



सत्यमेव जयते

**वार्षिक रिपोर्ट**  
**ANNUAL REPORT**  
**2020-21**

भारत सरकार Government of India  
विद्युत मंत्रालय Ministry of Power  
उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति  
North Eastern Regional Power Committee  
शिलांग Shillong

## विषय सूची CONTENTS

सं. No.	विवरण Description	पृष्ठ सं. Page No.
<b>अध्याय 1 Chapter 1</b>	<b>उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति का परिचय, संविधान, कार्य और संगठनात्मक स्थापना Introduction, Constitution, Functions and Organizational setup of North-Eastern Regional Power Committee</b>	<b>1-7</b>
1.1	परिचय Introduction	1
1.2	उ.पू.क्षे.वि. समिति का संविधान Constitution of NERPC	3
	उ.पू.क्षे.वि. समिति का कार्य Functions of NERPC	4
1.3	1.3.1 वाणिज्यिक Commercial	4
	1.3.2 प्रचालन Operational	4
	1.3.3 सुरक्षा Protection	5
	1.3.4 निगरानी और डेटा प्रबंधन Monitoring and Data Management	6
	1.3.5 टेलीमेट्री Telemetry	7
<b>अध्याय Chapter 2</b>	<b>क्षेत्रीय ग्रिड प्रदर्शन Regional Grid Performance</b>	<b>9-24</b>
2.1	स्थापित क्षमता Installed Capacity	9
2.2	उत्पादन Generation	11
2.3	माँग Demand	11
2.4	ऊर्जा आवश्यकताएँ बनाम उपलब्धता Energy Requirement Vs. Availability	13
2.5	अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय Inter-regional Energy Exchange	14
2.6	आवृत्ति Frequency	14
2.7	वोल्टेज Voltage	15
2.8	संयन्त्र उपलब्धता गुणांक Plant Availability Factors	15
2.9	प्रणाली भार गुणांक System Load Factors	16
2.10	समांतर प्रचालन Synchronous Operation	16
2.11	जलाशय स्तर Reservoir Levels	16
2.12	विद्युत कटौती Power Cuts	16
2.13	इकाईयों और पारेषण लाइनों का प्रवर्तन Units & Transmission Lines Commissioned	17
2.14	उत्पादन यूनिटों तथा पारेषण तत्वों के निर्माण की प्रगति Progress of construction of Generating Units & Transmission Elements	20
2.15	केंद्रीय क्षेत्र विद्युत का आवंटन Allocation of Central Sector Power	23

सं. No.	विवरण Description	पृष्ठ सं. Page No.
अध्याय Chapter 3	ग्रिड व्यवधान Grid Disturbances	25-27
अध्याय Chapter 4	वाणिज्यिक और ऊर्जा लेखा क्रियाएँ Commercial and Energy Accounting Activities	28-33
4.1	क्षेत्रीय ऊर्जा लेखा (आरईए) Regional Energy Accounting (REA)	28
4.2	विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम)/Deviation Settlement Mechanism (DSM)	30
4.3	विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम) देय DSM Payable	31
4.4	पारेषण शुल्क Transmission Tariff	32
अध्याय Chapter 5	संचालन, सुरक्षा, संचार और प्रणाली का अध्ययन Operation, Protection, Communication & System Studies	34-43
5.1	यूएफआर प्रणाली UFR Scheme	34
5.2	विशेष सुरक्षा योजना Special Protection Scheme	34
5.3	यूएफ रिले का निरीक्षण Inspection of UF relays	40
5.4	दीपायन योजना Islanding Scheme	40
5.5	विद्युत प्रणाली विकास निधि (पीएसडीएफ) Power System Development Fund(PSDF)	40
अध्याय Chapter 6	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की बैठकें Meetings of North-Eastern Regional Power Committee	44-52
6.1	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति (एनईआरपीसी) की बैठक North-Eastern Regional Power Committee (NERPC) Meeting	44
6.2	तकनीकी समन्वय समिति (टीसीसी) की बैठक Technical Co-ordination Committee (TCC) Meeting	45
6.3	वाणिज्यिक समिति (सीसी) की बैठक Commercial Committee (CC) Meeting	48
6.4	संचालन समन्वय समिति (ओसीसी) की बैठक Operation Co-ordination Committee (OCC) Meeting	48
6.5	संरक्षण समन्वय समिति (पीसीसी) की बैठक Protection Co-ordination Committee (PCC) Meeting	51
6.6	उत्तर पूर्वी टेलिकम्युनिकेशन स्काडा तथा टेलीमेटरी (नेटेस्ट) बैठक North Eastern Telecommunication SCADA & Telemetry (NETeST)	52
अध्याय Chapter 7	रिपोर्ट एवं प्रमाणन Reports & Certification	53-54
7.1	जारी की गई रिपोर्ट Reports issued	53

सं. No.	विवरण Description	पृष्ठ सं. Page No.
7.2	पारेषण उपलब्धता का प्रमाणन Certification of Transmission Availability	53
अध्याय Chapter 8	<b>राजभाषा नीति का कार्यान्वयन Implementation of Official Language Policy</b>	<b>55</b>
8.1	हिंदी प्रशिक्षण Hindi Training	55
8.2	हिंदी पत्राचार एवं प्रयोग Hindi Correspondence & utilization	55
8.3	राजभाषा कार्यान्वयन समिति की बैठक Meeting of Official Language implementation committee	55
8.4	हिंदी सप्ताह एवं हिंदी संबंधित अन्य गतिविधियां Hindi Week & other Hindi related activities	55

सं. No.	अनुलग्नक Annexures	पृष्ठ सं. Page No.
I	31.03.2021को उ.पू.क्षे.वि.स. के सदस्य Members of NERPC as on 31.03.2021	57-59
II	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति सचिवालय के कार्मिक Personnel of NERPC Secretariat as on 31.03.2021	60
III	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति में पदों की संस्तुति और भरण Posts Sanctioned and Filled in NERPC as on 31.03.2021	61
IV	वर्ष 2020-21 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय Inter Regional Energy Exchange during 2020-21	62
V	वर्ष 2020-21 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का वोल्टेज प्रोफाइल Voltage Profile of NER during 2020-21	63
VI	वर्ष 2020-21 के दौरान संयन्त्र उपलब्धता गुणांक Plant Availability Factor during 2020-21	64-66
VIIA&B	वर्ष 2020-21 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का प्रणाली भार गुणांक System Load Factor of NER during 2020-21	67
VIII	प्रमुख जलाशयों का जल स्तर और ऊर्जा सामग्री Water Level and Energy Content of major Reservoirs	68
IX	विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम.)ऊर्जा Deviation Settlement Mechanism (DSM) Energy	69
X	यूएफआर लोड शेडिंग विवरण UFR based load shedding details	70-74
XI	दीपायन योजना तथ्य Islanding Scheme details	75
XII	पीएसडीएफ वित्त-पोषित योजनाओं की स्थिति Status of PSDF Funded Schemes	76-81
XIII	वर्ष 2020-21 के दौरान आयोजित समितियों की बैठकों की सूची List of meetings during the year 2020-21	82
<b>प्रदर्श</b> <b>Exhibits</b>		
I(A)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र का एकल रेखा आरेख Single Line Diagram (SLD) of NER	83
I(B)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र का विद्युत नक्शा Power Map of NER	84
II	31/03/2021 को स्थापित क्षमता Installed Capacity (MW) as on 31-03-2021	85
III	पाँच वर्षों के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र की स्थापित क्षमता Installed Capacity (MW) in NER during five years	86
IV	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में विद्युत उत्पादन का विकास Growth of Energy Generated in NER	87
V	वर्ष 2020-21 में माहवार उच्चतम माँग/माँग पूर्ति Month wise Peak-Demand / Demand-Met in 2020-21	88
VI	वर्ष 2020-21 में माहवार ऊर्जा की आवश्यकता/उपलब्धता Month wise Energy Requirement/ Availability in 2020-21	89
VII	उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड की आवृत्ति प्रोफाइल Frequency Profile of NER Grid	90
VIII	उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड का वोल्टेज प्रोफाइल Voltage Profile of NER Grid	91
IX	वर्ष 2020-21 में प्रमुख जलाशयों के जल स्तर Water Levels of major Reservoirs in 2020-21	92-94
X	वर्ष 2020-21 में प्रमुख जलाशयों के ऊर्जा सामग्री Energy Content of Reservoirs in 2020-21	95

31/03/2021 को उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य  
MEMBERS OF NORTH EASTERN REGIONAL POWER COMMITTEE AS ON 31.03.2021



श्री नैफिउ रिओ,  
माननीय मुख्य मंत्री एवं  
विद्युत मंत्री, नागालैण्ड सरकार  
अध्यक्ष, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति

**Shri Neiphu Rio,**  
Hon'ble Chief Minister &  
Minster of Power, Govt. of Nagaland  
**Chairman, North Eastern Regional Power Committee**



श्री चाओना मेन  
माननीय उप.मुख्य मंत्री एवं विद्युत  
मंत्री,  
अरुणाचल प्रदेश सरकार  
**Shri Chowna Mein**  
Hon'ble Dy. CM & Minister of  
Power,  
Govt. of Arunachal Pradesh



श्री तोपोन कुमार गोगोइ  
माननीय विद्युत मंत्री,  
असम सरकार  
**Shri Topon Kumar Gogoi**  
Hon'ble Minister of Power,  
Govt. of Assam



श्री टी.एच. बिश्वजीत सिंह  
माननीय विद्युत मंत्री, मणिपुर सरकार  
**Shri Th. Biswajit Singh,**  
Hon'ble Minister of Power,  
Govt. of Manipur



श्री आर लालजिरलियाना,  
माननीय मुख्य मंत्री एवं  
विद्युत मंत्री, मिजोरम सरकार  
**Shri R. Lalzirliana,**  
Hon'ble Minister of Power, Govt. of  
Mizoram



श्री जेम्स के. संगमा ,  
माननीय विद्युत मंत्री  
मेघालय सरकार  
**Shri James K. Sangma**  
Hon'ble Minister of Power, Govt. of  
Meghalaya



श्री जिशु देव वर्मा  
माननीय उप मुख्यमंत्री & विद्युत मंत्री,  
त्रिपुरा सरकार  
**Shri Jishnu Dev Verma**  
Hon'ble Dy. CM & Minister of  
Power,  
Govt. of Tripura



श्री दिनेश चंद्र ,आईईएस  
सदस्य (जीओ&डी)  
केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण  
**Shri Dinesh Chandra, IES**  
Member (GO&D),  
Central Electricity Authority



श्री के. तायंग, आईएएस  
आयुक्त (विद्युत), अरुणाचल प्रदेश सरकार  
**Shri K. Tayeng, IAS**  
Commissioner (Power), Govt. of Ar.  
Pradesh



श्री निरज वर्मा , आईएएस  
प्रधान सचिव (विद्युत), असम सरकार  
**Shri Niraj Verma, IAS**  
Principal Secretary (Power),  
Govt. of Assam



श्री के.एच.रघुमनी , आईएएस  
प्रधान सचिव विद्युत, मणिपुर सरकार  
**Shri Kh. Raghmani, IAS**  
Principal Secretary (Power),  
Govt. of Manipur



डॉ. मंजुनाथन सी., आईएफएस  
आयुक्त एवं सचिव(विद्युत),  
मेघालय सरकार  
**Dr. Manjunathan C., IFS**  
Commissioner & Secretary (Power),  
Govt. of Meghalaya



श्री के.डी. वीज़ो , आईटीएस  
सचिव विद्युत,  
नगालैण्ड सरकार  
**Shri K. D. Vizo, ITS**  
Secretary (Power),  
Govt. of Nagaland



श्री ह. ललेंगमविअ  
सचिव (विद्युत), मिजोरम सरकार  
**Shri H. Lalengmawia, IAS**  
Secretary (Power),  
Govt. of Mizoram

श्री गीते किरणकुमार दिनकरराव, आईएएस  
धान सचिव विद्युत, त्रिपुरा सरकार  
**Shri Gitte Kirankumar Dinkarrao, IAS**  
Principal Secretary (Power),  
Govt. of Tripura



श्री. अरुण केंभवी, आईएएस  
अध्यक्ष, एमईईसीएल,  
मेघालय सरकार  
**Shri. Arun Kembhavi, IAS**  
Chairman, MeECL  
Govt. of Meghalaya

श्री वी.के.सिंह,  
अध्यक्ष एवं प्रबन्ध निदेशक,  
नीपको लिमिटेड  
**Shri V. K. Singh,**  
Chairman & Managing Director  
NEEPCO Ltd.

श्री ए. के. गुप्ता,  
निदेशक (वाणिज्य),  
एनटीपीसी  
**Shri A. K. Gupta**  
Director (Coml.),  
NTPC



श्री वाइ.के.चौबे  
निदेशक (टकनीकी),  
एनएचपीसी  
**Shri Y.K. Chaubey**  
Director (Technical),  
N.H.P.C.

श्रीमती सीमा गुप्ता,  
निदेशक (ऑपरेशन), पावरग्रिड  
**Smt. Seema Gupta**  
Director (Operation),  
Powergrid



श्री अरुन कुमार गर्ग  
सीईओ, एनवीवीएनएल  
Sh. Arun Kumar Garg  
CEO, NVVNL



श्री जिष्णु बरुआ, आईएएस  
अध्यक्ष  
एईजीसीएल/एपीजीसीएल/एपीडीसीएल  
Shri Jishnu Baruah, IAS  
Chairman  
AEGCL/APGCL/APDCL



श्री सानिल नंबूदरीपाद  
एमडी, ओ.टी.पी.सी  
Shri Sanil Namboodiripad  
MD, OTPC



श्री ध्रुवज्योति हज़ारिका  
प्रबन्धक निदेशक, एईजीसीएल  
Shri. Dhruvajyoti Hazarika  
MD, AEGCL



श्रीमती कल्याणी बरुआ  
प्रबन्धक निदेशक, ए.पी.जी.सी.एल.  
Smti. Kalyani Baruah  
MD, APGCL



श्री राजेश अग्रवाल, आईएएस  
प्रबन्धक निदेशक, ए.पी.डी.सी.एल.  
Shri Rajesh Agarwal, IAS  
MD, APDCL



श्री वी.सुरेश  
कार्यपालक निदेशक, एनईआरएलडीसी  
Shri V. Suresh  
Executive Director  
NERLDC



श्री ए.के.ठाकुर, आईईएस (सीपीईएस)  
सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय  
विद्युत समिति  
Shri A.K. Thakur, IES  
Member Secretary  
North Eastern Regional Power  
Committee

## अध्याय / CHAPTER 1

### उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति का परिचय, संविधान, कार्य और संगठनात्मक स्थापना

#### Introduction, Constitution, Functions and Organizational setup of North-Eastern Regional Power Committee

##### 1.1 परिचय:

पूर्व साठ के दशक के दौरान, क्षेत्रीय आधार पर देश में विद्युत प्रणाली की योजना के लिए भारत सरकार द्वारा एक निर्णय लिया गया था। तकनीकी कारणों से विभिन्न लाभों के संदर्भ में क्षेत्रीय ग्रिड में राज्य ग्रिड का अंतर संबंध के माध्यम से क्षेत्र के पारेषण प्रणाली एवं जेनेरेशन के एक समन्वित अभियान को बढ़ावा देने के निर्णय का दृढ़ता से समर्थन किया :

1. विद्युत संसाधनों का इष्टतम उपयोग
2. प्रणाली में बेहतर स्थायित्व,
3. बेहतर विश्वसनीयता,
4. बेहतर उपलब्धता
5. तकनीकी और आर्थिक कारणों से बेहतर चालन,
6. आपूर्ति की बेहतर गुणवत्ता,
7. ग्रिड अनुशासन में सुधार,
8. विद्युत-अधिशेष क्षेत्र से विद्युत-घाटा क्षेत्र की उन्नत सेवा,
9. प्रणाली के अनुरक्षण और भविष्य के विकास के लिए समन्वित योजना
10. अनुभवी कर्मियों के एक बड़े समूह का निर्माण जो नियमित संपर्क से अनुभव बांटने में सक्षम

अतएव, वर्ष 1964 में एक कार्यकारी संकल्प के माध्यम से संबंधित राज्य सरकारों की सहमति से, भारत सरकार ने पांच क्षेत्रीय विद्युत बोर्डों अर्थात (आरईबी) पूर्वी, उत्तर पूर्वी, उत्तरी, दक्षिणी और पश्चिमी, आरईबी क्रमशः कोलकाता, शिलांग, दिल्ली, बंगलौर और मुंबई में अपने मुख्यालय के साथ स्थापित किया। राज्यों के प्रतिनिधियों के साथ ये आरईबी क्षेत्रीय आपरेशन की अवधारणा को बढ़ावा देने के लिए जिम्मेदार थे।

##### 1.1 Introduction:

During the early sixties, a decision was taken by the Government of India to plan the Power System in the country on regional basis. The technological considerations strongly supported the decision to promote a coordinated operation of the entire generation and transmission system of the region through inter-connection of State Grids into Regional Grid for various benefits in terms of:

1. Optimum utilization of energy resources
2. Improved stability of the system,
3. Improved reliability,
4. Improved availability
5. Improved operation both from technical and economical considerations,
6. Improved quality of supply,
7. Improved grid discipline,
8. Improved service to an electricity-deficit area from an electricity-surplus area.
9. Coordinated planning for both maintenance & future growth of the system
10. Sharing of experience of large pool of personnel through regular interaction.

Therefore, Government of India, with the concurrence of concerned State Governments, established five **Regional Electricity Boards (REBs)** viz., Eastern, North-Eastern, Northern, Southern and Western REBs with their Headquarters at Kolkata, Shillong, Delhi, Bangalore and Mumbai respectively, in the year 1964 through an executive resolution. These REBs with representatives of the States as members were responsible for the promotion of the concept of regional operation.

पूर्वोत्तर क्षेत्रीय विद्युत बोर्ड भारत सरकार के संकल्प संख्या EL.II-35 (10)/163 दिनांक 12-3-1964 के अनुसरण में गठित किया गया था। पूर्वोत्तर क्षेत्र में सात राज्य, नामतः अरुणाचल प्रदेश, असम, मणिपुर, मेघालय, मिजोरम, नागालैंड और त्रिपुरा शामिल हैं।

तत्पश्चात सत्तर के दशक के दौरान केन्द्रीय सैक्टर जनरेटिंग कंपनी के आगमन के साथ, इन सार्वजनिक उपक्रमों के प्रतिनिधियों को भी आरईबी में सदस्यों के रूप में शामिल कर लिया गया था। इस प्रकार पांच आरईबी देश के संपूर्ण विद्युत क्षेत्र को कवर करते हैं। एक वर्ष की अवधि हेतु राज्य विद्युत बोर्ड (एसईबी) के अध्यक्ष, चक्रानुसार क्षेत्रीय विद्युत बोर्ड (आरईबी) के अध्यक्ष के रूप में एक वर्ष की अवधि हेतु कार्य करते हैं। पूर्वोत्तर क्षेत्र में, जहाँ संबंधित राज्यों के विद्युत मंत्री बोर्ड के सदस्य हैं, चक्रानुसार एक वर्ष की अवधि हेतु एनईआरईबी के अध्यक्ष के रूप में कार्य करते हैं।

इसके बाद भारत सरकार ने गजट अधिसूचना संख्या 23/24/99-R&R (vol XV), दिनांक 10 जून, 2003 के माध्यम से विद्युत अधिनियम, 2003 अधिनियमित किया। विद्युत अधिनियम 2003 की परिकल्पना के अनुसार केंद्र सरकार के एक प्रस्ताव द्वारा निर्धारित क्षेत्रों में विद्युत व्यवस्था के एकीकृत संचालन की सुविधा के लिए क्षेत्रीय विद्युत समितियों (आरपीसी) की स्थापना की गई। इसके अलावा अधिनियम में प्रावधान है कि क्षेत्रीय विद्युत समिति समय समय पर, क्षेत्र की एकीकृत ग्रिड के सुचारु संचालन और विद्युत व्यवस्था की दक्षता और अर्थव्यवस्था हेतु संबंधित मामलों को सुनिश्चिति प्रदान करे। दिनांक 25 मई, 2005 भारत सरकार के उपरोक्त प्रावधान के अनुसरण में उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति (एनईआरपीसी) का गठन किया गया। क्षेत्र के पारेषण प्रणाली (ट्रांसमिशन सिस्टम) का विद्युत नक्शा प्रदर्श - I(A) & I(B) में दर्शाया गया है:

The North-Eastern Regional Electricity Board was constituted in pursuance to the **Govt. of India's Resolution No.EL.II-35 (10)/163 dated 12-3-1964.** The North-Eastern Region comprises seven States, namely Arunachal Pradesh, Assam, Manipur, Meghalaya, Mizoram, Nagaland and Tripura.

Later on, with the advent of the Central Sector Generating Companies and Central Transmission Company during the seventies alongside the State Sector Generating Companies, the representatives of these PSUs were also included as members in the REBs. The five REBs thus cover the entire Power Sector of the country. The Chairman of an SEB functions as Chairman of an REB by rotation for a period of one year, except for the North-Eastern Region where Power Ministers of the Constituent States are members of the Board and hence functions as Chairman of NEREB by rotation for a period of one year.

Thereafter, Government of India enacted the Electricity Act, 2003 through Gazette notification no. 23/24/99-R&R (vol XV), dated 10<sup>th</sup> June, 2003. **The Electricity Act 2003** envisages establishment of **Regional Power Committee(s) (RPCs)** by a resolution of the Central Government for a specified region for facilitating the integrated operation of the power system in that region. Further, the act provides that the Regional Power Committee may, from time to time, agree on matters concerning the smooth operation of the integrated grid and economy and efficiency in the operation of the power system of that region. In pursuance of the aforesaid provision Government of India vide their resolution dated 25<sup>th</sup> May, 2005 established the North Eastern Regional Power Committee. NER map showing the transmission systems of the region is given at **Exhibits-I (A) & I (B).**

## 1.2 एनईआरपीसी का संविधान

उत्तर पूर्वी क्षेत्र में विभिन्न विद्युत एजेंसियों जैसे एईजीसीएल, एपीजीसीएल, एपीडीसीएल, त्रिपुरा की टीएसईसीएल, एमईपीटीसीएल, एमईपीजीसीएल, एमईपीडीसीएल, एमएसपीसीएल, एमएसपीडीसीएल, अन्य तीन राज्य सरकारों अरुणाचल प्रदेश, मिजोरम, नागालैंड के विद्युत विभागों और केन्द्रीय क्षेत्र की विद्युत ट्रांसमिशन एजेंसियों, अर्थात् नॉर्थ ईस्टर्न इलेक्ट्रिक पावर कॉरपोरेशन लिमिटेड (नीपको), नेशनल हाइड्रो - इलेक्ट्रिक पावर कारपोरेशन (एनएचपीसी), पावर ग्रिड कारपोरेशन ऑफ इंडिया लिमिटेड (पीजीसीआईएल), नेशनल थर्मल पावर कारपोरेशन (एनटीपीसी), ओएनजीसी त्रिपुरा पावर कारपोरेशन (ओटीपीसी), नॉर्थ ईस्टर्न रीजनल लोड डिस्पैच सेंटर (एनईआरएलडीसी), पावर ट्रेडिंग कंपनी और आइपीपीएस के प्रतिनिधि एनईआरपीसी के सदस्य हैं। एनईआरपीसी की अध्यक्षता चक्रानुसार एक वर्ष की अवधि हेतु क्षेत्र के राज्य के नाम के वर्णमाला क्रम में घटकर राज्य के माननीय विद्युत मंत्रियों द्वारा की जाती है। 31.03.2021को एनईआरपीसी के अध्यक्ष श्री. नैफिउ रिओ, माननीय मुख्य मंत्री एवं कार्य प्रभारी विद्युत मंत्री नगालैण्ड सरकार हैं। 31.03.2021को एनईआरपीसी के सदस्यों का विवरण अनुलग्नक-I पर दिया गया है।

एनईआरपीसी का सचिवालय शिलांग में स्थित है और सदस्य सचिव, जो केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण, भारत सरकार के विद्युत मंत्रालय द्वारा नियुक्त किया जाता है और वह केन्द्रीय विद्युत अभियांत्रिकी सेवा (समूह ए) के एक अधिकारी है। सदस्य सचिव, एनईआरपीसी सचिवालय के प्रशासनिक और तकनीकी प्रधान है। 31.03.2021को श्री. पी.के. मिश्रा सदस्य सचिव हैं। 31.03.2021तक सचिवालय के अन्य कार्मिक अनुलग्नक-II में दिए गये हैं जबकि अनुलग्नक-III पदों की मंजूरी और 31.03.2021तक उनका भरण दर्शाता है।

## 1.2 Constitution of NERPC:

The various power sector agencies in the North-Eastern Region e.g. AEGCL, APGCL, APDCL, TSECL, TGBPP, MePTCL, MePGCL, MePDCL, MSPCL, MSPDCL, Power Departments of the other three State Governments i.e. Arunachal Pradesh, Mizoram, Nagaland and Central Sector Power Generating and Transmission agencies, namely North Eastern Electric Power Corporation Ltd.(NEEPCO), National Hydroelectric Power Corporation(NHPC), National Thermal Power Corporation (NTPC), ONGC Tripura Power Corporation (OTPC), Power Grid Corporation of India Ltd. (PGCIL), North Eastern Regional Load Dispatch Centre (NERLDC), representatives of Power Trading Cos. and IPPs are members of NERPC.

Chairmanship of NERPC is held by Hon'ble Ministers of Power of the constituent States for a period of one year by rotation in alphabetical order of the name of the State of the Region. The Chairman of NERPC as on 31.03.2021 is Shri Neiphui Rio, Hon'ble Chief Minister & I/C Power, Govt. of Nagaland. Members of the NERPC as on 31.03.2021 are given at Annexure-I.

The Secretariat of NERPC is located at Shillong and is headed by Member Secretary, who is appointed by Central Electricity Authority, Ministry of Power, Govt. of India and he is an officer of Central Power Engineering (Group-A) Services. Member Secretary is the administrative and technical head of NERPC Secretariat with the powers of the Head of Department. As on 31.03.2021 Shri A.K. Thakur is Member Secretary of NERPC. The other Personnel of the Secretariat as on 31.03.2021 are given in Annexure-II whereas Annexure-III shows posts sanctioned and filled as on 31.03.2021.

### 1.3 एनईआरपीसी का कार्य

एनईआरपीसी द्वारा निष्पादित विभिन्न कार्य मोटे तौर पर निम्नलिखित रूप में वर्गीकृत किया जा सकता है:

- ❖ वाणिज्यिक
- ❖ प्रचालन
- ❖ संरक्षण
- ❖ टेलीमेट्री और
- ❖ निगरानी और डेटा प्रबंधन

#### 1.3.1 वाणिज्यिक:

1. वाणिज्यिक उप-समिति की बैठकों की कार्यसूची /कार्यवृत्त और अनुवर्ती कार्यवाही तैयार करना।
2. साप्ताहिक डीएसएम,आरआरएस,एजीसी और रिएक्टिव विद्युत लेखा प्रकाशन
3. मासिक क्षेत्रीय विद्युत खाता संकलन और प्रकाशन
4. मासिक क्षेत्रीय ट्रांसमिशन लेखा (आरटीए) और क्षेत्रीय ट्रांसमिशन विचलन लेखा (आरटीडीए) संकलन और प्रकाशन
5. मासिक प्रगति रिपोर्ट तैयार करना
6. अंतः क्षेत्रीय और अन्तरक्षेत्रीय विद्युत हस्तांतरण के व्यापारिक मुद्दों से संबंधित कार्य।
7. केन्द्रीय क्षेत्र के विद्युत शुल्क के निर्धारण से उत्पन्न मुद्दों का व्यवस्थापन।
8. क्षेत्रीय विद्युत प्रणाली की तकनीकी व्यावसायिक समस्याओं पर कार्य बलों और समितियों का समन्वय।

#### 1.3.2 प्रचालन:

1. कार्यपालन योजना
2. संसाधनों के उपयोग के अनुकूलन द्वारा क्षेत्रीय ग्रिड के सुरक्षित और आर्थिक ऑपरेशन के लिए सामान्य नीति का निरूपण।
3. ओसीसी की बैठकों के लिए एजेंडा नोट व मिनिट्स बनाना तथा पालन कार्यवाही की तैयारी करना।
4. ग्रिड प्रचालन के लिए आरएलडीसी के साथ समन्वय
5. ग्रिड ऑपरेशन के बारे में दैनिक जानकारी प्रदान करने के लिए क्षेत्रीय इलेक्ट्रिक पावर सिस्टम सूचना केंद्र के रूप में कार्य करना।

### 1.3 Functions of NERPC:

Different functions performed by NERPC can be broadly categorized as:

- ❖ Commercial
- ❖ Operational
- ❖ Protection
- ❖ Telemetry and
- ❖ Monitoring and Data Management

#### 1.3.1 Commercial:

1. Preparation of Agenda notes and Minutes of Commercial Sub-committee meetings and follow up action.
2. Issue of Weekly DSM, RRAS, AGC and Reactive Energy Accounts
3. Preparation and Issue of Monthly Regional Energy Account
4. Preparation and issue of monthly Regional Transmission Account (RTA) and Regional Transmission Deviation Account (RTDA)
5. Preparation of Monthly progress Reports
6. Works relating to the commercial issues of intra-regional and inter-regional power transfer.
7. Settling of the issues arising out of revision and fixation of tariff for the Central Sector power.
8. Coordinating the Task Forces and Committees on Techno-commercial problems of the Regional Power System.

#### 1.3.2 Operational:

1. Operational Planning.
2. Formulation of general policy for safe and economic operation of the Regional Grid by optimizing resource utilization.
3. Preparation of agenda notes and minutes of OCC meetings and follow up actions.
4. Coordination with RLDC regarding day-to-day Grid Operation.
5. Working as Regional Electric Power System Information Center to provide information to CEA.

6. ग्रिड परिचालन के सम्बन्ध में दैनिक संचालन में उठाए गए मुद्दों की कार्यदलों का समन्वय।
7. टीसीसी/आरपीसी बैठकों के निर्णयों पर एजेंडा नोट, मिनट और पालन कार्यवाही की तैयारी करना।
8. प्रणाली विश्लेषण को पूर्ण करना और ग्रिड व्यवधान का विश्लेषण करना।
9. क्षेत्र के लिए पारेषण लाइन, तत्वों, जेनेरेशन स्टेशन के उपकरण की सुरक्षा योजना का अध्ययन एवं अंतिम रूप देना।
10. क्षेत्र के ब्लैक स्टार्ट प्रक्रिया, प्रचालन प्रक्रिया, दीपायन योजना का अध्ययन एवं अंतिम रूप देना।
11. सीटीयू का पारेषण उपलब्धि प्रमाणन।

### 1.3.3 सुरक्षा:

1. क्षेत्र में व्याप्त प्रणाली बाधाओं का विश्लेषण।
2. संरक्षण सुरक्षा रिले योजनाओं की समीक्षा।
3. रिले समन्वय योजनाएं।
4. दीपायन योजनाएं।
5. स्वचालित अधो-आवृत्ति लोड शेडिंग योजनाएं।
6. क्षेत्र में ग्रिड व्यवधान जांच समिति द्वारा उपर्युक्त मामलों पर दिए गए सिफारिशों के कार्याव्ययन की समीक्षा।
7. संभावित उत्पादन परिवर्धन तथा पारेषण प्रणाली और प्रणाली में निम्न वोल्टता स्थिति को ध्यान में रखते हुए क्षेत्र में केपेसिटर के मात्राओं के निर्धारण का अध्ययन।
8. रिएक्टिव प्रतिपूर्ति अपेक्षाओं की समीक्षा का अध्ययन।
9. कहीं और कभी भी जरूरत पड़ने पर पीक स्थिति और अफ पीक स्थिति में प्रचालन लोड प्रवाह अध्ययन।
10. जैसे और कभी भी जरूरत पड़ने पर शोर्ट सर्किट अध्ययन।
11. जैसे और कभी भी आवश्यकता पड़ने पर मुख्य घटनाओं जैसे ग्रिड व्यवधान अथवा ऐसे ही मुद्दों पर अल्पकालिक स्थायित्व अध्ययन।
12. रिएक्टरों की जरूरत की पहचान आवश्यकता पड़ने पर।

6. Coordinating the task forces of operational issues that arose in day-to-day operation of the grid.
7. Preparation of agenda notes, Minutes and follow-up action on the decisions of TCC/RPC meetings.
8. Carrying out system studies and analysis of Grid disturbance.
9. Study and finalization of protective scheme for Transmission line, equipment at substations and generating station for the Region.
10. Study and finalization of Black Start Procedure, Operating Procedure, Islanding Schemes for the Region.
11. Transmission Availability Certification of CTU.

### 1.3.3 Protection:

1. Analysis of system disturbances in the region.
2. Review of protective relaying schemes.
3. Relay co-ordination schemes.
4. Islanding schemes.
5. Automatic under frequency load shedding schemes.
6. Review of the implementation of recommendations made by the Inquiry Committee of the grid disturbance in the region concerning the above matters.
7. Studies for assessment of the quantum of capacitors required in the region taking into account the expected additions in the generation and transmission systems and the low voltage conditions in the system.
8. Studies for review of reactive compensation requirement.
9. Operational load flow studies, as and when required, for peak conditions off peak conditions etc.
10. Short-circuit studies as and when required.
11. Transient stability studies for major events like grid disturbances or other issues as and when necessary.
12. Identification of requirement of reactors as and when required.

