructions and the Generating Unit output or breach of the Connection Conditions. Continued discrepancies shall be resolved by the State Grid Code Review Committee with a view to either improve performance in future, providing more realistic declarations or initiate appropriate action for any breach of Connectivity Conditions. Continued default by the generating stations entails penalty as may be determined by the Commission.
6. SGS shall provide to SLDC 15-minute block-wise generation summation outputs wherever telemetry data is not available through SCADA/RTU equipment. CPPs shall provide to SLDC 15-minute block-wise export / import (MW and MVar).
7. The SGS shall provide any other logged readings that SLDC may reasonably require, for monitoring purposes where SCADA data is not available.

## 9.3 Monitoring of Drawal

1. SLDC shall continuously monitor actual drawal (in MW) by Distribution Licensees and other Users against their schedule through use of SCADA equipment wherever available, or otherwise using available metering. SLDC shall request RLDC and adjacent States as appropriate, to provide any additional data required to enable this monitoring to be carried out.
2. SLDC shall continuously monitor the actual MVar drawal to assist in voltage management of the State Transmission System.

## 9.4 Generating Unit Trippings

1. SGS shall promptly inform SLDC of the tripping of a Generating Unit, with reasons, SLDC shall intimate RLDC about the trippings and their revival. SLDC shall keep a written log of all such trippings, including the reasons with a view to demonstrating the effect on system performance and identifying the need for remedial measures.
2. SGS shall submit a more detailed monthly report of tripping of their Generating Units to SLDC.

## 9.5 Data Requirement

SGS, IPPs and REGs shall submit data to SLDC as listed in Appendix-E (E-5) of Data Registration Chapter-17.

## CHAPTER –10: OUTAGE PLANNING

### 10.1 Objective

The objective of this Chapter is to define the process, which will allow STU to optimize the planned Transmission Outages in State Generating Stations and Distribution Licensee's outages while maintaining system security to the extent possible.

### 10.2 Outage Planning Process

1. Each User shall provide their outage programme for ensuing financial year to the SLDC for preparing an overall outage plan for the State Transmission System as a whole. SLDC shall be responsible for analyzing the outage schedules of all Users including SGS, Distribution Licensees, and STU schedules for outage of Transmission network and preparing a draft annual Outage Plan for the State Transmission System in coordination with the Outage Plan prepared for the region by RLDC. The Users shall furnish the information to SLDC as listed in Appendix-E of Data Registration Chapter-17.
2. However, SLDC is authorized to defer the planned outage in case of any of the following events:
  - a. Major grid disturbance
  - b. System Isolation

- c. Black out in the State
  - d. Any other event in the system that may have an adverse impact on system security by the proposed outage.
3. Each User shall obtain approval of SLDC, prior to availing the Outage. SLDC while releasing any circuit for outage shall issue specific code. Similarly, no inter user boundary circuits shall be connected back to the State Transmission System without specific code/approval by SLDC. This restriction shall however not be applicable to individual Generating Unit(s) of a CPP.
  4. In case of emergency in the system, viz. loss of generation, breakdown of transmission line affecting the system, grid disturbance, system isolation, SLDC may conduct studies again before clearance of planned outage.

### 10.3 Annual Outage Planning

1. Scheduled outage of power stations and EHV lines as notified by SLDC from time to time, will be subject to annual planning.
2. SGS and CPPs connected to the State Grid shall furnish their proposed Outage programme for the next financial year in writing by 15<sup>th</sup> November each year.
3. SGS outage programme shall contain details like identification of unit, reason for outage, generation availability affected due to such outage, outage start date and duration of outage. SLDC shall review the outage programme received from SGS on monthly basis to chalk out the outage of the State Transmission System.
4. SLDC shall also obtain from STU the proposed outage programme for Transmission lines, equipment's and sub-stations etc. for next financial year by 15<sup>th</sup> November each year. STU outage programme shall contain identification of lines/ substations, reasons for outage, outage start date and duration of outage.
5. In case of hydro generating stations such a plan shall also endeavour to maximize the utilization of water for the purpose of power generation subject to applicable constraints related to alternate use of such water.

Provided further that outage of wind generator may be planned during lean wind season, outage of solar, if required during the rainy season and outage of run-of-the-river hydropower plant in the lean water season.

6. All Users and STU shall follow annual outage plans published by SLDC. If any deviation is required, the same shall be obtained with the prior permission of SLDC. The outage planning of run-of-the-river hydro plant, wind and solar power plant and its associated evacuation network shall be planned to extract maximum power from these renewable sources of energy
7. Transmission Outage Planning shall be harmonized with Generation Outage Planning and Distribution System Outage Planning shall be harmonized with Generation and Transmission Outage Planning
8. In respect of scheduled outage referred in this section a calendar shall be formulated in respect of annual outage planning for the ensuing financial year.
9. SLDC shall have the authority to defer any planned outage in case of occurrence of following events:
  - (a) Major grid disturbances (e.g., partial/total blackout);
  - (b) System isolation; and
  - (c) Any other event in the system that may have an adverse impact on the system security by the proposed outage.
10. In case of emergency in the system, which may include events like loss of generation, breakdown of the transmission line, grid disturbances and system isolation, SLDC may appropriately review the situation before clearance of the planned outage:

Provided that scheduled outage of power stations of 10 MW capacity and above as notified by SLDC from time to time, will be subject to annual planning.

11. SLDC shall prepare and submit to RPC its outage plan in writing for the next financial year by 31<sup>st</sup> December for each year. These shall contain identification of each Generating Unit/Transmission Line/Interconnecting Transformer for which outage is being planned, reasons for the outage, the preferred date for each outage and its duration and where there is flexibility, the earliest start date and latest finishing date. SLDC shall submit Load Generation Balance Report for peak as well as off-peak scenario by 31<sup>st</sup> October for the next financial year to RPC. The annual plans for managing deficits/surpluses shall be clearly indicated in the Load Generation Balance Report (LGBR).
12. Scheduled outage of power stations and EHV transmission lines affecting regional power system shall be affected only with the approval of RLDC in coordination with SLDC.

13. SLDC would ensure that State's generating units are taken out for annual maintenance during the low power demand period of the year.
14. SLDC shall upload quarterly, half-yearly, yearly outage reports on its website.

#### 10.4 Availing of shutdowns schedule

1. SLDC would review on daily basis proposed the outage schedule for the next two days and in case of any contingency or conditions such as grid disturbances, system isolation, partial black out or any other event in the system that may have an adverse impact as the system security by the proposed outage, it may defer any planned outage stating the reasons thereof. The revised dates in such cases would be finalized in consultation with the User.
2. STU and User shall obtain approval of SLDC prior to availing the outage.
3. Where interruption of power supply is caused to Consumers due to availing the planned outage, the Distribution Licensee shall obtain the prior approval of the Commission and also give prior information to the consumers by publishing in the daily newspaper regarding the interruption of supply timings.

### CHAPTER – 11: CONTINGENCY PLANNING

#### 11.1 Objective

The objective of this chapter is to define the responsibilities of all Users to achieve the fastest possible recovery in the event of the State Transmission System or Regional System blackout, taking into account essential loads, generating stations capabilities and operational constraints of the State Transmission System.

#### 11.2 Contingency Planning Procedure

1. SLDC shall efficiently handle the following types of contingencies and restoration of system back to normal:
  - a. Partial system blackout in the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh due to multiple tripping of the Transmission lines emanating from power stations/sub-stations
  - b. Total black out in the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh
  - c. System islands / System split
2. Diesel generating (DG) sets of sufficient capacity shall be provided at each power station to meet the start-up power.
3. Synchronizing facility shall be available at all power stations and 220 KV, 132 KV, 110 K and 66 KV sub-stations having inter-connection with Inter State Transmission System.
4. In case of partial blackout in the system/state, priority is to be given for early restoration of power station units, which have tripped.
5. In case of total regional blackout, SLDC shall co-ordinate and follow the instructions of Regional Load Despatch Centre (RLDC) for early restoration of the entire grid.
6. For safe and fast restoration of supply, SLDC shall formulate the proper sequence of operations for major generating units, lines, transformers and load within the state. The sequence of operations shall include opening, closing/tripping of circuit breakers, isolators, on-load tap-changers etc

#### 11.3 Restoration Procedure

1. Detailed and procedure for restoration of the State Grid under partial / total blackout shall be developed by SLDC in consultation with RLDC and all Users and shall be in conformity to the System Restore Procedure prescribed under IEGC. The procedure shall be reviewed / updated annually.
2. Detailed procedures for restoration under partial / total blackout of each User's system within the State will be finalized by the concerned User in coordination with SLDC.
3. List of generating stations with black start facility, inter-state / inter regional ties, synchronizing points and essential loads to be restored on priority, shall be available with SLDC.
4. All communication channels required for restoration process shall be used for operational communication only till grid normalcy is restored.
5. The contingency planning shall be done in accordance with aforesaid principles and also as per the CEA Manual on Transmission Planning Criteria 2023 as updated from time to time. The brief procedure and concepts of Criteria for Contingency is provided at **Annexure-H**.

#### 11.4 Special Considerations applicable to contingency planning

1. During the process of restoration of the State Transmission System or Regional System blackout conditions, the normal standards of voltage and frequency need not be insisted and may be left to the discretion of the SLDC.
2. Distribution Licensees shall separately identify non-essential loads, which may be kept off during system contingent conditions. They shall also draw up an appropriate schedule with corresponding load blocks in each case. The non-essential loads can be put on only when system normalcy is restored or as advised by SLDC.
3. All Users shall pay special attention in carrying out the procedures to prevent secondary collapse of the system due to undue haste or inappropriate loading operation of conditions.
4. Despite the urgency of the situation, prompt and complete logging of all operations and operational messages shall be ensured by all Users to facilitate subsequent investigation into the incident and reviewing of the efficiency of the restoration process. Such investigation shall be conducted after the incident, and placed before the State Grid Code Review Committee in its next meeting.

#### 11.5 Post Disturbance Analysis

SLDC as per guidelines and instructions from RLDC shall carry out the post-analysis of disturbance occurrence of all major grid disturbances resulting into total or partial system blackout and out of synchronization of any part of the state grid. All users shall enable SLDC, analyse the system disturbance and furnish report to RLDC.

### CHAPTER – 12: INTER USER BOUNDARY SAFETY

#### 12.1 Objective

The objective of this chapter is to achieve an agreement and consistency on the principles of safety as prescribed in the Indian Electricity Rules 1956 which are in force for the time being and will be replaced by the rules made under Electricity Act, 2003 when working across the inter user boundary (cross boundary) between one User and another User.

#### 12.2 Designated Persons

STU and all Users shall nominate and notify authorized persons to be responsible for the co-ordination of safety across their boundary. These persons shall be referred to as Designated Officer.

#### 12.3 Procedure to work on Inter User Boundary Circuits

1. STU shall issue a list of Designated persons' names, designations and telephone numbers to all Users who have a direct inter user boundary with him. This list shall be updated promptly, whenever there is a change of name, designation or telephone number of any designated persons named in the list.
2. All Users with a direct inter user boundary with STU shall issue a similar list of their Designated persons to STU. This list shall be updated promptly whenever there is any change of name etc in the list.
3. Whenever any work across an inter-user boundary is to be carried out by the User or the STU, the Designated officer of the User or STU as the case may be, wishing for Line Clear Permit / Permit to Work (PTW) shall personally contact the other relevant Designated officer. If the Permit to Work cannot be obtained personally, the Designated officer shall contact through telephone and exchange Code word or secrete code to ensure correct identification of both agencies.
4. If the work extends beyond than one shift, the Designated officer shall ensure that the Relieving Designated Officer is fully briefed on the nature of the work and the code words in operation.
5. The Designated Officer(s) shall co-operate to establish and maintain the precautions necessary for the required work to be carried out in a safe manner. Both the established isolation and the established earth shall be kept in locked position with "Men Working" tag, where such facilities exist, and shall be clearly identified.
6. Work shall not commence until the Designated Officer in charge of the work of the User including, wishing to carry out, is satisfied that all the safety precautions have been established. This Designated Officer shall issue approved safety documentation and work permit (PTW) to the working party to allow work to commence. The Permit to Work in respect of specified EHV lines and other interconnections shall be issued with the consent of SLDC.
7. When work is completed and safety precautions are no longer required, the Designated Officer who has been responsible for the work being carried out shall make direct contact with the other Designated Person to return the Permit to Work and removal of those safety precautions. Return of Permit to Work in respect of specified EHV lines and interconnections shall be informed to SLDC.

8. The equipment shall only be considered as suitable for connecting back to service when all safety measures are confirmed as removed, by direct communication using code word contact between the two Designated Officers, and after ensuring that the return of Permit to Work from the working party has been taken place.
9. STU shall develop an agreed written procedure for inter-user boundary safety and continuously update it.
10. Any dispute concerning inter-user boundary safety shall be resolved at the level of STU, if STU is not a party. In case STU is a party, the dispute shall be referred to the State Grid Code Review Committee for resolving the dispute.

#### **12.4 Special Consideration**

1. For the inter-user boundary between STU and other Users' circuits, all Users shall comply with the approved safety rules, which must be in accordance with IE Rules.
2. Each Designated Officer shall maintain a legibly written safety log, in chronological order, of all operations and messages relating to safety coordination sent and received by him. All safety logs shall be retained for a period of not less than 10 years.

