सत्यमेव जयते

वार्षिक रिपोर्ट

ANNUAL REPORT

2018-19

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.**
अध्याय 1 Chapter 1		**उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति का परिचय, संविधान, कार्य, संगठनात्मक स्थापना और बजट Introduction, Constitution, Functions, Organizational setup and Budget of North- Eastern Regional Power Committee**	**1-7**
1.1	परिचय Introduction		1
1.2	उ.पू.क्षे.वि. समिति का संविधान Constitution of NERPC		3
1.3	उ.पू.क्षे.वि. समिति का कार्य Functions of NERPC		4
	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
1.4	उ.पू.क्षे.वि. समिति का बजट Budget of NERPC		7
अध्याय **Chapter 2**		**क्षेत्रीय ग्रिड प्रदर्शन Regional Grid Performance**	**9-22**
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		18
2.15	केंद्रीय क्षेत्र विद्युत का आवंटन Allocation of Central Sector Power		21

सं. **No.**	विवरण **Description**	पृष्ठ सं. **Page No.**
अध्याय **Chapter 3**	**ग्रिड व्यवधान** **Grid Disturbances**	**24**
अध्याय **Chapter 4**	**वाणिज्यिक और ऊर्जा लेखा क्रियाएँ** **Commercial and Energy Accounting Activities**	**25-32**
4.1	क्षेत्रीय ऊर्जा लेखा (आरईए) Regional Energy Accounting (REA)	25
4.2	विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम)/Deviation Settlement Mechanism (DSM)	27
4.3	विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम) देय DSM Payable	28
4.4	पारेषण शुल्क Transmission Tariff	29
अध्याय **Chapter 5**	**संचालन, सुरक्षा, संचार और प्रणाली का अध्ययन** **Operation, Protection, Communication & System Studies**	**34-39**
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	36
5.4	दीपायन योजना Islanding Scheme	36
5.5	नए एसएलडीसि का निर्माण Setting up of new SLDCs	36
5.6	विद्युत प्रणाली विकास निधि (पीएसडीएफ) Power System Development Fund(PSDF)	37
अध्याय **Chapter 6**	**उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की बैठकें** **Meetings of North-Eastern Regional Power Committee**	**40-44**
6.1	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति (एनईआरपीसी) की बैठक North-Eastern Regional Power Committee (NERPC) Meeting	40
6.2	तकनीकी समन्वय समिति (टीसीसी) की बैठक Technical Co-ordination Committee (TCC) Meeting	41
6.3	वाणिज्यिक समिति (सीसी) की बैठक Commercial Committee (CC) Meeting	42
6.4	संचालन समन्वय समिति (ओसीसी) की बैठक Operation Co-ordination Committee (OCC) Meeting	42
6.5	संरक्षण समन्वय समिति (पीसीसी) की बैठक Protection Co-ordination Committee (PCC) Meeting	43
6.6	उत्तर पूर्वी टेलिकमयुनिकेशन स्काडा तथा टेलीमेटरी (नेटेस्ट) बैठक North Eastern Telecommunication SCADA & Telemetry (NETeST)	44
अध्याय **Chapter 7**	**रिपोर्ट एवं प्रमाणन** **Reports & Certification**	**45-46**
7.1	जारी की गई रिपोर्ट Reports issued	45

सं. **No.**	विवरण **Description**	पृष्ठ सं. **Page No.**
7.2	पारेषण उपलब्धता का प्रमाणन Certification of Transmission Availability	45
अध्याय **Chapter 8**	**राजभाषा नीति का कार्यान्वयन** **Implementation of Official Language Policy**	**47**
8.1	हिंदी प्रशिक्षण Hindi Training	47
8.2	हिंदी पत्राचार एवं प्रयोग Hindi Correspondence & utilization	47
8.3	राजभाषा कार्यान्वयन समिति की बैठक Meeting of Official Language implementation committee	47
8.4	हिंदी सप्ताह एवं हिंदी संबंधित अन्य गतिविधियां Hindi Week & other Hindi related activities	47

सं. **No.**	अनुलग्नक **Annexures**	पृष्ठ सं. **Page No.**
I	31.03.2019 को उ.पू.क्षे.वि.स. के सदस्य Members of NERPC as on 31.03.2019	49-51
II	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति सचिवालय के कार्मिक Personnel of NERPC Secretariat as on 31.03.2019	52
III	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति में पदों की संस्तुति और भरण Posts Sanctioned and Filled in NERPC as on 31.03.2019	53
IV	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति का वर्ष 2018-19 के दौरान वित्तीय बजट Financial budget of NERPC during the year 2018-19	54
V	वर्ष 2018-19 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय Inter Regional Energy Exchange during 2018-19	55
VI	वर्ष 2018-19 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का वोल्टेज प्रोफाइल Voltage Profile of NER during 2018-19	56
VIIA&B	वर्ष 2018-19 के दौरान संयन्त्र उपलब्धता गुणांक Plant Availability Factor during 2018-19	57-58
VIII	वर्ष 2018-19 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का प्रणाली भार गुणांक System Load Factor of NER during 2018-19	59
IX	प्रमुख जलाशयों का जल स्तर और ऊर्जा सामग्री Water Level and Energy Content of major Reservoirs	60
X	विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम.)ऊर्जा Deviation Settlement Mechanism (DSM) Energy	61
XI	यूएफआर लोड शेडिंग विवरण UFR based load shedding details	62-66
XII	दीपायन योजना तथ्य Islanding Scheme details	67
XIII	वर्ष 2018-19 के दौरान आयोजित समितियों की बैठकों की सूची List of meetings during the year 2018-19	68-69
	प्रदर्श **Exhibits**	
I(A)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र का एकल रेखा आरेख Single Line Diagram (SLD) of NER	70
I(B)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र का विद्युत नक्शा Power Map of NER	71
II	31/03/2018 को स्थापित क्षमता Installed Capacity (MW) as on 31-03-2018	72
III	पाँच वर्षों के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र की स्थापित क्षमता Installed Capacity (MW) in NER during five years	73
IV	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में विद्युत उत्पादन का विकास Growth of Energy Generated in NER	74
V	वर्ष 2018-19 में माहवार उच्चतम माँग/माँग पूर्ति Month wise Peak-Demand / Demand-Met in 2018-19	75
VI	वर्ष 2018-19 में माहवार ऊर्जा की आवश्यकता/उपलब्धता Month wise Energy Requirement/ Availability in 2018-19	76
VII	उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड की आवृत्ति प्रोफाइल Frequency Profile of NER Grid	77
VIII	उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड का वोल्टेज प्रोफाइल Voltage Profile of NER Grid	88
IX	वर्ष 2018-19 में प्रमुख जलाशयों के जल स्तर Water Levels of major Reservoirs in 2018-19	79-80
X	वर्ष 2018-19 में प्रमुख जलाशयों के ऊर्जा सामग्री Energy Content of Reservoirs in 2018-19	81

31/03/2018 को उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य

MEMBERS OF NORTH EASTERN REGIONAL POWER COMMITTEE AS ON 31.03.2019

श्री जेम्स पी. के. संगमा

माननीय विद्युत मंत्री, मेघालय सरकार

अध्यक्ष, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति

Shri James P. K. Sangma

Hon'ble Minister of Power, Govt. of Meghalaya

Chairman, North Eastern Regional Power Committee

श्री टम्यो टगा माननीय विद्युत मंत्री, अरुणाचल प्रदेश सरकार **Shri Tamyo Taga** Hon'ble Minister of Power, Govt. of Arunachal Pradesh	**श्री तपन कुमार गोगोइ** माननीय विद्युत मंत्री, असम सरकार **Shri Topon Kumar Gogoi** Hon'ble Minister of Power, Govt. of Assam

श्री थ. बिश्वजीत सिंह माननीय विद्युत मंत्री, मणिपुर सरकार **Shri Th. Biswajit Singh,** Hon'ble Minister of Power, Govt. of Manipur	**श्री लाल थानहावला,** माननीय मुख्य मंत्री एवं विद्युत मंत्री, मिजोरम सरकार **Shri Lal Thanhawla,** Hon'ble Chief Minister & Minster of Power, Govt. of Mizoram

श्री नैफिउ रिओ, माननीय मुख्य मंत्री एवं विद्युत मंत्री, नागालैण्ड सरकार **Shri Neiphiu Rio,** Hon'ble Chief Minister & Minster of Power, Govt. of Nagaland	**श्री जिश्नु देब वर्मा** माननीय उप मुख्यमंत्री & विद्युत मंत्री, त्रिपुरा सरकार **Shri Jishnu Deb Verma** Hon'ble Dy. CM & Minister of Power, Govt. of Tripura

श्री पी.एस.म्हस्के,आईईएस सदस्य (जीओ&डी) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण **Shri P. S. Mhaske, IES** Member(GO&D), Central Electricity Authority	**श्री आशीष कुंद्रा, आईएएस** सचिव (विद्युत), अरुणाचल प्रदेश सरकार **Shri Ashish Kundra, IAS** Commissioner (Power), Govt. of Ar. Pradesh	**श्री राजीव कुमार बोरा, आईएएस** अतिरिक्त मुख्य सचिव (विद्युत), असम सरकार **Shri Rajiv Kumar Bora, IAS** Addl. Chief Secretary (Power), Govt. of Assam

श्री आर.अग्रवाल, आईएएस प्रधान सचिव विद्युत, मणिपुर सरकार **Shri R. Agrawal, IAS** Principal Secretary of Power, Govt. of Manipur	**श्री एम.एस.राव, आईएएस,** प्रधान सचिव (विद्युत), मेघालय सरकार **Shri M. S. Rao, IAS** Principal 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 के.वी.एस.बाबा
सी.ई.ओ., एन.एल.डी.सी.,
Shri K. V. S. Baba,
CEO, NLDC

श्री पु. ह. ललेंग्मविअ
सचिव (विद्युत), मिजोरम सरकार
Shri Pu H. Lalengmawia, IAS
Secretary (Power),
Govt. of Mizoram

श्री एस.के.राकेश, आईएएस
प्रधान सचिव विद्युत, त्रिपुरा सरकार
Shri Manoj Kumar, IAS
Principal Secretary of Power,
Govt. of Tripura

श्री पी. एस. थंग्खिएव, आईएस
अध्यक्ष, एमईईसीएल,
मेघालय सरकार
Shri P. S. Thangkhiew, IAS
Chairman, MeECL
Govt. of Meghalaya

श्री ऐ.जी. वेस्ट खारकोंगोर,
अध्यक्ष एवं प्रबन्ध निदेशक,
नीपको लिमिटेड
Shri A. G. West Kharkongor,
Chairman & Managing Director
NEEPCO Ltd.

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

श्री एम.एस.केले,
अध्यक्ष एवं प्रबंध निदेशक,
टीएसईसीएल
Shri M. S. Kele,
Chairman &.Managing Director
TSECL

श्री जनार्दन चौधरी
निदेशक (तकनीकी),
एनएचपीसी
Shri Janardan Choudhary
Director (Technical),
N.H.P.C.

श्री आर.पी.सस्मल
निदेशक (ऑपरेशन), पावरग्रिड
Shri R. P. Sasmal
Director (Operation),
Powergrid

श्री अरुन कुमार गर्ग
सीईओ, एनवीवीएनएल

Sh. Arun Kumar Garg
CEO, NVVNL

श्री एस.एन.कलिता
प्रबन्धक निदेशक, ए.ई.जी.सी.एल

Shri S. N. Kalita
MD, AEGCL

श्री एस.गांगुली
प्रबन्धक निदेशक, ओ.टी.पी.सी

Shri S. Ganguly
MD,OTPC

श्रीमती के. बरुआ
प्रबन्धक निदेशक, ए.पी.जी.सी.एल.

Smt. K. Baruah
MD, APGCL

श्री राकेश अग्रवाल, आइएएस
प्रबन्धक निदेशक, **ए.पी.डी.सी.एल.**
Shri Rakesh Agarwal, IAS
MD, APDCL

श्री टी.एस.सिंह
कार्यपालक निदेशक, एनईआरएलडीसी
Shri T.S. Singh
Executive Director
NERLDC

श्री पी.के.मिश्रा, आईईएस (सीपीईएस)
सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति
Shri P. K. Mishra, IES (CPES)
Member Secretary
North Eastern Regional Power Committee

अध्याय / CHAPTER 1

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

Introduction, Constitution, Functions, Organizational setup and Budget 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 क्रमश: 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 a large pool of experienced 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, नामत: अरुणाचल प्रदेश, असम, मणिपुर, मेघालय, मिजोरम, नागालैंड और त्रिपुरा शामिल हैं।

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.

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 मंत्रीं बोर्ड के सदस्य हैं, चक्रानुसार एक वर्ष की अवधि हेतु एनईआरईबी के अध्यक्ष के रूप में कार्य करते हैं।

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.