**1.3.4 निगरानी और डेटा प्रबंधन:**

1. वार्षिक रिपोर्ट लोड उत्पत्ति शेष रिपोर्ट आदि तैयार करना।
2. डाटा संकलन, उसका विश्लेषण और प्रलेखन।
3. इस क्षेत्र में पारेषण लाइनों एवं जनरेटिंग इकाईओं के निर्माण की प्रगति की निगरानी करना।
4. उत्तर पूर्वी क्षेत्र की हाइड्रो एवं तापीय विद्युत संयन्त्रों का दैनिक, मासिक और वार्षिक आधार पर उत्पादन, पीएलएफ, उनकी अनुपूरक खपत, और उपलब्धता आदि के आधार पर निगरानी करना।
5. तापीय विद्युत संयन्त्रों के मापदंड से नीचे प्रदर्शन के कारणों की जाँच करना और इस क्षेत्र में तापीय इकाईयों के प्रदर्शन का विश्लेषण करना।
6. विद्युत सर्वेक्षण कार्य के साथ संबद्ध करना आवश्यकतानुसार।
7. इस क्षेत्र की कार्यपालन समन्वय समिति की सहायता से इस क्षेत्र के लिए समन्वित रखरखाव अनुसूची तैयार करना।
8. लोड पूर्वानुमान।

इसके अतिरिक्त विद्युत मंत्रालय संकल्प दिनांकित 25/05/2005 पैरा(6) के अनुसार उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति द्वारा निम्नलिखित कार्यों का निर्वहन करना ।

- I. ग्रिड के प्रदर्शन में सुधार के लिए क्षेत्रीय स्तर का कार्य विश्लेषण करना।
- II. अन्तरराज्यीय/अन्तरक्षेत्रीय विद्युत पारेषण की सुविधा प्रदान करना।
- III. सीटीयु/एसटीयु के साथ अन्तरराज्यीय/ अन्तःराज्यीय पारेषण प्रणाली से संबंधित सभी कार्यों की योजना को सुविधाजनक बनाना।
- IV. क्षेत्र में विद्युत की आपूर्ति के लिए वार्षिक आधार पर उन सभी अन्तरराज्यीय उत्पादक कंपनियों के साथ विभिन्न उत्पादन कंपनियों के उत्पादन मशीनों के रखरखाव के नियोजन का समन्वय करना एवं मासिक आधार पर रखरखाव कार्यक्रम की समीक्षा करना।

**1.3.4 Monitoring and Data Management:**

1. To prepare annual reports, Load Generation Balance Report (LGBR) etc.
2. To collect data, analysis thereof & documentation.
3. To monitor progress of construction of Generating units and Transmission lines in the region.
4. Monitoring the performance of Hydro & Thermal power stations of North-Eastern Region, daily, monthly and yearly basis based on their generation, PLF, auxiliary consumption and availability, etc.
5. Investigating the reasons for low performance of Thermal power stations and Performance analysis of thermal units in the region.
6. To associate with power survey works as and when necessary;
7. To prepare coordinated maintenance schedule for transmission system elements and generating units of the region with the help of operation coordinating committee;
8. Load forecasting.

Further, as per **Para (6) of the MoP Resolution dated 25.05.2005**; NERPC shall discharge the following functions:

- I. To undertake Regional Level operation analysis for improving grid performance.
- II. To facilitate inter-state/inter-regional transfer of power.
- III. To facilitate all functions of planning relating to inter-state/intra-state transmission system with CTU/STU.
- IV. To coordinate planning of maintenance of Generating Machines of various Generating Companies supplying electricity to the Region on annual basis and also to undertake review of maintenance programme on monthly basis.

- |  |   |
|--|---|
| <p>V. ग्रिड के स्थिर संचालन के लिए सुरक्षा के अध्ययन सहित संचालन योजना का अध्ययन करना।</p> <p>VI. वार्षिक/मासिक आधार पर पारेषण प्रणाली के आउटेज की योजना बनाना।</p> <p>VII. प्रणाली की अध्ययन समिति द्वारा प्रतिक्रियाशील प्रतिफल की आवश्यकता की समीक्षा के माध्यम से उचित वोल्टेज को बनाए रखने के लिए और स्थापित संधारित्रों के निगरानी के लिए, योजना बनाना।</p> <p>VIII. क्षेत्र में विद्युत व्यवस्था के संचालन में दक्षता और अर्थव्यवस्था से संबंधित सभी मुद्दों पर आम सहमति तैयार करना ।</p> | <p>V. To undertake operational planning studies including protection studies for stable operation of the grid.</p> <p>VI. To undertake planning of outage of Transmission System on monthly basis.</p> <p>VII. To undertake planning for maintaining proper voltages through review of Reactive Compensation requirement through System Study Committee and monitoring of installed capacitors.</p> <p>VIII. To evolve consensus on all issues relating to economy and efficiency in the operation of power system in the region.</p> |
|--|---|

### 1.3.5 टेलीमेट्री

1. पूर्वोत्तर क्षेत्र के एसएलडीसीओं में SCADA का उन्नयन और कार्यान्वयन ।
2. पूर्वोत्तर क्षेत्र के विभिन्न ग्रिड तत्वों की टेलीमेट्रिंग स्थिति की निगरानी और उसमें सुधार के लिए कार्य करना ।
3. मौजूदा संचार प्रणाली की निगरानी ।
4. पूर्वोत्तर क्षेत्र में ओपीजीडब्ल्यू के विभिन्न परियोजनाओं का निगरानी।
5. संचार प्रणाली की उन्नयन और सुदृढीकरण की योजना बनाना।
6. पूर्वोत्तर क्षेत्र में संचार प्रणाली को मजबूत करने के लिए वीएसएटी जैसे अन्य संचार मोड की खोज और कार्यान्वयन।

### 1.3.5 Telemetry:

1. Upgradation and implementation of SCADA system for SLDC's of NER.
2. Monitoring telemetry status of various grid elements of NER and working for the improvement of the same.
3. Monitoring of existing communication network.
4. Monitoring of various OPGW project in NER.
5. Planning for upgradation and strengthening of communication network.
6. Exploring and implementing various other communication mode such as VSAT for strengthening communication system in NER.



21 टीसीसी एनईआरपीसी बैठक, कोहिमा / 21<sup>st</sup> TCC NERPC Meeting, Kohima.

## अध्याय / CHAPTER – 2

### क्षेत्रीय ग्रिड प्रदर्शन Regional Grid Performance

#### 2.1 स्थापित क्षमता:

31 मार्च 2021 तक क्षेत्रीय ग्रिड से जुड़े हुए उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) में विद्युत उत्पादन संयंत्रों की कुल स्थापित क्षमता 4770.6 मेगावाट है, जिसमें से क्रमशः 855, 2167 और 1738.6 मेगावाट तापीय, जल और गैस टरबाइन संयंत्रों का योगदान हैं। 31/03/2021 को प्रतिशतता के हिसाब से स्थापित क्षमता प्रदर्श-II में दर्शया गया है। इस के अलावा, इस क्षेत्र में लगभग 130 मेगावाट isolated क्षमता है, जिसमें पनबिजली 74 मेगावाट और जी.टी./ डीजल 52 मेगावाट शामिल है। इसलिए, 31 मार्च, 2021 को क्षेत्र की कुल स्थापित क्षमता 4900.6 मेगावाट है।

राज्यों में 31 मार्च 2021 की स्थिति के अनुसार उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड (मेगावाट में) की स्थापित क्षमता:-

पिछले पाँच वर्षों के दौरान इस क्षेत्र की स्थापित क्षमता को नीचे दर्शया गया है। इसको ग्राफ रूप में प्रदर्श-III में दर्शया गया है।

#### 2.1 Installed Capacity:

Total installed capacity of the power generating stations in North Eastern Region (NER) connected to the Regional Grid is 4770.6 MW as on 31<sup>st</sup> March, 2021 out of which 855 MW, 2167 MW, 1738.6 MW and 10 MW are contributed by thermal, hydel, gas turbine and solar stations respectively. The Percentage wise installed capacity of NER grid as on 31.03.2021 is shown in Exhibit-II. Apart from this, there is around 130 MW of isolated capacity in the region consisting of hydel 74 (MW), GT/ Diesel 52 (MW) and 4 (MW) Solar. So, total installed capacity of the region as on 31<sup>st</sup> March, 2021 is 4900.6 MW (including isolated generation in all states).

Constituent-wise Installed Capacity of NER Grid (in MW) as on **31<sup>st</sup> March, 2021:**

The total installed capacity of the region during last five years is as given below. A graphical representation is also shown in Exhibit-III.

वर्ष Year	स्थापित क्षमता (मेगावाट) Installed Capacity (MW)				
	ग्रिड Grid	विलगित Isolated	योग Total	New Addition	% Change
2016-17	3528.1	124	3652.1	51	1.42%
2017-18	3702	129.75	3831.75	179.65	4.92%
2018-19	3702	129.75	3831.75	0	0.00%
2020-21	4175.1	143	4318.1	486.35	11.26%
2021-22	4770.6	130	4900.6	582.5	13.49%

#### उत्तर पूर्वी क्षेत्र में विद्युत आपूर्ति की स्थिति Power Supply Position in North-Eastern Region

**स्थापित क्षमता (ग्रिड)**  
**Installed Capacity (GRID)**

संघटक /Constituents	स्थापित क्षमता (ग्रिड) Installed Capacity (GRID)				
	थर्मल Thermal		पनबिजली Hydel	RES	कुल Total
	Coal	Gas/Oil			
<b>केंद्रीय क्षेत्र <u>Central Sector</u></b>					
<b>1.नीपको NEEPCO</b>					
a) खांदोंग KHANDONG		-	50		50
b) कोपिलि KOPILI	-	-	200		200
c) कोपिलि Stage-II KOPILI Stage-II	-	-	25		25
d) एजीबीपीपी AGBPP	-	291	-		291
e) एजीटीपीपी AGTPP		135	-		135
f) डोयांग DOYANG	-	-	75		75
g) रंगनदी RANGANADI	-	-	405		405
h) मोनारचक MONARCHAK		101	-	5	106
i) तुरिएल Turial			60		60
j) पारे Pare			110		110
k) Kameng			600		600
<b>2. एनएचपीसी NHPC</b>	-				
a) लोकताक LOKTAK	-	-	105		105
<b>3. ओटीपीसी OTPC</b>					
a) पलटना PALATANA	-	726.6	-		726.6
<b>4. एनटीपीसी NTPC</b>					
a) बीजीटीपीपी BgTPP	750				750
<b>कुल केंद्रीय क्षेत्र Total Central Sector:</b>	<b>750</b>	<b>1253.6</b>	<b>1630</b>	<b>5</b>	<b>3638.6</b>
<b>राज्य क्षेत्र <u>State Sector</u></b>					
<b>1.अरुणाचल प्रदेश Arunachal Pradesh</b>			24		24
<b>2. असम + डीएलएफ ASSAM + DLF</b>		291	107	5	403
<b>3. मेघालय MEGHALAYA</b>	105		355		460
<b>4. मिजोरम MIZORAM</b>		24	12		36
<b>5. त्रिपुरा TRIPURA</b>		170	15		185
<b>6. नगालैण्ड NAGALAND</b>			24		24
<b>कुल राज्य क्षेत्र Total State Sector :</b>	<b>105</b>	<b>485</b>	<b>537</b>	<b>5</b>	<b>1132</b>
<b>कुल एनईआर ग्रिड Total NER Grid</b>	<b>855</b>	<b>1738.6</b>	<b>2167</b>	<b>10</b>	<b>4770.6</b>

**2.2 उत्पादन:**

पिछले पाँच वर्षों के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र के अवयवों द्वारा विद्युत उत्पादन नीचे दर्शाया गया है:

पिछले पाँच वर्षों के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र में विद्युत उत्पादन का विकास प्रदर्श-IV में दर्शाया गया है।

**2.2 Generation:**

Energy generation by the constituents of NER during last five years is given below:

Growth of energy generation in NER during last five years is depicted in Exhibit-IV.

राज्य States/ Utilities	सकल ऊर्जा उत्पादन Gross Energy Generation (MU)				
	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
ASEB	1670.47	1488.04	1488.84	1484.3	1321
MeECL	829.84	1233.3	979.02	1068.1	992.6
Tripura	657.44	638.81	634.74	737.7	537
Nagaland	107.86	88.84	87.37	76.01	68
Mizoram	31.52	18.51	23.12	28.79	17.3
Arunachal Pradesh					13.1
कुल राज्य क्षेत्र	<b>3297.13</b>	<b>3467.5</b>	<b>3213.09</b>	<b>3394.9</b>	<b>2949</b>
Total State Sector					
Kopili+Khand+Kopili-II	1192.2	1433.5	1324.7	1010.5	53.2
Doyang	257.9	274.3	231.4	180.9	245.6
AGBPP	1572.7	1598.5	1639.4	1722.1	1353.2
AGTPP	902.3	688.2	650.6	806.6	809.2
Monarchak	158.2	677.54	681.1	720	460.2
Ranganadi	1249.1	1416.8	1052	1289.5	1362.2
Turial	-	-	143.2	176.9	150.5
Pare	-	-	327.3	471.4	629.2
Loktak	741.1	827.2	602.6	357.9	621.5
Kameng					1479.5
Palatana	4773.9	4052.7	4708.4	3885	5088.2
BgTPP	1633	1531	2842.1	3717	2836.4
कुल केन्द्रीय क्षेत्र	12480.4	12499.74	14202.8	14337.8	15088.9
Total Central Sector					
कुल उत्तर पूर्वी क्षेत्र	15777.53	15967.24	17415.89	17732.7	18037.9
Total NER					

**2.3 माँग:**

वित्तीय वर्ष 2020-21 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र की उच्चतम माँग और माँग पूर्ति प्रदर्श-V में दर्शाया गया है और वर्ष 2020-21 के दौरान दर्शाया राज्यवार आँकड़ा नीचे प्रस्तुत है

**2.3 Demand:**

The Peak Demand Vs Demand met in NER during 2020-21 is depicted in Exhibit-V and the statewise data for the FY 2020-21 is furnished in the following page:

वित्तीय वर्ष 2020 -21 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र की उच्चतम माँग और माँग पूर्ति/Peak Demand and Peak Demand met during 2020 -21. (in MW)													
States	Particulars	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
अरु. प्रदेश Ar. Pradesh	Peak Demand	77	108	145	155	157	158	130	149	141	149	153	142
	Demand Met	74	108	119	127	128	129	125	134	141	149	144	128
असम Assam	Peak Demand	1419	1717	1798	1837	1943	2072	1989	1724	1437	1461	1485	1751
	Demand Met	1419	1663	1798	1758	1943	1964	1987	1724	1437	1461	1485	1730
मणिपुर Manipur	Peak Demand	216	208	220	225	200	242	220	231	252	239	231	216
	Demand Met	188	189	201	197	200	213	214	227	249	239	231	216
मेघालय Meghalaya	Peak Demand	261	322	335	321	321	334	336	353	384	378	377	348
	Demand Met	261	322	335	321	321	334	336	353	384	376	377	348
मिजोरम Mizoram	Peak Demand	102	106	101	102	102	108	109	121	127	128	132	109
	Demand Met	102	106	101	102	101	108	109	121	127	128	132	109
नागालैंड Nagaland	Peak Demand	142	136	151	147	149	154	160	151	155	134	152	150
	Demand Met	130	133	143	147	149	154	155	143	150	134	149	149
त्रिपुरा Tripura	Peak Demand	259	284	287	288	301	317	314	270	239	228	241	256
	Demand Met	259	284	287	288	301	315	314	270	239	228	241	256
उ.पू.क्षेत्र NER	Peak Demand	2464	2752	2940	2972	3104	3294	3140	2862	2701	2660	2669	2852
	Demand Met	2433	2676	2884	2828	3069	3104	3107	2832	2690	2660	2664	2841

**2.4 ऊर्जा आवश्यकताएँ बनाम उपलब्धता:**

वित्तीय वर्ष 2020-21 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र में ऊर्जा की आवश्यकता बनाम उपलब्धता प्रदर्श-VI में दर्शाया गया है और वित्तीय वर्ष 2020-21 के दौरान विस्तृत राज्यवार आँकड़ा नीचे प्रस्तुत हैं:

**2.4 Energy Requirement vs Availability:**

The energy requirement Vs availability in NER during 2020-21 is depicted in **Exhibit-VI** and the statewise data for the FY 2020-21 is furnished in the following table:

वित्तीय वर्ष 2020 -21 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र में ऊर्जा की आवश्यकता बनाम उपलब्धता/Energy Requirement vs availability during 2020 -21. (in MU)													
States	Particulars	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
अरु. प्रदेश Ar.Pradesh	Energy Req.	35.5	43.8	55.6	52.8	60.5	62.7	67.6	64.6	69.9	71.4	64.5	69.8
	Availability	34.2	43.6	55.4	52.5	60.3	62.5	67.3	64.4	69.3	71.1	64.2	69.2
असम Assam	Energy Req.	616.4	741.2	910.8	996.2	1101.4	1033.5	1020.1	756.8	745.3	745.1	687.7	837.4
	Availability	558.2	691.1	888.5	951.2	1066.8	996.3	996.3	739.5	727.4	730.5	676.7	792.9
मणिपुर Manipur	Energy Req.	65.0	70.8	72.5	77.0	77.7	76.6	80.1	84.1	105.0	103.6	83.5	78.2
	Availability	63.8	70.6	72.1	76.6	77.4	76.2	79.8	83.8	104.5	103.3	83.2	77.9
मेघालय Meghalaya	Energy Req.	114.9	146.2	157.9	162.7	159.9	162.8	175.5	174.7	201.6	208.9	179.9	186.2
	Availability	110.9	143.0	157.9	162.7	159.9	162.8	175.5	174.7	201.2	208.9	175.8	172.0
मिजोरम Mizoram	Energy Req.	50.3	55.2	48.9	62.1	64.7	46.5	74.9	76.0	76.8	63.7	54.9	53.4
	Availability	49.2	55.0	48.5	61.9	64.4	46.1	74.6	75.8	76.5	63.4	54.6	53.1
नागालैंड Nagaland	Energy Req.	58.3	64.5	68.9	76.6	80.2	77.4	76.9	64.4	69.1	66.2	59.9	64.2
	Availability	57.4	64.3	68.5	76.3	80.0	77.0	76.6	64.0	68.8	65.9	59.6	63.8
त्रिपुरा Tripura	Energy Req.	104.0	123.8	133.6	142.5	148.8	144.0	148.2	111.0	105.3	44.6	97.7	114.6
	Availability	102.5	123.1	133.5	142.5	148.7	139.9	148.1	111.0	105.3	44.6	97.7	114.2
उ.पू.क्षेत्र NER	Energy Req.	1044.6	1245.5	1448.1	1569.9	1693.2	1603.6	1643.3	1331.7	1373.2	1303.4	1228.0	1403.8
	Availability	976.3	1190.8	1424.5	1523.6	1657.5	1564.9	1618.2	1313.3	1353.0	1287.7	1211.9	1343.0

## 2.5 अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय:

पिछले पाँच वर्षों के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र में और पूर्वी तथा उतररी क्षेत्र के मध्य में अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय मेगायूनिट के रूप में नीचे प्रस्तुत हैं:

वर्ष Year	उत्तर पूर्वी क्षेत्र से पूर्वोत्तर क्षेत्र में शुद्ध निर्यात Net Export from NER to ER	Net Export from NER to NR
2015-16	-1134.602	-386.52
2016-17	-2096.98	1698.34
2018-19	-3272.45	3189
2020-21	-1258.74	553.67
2021-22	-519.18	597.48

माह-वार वर्ष 2020-21 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय **अनुलग्नक-V** में दी गई है।

## 2.6 आवृत्ति:

वर्ष 2020-21 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड की आवृत्ति पार्श्व चित्र **प्रदर्श-VII** में वर्णित है। यह देखा गया है कि पिछले दो वर्षों की तुलना में गत वर्ष आवृत्ति पार्श्व चित्र में काफी सुधार हुआ है।

## 2.5 Inter Regional Energy Exchange:

During the last five years inter regional energy exchanges in MU between NER and ER as well as between NER and NR are as given below:

Month-wise inter regional energy exchange during 2020-21 is given in **Annex-V**.

## 2.6 Frequency:

Frequency profile of NER grid during 2020-21 is depicted in **Exhibit-VII**. It has been observed that frequency profile has improved considerably during last couple of years in comparison with previous years.

माह Month	ग्रिड की आवृत्ति (हर्टज में) Grid Frequency in Hz			आवृत्ति अन्तर समय(प्रतिशत में) Frequency Range in %age of time		
	Max	Min	Aver	<49.9	49.9 – 50.05	> 50.05
	Apr-20	50.30	49.61	50.01	5.09	75.14
May-20	50.29	49.57	50.01	4.23	76.67	19.10
Jun-20	50.31	49.63	50.01	4.51	76.91	18.58
Jul-20	50.39	49.62	50.00	6.71	78.16	15.13
Aug-20	50.23	49.60	50.00	6.09	80.91	13.00
Sep-20	50.20	49.64	50.00	4.22	84.26	11.52
Oct-20	50.27	49.70	50.00	3.91	81.89	14.20
Nov-20	50.27	49.68	50.00	4.38	79.86	15.76
Dec-20	50.26	49.66	50.01	4.79	75.76	19.45
Jan-21	50.24	49.70	50.00	4.60	76.08	19.32
Feb-21	50.31	49.60	50.00	2.23	78.63	19.14
Mar-21	50.31	49.60	50.00	6.85	73.43	19.72

## 2.7 वोल्टेज प्रोफाइल

वर्ष 2020-21 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र के प्रमुख ग्रिड उप संयन्त्रों के वोल्टेज प्रोफाइल नीचे दिए गए हैं:

## 2.7 Voltage Profile:

Voltage profile at major grid sub-stations of NER during 2020-21 are given below:

### आंकड़े किलोवोल्ट में Figures in kV

क्र सं S N	उप संयन्त्रों	अधिकतम वोल्टेज Max. Voltage	न्यूनतम वोल्टेज Min. Voltage
	Sub-Station		
1	Misa 400 kV	431	388
2	Balipara 400kV	424	386
3	Bongaigaon 400 kV	420	383
4	Silchar 400kV	422	384
5	Misa 220kV	240	210
6	AGBPP 220kV	241	196
7	Mokokchung 220 kV	241	214
8	Aizawl 132 kV	142	117
9	Kahilipara 132 kV	142	117
10	Imphal 132kV	140	119

उपर्युक्त उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के प्रमुख ग्रिड उप संयन्त्रों के वोल्टेज प्रोफाइल अनुलग्नक-VI में दिए गए हैं और इसका ग्राफ रूप प्रदर्श- VIII में दर्शाया गया है।

Voltage profiles at the above-mentioned major grid sub-stations of NER during 2020-21 are given at Annex-VI and a graphical representation is shown in Exhibit- VIII.

### IEGC मानदण्ड Norms:

प्रणाली वोल्टेज	किलोवोल्ट	पी.यू.
System Voltage	kV	PU
400 kV	380-420	0.95-1.05
220 kV	198-245	0.90-1.11
132 kV	122-145	0.92-1.10

## 2.8 संयन्त्र उपलब्धता गुणांक:

वर्ष 2020-21 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के विद्युत संयन्त्रों के मासिक संयन्त्र उपलब्धता गुणांक अनुलग्नक-VIIA और वर्ष 2020-21 के वार्षिक संयन्त्र उपलब्धता अनुलग्नक-VIIB में दर्शाया गया है।

## 2.8 Plant Availability Factor:

Monthly Plant availability factor of the power stations of NER during 2020-21 is depicted in Annex-VIIA and the annual plant availability for year 2020-21 is furnished in Annex-VIIB.

## 2.9 प्रणाली भार गुणांक (सिस्टम लोड फैक्टर):

पिछले तीन वर्षों के लिए उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) प्रणाली का वार्षिक भार गुणांक का विस्तृत आँकड़ा अनुलग्नक-VIII में प्रस्तुत हैं। उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) मुख्य रूप से जल आधारित है, भार झुकाव ऊपर की ओर धनुषाकार है।

## 2.10 समांतर प्रचालन:

एनईआर प्रणाली पूर्वी क्षेत्र से एसी तुल्यकालिक मोड के द्वारा जुड़े हैं:

1. 400 केवी नई सिलिगुड़ी- बोंगगाइगाउन फीडर I एवं II
2. 400 केवी अलिपुरद्वार - बोंगगाइगाउन फीडर I एवं II
3. 220 केवी अलिपुरद्वार - सलाकाटी फीडर I एवं II

एनईआर प्रणाली पूर्वी/उत्तरी क्षेत्र से डीसी तुल्यकालिक मोड के द्वारा जुड़े हैं:

1. +/- 800 केवी बिस्वनाथ चारियालि- अलिपुरद्वार - आग्रा बाइपोल

## 2.11 जलाशय स्तर:

वर्ष 2020-21 के लिए उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के प्रमुख जलाशयों का जल स्तर ऊर्जा सामग्री के साथ प्रत्येक माह के अन्त में अनुलग्नक-IX में दर्शाया गया है। वर्ष 2020-21 के लिए पूर्वोत्तर क्षेत्र के प्रमुख जलाशयों में जल स्तर प्रदर्श IX में चित्रित है और वर्ष 2020-21 के लिए ऊर्जा सामग्री प्रदर्श-X में दर्शाया गया है।

## 2.12 विद्युत कटौती:

उत्तर पूर्वी क्षेत्र में कोई अधिसूचित विद्युत कटौती नहीं थीं। उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के घटक राज्य पीक आवर तथा सूखे मौसम के दौरान उपलब्धता से अधिक मांग और प्रणाली बाध्यता के चलते लोड शेडिंग का आश्रय लिया है।

## 2.9 System Load Factor:

The annual load factor of NER system for last three years with detailed data furnished in Annexure-VIII. NER being predominantly hydro based, the load curves are upward bow-shaped.

## 2.10 Synchronous Operation:

NER grid is connected to ER in AC synchronous mode via:

1. 400kV New Siliguri-Bongaigaon feeders I & II.
2. 400kV Alipurduar-Bongaigaon feeders I & II.
3. 220kV Alipurduar-Salakati feeder I & II.

NER grid is connected in DC asynchronous mode with ER/NR grid via:

1. +/- 800 kV Biswanath Chariali – Alipurduar – Agra Bipole.

## 2.11 Reservoir Levels:

Water levels of major reservoirs of NER for the year 2020-21 along with energy content at the end of each month are furnished in Annex-IX. The water levels of major reservoirs of NER for last year are depicted in Exhibit-IX and energy content for the year 2020-21 is depicted in Exhibit- X.

## 2.12 Power Cuts:

There were no notified power cuts. The constituent States of NER resorted to load shedding on day-to-day basis due to more demand than availability of power, system constraints during peak hours and lean season.

**2.13 इकाईयों और पारेषण लाइनों का प्रवर्तन:**

वर्ष 2020-21 के दौरान उपलब्ध नई जेनेरेशन इकाईयों व पारेषण लाइनों की सूची नीचे दी गई है:

**2.13 Units & Transmission Lines Commissioned:**

The details of Generation & Transmission lines which are commissioned in NER during 2020-21 are given below:

क्र सं S. N.	विद्युत प्रणाली के तत्व Power system element	Utility	Date of Commissioning
1	132/33 kV, 40 MVA Transformer at Sankardev Nagar GSS of Assam	AEGCL	29.04.20
2	Kameng Unit I	NEEPCO	17.06.20
3	220/132 kV, 160 MVA ICT at Samaguri	AEGCL	12.06.20
4	132/33 kV, 16 MVA Transformer at Haflong (AS)	AEGCL	20.06.20
5	400 kV, 80 MVAR Bus Reactor 2 at Misa	PGCIL	20.06.20
6	220/132 kV, 200 MVA ICT at Sarusajai	AEGCL	26.06.20
7	132 kV Bays for 132 kV Biswanath Chariali – Itanagar ckt 1 and 2 at HVDC Biswanath Chariali	AEGCL	28.06.20
8	Kameng Unit II	NEEPCO	01.07.20
9	132/33 kV, 50 MVA transformer at Kahlipara GSS	AEGCL	17.07.20
10	132/33 kV, 40 MVA transformer at Nazira	AEGCL	27.07.20
11	400 kV New Kohima I and II Bay at Imphal (POWERGRID) Substation	PGCIL	30.07.20
12	400 kV, 125 MVAR Bus Reactor at Imphal (PG) Substation	PGCIL	20.08.20
13	132/33 kV, 25 MVA Transformer at Behiating GSS	AEGCL	24.08.20
14	132/33 kV, 25 MVA Transformer at Pavoi S/S	AEGCL	10.09.20
15	132/33 kV, 25 MVA Transformer 2 at Dekiajuli S/S	AEGCL	26.09.20
16	132 kV Melriat (Mz) – Khawiva (Lunglei)	P&DM	30.09.20
17	132/33 kV 50 MVA Transformer at Dhaligaon S/s	AEGCL	03.10.20
18	132/33 kV 40 MVA Transformer at Barnagar S/s	AEGCL	07.10.20
19	132 kV Kokrajhar – Bilasipara II line	AEGCL	28.10.20
20	220 KV Bay of 400/220 KV 500 MVA ICT 1 at NEW Mariani S/s	PGCIL	03.11.20
21	132 KV BTPS-Kokrajhar II line	AEGCL	07.11.20
22	400 KV Imphal - New Kohima CKT 1 & 2	KMTL	10.11.20
23	400 KV Bus I & II at New Kohima S/s	KMTL	10.11.20
24	400 KV 125 MVAR Bus Reactor I & II at New Kohima S/s	KMTL	10.11.20
25	400/220 KV 500 MVA ICT I & II at New Kohima S/s	KMTL	10.11.20
26	220 KV Main Bus I, Main Bus II & Transfer Bus at New Kohima S/s	KMTL	10.11.20
27	132/33 kV 25 MVA Transformer at Bokajan S/s	AEGCL	22.11.20
28	400 kV/220kV ICT 2 at New Mariani Substation	AEGCL	23.12.20
29	132 kV Budhjung Nagar (TSECL)- Surajmani Nagar (Sterlite) 1	AEGCL	28.12.20
30	132 KV Surajmani Nagar (TSECL)- Surajmani Nagar (Sterlite) 1	PGCIL	29.12.20
29	400 kV New Kohima - New Mariani 1 & 2	AEGCL	07.12.20
31	400 kV New Mariani Ckt I & II Main Bay at New Kohima Substation	PGCIL	07.12.20
32	400 kV New Mariani Ckt I & II Tie Bay at New Kohima Substation	AEGCL	07.12.20
33	400 kV Misa I & II Main Bay at Silchar Substation	PGCIL	07.12.20
34	400 kV Tie Bay of Misa I and Future at Silchar Substation	AEGCL	07.12.20
35	400 kV Tie Bay of Misa I and Future at Silchar Substation	PGCIL	07.12.20
36	400 kV Tie Bay of Misa II and Future Melriat at Silchar Substation	PGCIL	07.12.20
37	400 kV Future Bay at Silchar Substation	TSECL	07.12.20
38	400 kV Future Melriat Bay at Silchar Substation	TSECL	07.12.20
39	400 kV Side Bay of 500 MVA ICT 2 at New Mariani Substation	KMTL	23.12.20

क्र सं S. N.	विद्युत प्रणाली के तत्व Power system element	Utility	Date of Commissioning
40	400 kV New Kohima 1 Main Bay at New Mariani Substation	KMTL	25.12.20
41	400 kV Tie Bay of New Kohima 1 and Bus Reactor 2 at New Mariani	KMTL	25.12.20
42	400 kV Silchar I & II Main Bay at Misa Substation	PGCIL	11.12.20
43	400 kV New Mariani 1 Main Bay at Misa Substation	PGCIL	11.12.20
44	80 MVAR Silchar 1 & 2 Line Reactor Bay at Misa Substation	PGCIL	11.12.20
45	400 kV New Mariani II Main Bay at Misa Substation	PGCIL	11.12.20
46	400 kV Tie Bay of Silchar 1 and New Mariani 2 at Misa Substation	PGCIL	11.12.20
47	400 kV Tie Bay of Silchar 2 and New Mariani 1 at Misa Substation	PGCIL	11.12.20
48	420 kV Bus Reactor 2 Bay at New Mariani Substation	PGCIL	25.12.20
49	420 kV 125 MVAR Bus Reactor 2 at New Mariani Substation	PGCIL	23.12.20
50	80 MVAR Silchar 1 & 2 Line Reactor at Misa Substation	PGCIL	11.12.20
51	400 kV Main Bus-I at New Mariani Substation	PGCIL	25.12.20
52	400 kV Main Bus-II at New Mariani Substation	PGCIL	23.12.20
53	132 kV Main Bus-I & II at Surajmaninagar Substation	STERLITE	28.12.20
54	400 kV/132 kV ICT 1 at Surajmani Nagar (Sterlite) Substation	STERLITE	08.01.21
55	132kV Main Bay of 315 MVA ICT-1 at SM Nagar (Sterlite)	STERLITE	08.01.21
56	400 kV Main Bus 2 at SM Nagar (Sterlite)	STERLITE	09.01.21
57	400 kV Main Bay (409) of 315 MVA ICT-1 at SM Nagar (Sterlite)	STERLITE	09.01.21
58	400 kV/132 kV ICT 2 at Surajmani Nagar (Sterlite) Substation	STERLITE	10.01.21
59	400 kV Main Bay (407) of Palatana-I at SM Nagar (Sterlite)	STERLITE	10.01.21
60	400 kV Tie Bay (408) of Palatana-1 & 315 MVA ICT-1 at SM Nagar (Sterlite)	STERLITE	10.01.21
61	400 kV Main Bay (412) of 315 MVA ICT-2 at SM Nagar (Sterlite)	STERLITE	10.01.21
62	132kV Main Bay of 315 MVA ICT-2 at SM Nagar (Sterlite)	STERLITE	10.01.21
63	400 kV Main Bay (410) of Palatana-II at SM Nagar (Sterlite)	STERLITE	10.01.21
64	400 kV Tie Bay (411) of Palatana-II & 315 MVA ICT-2 at SM Nagar (Sterlite)	STERLITE	10.01.21
65	400kV 125MVAR Bus Reactor-1 Bay at Surajmaninagar (Sterlite)	STERLITE	11.01.21
66	400kV PK Bari-II Bay at Surajmaninagar (Sterlite)	STERLITE	11.01.21
67	400kV Tie Bay of PK Bari-II and 125 MVAR BR-1 at Surajmaninagar (Sterlite)	STERLITE	11.01.21
68	Kameng unit 3	NEEPCO	14.01.21
69	Kameng unit 4	NEEPCO	19.01.21
70	400 kV Surajmani Nagar (Sterlite)-PK Bari	STERLITE	19.01.21
71	400 kV SM Nagar-1 (ISTS) Main-2 Bay (421) at Palatana	OTPC	19.01.21
72	400 kV SM Nagar-2 (ISTS) Main-2 Bay (418) at Palatana	OTPC	19.01.21
73	400 kV SM Nagar-2 (ISTS) Main -1 Bay (417) at Palatana	OTPC	19.01.21
74	400kV Main Bus I at PK Bari	STERLITE	20.01.21
75	400kV Main Bus II at PK Bari	STERLITE	20.01.21
76	400kV Main Bay (410) of Surajmaninagar II at PK Bari	STERLITE	20.01.21
77	400kV Main Bay (409) of 315 MVA ICT-1 at PK Bari (Sterlite)	STERLITE	20.01.21
78	400kV PK Bari -I Main Bay(404) at Surajmaninagar (Sterlite)	STERLITE	21.01.21
79	400kV Tie Bay (408) of Surajmaninagar (Sterlite)-I & ICT-I at PK Bari-I (Sterlite)	STERLITE	21.01.21