### **CHAPTER -13: OPERATIONAL EVENT INFORMATION REPORTING**

#### **13.1 Objective**

This Chapter defines the incidents to be reported, the reporting route to be followed and the information to be supplied to ensure a consistent approach to the reporting of incidents / events.

#### **13.2 Reportable Events**

1. All events in the State Transmission System having an operational effect on the User's system shall be reported by the STU to SLDC and to Users whose systems are affected.
2. All events in the User's system having an operational effect on the State Transmission System shall be reported by the User to the STU and SLDC and who in turn shall intimate the other Users on whose system the event may have an operational effect.
3. Any of the following incidents/events that could affect the State Transmission System requires reporting:
  - a. Blackout/partial system blackout
  - b. System islanding/system split
  - c. Exceptionally high / low system voltage or frequency.
  - d. Serious equipment problem, relating to major circuit breaker, transformer or bus bar.
  - e. Failure of major Generating Unit.
  - f. System split, State Transmission System breakaway or Black Start.
  - g. Tripping of transmission Line, ICT (Inter connecting transformer) and capacitor banks.
  - h. Major fire incidents.
  - i. Major failure of protection equipment.
  - j. Equipment and Transmission Line overload.
  - k. Accidents-Fatal and Non-Fatal.
  - l. Load Crash / Loss of Load
  - m. Excessive drawal deviations.
  - n. Minor equipment alarms.
  - o. Violation of security standards
  - p. Any other event as stipulated by the Commission from time to time

The last two reportable incidents which are of lesser consequence, but which still have effect on the State Transmission System and can be reasonably classed as minor. They require prompt corrective action.

#### **13.3 Reporting Procedure**

1. All incidents occurring on lines and equipment above 33 kV and all the lines on which there is the inter user flow affecting the State Transmission System shall immediately be reported orally on telephone or through power line carrier communication etc by the User or STU whose equipment has experienced the incident to SLDC. The

reporting User or STU shall submit a confirmation report by Telephone message / Fax / E-mail to SLDC within one hour of such oral report. The reporting User shall submit a written report within 2 (two) days of occurrences of the incident to the SLDC by e-mail or by courier or by certified post.

2. SLDC shall suo-moto call for a report from any User on any incident affecting other Users or STU. However, this shall not relieve any User from the obligation to report events in accordance with provisions of the State Grid Code to SLDC / STU.
3. A written report containing the following details confirming the oral report, shall be sent to SLDC by the User or STU.
  - (i) Location of incident.
  - (ii) Time and date of incident.
  - (iii) Plant and equipment directly involved.
  - (iv) Details of relay indications with nature of fault implications.
  - (v) Demand / Transmission or Generation (in MV) interrupted and duration of interruption.
  - (vi) Brief description and cause of incident / event.
  - (vii) Estimated time to return to service.
  - (viii) Possibility of alternate arrangement made for restoration of supply
  - (ix) Sequence of tripping with time
  - (x) Details of Red Flags with remedial measures
  - (xi) Any other relevant information including copies of records of all recording instruments, event logger, DAS, etc.

#### 13.4 Reporting Form

The standard reporting form, other than for accidents, shall be as approved from time to time by the State Grid Code Review Committee. The standard reporting form shall be made available on the website of STU and SLDC. A typical form is attached (APPENDIX-F) in the Data Registration Chapter-17.

#### 13.5 Major Failure

Whenever a major failure such as tripping of generating unit or EHV transmission line, System frequency or Voltage outside statutory limits, system overload, accidents take place, the User shall inquire and establish the cause of such failure to STU / SLDC / Commission. The STU shall submit the report to State Grid Code Review Committee within one month for further analysis. On demand by the Commission a detailed report on major failures shall be submitted to the Commission.

#### 13.6 Accident Reporting

If any accident occurs in connection with the Generation, Transmission, Distribution of supply or use of electricity or in connection with any part of electric lines or electrical plant of any person and the accident results or is likely to have resulted in the loss of human or animal life or any injury to a human being or an animal, the same shall be dealt with in accordance with Section 161 of the Electricity Act, 2003.

### CHAPTER – 14: SCHEDULING AND LOAD DESPATCH

#### 14.1 Objective

This Chapter details the actions and responsibilities of SLDC in preparing and issuing a daily schedule of generation and the responsibilities of Users to supply the necessary data and to comply with the schedules.

#### 14.2 General

1. SLDCs shall have the total responsibility for
  - (i) Scheduling / despatching generation of State Generating Stations (including generation of their embedded licensees),
  - (ii) Regulating the demand in its control area,
  - (iii) Scheduling their drawal from the ISGS (within their share in the respective plant's expected capability)
  - (iv) Permitting long-term, medium-term and short-term open access transactions for embedded generators / consumers, in accordance with the contracts, and

- (v) Regulating the net drawal in their control area from the regional grid in accordance with the respective Regulations of the CERC.
2. The following specific points shall be taken into consideration while preparing and finalizing the schedules:
- (i) SLDC will issue despatch instructions required to regulate all generation and imports according to the 15-minute day ahead generation schedule. In the absence of any despatch instruction by SLDC, SGS can generate/ export according to the day-ahead generation schedule and intimate the same to the SLDC to regulate the supply for the needy Users.
- (ii) The SLDC shall regulate the overall state generation in such a manner that generation from following types of power stations having energy potential, if unutilized, goes waste shall not be curtailed.
- a) Run of river (without storage) or canal based hydro stations.
- b) Run of river with pondage and storage type hydro-stations when water level is at peak reservoir level or expected to touch peak reservoir level as per inflows.
- c) Wind and Solar based generating sources.
- d) Hybrid solar power stations with minimum generation from conventional fuel required to utilize available solar power.
- (iii) Despatch instructions to SGS shall be communicated in standard format by SLDC.

### 14.3 Scheduling and Despatch Procedure

1. The procedure for scheduling of ISGS and SGS/IPP/PPP shall be as described below:
- i) Each day starting from 00.00 hours will be divided into 96 time blocks of 15-minute intervals.
- ii) By 9:00 AM every day each, SGS shall intimate the SLDC the station wise ex- power plant MW and MWh capabilities foreseen for the next day i.e., between 00.00 to 24.00 hrs of the following day.
- iii) By 9:00 AM every day each Distribution Licensee shall intimate SLDC the overall requirement in MW and MWh for the next day i.e., between 00.00 to 24.00 hours of the following day.
- iv) By 10:00 AM every day, the above information along with the entitlements of the State in various Inter State Generating stations given by RLDC, the SLDC shall compile the aggregate generating capability of SGS, entitlement from ISGS bilateral interchange, if any, vis-à-vis the Distribution Licensee requirement.
- v) By 3:00 PM, SLDC shall finalize generation schedule of SGS and drawal schedule of each Distribution Licensees, convey to RLDC the net drawal schedule from each of the ISGS along with the bilateral exchanges agreed or intended to be had with the other state / states and the estimates of demand / availability in the state and additional power required to be obtained.
- vi) By 6:00 PM, RLDC shall convey to SLDC the drawal schedule for the State from each of the ISGS
- vii) By 7:00 PM, SLDC shall convey,
- a) The ex-power plant despatch schedule to each of SGS, in MW for different hours, for the next day
- b) The “net drawal schedule” to the distribution licensee in MW for different hours, for next day.
- viii) SGS and Distribution Licensees shall inform any modifications / changes, if any, to be made, in the above station wise drawal schedule to SLDC by 9:00 PM or preferably earlier.
- ix) SLDC after considering the same shall convey revised schedule to RLDC by 10:00 PM.
2. SLDC may also give the required data to the RLDC such that the RLDC itself may decide the best drawal schedules for the State.
3. SLDC shall prepare the day ahead generation schedule keeping in view the followings
- i) Transmission System constraints from time to time.
- ii) 15-minute load requirements as estimated by SLDC.
- iii) The need to provide operating margins / reserves required to be maintained.
- iv) The availability of generation from SGS, Central Sector Generators and others together with any constraint in each case.
4. During the day of operation, the generation schedule may be revised under following conditions:



- i) In case of forced outage of a unit of any SGS, SLDC may revise the generation schedule on the basis of revised declared capability by the affected SGS. The revised declared capability and the revised schedule shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the revision is advised by the ISGS or SSGS to be the first one.
- ii) In case of any grid disturbance, scheduled generation of all the SGS and scheduled drawal of all the beneficiaries shall be deemed to have been revised to be equal to their actual generation/drawal for all the time blocks affected by the grid disturbance. Certification of grid disturbance and its duration shall be done by the SLDC.
- iii) Revision of declared capability by the SGS(s) and requisition by beneficiary (ies) for the remaining period of the day shall also be permitted with advance notice. Revised schedules/declared capability in such cases shall become effective from the 6<sup>th</sup> time block, counting the time block in which the request for a revision has been received in the SLDC to be the first one.
- iv) If, at any point of time, the SLDC observes that there is a need for revision of the schedules in the interest of better system operation, it may do so on its own, and in such cases, the revised schedules shall become effective from the 4<sup>th</sup> time block, counting the time block in which the revised schedule is issued by the SLDC to be the first one.
- v) To discourage frivolous revisions, SLDC may, at its sole discretion, refuse to accept scheduling/capability changes of less than two (2) percent of the previous schedule/capability.
- vi) After the operating day is over at 2400 hours, the schedule finally implemented during the day (taking into account all changes in dispatch schedule of generating stations and drawal schedule of the States) shall be issued by SLDC. These schedules shall be the datum for commercial accounting. The average ex-bus capability for each SGS shall also be worked out based on all before-the-fact advice to SLDC.
- vii) SLDC shall properly document all above information i.e., station-wise foreseen ex-power plant capabilities advised by the generating stations, the drawal schedules advised by beneficiaries, all schedules issued by the SLDC, and all revisions/updates of the above.
- viii) The procedure for scheduling and the final schedules issued by SLDC shall be open to all constituents for any checking/verification, for a period of 5 days. In case any mistake/omission is detected, the SLDC shall forthwith make a complete check and rectify the same.
- ix) Scheduling of solar and wind generation should follow below outlines:
  - a) Scheduling of Solar and wind power generation plants would have to be done for the purpose of computing deviation where the sum of generation capacity of such plants are clubbed at a Pooling Station and connected through a line(s) at the connection point to the transmission or distribution system is 10 MW and above and connection point is 33 KV and above, and where PPA has not yet been signed. For capacity and voltage level below this, as well as for old Wind farms (A wind farm is collection of wind turbine generators that are connected to a common connection point commonly known as a Pooling Station), it could be mutually decided between the Wind Generator and the transmission or distribution utility, as the case may be, if there is no existing contractual agreement to the contrary. The schedule by wind power generating stations (excluding collective transactions) may be revised by giving advance notice to SLDC. The revisions by wind power generating stations and solar power generating stations shall be effective from 4<sup>th</sup> time block, the first being the time-block in which notice was given. There may be one revision for each time slot of 1.5 hours starting from 00:00 hours of a particular day subject to a maximum of 16 revisions during the day or as specified in CERC (Forecasting, Scheduling, Deviation settlement and related matters for solar and wind Generation sources) Regulations, issued and amended from time to time.
  - b) The schedule of solar generation shall be given by the generator based on availability of the generator, weather forecasting, season and normal solar generation curve and shall be vetted by the SLDC. If SLDC is of the opinion that the schedule is not realistic, it may ask the solar generator to modify the schedule.
  - c) SLDC shall maintain the record of schedule from renewable power generating stations based on type of renewable energy sources i.e., wind or solar from the point of view of grid security. While scheduling generating stations in the State, system operator shall aim at utilizing available solar and wind energy fully.

**14.4 Drawal Scheduling**

SLDC is responsible for collection, examination and compilation of drawal Schedule for each Distribution Licensees at the prescribed time. Each Distribution Licensee shall supply to SLDC 15-minute average demand estimates in MW for the day ahead.

**14.5 Generation Despatch**

1. SGS shall comply promptly with a despatch instruction issued by SLDC. SGS shall promptly inform SLDC in the event of any unforeseen difficulties in carrying out an instruction.
2. Despatch instructions shall be issued by E-Mail /Fax/ telephone, confirmed by an exchange of name of operators sending and receiving the same and logging the same at each end. All oral instructions shall be complied forthwith and written confirmation shall be issued promptly by FAX, tele-printer, or otherwise.

**14.6 Responsibilities**

1. SLDC shall monitor actual power drawal against the demand for scheduled power and internal generation. SLDC shall also monitor reactive power drawal and availability of capacitor banks.
2. Generating Stations within state shall follow the despatch instructions issued by SLDC.
3. Distribution Licensees and Open Access Customers shall comply with the instructions of SLDC for managing load & reactive power drawal as per system requirement.

**14.7 Data Requirement**

Users shall provide SLDC with data as specified in Appendix – E2, Generation Scheduling Data in the Data Registration Chapter –17.

**CHAPTER -15: METERING****15.1 Objective**

This Chapter defines minimum acceptable standards of metering equipment which shall provide proper metering of the various operating system parameters for the purpose of accounting, commercial billing and settlement of electrical energy and to provide information which shall enable to operate the system in economic manner.

**15.2 Scope**

1. This Metering covers the practices that shall be employed and the facilities that shall be provided for the measurement and recording of various parameters like active/reactive/apparent power/energy, power factor, voltage, frequency etc.
2. This Metering sets out or refers to the requirements of metering at generating stations, sub-stations and interfaces for tariff and operational metering.
3. This Metering also specifies the requirement for calibration, testing and commissioning of metering equipments viz. energy meters with associated accessories, current transformers and voltage transformers. The Metering broadly indicates the technical features of various elements of the metering, data communication and testing system.