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 सुचारू 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:

Thereafter, Government of India enacted the Electricity Act, 2003 through Gazette notification no. 23/24/99-R&R (vol XV), dated 10th 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 25th 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, अर्थात नॉर्थ ईस्टर्न इलेक्ट्रिक पावर कॉरपोरेशन लिमिटेड (नीपको), नेशनल हाइड्रो - इलेक्ट्रिक पावर कारपोरेशन (एनएचपीसी), पावर ग्रिड कार्पोरेशन ओफ इंडिया लिमिटेड (पीजीसीआईएल), नेशनल थर्मल पावर कारपोरेशन (एनटीपीसी), ओएनजीसी त्रिपुरा पावर कारपोरेशन (ओटीपीसी), नॉर्थ ईस्टर्न रीजनल लोड डिस्पैच सेंटर (एनईआरएलडीसी), पॉवर ट्रेडिंगकंपनी 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 घटक राज्य के माननीय विद्युत मंत्रियों द्वारा की जाती है। 31.03.2019 को एनईआरपीसी के अध्यक्ष श्री. **सी. ओ. यांबोन**, माननीय विद्युत मंत्री मणिपुर सरकार हैं। 31.03.2019 को 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। 31.03.2019 को श्री.पी.के.मिश्रा सदस्य सचिव हैं। 31.03.2019 तक सचिवालय के अन्य कार्मिक **अनुलग्नक-II** में दिए गये हैं जबकि **अनुलग्नक-III** पदों की मंजूरी और 31.03.2019 तक 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, TPGCL, 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), Power Grid Corporation of India Ltd. (PGCIL), National Thermal Power Corporation (NTPC), ONGC Tripura Power Corporation (OTPC), 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 31.03.2019 is Shri James P. K. Sangma, Hon'ble Minister of Power, Govt. of Meghalaya. Members of the NERPC as on 31.03.2019 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 31.03.2019 Shri P.K. Mishra is Member Secretary of NERPC. The other Personnel of the Secretariat as on 31.03.2019 are given in **Annexure-II** whereas **Annexure-III** shows posts sanctioned and filled as on 31.03.2019.

1.3 एनईआरपीसी का कार्य

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

- वाणिज्यिक
- प्रचालन 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 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 मिनट्स 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 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 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 <u>सुरक्षा:</u>

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 योजनाऐं ।
6. क्षेत्र में ग्रिड व्यवधान जांच समिति द्वारा उपर्युक्त मामलों पर दिए गए सिफारिशों के कार्यांव्यन 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. रिएक्टीव प्रतिपूर्ति अपेक्षाओं की समीक्षा का अध्ययन
9. कहीं और कभी भी जरुरत पड़ने पर पीक स्थिति और ऑफ पीक स्थिति में प्रचालन लोड प्रवाह अध्ययन ।
10. जैसे और कभी भी जरुरत पड़ने पर शोर्ट सर्किट अध्ययन ।
11. जैसे और कभी भी आवश्यक्ता पड़ने पर मुख्य घटनाओं जैसे ग्रिड व्यवधान अथवा ऐसे ही मुद्दों पर अल्पकालिक स्थायित्व अध्ययन ।
12. रिएक्टरों की जरुरत की पहचान आवश्यक्ता 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 <u>Protection:</u>

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 <u>निगरानी और डेटा प्रबंधन:</u>

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 अनुपुरक 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 ।

अ) ग्रिड के प्रदर्शन में सुधार के लिए क्षेत्रीय स्तर का कार्य विश्लेषण करना।

आ) अन्तरराज्यीय/अन्तरक्षेत्रीय विद्युत पारेषण की सुविधा प्रदान करना।

इ) सीटीयु/एसटीयु के साथ अन्तरराज्यीय/ अन्त: राज्यीय पारेषण प्रणाली से संबंधित सभी कार्यों की योजना को सुविधाजनक बनाना।

ई) 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 <u>Monitoring and Data Management:</u>

1. To prepare annual reports, Load Generaion 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.

उ) ग्रिड के स्थिर संचालन के लिए सुरक्षा के अध्ययन सहित संचालन योजना का अध्ययन करना।

ऊ) वार्षिक/मासिक आधार पर पारेषण प्रणाली के आउटेज की योजना बनाना।

ऋ) 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।

ऌ) क्षेत्र में विद्युत व्यवस्था के संचालन में दक्षता और अर्थव्यवस्था से संबंधित सभी मुद्दों पर आम सहमति तैयार करना ।

V. To undertake operational planning studies including protection studies for stable operation of the grid.

VI. To undertake planning of outage of Transmission System on monthly basis.

VII. To undertake planning for maintaining proper voltages through review of Reactive Compensation requirement through System Study Committee and monitoring of installed capacitors.

VIII. To evolve consensus on all issues relating to economy and efficiency in the operation of power system in the region.

1.4 एनईआरपीसी का बजट:

वर्तमान में, एनईआरपीसी के दो बड़े प्रमुख हेड है अर्थात , क्षेत्रीय समन्वय केन्द्र (2801-गैर योजना) और लोड डिस्पैचिंग स्टेशन (2801-गैर योजना) हैं, जिसके तहत सभी व्यय किया जाता है। वर्ष 2018-19 के दौरान कुल स्वीकृत बजट/व्यय ▪.27,474.000/-के मुताबिक वास्तविक व्यय ▪.26,084,160/-.था । व्यय का विवरण **अनुलग्नक-IV** पर हैं ।

1.4 Budget of NERPC:

Presently, NERPC has two major Budget Heads, namely, Regional Co-ordination Centre (2801-Non-Plan) and Load Dispatching Station (2801-Non-Plan) under which all the expenditures are booked. Total Sanctioned Budget/Expenditure during 2018-19 was ₹. 27,474,000/- against the actual expenditure of ₹. 26,084,160/-. The details of the expenditure are at **Annexure-I**

36वीं सीसी बैठक, ईटानगर / 36th CC Meeting, Itanagar.

अध्याय / CHAPTER – 2

क्षेत्रीय ग्रिड प्रदर्शन
Regional Grid Performance

2.1 स्थापित क्षमता:

31 मार्च 2098 तक क्षेत्रीय ग्रिड से जुड़े हुए उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) में विद्युत उत्पादन संयन्त्रों की कुल स्थापित क्षमता 3702 मेगावाट है, जिसमें से क्रमशः 652.5, 1389.7 और 1649.8 मेगावॉट तापीय, जल और गैस टरबाइन संयन्त्रों का योगदान हैं। 31/03/2019 को प्रतिशतता के हिसाब से स्थापित क्षमता **प्रदर्श-II** में दर्शाया गया है। इस के अलावा, इस क्षेत्र में लगभग 129.75 मेगावाट isolated क्षमता है, जिसमें पनबिजली 77.75 मेगावाट और जी.टी./ डीजल 52 मेगावाट शामिल है। इसलिए, 31 मार्च, 2019 को क्षेत्र की कुल स्थापित क्षमता 3831.75 मेगावाट है।

राज्यों में 31 मार्च 2019 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 दर्शाया गया है। इसको ग्राफ रूप में **प्रदर्श-III** में दर्शाया 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 3702 MW as on 31st March, 2019 out of which 652.5, 1389.7 and 1649.8 MW are contributed by thermal, hydel and gas turbine stations respectively. The Percentage wise installed capacity of NER grid as on 31.03.2019 is shown in **Exhibit-II**. Apart from this, there is around 129.75 MW of isolated capacity in the region consisting of hydel 77.75 (MW) and GT/ Diesel 52 (MW). So, total installed capacity of the region as on 31st March, 2019 is 3831.75 MW (including isolated generation in all states).

Constituent-wise Installed Capacity of NER Grid (in MW) as on **31st March, 2019**:-

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
2014-15	3115.17	124	3239.17	423.47	15.04%
2015-16	3477.1	124	3601.10	361.93	11.17%
2016-17	3528.1	124	3652.10	51	1.42%
2017-18	3702	129.75	3831.75	179.65	4.92%
2018-19	3702	129.75	3831.75	0	0

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)				
	तापीय Thermal		जलीय Hydel	RES	योग Total
	Coal	GT			
केन्द्रीय क्षेत्र Central Sector					
1. नीपको NEEPCO					
a) खानदोंग KHANDONG		-	50		50
b) कोपिली KOPILI	-	-	200		200
c) कोपिली KOPILI Stage-II	-	-	25		25
d) एजीबीपीपी AGBPP	-	291	-		291
e) एजीटीपीपी AGTPP		135	-		135
f) दोयांगDOYANG	-	-	75		75
g) रंगानदी RANGANADI	-	-	405		405
h) मोनार्चक MONARCHAK		101	-	5	106
2. एनएचपीसी NHPC	-				
a) लोकताक LOKTAK	-	-	105		105
3. ओटीपीसी OTPC					
a) पलाटानाPALATANA	-	726.6	-		726.6
4. एनटीपीसी NTPC		-	-		
a) BgTPP	500				500
कुल केन्द्रीय क्षेत्र Total Central Sector:	**500**	**1253.6**	**860**	**5**	**2618.6**
राज्य क्षेत्र State Sector					
1. असम ASSAM + DLF	24.5	226.7	107	5	363.2
2. मेंघालय MEGHALAYA	105	-	354.7		459.7
3. मिजोंरम MIZORAM	23	-	29		52
4. त्रिपुरा TRIPURA	0	169.5	15		184.5
5. नागालैण्ड NAGALAND	0	-	24		24
कुल राज्य क्षेत्र Total State Sector :	**152.5**	**396.2**	**529.7**	**5**	**1083.4**
कुल उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड Total NER Grid	**652.5**	**1649.8**	**1389.7**	**10**	**3702**

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)				
	2014-15	**2015-16**	**2016-17**	**2018-19**	**2018-19**
ASEB	1919.388	1843.07	1670.47	1488.04	1488.84
MeECL	846.33	925.14	829.84	1233.3	979.02
Tripura	761.611	719.34	657.44	638.81	634.74
Nagaland	84.351	89.31	107.86	88.84	87.37
Mizoram	23.966	13.88	31.52	18.51	23.12
कुल राज्य क्षेत्र *Total State Sector*	**3635.646**	**3590.74**	**3297.13**	**3467.5**	**3213.09**
Kopili+Khand+Kopili-II	717.294	954.1	1192.2	1433.5	1324.7
Doyang	165.309	176.4	257.9	274.3	231.4
AGBPP	1741.064	1709.2	1572.7	1598.5	1639.4
AGTPP	628.664	871.1	902.3	688.2	650.6
Monarchak	-	95.6	158.2	677.54	681.1
Ranganadi	1109.496	1280	1249.1	1416.8	1052
Turial	-	-	-	-	143.2
Pare	-	-	-	-	327.3
Loktak	372.43	537.5	741.1	827.2	602.6
Palatana	2664.316	3479.2	4773.9	4052.7	4708.4
BgTPP	-	114.8	1633	1531	2842.1
कुल केन्द्रीय क्षेत्र *Total Central Sector*	**7398.573**	**9218.1**	**12480.4**	**12499.74**	**14202.8**
कुल उत्तर पूर्वी क्षेत्र	**11034.219**	**12808.84**	**15777.53**	**15967.24**	**17415.89**

2.3 माँग:

वित्तीय वर्ष 2018-19 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र की उच्चतम माँग और माँग पूर्ति **प्रदर्श-V** में दर्शाया गया है और वर्ष 2018-19 के दौरान दर्शाया राज्यवार आँकड़ा नीचे प्रस्तुत है

2.3 Demand:

The Peak Demand Vs Demand met in NER during 2018-19 is depicted in **Exhibit-V** and the statewise data for the FY 2018-19 is furnished in the following page:

वित्तीय वर्ष 2018 -19 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र की उच्चतम माँग और माँग पूर्ति/Peak Demand and Peak Demand met during 2018-19. (in MW)													
States	Particulars	Apr-18	May-18	Jun-18	Jul-18	Aug-18	Sep-18	Oct-18	Nov-18	Dec-18	Jan-19	Feb-19	Mar-19
अरु. प्रदेश Ar.Pradesh	Peak Demand	130	128	138	130	136	132	129	128	133	126	150	133
	Demand Met	125	123	133	128	133	130	125	128	131	124	148	131
असम Assam	Peak Demand	1532	1626	1782	1863	1834	1865	1785	1547	1440	1491	1417	1743
	Demand Met	1503	1596	1750	1776	1795	1809	1704	1525	1418	1468	1440	1508
मणिपुर Manipur	Peak Demand	193	179	179	174	177	184	187	189	214	219	192	204
	Demand Met	186	172	172	171	175	182	185	189	211	216	194	199
मेघालय Meghalaya	Peak Demand	307	371	326	334	326	317	336	352	366	374	356	357
	Demand Met	307	368	326	332	326	317	336	352	366	372	356	357
मिजोरम Mizoram	Peak Demand	98	96	103	101	99	95	99	102	112	121	102	235
	Demand Met	89	87	94	98	97	93	97	102	111	119	109	105
नागालैंड Nagaland	Peak Demand	156	147	129	133	134	142	134	139	135	140	130	127
	Demand Met	127	119	129	126	133	138	131	135	133	138	132	125
त्रिपुरा Tripura	Peak Demand	304	276	281	298	292	296	269	259	240	224	231	249
	Demand Met	301	276	276	288	287	293	269	258	228	223	231	249
उ.पू.क्षेत्र NER	Peak Demand	2600	2709	2640	2899	2967	2921	2790	2672	2541	2575	2480	2540
	Demand Met	2552	2611	2564	2798	2795	2850	2700	2620	2511	2552	2514	2535

2.4 ऊर्जा आवश्यकताएँ बनाम उपलब्धता:

वित्तीय वर्ष 2018-19 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र में ऊर्जा की आवश्यकता बनाम उपलब्धता **प्रदर्श-VI** में दर्शाया गया है और वित्तीय वर्ष 2018-19 के दौरान विस्तृत राज्यवार आँकड़ा नीचे प्रस्तुत हैं:

2.4 Energy Requirement vs Availability:

The energy requirement Vs availability in NER during 2018-19 is depicted in **Exhibit-VI** and the statewise data for the FY 2018-19 is furnished in the following table:

वित्तीय वर्ष 2018-19 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र में ऊर्जा की आवश्यकता बनाम उपलब्धता/Energy Requirement vs availability during 2018-19. (in MU)

States	Particulars	Apr-18	May-18	Jun-18	Jul-18	Aug-18	Sep-18	Oct-18	Nov-18	Dec-18	Jan-19	Feb-19	Mar-19
अरु. प्रदेश Ar.Pradesh	Energy Req.	69.80	71.77	70.76	72.49	76.34	74.16	70.06	67.34	75.90	77.65	69.26	72.65
	Availability	68.55	70.83	69.77	71.43	75.40	73.39	69.39	66.61	75.33	77.25	68.87	72.61
असम Assam	Energy Req.	680.19	738.04	913.96	998.64	1039.01	950.19	815.67	707.55	691.41	682.38	634.73	691.92
	Availability	644.42	697.21	874.61	961.61	1002.10	913.86	791.24	690.76	677.11	672.85	621.09	691.13
मणिपुर Manipur	Energy Req.	64.99	68.18	67.74	72.38	70.53	69.88	75.80	81.80	89.09	92.08	75.39	99.68
	Availability	63.81	67.14	66.65	71.27	69.61	69.13	75.07	80.71	88.55	91.53	74.62	76.59
मेघालय Meghalaya	Energy Req.	131.74	138.92	143.28	169.75	162.17	150.14	144.61	163.83	192.05	196.51	175.48	188.89
	Availability	131.70	138.88	143.19	169.65	162.07	150.03	144.53	163.73	191.93	196.39	175.36	188.15
मिजोरम Mizoram	Energy Req.	53.94	40.70	43.66	46.53	58.96	58.04	70.64	67.71	53.75	53.67	47.34	48.16
	Availability	52.98	39.89	42.97	45.67	58.28	57.35	70.08	67.02	53.42	53.14	46.79	47.67
नागालैंड Nagaland	Energy Req.	69.72	72.75	78.16	82.22	80.88	80.49	74.27	61.04	79.63	78.92	64.55	64.60
	Availability	61.37	64.39	69.78	73.84	72.50	72.10	65.89	52.67	71.24	70.54	56.17	64.13
त्रिपुरा Tripura	Energy Req.	241.20	101.52	121.77	144.97	179.61	192.00	187.38	164.71	165.65	147.61	151.73	151.51
	Availability	237.00	96.26	118.81	142.93	178.04	190.70	186.04	163.50	165.34	147.43	150.75	150.23
उ.पू.क्षेत्र NER	Energy Req.	1311.58	1231.88	1439.32	1586.97	1667.50	1574.89	1438.42	1314.00	1347.47	1328.81	1218.48	1317.41
	Availability	1259.83	1174.60	1385.77	1536.40	1618.00	1526.55	1402.25	1285.01	1322.93	1309.14	1193.66	1290.52

2.5 अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय:

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

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:

वर्ष Year	उत्तर पूर्वी क्षेत्र से पूर्वोत्तर क्षेत्र में शुद्ध निर्यात Net Export from NER to ER	Net Export from NER to NR
2014-15	-1909.818	**-**
2015-16	-1134.602	**-386.52**
2016-17	**- 2096.98**	**1698.34**
2018-19	**-3272.45**	**3189.00**
2018-19	**-1226.70**	**1980.92**

माह-वार वर्ष 2018-19 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय **अनुलग्नक-V** में दी गई है।

Month-wise inter regional energy exchange during 2018-19 is given in **Annex-V.**

2.6 आवृत्ति:

वर्ष 2018-19 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

2.6 Frequency:

Frequency profile of NER grid during 2018-19 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			आवृत्ति विचरण सूचकांक Average Frequency Variation Index
	Max	Min	Aver	<49.9	49.9 – 50.05	> 50.05	
Apr-18	50.21	49.62	49.97	13.16	79.25	7.59	0.048
May-18	50.32	49.57	49.95	22.52	70.06	7.43	0.079
Jun-18	50.24	49.60	49.98	11.84	76.96	11.18	0.049
Jul-18	50.24	49.62	49.98	10.25	76.03	13.01	0.044
Aug-18	50.22	49.62	49.98	8.92	80.43	10.64	0.040
Sep-18	50.20	49.57	49.97	13.21	80.23	6.56	0.051
Oct-18	50.20	49.69	49.97	11.71	79.34	8.95	0.047
Nov-18	50.25	49.62	49.31	9.84	79.66	10.54	0.042
Dec-18	50.25	49.67	49.98	12.60	76.96	10.43	0.047
Jan-19	50.28	49.58	49.99	10.69	70.25	19.06	0.051
Feb-19	50.26	49.68	50.00	7.23	70.92	21.85	0.043
Mar-19	50.24	49.88	50.04	7.23	70.92	21.85	0.040

2.7 वोल्टेज प्रोफाइल

वर्ष **2018-19** के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र के प्रमुख ग्रिड उप संयन्त्रों के वोल्टेज प्रोफ़ाइल नीचे दिए गए हैं:

2.7 Voltage Profile:

Voltage profile at major grid sub-stations of NER during **2018-19** are given below:

आंकड़े किलोवोल्ट में Figures in kV

क्र सं S N	उप संयन्त्रों Sub-Station	अधिकतम वोल्टेज Max. Voltage	न्यूनतम वोल्टेज Min. Voltage
1	Misa 400 kV	431	378
2	Balipara 400kV	436	370
3	Bongaigaon 400 kV	420	377
4	Silchar 400kV	424	387
5	Misa 220kV	426	210
6	AGBPP 220kV	243	194
7	Mokokchung 220 kV	240	218
8	Aizawl 132 kV	144	120
9	Kahilipara 132 kV	144	123
10	Imphal 132kV	141	121

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 2018-19 are given at **Annex-VI** and a graphical representation is shown in **Exhibit- VIII**.

IEGC मानदण्ड Norms:

प्रणाली वोल्टेज System Voltage	किलोवोल्ट kV	पी.यू. 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 2018-19 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के विद्युत संयन्त्रों के मासिक संयन्त्र उपलब्धता गुणांक **अनुलग्नक-VIIA** और वर्ष 2018-19 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 durimg 2018-19 is depicted in **Annex-VIIA** and the annual plant availability for year 2018-19 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:

उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) प्रणाली, 31.12.2013 से "**NEWS**" ग्रिड के साथ एकीकृत है । उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड 400 केवी बॉ गाइगांवनई सिलिगुड़ी डी/सी लिंक व 220 केवी सालाकटी-वीरपाड़ा डी/सी लाइन से जुड़ी है । 11.11.2012 से दुसरी 400 केवी डी/सी लाइन बॉ गाइगांव से नईसिलिगुड़ी (बिनागुड़ी) उर्जित किया गया है। इसके साथ विश्वसनीयता तथा पूर्वी क्षेत्र- उत्तर पूर्वी क्षेत्र के समग्र टीटीसी/एटीसी 550 मेगावाट से 1100 मेगावाट में बढ़ोत्तरी हुई है।

2.11 जलाशय स्तर:

वर्ष 2018-19 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 2018-19 के लिए पूर्वोत्तर क्षेत्र के प्रमुख जलाशयों में जल स्तर **प्रदर्श IX** में चित्रित है और वर्ष 2018-19 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 system is integrated with "**NEWS**" grid w.e.f. 31.12.2013. NER grid is connected through the 400 kV Bongaigaon- New Silliguri D/C link and 220 kV Salakati- Birpara D/C lines. From 11.11.2012 another 400kV D/C line from Bongaigaon to New Silliguri (Binaguri) was energised. This increased the reliability and overall TTC/ATC of ER-NER corridor from 550MW to 1100 MW.

2.11 Reservoir Levels:

Water levels of major reservoirs of NER for the year 2018-19 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 2018-19 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 2018-19 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 2018-19 are given below:

क्र सं S. N.	विद्युत प्रणाली के तत्व Power system element	Utility	Date of Commissioning
1	Pare Hydro Electric Power Plant Unit 2	NEEPCO	21.05.18
2	Pare Hydro Electric Power Plant Unit 1	NEEPCO	28.05.18
3	LILO of 132 kV Aizwal- Jiribam at Tipaimukh	MSPCL	03.06.18
4	132 kV Tezu - Namsai line	PGCIL	11.06.18
5	132/33 kV 15 MVA ICT -I at Namsai	PGCIL	12.06.18
6	132/33 kV 15 MVA ICT -II at Namsai	PGCIL	12.06.18
7	145 kV, 20 MVAR Bus Reactor at Namsai	PGCIL	12.06.18
8	LILO of 220 kV Sarusajai	AEGCL	04.06.18
9	220/132 kV, 100 MVA Transformer I at Sonapur	AEGCL	04.06.18
10	132 kV CTPS (AEGCL) - Sonapur	AEGCL	04.06.18
11	132 kV Sonapur (AEGCL)- Narengi (AEGCL)	AEGCL	04.06.18
12	132 kV Ranganadi (NEEPCO)- Itanagar (DoP, Arunachal Pradesh) I	DoP, Arunachal Prdaesh	06.07.18
13	132 kV Ranganadi (NEEPCO)- Pare (NEEPCO) II	DoP, Arunachal Prdaesh	06.07.18
14	132 kV Pare (NEEPCO)- Itanagar (DoP, Arunachal Pradesh)	DoP, Arunachal Prdaesh	07.07.18
15	Additional 132/33 kV, 3x8 MVA Transformer at Kohima	DoP, Nagaland	12.07.18
16	400/132/33 kV, 315 MVA ICT-3 at Silchar (PG)	POWERGRID	14.07.18
17	420 kV 125 MVAR Bus Reactor at Bongaigaon (PG)	POWERGRID	20.07.18
18	420 kV 80 MVAR Bus Reactor at Palatana (OTPC)	OTPC	27.07.18
19	420 kV 125 MVAR Bus Reactor at Balipara	PGCIL	01.08.18
20	Upgradation of 220/132 kV, 100 MVA Transformer with 160 MVA Transformer at BTPS (AEGCL)	AEGCL	12.08.18
21	132 kV Imphal (PG) – Imphal (MSPCL) # 1 subsequent to reconductoring with HTLS Conductor	PGCIL	18.07.18
22	25 MVA, 132/33 kV Transformer at Durlavcherra	AEGCL	06.09.18
23	50 MVA, 220/132 kV Transformer at Samaguri	AEGCL	12.09.18
24	400/220 kV, 315MVA ICT 2 at 400 kV Bongaigaon (PG) idle charged from HV side	PGCIL	12.09.18
25	400 kV Silchar- Melriat I (charged at 132 kV)	PGCIL	28.11.18
26	400 kV Silchar- Melriat II (charged at 132 kV)	PGCIL	28.11.18
27	245 kV, 31.5 MVAR Bus Reactor at Mokokchung (PG)	PGCIL	28.11.18
28	Bus Reactor 132 kV Silchar (PG)	PGCIL	18.12.18
29	Silchar - Imphal II Line at rated 400 KV	PGCIL	25.12.18
30	400 kV 80 MVAR Bus Reactor at Kameng	NEEPCO	24.03.19
31	400/220/33 kV, 500 MVA ICT-I at Misa Substation	PGCIL	26.03.19
32	220 kV GIS Bus I and II at Bongaigaon Substation	PGCIL	29.03.19
33	3 x 40 MVA, 400/132 kV ICT I at Kameng Substation	NEEPCO	29.03.19
34	400/220 kV 315 MVA ICT II at Bongaigaon Substation	PGCIL	29.03.19
35	400/220 kV 315 MVA ICT I (previously charged with AIS on 220 kV side) at Bongaigaon Substation chargedwith newly commissioned GIS Bays	PGCIL	30.03.19
36	220 kV Bongaigaon – Salakati Line # I	PGCIL	30.03.19
37	220 kV Bongaigaon – Salakati Line # II	PGCIL	30.03.19

2.14 उत्पादन यूनिटों तथा पारेषण तत्वों के निर्माण की प्रगति:

वर्ष 2018-19 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 2018-19 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
A. नीपको **NEEPCO**				
1. Kameng HEP Ar. Pradesh	4	4X150	Dec-2018Work in Progress, Leakage in penstock	Dec-2018Work in Progress, Leakage in penstock
B. एनएचपीसी **NHPC**				
1. Subansiri Lower HEP,Ar Pradesh	8	8x250	2016-18/Date is uncertain	Activities in progress. Law & order problem. Issue of Downstream impact and anti-dam activist demand stoppage of work.
C. एनटीपीसी **NTPC**				
1. Bongaigaon TPS Unit 3	3	3X250	2015-17	Two units commissioned. Activities in progress for 3rd Units
D. Athena Demwe Power				
1. Demwe Lower	6	5x342+40	2018-19	
E. मेघालय विद्युत निगम लिमिटेड **MePGCL**				
1. Ganol S.H.P	3	3x7.5	Oct-2015	LOI issued on 22nd Dec,2012. Work Order is being issued
2. New Umtru HEP	2	2x20	2014-15	COD on 01.07.2017
3. Lakroh M.H.P	1	1.5		Delayed due to rain