क्र सं S. N.	विद्युत प्रणाली के तत्व Power system element	Utility	Date of Commissioning
80	400 kV Surajmani Nagar(Sterlite)-PK Bari	STERLITE	21.01.21
81	132 kV Main Bus-1 at PK Bari(Sterlite)	STERLITE	21.01.21
82	132 kV Main Bus-2 at PK Bari(Sterlite)	STERLITE	22.01.21
83	400 kV Tie Bay connecting 400kV Kohima-2 & Future at New Mariani (PG)	PGCIL	22.01.21
84	132 kV Bus Coupler at PK Bari (Sterlite)	STERLITE	22.01.21
85	132 kV ICT-II Main Bay (105) at PK Bari (Sterlite)	STERLITE	22.01.21
86	400kV Main Bay (412) of 315 MVA ICT-II at PK Bari (Sterlite)	STERLITE	22.01.21
87	400 kV SM Nagar (ISTS)-2 & ICT-2 Tie Bay (411) at PK Bari (Sterlite)	STERLITE	23.01.21
88	400 kV Thoubal II Main Bay (421) at Imphal (PG)	MSPCL	23.01.21
89	400 kV Thoubal 1 Main Bay (418) at Imphal (PG)	MSPCL	23.01.21
90	132 kV PK Bari (TSECL) - PK Bari (ISTS) Line	TSECL	29.01.21
91	132 kV Ambassa (TSECL) - PK Bari (ISTS) Line	TSECL	29.01.21
92	132 kV PK Bari (ISTS) Bay (105) at PK Bari (TSECL) Substation	TSECL	29.01.21
93	400/220 kV, 500 MVA ICT 1 at New Mariani(PG) Substation	PGCIL	03.02.21
94	Kameng Unit 4	NEEPCO	12.02.21
95	132 kV Badarpur(POWERGRID) –Karimganj line	AEGCL	15.02.21
96	132 kV Kumarghat(POWERGRID) –Karimganj line	AEGCL	15.02.21
97	132/33 Kv transformer at Karimganj	AEGCL	15.02.21
98	132 kV AGTCCPP – PK Bari (TSECL) I & II	STERLITE	15.02.21
99	400 kV Silchar - Misa I & II	STERLITE	25.02.21
100	400kV Silchar-P.K.Bari-I	PGCIL	06.03.21
101	125MVAR BUS REACTOR-2 AT PK BARI (ISTS)	STERLITE	08.03.21
102	125 MVAR BUS REACTOR-1 AT PK BARI (ISTS)	STERLITE	09.03.21
103	400kV Silchar-P.K.Bari-II	PGCIL	09.03.21
104	125 MVAR Bus Reactor 1 at Mariani (PG)	PGCIL	11.03.21
105	Main Bay (406) of 400/132kV, 315 MVA ICT at Thoubal SS	MSPCL	12.03.21
106	400kV Thoubal 1 & 1/2 Circuit Breaker Main Bus 1	MSPCL	12.03.21
107	400 kV Imphal-Thoubal II	MSPCL	12.03.21
108	400kV Thoubal 1 & 1/2 Circuit Breaker Main Bus 2	MSPCL	12.03.21
109	400kV, 63MVAR Bus Reactor at thoubal SS	MSPCL	13.03.21
110	400 kV Imphal-Thoubal I	MSPCL	13.03.21
111	105 MVA spare ICT at Thoubal (B-ph)	MSPCL	15.03.21
112	105 MVA Spare ICT at Surajmaninagar(ST)	STERLITE	16.03.21
113	125 MVAR B/R -2 at Surajmaninagar(ST)	STERLITE	26.03.21
114	125 MVAR B/R -1 at Surajmaninagar(ST)	STERLITE	29.03.21

## 2.14 उत्पादन यूनिटों तथा पारेषण तत्वों के निर्माण की प्रगति:

वर्ष 2020-21 के दौरान उत्पादन संयन्त्रों और पारेषण तत्वों के निर्माण की प्रगति की स्थिति नीचे दी गई है:

## 2.14 Progress of Construction of Generation Units & Transmission Elements:

The status of progress of construction of Generating Stations and Transmission elements during 2020-21 is given below:

उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) में उत्पादन योजनाओं की प्रगति				
Progress of Generation Projects in NER				
उत्पादन योजनाओं के नाम Name of the Generation Scheme	इकाईयों की संख्या No. of Units	क्षमता Capacity (MW)	आज्ञा अनुसूची Commissioning Schedule	सम्बोधन REMARKS
<b>A. नीपको NEEPCO</b>				
Subansiri Lower HEP, Ar Pradesh	8	8x250	Date is uncertain	Local issue

क्षेत्र में पारेषण लाइनों की प्रगति Progress of Transmission Lines in the Region				
Sr. No.	लाइन का नाम Name of the line	आजा अनुसूची Comm. Schedule		सम्बोधन REMARKS
		Schedule	Revised	
<b>A. असम राज्य विद्युत बोर्ड की लाइनें Lines under AEGCL:</b>				
1	132 kV DC Sonapur-Jagiroad (Baghjaap) Tr.		DEC-20	Forest clearance issue
2	132kV Kukurmara (Mirza)-Azara T/L (S/C on D/C)		MAR-20	ROW issue from various Institutions which has been settled. Negotiation is on for settling ROW at One LOC, falls in a community land
3	132kV Hailakandi- Karimganj line on D/C tower		DEC-20	Erstwhile Contractor has been terminated due to non-Performance, work is started departmentally.
4	132kV BTPS (Salakati) - APM line S/C on D/C tower		MAR-20	2 nos. of locatios forest clearance can't be applied for due to non submission of Topo sheet by M/s GB at Dhaligaon Section. FRA-2006 Certificate not yet been received from the DC Kokrajhar
5	LILO to Barpeta GSS from 132 kV Dhaligaon-Bornagar Line (Package-A)		APR-20	ROW issue.
6	132kV Agia- Sonapur (Hatchingmari) S/C line on D/C tower		MAR-20	Package A: ROW issue at LoC no. 70-77 & 131-133, Package B: Most of the LoC are water logged.
7	220 kV S/C line on D/C tower from Sonabil to Biswanath Chariali		DEC-20	work under progress
8	132kV Barnagar- Barpeta line on D/C tower		AUG-19	Detail Survey Completed.
9	2nd Ckt Stringing of 132 kV Transmission line from Samaguri to Khaligaon (Package-A)		DEC-20	40% supply completed. Waterlogging issue
10	2nd Ckt Stringing of 132 kV Transmission line from Kokrajhar to Bilasipara (Package-B)		DEC-20	50% supply completed. Waterlogging issue
11	220 kV Sonabil - Biswanath Chariali		MAR-20	RoW issues at many locations.
12	220 kV Amguri solar park - Mariani line (GEC-II)		MAR-20	RoW issues at many locations.
13	220 kV D/C Tinsukia-Behiating		DEC-20	Under Construction
14	132 kV S/C (on D/C Tower) Dhemaji-Silapathar TL		DEC-20	Under Construction
15	132 kV S/C (on D/C Tower) Rupai - Chapakhowa TL		DEC-20	Under Construction
16	132 kV D/C Kahilipara-Guwahati Medical College TL		DEC-20	Under Construction
17	132 kV D/C Amingaon-Hazo TL		DEC-20	Under Construction
18	LILO of 132 kV S/C Rangia-Rowta TL		DEC-20	Under Construction
19	LILO of 132 kV S/C Golaghat-Bokajan at Sarupathar		DEC-20	Under Construction
20	132 kV D/C Sonabil-Tezpur TL		DEC-20	Under Construction
21	LILO of 132 kV S/C Jorhat-Nazira at Teok		DEC-20	Under Construction
22	LILO of 132 kV S/C Kamalpur-Sishugram at Amingaon		DEC-20	Under Construction
23	LILO of 132 kV S/C Kamalpur-Khamakhya at Amingaon		DEC-20	Under Construction
<b>B. मेघालय विद्युत निगम लिमिटेड की लाइनें Lines under MeECL:</b>				
1	LILO of 132 kV NEIGRIHMS - Khliehriat at Lad Nongkrem		DEC 19	Delay is due to delay in supply of materials for line by the vendor.
2	LILO of 132 kV Rongkhon - Ampati at Praharnagar		MAR 20	Survey works for 132 kV LILO is completed. Materials procurement is under process. Tendering for the LILO is under process.

Sr. No.	लाइन का नाम Name of the line लम्बाई Length (ckt kms)	आजा अनुसूची Comm. Schedule		सम्बोधन REMARKS
		Schedule	Revised	
<b>D. TSECL Lines:</b>				
1	132 kV Monarchak-Surajmani Nagar D/C		MAY 20	RoW Issues Foundation: 145/152; Erection: 128/152; Stringing: 15.5 KM completed
2	132 kV Surajmani Nagar-Udaipur D/C		JUN 15	Proposed under NEC.
3	132 kV Surajmani Nagar-Badarghat D/C		AUG 16	Fund proposed in World Bank.
<b>E. Lines under POWERGRID:</b>				
1	400 kV Lower Subansiri-Biswanath Chariyali D/C I	Aug-13	Mar-22	RoW issues
2	400 kV Lower Subansiri-Biswanath Chariyali D/C II	Aug-13	Mar-22	RoW issues
3	Phulbari (Meghalaya) - Ampati	Dec-18	Sep-19	
4	LILO of 132 kV Zemabawk - W.Phaileng at Sihhmui			Approval from State Govt. obtained

## 2.15 केंद्रीय क्षेत्रक उर्जा आवंटन :

उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के विभिन्न भागों में स्थित नीपको, ओटीपीसी, एनटीपीसी और एनएचपीसी के केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन संयन्त्र (सेंट्रल सैक्टर जनरेटिंग स्टेशन) इस क्षेत्र में विद्युत के मुख्य स्रोत हैं। वर्ष 2020-21 के दौरान राज्यों के उत्पादन संयन्त्र का उत्पादन लगभग 2929 मेगा यूनिट (16.35%) और केन्द्रीय उत्पादन संयन्त्र का उत्पादन लगभग 15088.9 मेगा यूनिट (83.65%) था। केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन संयन्त्र (सेंट्रल सैक्टर जनरेटिंग स्टेशन) से राज्यों को आवंटन अधिकार नीचे दिए गए हैं। राज्यों द्वारा वास्तविक आहरण, केन्द्रीय क्षेत्र (सीएस) के उत्पादन की उपलब्धता के आधार पर और राज्यों की अपनी आवश्यकता अथवा अन्य वाणिज्यिक नीतियों के आधार पर भिन्न हो सकती है।

## 2.15 Allocation of Central Sector Power:

Central Sector Generating Stations (CSGS) of NEEPCO, OTPC, NTPC and NHPC located in various parts of NER are the main source of power in the region. During 2020-21 States generated nearly 2929 MU (16.35%) and CS generation was nearly 15088.9 MU (83.65%). Scheduled Entitlements of the States from the CSGS are furnished below. Actual drawal by the States varies from the entitlement depending on the availability of CS generation and States own requirement or other commercial policies.

**Entitlement ( आंकड़े एम. यू. में / Figures in MU)**

Organization	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
Ar. Pradesh	70.9	92.7	116.6	153.8	137.0	126.4	127.8	95.2	86.3	78.4	64.3	78.6
ASEB	689.9	791.6	839.4	927.0	875.2	846.7	829.5	708.4	686.9	632.8	559.9	668.1
Manipur	92.2	104.6	117.9	140.0	134.9	131.9	130.9	117.7	115.3	101.7	77.9	71.2
MeECL	97.4	122.3	113.3	103.8	81.7	102.6	118.2	107.5	98.4	89.6	73.6	72.4
Mizoram	61.0	69.3	73.5	78.4	73.8	72.5	72.3	63.4	60.7	55.5	47.3	56.9
Nagaland	66.0	74.9	82.4	92.2	87.9	85.1	86.3	74.4	70.6	66.4	56.4	62.8
TSECL	184.2	202.8	196.7	210.6	210.8	206.5	204.4	183.0	180.9	184.5	159.1	156.6
PGCIL-HVDC	1.6	1.7	1.6	1.7	1.7	1.6	1.7	1.6	1.6	1.1	1.0	1.4

भारत सरकार के आदेश दिनांक 02.02.2014 से प्रभावी के आधार पर एनईआर में केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन संयन्त्र (सेंट्रल सैक्टर जनरेटिंग स्टेशन) में संचयी भारत माध्य अंश (% में) आवंटन नीचे दी गई है। इस केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन संयन्त्र अंश का, समय समय पर विभिन्न कारणों से जैसे ग्रिड में नई इकाईयों का समावेश, लाभार्थी राज्यों आवश्यकताओं में परिवर्तन आदि भारत सरकार के आदेश के अनुसार आवंटन बदल जाता है।

Cumulative weighted Average Share allocation (in %) from Central Sector Generating Stations (CSGs) in the NER, based on Govt. of India order w.e.f. 02.02.2014 is given below. This CSGs share allocation changes from time to time as per Gol orders due to various reasons like addition of new Units in the grid, changes in requirements from the beneficiary States etc.

31.03.2021को सीएसजीएस में संचयी भारत औसत शेयर आवंटन निम्नानुसार है:

The Cumulative weighted Average Share Allocation in CSGS as on 31.03.2021 is as follows:

**Percentage Share Allocation of the constituents of NER**

Constituent	North Eastern Region Power Stations											
	Baramura	Kopili	Kopili - II	Khandong	Ranganadi	Doyang	Loktak	Pare	AGBPP	AGTCCPP	BgTPP	OTPC
Ar. Pradesh	0	5.191	5.992	4.194	18.462	6.852	4.94	18.873	5.694	6.702	5.1325	3.0303
Assam	0	53.455	52.355	56.285	43.328	43.808	29.445	40.51	56.503	43.72	57.42	33.058
Manipur	25	7.395	6.945	6.555	8.373	7.865	42.508	8.355	8.105	8.225	7.505	5.7851
Meghalaya	0	17.395	13.675	16.905	11.505	11.455	0	13.33	11.815	12.633	11.647	10.882
Mizoram	25	4.61	6.04	3.94	5.7	5.25	5.02	5.765	5.41	6	5.415	3.0303
Nagaland	0	6.147	5.735	6.653	5.335	17.967	6.435	5.4	5.805	5.737	4.93	3.719
Tripura	50	5.807	9.258	5.468	7.297	6.803	11.652	7.7675	6.668	16.983	7.6175	26.997
HVDC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.33	0
NER	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99.997	86.501

**The share allocation (in %) from Central Sector generating stations in Eastern Region as on 31.03.2021 is:**

Constituent	Eastern Region Central Sector Power Stations				
	Farakka I & II	Farakka III	Kahalgaon I	Kahalgaon II	Talcher
Ar. Pradesh	0.191917	0	0.191747	0	0.196898
Assam	2.455737	0	2.104847	5.093479	2.095419
Manipur	0	0	0	0	0
Meghalaya	0	0	0	0	0
Mizoram	0.141736	0	0.14161	0	0.141736
Nagaland	0.429803	0	0.42446	0	0.424823
Assam (NVVN Coal Power)	0.091912	0.091912	0.091912	0.091912	0.091912
NER	3.311105	0.091912	2.954576	5.185391	2.950788



21 टीसीसी एनईआरपीसी बैठक, कोहिमा / 21<sup>st</sup> TCC NERPC Meeting, Kohima

## अध्याय CHAPTER 3

### ग्रिड व्यवधान Grid Disturbances

1 अप्रैल 2019 से 31 मार्च 2020 के दौरान पीसीसी और उप समूह बैठक में लिए गए एनईआर राज्यों में ग्रिड की गड़बड़ी को दूर करने और उसके समाधान हेतु लिए गए प्रमुख निर्णय

Highlight for the Grid Disturbance in NER region and major actions taken as per decisions of the PCC and sub-group meeting from 1<sup>st</sup> April 2020 to 1<sup>st</sup> March 2021 are given below.

State	Load Loss in 2020-21 (MU)	Load Loss in 2019-20 (MU)
Arunachal Pradesh	1.0022	0.8815
Assam	0.5908	0.6150
Manipur	0.2922	0.4255
Meghalaya	0.113	0.0380
Mizoram	0.2849	0.4313
Nagaland	0.1526	0.5334
Tripura	0.6115	3.2330

पीसीसी /उप समूह बैठक में नीचे दिए गए कारवाई/सुझाव एनईआर राज्यों में ग्रिड व्यवधान को दूर करने हेतु लिए गए थे:

#### 1. अरुणाचल प्रदेश:

- 132kV बालीपारा-खुपी के सभी टी कनेक्शनों का एलआईएलओ। पूरी लाइन में पीएलसीसी की स्थापना और वाहक सहायता प्राप्त ट्रिपिंग की सक्रियता।
- जीरो लाइन के लिए आरएचईपी पर ओ/सी सेटिंग की समीक्षा की जाएगी क्योंकि लाइन लोडिंग बढ़ गई है।

Following actions were suggested/taken in the PCC/Sub-group Meetings Decision to address Grid Disturbances in NER states:

#### 1. Arunachal Pradesh:

- LILO of all T connections of 132kV Balipara-Khupi. Installation of PLCC throughout the line and activation of carrier aided tripping.
- O/C setting at RHEP for Ziro line to be reviewed as line loading has increased.

**2. असम:**

- 220kV एजीबीपीपी-तिनसुकिया-I के लिए एलबीबी योजना में बस चयन आइसोलेटर की गलत वायरिंग को एईजीसीएल सुधारेंगे।
- 220kV रंगिया-बीटीपीएस डी/सी के लिए कैरियर इंटरट्रिप लागू किया जाएगा। लाइन के लिए एआर ऑपरेशन का परीक्षण किया जाना है।
- रंगिया में जेड-1 के विलंब से पता लगने के कारण बीटीपीएस#1 के लिए रंगिया में डीपी का परीक्षण किया जाना है।
- 220kV बीटीपीएस-सलाकातीD/C के लिए ओ/सी सेटिंग्स की समीक्षा की जाएगी।
- मारियानी (पीजी) लाइन के एजीबीपीपी ई/एफ टीएमएस को 0.12 से 1.2 में संशोधित किया जाएगा।
- मरिअनी बी/यू ई/एम रिले को न्यूमेरिकल रिले से बदल दिया गया।

**3. मणिपुर:**

- NERTS और MSPCL संयुक्त रूप से निडथौखों में 132kV लोकताक के लिए बी/यू सुरक्षा रिले का परीक्षण करेंगे।
- 132kV के निंगथौखों अंत डीआर लोकताक - निडथौखों को समय सिंक्रनाइज़ किया जाना है, चैनल मानकीकरण किया जाना है।
- 132kV लोकताक के निडथौखों में डीपी रिले के लिए कनेक्शन और पोलरिटी की जांच की जाएगी।
- यूरेम्बम में इम्फाल-I,II और III के लिए सीटी पोलरिटी की जांच और सुधार किया जाना है।
- कारोंग में 132kV यूरेम्बम के लिए सीटी पोलरिटी की जांच और सुधार किया जाना है।
- कोहिमा में 132kV कारोंग के लिए संशोधित बी/यू सेटिंग्स लागू की जाएंगी।
- 132kV के लिए तात्कालिक उच्च सेट ओ/सी, ई/एफ दोयांग-सैनिस-वोखा-कोहिमा-इंफाल लिंक को दिशात्मक/अक्षम किया जाना है।
- निडथौखों में 132kV लोकताक और 132kV इंफाल दोनों के लिए हाईसेट अक्षम किया जाएगा।
- निडथौखों में 132kV लोकताक और 132kV इंफाल दोनों के लिए बी/यू रिले का परीक्षण किया जाएगा।

**2. Assam:**

- AEGCL to rectify the wrong wiring of Bus selection isolator in LBB scheme for 220kV AGBPP-Tinsukia-I.
- Carrier intertrip to be implemented for 220kV Rangia-BTPS D/C. AR operation to be tested for the line.
- Testing of DP at Rangia for BTPS#1 to be done due to delayed detection of Z-1 at Rangia.
- O/C settings to be reviewed for 220kV BTPS-Salakati D/C.
- AGBPP E/F TMS of Mariani(PG) line to be revised to 1.2 from 0.12.
- Mariani B/U E/M relay replaced with numerical relay.

**3. Manipur:**

- NERTS & MSPCL to jointly test the B/U protection relay for 132kV Loktak at Ningthoukong.
- Ningthoukhong end DR of 132kV Loktak-Ningthoukhong to be time synchronised, channel standardisation to be done.
- Connections & polarity for DP relay at Ningthoukong for 132kV Loktak to be checked.
- CT polarity to be checked and corrected for Imphal-I,II&III at Yurembam.
- CT polarity to be checked and rectified for 132kV Yurembam at Karong.
- Revised B/U settings for 132kV Karong at Kohima to be implemented.
- Instantaneous high set O/C, E/F for 132kV Doyang – Sainis – Wokha-Kohima- Imphal link to be made directional/disabled.
- Highset to be disabled for both 132kV Loktak & 132kV Imphal at Ningthoukong.
- B/U relay for both 132kV Loktak & 132kV Imphal at Ningthoukong to be tested.

**4. मेघालय:**

- खलीहरियात में डीपी में गैर-दिशात्मक बी/यू सुरक्षा को अक्षम किया जाना है।
- सभी फीडरों के लिए खलीहरियात (एमईजी) में जेड-3 का समय 350ms रखा जाएगा।

**5. मिजोरम:**

- आइजोल में सीबी खोलने में देरी को पी एंड ईडी मिजोरम द्वारा जांच किया जाएगा।
- कोलासिब में डाउनस्ट्रीम के साथ समन्वय किया गया। NERTS से अनुरोध किया गया था कि वह तदनुसार मेलरिएट में ज़ोन के समय को संशोधित करें।

**6. नागालैंड:**

- नागार्जन में दोनों दीमापुर (पीजी) सर्किटों के लिए दिशात्मकता को ठीक किया जाना है।
- नागार्जन में फेज मिसमैच की जांच की जाएगी और वायरिंग को ठीक किया जाएगा।
- क्फिरे फीडर के लिए दोषपूर्ण सीवीटी को बदला जाएगा।
- डोयांग में चेक सिंक फंक्शन के साथ 132kV डीएचईपी-मोकोकचुंग के लिए डीएचईपी में एआर लागू किया जाएगा।

**7. त्रिपुरा:**

- 132kV सिस्टम के लिए 79 तिल्ला पर DC सिस्टम और 33/11kV सिस्टम को अलग किया जाना है।
- बोधजंगनगर में 132 केवी बोधजंगनगर-जिरानिया लाइन के सीटी/पीटी कनेक्शन की जांच की जाएगी क्योंकि 132 केवी बोधजंगनगर-जिरानिया लाइन को रिवर्स फॉल्ट के लिए बोधजंगनगर में जेड-1 पर ट्रिप किया गया है।
- रोखिया में लिंक फीडर के दोनों सिरों पर सीबी लगाए जाने हैं। रोखिया में लिंक फीडर के लिए लाइन डिफरेंशियल प्रोटेक्शन लगाया जाएगा।
- धर्मनगर में सुरक्षा व्यवस्था की स्वस्थता की जांच की जाएगी।

**4. Meghalaya:**

- Non-directional B/U protection in DP at Khliehriat to be disabled.
- Z-3 timing to be kept as 350ms at Khliehriat(MEG) for all feeders.

**5. Mizoram:**

- Delayed opening of CB at Aizawl to be investigated by P&ED Mizoram
- Co-ordination with downstream at Kolasib was done. NERTS was requested to to revise zone timings at Melriat accordingly.

**6. Nagaland:**

- Directionality for both Dimapur(PG) circuits to be corrected at Nagarjan.
- Phase mismatch at Nagarjan to be investigated and wiring rectified.
- Faulty CVT for Kiphire feeder to be replaced.
- AR to be implemented at DHEP for 132kV DHEP-Mokokchung with check sync function at Doyang.

**7. Tripura:**

- DC system at 79Tilla for 132kV system and 33/11kV system to be separated.
- CT/PT connection of 132 kV Bodhjangnagar - Jirania Line at Budhjungnagar to be checked as 132 kV Bodhjangnagar – Jirania Line tripped on Z-1 at Budhjungnagar for reverse fault.
- CBs to be installed at both ends of link feeder at Rokhia. Line differential protection to be installed for link feeder at Rokhia.
- Protection system healthiness at Dharmanagar to be investigated.
- Zone timing at Surjamaninagar for Agartala D/C and Budhjunagar D/C to be coordinated with zone timing for 132 kV Palatana – Surjamaninagar line.

## अध्याय CHAPTER 4

### वाणिज्य और उर्जा लेखा क्रियाएं

### Commercial and Energy Accounting Activities

#### 4.1 क्षेत्रीय उर्जा लेखा (आरईए):

उत्तर पूर्वी क्षेत्र में उपलब्धता आधारित दरों पर सीईआरसी नियमों को जो कि 01.11.2003 से प्रभावी है लागू किया गया। क्षेत्रीय उर्जा लेखाएँ समय समय पर नवीनतम सीईआरसी विनियमों का उपयोग करके तैयार किया गया है। उपलब्धता आधारित दरों के प्रमुख घटक निम्नलिखित हैं:

1. क्षमता शुल्क - मासिक संयंत्र उपलब्धता कारक (पीएफएम) के आधार पर मासिक संचयी आधार।
2. उर्जा शुल्क - अभिकल्प उर्जा पर आधारित मासिक आधार।
3. प्रोत्साहन - मासिक आधार पर प्राप्त मासिक संयंत्र उपलब्धता कारक (पीएफएम) में सम्मिलित।
4. पारेषण शुल्क - मासिक पारेषण उपलब्धि कारक (टीएफएम) पर आधारित मासिक आधार।
5. डी.एस.एम.- वास्तविक उत्पादन/आहरण पर आधारित साप्ताहिक आधार।
6. रिएक्टिव शुल्क - वीएआर के उपभोग / अंतः क्षेपण पर आधारित साप्ताहिक आधार, मुख्य रूप से वोल्टेज नियंत्रण के लिए।
7. कंजेशन शुल्क -अंतर क्षेत्रीय / आंतरिक क्षेत्रीय कॉरिडोर / कुल हस्तांतरण क्षमता (टीटीसी) के सीमा से अधिक लिंक में विद्युत प्रवाह पर आधारित साप्ताहिक आधार।

ग्रिड अनुशासन को बनाये रखने के लिये डी.एस.एम., रिएक्टिव शुल्क और कंजेशन शुल्क सीईआरसी द्वारा वाणिज्यिक उपाय के रूप में लगाया गया है।

क्षेत्रीय उर्जा लेखाएँ मासिक आधार पर औसत घोषित क्षमता (डीसी), इस क्षेत्र से और बाहर के क्षेत्र से संचयी अंश आवंटन, आइएसजीएस का वास्तविक उत्पादन , और एक माह के लिए लाभार्थियों के वास्तविक आहरण के संकलन द्वारा तैयार की जाती है।

#### 4.1 Regional Energy Accounts (REA):

The CERC regulations on ABT were implemented in NER w.e.f 01.11.2003. REAs were prepared by using the latest CERC regulations from time to time. The following are the major components of ABT:

1. Capacity Charge - Monthly on the basis of Annual Fixed Cost (AFC).
2. Energy Charges - Monthly basis based on design energy
3. Incentives - Monthly basis and included in the monthly PAFM achieved
4. Transmission Charges - Monthly basis as per PoC rates as notified by CERC and based on Transmission Availability Factor for the Month (TAFM)
5. DSM-Weekly basis based on actual generation/drawal
6. Reactive Charges - Weekly basis based on consumption/injection of VAR, mainly for voltage control.
7. Congestion Charges – weekly basis based on Power flow on the inter-regional / intra-regional corridor / link exceeding Total Transfer Capability (TTC) limit.

DSM charges, Reactive Charges and Congestion Charges are being imposed by CERC as commercial measure to maintain Grid Discipline.

REAs are prepared on monthly basis by compiling the average Declared Capacity (DC), Cumulative share allocation from the region and outside the region, actual generation of ISGS, and actual drawal of beneficiaries for a month.

तापीय संयंत्रों के लिए पूरे दिन का औसत डीसी (एक्स बस मे.वा.में) को उस दिन का डीसी माना जाता है, जबकि पनबिजली संयंत्रों के लिए, डीसी कम से कम 3 घंटे के लिए डीसी के रूप में दिन के लिए माना जाता है। माहवार क्षेत्रीय ऊर्जा लेखाओं में क्षेत्र में सीजीएस से अनुसूचित ऊर्जा और अनुसूचित द्विपक्षीय समाशोधन (लेन-देन) भी परिलक्षित होते हैं। लाभार्थियों के साथ, आइएसजीएस, सीटीयू आदि से निर्मित बिलों का भुगतान मासिक क्षेत्रीय ऊर्जा लेखाओं के आधार पर होता है।

अगर कोई विसंगति है, तब घटक या एनईआरपीसी के व्यापारी सदस्य आवश्यक कार्रवाई के लिए क्षेत्रीय ऊर्जा लेखाओं के जारी होने की तारीख से पंद्रह (15) दिन के भीतर सूचित कर सकते हैं।

31.03.2019 को केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन के तापीय और पनबिजली विद्युत संयंत्रों के लिए उत्तर पूर्वी क्षेत्र में वार्षिक निश्चित शुल्क और अभिकल्प ऊर्जा प्रभार निम्नानुसार है:

For thermal stations, average DC for the day (in ex-bus MW) is considered as DC for that day while for hydro stations, DC for at least 3 hours declared continuously is considered as DC for the day. Scheduled energy from CGSs within the region and Scheduled Bilateral Exchanges are also reflected in the monthly REAs. The settlements of bills are made by ISGS, CTU etc with the beneficiaries on the basis of monthly REAs.

If there is any discrepancy, the constituents or Trader member of NERPC are required to intimate within fifteen (15) days from the date of issue of REAs for needful.

The Annual Fixed Charges and Design Energy for thermal and hydro power stations of Central Sector Generators in the North Eastern Region as on 31.03.2021 are as follows:

विद्युत संयंत्र Power Stations	स्थापित क्षमता (मेगावाट) Installed Capacity (MW)	अभिकल्प ऊर्जा (जीडब्लूएच) Design Energy (GWh)	वार्षिक नियत प्रभार (₹ करोड़) Annual Fixed Charge (₹ Crore)
कोपिली KOPILI	200	1186.14	120.2764
कोपिली -II KOPILI -II	25	86.3	12.2577
खण्डोंग KHANDONG	50	277.61	40.4858
आरएचईपी RHEP	405	1509.69	272.6449
डीएचईपी DHEP	75	227.24	108.4121
एजीबीपीपी AGBPP	291	लागू नहीं NA	296.5691
एजीटीपीपी AGTPP	130	लागू नहीं NA	71.7633
लोकताक LOKTAK	105	448	150.2829
पारे PARE	110		
पालाटाना PALATANA	726.6	लागू नहीं NA	742
बोंगैगओन BONGAIGAON	750	NA	1222.8483

#### 4.2 विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम.)

विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डीएसएम) प्रभार एक उपलब्धता आधारित दर (एबीटी) तंत्र का एक महत्वपूर्ण भाग है। प्रचलित बाजार की स्थितियों को ध्यान में रखते हुए सीईआरसी द्वारा डी. एस. एम. दरों का निर्धारण किया जाता है ताकि ग्रिड आवृत्ति एक वांछनीय स्तर पर अवलम्बित की जा सके। उपलब्धता आधारित दर (एबीटी) का मुख्य उद्देश्य ग्रिड अनुशासन बनाए रखना है जहाँ, डी.एस. एम्. एक महत्वपूर्ण घटक के रूप में कार्य कर रहा है। यह भी अधिशेष और घाटे के क्षेत्रों के मध्य अंतर दिन विद्युत समाशोधन हेतु एक समझौता तंत्र के रूप में कार्य करता है।

वर्ष 2020-21 के दौरान लागू डीएसएम दरें निम्नानुसार हैं:

Average Frequency of the time block (Hz)		Charges for Deviation (Paise/kWh)
Below	Not Below	
	50.05	0.0
50.05	50.04	Slope determined by joining the price at Not Below 50.05 Hz and identified price at 50.00 Hz
.	.	
50.02	50.01	
50.01	50.00	Daily (simple) average Area Clearing Price discovered in the Day Ahead Market segment of power exchange
50.00	49.99	Slope determined by joining the price identified at 50.00 Hz and price at below 49.85 Hz
49.99	49.98	
.	.	
49.86	49.85	
49.85		800.00

#### 4.2 Deviation Settlement Mechanism (DSM)

Deviation Settlement Mechanism (DSM) Charges is one of the important part of Availability Based Tariff (ABT) mechanism. DSM rates are fixed by CERC considering the prevailing market conditions so that grid frequency is maintained at a desirable level. The main aim of ABT is to maintain Grid Discipline and supply of quality power, where DSM is acting as an important commercial tool in achieving the above objective. It also acts as a settlement mechanism for intra day power transfer between the surplus and deficit areas.