**15.3 Applicability**

This Metering shall be applicable to meters installed and to be installed by all:

- a) STU/Transmission Licensees,
- b) Generating Stations connected to the State Transmission System,
- c) Distribution Licensees connected to the State Transmission System,
- d) EHV Consumers of Distribution Licensee(s) directly connected to the State Transmission System,
- e) Open Access Customers availing Open Access on State Transmission system, and
- f) Captive Generators connected to the State Transmission System

**15.4 Type of meters**

1. All interface meters, User meters and energy accounting and audit meters shall be of static type.
2. The meters not complying with the specified type shall be replaced by the STU on his own or on request of the User.
3. The meters may also be replaced as per the regulations or directions of the Commission or pursuant to the reforms programme of the Government.

**15.5 Standards. -**

All interface meters, and energy accounting and audit meters shall:

- a) Comply with the relevant standards of Bureau of Indian Standards (BIS). If BIS Standards are not available for a particular equipment or material, the relevant British Standards (BS), International Electro-Technical Commission (IEC) Standards, or any other equivalent Standard shall be followed:

Provided that whenever an international Standard or IEC Standard is followed, necessary corrections or modifications shall be made for nominal system frequency, nominal system voltage, ambient temperature, humidity and other conditions prevailing in India before actual adoption of the said Standard;

- b) Conform to the standards on 'Installation and Operation of Meters' as specified in Schedule annexed to Central Electricity Authority (Installation and Operation of Meters) Regulations, 2006 and as amended from time to time.

**15.6 Ownership of meters****1. Interface meters**

- a) All interface meters installed at the points of interconnection with Inter- State Transmission System (ISTS) for the purpose of electricity accounting and billing shall be owned by CTU.
- b) All interface meters installed at the points of interconnection with State Transmission System excluding the system covered under sub-clause (a) above for the purpose of electricity accounting and billing shall be owned by STU.
- c) All interface meters installed at the points of inter connection between the two licensees excluding those covered under sub-clauses (a) and (b) above for the purpose of electricity accounting and billing shall be owned by the respective licensee of each end.
- d) All interface meters installed at the points of inter connection for the purpose of electricity accounting and billing not covered under sub clauses (a), (b) and (c) above shall be owned by supplier of the electricity.

**2. Energy accounting and audit meters**

Energy accounting and audit meters shall be owned by the generating company or STU, as the case may be.

**15.7 Locations of meters. -**

1. The location of interface meters, and energy accounting and audit meters shall be as per the Table given below:

S.No.	Stages	Main Meter	Check Meter	Standby Meter
A.	Generating Station	On all outgoing feeders.	On all outgoing feeders.	(i) High Voltage (HV) side of Generator Transformers ii) High Voltage (HV) side of all Station Auxiliary Transformers
(Explanation: The location of main, check and standby meters installed at the existing generating stations shall not be changed unless permitted by the Authority)				
B.	Transmission and Distribution System	At one end of the line between the sub-stations of the same licensee, and at both ends of the line between sub-stations of two different licensees. Meters at both ends shall be considered as main meters for respective licensees.		There shall be no separate standby meter. Meter installed at other end of the line in case of two different licensees shall work as standby meter.
C.	Inter-Connecting Transformer (ICT)	High Voltage (HV) side of ICT.		Low Voltage (LV) side of ICT.

2. The generating companies or licensees may install meters at additional locations in their systems depending upon the requirement.

3. Interface Meters

- i) Users who have interconnection with the Inter-State Transmission System or State Transmission System and have been permitted open access by the Commission shall be provided with interface meters.
- ii) For Users connected to distribution system and permitted open access, by provision of interface meters may be made as per the regulations or of the Commission shall be provided with interface meters.

#### 4. Energy accounting and audit meters

Energy accounting and audit meters shall be installed at such locations so as to facilitate accounting for the energy generated, transmitted, distributed in the various segments of the power system and the energy loss. The location of these meters shall be as under:

##### (i) Generating Stations

- 1) at the stator terminal of the generator;
- 2) on HV and LV sides of the station and the unit auxiliary transformers;
- 3) on feeders to various auxiliaries.

##### (ii) Transmission System

All incoming and outgoing feeders (If the interface meters do not exist).

##### (iii) Distribution System

- 1) all incoming feeders (11 kV and above);
- 2) all outgoing feeders (11 kV and above);

#### 15.8 Accuracy Class of meters

Every meter shall meet the requirement of accuracy class as specified in the standards are given in the Schedule annexed to Central Electricity Authority “Installation and Operation of Meters” Regulations, 2006 (Annexure).

#### 15.9 Installation of meter

1. Generating company or STU, as the case may be, shall examine, test and regulate all meters before installation and only correct meters shall be installed.
2. The meter shall be installed at locations, which are easily accessible for installation, testing, commissioning, reading, recording and maintenance.
3. In case CTs and VTs form part of the meters, the meter shall be installed as near the instrument transformers as possible to reduce the potential drop in the secondary leads.

#### 15.10 Operation, Testing and Maintenance of Meters

The operation, testing and maintenance of all types of meters shall be carried out by the generating company or the STU, as the case may be.

#### 15.11 Access to meter

The owner of the premises where, the meter is installed shall provide access to the authorized representative(s) of the STU for installation, testing, commissioning, reading and recording and maintenance of meters.

#### 15.12 Sealing of meters

##### 1. Sealing Arrangements

- a. All meters shall be sealed by the manufacturer at its works. In addition to the seal provided by the manufacturer at its works, the sealing of all meters shall be done as follows at various sealing points as per the standards given in the Schedule annexed to Central Electricity Authority (Installation and Operation of Meters) Regulations, 2006
- b. Sealing of interface meters, shall also be done by both the supplier and the buyer.
  - i) Sealing of User meters shall be done by the STU.
  - ii) Sealing of energy accounting and audit meters shall be done by the STU or generating company as the case may be.
- c. Seal shall be unique for each utility and the name or logo of the utility shall be clearly visible on the seals.
- d. Only the patented seals (seal from the manufacturer who has the official right to manufacture the seal) shall be used.

- e. Polycarbonate or acrylic seals or plastic seals or holographic seals or any other superior seal shall be used.
- f. Lead seals shall not be used in the new meters. Old lead seals shall be replaced by new seals in a phased manner and the time frame of the same shall be submitted by the STU to the Commission for approval.

## 2. Removal of seals from meters

### (a) Interface meters

Whenever seals of the interface meters have to be removed for any reason, advance notice shall be given to other party for witnessing the removal of seals and resealing of the interface meter. The breaking and resealing of the meters shall be recorded by the party, who carries out the work, in the meter register, mentioning the date of removal and resealing, serial numbers of the broken and new seals and the reason for removal of seals.

### (b) Energy accounting and audit meters

Seal of the energy accounting and audit meter shall be removed only by the generating company or the STU who owns the meter.

## 15.13 Safety of meters

1. The supplier or buyer in whose premises the interface meters are installed shall be responsible for their safety.
2. The User shall, as far as circumstances permit, take precautions for the safety of the meter installed in his premises belonging to the STU or Distribution licensee.
3. The generating company or the STU who owns the energy accounting and audit meters shall be responsible for its safety.

## 15.14 Meter reading and recording

### 1. Interface meters

It shall be the responsibility of the Appropriate Transmission Utility or Distribution licensee to take down the meter reading and record the metered data, maintain database of all the information associated with the interface meters and verify the correctness of metered data and furnish the same to various agencies.

### 2. Energy accounting and audit meters

It shall be the responsibility of the generating company or STU to record the metered data, maintain database of all the information associated with the energy accounting and audit meters and verify the correctness of metered data. Each generating company or STU shall prepare quarterly, half-yearly and yearly energy account for its system for taking appropriate action for efficient operation and system development.

## 15.15 Meter failure or discrepancies

### 1. Interface meters

- a. Whenever the difference between the readings of the Main meter and the Check meter for any month is more than 0.5%, the following steps shall be taken:
  - i) Checking of CT and VT connections;
  - ii) Testing of accuracy of interface meter at site with reference standard meter of accuracy class higher than the meter under test. If the difference exists even after such checking or testing, then the defective meter shall be replaced with a correct meter.
- b. In case of conspicuous failures like burning of meter and erratic display of metered parameters and when the error found in testing of meter is beyond the permissible limit of error provided in the relevant standard, the meter shall be immediately replaced with a correct meter.
- c. In case where both the Main meter and Check meter fail, at least one of the meters shall be immediately replaced by a correct meter.
- d. Billing for the failure period:
  - i) The SLDC / STU shall develop a procedure for assessment of consumption of defective meter during the failure period of the meter and submit the same to the Commission for its approval. The billing for the failure period of the meter shall be done as per this approved procedure.
  - ii) Readings recorded by Main, Check and Standby meters for every time slot shall be analysed, cross checked and validated by the SLDC. The discrepancies, if any, noticed in the readings shall be informed by SLDC in writing to the energy accounting agency for proper accounting of energy. SLDC shall also

intimate the discrepancies to the State Transmission Utility or the User, who shall take further necessary action regarding testing, calibration or replacement of the faulty meters in accordance with the provisions laid down.

- e. The defective meter shall be immediately tested and calibrated.

## 2. Energy accounting and audit meters

Energy accounting and audit meters shall be rectified or replaced by the generating company or licensee immediately after notice of any of the following abnormalities:

- a. the errors in the meter readings are beyond the limits prescribed for the specified Accuracy Class;
- b. meter readings are not in accordance with the normal pattern of the load demand;
- c. meter tampering, or erratic display or damage.

### 15.16 Anti-tampering features of meters

The meters shall be provided with such anti-tampering features as per the Standards on Installation and Operation of Meters given in the Schedule annexed to Central Electricity Authority (Installation and Operation of Meters) Regulations, 2006

### 15.17 Quality assurance of meters

1. The STU shall set up appropriate number of accredited testing units or utilize the services of other accredited testing laboratories. The STU shall take immediate action to get the accreditations of their existing meter testing laboratories from NABL, if not already done.
2. The generating company or STU shall ensure that all type, routine and acceptance tests are carried out by the manufacturer complying with the requirement of the relevant BIS or BS or IEC as the case may be.

### 15.18 Calibration and periodical testing of meters. –

#### 1. Interface meter

- a. At the time of commissioning, each interface meter shall be tested by the STU at site for accuracy using standard reference meter of better accuracy class than the meter under test.
- b. All interface meters shall be tested at least once in five years. These meters shall also be tested whenever the energy and other quantities recorded by the meter are abnormal or inconsistent with electrically adjacent meters. Whenever there is unreasonable difference between the quantity recorded by interface meter and the corresponding value monitored at the billing centre via communication network, the communication system and terminal equipment shall be tested and rectified. The meters may be tested using NABL accredited mobile laboratory or at any accredited laboratory and recalibrated if required at manufacturer's works.
- c. Testing and calibration of interface meters may be carried out in the presence of the representatives of the supplier and buyer by giving due notice of testing in advance.

#### 2. Energy accounting and audit meters

Energy accounting and audit meters shall be tested at site at least once in five years or whenever the accuracy is doubtful or whenever the readings are inconsistent with the readings of other meters, e.g., check meters, standby meters. The testing must be carried out without removing the CTs and VTs connection. Testing may be carried out through NABL accredited mobile laboratory using secondary injection kit, measuring unit and phantom loading or at any accredited test laboratory and recalibrated if required at manufacturer's works.

### 15.19 Data Requirements

State Generating Station (SGS) and State Transmission Utility (STU) shall provide data to each other and SLDC as specified in Appendix – G of Data Registration Chapter –17.

## CHAPTER – 16: SAFETY AND LINE CLEAR PERMITS

**16.1** This Chapter deals with safety to the working personnel of STU / Distribution Licensee and the Users and maintenance of proper records for the issue of Line Clear Permits for allowing the working personnel to carry out the works.

### 16.2 Safety Standards:

1. STUs shall prepare their own "Safety Manual" for the maintenance of Transmission Lines, and Substations and got vetted by an accredited agency. Copies of this safety manual shall be provided at all the substations, concerned departments of STU and Users. For the guidance of the Shift Operators, "Operation and Maintenance Manuals" for each Substation shall be prepared by the STU and Users containing all the maintenance and

operation schedules based on the recommendations of the manufacturers of the various equipments installed in the Substation. These manuals shall be periodically reviewed based on the experience gained and replacement of equipments. A maintenance register for all the equipments including the station batteries shall be maintained at the respective Substations. These shall be updated as and when the maintenance work is carried out and shall be periodically reviewed by the Commission. Similar registers shall be maintained for the Transmission and Sub-Transmission Lines.

2. The 'Operation and Maintenance Manual' shall clearly specify the details of isolation and earthing to be provided for allowing work on the equipments. The 'Single Line Diagram' of the Substation indicating the positions of various isolating devices shall be prominently displayed in the station. Charts showing the clearances from live parts (section clearance) for working on the isolated equipments where workmen are allowed to work shall be displayed prominently at each Substation.
3. STUs and Users shall affix the "Danger" boards (of a design as per relevant ISS No. 2551) prominently displayed at a conspicuous place at all the locations as required in the IE Rules.
4. All the equipments including the system batteries in the receiving stations and Substations shall be maintained in good condition as per the manufacturers' manuals and also as per relevant Indian and / or international standards. The DC system provided in all these stations shall be properly maintained with no appreciable leakage current. On-line monitoring system for monitoring of leakage and detection of ground faults shall be adopted.