क्षेत्र में पारेषण लाइनों की प्रगति Progress of Transmission Lines in the Region						
Sr. No.	लाइन का नाम Name of the line	लम्बाई Length (ckt kms)	आज्ञा अनुसूची Comm. Schedule		Stringing complted-ckm	सम्बोधन REMARKS
			Schedule	Revised		
A. असम राज्य विद्युत बोर्ड की लाइनें Lines under AEGCL :						
1	BTPS RANGIA D/C LINE	326.374	MAR 13	MAR 19	210.78	Work in Progress
3	Barnagar- Barpeta line on D/C tower	68	JULY 16		0	DETAIL SURVEY COMPLETED
4	132 kV DC Chadrapur-Narangi-KHP line LILO at Sonapur.	80.188				
5	132 kV DC Sonapur-Jagiroad Tr. Line.	51.75	NOV 13	MAR 18		ROW ISSUES
6	132 kV DC Sonapur-Chandrapur Tr. Line	28.438	NOV 13	MAR 18		Completed and Charged on 10.03.2018
7	LILO of one circuit of Rangia - Sishugram - Kahilipara line at Kamakhya sub-station	0.6	MAY 14	MAY 15	0	NOT STARTED
8	OPGW FIBRE OPTICS	614.07	AUG 13	JUNE 15		IN PROGRESS
9	Kukurmara (Mirza)-Boko T/L (S/C on D/C)	6.007	MAR 17		0	80% material supplied.
10	Hailakandi- Karimganj line on D/C tower	26	JUNE 16		0	Erstwhile Contractor has been terminated, Limited Tender under process
11	LILO of one ckt. of Rowta- Depota Line-1, at Dhekiajuli (Pkg. B)	2.07	JULY 17		0	Part of material is supplied.
12	BTPS (Salakati) - APM line S/C on D/C tower	42	AUGUST 17		0	ROW issue
13	132 kV LILO to Barpeta GSS from 132 kV Dhaligaon-Bornagar Line (Package-A)	23.6	APRIL 18		0	80% MATERIAL SUPPLIED
14	Agia- Sonapur (Hatchingmari) S/C line on D/C tower	102.51	APRIL 17		NIL	ROW issue
15	220 kV S/C line on D/C tower from Sonabil to Biswanath Chariali	39.6	JUNE 17			Balance 02 nos Pile Foundation Work has been started.
16	LILO of one ckt. of Rowta- Depota	2.07	JULY 17		0	Test Charged on 30.01.18
B. मेघालय विद्युत निगम लिमिटेड की लाइनें Lines under MeECL :						
1	Rongkhon S/S- Ampati D/C	33		JUN 18	102	Delay is due to heavy flood damage in Garo Hills in September 2014, and also due to fund flow constraint and RoW issues.
2	LILO of 132KV Mawlai – Cherra line at Mawngap (Mawphlang) substation	10		APR 18	16	Delay is due to RoW issues. Work held up due to ROW problem. Overall status is 90% completed.
3	LILO of NEIGRIHMS- Khliehriat at Lad Nongkrem	6		Dec-19	7	Delay is due to delay in supply of materials for line by the vendor
4	LILO of Rongkhon Ampati at Praharinagar	20		SEP 19	30	Tendering for the LILO is under process.

Sr. No.	लाइन का नाम Name of the line	लम्बाई Length (ckt kms)	आज्ञा अनुसूची Comm. Schedule		Stringing complted-ckm	सम्बोधन REMARKS
			Schedule	Revised		
C: Lines under Manipur						
1	400KV D/C YUREMBAM TO THOUBAL	45.1			26/45.1	Foundation Completed.
2	132KV CHURACHANDPUR-THANLON	65.54			60/65.54	Completed.
3	132KV KAKCHING-MOREH	45			2.5/45	
4	132 KV IMPHAL (PG) – IMPHAL (MA)	1	DEC 17		COMPLETED	In Progress.
5	132KV CHURACHANDPUR-TIPAIMUKH	2			2/6	Completed.
D. Lines under Mizoram :						
1	132 kV Turial-Aizawl			MAR 14		
E. TSECL Lines:						
1	132 kV Surajmani Nagar-Badarghat D/C		AUG 16			Fund proposed in World Bank..
2	132 kV Surajmani Nagar-Udaipur D/C		JUNE 15			Proposed under NEC.
3	132 kV Monarchak-Surajmani Nagar D/C	50	MAR 17			Work in Progress
G. Lines under POWERGRID :						
1	132 kV Melriat (New) - Sihhmui		Dec 12	June 18		Erection completed.
2	400 kV Kameng-Balipara D/C	114	Aug 13	Mar 19		ATS slowed-down to the extent possible to match Gen.
3	400 kV Lower Subansiri-Biswanath Chariyali D/C I	335	Aug 13	Mar 18	64	Works stand-still on a/c of local disturbance/agitation against bigdams
4	400 kV Lower Subansiri-Biswanath Chariyali D/C II	348	Aug 13	Mar 18	35	Works stand-still on a/c of local disturbance/agitation against bigdams
5	400 kV Silchar-Melriat(New) D/C (Charged at 132 kV)	288	Dec 12	June 18	137	Major portion of line is in forest (60%). Delay in tree cutting affecting site progress.
6	Phulbari (Meghalaya) - Ampati		Sep 19	Sep 19		
7	LILO of 132 kV Jiribam-Aizawl at Turial					
8	132KV D/C Interconnecting Silchar-Melriat T/L using 220 KV Towers		Mar 17	June 17		Work in Progress
9	LILO of 132 kV Zemabawk - W.Phaileng at Sihhmui			Dec 13		

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 2018-19 के दौरान राज्यों के उत्पादन संयन्त्र का उत्पादन लगभग 3467.5 मेगा यूनिट (21.71%) और केन्द्रीय उत्पादन संयन्त्र का उत्पादन लगभग 12499.74 (78.29%) 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 2018-19 States generated nearly 3467.50 MU (21.71%) and CS generation was nearly 12499.74 MU (78.29%). 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-18	May-18	Jun-18	Jul-18	Aug-18	Sep-18	Oct-18	Nov-18	Dec-18	Jan-19	Feb-19	Mar-19
Ar. Pradesh	49.6	49.6	88.9	103.4	100.5	88.2	70.7	61.3	55.0	58.1	64.2	71.1
ASEB	491.9	491.9	662.9	748.2	676.3	644.9	625.2	575.6	555.0	590.8	509.7	598.2
Manipur	71.1	71.1	115.9	130.3	128.0	111.3	104.9	83.0	79.8	81.9	64.8	74.5
MeECL	100.0	100.0	144.1	167.7	162.2	117.1	112.7	73.7	61.1	53.1	44.4	53.7
Mizoram	42.3	42.3	62.3	70.7	68.8	61.6	55.3	50.8	48.3	51.2	43.1	49.4
Nagaland	50.1	50.1	75.4	86.7	85.8	72.8	61.9	58.7	57.5	60.5	50.4	56.5
TSECL	138.4	138.4	161.5	192.0	180.8	157.1	168.7	166.6	163.3	169.1	145.1	172.1
PGCIL-HVDC	1.4	1.4	1.6	1.6	1.5	1.1	0.9	1.4	1.2	218.4	1.5	1.6

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 भारित 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 GoI orders due to various reasons like addition of new Units in the grid, changes in requirements from the beneficiary States etc.

31.03.2019 को सीएसजीएस में संचयी भारित औसत शेयर आवंटन निम्नानुसार है:

The Cumulative weighted Average Share Allocation in CSGS as on 31.03.2019 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	AGBPP	AGTCCPP	BgTPP	OTPC
Ar.Pradesh	0	5.191	5.992	4.194	18.462	6.852	4.94	5.694	6.702	5.1325	3.030303
Assam	0	53.455	52.355	56.285	43.328	43.808	29.445	56.503	43.72	57.42	33.057851
Manipur	25	7.395	6.945	6.555	8.373	7.865	42.508	8.105	8.225	7.505	5.785124
Meghalaya	0	17.395	13.675	16.905	11.505	11.455	0	11.815	12.633	11.48	10.881543
Mizoram	25	4.61	6.04	3.94	5.7	5.25	5.02	5.41	6	5.415	3.030303
Nagaland	0	6.147	5.735	6.653	5.335	17.967	6.435	5.805	5.737	4.93	3.719008
Tripura	50	5.807	9.258	5.468	7.297	6.803	11.652	6.668	16.983	7.6175	26.997245
NER	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99.5	86.501377

The share allocation (in %) from Central Sector generating stations in Eastern Region as on 31.03.2019 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	5.093479	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
Tripura	0	0	0	0	0
NER	3.219193	0	5.851296	5.093479	2.858876

36वीं सीसी बैठक, ईटानगर / 36th CC Meeting, Itanagar.

अध्याय CHAPTER 3

ग्रिड व्यवधान
Grid Disturbances

1 अप्रैल 2018 से 31 मार्च 2019 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) में हुई प्रमुख ग्रिड व्यवधान की घटनाओं के विवरण नीचे दिए गए हैं। ग्रिड में व्यवधान का असर आंशिक रूप से था।

Major grid disruption events in NER region from 1st April 2018 to 31st March 2019 are given below. The impact of the disruption in the grid was partly.

सं **Sl. No.**	घटनाओं के दिनांक और समय **Date and Time (Hrs.) of Occurrence**	प्रभावित क्षेत्र **Areas affected**	कारण **Causes**	मरम्मत के दिनांक और समय **Date and Time (Hrs.) of restoration**
No major Grid Disturbances during the Year 2018-19				

अध्याय CHAPTER 4

वाणिज्य और उर्जा लेखा क्रियाएं

Commercial and Energy Accounting Activities

4.1 क्षेत्रीय ऊर्जा 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 ऊर्जा 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 (पीएएफएम) के आधार पर मासिक संचयी आधार।
2. ऊर्जा शुल्क - अभिकल्प ऊर्जा पर आधारित मासिक आधार।
3. प्रोत्साहन - मासिक आधार पर प्राप्त मासिक संयंत्र उपलब्धता कारक (पीएएफएम) में सम्मिलित।
4. पारेषण शुल्क - मासिक पारेषण उपलब्धि कारक (टीएएफएम) 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 हैं।

क्षेत्रीय ऊर्जा 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 है। लाभार्थियों के साथ, आइएसजीएस, सीटीयू आदि से निर्मित बिलों का भुगतान मासिक क्षेत्रीय ऊर्जा लेखाओं के आधार पर होता 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.

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 है।

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.

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

The Annual Fixed Charges and Design Energy for thermal and hydro power stations of Central Sector Generators in the North Eastern Region as on 31.03.2019 are as follows:

विद्युत संयन्त्र 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
PARE	110		
पालाटाना **PALATANA**	726.6	लागू नहीं NA	899.0405
बोंगैगओन **BONGAIGAON**	500	**NA**	472.8975

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 अवलम्वित की जा सके। उपलब्धता आधारित दर (एबीटी) का मुख्य उद्देश्य ग्रिड अनुशासन बनाए रखना है जहॉ, 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 2018-19 के दौरान लागू डीएसएम दरें निम्नानुसार है:

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 2018-19 were as under:

(सीईआरसी आदेश. संख्या **एल-1/132/2013/सीईआरसी** दिनांकित 06 जनवारी, 2014 के अनुसार)
(Vide CERC's order no. **L-1/132/2013/CERC** dated 6th January, 2014)

समय ब्लॉक का औसत आवृत्ति **(हर्टज)** Average frequency of time block(Hz)	डी.एस.एम दर (पैसा प्रति किलोवॉट घण्टा) DSM rate (Paisa per kWh)
50.05 हर्टज और ऊपर 50.05 Hz and above	साधारण शुल्क 0 पैसा प्रति किलोवॉट घण्टा अतिरिक्त शुल्क 178 पैसा प्रति किलोवॉट घण्टा अनुसूचित के 12% या 150 मेगावॉट जो कम हो Normal Charge 0 paisa per kWh Additional charge for deviation fixed at 178 paisa per kWh on 12% of schedule or 150MW whichever is less
50.05 हर्टज और 50.00हर्टज के मध्य Between 50.05 Hz and 50.00 Hz	0.01 हर्टज स्टेप में रेखीय (इस सीमा के भीतर प्रत्येक 0.01 हर्टज स्टेप 35.60 पैसा प्रति किलोवॉट घण्टा के बराबर है) Linear in 0.01 Hz step (each 0.01 Hz step is equivalent to 35.60 paisa per kWh within this range)
50.00 हर्टज और 49.7 हर्टज के मध्य Between 50.00 Hz and 49.70 Hz	0.02 हर्टज स्टेप में रेखीय (इस सीमा के भीतर प्रत्येक 0.02 हर्टज स्टेप 15.5 पैसा प्रति किलोवॉट घण्टा के बराबर है) Linear in 0.01 Hz step (each 0.01 Hz step is equivalent to 20.84 paisa per kWh within this range)
49.7 हर्टज से नीचे Below 49.7 Hz	साधारण शुल्क 0 पैसा प्रति किलोवॉट घण्टा अतिरिक्त शुल्क 250 गुना विचलन समयब्लाक में @824.04पैसा प्रति किलोवॉट घण्टा Normal Charge 0 paisa per kWh Additional charge for deviation fixed at 250 times the deviation in a time block @ 824.04 paisa per kWh

जनित्र के लिए, डीएसएम ऊर्जा वास्तविक उत्पादन (पूर्व बस) और निर्धारित उत्पादन (पूर्व बस) के मध्य अन्तर है, जबकि एक लाभार्थी के लिए यह वास्तविक (परिधि) आहरण और निर्धारित (परिधि) आहरण के मध्य अन्तर के बराबर है। डी.एस. एम. प्रभार डी.एस. एम. दर के साथ डी.एस. एम. ऊर्जा के गुणन से प्राप्त की जाती है। डी.एस. एम. दर केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (सीईआरसी) के द्वारा अधिसूचित एक आवृत्ति निर्भर ऊर्जा दर है। घटक डी.एस. एम. प्रभार की भुगतान/प्राप्ति पर निर्भर करता है जो ग्रिड आवृत्ति को सहायता प्रदान की है/कम आँका है, पर निर्भर करता है।

For a Generator, DSM energy 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). DSM charge is obtained by multiplying the DSM energy with DSM rate. DSM rate is a frequency dependent energy rate notified by Central Electricity Regulatory Commission (CERC). A constituent may receive / pay DSM charge depending on whether it has assisted/ undermined the grid frequency.