The DSM rates applicable during the year 2020-21 were as under:

##### Note:

- **Area Clearing Price:** means the price of a time block electricity contract established on the Power Exchange after considering all valid purchase and sale bids in particular area(s) after market splitting, i.e. dividing the market across constrained transmission corridor(s).
- **क्षेत्र समाशोधन मूल्य:** का अर्थ है बाजार विभाजन के बाद विशेष क्षेत्र (क्षेत्रों) में सभी वैध खरीद और बिक्री बोलियों पर विचार करने के बाद पावर एक्सचेंज पर स्थापित एक टाइम ब्लॉक बिजली अनुबंध की कीमत, यानी बाजार को बाधित ट्रांसमिशन कॉरिडोर में विभाजित करना।

एक जनरेटर के लिए, विचलन वास्तविक पीढ़ी (एक्स-बस) और शेड्यूल पीढ़ी (एक्स-बस) के बीच का अंतर है, जबकि एक लाभार्थी के लिए, यह वास्तविक निकासी (परिधि) और शेड्यूल निकासी (परिधि) के बराबर है। विचलन प्रभार उस विशेष समय-ब्लॉक के लिए ग्रिड आवृत्ति के अनुरूप विचलन के प्रभार के साथ विचलन को गुणा करके प्राप्त किया जाता है। विचलन शुल्क के अलावा, मात्रा सीमा के उल्लंघन के कारण घटकों को अतिरिक्त विचलन शुल्क देय है। इसके अलावा, एक दिशा (सकारात्मक या नकारात्मक) में निरंतर विचलन के लिए जीरो क्रॉसिंग उल्लंघन (जेडसीवी) शुल्क लगाया जाता है। क्षेत्रीय इकाई को अपने विचलन के संकेत को 7वीं बार ब्लॉक तक सही करना होगा। एक घटक डीएसएम प्रभार प्राप्त/भुगतान कर सकता है जो इस पर निर्भर करता है कि उसने ग्रिड आवृत्ति को सहायता/कम किया है या नहीं।

#### 4.3 विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम.) देय:

वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिए उत्तर पूर्वी क्षेत्र के देय विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डीएसएम) (रूपये करोड़ों में) अधोलिखित हैं:

For a Generator, Deviation is the difference between actual generation (Ex-bus) and Schedule generation (Ex-bus), whereas for a beneficiary, it is equal to actual drawal (periphery) and schedule drawal (periphery). Deviation charge is obtained by multiplying the Deviation with Charge for Deviation corresponding to the Grid Frequency for that particular time-block. In addition to the Deviation Charge, constituents are payable Additional Deviation Charge on account of violation of volume limit. Further, Zero Crossing Violation (ZCV) charges are imposed for sustained deviation in one direction (positive or negative). The regional entity has to correct its sign of its deviation latest by 7<sup>th</sup> time block. A constituent may receive / pay DSM charge depending on whether it has assisted/ undermined the grid frequency.

#### 4.3 Deviation Settlement Mechanism (DSM) Payable:

The Deviation Settlement Mechanism (DSM) payable (in Rupees Crore) of North-Eastern Region for the financial year 2020-21 is given as below:

(आंकड़े रुपये लाखों में Figures in Rs. Crore)

Name of state	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
अरु. प्रदेश Ar. Pradesh	-0.22	0.57	0.14	-0.60	-1.34	-0.50	-0.34	-0.56	-0.10	1.13	0.43	-0.22
असम Assam	-2.26	-3.19	-6.47	-6.16	-4.54	-4.80	-4.03	-2.73	-3.74	-1.63	-2.19	-1.71
मणिपुर Manipur	0.18	0.07	-0.52	-0.33	-0.27	-0.25	-0.27	-0.52	-0.23	-0.31	0.26	0.79
मैघालय Meghalaya	2.06	1.46	0.88	1.53	2.73	2.25	1.47	0.50	-0.03	0.24	-1.45	-0.26
मिजोरम Mizoram	0.34	0.31	0.46	0.38	0.38	0.61	0.40	0.11	-0.61	-0.35	-0.24	-0.35
नागालैण्ड Nagaland	0.60	0.54	0.81	0.85	0.41	0.60	0.50	-0.02	-0.09	0.04	0.28	0.68
त्रिपुरा Tripura	2.84	2.18	0.03	-0.42	0.41	-0.49	-0.25	3.72	2.46	3.49	3.51	1.59
PGCIL-HVDC	0.07	0.02	0.00	0.00	0.00	0.02	0.03	0.06	0.08	0.08	0.09	0.08

(-) indicates DSM receivable (in ` Crores)

वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिए डी. एस. एम. ऊर्जा का विस्तृत आँकड़ा अनुलग्नक-X में सुसज्जित है।

The detail data of DSM energy is furnished in Annexure-X for the financial year 2020-21.

**4.4 पारेषण शुल्क:**

केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग, 01.07.2011 से प्रभावी सीईआरसी विनियम 2010 (अंतर राज्य पारेषण शुल्क और हानि का सहभाजन) के विनियम 17(2) के अनुरूप त्रैमासिक रूप में पीओसी दर सूचित करता है। उपरोक्त विनियम तथा इसके उत्तर्वर्ती संशोधनों में से कोई भी उत्तर पूर्वी क्षेत्र में पारेषण शुल्क के निर्धारण का आधार बनेगा। वर्ष 2020-21 का पीओसी दर नीचे दिया गया है :

(i) साल 2020-21 में लाभार्थियों के लिए अनुमोदित दीर्घकालिक और अनुमोदित माध्यमिक इंजेक्शन और निकासी के लिए पारेषण प्रभार (₹./ किलोवाट घंटा में):

**4.4 Transmission Tariff:**

Central Electricity Regulatory Commission notifies the PoC charges quarterly in accordance with Regulation 17(2) of Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter State Transmission Charges and Losses) Regulations, 2010 which came into effect from 01.07.2011. The above stated regulations and subsequent amendments thereof, if any forms the basis for determination of transmission charges in NER.

(i) Transmission Charges in (Rs./Kwhr) for the constituents for Approved Long term and Approved Medium Term Injection and Withdrawal the year 2020-21:

Month	Ar. Pradesh	ASEB	Manipur	MeECL	Mizoram	Nagaland	Tripura	HVDC BNC
Apr-20	0.212	0.506	0.285	0.285	0.359	0.432	0.138	0.506
May-20	0.205	0.489	0.276	0.276	0.347	0.418	0.134	0.489
Jun-20	0.212	0.506	0.285	0.285	0.359	0.432	0.138	0.506
Jul-20	0.122	0.497	0.272	0.272	0.347	0.422	0.122	0.497
Aug-20	0.122	0.497	0.272	0.272	0.347	0.422	0.122	0.497
Sep-20	0.126	0.513	0.281	0.281	0.358	0.436	0.126	0.513
Oct-20	0.122	0.497	0.272	0.272	0.347	0.422	0.122	0.497
Nov-20	0.126	0.513	0.281	0.281	0.358	0.436	0.126	0.513
*For Billing Month of Jan-21	0.401	0.407	0.399	0.377	0.394	0.434	0.335	0.407
*For Billing Month of Feb-21	0.488	0.394	0.440	0.405	0.452	0.476	0.358	0.393
*For Billing Month of Mar-21	0.437	0.366	0.389	0.375	0.440	0.550	0.327	0.366

TRANSMISSION CHARGES in Rs./Kwhr

\*Under CERC (Sharing of inter-state transmission charges and losses) Regulation, 2020

(ii) साल 2020-21 में लाभार्थियों के लिए अनुमोदित इंजेक्शन/निकासी से हुए विचलन के लिए पारेषण प्रभार (रुपये करोड़ों में):

(ii) Transmission Charges in (Thousand Rs.) for Deviation from approved Injection / Withdrawal for the constituents for the year 2020-21:

DICs (Demand):	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
ARUNACHAL PRADESH	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ASSAM	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MANIPUR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.06	0.30	0.24	0.00
MEGHALAYA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MIZORAM	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NAGALAND	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TRIPURA	6.28	0.00	0.68	13.07	5.91	12.47	55.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BNC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

DICs (Injection):	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
LOKTAK	31.63	40.46	15.33	0.00	0.00	0.00	1.18	121.24	67.61	31.56	3.89	3.88
KHANDONG	66.47	63.18	59.42	61.78	62.92	70.63	65.85	13.23	0.09	0.00	0.00	0.04
AGBPP	0.00	2.40	1.04	1.38	0.00	1.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AGTCCPP	0.00	0.00	0.31	0.00	0.36	0.00	0.00	10.90	1.85	0.47	0.00	0.00
DOYANG	58.33	65.65	14.73	4.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RANGANADI	89.11	46.94	1.83	0.00	4.54	7.20	17.55	96.21	121.71	34.18	2.34	19.03
KOPII	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
KOPII-2	3.65	2.58	2.37	2.85	2.46	2.41	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PALATANA	0.00	0.00	47.43	20.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BGTPP	0.00	110.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	58.18	0.00	0.00	0.00	367.33
PARE	3.12	1.80	0.13	0.01	0.23	0.10	0.45	0.00	58.95	15.91	13.48	40.04
KAMENG	0.00	0.00	56.94	0.17	0.16	0.40	0.06	115.57	137.81	52.29	1.51	0.00
KAMENG_INF	0.00	0.00	4568.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



**41 वीं सीसी बैठक, काजीरंगा / 41st CC Meeting, Kaziranga.**

## अध्याय CHAPTER 5

### संचालन, सुरक्षा, संचार और प्रणाली का अध्ययन Operation, Protection, Communication & System Studies

#### 5.1 यूएफआर प्रणाली:

राष्ट्रीय विद्युत समिती के सुझावों के आधार पर क्षेत्र में व्याप्त उच्च कमी की स्थिति जो की लीन हाइड्रो स्थिति में पूरे क्षेत्र में उत्पन्न होती है उसको डिफेन्स मेकानिजम के तहत यूएफआर लगा कर नियंत्रित किया जा सकता है। जिससे करीब 400 मेगावाट (स्टेज-I: 100 मेगावाट, स्टेज-II :100 मेगावाट और स्टेज-III:100 मेगावाट और स्टेज-IV 100 मेगावाट) भार राहत प्रदान कर सकते हैं। यूएफआर के जरिए प्रत्येक राज्य के लिए निर्धारित भार राहत का विवरण अनुसंगनक-XI में दिया गया है:

#### 5.2 विशेष सुरक्षा योजना:

सीईए के पारेषण योजना मानदंड, 2013 के अनुसार, अत्यधिक/दुर्लभ लेकिन विश्वसनीय आकस्मिकताओं में ग्रिड की सुरक्षा सुनिश्चित करने के लिए प्रतिकूल प्रभाव को कम करने के लिए उपयुक्त रक्षा तंत्र तैयार करने की आवश्यकता है। उपरोक्त के अनुरूप, पूर्वोक्त क्षेत्र में निम्नलिखित विशेष सुरक्षा योजना (एसपीएस) लागू की गई है:

##### एसपीएस – 1

आकस्मिकता: पलटाना जीबीपीपी के दोनों मॉड्यूल की ट्रिपिंग। इस एसपीएस की आवश्यकता: इससे पहले पलटाना जीबीपीपी दक्षिण असम के 400/132 केवी सिलचर (पीजी) से ट्रिपिंग के बाद एनईआर एटीसी/टीटीसी में वृद्धि हुई।

एसपीएस-1 के तहत कार्रवाई: निचले असम के 132 केवी फीडरों को 400/132 केवी सिलचर (पीजी) से ट्रिप करना।

31/03/2020 को स्थिति: एसपीएस की अब आवश्यकता नहीं है-

#### 5.1 UFR Scheme:

Based on the recommendations of the National Power Committee (NPC) that in view of high shortfall conditions that prevail throughout the region in lean hydro conditions, UFRs may be installed under defense mechanism to provide total load relief of 400 MW (Stage-I: 100 MW, Stage-II: 100 MW, Stage-III: 100 MW & Stage-IV: 100MW). The State wise load relief through UFR shall be as given in Annexure-XI:

#### 5.2 Special Protection Scheme:

As per CEA's Transmission Planning Criteria, 2013, to ensure security of the grid in extreme/rare but credible contingencies suitable defence mechanisms needs to be designed to mitigate the adverse impact. In line with the above, following Special Protection Scheme (SPS) have been implemented in NER:

##### SPS - 1

Contingency: Tripping of both modules of Palatana GBPP.

Requirement of this SPS: Earlier after tripping of Palatana GBPP South Assam drawl from 400/132kV Silchar (PG) led to increased NER ATC/TTC.

Action under SPS-1: Tripping of 132kV feeders of lower Assam from 400/132kV Silchar (PG).

Status as on 31/03/2020: SPS is no longer required due to-

- चूंकि, असम विद्युत प्रणाली के दक्षिणी भाग का भार बढ़ गया है, इसलिए निचले असम में लाइनों को खुली स्थिति में रखना वांछनीय नहीं है।
- पलटाना में दोनों मॉड्यूलों के ट्रिपिंग के परिणामस्वरूप एनईआर-ईआर टीटीसी/एटीसी के उल्लंघन के मामले में अंतर-क्षेत्रीय लाइन प्रवाह का प्रबंधन करने के लिए, एनईआरएलडीसी द्वारा सलाह के अनुसार वास्तविक समय में लोड शेडिंग करना आवश्यक है।
- दोनों पलटाना मॉड्यूल के बंद होने की स्थिति में, एनईआर ग्रिड के दक्षिणी भाग की ओर आयात 300-500 मेगावाट तक रहता है और एसपीएस-1 द्वारा लोड शेडिंग एनईआर ग्रिड के दक्षिणी भाग के अस्तित्व को सुनिश्चित नहीं कर सकता है।

एनईआरपीसी की विशेषज्ञ समिति ने इस एसपीएस को बंद करने की सिफारिश की है।

#### एसपीएस -2

आकस्मिकता: 400 केवी पलटाना-सिलचर डी/सी की ट्रिपिंग जब पलटाना के दोनों मॉड्यूल सेवा में हों। इस एसपीएस की आवश्यकता: एकमात्र 400 केवी कॉरिडोर के ट्रिपिंग के कारण पलटाना जीबीपीपी में 132 केवी की ओर से निकासी में बाधा।

एसपीएस-2 के तहत कार्रवाई: पलटाना में 2x125 एमवीए आईसीटी की ट्रिपिंग, 400/132 केवी सिलचर (पीजी) से निचले असम के 132 केवी फीडर की ट्रिपिंग।

31.03.2021तक: विशेषज्ञ समिति द्वारा सुझाए गए संशोधनों में सिलचर में एसपीएस लोडिंग को हटाना शामिल है।

#### एसपीएस – 3

आकस्मिकता: 400 केवी सिलचरअजारा और 400 केवी सिलचर-बिरनीहाट दोनों की ट्रिपिंग जब पलटाना के दोनों मॉड्यूल सेवा में हों।

इस एसपीएस की आवश्यकता: 400 केवी सिलचर केवल दो स्टेशनों अर्थात् अजारा, बिरनीहाट से 400 केवी पर 400 केवी सिलचर-अजारा और 400 केवी सिलचर-बिरनीहाट से जुड़ा है। दोनों लाइनों के ट्रिप होने के कारण उत्तरी हिस्से में बिजली की निकासी ठप हो गई है एनईआर ग्रिड के दक्षिणी भाग में एनईआर ग्रिड और लोड उत्पादन बेमेल।

- Since, load of the Southern part of Assam Power System has increased, so it is not desirable to keep lines in lower Assam in open condition.
- To manage the Inter-Regional line flow in case of tripping of both modules at Palatana resulting in violation of NER-ER TTC/ATC, load shedding is required to be carried out in real time as advised by NERLDC.
- In case of outage of both Palatana Modules, import towards Southern Part of NER Grid remains to the tune of 300-500 MW and load shedding by SPS-1 cannot ensure survival of the Southern Part of NER Grid.

It has been recommended by expert committee of NERPC to decommission this SPS.

#### SPS -2

Contingency: Tripping of 400kV Palatana-Silchar D/C when both modules of Palatana in service.

Requirement of this SPS: Constraint in generation evacuation from 132kV side at Palatana GBPP due to tripping of sole 400kV corridor.

Action under SPS-2: Tripping of 2x125 MVA ICTs at Palatana, tripping of 132kV feeders of lower Assam from 400/132kV Silchar(PG).

As on 31.03.2021: Modifications suggested by expert committee include removal of SPS loading at Silchar.

#### SPS- 3

Contingency: Tripping of both 400kV SilcharAzara & 400kV Silchar-Byrnihat when both modules of Palatana in service.

Requirement of this SPS: 400kV Silchar is connected only to two stations viz Azara, Byrnihat at 400kV via 400kV Silchar-Azara and 400kV Silchar-Byrnihat. Tripping of both the lines results in throttling of power evacuation to northern part of NER grid and load generation mismatch in Southern part of NER grid.

दक्षिणी ग्रिड में कई जेनेरेटर्स की सुरक्षा के लिए पलटाना जीबीपीपी की एक या अधिक इकाइयों की ट्रिपिंग की आवश्यकता होती है।

एसपीएस-3 के तहत कार्रवाई: सिलचर गेटफ्लो पर आधारित पलटाना जीबीपीपी में एक या अधिक मॉड्यूल की ट्रिपिंग।

31.03.2021 तक: पावरग्रिड द्वारा कार्यान्वयन के लिए विशेषज्ञ समिति द्वारा सुझाए गए संशोधन।

#### एसपीएस-4

आकस्मिकता: 400kV सिलचर-अजारा और 400kV सिलचर-बिरनीहाट दोनों की ट्रिपिंग जब पलटाना के दोनों मॉड्यूल सेवा में नहीं हैं।

इस एसपीएस की आवश्यकता: 400/132 केवी सिलचर (पीजी) से पूरे दक्षिण असम निकासी ने एनईआर एटीसी/टीटीसी में वृद्धि की। एसपीएस-4 के तहत कार्रवाई: निचले असम के 132 केवी फीडर्स को 400/132 केवी सिलचर (पीजी) से ट्रिप करना।

31/03/2020 को स्थिति: एसपीएस की अब आवश्यकता नहीं है-

- चूंकि, असम विद्युत प्रणाली के दक्षिणी भाग का भार बढ़ गया है, इसलिए निचले असम में लाइनों को खुली स्थिति में रखना वांछनीय नहीं है।
- पलटाना में दोनों मॉड्यूलों के ट्रिपिंग के परिणामस्वरूप एनईआर-ईआर टीटीसी/एटीसी के उल्लंघन के मामले में अंतर-क्षेत्रीय लाइन प्रवाह का प्रबंधन करने के लिए, एनईआरएलडीसी द्वारा सलाह के अनुसार वास्तविक समय में लोड शेडिंग करना आवश्यक है।
- दोनों पलटाना मॉड्यूल के बंद होने की स्थिति में, एनईआर ग्रिड के दक्षिणी भाग की ओर आयात 300-500 मेगावाट तक रहता है और एसपीएस-1 द्वारा लोड शेडिंग एनईआर ग्रिड के दक्षिणी भाग के अस्तित्व को सुनिश्चित नहीं कर सकता है।

एनईआरपीसी की विशेषज्ञ समिति ने इस एसपीएस को बंद करने की सिफारिश की है।

To safeguard multiple generators in the southern grid tripping of one or more units of Palatana GBPP is required.

Action under SPS-3: Tripping of one or more modules at Palatana GBPP based on Silchar Gateflow.

As on 31.03.2021: Modifications suggested by expert committee taken up for implementation by POWERGRID.

#### SPS-4

Contingency: Tripping of both 400kV Silchar-Azara & 400kV Silchar-Byrnihat when both modules of Palatana not in service).

Requirement of this SPS: Entire South Assam drawl from 400/132kV Silchar (PG) led to increased NER ATC/TTC.

Action under SPS-4: Tripping of 132kV feeders of lower Assam from 400/132kV Silchar(PG).

Status as on 31/03/2020: SPS is no longer required due to-

- Since, load of the Southern part of Assam Power System has increased, so it is not desirable to keep lines in lower Assam in open condition.
- To manage the Inter-Regional line flow in case of tripping of both modules at Palatana resulting in violation of NER-ER TTC/ATC, load shedding is required to be carried out in real time as advised by NERLDC.
- In case of outage of both Palatana Modules, import towards Southern Part of NER Grid remains to the tune of 300-500 MW and load shedding by SPS-1 cannot ensure survival of the Southern Part of NER Grid.

It has been recommended by expert committee of NERPC to decommission this SPS.

#### एसपीएस -5

आकस्मिकता: जब अज़ारा में 400/220 केवी आईसीटी के एलवी से एचवी की ओर 60 मेगावाट से अधिक रिवर्स पावर प्रवाहित होती है।

इस एसपीएस की आवश्यकता: जब अज़ारा में 400/220 केवी 315 एमवीए आईसीटी में बिजली उलटी दिशा में प्रवाहित होती है, यानी एलवी की तरफ से एचवी की तरफ, तो इससे 220 केवी सलाकाटी-बीटीपीएस डी/सी लाइनों की ओवरलोडिंग हो सकती है। इस प्रकार एक एसपीएस को आईसीटीएस की यात्रा करने की आवश्यकता होती है जैसे ही एक रिले रिवर्स दिशा में 60 मेगावाट से अधिक प्रवाह पर उठाएगी।

एसपीएस-5 के तहत कार्रवाई: अज़ारा (एईजीसीएल) में 400/220 केवी, 2x315 एमवीए आईसीटी की ट्रिपिंग।

31/03/2020 को स्थिति: सेवा में और कार्यात्मक।

#### एसपीएस -6

आकस्मिकता: जब 132 केवी उमियाम कक्षा-I से उमियाम कक्षा-III डी/सी लाइन ट्रिप।

इस एसपीएस की आवश्यकता: 132 केवी उमियाम कक्षा-I से कक्षा-III डी/सी लाइन मेघालय बिजली प्रणाली के लिए अपनी खुद की पीढ़ी (आंशिक) की ड्राइंग और ग्रिड से बिजली खींचने के लिए महत्वपूर्ण लाइन है। इस लाइन (लाइनों) के ट्रिपिंग से अन्य 132 केवी ग्रिड कनेक्टिविटी अर्थात् 132 केवी खलीहरियत-बदरपुर और 132 केवी आगिया-मेंदीपाथर से अधिक निकासी के साथ एटीसी/टीटीसी का उल्लंघन होता है।

एसपीएस-6 के तहत कार्रवाई: स्टेज-I पावर स्टेशन पर मावफलांग फीडर- 1 और 2 की ट्रिपिंग द्वारा लोड में कमी।

31.03.2021की स्थिति: जैसा कि मेघालय द्वारा सूचित किया गया है कि लोड कॉन्फिगरेशन में परिवर्तन हुआ है, एनईआरपीसी की विशेषज्ञ समिति ने निम्नलिखित संशोधनों का सुझाव दिया:

- 132 केवी के उमियाम कक्षा-I से उमियाम कक्षा-III डी/सी लाइनों के डबल सर्किट के ट्रिपिंग के लिए, उमियाम I के पास 30 मेगावाट लोड शेडिंग की जानी है।
- 132 केवी उमियाम कक्षा-I से उमियाम कक्षा-III डी/सी लाइनों के सिंगल सर्किट के ट्रिपिंग के लिए, उमियाम के पास 20 मेगावाट लोड शेडिंग की जानी है।

#### SPS -5

Contingency: When reverse power flow greater than 60 MW from LV to HV side of 400/220kV ICT at Azara.

Requirement of this SPS: When power flows in the reverse direction in 400/220kV 315MVA ICTs at Azara i.e. from the LV side to HV side, then it may lead to overloading of 220kV Salakati-BTPS D/C lines. Thus, an SPS is required to trip the ICTS as soon as a relay would pick up upon flow greater than 60MW in the reverse direction.

Action under SPS-5: Tripping of 400/220kV, 2x315 MVA ICTs at Azara(AEGCL).

Status as on 31/03/2020: In-service and functional.

#### SPS -6

Contingency: When 132kV Umiam Stg-I to Umiam Stg-III D/C line trips.

Requirement of this SPS: 132kV Umium stg-I to stg-III D/C line is critical line for Meghalaya power system for drawing of its own generation(partial) and also to draw power from Grid. Tripping of this line(s) leads to violation of ATC/TTC with overdrawl from other 132kV grid connectivity viz 132kV Khliehriat-Badarpur and 132kV Agia-Mendipathar.

Action under SPS-6: Load reduction by tripping of Mawphlang feeder- 1 & 2 at Stage-I power station.

Status as on 31.03.2021: As informed by Meghalaya there has been change in load configuration, expert committee of NERPC suggested following modifications:

- For tripping of double circuit of 132kV Umiam Stg-I to Umiam Stg-III D/C lines, 30 MW load shedding is to be done near Umiam I.
- For tripping of single circuit of 132kV Umiam Stg-I to Umiam Stg-III D/C lines, 20 MW load shedding is to be done near Umiam.

- उमियाम के पास 30 मेगावाट और उमियाम कक्षा-I के पास अतिरिक्त 30 मेगावाट लोड की पहचान की जा रही है।

#### एसपीएस -7

आकस्मिकता: जब 220 केवी बीटीपीएस-सलकाती डी/सी ओवरलोड हो जाता है या एक सर्किट के आउटेज के मामले में दूसरा सर्किट ओवरलोड हो जाता है (यानी 600A से अधिक लोड हो रहा है)।

इस एसपीएस की आवश्यकता: 220 केवी बीटीपीएस-सलकाती डी/सी सामान्य रूप से बीटीपीएस पक्ष में मांग को पूरा करता है और लाइन के बार-बार ओवरलोड होने की संभावना अधिक होती है। ओवरलोडिंग (और इस तरह ट्रिपिंग) से बचने के लिए और बिजली आपूर्ति में निरंतरता बनाए रखने के लिए, बीटीपीएस (या आगे) में कई लोड को ट्रिप करना पड़ता है।

एसपीएस-7 के तहत कार्रवाई: 132 केवी बीटीपीएस-धालीगांव I और II लाइनों की ट्रिपिंग।

31.03.2021 की स्थिति:

सिस्टम में 220 केवी बीटीपीएस-रंगिया डी/सी जोड़े जाने के बाद, एनईआरपीसी की विशेषज्ञ समिति ने निम्नलिखित संशोधनों का सुझाव दिया: - ओवर लोडिंग के मामले में, बीटीपीएस से अगिया को 220 केवी अगिया-अजारा एस/सी और 220 केवी अगिया-बोको एस/सी, दोनों सर्किट अगिया छोर पर ट्रिप करने के लिए सिग्नल भेजा जाना है।

#### एसपीएस -8

आकस्मिकता: जब सिलचर (पीजी) यात्राओं में दो 400/132 केवी आईसीटी में से एक आईसीटी। इस एसपीएस की आवश्यकता: दक्षिण असम लोड को सिलचर में 400/132 केवी, 2\*200 एमवीए आईसीटी के माध्यम से पूरा किया जाता है। किसी एक आईसीटी के ट्रिपिंग के परिणामस्वरूप अन्य आईसीटी के माध्यम से संपूर्ण भार प्रवाह होता है जो संभव नहीं है (एन-1 मानदंड को भी पूरा नहीं करता है)। इसलिए दक्षिण असम के लोड में कमी की आवश्यकता है।

एसपीएस-8 के तहत कार्रवाई: दक्षिण असम क्षेत्र के भार में कमी।

- Identification of 30 MW load near Umiam and additional 30 MW load near Umiam Stg-I is on-going.

#### SPS -7

Contingency: When 220kV BTPS-Salakati D/C gets overloaded OR in case of outage of one circuit the other circuit gets overloaded (i.e. loading greater than 600A).

Requirement of this SPS: 220kV BTPS-Salakati D/C normally caters to demand in BTPS side and the line has high chance to be frequently overloaded. To avoid overloading (and thus tripping) and to maintain continuity in power supply, numerous loads in BTPS (or onwards) has to be tripped.

Action under SPS-7: Tripping of 132kV BTPS-Dhaligaon I & II lines.

Status as on 31.03.2021:

After 220kV BTPS-Rangia D/C was added to the system, expert committee of NERPC suggested following modifications: -

In case of over loading, a signal to be sent from BTPS to Agia to trip 220kV Agia-Azara S/C and 220kV Agia-Boko S/C, both circuits at Agia end.

#### SPS -8

Contingency: When one ICT of the two 400/132kV ICTs at Silchar (PG) trips.

Requirement of this SPS: South Assam load is catered via 400/132kV, 2\*200 MVA ICTs at Silchar. Tripping of any one ICT results in entire load flow via other ICT which is not possible (also does not fulfill N-1 criteria). So, load reduction of South Assam is required.

Action under SPS-8: Load reduction of South Assam area.

31.03.2021की स्थिति:

सिलचर में तीसरे आईसीटी की स्थापना के बाद, एनईआरपीसी की विशेषज्ञ समिति ने एसपीएस को सेवामुक्त करने का निर्णय लिया।

#### एसपीएस -9

आकस्मिकता: 132केवी एजीटीसीसीपी -कुमारघाट लाइन का ट्रिपिंग। इस एसपीएस की आवश्यकता: 132केवी एजीटीसीसीपी -कुमारघाट के ट्रिपिंग पर, एजीटीसीसीपी की पूरी शक्ति को खाली नहीं किया जा सकता है और निकासी गलियारे में कई इकाइयों / अन्य लाइनों के ट्रिपिंग की ओर जाता है। इसलिए, 132केवी एजीटीसीसीपी -कुमारघाट के ट्रिपिंग पर एक जीटीजी (जीटीजी -3) को ट्रिप करना है।

एसपीएस-9 के तहत कार्रवाई: एजीटीसीसीपीपी पर जीटीजी-3 की ट्रिपिंग।

31.03.2021की स्थिति:

एजीटीसीसीपीपी-अगरतला डी/सी पुनर्संचालन के बाद, एनईआरपीसी की विशेषज्ञ समिति ने निम्नलिखित संशोधनों का सुझाव दिया:

संशोधित ट्रिगरिंग स्थिति: 132केवी एजीटीसीसीपी -अगरतला डी/सी लाइन दोनों का ट्रिपिंग।

एसपीएस-9 के तहत कार्रवाई: 84 मेगावाट उत्पादन में कमी की मात्रा को लागू किया जाना है।

Status as on 31.03.2021:

Subsequent to installation of 3<sup>rd</sup> ICT at Silchar, expert committee of NERPC decided to decommissioned the SPS.

#### SPS -9

Contingency: Tripping of 132kV AGTCCPP-Kumarghat line.

Requirement of this SPS: Upon tripping of 132kV AGTCCPP-Kumarghat, entire power of AGTCCPP cannot be evacuated and leads to tripping of multiple units/other lines in evacuation corridor. Hence, one GTG (GTG-3) is to trip upon tripping of 132kV AGTCCPP-Kumarghat.

Action under SPS-9: Tripping of GTG-3 at AGTCCPP.

Status as on 31.03.2021:

Subsequent to AGTCCPP-Agartala D/C reconductoring, the expert committee of NERPC suggested the following modifications:

Modified Triggering Condition: Tripping of both 132kV AGTCCPP-Agartala D/C line.

Action under SPS-9: 84 MW Generation reduction quantum to be implemented.