### 16.3 Line Clear Permit (LCP):

The formats enclosed shall be used while issuing and returning line clear permit. The Format - I designated as "Requisition for Line Clear Permit" shall be used by the requesting Safety Coordinator who is an authorized person. The Format - 2 designated as "Line Clear Permit" shall be used at the time of issue of Line Clear Permit. The Format -3 designated as "Line Clear Return" shall be used for the return of the Line Clear Permit after the work is completed for which the Line Clear Permit is taken.

#### FORMAT – 1

Serial No. xxxxxxxx

#### REQUISITION FOR LINE CLEAR PERMIT

Date .....

Time .....

I Shri/Shrimati ----- request Line Clear Permit on the following EHT / HT Line/Equipment.

EHT / HT Apparatus/Line Identification:

Details of works to be carried out:

Estimated time required for completion:

(Person Requesting Line Clear Permit)

( In charge of the Crew)

Designation..... Date.....

(FOR USE IN SUBSTATION FROM WHERE LINE CLEAR PERMIT WILL BE ISSUED) Name and Signature

a) Line Clear Permit issued: Yes/No

b) Number and Date of Issue (Code No.):

c) Time of Issue:

d) Date & Time of Return:

e) Remarks: See Check List LCP - F

#### RECEIPT OF LCP

I have received confirmation from ..... (Name of Issuing Safety Coordinator) at .....(location) that the safety precautions have been established and the instructions will not be issued at his location for their removal until his LCP is cancelled.

Name and Signature.....

(Person Requesting Line Clear Permit)

In charge of the Crew at ..... (Time) on .....(Date)

**FORMAT – 2**

Serial No. xxxxxx

**LINE CLEAR PERMIT**

LCP Number.....

Dated.....Time.....

**CHECK LIST OF THE LINE CLEAR PERMIT:**

- (a) Name of location for which line clear is issued.
- (b) Reference and Authority requisitioning line clear: (Indicate serial number of LCP requisition).
- (c) Identity of HV Apparatus.
- (d) Sources from which the Line/Equipment is charged.
- (e) No./name of Circuit Breaker/Isolating Switch open at each of above sources.
- (f) Whether confirmed that the Line is disconnected at both ends.
- (g) Whether line is Earthed at both ends.
- (h) Whether the Circuit Breaker truck removed in case of indoor switchgear controlling the Feeder/Equipment for which line clear is given.
- (i) Whether Isolating Switches controlling the feeder/equipment for which line clear is given are locked and kept in safe custody.
- (j) Time of issue of Line Clear Permit and LCP No.
- (k) Name of requesting Safety Coordinator on whom LCP is issued.
- (l) Approximate Time for returning LCP as ascertained from the Requesting Coordinator.

Name and Signature.....

(Issuing Safety Coordinator)

Designation.....

**LINE CLEAR PERMIT**

LCP No.....

I Sri/Srimati ----- (Issuing Safety Coordinator) do hereby issue permission to Sri/Srimati-----  
(Requesting Safety Coordinator) for carrying out works as per requisition  
No.....date.....Time .....

The EHT/ HT Line/equipment herein described is declared safe. The permission is subject to the conditions given on  
backside of this Permit.

Name and Signature.....

(Person issuing Line Clear Permit)

Designation.....

(To be printed on the reverse of LCP: Format-2)

**CONDITIONS:**

- (a) This permit is valid only for working on the Feeder/Equipment mentioned herein and not in any other Feeder/Equipment.
- (b) Only authorized persons are allowed to work on Feeder / Equipment for which the permit has been issued.
- (c) Works as per requisition only should be carried out.
- (d) Before touching any part of the Feeder / Equipment it should be ensured that earthing at two points on either side through standard discharge rods connected with good Earths. Temporary Earths may be removed after completion of all works and after all the men have come down from the Feeder/Equipment.
- (e) Work should be so planned that the Line Clear is returned before or at the time indicated. If unavoidable delay is anticipated advance information should be given to the location from where the Line Clear is issued.



- (f) Before return of the Line Clear, it should be ensured that all the men, materials, tools/tackles etc. on line have returned and reported that all temporary earths are removed. There should also be a check on the material, Tools and Plant issued for the work to ensure that nothing is left behind on the Line or Equipment.
- (g) Only authorized persons should return Line Clear.
- (h) In case the Line Clear cannot be returned in person, the same may be returned to the Line Clear Issuing Authority over Telephone by naming the Code Words assigned and the telephone number which is used for naming the Code Words assigned. In case two or more different Code Words are issued to the two or more persons in whose favour the permit is given, those persons must jointly return the Line Clear by naming their own Code Words. The Line Clear Return will not be accepted unless returned by all these persons.
- (i) The Line Clear issuing authority should go through the checklist of Line Clear Return before accepting it.
- (j) If Line Clear is returned over telephone, the Line Clear Return Form duly filled and signed should be sent to the Line Clear Issuing Authority by post immediately for record.
- (k) Control persons should keep all the required data of LCP issued & LCR received. He should monitor and keep specific note in log sheet when more than one LCP are issued on same line/ equipment / bay along with code words.

### FORMAT – 3

Serial No. xxxxxxxxx

#### LINE CLEAR RETURN

LCP Number.....

Date ..... Time.....

I Shri/Shrimati ----- hereby return the LCP no ----at (time) ----- issued for the following HT/EHT Line/Apparatus. I declare that all the crew who were sent on work have been withdrawn, temporary earth(s) removed, all repair tools and materials checked and the Feeders/Equipments mentioned below are safe to be energized.

- (a) EHT / HT Apparatus/Line Identification:
- (b) Safety Precaution no longer required:
- (c) Isolation [State locations and each point of Isolation indicating means by which Isolation was achieved.]
- (d) Earthing [State location at which Earthing was established and identify each point of Earthing means, which achieved Earthing.]
- (e) Details of work done

#### CHECK LIST TO BE TICKED OFF:

- (a) Whether all men withdrawn: Yes
- (b) Whether all temporary Earth removed: Yes
- (c) Whether materials, Tools and Plant used in the work have been checked: Yes
- (d) Code Number (If used when Line Clear is returned over phone) -----

Name and Signature.....

(Person Requesting Line Clear Permit)

Designation.....

In-charge of the Crew -----

(Designation)

### CHAPTER -17: DATA REGISTRATION

**17.1** This Chapter deals with listing out all the data required to be provided by Users to STU and/or SLDC and vice versa, in accordance with the provisions of the State Grid Code.

**17.2 Responsibility**

1. All Users are responsible for submitting the required up-to-date data to STU/ SLDC in accordance with the provisions of the State Grid Code.
2. All Users shall provide STU and SLDC, the names, addresses and telephone numbers of the persons responsible for sending the data.
3. Responsibility for the correctness of the data rests with the concerned User providing the data.
4. STU shall inform all Users and SLDC, the names, addresses, and telephone numbers of the persons responsible for receiving data.
5. STU shall provide up-to-date data to Users as provided in the relevant Chapters of this State Grid Code.

**17.3 Data to be registered**

Data required to be registered/exchanged has been listed in the Appendices to this chapter under various categories. The data so far applicable to the particular User need only to be registered and exchanged with STU or SLDC.

**17.4 Changes in User's Data**

Whenever any User becomes aware of a change to any items of data that is registered with STU, the User must promptly notify the STU of the changes. STU on receipt of intimation of the changes shall promptly correct the database accordingly. This shall also apply to any data compiled by STU regarding its own system.

**17.5 Method of Submitting Data**

1. The data shall be furnished in the standard formats for data submission and such formats must be used for the written submission of data to SLDC and STU. Where standard formats are not enclosed, they would be developed by SLDC or STU in consultation with Users.
2. All data to be submitted under the Schedule(s) must be submitted to SLDC / STU or to such other department and/or entity as STU may from time to time notify to Users. The name of the person who is submitting each schedule of data shall be indicated.
3. Where a computer data link exists between a User and SLDC/ STU, data may be submitted via this link. The data shall be in the same format as specified for paper transmission. The User shall specify the method to be used in consultation with the SLDC/ STU and resolve issues such as protocols, transmission speeds etc. at the time of transmission.

**17.6 Data not supplied**

All Users are obliged to supply data as referred to in the individual Chapters of this State Grid Code and listed out in this Data Registration Chapter Appendices. In case any data is not supplied by any User or is not available, STU or SLDC may, acting reasonably, if and when necessary, estimate such data depending upon the urgency of the situation. Similarly, in case any data is not supplied by STU, the concerned User may, acting reasonably, if and when necessary, estimate such data depending upon urgency of the situation. Such estimates will in each case, be based upon corresponding data for similar Plant or Apparatus or upon such other information, the User or STU or SLDC, as the case may be, deems appropriate.

**17.7 Special Considerations**

SLDC and any other User may at any time make reasonable request to STU for extra data as necessary. STU shall supply data, required/requested.

**CHAPTER – 18: MISCELLANEOUS****18.1 Dispute Redressal:**

Any dispute regarding interpretation of any provision of the State Grid Code, shall be addressed to Secretary to the Commission. The decision of the Commission shall be taken as final and binding on all concerned.

**18.2 Power to Remove Difficulties:**

If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of the Grid Code, the Commission may, by general or specific order, make such provisions not inconsistent with the provisions of the Act, as may appear to be necessary for removing the difficulty.

**18.3 Power to Relax**

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 effected by grant of relaxation, may relax any of the provisions of the State Grid Code on its own motion or on an application made before it by an interested person.

**18.4 Power to Amend**

The Commission may, at any time, vary, alter, modify or amend any provision of State grid code.

By Order of the Commission.

V. K. DHAR, Secy.

[ADVT.-III/4/Exty./612/2023-24]

**APPENDIX A: STANDARD PLANNING DATA**

(Reference to: Chapter 3 para 3.3 (4), para 3.6 (1,2,3) and Chapter 4 para 4.2 (6))

**A.1 STANDARD PLANNING DATA (GENERATION)****For SGS – Thermal****A-1.1 THERMAL (COAL/GAS/FUEL LINKED)****1. GENERAL**

i	Site	Furnish location map to scale showing roads, railway lines, Transmission lines, canals, pondage, and reservoirs if any.
ii	Coal linkage/ Fuel (Like Liquefied Natural Gas, Naphtha etc.) linkage	Give information on means of coal transport / carriage. In case of other fuels, give details of source of fuel and their transport.
iii	Water Sources	Give information on availability of water for operation of the Power Station.
iv	Environmental	State whether forest or other land areas are affected.
v	Site Map (To Scale)	Showing area required for Power Station coal linkage, coal yard, water pipe lines, ash disposal area, colony etc.
vi	Approximate period of construction	

**2. CONNECTION**

i	Point of Connection	Furnish single line diagram of the proposed Connection with the system.
ii	Step up voltage for Connection (kV)	

**3. STATION CAPACITY**

i	Total Generating Station capacity (MW)	State whether development will be carried out in phases, and if so, furnish details.
ii	No. of units & unit size (MW)	

**4. GENERATING UNIT DATA**

i	Steam Generating Unit	State type, capacity, steam pressure, steam temperature etc.
ii	Steam turbine	State type, capacity.
iii	Generator	Type Rating (MW) Speed (RPM)

		Terminal voltage (KV) Rated Power Factor Reactive Power Capability (MVA <sub>r</sub> ) in the range 0.95 of leading and 0.85 lagging Short Circuit Ratio Direct axis (saturated) transient reactance (% on MVA rating) Direct axis (saturated) sub-transient reactance (% on MVA rating) Auxiliary Power Requirement MW and MVA <sub>r</sub> Capability curve Ramp-up and ramp-down rate Generator Characteristics curve
iv	Generator Transformer	Make PhasesType Rated capacity (MVA)Voltage Ratio (HV/LV) Tap change Range (+ % to - %) Percentage Impedance (Positive Sequence at Full load)

### **A-1.2 HYDRO ELECTRIC (For SGS)**

#### **1. GENERAL**

i	Site	Give location map to scale showing roads, railwaylines, and transmission lines.
ii	Site map (To scale)	Showing proposed canal, reservoir area, water conductor system, fore-bay, power house etc.
iii	Submerged Area	Give information on area submerged, villages submerged, submerged forest land, agricultural land etc.
iv	Whether storage type or run of river type	
v	Whether catchment receiving discharges from other reservoir or power plant.	
vi	Full reservoir level	
vii	Minimum draw down level.	
viii	Tail race level	
ix	Design Head	
x	Reservoir level v/s energy potential curve	
xi	Restraint, if any, in water discharges	
xii	Approximate period of construction.	

#### **2. CONNECTION**

i	Point of Connection	Give a single line diagram proposed Connection with the Transmission System.
ii	Step up voltage for Connection (KV)	

#### **3. STATION CAPACITY**

i	Total Power Station capacity (MW)	State whether development is carried out in phases and if so, furnish details.
ii	No. of units & unit size (MW)	

**4. GENERATING UNIT DATA**

i	Operating Head (in Meters)	a. Maximum: _____ b. Minimum: _____ c. Average: _____
ii	Hydro Unit	Capability to operate as synchronous condenser. Water head versus discharges curve (at full and part load) Power requirement or water discharge while operating as synchronous condenser
iii	Turbine	State Type and capacity
iv	Generator	Type Rating (MVA) Speed (RPM) Terminal voltage (KV) Rated Power Factor Reactive Power Capability (MVA <sub>r</sub> ) in the range 0.95 of leading and 0.85 of lagging MW & MVA <sub>r</sub> capability curve of generating unit Short Circuit Ratio Direct axis transient (saturated) reactance (% on rated MVA) Direct axis sub-transient (saturated) reactance (% on rated MVA) Auxiliary Power Requirement (MW)
v	Generator- Transformer	Type Make Phases Rated Capacity (MVA) Voltage Ratio HV/LV Tap change Range (+% to -%) Percentage Impedance (Positive Sequence at Full Load).