4.3 <u>विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम.) देय:</u>

4.3 <u>Deviation Settlement Mechanism (DSM) Payable:</u>

वित्तीय वर्ष 2016-2017 के लिए उत्तर पूर्वी क्षेत्र के देयविचलन व्यवस्थापन तंत्र (डीएसएम) (रूपये करोड़ों में) अधोलिखित हैं:

The Deviation Settlement Mechanism (DSM) payable (in Rupees Crore) of North-Eastern Region for the financial year 2018-19 is given as below:

(**आंकड़े रुपये लाखों में** Figures in Rs. Crore)

Name of state	Apr-18	May-18	Jun-18	Jul-18	Aug-18	Sep-18	Oct-18	Nov-18	Dec-18	Jan-19	Feb-19	Mar-19
अरु. प्रदेश Ar. Pradesh	-4.58	-4.58	0.98	0.98	1.15	1.28	-1.22	-2.05	-4.07	-24.97	-5.31	-3.43
असम Assam	-4.12	-4.12	-1.60	-1.55	-5.30	-2.96	-5.69	-3.01	0.88	-2.07	-1.46	-1.14
मणिपुर Manipur	1.31	1.31	0.73	1.25	1.11	0.90	-0.83	-0.85	-0.27	-0.55	-0.76	-0.34
मेंघालय Meghalaya	1.60	1.60	1.84	1.31	1.82	-0.04	1.86	1.23	1.95	-0.38	-0.13	-0.08
मिजोंरम Mizoram	0.97	0.97	1.87	0.80	0.82	0.23	1.13	1.25	0.49	-3.04	-2.01	-1.36
नागालैण्ड Nagaland	-1.43	-1.43	-0.44	-0.02	-0.18	-1.05	-0.35	0.04	-2.55	-9.72	-4.33	-3.39
त्रिपुरा Tripura	-0.58	-0.58	-0.97	2.22	-0.06	-1.37	1.67	1.09	1.15	-2.00	0.60	-0.28
PGCIL-HVDC	0.06	0.06	0.03	0.02	0.01	0.02	0.02	0.07	0.11	-0.29	-0.03	0.00

(-) indicates DSM receivable (in ` Crores)

वित्तीय वर्ष 2016-2017 के लिए डी. एस. एम. ऊर्जा का विस्तृत आँकड़ा **<u>अनुलग्नक-X</u>** में सुसज्जित है।

The detail data of DSM energy is furnished in **<u>Annexure-X</u>** for the financial year 2018-19.

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 2018-19 का पीओसी दर नीचे दिया गया है :

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. The PoC Rates for the year 2018-19 is given below:

Slabs for PoC Rates-North Eastern Region for LTOA/ MTOA billing

		April 18- June 18			July 18- Sep 18		
सं Sl. No.	Name of Entity	PoC Slab Rate (Rs/MW/Month)	Reliability Support Charges Rate (Rs/MW/Month)	HVDC Charges Rate for NER (Rs/MW/Month)	PoC Slab Rate (Rs/MW/Month)	Reliability Support Charges Rate (Rs/MW/Month)	HVDC Charges Rate for NER (Rs/MW/Month)
1	Arunachal Pradesh	102957	26946	8299	101824	29248	12313
2	Assam	287754	26946	8299	331005	29248	12313
3	Manipur	139916	26946	8299	147660	29248	12313
4	Mizoram	250795	26946	8299	285169	29248	12313
5	Meghalaya	65997	26946	8299	55988	29248	12313
6	Nagaland	213835	26946	8299	193496	29248	12313
7	Tripura	102957	26946	8299	101824	29248	12313

Slabs for PoC Rates-North Eastern Region for LTOA/ MTOA billing

		Oct 18- Dec 18			Jan 19- March 19		
सं Sl. No.	Name of Entity	PoC Slab Rate (Rs/MW/Month)	Reliability Support Charges Rate (Rs/MW/Month)	HVDC Charges Rate for NER (Rs/MW/Month)	PoC Slab Rate (Rs/MW/Month)	Reliability Support Charges Rate (Rs/MW/Month)	HVDC Charges Rate for NER (Rs/MW/Month)
1	Arunachal Pradesh	110113	30097	12102	62704	30576	11438
2	Assam	392375	30097	12102	246686	30576	11438
3	Manipur	204201	30097	12102	154695	30576	11438
4	Mizoram	157157	30097	12102	154695	30576	11438
5	Meghalaya	157157	30097	12102	108700	30576	11438
6	Nagaland	204201	30097	12102	200691	30576	11438
7	Tripura	63070	30097	12102	62704	30576	11438

Slabs for PoC Rates-North Eastern Region for STOA purpose									
		April 18- June 18		July 18- Sep 18		Oct 18- Dec 18		Jan 19- Mar 19	
सं Sl. No.	Name of Entity	PoC Slab Rate (Paisa/kWH)	Reliability Support Charges Rate (Paisa/kWH)	PoC Slab Rate (Paisa/kWH)	Reliability Support Charges Rate (Paisa/kWH)	PoC Slab Rate (Paisa/kWH)	Reliability Support Charges Rate (Paisa/kWH)	PoC Slab Rate (Paisa/kWH)	Reliability Support Charges Rate (Paisa/kWH)
1	Arunachal Pradesh W	8.08	3.74	8.31	4.06	8.47	4.18	5.98	4.25
2	Arunachal Pradesh Inj	2.29	3.74	15.87	4.06	8.47	4.18	25.98	4.25
3	Assam W	22.56	3.74	23.43	4.06	26.48	4.18	15.98	4.25
4	Assam Inj		3.74	4.53	4.06	8.47	4.18	9.31	4.25
5	Manipur W	10.98	3.74	12.09	4.06	12.07	4.18	12.65	4.25
6	Manipur Inj	5.18	3.74	4.53	4.06	1.27	4.18	2.65	4.25
7	Meghalaya W	5.18	3.74	4.53	4.06	8.47	4.18	9.31	4.25
8	Meghalaya Inj	5.18	3.74	4.53	4.06	1.27	4.18	2.65	4.25
9	Mizoram W	19.66	3.74	23.43	4.06	12.07	4.18	12.65	4.25
10	Mizoram Inj	13.87	3.74	12.09	4.06	4.87	4.18	15.98	4.25
11	Nagaland W	16.77	3.74	15.87	4.06	15.67	4.18	15.98	4.25
12	Nagaland Inj	5.18	3.74	4.53	4.06	4.87	4.18	5.98	4.25
13	Tripura W	8.08	3.74	8.31	4.06	4.87	4.18	2.65	4.25
14	Tripura Inj	10.98	3.74	8.31	4.06	12.07	4.18	5.98	4.25
15	Palatana	13.87	3.74	12.09	4.06	19.27	4.18	19.31	4.25
16	Ranganadi	25.46	3.74	30.99	4.06	12.07	4.18	29.31	4.25
17	Bongaigaon NTPC	25.46	3.74	23.43	4.06	26.48	4.18	29.31	4.25

(i) साल 2018-19 में लाभार्थियों के लिए अनुमोदित दीर्घकालिक और अनुमोदित माध्यमिक इंजेक्शन और निकासी के लिए पारेषण प्रभार (रुपये करोड़ों में):

(i) Transmission Charges in (Rs. Crore) for the constiuents for Approved Long term and Approved Medium Term Injection and Withdrawl the year 2018-19:

Month	Ar. Pradesh	ASEB	Manipur	MeECL	Mizoram	Nagaland	Tripura	HVDC BNC
Apr-17	2.400	40.143	3.706	2.828	3.376	3.596	4.538	0.073
May-17	2.400	40.143	3.706	2.828	3.376	3.596	4.538	0.073
Jun-17	2.684	41.568	3.865	2.975	3.556	3.742	4.655	0.073
Jul-17	2.783	47.902	4.171	2.862	4.058	3.529	4.815	0.085
Aug-17	2.783	47.902	4.171	2.862	4.058	3.529	4.815	0.085
Sep-17	2.783	47.902	4.171	2.862	4.058	3.529	4.815	0.085
Oct-17	2.956	55.875	5.432	5.850	2.476	3.699	3.535	0.099
Nov-17	2.956	55.875	5.432	5.850	2.476	3.699	3.535	0.099
Dec-17	2.956	55.875	5.432	5.850	2.476	3.699	3.535	0.099
Jan-18	2.032	37.119	4.336	4.422	2.443	3.643	3.517	0.066
Feb-18	2.318	37.119	4.336	4.422	2.443	3.643	3.517	0.066
Mar-18	2.318	38.208	4.336	4.425	2.443	3.643	3.517	0.061

TRANSMISSION CHARGES in crore INR

(ii) साल 2018-19 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 forthe constiuents for the year 2018-19:

DICs(Demand)	Apr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Aug-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dec-17	Jan-18	Feb-18	Mar-18
Ar. Pradesh	1.2	41.4	230.9	209.6	142.3	49.4	9.9	10.7	9.2	6.2	3.9	8.4
ASEB	10.0	97.6	542.0	492.1	338.5	167.3	42.7	33.3	24.9	19.1	11.5	28.9
Manipur	3.2	19.4	104.9	95.2	65.2	28.4	6.6	5.8	4.7	3.5	2.2	4.9
MeECL	8.2	25.8	143.9	142.7	119.2	42.1	29.4	9.1	6.4	4.7	2.8	6.9
Mizoram	1.2	12.8	71.3	64.7	44.3	19.6	4.4	3.8	3.2	2.3	1.4	3.4
Nagaland	2.9	12.1	66.7	60.7	41.5	18.2	4.9	4.0	3.0	2.2	1.3	3.1
TSECL	7.8	16.6	91.3	82.9	57.4	26.0	5.8	4.9	4.2	3.0	1.9	12.9
PGCIL-HVDC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
BgTPP U#2*	10754.2	668.9	584.5	855.5	1216.4	616.1	3501.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

*Start-up power

DICs(Injection)	Apr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Aug-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dec-17	Jan-18	Feb-18	Mar-18
Loktak	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.4	0.4	3.3
Khandong	1.8	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.0	0.3	46.4	22.1	18.3	10.8
Kopili	16.6	5.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.4	1.1	3.8
DHEP	11.0	25.1	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	12.7	26.3	23.0	18.9
RHEP	144.9	156.7	30.5	39.6	28.9	1.8	28.1	166.2	224.7	460.6	368.7	355.0
AGTPP-CC	0.6	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
AGBPP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Kopili-II	0.1	0.3	0.1	0.0	0.4	0.4	1.1	5.8	2.3	0.9	0.6	0.8
Palatana	62.8	13.6	14.6	0.0	274.8	118.5	0.0	0.0	8.2	11.0	0.0	0.0
BgTPP	28.9	50.2	45.8	48.4	29.7	3.8	0.1	20.7	0.0	0.0	0.0	0.0

36वीं सीसी बैठक,ईटानगर / 36th CC Meeting, Itanagar.

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 स्थिती जो की लीन हाइड्रो स्थिती 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 है । यूएफआर के जरिए प्रत्येक राज्य के लिए निर्धारित भार राहत का विवरण **अनुसंलग्नक-XI** में दिया गया 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 विशेष सुरक्षा योजना:

महत्वपूर्ण इएचवी लाइनों में ट्रिपिंग के कारण ग्रिड व्यवधान को रोकने के लिए , एक विशेष सुरक्षा योजना (एसपीएस) क्षेत्र की सबसे बड़ी उत्पादन यूनीट यानि ओटीपीसी के पलटाना गैस आधारित विद्युत संयंत्र के लिए प्रस्तावित की गई है:

आकस्मिकता I : पलटाना की दोनों यूनिटों की ट्रिपिंग
आकस्मिकता II: दोनों उत्पादनों के साथ 400 केवी पलटाना-सिलचर डी/सी लाइनों की ट्रिपिंग
आकस्मिकता III : उत्पादन के साथ 400 केवी सिलचर-बेर्निहात और 400 केवी सिलचर-अजारा की ट्रिपिंग
आकस्मिकता IV: उत्पादन के बिना 400 केवी सिलचर-बेर्निहात और 400 केवी सिलचर-अजारा की ट्रिपिंग

एसपीएस में निम्नलिखित प्रावधानों का समावेश हैं :

1. ऊपरोक्त चार आकस्मिकताओं में से प्रत्येक के अधीन पहचानित पारेषण लाइनों की ट्रिपिंग पर अंत - ट्रिप प्रावधान।

5.2 Special Protection Scheme:

In order to prevent frequent grid disturbances due to tripping of important EHV lines, a Special Protection Scheme (SPS) was proposed for the largest generating unit of the region i.e. Palatana Gas Based Power Plant of OTPC:-

Contingency I: Tripping of both units at Palatana.
Contingency II: Tripping of 400kv Palatana - Silchar D/C line with both generations.
Contingency III: Tripping of 400 kV Silchar-Byrnihat and 400kV Silchar-Azara with generation.
Contingency IV: Tripping of 400 kV Silchar-Byrnihat 400kV Silchar-Azara without generation.