### 5.3 यूएफ रिले का निरीक्षण:

यूएफ रिले का निरीक्षण जब और जैसे जरूरत पड़ने पर किया जाता है।

### 5.4 दीपायन योजना :

03.08.2012 को विद्युत मंत्रालय , केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण के अध्यक्ष के अध्यक्षता में गठित जांच समिति की सिफारिशानुसार देश के सभी प्रदेशों में दीपायन योजना गठित करने का सुझाव दिया गया था। ब्लैकआउट के समय पर इन दीपायनों में उपलब्ध सटार्ट - अप पावर से प्रणाली को कम समय में फिर से चालू किया जा सकता है । उत्तर पूर्वी क्षेत्र के कुछ जेनेरेटिंग यूनिटों के आवृत्ति सेटिंग सिफारिश की गई दीपायन प्रणाली के आवृत्ति 47.9 हर्ट्स से अधिक उच्च है। इसलिए दो दीपायन प्रणाली 48.8 हर्ट्स आवृत्ति के साथ कार्यावित किया गया है। इसका विवरण अनुसंगनक-XII में दिया गया है:

### 5.5 विद्युत प्रणाली विकास निधि (पीएसडीएफ):

विद्युत प्रणाली विकास निधि (पीएसडीएफ) का गठन केंद्रीय विनियामक आयोग (विद्युत प्रणाली विकास निधि) विनियम, 2010 दिनांक 4.जून, 2010 के तहत किया गया है।

निम्नलिखित विनियामक शुल्क पीएसडीएफ को जमा किया जा रहा है:

- जमाव राहत नियम के मुताबिक ब्याज के साथ जमाव शुल्क प्राप्त करने के हकदार क्षेत्रीय संस्थाओं को देय राशि जारी करने के बाद जमाव शुल्क खाता में क्रेडिट के लिए हकदार है।
- विद्युत बाजार के नियमों के अनुसार विद्युत विनियमों में बाजार विभाजन के फलस्वरूप विभिन्न क्षेत्रों की बाजार कीमतों में अंतर से उत्पन्न जमाव राशि।
- विचलन निपटान तंत्र विनियमों के अनुसार दावों के अंतिम निपटारे के बाद क्षेत्रीय विचलन पूल खाता निधि के क्रेडिट के लिए खड़े विचलन निपटारे शुल्क ।

### 5.3 Inspection of UF relays:

Inspections of UF Relays are carried as and when required.

### 5.4 Islanding Scheme:

As per recommendations of the enquiry committee constituted on 03.08.2012 by the Ministry of Power under chairmanship of Chairman, CEA it was suggested to set up islanding schemes in all regions of the country. In the event of blackout system is restored in a short time with the availability of startup power from these islands. The frequency setting of some generating units in NER is much higher than the recommended frequency of 47.9 Hz for islanding scheme. So 2 islanding schemes have been implemented both with a frequency of 48.8 Hz instantaneously. The details are given in Annexure-XII.

### 5.5 Power System Development Fund(PSDF):

Power System Development Fund (PSDF) has been constituted vide Central Electricity Regulatory Commission (Power System Development Fund) Regulations, 2010 dated 4th June 2010.

Following regulatory charges are being credited to PSDF:

- Congestion Charges standing to the credit of the "Congestion Charge Account" after release of amounts payable to Regional Entities entitled to receive congestion charges along with interest, if any, in accordance with the Congestion Relief Regulations.
- Congestion amount arising from the difference in the market prices of different regions as a consequence of market splitting in power exchanges in accordance with Power Market Regulations.
- Deviation Settlement Charges standing to the credit of the "Regional Deviation Pool Account Fund" after final settlement of claims in accordance with Deviation Settlement Mechanism Regulations.

- ग्रिड कोड के अनुसार प्रतिक्रियाशील ऊर्जा शुल्क खाते के क्रेडिट के लिए खड़े आरएलडीसी प्रतिक्रियाशील ऊर्जा शुल्क।
- एसटीओए अग्रिम द्विपक्षीय लेनदेन में सीईआरसी (अंतरराज्यीय संचरण में खुली पहुंच) विनियम, 2008 और इसके संशोधन के अनुसार स्पष्ट नीलामी प्रक्रिया से उत्पन्न अतिरिक्त संचरण शुल्क।
- समय समय पर केंद्रीय आयोग द्वारा अधिसूचित किए जाने वाले अन्य शुल्क ।

क्षेत्रीय विद्युत समितियां, उत्पादक कंपनियां, संचरण लाइसेंसधारी, वितरण लाइसेंसधारी और भार प्रेषण केंद्रों का जैसा भी मामला हो, पीएसडीएफ से वित्त सहायता के लिए योजनाओं को एनएलडीसी को नोडल एजेंसी के रूप में जमा करेंगे। एनएलडीसी इन योजनाओं को तकनीकी जांच के लिए मूल्यांकन समिति को पेश करेगा। केविप्र के अध्यक्ष की अध्यक्षता में और सीईआरसी से संचार के बाद मूल्यांकन समिति की सिफारिश के आधार पर पीएसडीएफ के तहत धन की संवितरण सचिव (विद्युत) के नेतृत्व में अंतर - मंत्रालयी निगरानी समिति द्वारा स्वीकृत की जाएगी।

विद्युत प्रणाली विकास निधि निम्नलिखित प्रयोजनों के लिए उपयोग किया जाएगा (विद्युत प्रणाली विकास निधि (पीएसडीएफ) के संचालन के लिए योजना के संबंध में कैबिनेट अनुमोदन और उसमें जमा धन के उपयोग के संबंध में विद्युत मंत्रालय के पत्र सं. 29/9/2010-R&R (Vol. II) दिनांक 10.01.2014 के अनुसार):

1. अंतर-राज्य पारिषण प्रणाली (आइएसटीएस) और अंतर-राज्य प्रणाली में congestion से मुक्त होने के लिए भार प्रेषण केंद्रों द्वारा परिचालन प्रतिक्रिया के आधार पर रणनीतिक महत्व की आवश्यक संचरण प्रणाली तैयार करना जो कि आइएसटीएस के लिए प्रासंगिक है।
2. ग्रिड में वोल्टेज प्रोफाइल में सुधार हेतु शंट कैपेसिटर्स, श्रेणी प्रतिकारियों और अन्य प्रतिक्रियाशील ऊर्जा जनित्रों का संस्थापन ।
3. क्षेत्रीय आधार पर सुरक्षा लेखा परिक्षा में पहचाने गए विसंगतियों को सही स्थापित करने के लिए मानक और विशेष सुरक्षा योजनाओं, अग्रगामी और प्रदर्शनकारी परियोजनाओं की स्थापना।

- RLDC Reactive Energy charges standing to the credit of Reactive Energy Charges Account in accordance with the Grid Code.
- Additional Transmission Charges arising out of the explicit auction process in STOA Advance Bilateral transactions in accordance with the CERC (Open Access in interstate transmission) Regulations, 2008 and amendments thereof.
- Such other charges as may be notified by the Central Commission from time to time.

Regional Power Committees, Generating Companies, Transmission Licensees, Distribution Licensees and Load Dispatch Centers as the case may be, shall submit the schemes to NLDC as Nodal Agency for funding from PSDF. NLDC would pose these schemes to the Appraisal Committee for technical Scrutiny. Based on the recommendations of the Appraisal Committee headed by chairperson, CEA and communication of the CERC, the disbursement of the funds under PSDF shall be sanctioned by an inter-ministerial Monitoring Committee headed by Secretary, Power.

The Power System Development Fund will be utilized for the following purposes (as per MoP letter vide No. 29/9/2010-R&R (Vol. II) dated 10th January, 2014 in respect of the Cabinet Approval regarding the scheme for operationalization of the Power System Development Fund (PSDF) and utilization of funds deposited therein):

- i) Creating necessary transmission systems of strategic importance based on operational feedback by Load Despatch Centers for relieving congestion in Inter-State Transmission Systems (ISTS) and intra-state system which are incidental to the ISTS.
- ii) Installation of shunt capacitors, series compensators and other reactive energy generators for improvement of voltage profile in the Grid.
- iii) Installation of standard and special protection schemes, pilot and demonstrative projects, and for setting right the discrepancies identified in the protection audits on regional basis.

4. जमाव से राहत के लिए संचरण और वितरण प्रणाली का नवीनीकरण और आधुनिकीकरण ।
5. उपर्युक्त उद्देश्यों के सफलता के लिए कोई अन्य योजना/ परियोजना, जैसे तकनीकी अध्ययन और क्षमता निर्माण आदि आयोजित करना।

राष्ट्रीय भार प्रेषण केंद्र (एनएलडीसी) सीईआरसी(पीएसडीएफ) विनियम, 2014 के तहत योजना के कार्यान्वयन के लिए नोडल एजेंसी है।

निगरानी समिति के रूप में जाने जाने वाले एक अंतर मंत्रालयीय निगरानी समिति का गठन भारत सरकार द्वारा (विद्युत मंत्रालय ) ने सचिव , विद्युत की अध्यक्षता में किया है। निगरानी समिति मूल्यांकन समिति की सिफारिश और केंद्रीय आयोग के संचार के आधार ओर मंजूरी के लिए ऐसी परियोजनाओं पर (या उनकी संशोधित लागत) पर विचार करेगी कि ऐसी परियोजनाएं सीईआरसी(पीएसडीएफ) नियम, 2014 में परिभाषित इन नियमों के सिद्धांतों के अनुरूप है और उन्हें प्राथमिकता दी गई है।

मूल्यांकन समिति भारत सरकार (विद्युत मंत्रालय ) द्वारा संवीक्षा (तकनीकी आर्थिक मूल्यांकन) और पीएसडीएफ से वित्त सहायता के लिए विभिन्न परियोजना प्रस्तावों के प्राथमिकता के लिए गठित की गई है।

### डीपीआर प्रस्तुत करने का दिशा निर्देश:

मूल्यांकन समिति ने अपनी सातवीं बैठक में समानता लाने का सुझाव दिया था कि एनएलडीसी वेबसाइट के माध्यम से इकाइयों को स्पेयर, कर आदि के संबंध में सुझाए गये दिशानिर्देशों के साथ एक मॉडल डीपीआर उपलब्ध कराया जा सकता है। इस संबंध में 08.09.15 को आयोजित बैठक में मूल्यांकन समिति द्वारा विचार विमर्श किया गया था। समिति द्वारा निम्नलिखित दिशानिर्देशों की सिफारिश की गई थी:

- सीईआरसी द्वारा अधिसूचित टैरिफ विनियम 2014-19 के तहत निर्दिष्ट स्पेयर

iv) Renovation and Modernization (R&M) of transmission and distribution systems for relieving congestion.

v) Any other scheme/project in furtherance of the above objectives, such as, conducting technical studies and capacity building, etc.

National Load Dispatch Center (NLDC) is the Nodal Agency for the implementation of the scheme under CERC (PSDF) Regulations 2014.

Government of India (Ministry of Power) has constituted an Inter-Ministerial Monitoring Committee under the Chairmanship of Secretary (Power) to be known as Monitoring Committee. The Monitoring Committee will consider such projects (or their revised costs) for sanction based on the recommendation of the Appraisal Committee and communication of the Central Commission that such projects are in line with the principles defined in CERC (PSDF) Regulation, 2014 and have been prioritized in accordance with the principles envisaged in these regulations.

Appraisal Committee has been constituted by the Government of India (Ministry of Power) for scrutiny (techno-economic appraisal) and prioritization of the various projects proposals for funding from PSDF.

### Guidelines for submission of DPR:

The Appraisal Committee, in its seventh meeting had suggested to bring uniformity, that a model DPR along with suggested guidelines with regard to spares, taxes etc may be made available to the entities through NLDC website. The matter was deliberated by the Appraisal Committee in the meeting held on 8.9.2015. The committee had recommended the following guidelines:

- Spares as specified under the Tariff Regulations for 2014-19 notified by CERC

- परियोजना लागत में राज्य कर, प्रवेश कर आदि को सम्मिलित न करना
- योजना के मंजूरी के बाद ही लेटर ऑफ अवार्ड (एलएओ) की नियुक्ति
- आपूर्ती और निर्माण एक दूसरे के अनुरूप हो
- वित्त मंत्रालय के सार्वजनिकवित्त प्रबंधन प्रणाली के साथ इसे जोड़ने के लिए प्रत्येक योजना के लिए अलग बैंक खाता खोलना
- पीएसडीएफ के तहत वित्त पोषित विभिन्न योजनाओं के कार्यान्वयन की स्थिति अनुबंध XIII में दी गई है।

- Non consideration of state taxes, entry tax, etc in the project cost
- Placement of the Letter of Award (LOA) only after approval of the scheme.
- Supply and erection shall commensurate with each other.
- Opening of a separate bank account for each scheme for linking of the same with Public Finance Management System (PFMS) of Ministry of Finance.

The Implementation status of various schemes funded under PSDF is given Annexure XIII.

## अध्याय CHAPTER 6

### उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की बैठकें Meetings of North-Eastern Regional Power Committee

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति अपनी विभिन्न स्थायी समितियों की बैठकों में सामरिक संचालन की योजना बनाने, विद्युत के आदान - प्रदान के लिए, वाणिज्यिक व्यवस्था और बकाया / विवादों और अन्य अनसुलझे तकनीकी और वाणिज्यिक मुद्दों के समाधान के लिए विभिन्न स्थायी समितियों अर्थात ओसीसी पीसीसी टीसीसी और विद्युत समिति की बैठकों में चर्चा की गयी। ये बैठकें नियमित रूप से सभी घटकों की सहमति से उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति के तत्वावधान में समय समय पर सुविधानुसार आयोजित की गयी। इन बैठकों में इष्टतम विद्युत की आपूर्ति और क्षेत्र के घटकों को अधिकतम लाभ देने के लिये आम सहमति से लिये गये निर्णयों को लागू किया गया। वर्ष 2020-21 के दौरान आयोजित विभिन्न समितियों की बैठक की सूची अनुलग्नक-XIII पर हैं।

#### 6.1 उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति (एनईआरपीसी) की बैठक:

यह सर्वोच्च निकाय और उनके सदस्यों जो कि इन क्षेत्रों के सातों राज्यों के विद्युत मंत्री हैं, राज्य विद्युत परिषदों के अध्यक्षों, अन्य सम्बन्धित केन्द्रीय क्षेत्र संगठन के अत्यधिक उच्च स्तर के अधिकारी और सदस्य सचिव, एनईआरपीसी की बैठक है। इस समिति के द्वारा बैठकों में प्रमुख मुद्दों पर नीतिगत निर्णय लिया गया। वर्ष 2020-21 के दौरान एनईआरपीसी की एक बैठक (20वीं) आयोजित की गई।

NERPC's interactions with its constituents for strategic operational planning & commercial arrangements for exchange of power and settling of dues/disputes and other unresolved technical and commercial issues are discussed in the meetings of various Standing Committees viz. OCC, PCC, TCC and Power Committee meetings set up for the purpose. These meetings under the aegis of NERPC were held regularly and periodically with the convenience and consent of all the constituents and important decisions taken or arrived at these meetings are implemented, for optimum supply of power and to give maximum benefits to the constituents of the Region. The list of various meeting of different committees held during 2020-21 are at Annexure-XIV

#### 6.1 North-Eastern Regional Power Committee (NERPC) Meeting:

This is the meeting of the highest body and its members are Minister of Power of all the seven States of this Region, Chairmen of the SEBs, very high-level officers of the other related central sector organisation and Member Secretary, NERPC. The policy decisions on major issues are taken by this body in its meeting. During 2020-21, one (21<sup>st</sup>) NERPC meetings was held.

## 6.2 तकनीकी समन्वय समिति (टीसीसी) की

### बैठक:

तकनीकी समन्वय समिति, जो संबंधित घटकों के शीर्ष तकनीकी प्रमुखों से युक्त विद्युत समिति की मुख्य तकनीकी समिति है। वर्ष 2020-21 के दौरान टीसीसी की एक (20वीं) बैठक हुई।

20वीं टीसीसी और एनईआरपीसी बैठक में लिए गए प्रमुख निर्णय/कार्रवाई इस प्रकार हैं:

स्वीकृतियां:

क. नई परियोजनाएं

- 132kv करीमगंज S/S से 132kv S/C बदरपुर-PGCIL के कुमारघाट लाइन से 132KV S/C LILO कनेक्टिविटी ।
- फोरम ने 220kV मारियानी-न्यू मारियानी कनेक्टिविटी के प्रस्ताव को संशोधित किया। नई योजना के तहत, न्यू मारियानी और मारियानी को 220 केवी एस/सी मारियानी-न्यू मारियानी लाइन के माध्यम से जोड़ा जाएगा।
- फोरम ने कुमारघाट सबस्टेशन पर 5MVA 3-फेज 132/33kV पावर ट्रांसफार्मर की पुनः स्थापना को मंजूरी दी।
- थर्ड पार्टी प्रोटेक्शन ऑडिट के आधार पर प्रोटेक्शन सिस्टम के नवीनीकरण और उन्नयन के संबंध में MePGCL प्रस्ताव को फोरम द्वारा मंजूरी दी गई थी।
- फोरम ने विभिन्न एनईआरएसएस योजनाओं के तहत परियोजनाओं के कार्यान्वयन को मंजूरी दी जैसे:
  - i. इम्फाल छोर पर सिलचर (पावरग्रिड) - इम्फाल (पावरग्रिड) 400kV डी/सी लाइन के प्रत्येक सर्किट में 420kV, 2x63MVA स्विचेबल लाइन रिएक्टरों की स्थापना।
  - ii. सलाकाती (पावरग्रिड) में संबद्ध बे के साथ-साथ तृतीय 220/132kV, 1x100MVA आईसीटी की स्थापना।
  - iii. नंगलबिब्रा में नए 220/132kV सबस्टेशन की स्थापना।
  - iv. नामसाई (पावरग्रिड) एस/एस में संबद्ध जीआईएस बे के साथ 1x31.5MVA, 245kV बस रिएक्टर की स्थापना।
- फोरम ने एनईआर के लिए स्वचालित दोष विश्लेषक प्रणाली के कार्यान्वयन के लिए स्वीकृति प्रदान की। प्रस्तावित प्रणाली ट्रिपिंग की सभी घटनाओं का संपूर्ण पोस्टमार्टम विश्लेषण प्रदान करेगी।

## 6.2 Technical Co-ordination Committee (TCC)

### Meeting:

The Technical Co-ordination Committee, which is the main technical committee of the Power Committee comprising of the apex technical heads of the respective constituents. During the year 2020-21, one (20th) TCC meetings was held.

Major decisions/actions taken in 21<sup>st</sup> TCC and NERPC Meeting are as follows:

Approvals:

#### A. New Projects

- 132KV S/C LILO connectivity to 132kv Karimganj S/S from 132kv S/C Badarpur – Kumarghat line of PGCIL.
- The forum revised the proposal w.r.t 220kV Mariani-New Mariani connectivity. Under the new scheme, New Mariani and Mariani shall be connected through 220kV S/C Mariani - New Mariani line.
- Forum approved the re-instatement of 5MVA 3-phase 132/33kV Power Transformer at Kumarghat Substation.
- MePGCL proposal regarding Renovation and Upgradation of Protection System based on Third Party Protection Audit was given approval by the forum.
- Forum approved implementation of projects under various NERSS schemes such as:
  - i. Installation of 420kV, 2x63MVA switchable line reactors, one in each circuit of Silchar (POWERGRID) – Imphal (POWERGRID) 400kV D/c line at Imphal end.
  - ii. Installation of 3rd 220/132kV, 1x100MVA ICT along with associated bays at Salakati (Powergrid).
  - iii. Establishment of new 220/132kV substation at Nangalbibra.
  - iv. Installation of 1x31.5MVA, 245kV bus Reactor along with associated GIS bay at Namsai (POWERGRID) S/s.
- The forum gave approval for the implementation of Automatic Fault Analyzer System for NER. The proposed system will provide complete post mortem analysis of all tripping incidents.

- प्रायोगिक स्वचालित मांग प्रबंधन प्रणाली (एडीएमएस) योजना की सफलता को ध्यान में रखते हुए, सभी एनईआर राज्यों के लिए विस्तारित एडीएमएस योजना को मंजूरी दी गई थी। राज्यों से अनुरोध किया गया था कि वे या तो अलग से डीपीआर तैयार करें या लागत अनुकूलन और तेजी से कार्यान्वयन के लिए एनईआरपीसी के माध्यम से सामान्य निविदा के माध्यम से जा सकते हैं।
- फोरम ने एनईआर में ईएचवी प्रणाली की आपातकालीन बहाली के लिए मोबाइल बे की खरीद को मंजूरी दी। योजना के तहत, एक 220kV बे सभी ईएचवी उपकरण और सुरक्षा प्रणाली के साथ और एक 132kV बे सभी ईएचवी उपकरण और सुरक्षा प्रणाली के साथ NERTS द्वारा क्षेत्रीय स्पेयर के रूप में खरीदा जाएगा।
- फोरम ने 58 अतिरिक्त सुरक्षा सेटिंग गणना उपकरण (पीएससीटी) लाइसेंस की खरीद का फैसला किया।

#### ख. मौजूदा परियोजनाएं - उन्नयन/प्रणाली में सुधार

- फोरम ने NERSS-II के तहत मीसा में मौजूदा GIS बे में 1x80 MVAR 420kV बस रिएक्टर के पूंजीकरण को नोट किया।
- फोरम ने विभिन्न एनईआरएसएस योजनाओं के तहत परियोजनाओं के कार्यान्वयन को मंजूरी दी जैसे:
  - i. मौजूदा 132 केवी नमसाई (पावरग्रिड) एस/एस को 220 केवी (जीआईएस के रूप में 220 केवी साइड के साथ) में 2x160 एमवीए, 220/132 केवी आईसीटी के साथ संबद्ध बे और 4 नंबर भविष्य की लाइन बे के लिए स्थान की स्थापना के साथ उन्नयन।
  - ii. सिलीगुड़ी-बोंगाईगांव 400 केवी डी/सी लाइन का ट्विन एचटीएलएस कंडक्टर के साथ सिलीगुड़ी और बोंगाईगांव सबस्टेशन में प्रत्येक 2nos. 400kV बे के उन्नयन के साथ पुनः संचालन।
  - iii. अलीपुरद्वार - सलाकाती 220kV डी/सी लाइन का सिंगल एचटीएलएस कंडक्टर के साथ अलीपुरद्वार और सलाकाती सबस्टेशन में प्रत्येक 2 220kV बे के उन्नयन के साथ पुनः संचालन।
  - iv. बीटीपीएस का पुनः संचालन - सलाकाती 220 केवी डी / सी लाइन सिंगल एचटीएलएस कंडक्टर के साथ बीटीपीएस और सलाकाती सबस्टेशन में प्रत्येक 2 नंबर 220 केवी बे के साथ उन्नयन।

- After noting the success of pilot Automatic Demand Management System(ADMS) scheme, expanded ADMS scheme was given approval for all the NER states. States were requested to either prepare DPR separately or may go through common tendering through NERPC for cost optimization & faster implementation.
- The forum approved the procurement of mobile bays for emergency restoration of EHV system in NER. Under the scheme, one no. 220kV bay with all EHV equipment & protection system and one no. 132kV bay with all EHV equipment & protection system to be procured by NERTS as regional spare.
- The forum decided to procure 58 nos. of additional Protection Setting Calculation Tool(PSCT) license.

#### B. Existing Projects – Upgradation/System Improvement

- Forum noted the capitalization of 1x80 MVAR 420kV bus reactor in existing GIS bay at Misa under NERSS-II.
- Forum approved implementation of projects under various NERSS schemes such as:
  - i. Upgradation of existing 132kV Namsai (POWERGRID) S/s to 220kV (with 220kV side as GIS) with installation of 2x160MVA, 220/132kV ICTs alongwith associated bays and space for 4 no. future line bays.
  - ii. Re-conductoring of Siliguri – Bongaigaon 400kV D/c line with Twin HTLS conductor along with upgradation of 2 nos. of 400kV bays each at Siliguri & Bongaigaon substation.
  - iii. Re-conductoring of Alipurduar – Salakati 220kV D/c line with Single HTLS conductor along with upgradation of 2 nos. of 220kV bays each at Alipurduar & Salakati substation.
  - iv. Re-conductoring of BTPS – Salakati 220kV D/c line with Single HTLS conductor along with upgradation of 2 nos. of 220kV bays each at BTPS & Salakati substation.

- v. दीमापुर का पुनः संचालन - इंफाल 132kV सिंगल एचटीएलएस कंडक्टर के साथ एस / सी लाइन और टावर को मजबूत करना, जहां भी आवश्यक हो, साथ में दीमापुर और इंफाल सबस्टेशन में प्रत्येक 1 नंबर 132kV की संबद्ध बे का उन्नयन।
- vi. सिंगल एचटीएलएस कंडक्टर के साथ लोकतक-जिरीबाम 132 केवी एस/सी लाइन का पुनः संचालन और टावर को मजबूत करना, जहां कहीं आवश्यक हो, लोकतक और जिरीबाम सबस्टेशन में प्रत्येक 1 नंबर 132kV की बे के साथ उन्नयन।
- vii. 132/33kV निरजुली (पावरग्रिड) एस/एस के 132kV स्तर का जीआईएस के माध्यम से डबल मेन बस योजना में रूपांतरण।
- viii. जीआईएस के माध्यम से 400/132/33kV इंफाल (पावरग्रिड) एस/एस के पुराने (25 वर्ष से अधिक) 132kV बस खंड का डबल मुख्य बस योजना में और एआईएस के माध्यम से नए 132kV बस अनुभाग को डबल मुख्य बस योजना में रूपांतरण।
- ix. 25 वर्ष की आयु पूरी होने पर 132 केवी बदरपुर, 132 केवी खलीहरियात, 132/33 केवी निरजुली और 132 केवीमफाल सबस्टेशन को सिंगल मेन ट्रांसफर स्कीम से डबल मेन ट्रांसफर स्कीम में बदलना।
- x. एचटीएलएस कंडक्टर द्वारा खलीहरियात से पंचग्राम तक 132 केवी लाइन का पुनः संचालन।

#### संकल्प:

- फोरम ने एनईआर में विश्वसनीय संचार योजनाओं के लिए, एनईआर के लिए विशेष विचार के रूप में, पीएसडीएफ से 100% वित्त पोषण प्रदान करने के लिए विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार से अनुरोध करने का संकल्प लिया।।
- फोरम ने बीजीटीपीपी टैरिफ में कमी के मुद्दे को संबोधित करने के लिए, या अन्यथा, बीजीटीपीपी के फर्म शेयर को हटाने के लिए ताकि एनईआर राज्यों पर वित्तीय बोझ से राहत मिल सके, विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार से अनुरोध करते हुए संकल्प को अपनाने का निर्णय लिया।।

v. Re-conductoring of Dimapur – Imphal 132kV S/c line with Single HTLS conductor and strengthening of tower, wherever required along with upgradation of associated bays along with upgradation of 1 no. of 132kV bay each at Dimapur & Imphal substation.

vi. Re-conductoring of Loktak – Jiribam 132kV S/c line with Single HTLS conductor and strengthening of tower, wherever required along with upgradation of 1 no. of 132kV bay each at Loktak & Jiribam substation.

vii. Conversion of 132kV level of 132/33kV Nirjuli (POWERGRID) S/s to Double Main Bus Scheme through GIS.

viii. Conversion of old (more than 25 years) 132kV bus section of 400/132/33kV Imphal (POWERGRID) S/s to Double Main Bus Scheme through GIS and new 132kV bus section to Double Main Bus Scheme through AIS.

ix. Conversion of 132kV Badarpur, 132kV Khliehriat, 132/33kV Nirjuli and 132kV Imphal substations from single main transfer scheme to double main transfer scheme on completion of 25 years age.

x. Re-conductoring of the 132kV line from Khliehriat to Panchgram by HTLS conductor.

#### Resolutions:

- The forum resolved to request Ministry of Power, Govt. of India to grant 100% funding from PSDF, as a special consideration for NER, for reliable communication schemes in NER.
- The forum decided to adopt resolution requesting Ministry of Power, Govt. of India to address the issue of further reduction in BgTPP tariff, or otherwise, to deallocate the firm share of BgTPP so as to relieve the financial burden on NER states.

### 6.3 वाणिज्यिक समिति (सीसी) की बैठक:

एक वाणिज्यिक समिति की बैठक (38वीं) सदस्य सचिव, एनईआरपीसी की अध्यक्षता में आयोजित की गई। इन बैठकों में जिन मुख्य मुद्दों पर चर्चा हुई, वे नीचे दिए गए हैं:

1. डीएसएम, रिएक्टिव, एजीसी, एससीईडी आदि के लिए नेट पूलिंग सेटलमेंट पर सहमति बनी।
2. एनईआरपीसी सचिवालय में ऊर्जा लेखा सॉफ्टवेयर का कार्यान्वयन।
3. टैरिफ विनियम 2019-2024 का कार्यान्वयन।
4. सीईआरसी (अंतर-राज्यीय पारेषण प्रभारों और हानियों का बंटवारा) विनियम 2020 का कार्यान्वयन।
5. द्वितीयक ईंधन तेल खपत के मुआवजे के वितरण के लिए तंत्र को अंतिम रूप दिया गया।
6. सीसीएम मंचों में विभिन्न एनईआर उपयोगिताओं के बकाया देय और एलसी पर चर्चा की गई। बकाया राशि के समय पर भुगतान के लिए सदस्यों को प्रभावित किया गया।
7. विभिन्न मीटरिंग मुद्दों पर चर्चा की गई और उनका समाधान किया गया।

### 6.4 संचालन समन्वय समिति (ओसीसी) की बैठक:

राज्य विद्युत बोर्ड/विद्युत विभाग, केन्द्रीय क्षेत्र की विद्युत पारेषण और क्षेत्र में उत्पादन एजेंसियों के नामितों द्वारा प्रतिनिधित्व की जाने वाली संचालन समन्वय समिति (ओसीसी) की प्रत्येक माह में एक बार बैठक होती है। वर्ष 2020-21 के दौरान सदस्य सचिव, एनईआरपीसी की अध्यक्षता में 155वीं से 166वीं ओसीसी बैठकें आयोजित की गईं। ओसीसी बैठकों में उत्पादन अनुसूची, आपातकालीन आवश्यकताओं सहित बिजली की आवश्यकताएं, केन्द्रीय क्षेत्र आवंटन, कमी, उत्पादन इकाइयों और ट्रांसमिशन लाइनों के लिए रखरखाव और शटडाउन अनुसूची जैसे विषयों पर चर्चा की गई और उन्हें अंतिम रूप दिया गया। एसपीएआर के कार्यान्वयन की स्थिति, स्काडा/ईएमएस प्रणाली के उन्नयन/विस्तार, नई पारेषण लाइनों के चालू होने की प्रगति/स्थिति, राज्य और केन्द्रीय क्षेत्र में उत्पादन इकाइयों और संबद्ध पारेषण प्रणाली आदि की समीक्षा की गई।

### 6.3 Commercial Committee (CC) Meeting:

Three Commercial Committee meetings (39<sup>th</sup> to 41<sup>st</sup>) were held under the Chairmanship of the Member Secretary, NERPC. The main issues discussed in these meetings are given below:

1. Net Pooling Settlement for DSM, Reactive, AGC, SCED etc. was agreed.
2. Implementation of Energy Accounting Software in NERPC Secretariat.
3. Implementation of Tariff Regulations 2019-2024.
4. Implementation of CERC (Sharing of Inter-State Transmission Charges and Losses) Regulations 2020.
5. Mechanism for distributing Compensation of Secondary Fuel Oil Consumption was finalised.
6. Outstanding dues and LC of various NER utilities were discussed in the CCM forums. The members were impressed upon for timely clearance of outstanding dues.
7. Various metering issues were discussed and resolved.

### 6.4 Operation Co-ordination Committee (OCC) Meeting:

The Operation Coordination Committee (OCC) represented by nominees from the State Electricity Boards/Electricity Department, Central Sector Power Transmission and Generation Agencies in the region, meet once in every month. During the year 2020-21, 167<sup>th</sup> to 176<sup>th</sup> OCC meetings were held under the Chairmanship of the Member Secretary, NERPC. In the OCC meetings the subjects like Generation Schedule, Power requirements including emergency requirements, Central Sector allocation, shortfalls, maintenance and shutdown schedule for generating units and transmission lines were discussed and finalized. The status of implementation of SPAR, upgradation/ expansion of SCADA/EMS system, progress/status of commissioning of new transmission lines, generating units and associated transmission system in the state and central sector etc. were reviewed.

आरपीसी बैठकों में लिए गए निर्णयों के क्रियान्वयन की निगरानी की गई। फ्रीक्वेंसी लोड शेडिंग योजना के तहत, उत्पादन और पारेषण तत्वों की लंबी आउटेज पर नियमित रूप से चर्चा की गई।

ग्रिड के सुचारू संचालन के लिए उत्पादन और पारेषण तत्वों की शीघ्र बहाली का अनुसरण किया गया। ग्रिड के समग्र प्रदर्शन की समीक्षा की गई और आवश्यक सुधार के लिए निर्णय लिए गए। महीने के दौरान सिस्टम में गड़बड़ी और भविष्य में ऐसी घटनाओं की पुनरावृत्ति से बचने के लिए उपचारात्मक उपायों पर चर्चा की गई।

इन बैठकों में जिन मुख्य मुद्दों पर चर्चा हुई, वे नीचे दिए गए हैं:

1. अज़रा और सिलचर के बीच संचार चैनल बेमेल होने के कारण अज़ारा में ऑटो-रिक्लोजर समस्या पर प्रकाश डाला गया। ओईएम से आवश्यक सहायता प्राप्त करने के बाद मामले का समाधान किया गया।
2. ओसीसी फोरम ने 19वीं एनईआरपीसी बैठक में निर्णय के अनुसार स्वचालित अंडर फ्रीक्वेंसी लोड शेडिंग योजना के कार्यान्वयन की स्थिति की समीक्षा की गई।
3. फोरम ने कमेंग एचईपी के लिए चरण प्रतिक्रिया परीक्षण और प्रतिक्रियाशील शक्ति क्षमता परीक्षण परिणाम को नोट किया।
4. कोपिली एचईपी में क्षतिग्रस्त संपत्तियों के लिए विस्तृत बहाली योजना को अंतिम रूप दिया गया था और इसके लिए लागत अनुमान तैयार किया गया था।
5. रंगनाडी एचईपी में 420kV 80MVAR बस रिएक्टर की स्थापना स्थिति पर फोरम में चर्चा की गई।
6. 132 केवी लोकताक-निंगथौखोंग सीकेटी-II के साथ-साथ 132 केवी लोकताक-रेनपांग डी/सी की कमीशनिंग स्थिति पर चर्चा की गई।
7. फोरम ने एनईआर में ईएचवी प्रणाली की आपातकालीन बहाली के लिए मोबाइल सबस्टेशन के लिए सैद्धांतिक मंजूरी दी।
8. फोरम में SEM/DCD खरीद और स्थापना से संबंधित मद्दों पर चर्चा की गई।
9. ओसीसी फोरम में विभिन्न ग्रिड घटनाओं के लिए आरजीएमओ विश्लेषण पर नियमित रूप से चर्चा की गई।
10. सभी एनईआर एसएलडीसी के लिए मासिक आरएमएसई डेटा का उपयोग करके लोड पूर्वानुमान त्रुटि

की निगरानी द्वारा एसएलडीसी द्वारा सटीक लोड पूर्वानुमान।

The implementation of decisions taken in RPC meetings was monitored. Under Frequency Load Shedding Scheme, long outage of the generating and transmission elements was discussed regularly.