**A-2 STANDARD PLANNING DATA (TRANSMISSION)****For STU and Transmission Licensees**

STU shall make arrangements for getting the required data from different Departments of STU/other transmission licensees (if any) to update its Standard Planning Data in the format given below:

i)	Name of line (Indicating Power Stations and substations connected)
ii)	Voltage of line (KV).
iii)	No. of circuits
iv)	Route length (Km)
v)	Conductor sizes

vi)	Line parameters (PU values) a. Resistance/km b. Inductance/km c. Susceptance/km
vii)	Approximate power flow expected- MW & MVA
viii)	Terrain of the route- Give information regarding nature of terrain i.e., forest land, fallow land, agricultural and river basin, hill slope etc.
ix)	Route map (to scale) - Furnish topographical map showing the route showing existing power lines and telecommunication lines.
x)	Purpose of Connection- Reference to Scheme, wheeling to other States etc.
xi)	Approximate period of Construction

**A-3 STANDARD PLANNING DATA (DISTRIBUTION)****For Distribution Licensees****1. GENERAL**

i	Area Map (to scale)	Furnish map of the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh duly marked with the area of supply relevant for the Distribution Licensee.
ii	Consumer Data	Furnish categories of consumers, their numbers and connected loads.
iii	Reference to Electrical Divisions presently in charge of the Distribution.	

**2. CONNECTION**

i	Points of Connection	Furnish single line diagram showing points of Connection
ii	Voltage of supply at points of Connection	
iii	Names of Grid Sub-Station feeding the points of Connection	

**3. LINES AND SUBSTATIONS**

i	Line Data	Furnish lengths of line and voltages within the Area.
ii	Sub-station Data	Furnish details of 132/33 KV sub-stations, 33/11 KV sub-station etc.

**4. LOADS**

i	Loads drawn at points of Connection.
ii	Details of loads fed at EHV, if any. Give the name of the consumer, voltage of supply, contract demand/load and the name of the Grid Sub-station from which line is drawn, length of EHV line from Grid Sub-station to consumer's premises.
iii	Reactive Power compensation installed

**5. DEMAND DATA (FOR ALL LOADS 1 MW AND ABOVE)**

i	Type of load	State whether furnace loads, rolling mills, traction loads, other industrial loads, pumping loads etc.
ii	Rated voltage and phase	

iii	Electrical loading of equipment	State number and size of motors, types of drive and control arrangements.
iv	Sensitivity of load to voltage and frequency of supply.	
v	Maximum Harmonic content of load.	
vi	Average and maximum phase unbalance of load.	
vii	Nearest sub-station from which load is to be fed.	
viii	Location map to scale	Showing location of load with reference to lines and sub-stations in the vicinity.

#### 6. LOAD FORECAST DATA

i	Peak load and energy forecast for each category of loads for each of the succeeding 5 years.
ii	Details of methodology and assumptions on which forecasts are based.
iii	Details of loads 1 MW and above. a. Name of prospective consumer. b. Location and nature of load. c. Sub-Station from which to be fed. d. Voltage of supply. e. Phasing of load.

#### APPENDIX B: DETAILED PLANNING DATA

(Reference to: Chapter 3 para 3.3 (4), para 3.6 (1,2,3) and Chapter 4 para 4.2 (6))

#### B-1 DETAILED PLANNING DATA (GENERATION)

##### B-1.1 THERMAL POWER STATIONS (For SGS)

#### 1. GENERAL

- i. Name of the Power Station.
- ii. Number and capacity of Generating Units (MW).
- iii. Ratings of all major equipment (Boilers and major accessories, Turbines, Alternators, Generator Unit Transformers etc).
- iv. Single line Diagram of Power Station and switchyard.
- v. Relaying and metering diagram.
- vi. Neutral Grounding of Generating Units.
- vii. Excitation control- (What type is used?) e.g., Thyristor, Fast Brushless Exciters)
- viii. Earthing arrangements with earth resistance values.

#### 2. PROTECTION AND METERING

- i. Full description including settings for all relays and protection systems installed on the Generating Unit, Generator unit Transformer, Auxiliary Transformer and electrical motor of major equipment etc.
- ii. Full description including settings for all relays installed on all outgoing feeders from Power Station switchyard, Tie circuit breakers, and incoming circuit breakers.
- iii. Full description of inter-tripping of circuit breakers at the point or points of Connection with the Transmission System.

- iv. Most probable fault clearance time for electrical faults on the User's System.
- v. Full description of operational and commercial metering schemes.

### 3. SWITCHYARD

- i. In relation to interconnecting transformers:
  - 1. Rated MVA.
  - 2. Voltage Ratio.
  - 3. Vector Group.
  - 4. Positive sequence reactance for maximum, minimum, normal Tap. (% on MVA).
  - 5. Positive sequence resistance for maximum, minimum, normal Tap. (% on MVA).
  - 6. Zero sequence reactance (% on MVA).
  - 7. Tap changer Range (+% to -%) and steps.
  - 8. Type of Tap changer. (off/on load).
- ii. In relation to switchgear including circuit breakers, isolators on all circuits connected to the points of Connection:
  - 1. Rated voltage (KV).
  - 2. Type of circuit breaker (MOCB/ABCB/SF6).
  - 3. Rated short circuit breaking current (KA) 3 phase.
  - 4. Rated short circuit breaking current (KA) 1 phase.
  - 5. Rated short circuit making current (KA) 3 phase.
  - 6. Rated short circuit making current (KA) 1-phase.
  - 7. Provisions of auto reclosing with details.
- iii. In relation to the Lightning Arresters –  
Technical data
- iv. In relation to Communication –  
Details of communication equipment installed at points of Conn connection.
- v. In relation to the Basic Insulation Level (KV) -
  - 1. Bus bar.
  - 2. Switchgear.
  - 3. Transformer bushings.
  - 4. Transformer windings.

### 4. PARAMETERS OF GENERATING UNITS

- i. Rated terminal voltage (KV).
- ii. Rated MVA.
- iii. Rated MW.
- iv. Speed (rpm) or number of poles.
- v. Inertia constant H (MW Sec./MVA).
- vi. Short circuit ratio.
- vii. Direct axis synchronous reactance (% on MVA)  $X_d$ .
- viii. Direct axis (saturated) transient reactance (% on MVA)  $X_d'$ .
- ix. Direct axis (saturated) sub-transient reactance (% on MVA)  $X_d''$ .
- x. Quadrature axis synchronous reactance (% on MVA)  $X_q$ .



- xi. Quadrature axis (saturated) transient reactance (% on MVA)  $X_q'$ .
- xii. Quadrature axis (saturated) sub-transient reactance (% on MVA)  $X_q''$ .
- xiii. Direct axis transient open circuit time constant (Sec)  $T'_{do}$ .
- xiv. Direct axis sub-transient open circuit time constant (Sec)  $T''_{do}$ .
- xv. Quadrature axis transient open circuit time constant (Sec)  $T'_{qo}$ .
- xvi. Quadrature axis sub-transient open circuit time constant (Sec)  $T''_{qo}$ .
- xvii. Stator Resistance (ohm)  $R_a$ .
- xviii. Neutral grounding details.
- xix. Stator leakage reactance (ohm)  $X_l$ .
- xx. Stator time constant (Sec).
- xxi. Rated Field current (A).
- xxii. Open Circuit saturation characteristic for various terminal Voltages giving the compounding current to achieve the same.
- xxiii. MW and MVA<sub>r</sub> Capability curve.

**5. PARAMETERS OF EXCITATION CONTROL SYSTEM:**

- i. Type of Excitation.
- ii. Maximum Field Voltage.
- iii. Minimum Field Voltage.
- iv. Rated Field Voltage.
- v. Details of excitation loop in block diagrams showing transfer functions of individual elements using I.E.E.E. symbols.
- vi. Dynamic characteristics of over - excitation limiter.
- vii. Dynamic characteristics of under-excitation limiter.

**6. PARAMETERS OF GOVERNOR:**

- i. Governor average gain (MW/Hz).
- ii. Speeder motor setting range.
- iii. Time constant of steam or fuel Governor valve.
- iv. Governor valve opening limits.
- v. Governor valve rate limits.
- vi. Time constant of Turbine.
- vii. Governor block diagram showing transfer functions of individual elements using I.E.E.E. symbols.

**7. OPERATIONAL PARAMETERS:**

**Minimum notice required to synchronize a Generating Unit from de-synchronization.**

- i. Minimum time between synchronizing different Generating Units in a Power Station.
- ii. The minimum block load requirements on synchronizing.
- iii. Time required for synchronizing a Generating Unit for the following conditions:
  - 1. Hot
  - 2. Warm
  - 3. Cold
- iv. Maximum Generating Unit loading rates for the following conditions:
  - 1. Hot
  - 2. Warm

3. Cold

v. Minimum load without oil support (MW).

**8. GENERAL STATUS**

i. Detailed Project report.

ii. Status Report

1. Land

2. Coal

3. Water

4. Environmental clearance

5. Rehabilitation of displaced persons

iii. Techno-economic approval by Central Electricity Authority (CEA).

iv. Approval of State Government/Government of India.

v. Financial Tie-up.

**9. CONNECTION**

i. Reports of Studies for parallel operation with the State Transmission System.

ii. Short Circuit studies

iii. Stability Studies.

iv. Load Flow Studies.

v. Proposed Connection with the State Transmission System.

a. Voltage

b. No. of circuits

c. Point of Connection.

**B-1.2 HYDRO - ELECTRIC STATIONS (For SGS)**

**1. GENERAL**

i. Name of the Power Station.

ii. No. and capacity of units. (MVA)

iii. Ratings of all major equipment.

a. Turbines (HP)

b. Generators (MVA)

c. Generator Transformers (MVA)

d. Auxiliary Transformers (MVA)

iv. Single line diagram of Power Station and switchyard.

v. Relaying and metering diagram.

vi. Neutral grounding of Generator.

vii. Excitation control.

viii. Earthing arrangements with earth resistance values.

ix. Reservoir Data.

a. Salient features

b. Type of Reservoir

c. Multipurpose

- d. For Power
- e. Operating Table with
- x. Area capacity curves and
- xi. Unit capability at different net heads

## 2. PROTECTION

- i. Full description including settings for all relays and protection systems installed on the Generating Unit, Generator transformer, auxiliary transformer and electrical motor of major equipment included etc.
- ii. Full description including settings for all relays installed on all outgoing feeders from Power Station switchyard, tie breakers, and incoming breakers.
- iii. Full description of inter-tripping of breakers at the point or points of Connection with the Transmission System.
- iv. Most Probable fault clearance time for electrical faults on the User's System.

## 3. SWITCHYARD

- i. Interconnecting transformers:
  - 1. Rated MVA
  - 2. Voltage Ratio
  - 3. Vector Group
  - 4. Positive sequence reactance for maximum, minimum and normal Tap (% on MVA).
  - 5. Positive sequence resistance for maximum, minimum and normal Tap (% on MVA).
  - 6. Zero sequence reactance (% on MVA)
  - 7. Tap changer range (+% to -%) and steps.
  - 8. Type of Tap changer (off/on load).
  - 9. Neutral grounding details.
- ii. Switchgear (including circuit breakers, Isolators on all circuits connected to the points of Connection).
  - 1. Rated voltage (KV).
  - 2. Type of Breaker (MOCB/ABCB/SF6).
  - 3. Rated short circuit breaking current (KA) 3 phase.
  - 4. Rated short circuit breaking current (KA) 1 phase.
  - 5. Rated short circuit making current (KA) 3 phase.
  - 6. Rated short circuit making current (KA) 1 phase.
  - 7. Provisions of auto reclosing with details.
- iii. Lightning Arresters
  - Technical data
- iv. Communications
  - Details of Communications equipment installed at points of connections.
- v. Basic Insulation Level (KV)
  - 1. Bus bar.
  - 2. Switchgear.
  - 3. Transformer Bushings
  - 4. Transformer windings.