SPS comprise of following provisions: -

1. Inter-trip provision on tripping of the identified transmission lines under each of above four contingencies.

स्थिती-I के लिए निम्नलिखित प्रावधानों का समावेश है :

1. 132 केवी सिलचर -श्रीकोना
2. 132 केवी सिलचर- पंचग्राम
3. 132 केवी बदरपुर- पंचग्राम

भार विमोचित मात्रा :109मेगावाट(ओफ पीक)159 मेगावाट (पीक)

स्थिती-II जब 400 के.वी. पलाटाना-सिलचर लाइनों के दोनों सर्किट ट्रिप हो जाए,तब सिलचर में ट्रिप रिलेओं से सिग्नल उत्पादित होगा:

1. पलाटाना संरक्षण को अपनी पूर्ण क्षमता में प्रचालित करके घरेलू भार उत्पादन करना।
2. ओटीपीसी पलाटाना के मोडुल I और II के उत्पादन में कटौती (अतिरिक्त खपत को वर्जित करके दोनों जीटीएस को 20 मेगावाट के आसपास करना) ।

स्थिती-III जब 400 के.वी.सिलचर-बर्निहाट एस/सी और 400 के.वी.सिलचर-अजारा एस/सी लाइनें ट्रिप हो, तब सिलचर में ट्रिप रिलेओं से सिग्नल उत्पादित होगा।यह सिग्नल सीसीजीटी पलाटाना के एक मोडुल के जीटीजी/एसटीजी के सीबी को ट्रिप करेगा। लेकिन पलाटाना के ट्रिप यूनिट एफएसएनएल (Full Speed No Load)में चलेगा। पलाटाना के यूनिट में अनुषंगी सहित अधिकतम 240 मेगावाट के उत्पादन के साथ ट्रिप कर सकते है।

स्थिती-IV जब 400 के.वी.सिलचर-बर्निहाट लाइन और 400 के.वी. सिलचर-अज़ारा लाइन ट्रिप हो जाए, तब सिलचर में ट्रिप रिले से सिग्नल जेनेरेट होगा। निम्नलिखित लाइनों में ट्रिपिंग लागू किया गया हैं:

1) 132 केवी सिलचर-श्रीकोना
2) 132 केवी सिलचर-पंचग्राम
3) 132 केवी बदरपुर- पंचग्राम
4) 132 केवी सिलचर-दुर्लवचेरा-धर्मनगर

भार विमोचित मात्रा :109 मेगावाट(ओफ पीक)159 मेगावाट (पीक)

For Case - I tripping of following lines has been implemented:

1. 132kV Silchar - Srikona.
2. 132kV Silchar - Panchgram.
3. 132kV Badarpur - Panchgram.

Quantum of load relief: 109 MW(off-peak), 159 MW (peak).

For Case-II When both the ckts of 400 kV Palatana – Silchar lines trip, a signal will be generated from trip relays at Silchar:

1. Palatana Protection to operate at their end and bring generation to house load.
2. Reduction of Generation of Module I & II of Palatana, OTPC (both GTs to around 20 MW excluding the auxiliary consumption).

For Case-III When 400 kV Silchar – Byrnihat S/C and 400 kV Silchar – Azara S/C lines trip, signal will be generated from trip relays at Silchar. This signal should trip CBs of GTG / STG of one Module of Palatana CCGT. But the tripped unit of Palatana will be running in FSNL (Full Speed No Load). The units of Palatana may be tripped allowing a maximum of 240 MW generation including auxilliary.

For Case-IV When 400 kV Silchar – Byrnihat line and 400 kV Silchar – Azara line trips, a signal will be generated from trip relays at Silchar. Tripping of following lines has been implemented:

1. 132kV Silchar - Srikona.
2. 132kV Silchar - Panchgram.
3. 132kV Badarpur - Panchgram.
4. 132kV Silchar-Durlavcherra-Dharmanagar.

Quantum of load relief: 109 MW (off-peak), 159 MW (peak).

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। ब्लेकआउट 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 कार्यांवित किया गया है। इसका विवरण **अनुसंलग्नक-XII** में दिया गया है:

5.5 नए भार प्रेक्षण केंद्रों की स्थापना :

12वीं एनईआरपीसी बैठक के निर्णयानुसार नए एसएलडीसी की स्थापना अरुणाचल प्रदेश,मणिपुर,मिजोरम और नागालेण्ड में की जा रही है और असम , मेघालय और त्रिपुरा में स्थित वर्तमान में कार्य कर रहे एसएलडीसीओं का उन्नयन किया जा रहा है । 09.12.13 को शिलांग में आयोजित विशेष टीसीसी बैठक में विचार विमर्श के बाद यह तय हुआ था कि पावर ग्रिड स्काडा/ ईएमएस प्रणाली के विस्तारण / उन्नयन कार्यों में आगे बढ़ेगा और इसका निवेश सीईआरसी द्वारा तय किया गया प्रशुल्क में वसूल करेगा। दिनांक 31.03.2019 तक स्काडा/ईएमएस सिस्टम का उन्नयन पूर्णता के विभिन्न स्तरों में है ।

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 instantaniously. The details are given in **Annexure-XII**.

5.5 Setting up of new SLDCs:

As per decision of 12th NERPC meeting new SLDCs are being setup in the states of Arunachal Pradesh, Manipur, Mizoram, Nagaland and existing SLDCs in the states of Assam, Meghalaya and Tripura are being upgraded. At special TCC meeting held in Shillong on 09-02-2013, after deliberation it was agreed that POWERGRID should go ahead with the implementation of Expansion/Upgradation of SCADA/EMS System at NERLDC and SLDCs of North Eastern Region and investment shall be recovered as tariff determined by CERC. The Upgradation of SCADA/EMS System is at various stages of completion as on 31.03.2019.

5.6 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:

- Congestion राहत नियम के मुताबिक ब्याज के साथ Congestion शुल्क प्राप्त करने के हकदार क्षेत्रीय संस्थाओं को देय राशि जारी करने के बाद Congestion शुल्क खाता में क्रेडिट के लिए हकदार है।
- विदयुत बाजार के नियमों के अनुसार विदयुत विनियमों में बाजार विभाजन के फलस्वरूप विभिन्न क्षेत्रों की बाजार कीमतों में अंतर से उत्पन्न Congestion 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 ।
- 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 पहूंच) 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।

5.6 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.
- 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.

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 पारेषण प्रणाली (आइएसटीएस) और अंतरा-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।
4. Congestion 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।

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.
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.

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।

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.

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 पुर्जे
- 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 सार्वजनिकिवित्त प्रबंधन प्रणाली के साथ इसे जोड़ने के लिए प्रत्येक योजना के लिए अलग बैंक खाता खोलना

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
- 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.

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 मे 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 2018-19 के दौरान आयोजित विभिन्न समितियों की बैठक की सूची **अनुलग्नक-XIII** पर हैं।

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 2018-19 are at **Annexure-XIII**.

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

य़ह सर्वोच्च निकाय और उनके सदस्यों जो कि इन क्षेत्रों के सातों राज्यों के विद्युत मंत्री है, 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 2018-19 के दौरान एनईआरपीसी की एक बैठक (18वीं) आयोजित की गई।

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 2018-19, one (18th) NERPC meetings was held.

6.2 तकनीकी समन्वय समिति (टीसीसी) की बैठक:

तकनीकी समन्वय समिति, जो कि विद्युत समिति की मुख्य तकनीकी समिति है, जिनमें सम्बन्धित घटकों के राज्य विद्युत परिषदों/विद्युत विभागों/निगमों के सदस्य और प्रधान मुख्य अभियंता सम्मिलित है। वर्ष 2018-19 के दौरान एक (18वीं) टीसीसी बैठक आयोजित की गई।

6.3 वाणिज्यिक समिति (सीसी) की बैठक:

वाणिज्यिक समिति की दो बैठकें (36वीं से 37वीं) सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की अध्यक्षता में आयोजित की गयी। इन बैठकों में चर्चा की गई मुख्य मुद्दों को नीचे दर्शाया गया हैं :

1 पूर्वोत्तर क्षेत्रो में SAMAST कार्यान्वयन: पूर्वोत्तर में SAMAST कार्यान्वयन के संबंध में तकनीकी विशेष की तैयारी के लिए विभिन्न समितियां। समितियों ने तकनीकी विशेष को अंतिम रूप दिया है और सीसीएम में विधिवत समर्थन किया है। एनईआरपीसी का SAMAST के थोक निविदा के तौर तरीकों पर सहमति दी गई।

2 अरूणाचल प्रदेश में सुबनसिरी लावर पनबिजली परियोजना के संबंध में पीपीए पर हस्ताक्षर के विषय में।

3 तवांग पनबिजली परियोजना, स्टेज–। और ॥ के संबंध में पीपीए पर हस्ताक्षर के विषय में।

4 ओटीपीसी पलाताना : सीईआरसी आदेश के द्वारा वित्त वर्ष 17-18 और 18-19 के वार्षिक निर्धारित शुल्क पर कम बिलिंग।

5 मासिक बिलिंग पद्धति द्वारा 33केवी और 11केवी के माध्यम से अरूणाचल प्रदेश को बिजाली आपूर्ती के लिए सहमति, ट्रांसमिशन और यूआई शुल्क पर विचार विमर्श।

6 600 मेगावाट कमेंग पनबिजली परियोजना के लिए पीपीए पर हस्ताक्षर और इसके आवंटित नहीं की गई बिजली का 15% पूर्वोत्तर राज्यों को आवंटन के विषय में।

7 विचलन विनिमय (डीएसएम) के 4वें संशोधन पर चर्चा की गई।

8 सीईआरसी के आदेश "अखिल भारतीय अंतर-राज्य पारेषण स्टेशनों (आइएसजीएस) के प्रारंभिक सुरक्षा प्रतिबंधित आर्थिकप्रेषण (एससीईडी)" पर चर्चा की गई।

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 2018-19, one (18th) TCC meetings was held.

6.3 Commercial Committee (CC) Meeting:

Two Commercial Committee meetings (36th to 37th) were held under the Chairmanship of the Member Secretary, NERPC. The main issues discussed in these meetings are given below:

1 SAMAST implementation in NER: Different committees for preparation of technical specs in connection with SAMAST implementation in NER. The Committees have finalized Technical specs and duly endorsed in the CCM. The modalities for bulk tendering for SAMAST by NERPC were agreed.

2 Signing of PPA in respect of Subansiri Lower HE Project in Arunachal Pradesh –reg.

3 Signing of PPA in respect of Tawang HE Project, Stage – I & II –reg.

4 OTPC Palatana: Billing at Reduced Annual fixed Charges for FY17-18 and FY 18-19 vide CERC Order.

5 Monthly Billing Methodology agreed for Power Supply to AP through 33KV & 11 KV, deliberations on transmission and UI charges.

6 Signing of PPA for 600 MW Kameng Hydro Electric Project (KaHEP) and allocation of its unallocated 15% of power to NER states –reg.

7 Deviation Regulation (DSM) 4th Amendment discussed.

8 CERC Order on "Pilot on Security Constrained Economic Dispatch (SCED) of Inter-State Generating Stations (ISGS) Pan India" discussed.

सीईआरसी विनियम 2014 के प्रावधानों के अनुसार जनरेटिंग स्टेशन में कॉलोनी की खपत तथा निर्माण कार्यों और अन्य सुविधाओं के लिए बिजली की खपत उस जनरेटिंग स्टेशन की सहायक खपत का हिस्सा नहीं हो सकता है।

6.4 संचालन समन्वय समिति (ओसीसी) की बैठक:

संचालन समन्वय समिति (ओसीसी) जिसका प्रतिनिधित्व राज्य विद्युत परिषदों/विद्युत विभागों और केन्द्रीय क्षेत्र की विद्युत एजेंसियों के सदस्यों द्वारा किया जाता है, प्रत्येक माह में एक बार बैठक होती हैं। वर्ष 2018-19 के दौरान 143वीं से 154वीं ओसीसी बैठकें सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की अध्यक्षता में आयोजित की गयी। ओसीसी बैठकों में उत्पादन अनुसूची, आपातकालीन आवश्यकताओं सहित विद्युत आवश्यकताएँ, केन्द्रीय क्षेत्र आवंटन, खामियों और रखरखाव और उत्पादन इकाईयों और पारेषण लाइनों हेतु बंद अनुसूची जैसे विषयों पर चर्चा की गयी और अंतिम रूप दिया गया। एसपीएआर के कार्यावयन की स्थिती, एससीएडीए/ईएमएस प्रणाली के विस्तारण/उन्नयन, संचारण लाइनों के प्रवर्तन कार्य की प्रगति/स्थिती ,राज्य और केंद्रीय सेक्टर में उत्पादन यूनीटों और सह उत्पादन प्रणाली विषयों पर समीक्षा की गई ।

आरपीसी बैठकों में लिए गए निर्णयों के कार्यान्वय का अनुवीक्षण किया गया। अधो-आवृत्ति लोड शेडिंग योजना ग्रिड के सुव्यवस्थित प्रचालन के लिए उत्पादन और पारेषण तत्वों का जल्द पुन: स्थापन पर जोर दिया गया। ग्रिड के समग्र निष्पादन की समीक्षा की गई और आवश्यक सुधार का निर्णय लिया गया। माह के दौरान प्रणाली में व्यवधान और भविष्य में इससे बचने के सुधारात्मक उपायों पर चर्चा हुई ।

As per provision of new CERC Regulations' 2014, the colony consumption and power consumed for construction works and other facilities at a generating station cannot be part of auxiliary consumption of that generating station.