Early restoration of generation and transmission elements was pursued for smooth operation of grid. The overall performance of the Grid was reviewed and decisions were taken for necessary improvement. System disturbances during the month and remedial measures to avoid repetition of such incidences in future were discussed.

The main issues discussed in these meetings are given below:

1. Auto-reclosure issue at Azara caused due to communication channel mismatch between Azara and Silchar was highlighted. Matter was resolved after availing necessary support from OEM.
2. The OCC forum reviewed the implementation status of Automatic Under Frequency Load Shedding scheme as decided in 19th NERPC meeting.
3. The forum noted the Step Response Test and Reactive Power Capability Test outcome for Kameng HEP.
4. Detailed Restoration plan for the damaged assets at Kopili HEP was finalized and cost estimate for the same was prepared.
5. Installation status of 420kV 80MVAR bus reactor at Ranganadi HEP was discussed in the forum.
6. Commissioning status of 132kV Loktak-Ningthoukong Ckt-II along with 132 kV Loktak-Renpang D/C was discussed.
7. The forum gave in-principle approval for Mobile Substation for Emergency Restoration of EHV system in NER.
8. Items related to SEM/DCD procurement and installation were discussed in the forum.
9. RGMO analysis for various grid events were regularly discussed in the OCC forum.
10. Accurate load forecasting by SLDCs by monitoring of load forecast error using monthly RMSE data for all NER SLDCs.

11. मंच में विस्तृत विचार-विमर्श के बाद बांग्लादेश से संबंधित एसपीएस-2 और 4 को लागू किया गया।
12. 1 जून 2020 से अखिल भारतीय आधार पर रीयल टाइम मार्केट (RTM) के कार्यान्वयन के संचालन संबंधी मुद्दों पर चर्चा की गई।
13. संबंधित उपयोगिताओं के लिए शेड्यूलिंग, वास्तविक निकासी/इंजेक्शन और विचलन से संबंधित मुद्दों पर चर्चा की गई और सुझाव दिए गए।
14. मंच में शटडाउन प्रबंधन से संबंधित विभिन्न परिचालन मुद्दों पर चर्चा की गई और उनका समाधान किया गया।
15. AGTCCPP इकाइयों के लिए DVARs परीक्षण निर्धारित किए गए थे।
16. उत्पादन इकाइयों की प्राथमिक आवृत्ति प्रतिक्रिया के आवधिक परीक्षण के लिए अनुसूची तैयार की गई थी।
17. एईजीसीएल के लिए एनईआरएसएस-VI योजना के तहत परियोजनाओं की निष्पादन स्थिति की निगरानी फोरम द्वारा की गई थी।
18. मंच द्वारा जनरेटिंग स्टेशनों को जोड़ने वाली लाइनों के लिए एआर के कार्यान्वयन के प्रस्ताव को मंजूरी दी गई।
19. फोरम द्वारा पूर्वोत्तर क्षेत्र के घटकों के लिए रिजर्व शटडाउन दिशानिर्देशों को अंतिम रूप दिया गया।
20. फोरम में अपर असम सिस्टम में हाई वोल्टेज परिदृश्य के प्रबंधन में आने वाली कठिनाइयाँ और निम्नलिखित सुझाव दिए गए हैं:  
ए। राज्य के स्वामित्व वाले उत्पादन स्टेशनों से रीयल टाइम स्काडा डेटा उपलब्धता।  
बी। नामरूप और लक्वा को क्षमता वक्र सीमा के अनुसार अधिकतम एमवीएआर समर्थन देना चाहिए।
21. एनईआर राज्यों के लिए थर्ड पार्टी प्रोटेक्शन ऑडिट के तहत सिफारिशों के अनुपालन की स्थिति की निगरानी फोरम द्वारा की गई थी।
22. पीएसडीएफ के तहत वित्त पोषित परियोजनाओं की स्थिति जैसे नवीनीकरण और उन्नयन, समस्त, एडीएमएस आदि की मंच द्वारा नियमित रूप से निगरानी की जाती थी।
23. 400 केवी सिलचर-अजारा और 400 केवी सिलचर-बिरनीहाट के लिए 400 केवी टीएलएसए की स्थापना की स्थिति नोट की गई।

11. SPS-2&4 related to Bangladesh were implemented after detailed deliberation in the forum.
12. Operational issues w.r.t Real Time Market (RTM) implementation on Pan India basis from 1st June 2020 were discussed.
13. Issues concerning scheduling, actual drawl/injection and deviations were discussed for concerned utilities and suggestions were given.
14. Various operational issues pertaining to shutdown management were discussed and resolved in the forum.
15. DVARs testing for AGTCCPP units were scheduled.
16. Schedule for periodic testing of primary frequency response of generating units was prepared.
17. Execution status of projects under NERSS-VI Scheme for AEGCL was monitored by the forum.
18. Proposal for Implementation of AR for lines connecting generating stations was approved by the forum.
19. Reserve Shutdown guidelines for NER constituents were finalized by the forum.
20. Difficulties faced in management of high voltage scenario in Upper Assam System in the forum and the following suggestions were made:  
a. Real time SCADA data availability from state owned generating stations.  
b. Namrup and Lakwa should deliver maximum MVAR support as per capability curve limit.
21. Compliance status of recommendations under Third Party Protection Audit for NER states was monitored by the forum.
22. Status of projects funded under PSDF such as Renovation and Upgradation, SAMAST, ADMS etc were regularly monitored by the forum.
23. Status of installation of 400kV TLSA for 400kV Silchar-Azara & 400kV Silchar-Byrnihat was noted.

### 6.5 संरक्षण समन्वय समिति (पीसीसी) की बैठक:

संरक्षण समिति में राज्य विद्युत परिषदों/विद्युत विभागों और केन्द्रीय क्षेत्र की विद्युत एजेंसियों के संरक्षण अभियंताओं द्वारा प्रतिनिधित्व किया जाता है। इस समिति का उद्देश्य विभिन्न ग्रिड व्यवधान, उत्पादन और संचरण से संबंधित विभिन्न संरक्षण स्किमों, पुराने रिले को बदलने से संबंधित, अक्सर होने वाले फॉल्ट, रिले स्थापना का समन्वय आदि का विश्लेषण करना है। 55 वीं संरक्षण समन्वय समिति की बैठक इस वित्तीय वर्ष के दौरान सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की अध्यक्षता में आयोजित की गई। इन बैठकों में चर्चा के

मुख्य मुद्दों का विवरण नीचे दिया गया है :

- 1 संरक्षण योजनाओं के मानकीकरण के लिए पारेषण लाइनों, ट्रांसफार्मरों, रिएक्टरों आदि और रिले सेटिंग्स के विभिन्न सुरक्षा विवरण प्रस्तुत करना।
- 2 समय पर पूर्ण करने के लिए तृतीय-पक्ष सुरक्षा लेखापरीक्षा किया गया।
- 3 सबस्टेशन के लिए 220 वी डीसी बैटरी सिस्टम के साथ-साथ पीएलसीसी उपकरण के लिए 48 वी डीसी बैटरी सिस्टम की स्वस्थता।
- 4 विक्षोभ रिकॉर्डर चैनलों के मानकीकरण के लिए अंतिम योजना तैयार की गई थी।
- 5 सिंगल फेज ऑटो-रिक्लोजर योजना पर चर्चा की गई और आईएसटीएस लाइनों के लिए इसे सफलतापूर्वक लागू किया गया।
- 6 लाइन डिफरेंशियल प्रोटेक्शन (एलडीपी) को स्थापित / कार्यान्वित करने के लिए छोटी लाइनों की पहचान।
- 7 डाउनस्ट्रीम के साथ बेहतर रिले सेटिंग समन्वय के लिए सबस्टेशनवार रिले सेटिंग्स की समीक्षा की गई।

### 6.5 Protection Co-ordination Committee (PCC) Meeting:

The Protection Committee is represented by Protection Engineers of State Electricity Boards/Electricity Departments and Central Sector Power generation and transmission Agencies. Objective of this Committee is to analyze grid disturbances, discuss protection issues relating to generation and transmission system like protection schemes, replacement of old relays, frequently occurring faults, co-ordination of relay setting etc. 55<sup>th</sup> Protection Co-ordination Committee meetings was held during this financial year under the Chairmanship of the Member Secretary, NERPC.

The main issues discussed in these meetings were as below:

- 1 Submission of various protection details of transmission lines, transformers, reactors etc. and relay settings for standardization of Protection Schemes.
- 2 Monitoring of Third-Party protection audit was done for timely completion.
- 3 Healthiness of 220 V DC battery system for substation as well as 48 V DC battery system for PLCC equipment.
- 4 Final plan for Standardization of Disturbance Recorder Channels were formulated.
- 5 Single Phase Auto- Reclosure scheme was discussed & successfully implemented for ISTS lines.
- 6 Identification of short lines to install/implement Line Differential Protection (LDP).
- 7 Substation wise Relay settings was reviewed for better relay setting co-ordination with downstream.

## 6.6 उत्तर पूर्वी टेलिकम्युनिकेशन स्काडा तथा टेलीमेट्री (नेटेस्ट) बैठक

15वीं टीसीसी और एनईआरपीसी बैठक के दौरान एनईआरपीसी की उप-समिति के रूप में नेटेस्ट को मंजूरी दी गई थी। वर्ष 2020-21 के दौरान सदस्य सचिव, एनईआरपीसी की अध्यक्षता में 17वीं से 19वीं नेटेस्ट बैठक आयोजित की गई।

समिति का मुख्य उद्देश्य प्रणाली के सुचारु संचालन के लिए मौजूदा संचार प्रणाली के सुधार और उन्नयन के साथ-साथ बिजली क्षेत्र में नवीनतम संचार प्रौद्योगिकी के कार्यान्वयन की निगरानी करना है।

इन बैठकों में जिन मुख्य मुद्दों पर चर्चा हुई, वे इस प्रकार थे:

1. वर्ष के दौरान यूएलडीसी अपग्रेडेशन माइक्रोवेव वेकेशन प्रोजेक्ट सफलतापूर्वक पूरा किया गया।
2. एनईआर क्षेत्र के लिए वीसैट प्रणाली प्रस्तावित की गई थी
3. 7 वर्ष की अवधि समाप्त होने के बाद 2024 तक एसएलडीसी के लिए एससीएडीए और ईएमएस प्रणालियों के उन्नयन की योजना प्रस्तावित की गई थी।
4. एसएलडीसी में एससीएडीए/आईटी प्रणाली में साइबर सुरक्षा पहलू पर चर्चा की गई।

## 6.6 The North Eastern Telecommunication SCADA & Telemetry (NeTest) Meeting:

The NeTest was approved as a sub-committee of NERPC during the 15th TCC&NERPC meeting. During the year 2020-21, 17th to 19th NeTest meeting were held under the chairmanship of the Member Secretary, NERPC.

The main objective of the committee is to monitor the implementation of latest communication technology in power sector along with improvement and upgradation of existing communication system for smooth operation of the system.

The main issues discussed in these meetings were as below:

1. ULDC Upgradation Microwave Vacation project was completed successfully during the year.
2. VSAT system was proposed for NER region
3. Plan for upgradation of SCADA and EMS systems for SLDCs by 2024 after the expiry of 7yr life span was proposed.
4. Cyber Security aspect in SCADA/IT system at SLDCs was discussed.

## अध्याय CHAPTER 7

### रिपोर्ट एवं प्रमाणन Reports & Certification

#### 7.1 जारी की गई रिपोर्ट:

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति ग्रिड प्रचालन, भार उत्पादन संतुलन, प्रणाली विश्लेषण इत्यादि पर रिपोर्ट जारी करती हैं। विभिन्न रिपोर्टों का विवरण निम्नलिखित हैं:

- अ) मासिक विद्युत आपूर्ति की स्थिति
- ब) मासिक प्रगति रिपोर्ट
- स) भार उत्पादन संतुलन रिपोर्ट
- द) वार्षिक रिपोर्ट

#### 7.2 पारिषण उपलब्धता का प्रमाणन

सीईआरसी के द्वारा अधिसूचित विनियम L-1/144/2013/CERC दिनांकित 21-02-14 और 01-04-14 से प्रभावी के अंतर्गत पावरग्रिड लाइनों व उपकरणों का मासिक उपलब्धता प्रमाण पत्र उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत सचिवालय द्वारा वर्ष 2020-21 के लिये जारी किया गया। वर्ष 2020-21 के लिये मासिक उपलब्धता का विवरण निम्नलिखित हैं:

#### 7.1 Reports Issued:

NERPC has been issuing various reports regarding system operational data, load generation balance data, system studies data etc. The details of various reports issued by NERPC are given below: -

- a) Monthly Power Supply Position;
- b) Monthly Progress Reports;
- c) Load Generation Balance Report;
- d) Annual Report.

#### 7.2 Certification of Transmission Availability:

As per CERC Regulations 2014-19 vide notification No. L-1/144/2013/CERC dated 21-02-14 effective from 01-04-14, Availability Certificate of Power grid, NETC element in NER during 2020-21 was issued by NERPC Secretariat on monthly basis. The details of Availability for the year 2020-21 are as given below:

माह Month	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में अंत- क्षेत्रीय पावरग्रिड अवयवों के लिए संयुक्त उपलब्धता  Composite Availability for Intra-Regional POWERGRID elements in NER (in %)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में अंत-क्षेत्रीय एनईटीसी अवयवों के लिए संयुक्त उपलब्धता  Composite Availability for Intra-Regional NETC elements in NER (in %)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में अंत-क्षेत्रीय केएमटीएल अवयवों के लिए संयुक्त उपलब्धता  Composite Availability for Intra-Regional KMTL elements in NER (in %)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में अंत-क्षेत्रीय रीजनल एनईआर-II अवयवों के लिए संयुक्त उपलब्धता  Composite Availability for Intra-Regional NER-II Transmission Ltd. elements in NER (in %)
Apr-20	99.92	100.00		
May-20	99.86	100.00		
Jun-20	99.86	99.87		
Jul-20	99.81	99.84		
Aug-20	99.95	99.93		
Sep-20	99.90	100.00		
Oct-20	99.85	99.97		
Nov-20	99.93	99.99	99.98	
Dec-20	99.81	99.83	99.99	
Jan-21	99.88	100.00	100.00	99.91
Feb-21	99.87	100.00	100.00	100.00
Mar-21	99.82	99.97	99.97	99.18

## अध्याय CHAPTER 8

### राजभाषा नीति का कार्यान्वयन Implementation of Official Language Policy

#### 8.1 हिंदी प्रशिक्षण:

कार्यालय के 64 % कर्मचारियों को हिंदी का कार्यसाधक ज्ञान है। शेष कर्मचारियों को जल्द हिंदी प्रशिक्षण के लिए नामित किया जाने का सुझाव दिया गया है। साथ ही इस कार्यालय के यूडीसी /एलडीसी को हिंदी टाइपिंग के लिए भी नामांकित करने का सुझाव दिया गया है। कर्मचारी और अधिकारियों के हिंदी संबंधी ज्ञान तथा हिंदी में काम करने में सहायता के लिए वर्ष के दौरान एक हिंदी कार्यशाला का आयोजन दिनांक- 03.08.2020 को किया गया।

#### 8.2 हिंदी पत्राचार एवं प्रयोग :

राजभाषा विभाग, गृह मंत्रालय, भारत सरकार के वार्षिक कार्यक्रम के निर्धारित लक्ष्यों को प्राप्त करने की कोशिश निरंतर जारी है। वर्ष 2020-21 के दौरान 'क', 'ख' और 'ग' क्षेत्र को हिंदी पत्राचार का प्रतिशत 82%, 76% और 78% रहा। कार्यालय में प्रयुक्त सभी रबड़ की मोहरें, स्टैम्प आदि द्विभाषी हैं। सभी कंप्यूटरों को यूनिकोड समर्थित कर दिए गए हैं। रजिस्ट्रों और सेवा पंजिकाओं के शीर्षक द्विभाषी हैं। इस कार्यालय के वेबसाइट आंशिक रूप से द्विभाषी हैं।

#### 8.3 राजभाषा कार्यान्वयन समिति की बैठक :

वर्ष 2020-21 के दौरान राजभाषा कार्यान्वयन समिति की दो बैठकों का आयोजन किया गया।

#### 8.4 हिंदी सप्ताह एवं हिंदी संबंधित अन्य गतिविधियां:

वर्ष के दौरान हिंदी सप्ताह 14.09.2020 से 20.09.2020 तक मनाया गया। इन दिनों अनेक प्रतियोगिताओं जैसे निबंध लेखन, अनुवाद, काव्य वाचन आदि का आयोजन किया गया और कर्मचारियों को हिंदी के प्रति जागरूक एवं प्रोत्साहित किया गया। हिंदी के ज्ञान को विस्तार करने के उद्देश्य से कार्यालय के मुख्य प्रवेश द्वार पर ब्लैक-बोर्ड पर रोज़ हिंदी का एक शब्द उसके अंग्रेजी अर्थ के साथ दर्शाया जा रहा है।

\*\*\*\*\*

अनुलग्नक और प्रदर्श  
**Annexures and Exhibits**

**उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति, शिलांग, मेघालय के सदस्य**  
**CONSTITUENTS OF NORTH EASTERN REGIONAL POWER COMMITTEE**  
**SHILLONG (MEGHALAYA)**

<b>अध्यक्ष, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति Chairman, NERPC</b>		
<p>श्री नैफिउ रिओ,  माननीय मुख्य मंत्री एवं (प्रभारी) विद्युत मंत्री,  नागालैण्ड सरकार,  कोहिमा।  <b>Shri Neiphiu Rio</b>  <b>Hon'ble Chief Minister &amp; I/C Power,</b>  <b>Govt. of Nagaland,</b>  <b>Kohima.</b></p>		
<b>सदस्य Members (as on 31.03.2021)</b>		
1.	<p><b>श्री चाओना मेन</b>  माननीय उप.मुख्य मंत्री एवं विद्युत मंत्री,  अरुणाचल प्रदेश सरकार</p>	<p>Shri Chowna Mein,  Hon'ble Dy. Chief Minister and Minister of Power,  Govt. of Arunachal Pradesh,  Itanagar.</p>
2.	<p><b>श्री तोपोन कुमार गोगोइ</b>  माननीय विद्युत मंत्री,  असम सरकार, गुवाहाटी</p>	<p>Shri Topon Kumar Gogoi  Hon'ble Minister of Power,  Govt. of Assam,  Guwahati.</p>
3.	<p><b>श्री टीएच.बिश्वजीत सिंह</b>  माननीय विद्युत मंत्री, मणिपुर सरकार  इम्फाल</p>	<p>Shri Th. Biswajit Singh,  Hon'ble Minister of Power,  Govt. of Manipur,  Imphal.</p>
4.	<p><b>श्री आर लालजिरलियना,</b>  माननीय मुख्य मंत्री एवं  विद्युत मंत्री, मिजोरम सरकार  आइजोल</p>	<p>Shri R. Lalzirliana,  Hon'ble Minister of Power,  Govt. of Mizoram,  Aizawl.</p>
5.	<p><b>श्री जेम्स के संगमा ,</b>  माननीय विद्युत मंत्री  मेघालय सरकार  शिलांग</p>	<p>Shri James K Sangma,  Hon'ble Minister of Power, Govt. of Meghalaya  Shillong</p>
6.	<p><b>श्री जिशु देव वर्मा</b>  माननीय उप मुख्यमंत्री विद्युत मंत्री,  त्रिपुरा सरकार, अगरतला।</p>	<p>Shri Jishnu Dev Varma  Hon'ble Dy. Chief Minister and Minister of Power,  Govt. of Tripura,  Agartala.</p>
7.	<p><b>श्री दिनेश चंद्र ,आईईएस</b>  सदस्य (जीओ&amp;डी)  केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण</p>	<p>Shri Dinesh Chandra, IES  Member (GO&amp;D),  Central Electricity Authority,  New Delhi.</p>

	नई दिल्ली	
8.	श्री के. तायेंग, आईएएस आयुक्त (विद्युत), अरुणाचल प्रदेश सरकार, ईटानगर।	Shri K. Tayeng, IAS Commissioner (Power), Govt. of Ar. Pradesh, Itanagar.
9.	श्री नीरज वर्मा, आईएएस मुख्य सचिव (विद्युत), असम सरकार, दिसपुर, गुवाहाटी।	Shri Niraj Verma, IAS Principal Secretary (Power), Govt. of Assam, Dispur, Guwahati.
10.	श्री केएच रघुमनी, आईएएस प्रधान सचिव विद्युत, मणिपुर सरकार, इम्फाल।	Shri Kh. Raghmani, IAS Principal Secretary (Power), Govt. of Manipur, Imphal.
11.	डॉ. मंजुनाथन सी., आईएएस आयुक्त एवं सचिव (विद्युत) मेघालय सरकार, शिलांग।	Dr. Manjunathan C., IFS Commissioner & Secretary (Power), Govt. of Meghalaya, Shillong
12.	श्री एच. ललेंगमविया, आई.ए.एस. सचिव (विद्युत) मिजोरम सरकार, आइजोल।	Shri H. Lalengmawia, IAS Secretary (Power), Govt. of Mizoram, Aizawl.
13.	श्री के.डी. विजो, आई.टी.एस सचिव (विद्युत), नगालैण्ड सरकार, कोहिमा।	Shri K. D. Vizo, ITS Secretary (Power), Govt. of Nagaland, Kohima.
14.	श्री गीते किरणकुमार दिनकरराव, आईएएस प्रधान सचिव विद्युत, त्रिपुरा सरकार, अगरतला।	Shri Gitte Kirankumar Dinkarrao, IAS Principal Secretary of Power, Govt. of Tripura, Agartala.
15.	श्री जिष्णु बरुआ, आईएएस अध्यक्ष एईजीसीएल/एपीजीसीएल/एपीडीसीएल असम सरकार गुवाहाटी	Shri Jishnu Baruah, IAS Chairman AEGCL/APGCL/APDCL Guwahati Govt. of Assam
16.	श्री ध्रुवज्योती हज़ारिका प्रबंध निदेशक, एईजीसीएल, असम सरकार, गुवाहाटी।	Shri. Dhrubajyoti Hazarika Managing Director, AEGCL Govt. of Assam, Guwahati.
17.	श्रीमती कल्याणी बरुवा प्रबंध निदेशक, एपीजीसीएल, असम सरकार, गुवाहाटी।	Smti. Kalyani Baruah Managing Director, APGCL Govt. of Assam, Guwahati.

18.	श्री राजेश अग्रवाल, आईएएस प्रबन्धक निदेशक, ए.पी.डी.सी.एल. असम सरकार गुवाहाटी	Shri Rajesh Agarwal, IAS Managing Director, APDCL Govt. of Assam, Guwahati.
19.	श्री. अरुण केंभवी, आईएएस अध्यक्ष, एमईईसीएल मेघालय सरकार, शिलांग	Shri Arun Kembhavi, IAS Chairperson, MeECL Govt. of Meghalaya Shillong
20.	श्री वी.के. सिंह, अध्यक्ष और प्रबन्ध निदेशक, नीपको लिमिटेड, शिलांग।	Shri V. K. Singh, Chairman & Managing Director NEEPCO Ltd., Shillong.
21.	श्री वाइ.के.चौबे निदेशक (टकनीकी), एन एच पी सी, फरीदाबाद (हरियाणा)।	Shri Y. K. Chaubey Director (Technical), N.H.P.C., Faridabad (Haryana).
22.	श्री ए. के. गुप्ता निदेशक (वाणिज्य), एन टी पी सी, नई दिल्ली।	Shri A. K. Gupta. Director (Commercial), NTPC, New Delhi
23.	श्रीमती सीमा गुप्ता निदेशक (ऑपरेशन), पावरग्रिड, नई दिल्ली।	Smt. Seema Gupta Director (Opn.), POWERGRID, New Delhi.
24.	श्री अरुण कुमार गर्ग सीईओ, एन वी वी एन एल, नई दिल्ली।	Sh. Arun Kumar Garg CEO, NVVNL, New Delhi.
25.	श्री सानिल नंबूदरीपाद प्रबंधक निदेशक, ओ.टी.पी.सी., नई दिल्ली।	Shri Sanil Namboodiripad Managing Director, OTPC, New Delhi.
26.	श्री वी.सुरेश कार्यपालक निदेशक एनईआरएलडीसी, शिलांग।	Shri V. Suresh Executive Director N.E.R.L.D.C. Shillong
27.	श्री ए.के.ठाकुर, आईईएस (सीपीईएस) सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति, शिलांग।	Shri A.K. Thakur, IES Member Secretary N.E.R.P.C Shillong

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति सचिवालय के कार्मिक (31.03.2021को)  
PERSONNEL OF NERPC SECRETARIAT (as on 31.03.2021)

Sr. No	Designation	नाम	Name
1.	सदस्य सदस्य सचिव Member Secretary	श्री ए.के ठाकुर	Shri A. K. Thakur
2.	अधीक्षण अभियंता Superintending Engineer	श्री ब्रीफली लिंगखोई	Shri Brieflee Lyngkhoi
		श्री एस.एम.आईमोल	Shri S.M. Aimol
3.	सहायक सचिव Assistant Secretary	श्री.श्रीजीत मुखर्जी	Shri Srijit Mukherjee
4.	कार्यकारी अभियंता Executive Engineer	श्री.श्रीजीत मुखर्जी	Shri Srijit Mukherjee
		श्री सादिक ईमाम	Shri Sadiq Imam
		श्री.अभिजीत अग्रवाल	Shri Abhijeet Agrawal
5.	सहायक कार्यकारी अभियंता Assistant Executive Engineer	श्री एस.रंजन	Shri Shaishav Ranjan
6.	सहायक अभियंता Assistant Engineer	श्री राजिब दास	Shri. Rajib Ranjan
		श्री शिवम चतुर्वेदी	Shri. Shivam Chaturvedi

ऊपर के अतिरिक्त बी, सी और डी समूह के सात (8) अधिकारी उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की शक्ति हैं।

In addition to the above, eight (9) official of Group B, C & D are also on the strength of NERPC.

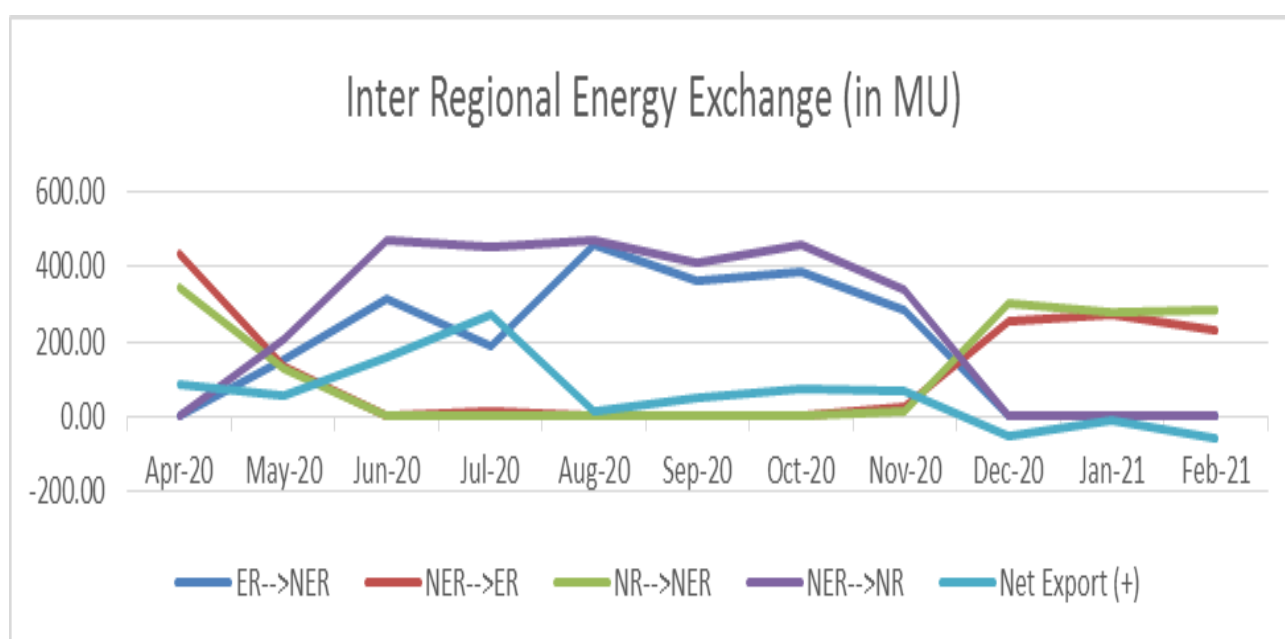
**31.03.2021 तक उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति में पदों की संस्तुति  
और भरण**

**POSTS SANCTIONED AND FILLED IN NERPC AS ON 31.03.2021**

क्र. सं S. N.	पद का नाम Name of the Post	स्वीकृत Sanctioned	भरण Filled	रिक्त Vacant
1	सदस्य सचिव Member Secretary	1	1	0
2	अधीक्षण अभियंता Superintending Engineer	2	2	0
3	कार्यपालक अभियंता/ सहायक सचिव Executive Engineer/ Assistant Secretary	3	3	0
4	सहायक निदेशक-I Assistant Director-I	4	1	3
5	सहायक निदेशक-II Assistant Director-II	2	2	0
6	आशुलिपिक जीआर-I Stenographer Gr. I	1	0	1
7	हिंदी अनुवादक जीआर- II Hindi Translator Gr. II	1	1	0
8	सहायक Assistant	1	1	0
9	यूडीसी U.D.C.	1	1	0
10	एलडीसी L.D.C.	3	1	2
11	चालक Driver	1	0	1
12	दफ्तरी MTS	7	4	3
	<b>कुल Total:</b>	<b>27</b>	<b>17</b>	<b>10</b>

वर्ष 2020-21 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय  
INTER REGIONAL ENERGY EXCHANGE DURING 2020-21

Month	ER-->NER	NER-->ER	NR-->NER	NER-->NR	Net Export (+)
					/Net import (-)
Apr-20	1.10	433.44	344.00	0.00	88.34
May-20	150.80	135.81	131.00	204.02	58.03
Jun-20	311.06	0.00	0.00	470.80	159.74
Jul-20	189.51	11.96	0.00	452.59	275.04
Aug-20	456.26	0.00	0.00	471.69	15.43
Sep-20	364.00	0.00	0.00	411.51	47.51
Oct-20	385.03	2.12	0.00	455.79	72.88
Nov-20	284.80	27.62	12.00	339.39	70.21
Dec-20	0.00	252.67	303.00	0.00	-50.33
Jan-21	3.90	270.39	278.31	0.00	-11.82
Feb-21	3.80	231.41	286.60	0.00	-58.99
Mar-21	4.99	270.65	334.22	0.00	-68.56
Total FY 20-21	2155.25	1636.07	1689.13	2805.79	597.48



वर्ष 2020-21 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का वोल्टेज प्रोफाइल  
VOLTAGE PROFILE OF NER GRID DURING 2020-21

Month	Misa (PG)		Balipara (PG)		Bongaigaon (PG)		BNC(PG)		Byrnihat (MePTCL)		Silchar (PG)		AGBPP 220 kV		Mokokchung 220 kV		Kahilipara 132 kV		Imphal 132 kV	
	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min
Apr-20	415	400	410	400	412	402	413	396	416	406	415	404	240	234	235	226	136	129	137	134
May-20	421	395	415	394	416	396	424	386	422	399	419	397	242	224	238	221	140	126	140	128
Jun-20	413	396	412	400	412	402	410	393	418	404	410	398	237	223	233	226	139	133	137	128
Jul-20	413	401	409	397	411	401	411	399	418	403	415	398	236	212	225	217	131	127	135	132
Aug-20	418	392	410	396	413	403	415	399	410	402	410	400	233	226	229	220	135	126	136	132
Sep-20	418	392	417	395	419	399	418	396	405	398	417	390	237	201	235	215	139	120	138	125
Oct-20	420	392	418	394	417	393	420	393	420	398	417	391	240	220	237	214	139	125	138	131
Nov-20	418	392	416	392	419	399	417	393	421	400	417	392	239	212	237	215	139	122	139	126
Dec-20	416	384	417	387	418	398	419	385	420	387	422	395	237	212	232	211	136	127	140	127
Jan-21	415	389	416	392	418	395	417	390	419	396	418	389	237	223	235	213	137	119	139	122
Feb-21	417	388	419	389	420	386	418	388	419	398	417	390	236	219	232	214	138	124	139	122
Mar-21	420	393	417	392	419	393	419	390	421	395	420	390	234	210	234	214	139	124	140	123
Max	421		419		420		424		422		422		242		238		140		140	
Min	384		387		386		385		387		389		201		211		119		119	