**4. GENERATING UNITS**

## i. Parameters of Generator

1. Rated terminal voltage (KV).
2. Rated MVA.
3. Rated MW
4. Speed (rpm) or number of poles.
5. Inertia constant H (MW sec./MVA).
6. Short circuit ratio.
7. Direct axis synchronous reactance  $X_d$  (% on MVA).
8. Direct axis (saturated) transient reactance (% on MVA)  $X'_d$ .
9. Direct axis (saturated) sub-transient reactance (% on MVA)  $X''_d$ .
10. Quadrature axis synchronous reactance (% on MVA)  $X_q$ .
11. Quadrature axis (saturated) transient reactance (% on MVA)  $X'_q$ .
12. Quadrature axis (saturated) sub-transient reactance (% on MVA)  $X''_q$ .
13. Direct axis transient open circuit time constant (sec)  $T'_{do}$ .
14. Direct axis sub-transient open circuit time constant (sec)  $T''_{do}$ .
15. Quadrature axis transient open circuit time constant (sec)  $T'_{qo}$ .
16. Quadrature axis sub-transient open circuit time constant (sec)  $T''_{qo}$ .
17. Stator Resistance (ohm)  $R_a$ .
18. Stator leakage reactance (ohm)  $X_l$ .
19. Stator time constant (sec).
20. Rated Field current (A).
21. Neutral grounding details.
22. Open Circuit saturation characteristics of the Generator for various terminal voltages giving the compounding current to achieve this.
23. Type of Turbine.
24. Operating Head (meters)
25. Discharge with full gate opening (cumecs)
26. Speed Rise on total Load throw off (%).
27. MW and MVA<sub>r</sub> Capability curve

## ii. Parameters of excitation control system:

## iii. Parameters of governor:

## iv. Operational parameter:

1. Minimum notice required to Synchronise a Generating Unit from de-synchronisation.
2. Minimum time between Synchronising different Generating Units in a Power Station.
3. Minimum block load requirements on Synchronising.

**5. GENERAL STATUS**

## i. Detailed Project Report.

## ii. Status Report.

1. Topographical survey
2. Geological survey
3. Land

4. Environmental Clearance
5. Rehabilitation of displaced persons.
- iii. Techno-economic approval by Central Electricity Authority.
- iv. Approval of State Government/Government of India.
- v. Financial Tie-up.
- 6. CONNECTION**
  - i. Reports of Studies for parallel operation with the State Transmission System.
    1. Short Circuit studies
    2. Stability Studies.
    3. Load Flow Studies.
  - ii. Proposed Connection with the State Transmission System.
    1. Voltage
    2. No. of circuits
    3. Point of Connection.
- 7. RESERVOIR DATA**
  - i. Dead Capacity
  - ii. Live Capacity

#### B-1.3 GAS POWER STATIONS (For SGS)

##### **1. GENERAL**

- i. Name of the Power Station
- ii. Number and capacity of Generating Units (MVA).
- iii. Ratings of all major equipments (Turbines, Alternators, Heat Recovery Boiler Generator Unit Transformer etc).
- iv. Single line Diagram of Power Station and switchyard.
- v. Relaying and metering diagram.
- vi. Neutral Grounding of Generating Units.
- vii. Excitation control- (What type is used?) e.g., Thyristor, Fast Brushless Exciters
- viii. Earthing arrangements with earth resistance values.
- ix. Start-up Engine
- x. Turbine Details

##### **2. PROTECTION AND METERING**

- i. Full description including settings for all relays and protection systems installed on the Generating Units, Generator Unit Transformer, Auxiliary Transformer and Electrical motor of major equipment.
- ii. Full description including settings for all relays installed on all outgoing feeders from Power Station switchyard, Tie circuit breakers, and incoming circuit breakers.
- iii. Full description of inter – tripping of circuit breakers at the point or points of Connection with the Transmission System.
- iv. Most probable fault clearance time for electrical faults on the User's system.
- v. Full description of operational and commercial metering schemes.

##### **3. SWITCHYARD**

- a. In relation to interconnecting transformers:
  - i. Rated MVA.
  - ii. Voltage Ratio
  - iii. Vector Group

- iv. Positive sequence reactance for maximum, minimum, and normal Tap. (% on MVA)
- v. Positive sequence resistance for maximum, minimum, and normal Tap. (% on MVA).
- vi. Zero sequence reactance (% on MVA).
- vii. Tap changer Range (= % to - %) and steps.
- viii. Type of Tap changer. (off/on load).
- b. In relation to switchgear including circuit breakers, and isolators on all circuits connected to the points of connection:
  - i. Rated Voltage (KV)
  - ii. Type of circuit breaker (MOCB/ABCB/SF6).
  - iii. Rated short circuit breaking current (KA) 3 phase
  - iv. Rated short circuit breaking current (KA) 1 phase.
  - v. Rated short circuit making current (KA) 3 phase.
  - vi. Rated short circuit making current (KA) 1-phase.
  - vii. Provisions of auto reclosing with details.
- c. Lightning Arresters –  
Technical data
- d. Communication –  
Details of communication equipment installed at points of connections.
- e. Basic Insulation Level (kV) –
  - i. Bus bar.
  - ii. Switchgear
  - iii. Transformer bushings
  - iv. Transformer windings

#### 4. GENERATING UNITS

##### a) Parameters of Generating Units:

- i. Rated terminal voltage (kV)
- ii. Rated MVA
- iii. Rated MW
- iv. Speed (rpm) or number of poles
- v. Inertia constant H (MW Sec./MVA)
- vi. Short circuit ratio.
- vii. Direct axis synchronous reactance (% on MVA)  $X_d$ .
- viii. Direct axis (saturated) transient reactance (% on MVA)  $X_d'$ .
- ix. Direct axis (saturated) sub-transient reactance (% on MVA)  $X_d''$ .
- x. Quadrature axis synchronous reactance (% on MVA)  $X_q$
- xi. Quadrature axis (saturated) transient reactance (% on MVA)  $X_q'$
- xii. Quadrature axis (saturated) sub-transient reactance (% on MVA)  $X_q''$ .
- xiii. Direct axis transient open circuit time constant (Sec)  $T_{do}$ .
- xiv. Direct axis sub-transient open circuit time constant (Sec)  $T''_{do}$ .
- xv. Quadrature axis transient open circuit time constant (Sec)  $T'_{qo}$ .
- xvi. Quadrature axis sub-transient open circuit time constant (Sec)  $T''_{qo}$ .

- xvii. Stator Resistance (ohm) Ra.
- xviii. Neutral grounding details.
- xix. Stator leakage reactance (ohm) X1.
- xx. Stator time constant (sec).
- xxi. Rated Field current (A).
- xxii. Open Circuit saturation characteristic for various terminal Voltages giving the compounding current to achieve the same.
- xxiii. MW and MVA<sub>r</sub> Capability curve.

**b) Parameters of excitation control system:**

- i. Type of Excitation.
- ii. Maximum Field Voltage.
- iii. Minimum Field Voltage.
- iv. Rated Field Voltage.
- v. Details of excitation loop in block diagrams showing transfer functions of individual elements using I.E.E.E symbols.
- vi. Dynamic characteristics of over – excitation limiter.
- vii. Dynamic characteristics of under – excitation limiter.

**c) Parameter of governor:**

- i. Governor average gain (MW/Hz)
- ii. Speeder motor setting range.
- iii. Time constant of steam or fuel Governor valve.
- iv. Governor valve opening limits.
- v. Governor valve rate limits.
- vi. Time constant of Turbine.
- vii. Governor block diagram showing transfer functions of individual elements using I.E.E.E symbols.

**d) Operational parameters:**

- i. Minimum notice required synchronising a Generating unit from desynchronization.
- ii. Minimum time between synchronizing different Generating Units in a Power Station.
- iii. The minimum block load requirements on synchronizing.
- iv. Time required for synchronizing a Generating unit for the following conditions:
  - a. Hot
  - b. Warm
  - c. Cold
- v. Maximum Generating unit loading rates for the following conditions:
  - a. Hot
  - b. Warm
  - c. Cold
- vi. Minimum load without oil support (MW).

**5. GENERAL STATUS**

- i. Detailed project report
- ii. Status Report
  - a. Land

- b. Gas/Liquid Fuel
  - c. Water
  - d. Environmental Clearance
  - e. Rehabilitation of displaced persons
- iii. Approval of State Government/ Government of India.
- iv. Financial Tie – up.

## **6. CONNECTION**

- i. Reports of Studies for parallel operation with State Grid.
  - a. Short Circuit Studies
  - b. Stability Studies
  - c. Load Flow Studies
- ii. Proposed Connection with the State Grid.
  - a. Voltage
  - b. No. of circuits
  - c. Point of Connection.

### **B-2 DETAILED SYSTEM DATA-TRANSMISSION**

#### **For STU and Transmission Licensees**

## **1. GENERAL**

- i. Single line diagram of the Transmission System down to 66KV,33KV bus at Grid Sub-station detailing:
  - 1. Name of Sub-station.
  - 2. Power Station connected.
  - 3. Number and length of circuits.
  - 4. Interconnecting transformers.
  - 5. Sub-station bus layouts.
  - 6. Power transformers.
  - 7. Reactive compensation equipment.
- ii. Sub-station layout diagrams showing:
  - 1. Bus bar layouts.
  - 2. Electrical circuitry, lines, cables, transformers, switchgear etc.
  - 3. Phasing arrangements.
  - 4. Earthing arrangements.
  - 5. Switching facilities and interlocking arrangements.
  - 6. Operating voltages.
  - 7. Numbering and nomenclature:
  - 8. Transformers.
  - 9. Circuits.
  - 10. Circuit breakers.
  - 11. Isolating switches.

## **2. LINE PARAMETERS (for all circuits)**

- i. Designation of Line.



1. Length of line (Km).
  2. Number of circuits Per Circuit values.
  3. Operating voltage (KV).
  4. Positive Phase sequence reactance (pu on 100 MVA) X1
  5. Positive Phase sequence resistance (pu on 100 MVA) R1
  6. Positive Phase sequence susceptance (pu on 100 MVA) B1
  7. Zero Phase sequence reactance (pu on 100 MVA) X0
  8. Zero Phase sequence resistance (pu on 100 MVA) R0
  9. Zero Phase sequence susceptance (pu on 100 MVA) B0
- 3. TRANSFORMER PARAMETERS (For all transformers)**
- i. Rated MVA
  - ii. Voltage Ratio
  - iii. Vector Group
  - iv. Positive sequence reactance, maximum, minimum and normal (pu on 100 MVA) X1
  - v. Positive sequence resistance, maximum, minimum and normal (pu on 100 MVA) R1
  - vi. Zero sequence reactance (pu on 100 MVA).
  - vii. Tap change range (+% to -%) and steps.
  - viii. Details of Tap changer. (Off/On-load).
- 4. EQUIPMENT DETAILS (For all substations)**
- i. Circuit Breakers
  - ii. Isolating switches
  - iii. Current Transformers
  - iv. Potential Transformers/CVTs
- 5. RELAYING AND METERING**
- i. Protection relays installed for all transformers and feeders along with their settings and level of co-ordination with other Users.
  - ii. Metering Details.
- 6. SYSTEM STUDIES**
- i. Load Flow studies (Peak and lean load for maximum hydro and maximum thermal generation).
  - ii. Transient stability studies for three-phase fault in critical lines.
  - iii. Dynamic Stability Studies
  - iv. Short circuit studies (three-phase and single phase to earth)
  - v. Transmission and Distribution Losses in the Transmission System.
- 7. DEMAND DATA (For all substations)**
- Demand Profile (Peak and lean load) for next 5 years.
- 8. REACTIVE COMPENSATION EQUIPMENT**
- i. Type of equipment (fixed or variable).
  - ii. Capacities and/or Inductive rating or its operating range in MVAr.
  - iii. Details of control.
  - iv. Point of Connection to the System.

**B-3 DETAILED PLANNING DATA (DISTRIBUTION)****For Distribution Licensees****1. GENERAL**

- i. Distribution map (To scale). Showing all lines up to 11KV and sub-stations belonging to the Supplier.
- ii. Single line diagram of Distribution System (showing distribution lines from points of Connection with the Transmission System, 132/33 KV sub stations, 33/11KV 110/22-11 KV substations, and consumer bus in case of consumers fed directly from the Transmission System).
- iii. Numbering and nomenclature of lines and sub-stations (Identified with feeding Grid sub-stations of the Transmission and concerned 220/132/33/11KV, 132/33/11KV, and 33/11KV 110/22-11 KV sub-stations of Licensee).

**2. CONNECTION**

- i. Points of Connection (Furnish details of existing arrangement of Connection).
- ii. Details of metering at points of Connection.

**3. LOADS**

- i. Details of major loads of 1 MW and above to be contracted for next 5 years.
- ii. Demand profile of Distribution System (Current & forecast).

**APPENDIX C: SITE RESPONSIBILITY SCHEDULE**

(Reference to: Chapter 4 para 4.5 (2))

Name of Power Station / Sub – Station:

\_\_\_\_\_

Site Owner: \_\_\_\_\_ Site Manager:

\_\_\_\_\_

Tel. Number: \_\_\_\_\_ Fax Number:

\_\_\_\_\_

e-mail id: \_\_\_\_\_

Item of Plant / Apparatus	Plant Owner	Safety responsibility	Control responsibility	Operation responsibility	Maintenance responsibility	Remarks
_____KV Switchyard						
All equipment including bus bars						
Feeders						
Generating units						
Station/Unit-1						
Station/Unit-2						
Station/Unit-3						

**APPENDIX D: PROTECTION DATA**

(Reference to: Chapter 7)

**PROTECTION:**

ITEM	DUE DATE/TIME
a) Generators/CPPs/PPs shall submit details of protection requirement and schemes installed by them as referred to in B-1. Detailed planning Data under sub-section "Protection and Metering"	As applicable to Detailed Planning Data
b) The STU shall submit details of protection equipment and schemes installed by them as referred to in B-2. Detailed system Data, Transmission under sub-section "Relaying and Metering" in relation to Connection with any User.	As applicable to Detailed Planning Data

**APPENDIX E: OPERATIONAL PLANNING DATA**

(Reference to: chapter 10 para 10.3 (1))

**E.1 OUTAGE PLANNING DATA****1. Demand Estimates**

(For Distribution Licensees)

Item	Due date/ Time
a) Estimated aggregate month-wise annual sales of Energy in Million Units and peak and lean demand in MW & MVAR at each Connection point for the next financial year.	15 <sup>th</sup> November of current year
b) Estimated aggregate day-wise monthly sales of Energy in million Units and peak and lean demand in MW & MVAR at each Connection point for the next month.	25 <sup>th</sup> of current month
c) 15 Minute block-wise demand estimates for the day ahead.	09.00 Hours every day.