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 2018-19, 143rd to 154th 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.

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. month and remedial measures to avoid repeatition of such incidences in future were discussed.

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। 50वीं से 52वीं संरक्षण समन्वय समिती की बैठक इस वित्तीय वर्ष के दौरान सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिती की अध्यक्षता में आयोजित की गई। इन बैठकों में चर्चा के मुख्य मुद्दों का विवरण नीचे दिया गया है :

1 पारेषण लाइन, ट्रांसफर्मर, रिएक्टर आदि से संबंधित विभिन्न संरक्षण विवरणों की प्रस्तुतीकरण तथा रिले स्थापनाओं के लिए संरक्षण योजनाओं का मानकीकरण ।
2 समय पर समापन के लिए थर्ड पार्टी संरक्षण ऑडिट की निगरानी ।
3 सब-स्टेशन के लिए 220 वोल्ट डीसी बैटरी सिस्टम तथा पीएलसीसी उपकरण के लिए 48 वोल्ट डीसी बैटरी सिस्टम की स्वस्थता।
4 डिस्टर्बेंस रिकोर्डर चैनलों के मानकीकरण का अंतिम योजना तैयार की गई ।
5 आइएसटीएस लाइनों के लिए सिंगल फेज ऑटो रिक्लोजर योजना पर विचार और सफलतापूर्वक लागू किया गया ।
6 लाइन अवकल संरक्षण स्थापित/लागू करने के लिए सॉर्ट लाइनों की पहचान ।
7 डाउनसस्ट्रीम के साथ बेहतर रिले सेटींग समन्वय के लिए सबस्टेशन-वार रिले सेटींग 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. 50^{th} to 52^{nd} Protection Co-ordination Committee meetings were held during this financial year every month 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 220V 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 टेलिकमयुनिकेशन स्काडा तथा टेलीमेटरी (नेटेस्ट) बैठक

नेटेस्ट को एनईआरपीसी के उप-समिति के रुप में 15वीं टीसीसी तथा एनईआरपीसी बैठक के दौरान अनुमोदित किया गया था। वर्ष 2018-19 के दौरान, 9वीं से 12वीं नेटेस्ट बैठक एनईआरपीसी के सदस्य सचिव की अध्यक्षता में आयोजित हुई थी।

इस समिति का मुख्य उद्देश्य विद्युत क्षेत्र में नवीनतम संचार प्रौद्योगिकी के कार्यान्वयन को मॉनिटर करना साथ ही मौजूदा संचार प्रणाली का निर्विघ्न प्रचालन के लिए सुधार और उन्नयन करना है।

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 2018-19, 9th to 12th 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.

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 आपुर्ति की स्थिति
ब) मासिक प्रगति रिपोर्ट
स) भार उत्पादन संतुलन रिपोर्ट
द) वार्षिक रिपोर्ट

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 पारेषण 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 2018-19 के लिये जारी किया गया। वर्ष 2018-19 के लिये मासिक उपलब्धता का विवरण निम्नलिखित हैं:

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 2018-19 was issued by NERPC Secretariat on monthly basis. The details of Availability for the year 2018-19 are as given below:

माह Month	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में अंतःक्षेत्रीय पावरग्रिड अवयवों के लिए संयुक्त उपलब्धता Composite Availability for Intra-Regional POWERGRID elements in NER (in %)
Apr-18	100
May-18	100
Jun-18	100
Jul-18	99.59
Aug-18	100
Sep-18	99.52
Oct-18	100
Nov-18	100
Dec-18	100
Jan-19	100
Feb-19	100
Mar-19	100

माह Month	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में अंतः-क्षेत्रीय पावरग्रिड अवयवों के लिए संयुक्त उपलब्धता Composite Availability for Intra-Regional NETC elements in NER (in %)
Apr-18	99.91
May-18	99.95
Jun-18	99.81
Jul-18	100
Aug-18	100
Sep-18	100
Oct-18	99.99
Nov-18	100
Dec-18	100
Jan-19	100
Feb-19	100
Mar-19	99.99

अध्याय CHAPTER 8

राजभाषा नीति का कार्यान्वयन
Implementation of Official Language Policy

8.1 <u>हिंदी प्रशिक्षण:</u>

कार्यालय के 65% कर्मचारियों को हिंदी का कार्यसाधक ज्ञान हैं । शेष कर्मचारियों को जल्द हिंदी प्रशिक्षण के लिए नामित किया जाने का सुझाव दिया गया है । साथ ही इस कार्यालय के उच्च क्षेणी लिपिक /निम्न क्षेणी लिपिक को हिंदी टाइपिंग के लिए नामांकित करने का सुझाव दिया गया है।

8.2 <u>हिंदी पत्राचार एवं प्रयोग :</u>

राजभाषा विभाग,गृह मंत्रालय, भारत सरकार के वार्षिक कार्यक्रम के निर्धारित लक्ष्यों को प्राप्त करने की कोशिश निरंतर जारी है। राजभाषा हिंदी के कार्यान्वयन से संबंधित तिमाही प्रगती रिपोर्ट समय पर भेजे जाते है। कार्यालय में प्रयुक्त सभी रबड़ की मोहरें, स्टैम्प आदि द्विभाषी है। सभी कंप्यूटरों को यूनिकोड समर्थित कर दिए गए है। रजिस्टरों और सेवा पंजिकाओं के शीर्षक द्विभाषी है। इस कार्यालय के वेबसाइट आंशिक रूप से द्विभाषी है।

8.3 <u>राजभाषा कार्यान्वयन समिति की बैठक :</u>

वर्ष 2018-19 के दौरान राजभाषा कार्यान्वयन समिति की दो बैठकों का आयोजन किया गया ।

8.4 <u>हिंदी सप्ताह एवं हिंदी संबंधित अन्य गतिविधियां</u>:

वर्ष के दौरान हिंदी पखवाड़ा 11.09.18 से 25.09.18 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। आयोजन के अंतिम दिन में सभी प्रतिभागियों को पुरस्कृत भी किया गया।

******

अनुलग्नक और प्रदर्श
Annexures and Exhibits

अनुलग्नक /Annexure–I

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

अध्यक्ष, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति Chairman, NERPC		
	श्री जेम्स पी. के. संगमा, **माननीय विद्युत मंत्री,** **मेघालय सरकार,** शिलांग। **Shri James P. K. Sangma** **Hon'ble Minister of Power,** **Govt. of Meghalaya,** **Shillong.**	
सदस्य Members (as on 31.03.2019)		
1.	श्री टम्यो टगा, माननीय विद्युत मंत्री, अरुणाचल प्रदेश सरकार, ईटानगर	Shri Tamyo Taga, Hon'ble Minister of Power, Govt. of Arunachal Pradesh, Itanagar.
2.	श्री तपन कुमार गोगोइ , माननीय विद्युत मंत्री, असम सरकार, गुवाहाटी	Shri Topon Kumar Gogoi Hon'ble Minister of Power, Govt. of Assam, Guwahati.
3.	**श्री** टीएच.बिश्वजीत सिंह, माननीय विद्युत मंत्री, मणिपुर सरकार, इम्फाल	Shri Th. Biswajit Singh, Hon'ble Minister of Power, Govt. of Manipur, Imphal.
4.	श्री लाल थानहावला, माननीय मुख्य मंत्री और विद्युत मंत्री, मिजोरम सरकार, आइजोल	Shri Lal Thanhawla, Hon'ble Chief Minister & Minster of Power, Govt. of Mizoram, Aizawl.
5.	श्री नैफिउ रिओ, माननीय मुख्य मंत्री और विद्युत मंत्री, नागालैण्ड सरकार, कोहिमा	Shri Neiphiu Rio, Hon'ble Chief Minister & Minster of Power, Govt. of Nagaland Kohima
6.	श्री जिश्नु देब वर्मा माननीय उप मुख्यमंत्री विद्युत मंत्री, त्रिपुरा सरकार, अगरतला	Shri Jishnu Deb Verma Hon'ble Dy. CM & Minister of Power, Govt. of Tripura, Agartala.
7.	श्री पी.एच.म्हास्के, आईईएस अध्यक्ष/सद्स्य (जी.ओ.&डी.) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण, नई दिल्ली	Shri P. S. Mhaske, IES Chairman/Member (GO&D), Central Electricity Authority, New Delhi.

8.	श्री आशीष कुंद्रा,आईएएस आयुक्त (विद्युत), अरुणाचल प्रदेश सरकार, ईटानगर	Shri Ashish Kundra Commissioner(Power), Govt. of Ar. Pradesh, Itanagar.
9.	श्री राजीव कुमार बोरा, आईएएस अतिरिक्त मुख्य सचिव (विद्युत), असम सरकार, दिसपुर, गुवाहाटी	Shri Rajiv Kumar Bora, IAS Addl. Chief Secretary (Power), Govt. of Assam, Dispur, Guwahati.
10.	श्री आर.अग्रवाल, प्रधान सचिव विद्युत, मणिपुर सरकार, इम्फाल	Shri R. Agrawal Principal Secretary of Power, Govt. of Manipur, Imphal.
11.	श्री एम.एस. राव, आई ए एस प्रधान सचिव (विद्युत) मेघालय सरकार, शिलांग	Shri M. S. Rao, IAS Principal Secretary (Power) Govt. of Meghalaya Shillong.
12.	श्री पु. एच. ललेंग्मविअ, आई.ए.एस. सचिव (विद्युत) मिजोरम सरकार, आइजोल	Shri Pu H. Lalengmawia, IAS Secretary (Power), Govt. of Mizoram, Aizawl.
13.	श्री के.डी. विज़ो, आई.टी.एस सचिव (विद्युत), नगालैण्ड सरकार, कोहिमा।	Shri K. D. Vizo, ITS Secretary (Power), Govt. of Nagaland, Kohima.
14.	श्री मनोज कुमार, आईएएस प्रधान सचिव विद्युत, त्रिपुरा सरकार, अगरतला	Shri Manoj Kumar, IAS Principal Secretary of Power, Govt. of Tripura, Agartala.
15.	श्री के.वी.एस. बाबा, सी.ई.ओ., एन.एल.डी.सी., नई दिल्ली	Shri K. V. S. Baba, CEO NLDC, New Delhi.
16.	श्री एस.एन. कलिता प्रबंध निदेशक, ए ई जी सी एल, असम सरकार, गुवाहाटी	Shri S. N. Kalita Managing Director, AEGCL Govt. of Assam, Guwahati.
17.	श्रीमती के. बरुआ प्रबंध निदेशक, ए पी जी सी एल, असम सरकार, गुवाहाटी	Smti K. Baruah Managing Director, APGCL Govt. of Assam, Guwahati.

18.	श्री राकेश अग्रवाल,आई.ए.एस. प्रबंध निदेशक, एईजीसीएल, असम सरकार, गुवाहाटी	Shri Rakesh Agarwal, IAS Managing Director, AEGCL Govt. of Assam, Guwahati.
19.	श्री पी. एस. थंग्खिएव, आई ए एस अध्यक्ष,एमईईसीएल मेघालय सरकार	Shri P. S. Thangkhiew, IAS Chairman MeECL Govt. of Meghalaya Shillong
20.	श्री एम.एस.केले अध्यक्ष और प्रबंध निदेशक, टीएसईसीएल, अगरतला	Shri M. S. Kele, Chairman & Managing Director TSECL, Agartala.
21.	श्री ए. जी. वेस्ट खर्कोंगोर, अध्यक्ष और प्रबन्ध निदेशक, नीपको लिमिटेड, शिलांग	Shri A. G. West Kharkongor, Chairman & Managing Director NEEPCO Ltd., Shillong.
22.	श्री जनार्दन चौधरी निदेशक (तकनीकी), एनएचपीसी, फरीदाबाद (हरियाणा)	Shri Janardan Choudhary Director (Technical), N.H.P.C., Faridabad (Haryana).
23.	श्री ए. के. गुप्ता निदेशक (वाणिज्य), एन टी पी सी, नई दिल्ली।	Shri A. K. Gupta. Director (Commercial), NTPC, New Delhi
24.	श्री आर.पी.सस्मल निदेशक (ऑपरेशन), पावरग्रिड, नई दिल्ली	Shri R. P. Sasmal Director (Opn.), POWERGRID, New Delhi.
25.	श्री अरुन कुमार गर्ग सीईओ, एन वी वी एन एल, नई दिल्ली	Sh. Arun Kumar Garg CEO, NVVNL, New Delhi.
26.	श्री एस. गंगुली प्रबंधक निदेशक ओ.टी.पी.सी., नई दिल्ली	Shri S. Ganguly Managing Director, OTPC, New Delhi.
27.	श्री टी. एस. सिंह कार्यपालक निदेशक एनईआरएलडीसी, शिलांग	Shri T.S. Singh Executive Director N.E.R.L.D.C., Shillong
28.	श्री पी. के. मिश्रा, आईईएस (सीपीईएस) सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति, शिलांग	Shri P. K. Mishra, IES (CPES) Member Secretary N.E.R.P.C Shillong
29.	श्री जिष्णु बरुआ,आइएएस अध्यक्ष एईजीसीएल/एपीजीसीएल/एपीडीसीएल असम सरकार, गुवाहाटी	Shri Jishnu Barua, IAS Chairman AEGCL/APGCL/APDCL Guwahati Govt. of Assam,