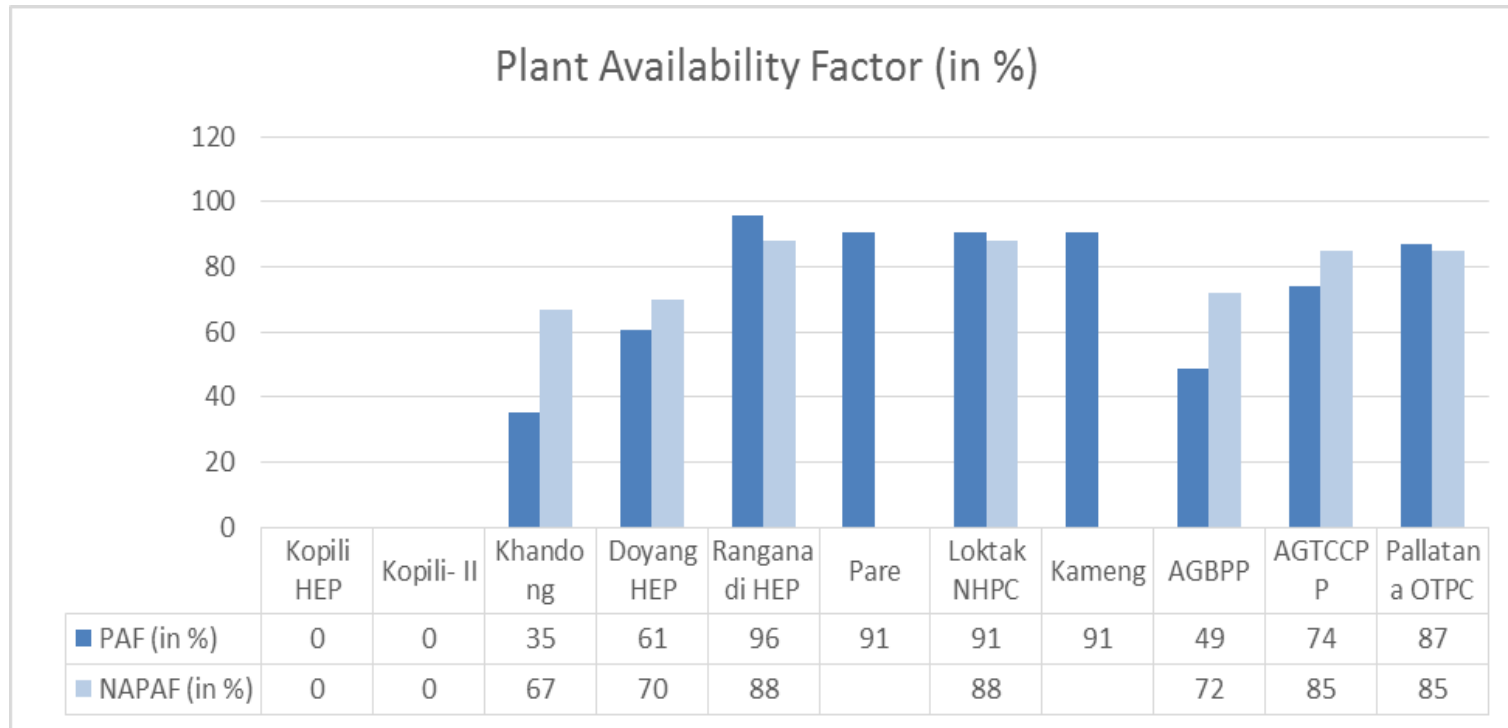
अनुलग्नक /Annexure-VIA

वर्ष 2020-21 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र में तापीय विद्युत संयंत्रों के संयंत्र उपलब्धता गुणांक  
PLANT AVAILABILITY FACTOR OF POWER STATIONS IN NER DURING 2020-21

Sl. No.	Name of Plant	Apr-20		May-20		Jun-20		Jul-20		Aug-20		Sep-20	
		Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM
1	Kopili HEP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Kopili- II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Khandong	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Doyang HEP	2.5	30.44	3.7	36.78	20.1	47	32.4	62	36.9	66	32.1	62.22
5	Ranganadi HEP	64.6	100.01	153.2	100.47	219.7	100.88	255.8	101.09	189.2	100.23	174.2	100.16
6	Pare	20.7	51.58	41.6	65.82	79	106.37	87.8	108.58	73.4	104.2	70.9	104.74
7	Loktak NHPC	12	66.51	8.3	66.51	34.2	67.83	77.7	101.21	78.6	101.21	75.7	101.21
8	Kameng					101.6	100.77	221.5	101.29	209.2	97.6		76.59
9	AGBPP	134	70.54	141	72.08	122.4	63.8	95.9	47.2	90.5	43.43	113.2	56.39
10	AGTCCPP	76.3	95.59	77.8	94.83	70.1	86.76	61.3	71.45	72.1	67.65	71.8	83.08
11	Pallatana OTPC	417.9	83.88	447.5	86.7	405.2	103.3	438.9	83.26	465.7	87.86	449.9	89.42
12	BgTPP	238	103.11	213.7	102.72	285.3	80.48	241.7	103.27	241.3	103.3	240.4	99.18
Sl. No.	Name of Plant	Oct-20		Nov-20		Dec-20		Jan-21		Feb-21		Mar-21	
		Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM
1	Kopili HEP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Kopili- II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Khandong	0	0	29	81.68	5.5	92.79	8.6	84.92	4.7	77.25	5.4	86.91
4	Doyang HEP	30.5	62.94	13.9	67.3	48	67.48	5.1	66.81	4.6	75.92	15.8	82.56
5	Ranganadi HEP	123.3	93.11	59.7	91.3	22.3	100.01	30.9	91.58	25.3	74.48	44	92.85
6	Pare	60.6	102.25	26.7	101.21	125.5	101.07	15.4	66.93	10.5	75.09	17.1	99.58
7	Loktak NHPC	76.9	101.22	74.9	101.21	74	101.21	63.6	85.97	32.9	90.02	12.7	101.21
8	Kameng	225.2	102.36	145.2	82.1	125.5	84.89	113.8	101.21	87.6	101.21	90.2	65.92
9	AGBPP	145.5	69.33	126.8	63.45	80	63.21	105.9	76.16	95.5	74.14	102.5	73.41
10	AGTCCPP	77.7	87.11	78.8	95.63	46.4	91.24	59.8	90.17	57	77.95	60.1	85.55
11	Pallatana OTPC	447.6	83.2	400.7	77.41	408.4	75.22	456.8	84.72	411.7	83.98	337.9	62.26
12	BgTPP	228.4	100.86	143.2	100.96	167.6	93	261.8	67.77	254.4	67.47	320.6	95.54

अनुलग्नक /Annexure-VIB

Annual PAF for 2019-20						
Sl. No	Name of Plant	Installed Capacity (MW)	Design Energy (GWh)	Gen (MU)	PAF (in %)	NAPAF (in %)
1	Kopili HEP	200	1186.14	0	0	0
2	Kopili- II	25	86.3	0	0	0
3	Khandong	50	277.61	53.2	35	67
4	Doyang HEP	75	227.24	245.6	61	70
5	Ranganadi HEP	405	1509.69	1362.2	96	88
6	Pare	110		629.2	91	
7	Loktak NHPC	105	448	621.5	91	88
8	Kameng	600		1479.5	91	
9	AGBPP	291	NA	1353.2	49	72
10	AGTCCPP	130	NA	809.2	74	85
11	Pallatana OTPC	726.6	NA	5088.2	87	85
12	BgTPP	750	NA	2836.4	102	85



अनुलग्नक /Annexure-VII

लोड गुणांक  
Load Factor

Month	Year 2016-17			Year 2017-18			Year 2018-19			Year 2019-20			Year 2020-21		
	Energy available	Peak Demand	Load Factor	Energy available	Peak Demand	Load Factor	Energy available	Peak Demand	Load Factor	Energy available	Peak Demand	Load Factor	Energy available	Peak Demand	Load Factor
	(MU)	(MW)		(MU)	(MW)		(MU)	(MW)		(MU)	(MW)		(MU)	(MW)	
Apr	1035.8	2479.0	58.0	1170.5	2258.0	72.0	1259.8	2600.0	67.3	1197.6	2847.7	58.4	976.3	2464.0	55.0
May	1019.0	2487.0	55.1	1339.1	2472.0	72.8	1174.6	2709.0	60.2	1294.5	2758.2	65.2	1190.8	2752.0	60.1
Jun	1172.4	2479.0	65.7	1396.1	2499.0	77.6	1385.8	2640.0	72.9	1476.5	2922.4	70.2	1424.5	2940.0	67.3
Jul	1260.1	2474.0	68.5	1471.0	2507.0	78.9	1536.4	2899.0	73.6	1482.2	2938.1	70.1	1523.6	2972.0	71.2
Aug	1420.8	2435.0	78.4	1525.7	2529.0	81.1	1618.0	2976.0	75.5	1480.6	2939.9	69.9	1657.5	3104.0	74.2
Sep	1336.0	2430.0	76.4	1526.1	2629.0	80.6	1526.6	2921.0	72.6	1471.0	2944.5	69.4	1564.9	3294.0	66.0
Oct	1322.2	2466.0	72.1	1450.7	2596.0	75.1	1402.3	2790.0	69.8	1470.4	2988.5	68.3	1618.2	3140.0	71.6
Nov	1169.8	2376.7	68.4	1268.9	2443.0	72.1	1285.0	2672.0	66.8	1229.7	2714.3	62.9	1313.3	2862.0	63.7
Dec	1192.1	2245.0	71.4	1258.7	2333.0	72.5	1322.9	2541.0	72.3	1224.6	2539.5	67.0	1353.0	2701.0	69.6
Jan	1274.8	2329.7	73.5	1311.0	2339.0	75.3	1309.1	2575.0	70.6	1266.9	2619.6	67.2	1287.7	2660.0	67.2
Feb	1118.9	2242.5	74.2	1113.6	2387.0	69.4	1193.7	2480.0	66.8	1193.5	2655.8	62.4	1211.9	2669.0	63.1
Mar	1178.8	2236.2	70.9	1295.2	2283.0	76.3	1290.5	2540.0	70.6	1196.7	2593.0	64.1	1343.0	2852.0	65.4

अनुलग्नक /Annexure-VIII

वर्ष 2020-21 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र में प्रमुख जलाशयों का जल स्तर और ऊर्जा सामग्री

## Water Level and Energy Content of major Reservoirs during 2020-21

Months	Khandong				Kopili				Loktak			
	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m/ft)	Energy MU	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m/ft)	Energy MU	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m/ft)	Energy MU
Apr-20	719.3 mtr	704 mtr	713.9	13	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.1	34
May-20	719.3 mtr	704 mtr	719.8	25	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	766.9	24
Jun-20	719.3 mtr	704 mtr	720.9	28	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.7	76
Jul-20	719.3 mtr	704 mtr	720.9	28	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	769.3	81
Aug-20	719.3 mtr	704 mtr	719	25	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	769	80
Sep-20	719.3 mtr	704 mtr	722	32	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	768.6	79
Oct-20	719.3 mtr	704 mtr	724.8	42	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.9	91
Nov-20	719.3 mtr	704 mtr	720.9	28	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	769.2	81
Dec-20	719.3 mtr	704 mtr	715.8	17	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	769.2	81
Jan-21	719.3 mtr	704 mtr	713.6	13	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.7	73
Feb-21	719.3 mtr	704 mtr	712.5	11	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.4	50
Mar-21	719.3 mtr	704 mtr	711.6	9	609.5 mtr	592.83 mtr	0	0	768.5 mtr	766.2 mtr	767.2	42
Months	Barapani				Gumti				Doyang			
	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m/ft)	Energy MU	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m/ft)	Energy MU	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m/ft)	Energy MU
Apr-20	981.46	960.12	968.7	13	93.55 mtr	83.6 mtr	85.4	3	333 mtr	306 mtr	306.5	1
May-20	981.46	960.12	973.7	25	93.55 mtr	83.6 mtr	89.2	13	333 mtr	306 mtr	307.3	2
Jun-20	981.46	960.12	980.5	47	93.55 mtr	83.6 mtr	90.2	15	333 mtr	306 mtr	314.8	13
Jul-20	981.46	960.12	980.5	47	93.55 mtr	83.6 mtr	91.9	23	333 mtr	306 mtr	321.1	27
Aug-20	981.46	960.12	979	40	93.55 mtr	83.6 mtr	92.3	25	333 mtr	306 mtr	322	32
Sep-20	981.46	960.12	981	48	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	318	19
Oct-20	981.46	960.12	981	48	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	322.9	33
Nov-20	981.46	960.12	979.9	45	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	323.8	35
Dec-20	981.46	960.12	977.6	36	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	323.3	34
Jan-21	981.46	960.12	974.9	29	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	322.1	30
Feb-21	981.46	960.12	971.3	19	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	320	25
Mar-21	981.46	960.12	969.1	13	93.55 mtr	83.6 mtr	0	0	333 mtr	306 mtr	312	9

अनुलग्नक-X / Annexure -IX

विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम.) ऊर्जा  
Deviation Settlement Mechanism (DSM) Energy

Organization	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
Ar. Pradesh	0.63	-2.53	-0.83	1.37	4.27	0.34	0.92	2.01	0.42	-3.91	-1.00	-0.12
ASEB	7.45	11.11	24.42	18.95	15.08	14.37	13.32	8.35	12.71	4.82	5.12	2.64
Manipur	-1.24	-0.58	1.57	0.86	0.58	0.46	0.68	1.54	0.14	0.97	-1.00	-2.55
MeECL	-8.35	-6.10	-3.85	-6.68	-10.27	-8.17	-5.99	-1.67	0.17	-0.29	4.27	0.18
Mizoram	-1.47	-1.41	-2.14	-1.43	-1.40	-2.64	-1.60	-0.43	1.92	1.14	0.71	0.57
Nagaland	-2.78	-2.23	-3.36	-2.98	-1.38	-2.19	-2.11	-0.10	0.42	-0.13	-0.92	-2.15
TSECL	-15.41	-12.92	-4.30	-1.66	-2.86	-0.89	0.05	-13.44	-9.09	-11.71	-10.17	-5.58
PGCIL-HVDC	-0.27	-0.09	-0.01	-0.02	0.01	-0.07	-0.11	-0.20	-0.29	-0.27	-0.25	-0.23

(-) indicates underdrawl  
(Figures in MU)

**यूएफआर आधारित लोड शेडिंग तथ्य**  
**UFR based load shedding details**

SN	Name of State	Total Quantum of Load Shedding required	Location where URF installed (Feeder's Name)	Stage	Load in each feeder	Quantum of Load shedding (MW) implemented	Additional quantum of load shedding required
1	Ar. Pradesh	20	At SMS Smelters (33 KV Lekhi feeders – 3 Nos)	Stage – I (49.2 Hz)	5	5	0
			At Platinum Alloys (11 KV Lekhi feeders – 3 Nos)	Stage – II (49.0 Hz)	5	5	0
			At Satyam Ispat Ltd. (33 KV Lekhi feeders – 3 Nos)	Stage – III (48.8 Hz)	5.5	5.5	0
			At Nirjuli feeder (11 KV Lekhi feeder – 1 No.)	Stage – IV (48.6 Hz)	4.5	4.5	0
2	Assam	220	At Gossaigaon (132 KV Dhaligoan - Gossaigoan - Gauripur)	Stage – I (49.2 HZ)	16	66.5	0
			At Rangia & Rowta (132 KV Rangia - Sipajhar- Rowta)		12		
			At Dhemaji (132 KV Gohpur – Nalkata – Dhemaji)		11		
			At Majuli (132 KV Nalkata – Majuli)		2.5		
			At Chandrapur (132 KV Kahilipara - Chandrapur - Baghjap)		15		
			At Sankardevnagar (132 KV Sankardevnagar - Diphu)		10		

2	Assam	220	At Diphu (132 KV Samaguri – Sankardev – Diphu)	St nbage – II (49.0 Hz)	11	61	0
			At Gohpur (132 KV Samaguri – B. Chariali – Gohpur)		8		
			At Rupai (132 KV Tinsukia – Rupai + AP Load)		17		
			At Jogighopa (132 KV Dhaligoan – Jogighopa)		7		
			At Sankardevnagar (132 KV Samaguri – Sankardevnagar)		18		
			At Gossaigoan (132 KV Dhaligoan – Gossaigoan)	Stage – III (48.8 Hz)	7	59	0
			At Rowta (132 KV Depota – Rowta)		18		
			At Chandrapur (132 KV Kahilipara – Chandrapur)		12		
			At Nalkata (132 KV Gohpur – Nalkata)		11		
			At Bokakhat (132 KV Jorhat – Bokakhat)		11		
			At Sishugram (132 KV Sarusajai – Sishugram)	Stage – IV (48.6 Hz)	45	57	0
			At Ledo (132 KV Tinsukia – Ledo)		12		

SN	Name of State	Total Quantum of Load Shedding required	Location where URF installed (Feeder's Name)	Stage	Load in each feeder	Quantum of Load shedding (MW) implemented	Additional quantum of load shedding required
3	Manipur	20	At Yurembam (33 KV Yurembam - Mantripukhri)	Stage – I (49.2 Hz)	5	5	0
			At Yaingangpokpi (33 KV Yaingangpokpi - Napetpalli)	Stage – II (49.0Hz)	6	6	0
			At Kongba (33 KV Kongba – Mongsangei)	Stage – II (48.8Hz)	5	5	0
			At Kakching (33 KV Kakching – Wangjing)	Stage – II (48.6Hz)	4	4	0
4	Meghalaya	60	At Mawphlang (132/33 KV, 20 MVA Transformer)	Stage – I (49.2 Hz)	15	15	0
			At Khliehriat (132/33 KV, 20 MVA Transformer)	Stage – II (49.0 Hz)	12	15	0
			At Nongstoin (33 KV Nongstoin – Mairang)		3		
			At Nangalbibra (33 KV Mendipathar – Nangalbibra)	Stage – III (48.8 Hz)	6.5	15	0
			At Rongkhon (33 KV Garobadha I – Rongkhon)		8.5		
			At Mawlai (33 KV Mawlai – Nongthymmai)	Stage – IV (48.6 Hz)	7.5	15	0
			At NEHU (33 KV NEHU – Happy Valley)		7.5		

SN	Name of State	Total Quantum of Load Shedding required	Location where URF installed (Feeder's Name)	Stage	Load in each feeder	Quantum of Load shedding (MW) implemented	Additional quantum of load shedding required
5	Mizoram	20	At 132 KV Khawiva (33 KV Khawiva – Sazaikawn)	Stage – I (49.2 Hz)	2.38	5.09	0
			At Bukpui (33 KV Bukpui – Chhingchhip)		2.71		
			At Zuangtui (6.3 MVA, 33/11 KV Transformer – I)	Stage – II (49.0 Hz)	5.31	5.31	0
			At Zuangtui (6.3 MVA, 33/11 KV Transformer – II)	Stage – III (48.8 Hz)	4	5.1	0
			At Tlangnuam (33 KV Tlangnuam – Aibawk)		1.1		
			At Chawnpui (6.3 MVA, 33/11 KV Transformer – I)	Stage – III (48.6 Hz)	3	5.2	0
			At Zuangtui (11 KV Zuangtui – Chaltlang)		2.2		
6	Nagaland	20	At Mokokchung (66 KV Mokokchung – Tuli)	Stage – I (49.2 Hz)	6	6	0
			At Dimapur (33 KV Dimapur – AP –I)	Stage – II (49.0 Hz)	4.5	4.5	0
			At Kohima (132 KV Kohima – Wokha)	Stage – III (48.8 Hz)	5	5	0
			At Dimapur (33 KV Dimapur – Refferal Hospital)	Stage – IV (48.6 Hz)	4.5	4.5	0

SN	Name of State	Total Quantum of Load Shedding required	Location where URF installed (Feeder's Name)	Stage	Load in each feeder	Quantum of Load shedding (MW) implemented	Additional quantum of load shedding required
7	Tripura	40	At 66/33/11kV Badharghat (33 KV Badarghat - Bishalghar)	Stage – I (49.2 Hz)	6	26.05	0
			At 132/66/33/11 KV Rabindra Nagar (33 KV Rabindra Nagar - Melaghar)		3.65		
			At 132/33 KV Surjamani Nagar (33 KV Surjamaninagar - Jungalia-Bishalgarh)		16.4		
			At 79 Tilla (33 KV, 79 Tilla - Mohanpur)	Stage – II (49.0 Hz)	9	14.5	0
			At 79 Tilla (33 KV, 79 Tilla - Durjoy Nagar)		7.5		
			At 66/33/11kV Badharghat (33 KV Badarghat - Stadium)	Stage – III (48.8 Hz)	12	23.5	0
			At 79 Tilla (33 KV, 79 Tilla - College Tilla)		11.5		
			At 79 Tilla (33 KV, 79 Tilla - Banamalipur)		18		

## दीपायन योजना/ISLANDING SCHEMES

SN	Islanding Scheme	Lines required to be opened	UFR Location	Implementing Agency
1	<p><b>ISLAND AT 48.80 Hz:</b> Island comprising of generating units of AGBPP (Gas), NTPS (Gas) &amp; LTPS (Gas) and loads of Upper Assam system &amp; Deomali area (Ar. Pradesh)</p> <p><b>[Total Generation: 380-400MW and load: 200MW (off peak)-300MW (peak)]</b></p>	(a) 220 kV New Mariani (PG) – AGBPP	UFR-1 [At New Mariani (PG)]	POWERGRID
		(b) 220 kV New Mariani (PG) – Misa		
		(c) 220 kV Mariani – Misa	UFR-2 [At Mariani, Samaguri of AEGCL]	AEGCL
		(d) 220 kV Mariani – Samaguri		
		(e) 132 kV Mokukchung – Mariani		
		(f) 132 kV Dimapur (PG) – Bokajan	UFR-3 [At Dimapur (PG)]	POWERGRID
2	<p><b>ISLAND AT 48.20 Hz:</b> Island comprising of generating units of AGTPP (Gas), generating units at Baramura (Gas), Rokhia (Gas) &amp; Gumati (Hydro) and loads of Tripura system &amp; Dullavcherra area (Assam)</p> <p><b>[Total Generation: 150-160MW and load: 110MW (off-peak)-150MW (peak)]</b></p>	132 kV Palatana – Udaipur	UFR-1 [At Palatana]	OTPC
		132 kV Palatana – Surjamani Nagar		
		132 kV Silchar – Dullavcherra	UFR-2 [At Silchar]	POWERGRID
		132 kV AGTPP – Kumarghat	UFR-3 [At Kumarghat]	POWERGRID
		132 kV P K Bari – Kumarghat		

## MAJOR PSDF FUNDED PROJECTS IN NER

Following are the major PSDF funded projects in NER:

### 1. Automatic Demand Management Scheme (ADMS)

CERC vide order dated 31/12/2015 had directed all the state SLDC to implement ADMS scheme. Accordingly, all state utilities have prepared the DPR and submitted for PSDF funding. Under the scheme, it was envisioned to have demand management by way of tripping of feeders upon triggering of specific conditions namely (as per CERC IEGC regulation):

- a) The SLDC/SEB/Distribution Licensee and Bulk Consumer shall intimate action to restrict the drawl of its control area from the grid within the net drawl schedule whenever the system frequency falls to 49.8 Hz.
- b) The SLDC/SEB/Distribution Licensee and Bulk Consumer shall ensure that the requisite load shedding is carried out in its control area so that there is no overdrawl.
- c) Each user/STU/SLDC shall formulate contingency procedure and make arrangement that will enable demand disconnection to take place, as instructed by RLDC/SLDC, under normal and/or contingent condition. These contingency procedure and arrangements shall regularly be updated by user/STU and monitored by RLDC/SLDC. RLDC/SLDC may direct any user/STU to modify the above procedures/arrangements, if required, in the interest of grid security and the concerned user/STU shall abide by this direction.
- d) The SLDC through respective SEBs/ Distribution Licensees shall also formulate and implement state of the art demand management scheme for automatic demand management like rotational load shedding, demand response.
- e) In order to maintain the frequency within the stipulated band and maintaining the grid security, the interruptible loads shall be arranged in 4 groups of loads, for scheduled power cuts/load shedding, loads for unscheduled load shedding, loads to be shed through under frequency relay and loads to be shed at any SPS scheme identified by RPC level. These loads shall be grouped in such a manner that there is no overlapping between different groups of loads.

In the 19<sup>th</sup> TCC/NERPC meeting held on 28<sup>th</sup> and 29<sup>th</sup> November, 2018 at Guwahati, common tendering by NERPC for all the seven states was approved along with award by NERPC. Sanction from the Ministry of Power, Government of India for PSDF funding for pilot ADMS for the seven states was conveyed by vide order(s) dated 24.05.2019. Thereafter award for implementation of ADMS for seven NER states was issued by NERPC on 04.06.2019.

As on 31.03.2021, the project is under various stages of execution in the seven states of NER.

### 2. Renovation and Upgradation

Subsequent to 31.07.2012, Grid Disturbance in the entire country, Government of India had set up Shri RamaKrishna Committee to analyze and recommend deficiencies in the system. The task

force constituted under Ministry of Power vide letter No. 11/48/2012-PG dated 13th December 2012 in its report had recommended (amongst others) detailed 3<sup>rd</sup> party protection audit for all substations (132kV and above) in NER. Accordingly, in 2014-15 detailed protection audit was carried out by NERLDC and multiple recommendations for renovation and upgradation of power system were made by the audit committee. Thereafter, all the State Utilities/STUs/State Generating Companies prepared the DPR for R&U for protection systems and submitted for PSDF funding.

Government of India, Ministry of Power approved PSDF funding for R&U for protection and control systems of substations vide following orders:

- a) For AEGCL, Assam, vide order dated 11.05.2015 and 28.10.2015
- b) For DoP Nagaland, vide order dated 11.05.2015
- c) For MePTCL, Meghalaya, vide order dated 04.08.2015
- d) For P&ED, Mizoram, vide order dated 28.10.2015
- e) For TSECL, Tripura, vide order dated 05.01.2016
- f) For MePGCL, Meghalaya, vide order dated 05.01.2016
- g) For MSPCL, Manipur, vide order dated 05.09.2016
- h) For DoP Arunachal Pradesh, vide order dated 05.09.2016

Status as on 31.03.2021:

- Arunachal Pradesh: Diagnostic tools under the project supplied and complete in all aspects. For PLCC & communication equipments award issued and contract signed. For Substation equipment and earthing NIT floated and award to be done.
- Assam: All awards were issued. Diagnostic tools supplied and complete in all aspects. Other portions namely Substation equipment & earthing, PLCC & communication equipment under various stages of execution.
- Manipur: All awards were issued. Diagnostic tools supplied and complete in all aspects. Other portions namely Substation equipment & earthing, PLCC & communication equipment under various stages of execution.
- Meghalaya: For MePGCL, work complete in all aspects and final utilization to be submitted by the utility. For MePTCL, work complete in all aspects.
- Mizoram: Work complete in all aspects and final utilization to be submitted by the utility.
- Nagaland: Substation equipments & earthing, supply of diagnostic tools complete in all aspects. PLCC & communication equipment in various stages of execution.
- Tripura: Work complete in all aspects and final utilization to be submitted by the utility.

### 3. SAMAST

Subsequent to July, 2016 FoR (Forum of Regulators) report on SAMAST (Scheduling, Accounting, Metering and Settlement of Transactions in Electricity) the project was conceptualised for all the 7 NER states as a whole. For this the following actions were taken and the same was intimated in the 19th TCC/NERPC meeting held on 28.11.2018, 29.11.2018:

- a.** Inclusive approach was adopted in NER for SAMAST implementation in all NER States and SAMAST Group formed by Member Secretary, NERPC has organized various meetings with all SLDCs and vendors.
- b.** Matter was discussed in Technical Committee meeting of Forum of Regulators (FOR) held at Shillong on 16.04.2018 and it was decided that:
  - i. NERPC will act as a Nodal Agency to finalize the DPR and also to carry out bulk/single tendering for all the NER States.
  - ii. NERPC will pursue with each State to get the approval of the respective Govts., to carry out bulk/single tendering for all the NER states.
- c.** Detailed Project Report of all States prepared and submitted for PSDF funding on 30.05.2018.
- d.** Subsequently, as agreed in OCC and CC forums of NERPC, various Committees were formed comprising of members from NER utilities to finalise technical specs of hardware, software and all related items to commence the process of tendering.
- e.** As suggested by Hon'ble Chairperson, Assam SERC during the meeting with SAMAST Group on 16.05.2018, it was decided to follow QCBS (Quality and Cost Based System) for selection of bidder in SAMAST project as at times only L1 criteria of selection does not ensure quality.
- f.** On approval of fund by PSDF, SAMAST Group of NER would go ahead with tendering and subsequent to that; LOA for SAMAST would be issued by NERPC for respective States.
- g.** In the OCC forum of NERPC, it was decided to constitute a Project Monitoring Committee comprising of all SLDC heads and members of SAMAST Group of NER for monitoring implementation of SAMAST.

The 19<sup>th</sup> TCC/NERPC approved for common bulk tendering for SAMAST (based on QCBS) pertaining to all states of NER by NERPC Secretariat.

In the Special Meeting on SAMAST held on 30.08.2019 at NERPC Shillong, crucial clauses of the tender were finalised and it was also decided that the tender would be split into two parts as follows:

- (i) NIT for Meter and AMR (Automated Meter Reading) - This would cover all Substation equipment supply, installation and commissioning whilst also including communication devices at SLDC.
- (ii) NIT for IT Infrastructure and Software at SLDC - This would cover all the servers and associated hardware at SLDC whilst also including all the SAMAST software.

After PSDF approval for Assam & Meghalaya the following tender(s) were published on 12.12.2019:

- (i) Supply, Installation, Testing and Commissioning of 0.2 S Class ABT type energy meters and Automated Meter Reading (AMR) solution as per SAMAST guidelines at various substations of state utilities in the North Eastern States of Assam, and Meghalaya.
- (ii) Supply, Installation, Testing and Commissioning of IT solution as part of Scheduling, Accounting, Metering and Settlement of Transaction (SAMAST) system at State Load Dispatch Centre in the North Eastern States of Arunachal Pradesh, Assam, Meghalaya, Manipur, Mizoram, Nagaland and Tripura

As on 31<sup>st</sup> March'2020 the above tenders are under evaluation.

#### **4. Capacitor Installation**

For improvement of voltage scenario in certain pockets of state power system, capacitor banks need to be installed.

Government of India, Ministry of Power approved PSDF funding for installation of reactive power solution for MSPCL, Manipur substations vide following order vide order dated 20.03.2020.

#### **5. Line Differential Protection**

In 132kV lines of length less than 10 km and for 220kV lines having similar electrical length, PSDF has granted funds for installation of differential protection which shall ensure higher selectivity and faster isolation of line faults for short length.

Government of India, Ministry of Power approved PSDF funding for installation of reactive power solution for Meghalaya substations vide following order vide order dated 24.05.2019.

Status as on 31.03.2021:

- Assam: Lines were identified. Under DPR preparation stage.
- Manipur: 132kV Imphal-Imphal and 132kV Jiribm-Jiribam were proposed. Under DPR preparation stage
- Meghalaya: 60% claim submitted
- Mizoram: 132kV Aizawl - Luangmual and 132kV Kawmzawl – Khawiva were identified for the scheme.
- Nagaland: Lines identified. Under DPR preparation stage.
- Tripura: Lines not yet identified.

## 6. PDMS

Subsequent to nation-wide Grid Disturbance on 30<sup>th</sup> & 31<sup>st</sup> July 2017 MoP vide letter No. 11/48/2012-PG dated the 13th December 2012, constituted a Task Force on Power System Analysis under Contingencies. The Task Force in its report had recommended creation of database for relay/protection settings in all RPCs.

The matter of protection data base had been discussed in various sub-committee meetings and members requested NERPC that the project should be implemented at the earliest as per the recommendation of Task Force above. During the 126th OCC meeting held on 15.11.2016, M/s PRDC clarified the doubts of members regarding different aspects of the project.

- In 134<sup>th</sup> OCC meeting held on 28.07.2017 the Sub-Committee decided that a team from NERLDC, NERTS, NEEPCO, MeECL and NERPC be constituted to finalise DPR as suggested by NPC, CEA. Accordingly, the DPR sub-committee was constituted by Member Secretary, NERPC.
- To maintain transparency, the DPR Sub-group decided to call the vendors related to the above project and to present their products. Accordingly, the meeting was convened by NERPC Secretariat at Shillong on 11.09.2017 with participants from M/s SIEMENS, M/s PRDC, NERLDC, NERTS, MePTCL and NERPC.
- In 136th OCC meeting held on 13.09.2017 the DPR was ratified and recommended for TCC/RPC approval.
- Based on the outcome of meetings on 11.09.2017 & 13.09.2017, the DPR Sub-Group again held a meeting on 18.09.2017 at NERPC Secretariat Shillong to finalise DPR.
- The 18th TCC and NERPC meeting held on 10th and 11th October 2017 approved the DPR.

Ministry of Power vide order dated. 27th July, 2018 conveyed sanction and approval for “Development of Protection Data Base Management System” for NER with 100% funding from PSDF.

Thereafter, NIT for “Procurement of Web-based Protection Database Management Software and Protection Setting Calculation Tool for North Eastern Region” and with Tender ID-01/2018 was issued by NERPC on 31st July, 2018.