**2. Estimates of Load Shedding for Distribution Licensee**

Item	Due date / Time
a) Details of discrete load blocks that may be shed to comply with instructions issued by SLDC when required, from each connection point.	Soon after connection is made.

**3. Year ahead outage program (For the financial year)****(a) Generator outage program for (SGS)**

Item	Due date / Time
a) Identification of Generating Unit.	15 <sup>th</sup> November each year
b) MW, which will not be available as a result of Outage.	
c) Preferred start date and start-time or ranges of start dates and start times and period of outage.	
d) If outages are required to meet statutory requirement, then the latest – date by which outage must be taken.	

**(b) Affecting Intra – State Transmission System**

Item	Due date / Time
a) MW, which will not be available as a result of Outage from imports through external connections.	15 <sup>th</sup> November each year
b) Start date and start time and period of Outage.	

**(c) Year ahead CPP's outage program (Affecting Intra – State Transmission System)**

Item	Due date / Time
a) MW, which will not be available as a result of Outage from Imports through external connections.	15 <sup>th</sup> November each year
b) Start date and start time and period of Outage.	

**(d) Year ahead Distribution Licensees outage program**

Item	Due date / Time
a) Loads in MW not available from any connection point. Identification of connection point.	15 <sup>th</sup> November each year
b) Period of suspension of drawal with start date and start time.	

**(e) STU's Overall outage program**

Item	Due date / Time
a) Report on proposed outage program	15 <sup>th</sup> February each year
b) Release of finally agreed outage plan	

**E-2 GENERATION SCHEDULING DATA**

(Reference to: Chapter 14)

**SCHEDULE AND DESPATCH (For SGS, IPPs and CPPs)**

Item	Due date/Time
<b>Day ahead 15 Minute block-wise MW/MVAr availability (00.00 - 24.00 Hours).</b>	<b>09.00 hrs</b>
a) Status of Generating Unit Excitation AVR in service (Yes/No).	09.00 hrs
b) Status of Generating Unit Speed Control System. Governor in service (Yes/No).	09.00 hrs
c) Spinning reserve capability (MW).	09.00 hrs
d) Backing down capability with/without oil support (MW).	09.00 hrs
<b>Hydro reservoir levels and restrictions.</b>	<b>09.00 hrs</b>
a) Generating Units 15 Minute block-wise summation outputs (MW).	09.00 hrs
b) Day ahead 15 Minute block-wise MW entitlements from Central Sector Generation Power Stations.	09.0 hrs

*Formats for sharing information provided in Section E-2.2 below*

**E-2.1 DAY AHEAD DRAWAL SCHEDULE****Format-A**

Submission of Day Ahead Drawal Schedule at T&lt;&gt;D Periphery by Buyer to SLDC

<b>Format-A</b>	<b>Day Ahead (D-1 day) Drawal of Buyer (at T&lt;&gt;D Periphery)</b>							
<b>Name of Entity/Buyer</b>								
<b>Buyer Code</b>								
<b>Delivery Date</b>								
<b>Revision No.</b> <i>(In case of Revision in Schedule)</i>								
<b>Time Block</b>	<b>Projected Demand</b>		<b>Short Term OA</b>		<b>Medium Term OA</b>		<b>Bilateral Contract</b>	
	<b>MW</b>	<b>MWh</b>	<b>MW</b>	<b>MWh</b>	<b>MW</b>	<b>MWh</b>	<b>MW</b>	<b>MWh</b>
1								
2								
3								
4								
....								
96								
<b>TOTAL</b>								
<b>Average</b>								
<b>Min</b>								
<b>Max</b>								

**Note:**

1. In Day Ahead (D-1)- D is the delivery date.
2. In case of any 'Revision' in Schedule, the above format would be applicable.

**E-2.2 UNIT WISE EX-BUS DAY AHEAD AVAILABILITY****Format-B**

Submission of Unit Wise Ex-bus Day Ahead Availability by Seller

<b>Format-B</b>	<b>Day Ahead (D-1 day) Declared Capacity (DC) at Ex-bus (Unit Wise)</b>	
<b>Name of Seller</b>		
<b>Unit wise</b>		

Seller Code								
Delivery Date								
Revision No. <i>(In case of Revision of DC)</i>								
Time Block	Day Ahead DC (MW)	LTOA (MW)		STOA (MW)		MTOA (MW)		Collective (MW)
		Intra-state		Intra-state		Intra-state		
		Buyer 1	Buyer 2	Buyer 1	Buyer 2	Buyer 1	Buyer 2	
1								
2								
3								
4								
....								
96								
<b>TOTAL</b>								
<b>Average</b>								
<b>Min</b>								
<b>Max</b>								

**Note:**

1. In Day Ahead (D-1)- D is the delivery date.
2. In case of any 'Revision' in Schedule, the above format would be applicable.

**Format-C**

Submission of Unit Wise Ex-bus Day Monthly Availability by Seller (Hydro)

<b>Format-C (Hydro) For Day Ahead (D-1) Declared Capacity at Ex-Bus Unit Wise to be submitted by Hydro Generator</b>	
<b>Name of Seller</b>	
<b>Seller Code (Unit wise)</b>	
<b>Revision No.</b>	
<b>Delivery date</b>	
<b>Month wise water availability (in MCum and TMC)</b>	
<b>Lake level (in meters) as on date</b>	
<b>Statutory restrictions of Tribunal/WRD for water</b>	

utilisation if any	
Consent of Beneficiary having PPA with Hydro Plant	

## DC for the days of the month (MW)

Time Block	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	Remark
1																																
2																																
...																																
96																																
Total																																
Avg.																																
Min.																																
Max.																																
Water utilisation (MCum / TMC)																																

## Note:

- In case of Pumped Hydro, the same format would be applicable

**Format-D**

Day Ahead Drawal Schedule declaration based on MOD by SLDC

Format-D	Day Ahead Drawal Schedule of Buyer- XXXXX (Based on De-centralised MOD at T<>D Periphery)						
Name of Buyer							
Buyer Code							
Delivery Date							
Time Block	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5	Gen n	Total Drawal
1							
2							
3							
4							
....							
96							

**Format-E**

Intra-Day Drawal Revision at T&lt;&gt;D periphery by Buyer

Format-E	Intra-day (D-Day) Drawal Revision (T<>D Periphery)
Name of Buyer	
Revision No.	
Delivery Date	

Time Block	Day Ahead Projected Demand (MW)	Revised Demand (MW)	LTA (MW)	STOA (MW)	MTOA (MW)	Bilateral (MW)	Remarks
1							
2							
3							
4							
....							
96							
<b>TOTAL</b>							
<b>Average</b>							
<b>Min</b>							
<b>Max</b>							
<b>MWh</b>							

### E-2.3 OTHER INFORMATION

#### 1. Capability Data (Ref: Chapter-9)

##### For SGS

Item	
a) Generators and IPPs shall submit to STU up-to-date capability curves for all Generating Unit.	On receipt of request from STU / SLDC.
b) CPPs shall submit to STU net return capability that shall be available for export /import from Transmission System	On receipt of request from STU / SLDC.

#### 2. Response to Frequency Change (Ref: Chapter-9)

##### For SGS

Item	
a) Primary Response in MW at different levels of loads ranging from minimum generation to registered capacity for frequency changes resulting in fully opening of governor valve.	On receipt of request from STU / SLDC.
b) Secondary response in MW to frequency change	On receipt of request from STU / SLDC.

#### 3. Monitoring of Generation (Ref: Chapter-9)

##### For SLDC

##### Monitoring Of Generation and Drawal (For SGS)

Item	
a) SGS shall provide 15-minute block-wise generation summation to SLDC.	Real time basis Real time basis
b) CPPs shall provide 15-minute block-wise export / import MW to SLDC.	As required
c) Logged readings of Generators to SLDC.	In the first week of the succeeding month
d) Detailed report of generating unit tripping on monthly basis.	



**4. Essential and Non-Essential Load Data (Ref: Chapter-11)****For SGS****Contingency Planning (For SLDC)**

Item	
Schedule of essential and non-essential loads on each discrete load block for purposes of load shedding.	As soon as possible after connection

**APPENDIX F: INCIDENT REPORTING (OTHER THAN ACCIDENTS)**

(Reference to: chapter 13 para 13.4)

First Report:

Date: \_\_/\_\_/\_\_\_\_

Time: \_\_: \_\_ Hrs

Sr. No.	Item	Details
1	Date and time of incident	
2	Location of incident	
3	Type of incident	
4	System parameters before the incident (voltage, frequency, flows, generation etc.)	
5	Relay indications received and performance of protection	
6	Damage to equipment	
7	Supplies interrupted and duration, if applicable	
8	Amount of generation lost, if applicable	
9	Possibility of alternate supply arrangement	
10	Estimate of time to return to service	
11	Cause of incident	
12	Any other relevant information and remedial action taken	
13	Recommendations for future improvement / repeat incident	
14	Name of the organization	

**APPENDIX G: METERING DATA**

(Reference to: chapter 15)

**1. Metering Data to be furnished**

Item	Due date/Time
a) SGS shall submit details of metering equipment and schemes installed by them as referred in B-1. Detailed Planning Data under sub-section "Protection and Metering"	As applicable to Detailed Planning Data
b) STU s shall submit details of metering equipment and schemes installed by them as referred in B-2. Detailed System Data, Transmission under sub-section "Relaying and Metering" in relation to connection with any User	As applicable to Detailed Planning Data

**2. Standards of Meters****(a) Part-I: Common Standards to All Type of Meters**

1. These standards provide for specification of meters, immunity to external factors, sealing points and functional requirements that are required from regulatory perspective. Detailed technical specification shall be prepared by the purchaser of the meter.

## 2. Specifications of meters

<b>Standard Reference Voltage</b>	As per IS														
<b>Voltage Range</b>	As per IS														
<b>Standard Frequency</b>	As per IS														
<b>Standard Basic Current</b>	As per IS (Current range of consumer meters shall be so chosen as to record the load current corresponding to the sanctioned load)														
<b>Accuracy Class</b>	Meters shall meet the following requirements of Accuracy Class: <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td><b>Interface Meters</b></td> <td>0.2S</td> </tr> <tr> <td colspan="2"><b>Consumer Meters</b></td> </tr> <tr> <td>Up to 650 volts</td> <td>1.0 or better</td> </tr> <tr> <td>Above 650 volts and up to 33 kilo volts</td> <td>0.5S or better</td> </tr> <tr> <td>Above 33 kilo volts</td> <td>0.2S</td> </tr> <tr> <td colspan="2"><b>Energy accounting and audit meters</b></td> </tr> <tr> <td colspan="2">The accuracy class of meters in generation and transmission system shall not be inferior to that of 0.2S Accuracy Class. The accuracy class of meters in distribution system shall not be inferior to that of 0.5S Accuracy Class.</td> </tr> </table>	<b>Interface Meters</b>	0.2S	<b>Consumer Meters</b>		Up to 650 volts	1.0 or better	Above 650 volts and up to 33 kilo volts	0.5S or better	Above 33 kilo volts	0.2S	<b>Energy accounting and audit meters</b>		The accuracy class of meters in generation and transmission system shall not be inferior to that of 0.2S Accuracy Class. The accuracy class of meters in distribution system shall not be inferior to that of 0.5S Accuracy Class.	
<b>Interface Meters</b>	0.2S														
<b>Consumer Meters</b>															
Up to 650 volts	1.0 or better														
Above 650 volts and up to 33 kilo volts	0.5S or better														
Above 33 kilo volts	0.2S														
<b>Energy accounting and audit meters</b>															
The accuracy class of meters in generation and transmission system shall not be inferior to that of 0.2S Accuracy Class. The accuracy class of meters in distribution system shall not be inferior to that of 0.5S Accuracy Class.															
<b>Starting Current and Maximum Current</b>	As per IS														
<b>Power Factor Range</b>	As per IS														
<b>Power Frequency Withstand Voltage</b>	As per IS														
<b>Impulse Voltage Withstand Test for 1.2/50 micro sec</b>	As per IS														
<b>Power Consumption</b>	As per IS														

3. Meter shall have downloading facilities of metered data through Meter Reading Instrument (MRI).

### 4. Immunity to External Factors

The meter shall be immune to external influences like magnetic induction, vibration, electrostatic discharge, switching transients, surge voltages, oblique suspension and harmonics and necessary tests shall be carried out in accordance with relevant standard.

5. Sealing Points Sealing shall be done at the following points (as applicable):

- (a) Meter body or cover;
- (b) Meter terminal cover;
- (c) Meter test terminal block;
- (d) Meter cabinet.

6. The accuracy class of Current transformers (CTs) and Voltage transformers (VTs) shall not be inferior to that of associated meters. The existing CTs and VTs not complying with these regulations shall be replaced by new CTs and VTs, if found defective, non-functional or as per the directions of the Appropriate Commission. In case the CTs and VTs of the same Accuracy Class as that of meters cannot be accommodated in the metering cubicle or panel due to space constraints, the CTs and VTs of the next lower Accuracy Class can be installed.