After due evaluation by NERPC Evaluation Committee (with members from various utilities) the LoA was issued to M/s PRDC Ltd. on 01st October, 2018.

After completion of entire NER database building and Network modelling the PDMS project was dedicated to NER power system by Hon'ble Chairman, NERPC & Minister (Power), Govt. Of Meghalaya on 14th February, 2020 at Guwahati.

Presently PDMS is in-service and catering to all the needs as originally desired.

## वर्ष 2020-21 के दौरान बैठकों की सूची

## LIST OF MEETINGS DURING THE YEAR 2020-21

## OCC Meeting

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	167th OCC Meeting	19.06.2020	Shillong
2	168th OCC Meeting	20.07.2020	Shillong
3	169th OCC Meeting	14.08.2020	Shillong
4	170th OCC Meeting	11.09.2020	Shillong
5	171th OCC Meeting	16.10.2020	Shillong
6	172nd OCC Meeting	12.11.2020	Shillong
7	173rd OCC Meeting	11.12.2020	Shillong
8	174th OCC Meeting	19.01.2021	Guwahati
9	175th OCC Meeting	18.02.2021	Guwahati
10	176th OCC Meeting	22.03.2021	Tawang

## CC Meeting

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	40th CC Meeting	15.12.2020	Shillong
2	41st CC Meeting	05.03.2021	Kaziranga
3	40th CC Meeting	15.12.2020	Shillong

## PCC Meeting

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	55th PCC Meeting	11.11.2020	Shillong

## NETeST Meeting

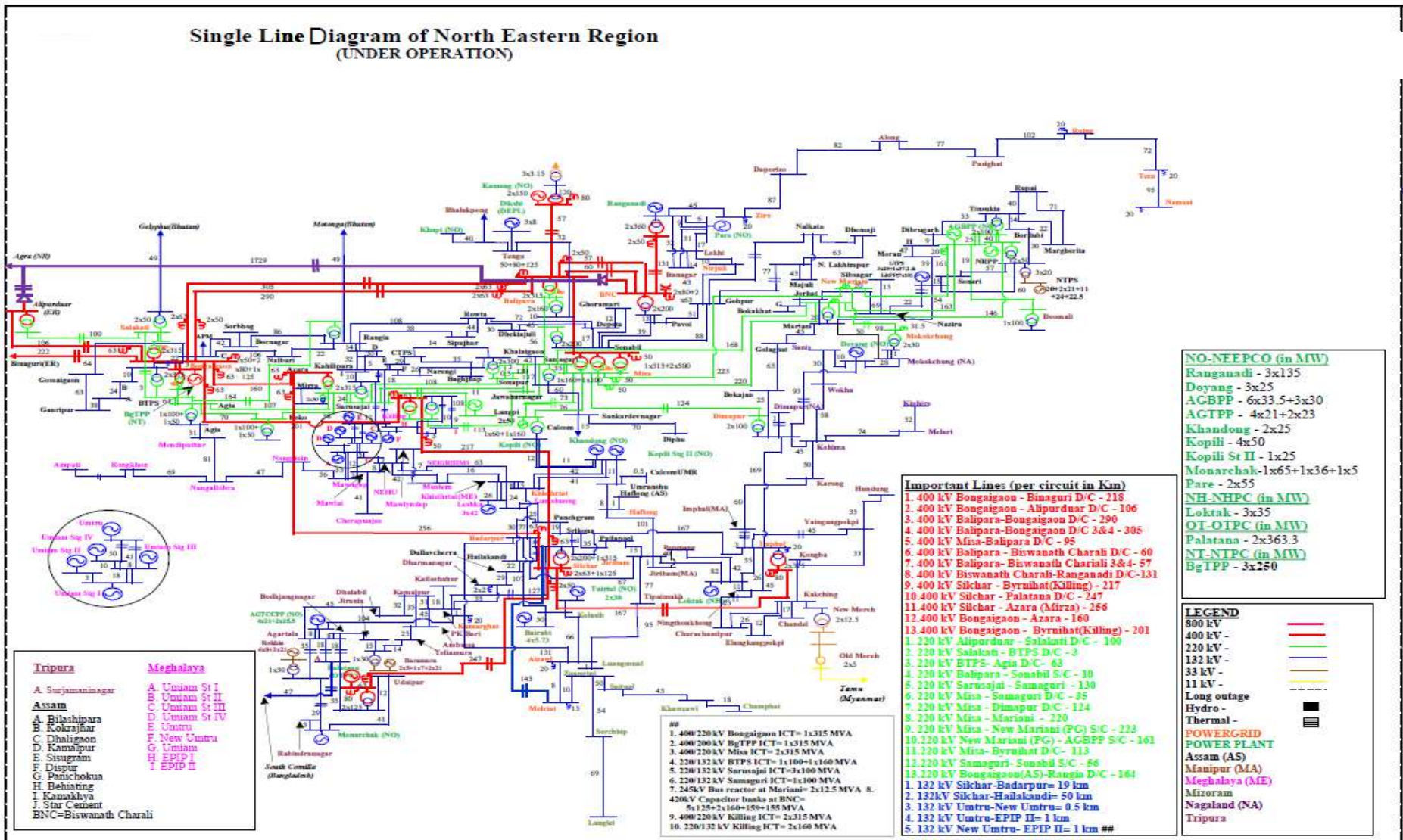
Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	17th NETeST Meeting	26.06.2020	Shillong
2	18th NETeST Meeting	29.09.2020	Shillong
3	19th NETeST Meeting	20.01.2021	Guwahati

## NERPC Meeting

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	21st TCC & NERPC Meeting	03.02.2021	Kohima

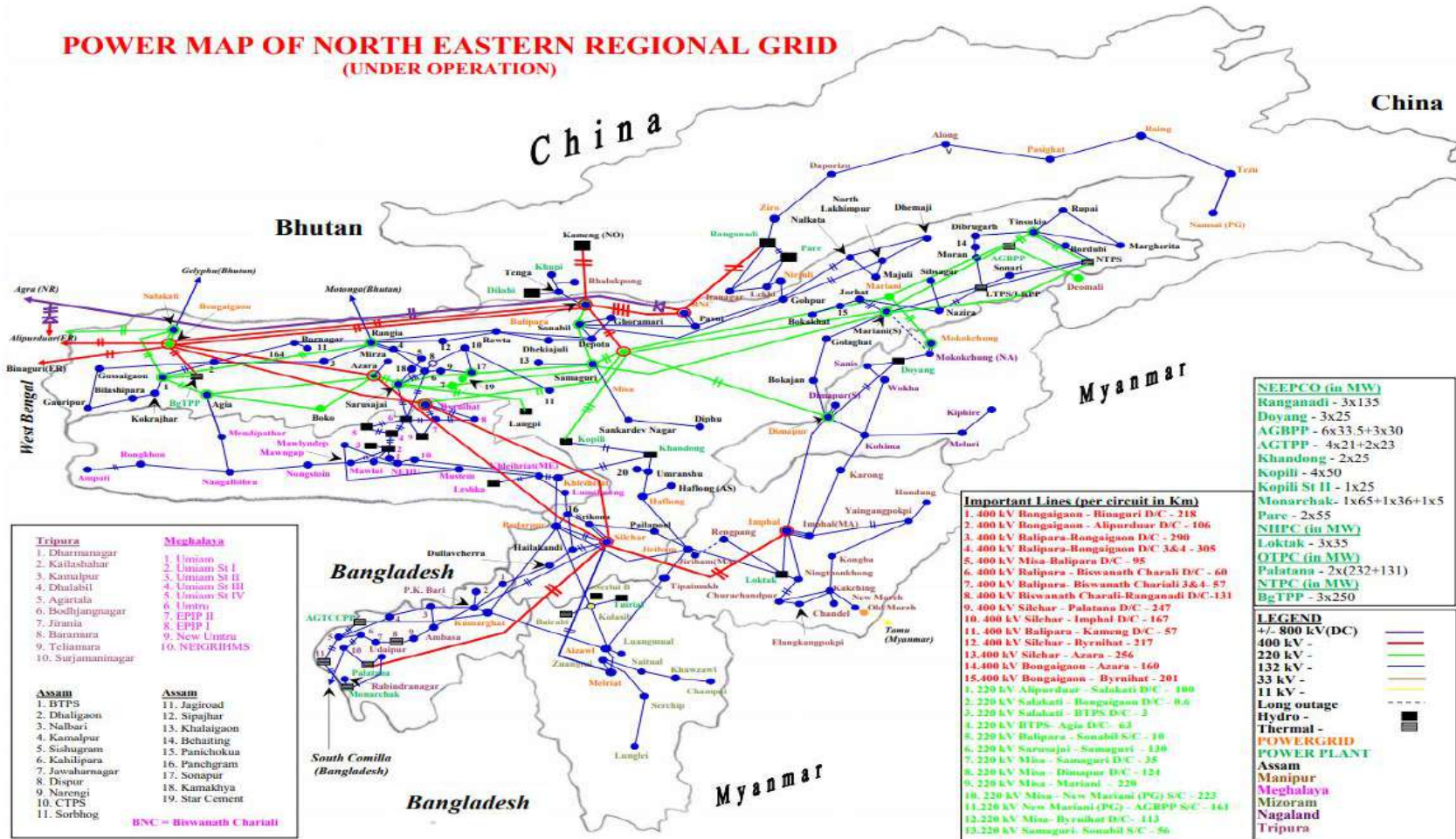
As on 31.03.2021

प्रदर्श Exhibit-I (A)



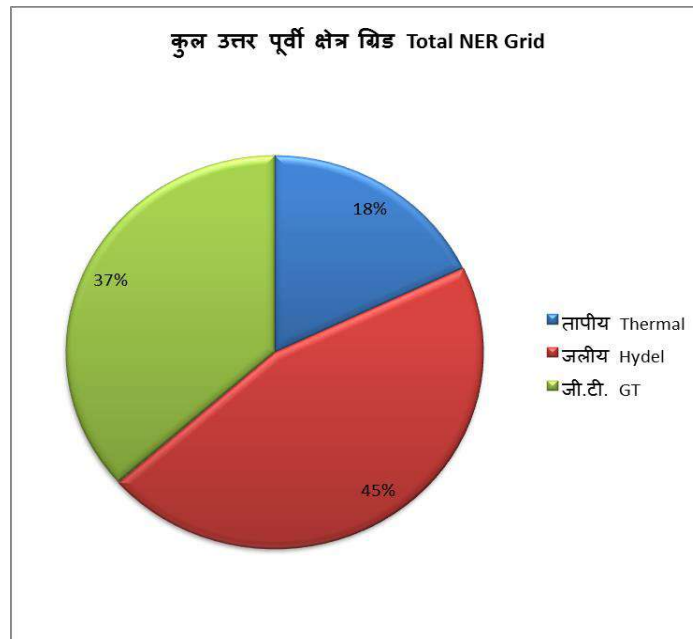
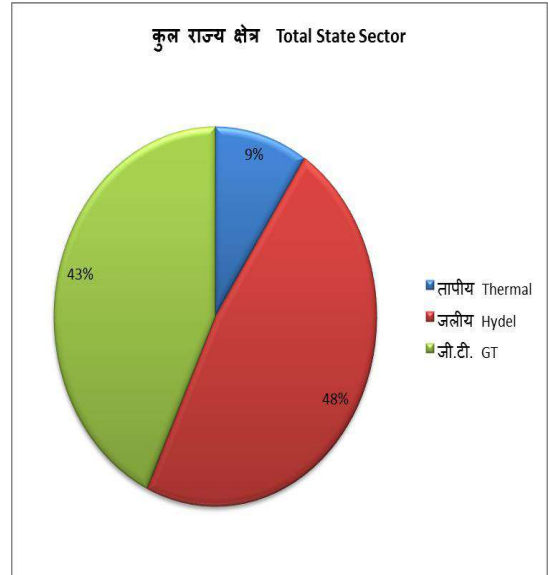
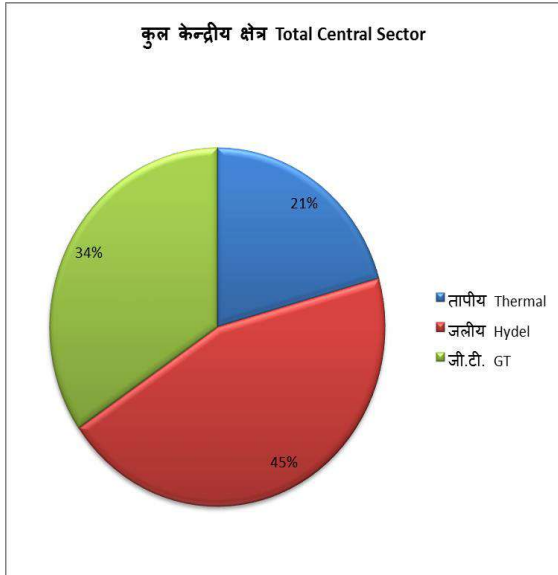
As on 31.03.2021

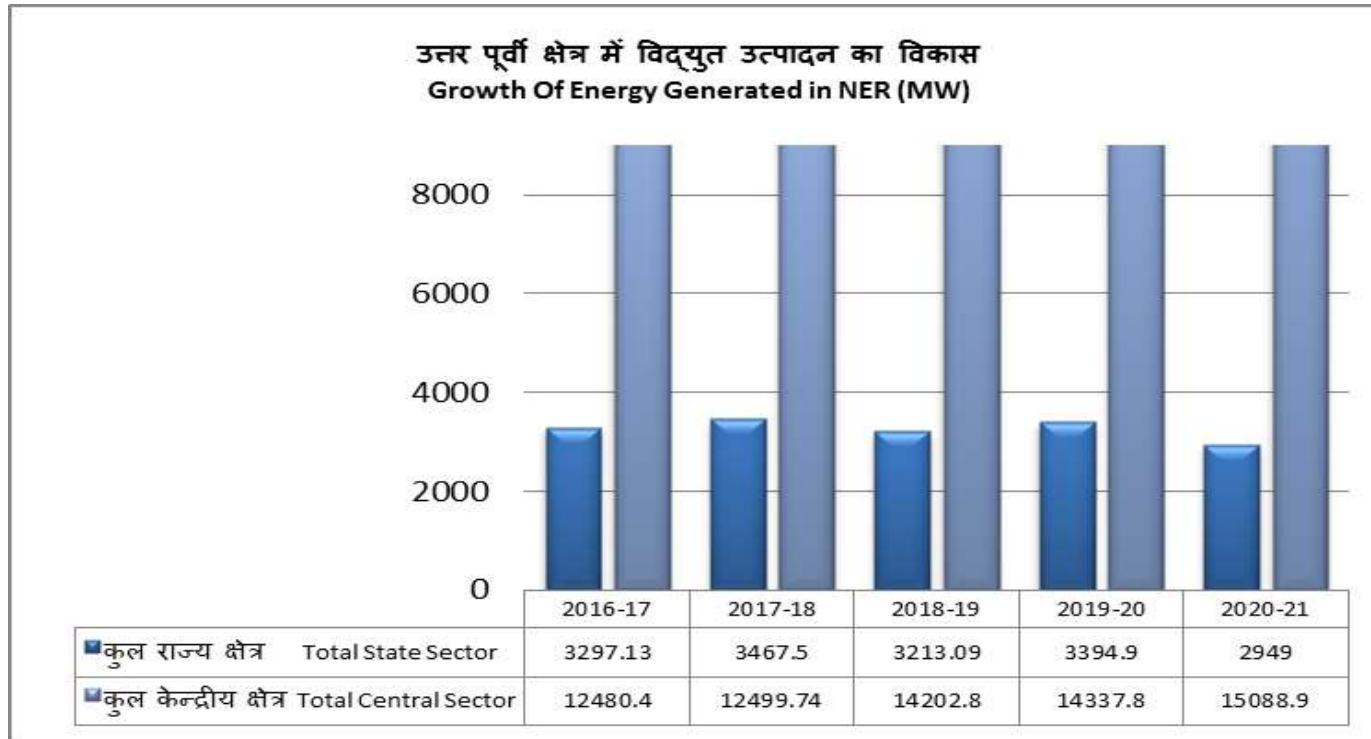
प्रदर्श Exhibit-I (B)

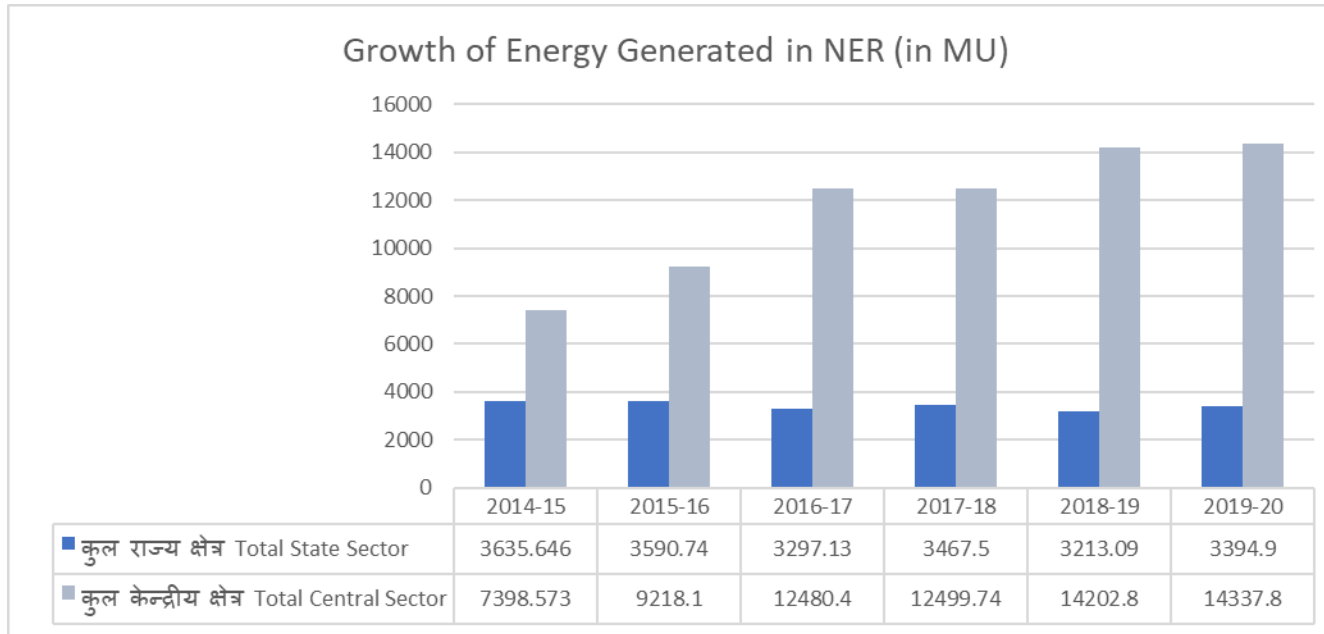


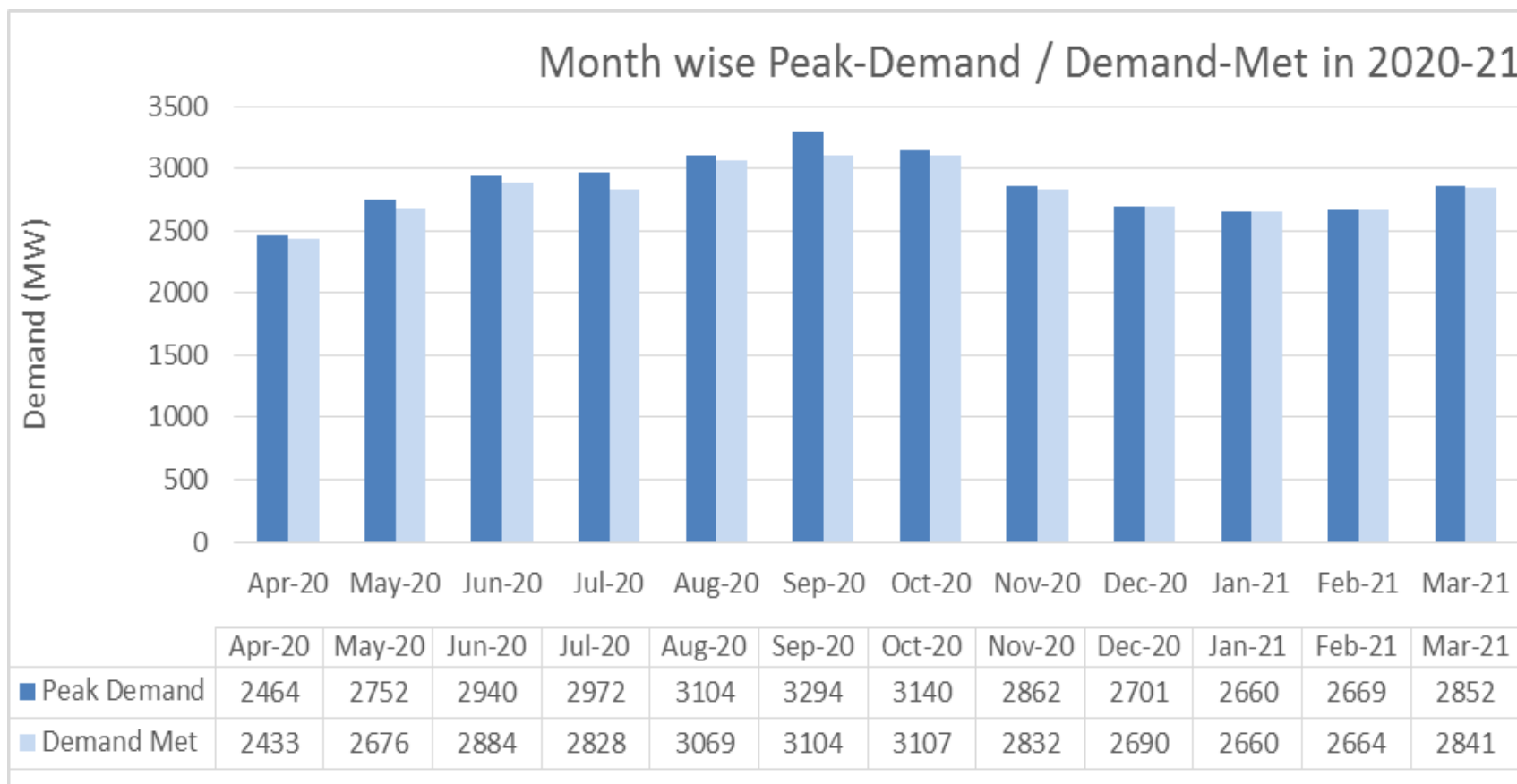
**31.03.2021 को उत्तर पूर्वीय क्षेत्र की स्थापित क्षमता (मे. वा.)**

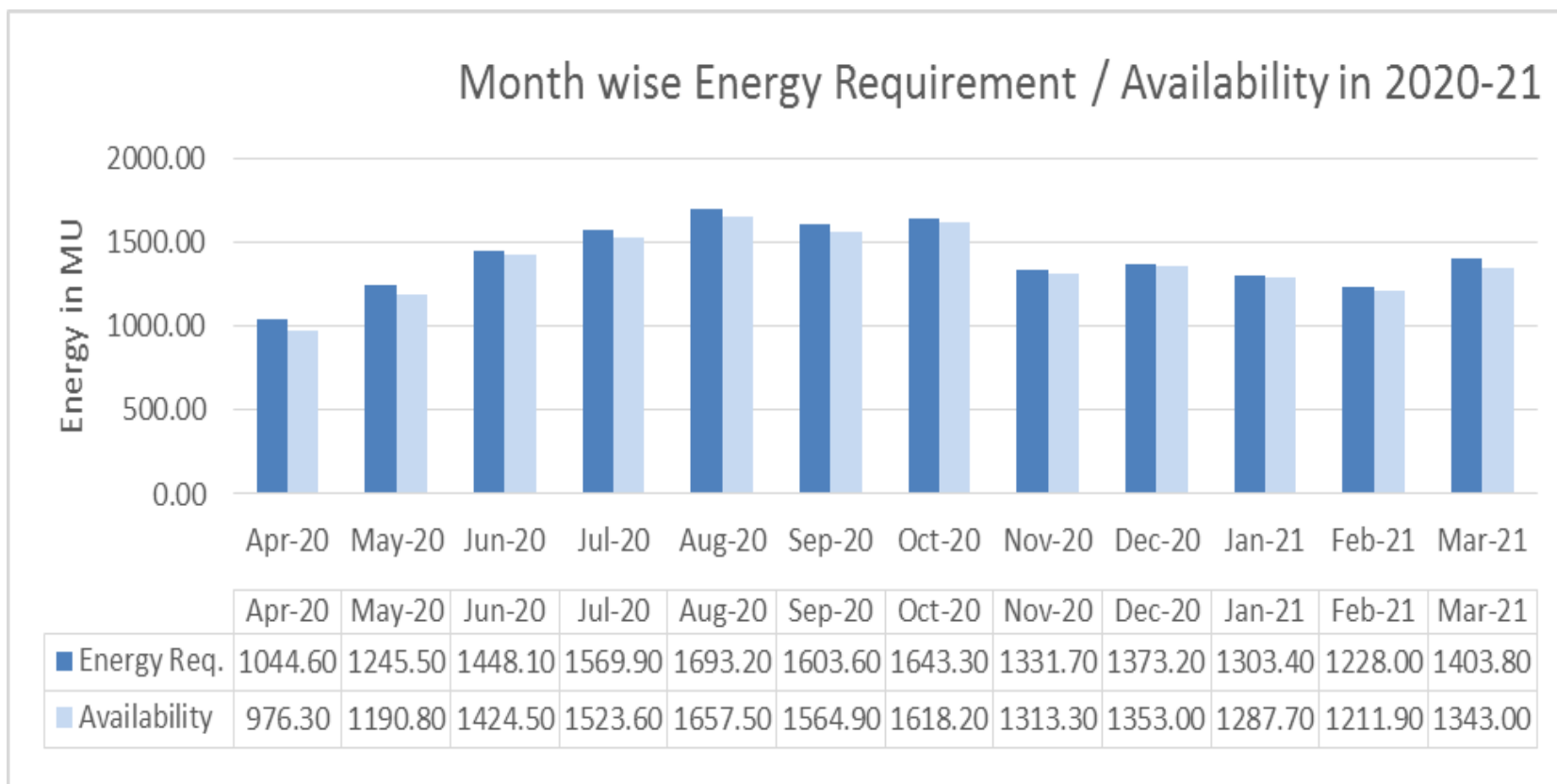
**Installed Capacity (MW) of NER as on 31.03.2021**

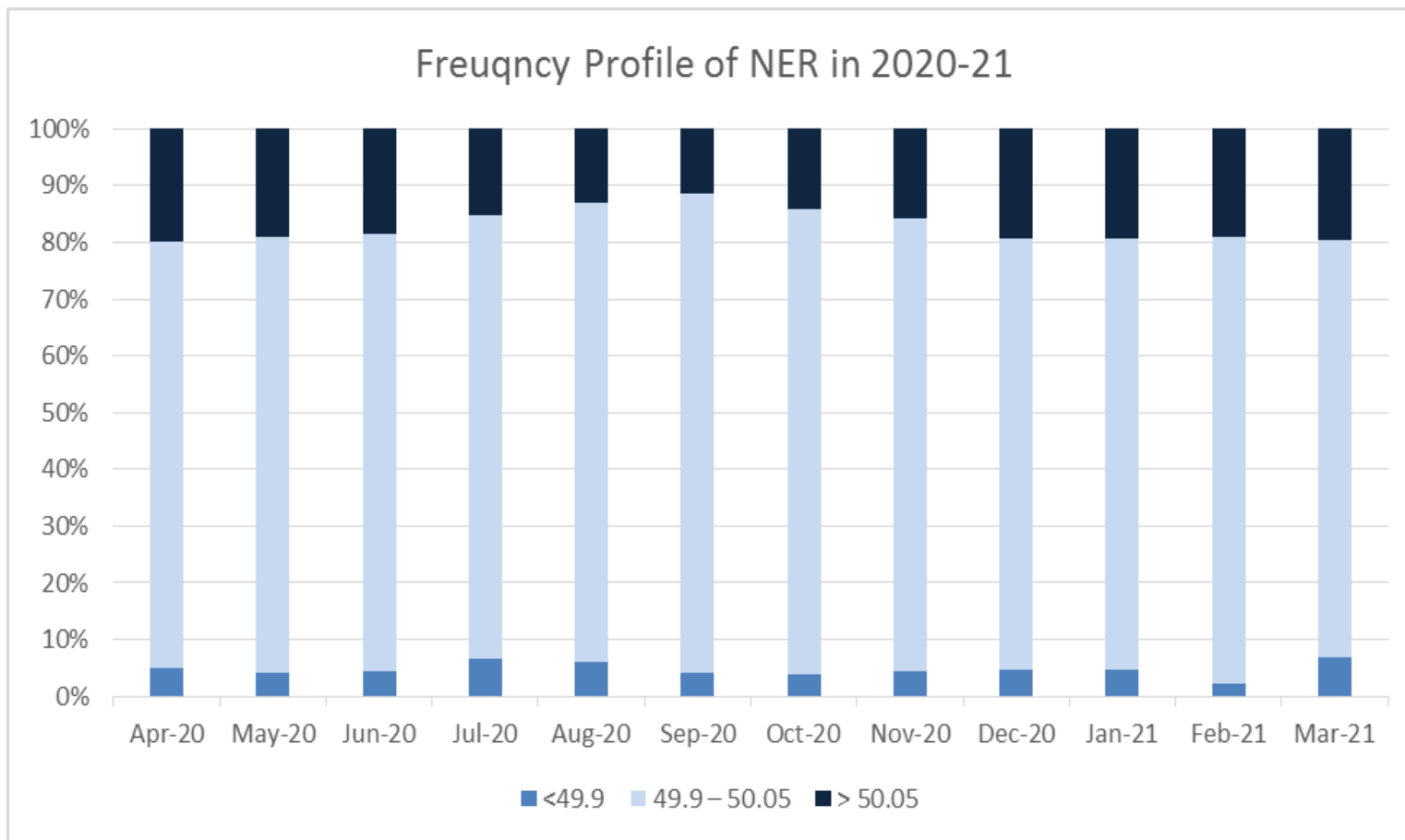


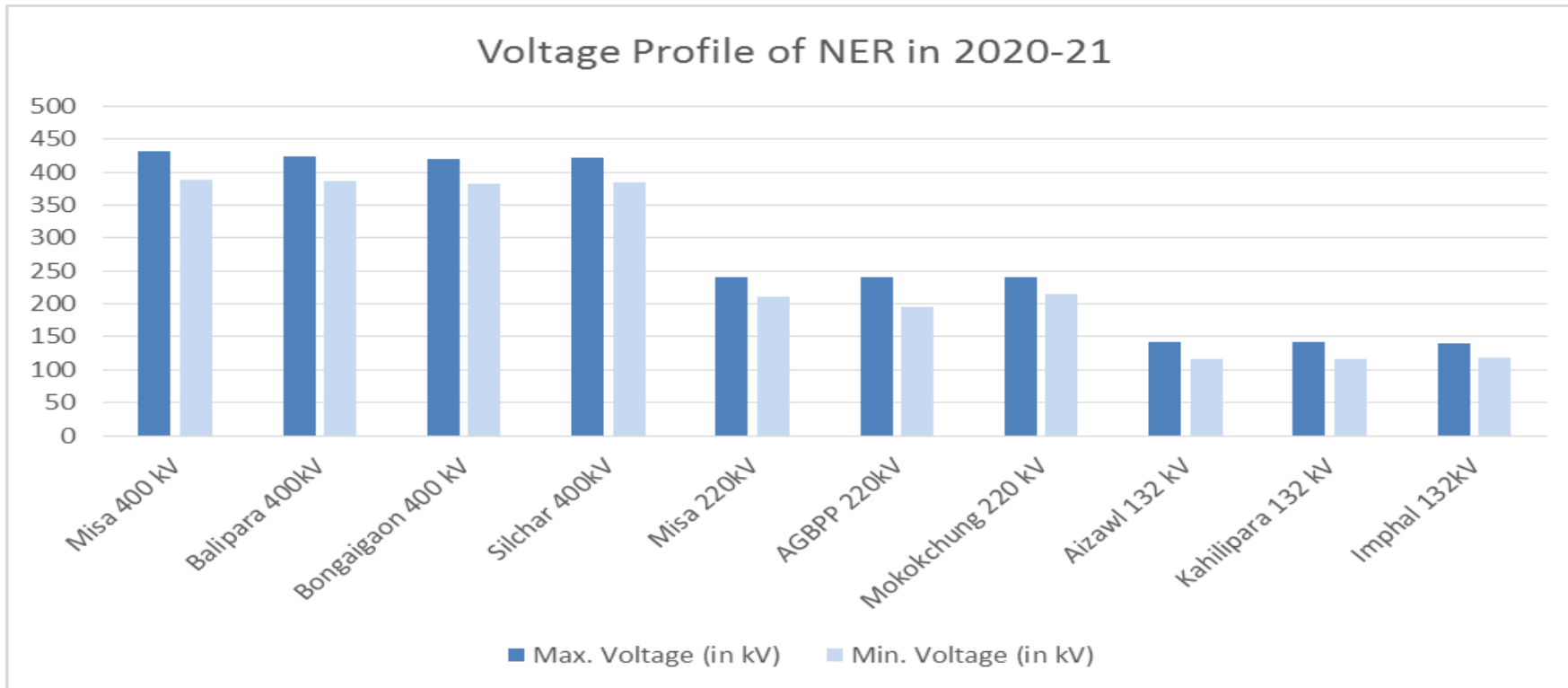












**प्रदर्श Exhibit-IX**