7. The Voltage Transformers shall be electro-magnetic VT or Capacitive Voltage Transformer (CVT).

**(b) Part-II: Standards for interface meters****1. Functional Requirements:**

- (a) The Interface meters suitable for ABT shall be static type, composite meters, as self –contained devices for measurement of active and reactive energy, and certain other parameters as described in the following paragraphs. The meters shall be suitable for being connected directly to voltage transformers (VTs) having a rated secondary line-to-line voltage of 110 V, and to current transformers (CTs) having a rated secondary current of 1A (Model-A :3 element 4 wire or Model C: 2 elements, 3 wire) or 5A (model-B: 3 elements, 4 wire or Model D: 2 element 3 wire). The reference frequency shall be 50Hz.
- (b) The meters shall have a non-volatile memory in which the following shall be automatically stored:
- i) Average frequency for each successive 15-minute block, as a two-digit code (00 to 99 for frequency from 49.0 to 51.0Hz).
  - ii) Net Wh transmittal during each successive 15-minute block, upto second decimal, with plus/minus sign.
  - iii) Cumulative Wh transmittal at each midnight, in six digits including one decimal.
  - iv) Cumulative VARh transmittal for voltage high condition, at each midnight, in six digits including one decimal.
  - v) Cumulative VARh transmittal for voltage low condition, at each midnight, in six digits including one decimal.
  - vi) Date and time blocks of failure of VT supply on any phase, as a star (\*) mark.
- (c) The meters shall store all the above listed data in their memories for a period of at least ten days. The data older than ten days shall get erased automatically. Each meter shall have an optical port on its front for tapping all data stored in its memory using a hand-held data collection device. The meter shall be suitable for transmitting the data to remote location using appropriate communication medium.
- (d) The active energy (Wh) measurement shall be carried out on 3- phase, 4-wire principle, with an accuracy as per class 0.2 S of IEC- 104 687/IEC-62053-22. In model-A and C, the energy shall be computed directly in CT and VT secondary quantities, and indicated in watt-hours. In Model-B and Model D, the energy display and recording shall be one fifth of the Wh computed in CT and VT secondary quantities.
- (e) The Var and reactive energy measurement shall also be on 3- phase, 4-wire principle, with an accuracy as per class 2 of IEC-62053- 23 or better. In model-A or Model C, the Var and VARh computation shall be directly in CT and VT secondary quantities. In Model-B or Model D, the above quantities shall be displayed and recorded as one-fifth of those computed in CT and VT secondary quantities. There shall be two reactive energy registers, one for the period when average RMS voltage is above 103% and the other for the period the voltage is below 97%.
- (f) The 15-minute Wh shall have a +ve sign when there is a net Wh export from substation busbars, and a –ve sign when there is a net Wh import. The integrating (cumulative) registers for Wh and Varh shall move forward when there is Wh/Varh export from substation busbars, and backward when there is an import.
- (g) The meters shall also display (on demand), by turn, the following parameters:
- (i) Unique identification number of the meter
  - (ii) Date
  - (iii) Time
  - (iv) Cumulative Wh register reading
  - (v) Average frequency of the previous 15-minute block
  - (vi) Net Wh transmittal in the previous 15-minute block, with +/- sign
  - (vii) Average percentage voltage
  - (viii) Reactive power with +/- sign
  - (ix) Voltage-high VARh register reading
  - (x) Voltage-low VARh register reading.
- (h) The three line-to-neutral voltages shall be continuously monitored, and in case any of these falls below 70%, the condition shall be suitably indicated and recorded. The meters shall operate with the power drawn from

the VT secondary circuits, without the need for any auxiliary power supply. Each meter shall have a built-in calendar and clock, having an accuracy of 30 seconds per month or better.

- (i) The meters shall be totally sealed and tamper-proof, with no possibility of any adjustment at site, except for a restricted clock correction. The harmonics shall be filtered out while measuring Wh, Var, and VARh, and only fundamental frequency quantities shall be measured/computed.
- (j) The Main meter and the Check meter shall be connected to same core of CTs and VTs.

**(c) Part-III: Standards for Consumer Meters**

**1. Measuring Parameters**

- (a) The consumer meter shall be suitable for measurement of cumulative active energy utilized by the consumer.
- (b) The consumer meter may have the facilities to measure, record and display one or more of the following parameters depending upon the tariff requirement for various categories of consumers. All parameters excluding instantaneous electrical parameters shall also be stored in memory.
  - (i) Cumulative reactive energy
  - (ii) Average power factor
  - (iii) Time of use of energy
  - (iv) Apparent power
  - (v) Maximum demand
  - (vi) Phase voltage and line currents

2. All the three phase meters shall have data storage capacity for at least 35 days in a non-volatile memory.

**3. Anti-Tampering Features**

- (a) The meter shall not get damaged or rendered non-functional even if any phase and neutral are interchanged.
- (b) The meter shall register energy even when the return path of the load current is not terminated back at the meter and in such a case the circuit shall be completed through the earth. In case of metallic bodies, the earth terminal shall be brought out and provided on the outside of the case.
- (c) The meter shall work correctly irrespective of the phase sequence of supply (only for poly phase). (d) In the case of 3 phase, 3 wire meter even if reference Y phase is removed, the meter shall continue to work. In the case of 3 phase, 4 wire system, the meter shall keep working even in the presence of any two wires i.e., even in the absence of neutral and any one phase or any two phases.
- (d) In case of whole current meters and LV CT operated meter, the meter shall be capable of recording energy correctly even if input and output terminals are interchanged.
- (e) The registration must occur whether input phase or neutral wires are connected properly or they are interchanged at the input terminals.
- (f) The meter shall be factory calibrated and shall be sealed suitably before despatch.
- (g) The meter shall be capable of recording occurrences of a missing potential (only for VT operated meters) and its restoration with date and time of first such occurrence and last restoration along with total number and duration of such occurrences during the above period for all phases.
- (h) Additional anti-tampering features including logging of tampers such as current circuit reversal, current circuit short or open and presence of abnormal magnetic field may be provided as per the regulations or directions of the Appropriate Commission or pursuant to the reforms programme of the Appropriate Government.

**(d) Part-IV: Standards for energy accounting and audit meters**

- 1. The energy accounting and audit meters shall be suitable for measurement, recording and display of cumulative active energy with date and time.
- 2. The energy accounting and audit meters may also have the facility to measure, record and display one or more of the following parameters depending upon the energy accounting and audit requirement. All parameters excluding instantaneous electrical parameters shall also be stored in memory.
  - (a) Apparent power
  - (b) Phase wise kilowatt at peak KVA

- (c) Phase wise KVA (reactive) at peak KVA
  - (d) Phase wise voltage at peak KVA
  - (e) Power down time
  - (f) Average power factor
  - (g) Line currents
  - (h) Phase voltages
  - (i) Date and time
  - (j) Tamper events
3. The energy accounting and audit meter shall have data storage capacity for at least 35 days in a non-volatile memory.
  4. Energy accounting and audit meters shall have facility to download the parameters through meter reading instruments as well as remote transmission of data over communication network.

#### APPENDIX H: CRITERIA FOR CONTINGENCY

(Reference to: chapter 11)

The transmission system shall be planned considering following general principles:

1. In normal operation ('N-0') of the grid, with all elements to be available in service in the time horizon of study, it is required that all the system parameters like voltages, loadings, frequency should remain within permissible normal limits.
2. The grid may however be subjected to outage / loss of an element and it is required that after loss of an element ('N-1' or single contingency), all the system parameters like voltages, loadings, frequency shall be within permissible normal limits.
3. Under outage / loss of an element, the grid may experience another contingency, though less probable ('N-1-1'), wherein some of the equipment may be loaded up to their emergency limits. To bring the system parameters back within their normal limits, load shedding/re-scheduling of generation may have to be done, either manually or through automatic system protection schemes (SPS). Such measures shall generally be applied within one hour after the disturbance.

#### Reliability criteria

##### 1. No contingency ('N-0')

- a. The system shall be tested for all the load-generation scenarios high/low Wind, high/nil Solar, high/low Hydro generation, high demand, low demand and combinations thereof.
- b. For the planning purpose all the equipment shall remain within their normal thermal loadings and voltage ratings.
- c. The angular separation between adjacent buses shall not exceed 30 degrees.

##### 2. Single contingency ('N-1')

###### a) Steady-state:

- i. All the equipment in the transmission system shall remain within their normal thermal and voltage ratings after outage / loss of any one of the following elements (called single contingency or 'N-1'), but without load shedding / rescheduling of generation:

- Outage of a 132 kV single circuit,
- Outage of a 220 kV single circuit,
- Outage of a 400 kV single circuit (with or without fixed series capacitor),
- Outage of an Inter-Connecting Transformer (ICT) / power transformer,
- Outage of a 765 kV single circuit
- Outage of one pole of HVDC bipole

- ii. The angular separation between adjacent buses under 'N-1' shall not exceed 30 degrees.

- iii. 'N-1' criteria for FACTS devices may not be considered, however studies may be carried out to address the issues like reduction in transfer capability, restriction on generation evacuation etc. in case of outage of FACTS devices.

**b) Transient-state:**

Usually, perturbation causes a transient that is oscillatory in nature, but if the system is stable, the oscillations will be damped. The system is said to be stable in which synchronous machines, when perturbed, will either return to their original state, if there is no change in exchange of power or will acquire new state asymptotically without losing synchronism. The transmission system shall be stable after it is subjected to one of the following outage / losses:

- a) The system shall be able to survive a permanent three phase to ground fault on a 765 kV line close to the bus to be cleared in 100 ms.
- b) The system shall be able to survive a permanent single phase to ground fault on a 765 kV line close to the bus. Accordingly, single pole opening (100 ms) of the faulted phase and unsuccessful re-closure (dead time 1 second) followed by 3-pole opening (100 ms) of the faulted line shall be considered.
- c) The system shall be able to survive a permanent three phase to ground fault on a 400 kV line close to the bus to be cleared in 100 ms.
- d) The system shall be able to survive a permanent single phase to ground fault on a 400 kV line close to the bus. Accordingly, single pole opening (100 ms) of the faulted phase and unsuccessful re-closure (dead time 1 second) followed by 3-pole opening (100 ms) of the faulted line shall be considered.
- e) In case of 220 kV / 132 kV networks, the system shall be able to survive a permanent three phase fault on one circuit, close to a bus, with a fault clearing time of 160 ms (8 cycles) assuming 3-pole opening.
- f) The system shall be able to survive a fault in HVDC convertor station, resulting in permanent outage of one of the poles of HVDC Bipole.
- g) Loss of generation: The system shall remain stable under the loss of single largest generating unit or a critical generating unit (choice of candidate critical generating unit is left to the transmission planner).
- h) Loss of largest radial load, connected at single point.

**3. Second contingency ('N-1-1')**

Under the scenario as defined above for '**Single Contingency**' the system may experience another contingency (called '**N-1-1**')

- a) The system shall be able to survive a temporary single phase to ground fault on a 765 kV line close to the bus. Accordingly, single pole opening (100 ms) of the faulted phase and successful re-closure (dead time 1 second) shall be considered.
- b) The system shall be able to survive a permanent single phase to ground fault on a 400 kV line close to the bus. Accordingly, single pole opening (100 ms) of the faulted phase and unsuccessful re-closure (dead time 1 second) followed by 3-pole opening (100 ms) of the faulted line shall be considered.
- c) In case of 220 kV / 132 kV networks, the system shall be able to survive a permanent three phase fault on one circuit, close to a bus, with a fault clearing time of 160 ms (8 cycles) assuming 3-pole opening.

In the 'N-1-1' as stated above, if there is a temporary fault, the system shall not lose the second element after clearing of fault but shall successfully survive the disturbance.

In case of permanent fault, the system shall lose the second element as a result of fault clearing and thereafter, shall asymptotically reach to a new steady state without losing synchronism. In this new state, the system parameters (i.e., voltages and line loadings) shall not exceed emergency limits, however, there may be requirement of load shedding / rescheduling of generation so as to bring system parameters within normal limits.

**Radially connected generation with the grid**

For the transmission system connecting generator(s) radially with the grid, the following criteria shall apply:

- a) The radial system shall meet 'N-1' reliability criteria as given above for both the steady-state as well as transient-state.
- b) For subsequent contingency i.e., 'N-1-1' (second contingency), only temporary fault shall be considered for the radial system.

- c) If the 'N-1-1' contingency is of permanent nature or any disturbance/contingency causes disconnection of such generator(s) from the main grid, the remaining main grid shall asymptotically reach to a new steady state without losing synchronism after loss of generation. In this new state the system parameters shall not exceed emergency limits, however, there may be requirement of load shedding / rescheduling of generation so as to bring system parameters within normal limits.
- d) The 'N-1' criteria may not be applied to the immediate connectivity system of renewable generations with the ISTS/Intra-STG grid i.e., the line connecting the generation project switchyard to the grid and the step-up transformers at the grid station.

Provided that, 'N-1' criteria shall be applicable in case of renewable generation projects with storage, which are firm in nature and fully dispatchable.

Provided that, 'N-1' reliability criteria may be considered for ICTs at the ISTS / STU pooling stations for renewable energy based generation of more than 1000 MW after considering the capacity factor of renewable generating stations.