अनुलग्नक /Annexure-II

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति सचिवालय के कार्मिक **(31.03.2019 को)**

PERSONNEL OF NERPC SECRETARIAT (as on 31.03.2019)

Sr. No	Designation	नाम	Name
1.	**सदस्य सदस्य सचिव** **Member Secretary**	श्री पी. के. मिश्रा	Shri P. K. Mishra
2.	**अधीक्षण अभियंता** **Superintending Engineer**	श्री.एल.बी.मुअंथंग	Shri L. B. Muanthang
		श्री ब्रीफली लिंगखोई	Shri Brieflee Lyngkhoi
3.	**सहायक सचिव** **Assistant Secretary**	श्री एस.एम.आईमोल	Shri S.M. Aimol
4.	**कार्यकारी अभियंता** **Executive Engineer**	श्री एस.एम.आईमोल	Shri S.M. Aimol
		श्री फारूक़ इक़बाल	Shri Farooque Iqbal
5.	**सहायक कार्यकारी अभियंता** **Assistant Executive Engineer**	श्री.श्रीजीत मुखर्जी	Shri Srijit Mukherjee
		श्री सादिक़ ईमाम	Shri Sadiq Imam
		श्री.अभिजीत अग्रवाल	Shri Abhijeet Agrawal
		श्री एस.रंजन	Shri Shaishav Ranjan

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

In addition to the above, eight (8) official of Group B ,C & D are also on the strength of NERPC.

अनुलग्नक /Annexure-III

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

POSTS SANCTIONED AND FILLED IN NERPC AS ON 31.03.18

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	2	1
4	सहायक निदेशक-I **Assistant Director-I**	4	4	0
5	सहायक निदेशक-II **Assistant Director-II**	2	0	2
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	दफतरी **MTS**	7	4	3
	कुल Total:	**27**	**17**	**10**

अनुलग्नक /Annexure-IV

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति का वर्ष **2018-19** के दौरान वित्तीय बजट

FINANCIAL BUDGET OF NERPC DURING THE YEAR 2018-19

वर्ष 2018-19 के दौरान स्वीकृत बजट और उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति द्वारा किया गया वास्तविक व्यय इस प्रकार है:

The Sanctioned Budget and Actual Expenditure incurred by the NERPC during the year 2018-19 is shown as follows:

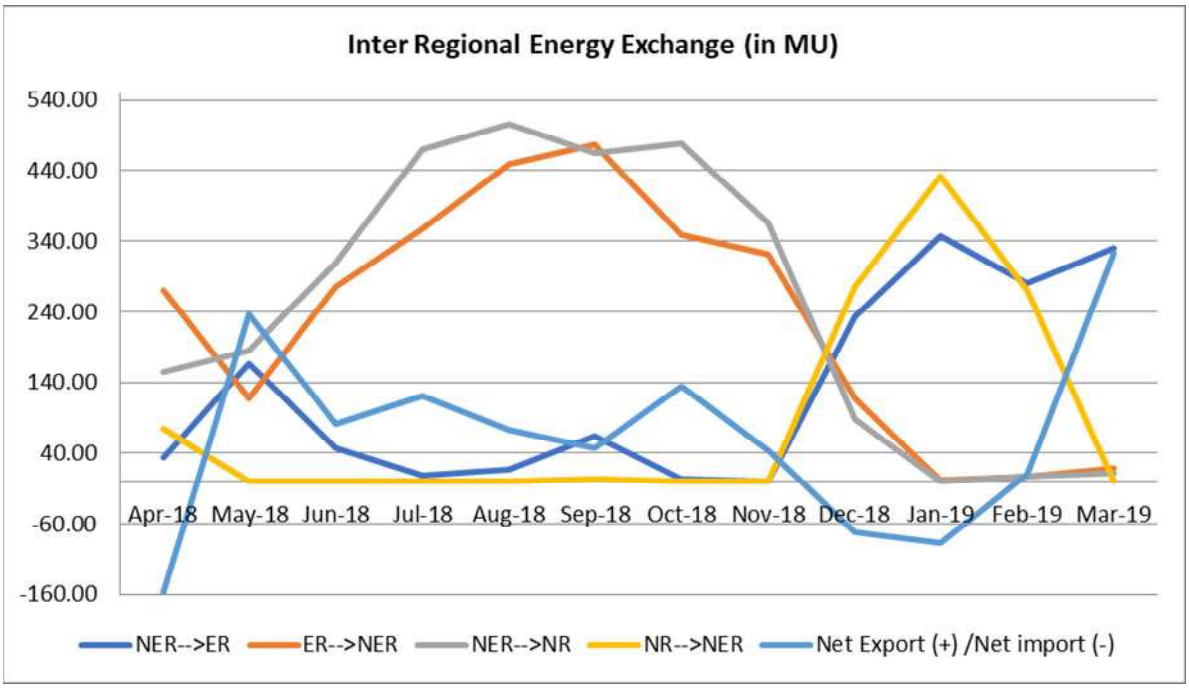
(**हजार में** / in Thousand)

विवरण Particulars	स्वीकृत बजट Sanctioned Budget 2018-19	वास्तविक व्यय Actual Expenditure 2018-19
Regional Co-ordination Centre (2801-NON-PLAN)		
Medical	400.000	31.848
Salary	9650.000	9410.358
Overtime Allowances	5.000	0.000
Travelling Expenditure	1200.000	1199.556
Office Expenditure	1100.000	1099.659
Other Administrative Expenditure	200.000	199.816
MW	84.000	83.890
Total	**12639.000**	**12025.127**
Load Despatching Station (2801-NON-PLAN)		
Medical	400.000	56.613
Salary	9625.000	9503.608
Overtime Allowances	10.000	0.000
Travelling Expenditure	1000.000	999.271
Office Expenditure	2300.000	2299.962
Advertisement/Publicity	300.000	0.000
Other Charges	1200.000	1199.579
Total	**14835.000**	**14059.033**
Aggregate Total	**27474.000**	**26084.16**

अनुलग्नक /Annexure-V

वर्ष 2018-19 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय
INTER REGIONAL ENERGY EXCHANGE DURING 2018-19

Month	NER-->ER	ER-->NER	NER-->NR	NR-->NER	Net Export (+) /Net import (-)
Apr-18	33.42	270.30	155.00	75.00	-156.88
May-18	166.58	116.30	186.00	0.00	236.28
Jun-18	47.96	275.70	309.00	0.00	81.26
Jul-18	8.88	357.20	469.00	0.00	120.68
Aug-18	17.27	449.70	505.00	0.00	72.57
Sep-18	63.73	477.10	464.63	3.56	47.70
Oct-18	3.62	348.20	479.00	0.00	134.42
Nov-18	0.38	321.70	365.85	0.00	44.53
Dec-18	232.59	116.80	88.00	276.00	-72.21
Jan-19	347.97	1.70	0.00	433.00	-86.73
Feb-19	280.08	6.50	7.00	271.00	9.58
Mar-19	329.62	17.60	11.00	0.00	323.02
Total FY 18-19	1532.10	2758.80	3039.48	1058.56	754.22



अनुलग्नक /Annexure-VI

वर्ष 2018-19 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का वोल्टेज प्रोफाइल

VOLTAGE PROFILE OF NER GRID DURING 2018-19

Month	Misa 400 kV		Balipara 400kV		Bongaigaon 400 kV		Silchar 400kV		Misa 220kV		AGBPP 220kV		Mokokchung 220 kV		Aizawl 132 kV		Kahilipara 132 kV		Imphal 132kV	
	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
Apr-18	426	394	422	390	415	392	417	387	227	214	236	231	235	225	143	123	144	124	138	122
May-18	422	395	424	390	415	390	418	390	232	213	234	224	235	225	142	126	141	123	141	125
Jun-18	425	391	422	389	414	389	420	391	231	216	231	225	235	225	137	123	139	124	138	122
Jul-18	424	392	422	393	417	395	424	398	229	212	243	211	240	218	138	122	139	128	141	123
Aug-18	424	387	421	383	420	394	424	400	242	211	238	194	239	225	144	125	137	126	139	127
Sep-18	424	397	421	393	414	392	421	396	226	210	236	229	238	224	136	122	138	127	138	129
Oct-18	424	398	421	395	410	391	414	395	225	213	235	226	235	225	138	120	142	127	138	126
Nov-18	424	383	425	381	412	383	417	389	224	218	235	220	235	225	139	122	142	125	138	126
Dec-18	431	378	430	370	413	377	418	388	226	215	231	229	235	225	136	120	139	123	139	121
Jan-19	426	399	425	393	414	390	415	392	225	213	231	224	235	225	144	120	141	127	137	126
Feb-19	426	398	423	392	416	392	415	396	426	398	231	231	235	225	142	121	141	127	140	124
Mar-19	428	396	436	389	416	383	417	393	235	214	239	220	240	223	138	122	137	127	139	124
Max	**431**		**436**		**420**		**424**		**426**		**243**		**240**		**144**		**144**		**141**	
Min	**378**		**370**		**377**		**387**		**210**		**194**		**218**		**120**		**123**		**121**	

अनुलग्नक /Annexure-VIIA

वर्ष 2018-19 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र में तापीय विद्युत संयन्त्रों के संयन्त्र उपलब्धता गुणांक

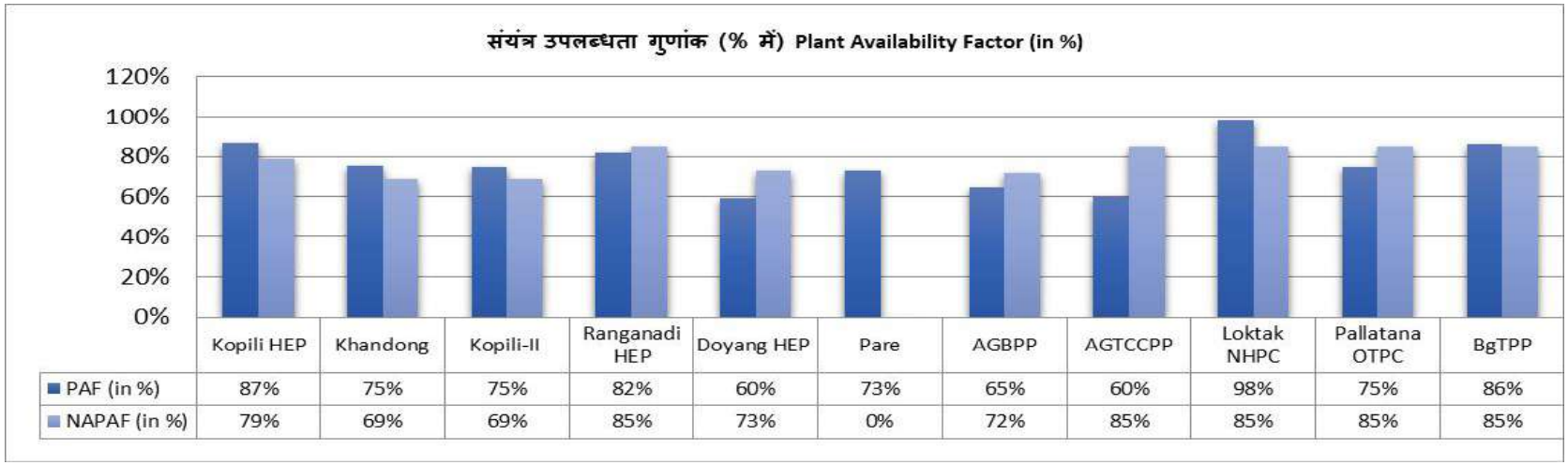
PLANT AVAILABILITY FACTOR OF POWER STATIONS IN NER DURING 2018-19

Sl. No.	Name of Plant	Apr-18		May-18		Jun-18		Jul-18		Aug-18		Sep-18	
		Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM
1	Kopili HEP	34.7	80.07	106.5	85.04	124.6	90.45	134.9	92.88	141.9	96.77	136.6	96.48
2	Khandong	4.1	58.76	24	81.12	24.8	69.82	34.1	91.75	32.8	88.38	30.7	85.13
3	Kopili- II	3.4	91.11	11.5	82.63	16.1	91.92	15.7	86.22	15.7	87.98	15.4	87.34
4	Ranganadi HEP	50	99.42	98.2	99.44	142.7	89.55	173.2	98.96	171	100.08	179.4	100.11
5	Doyang HEP	8.9	32.81	16.2	38.73	26.9	61.45	46.9	86.58	54.3	97.03	49	90.8
6	Pare	0		0	24.05	50.9	98.41	66.4	101.01	59.2	101.01	62.3	101.01
7	AGBPP	94.4	44.6	140.9	64.58	116.6	55.77	140	65.29	142.3	65.85	107.2	50.79
8	AGTCCPP	48	50.46	50	51.38	51.2	56.12	45.2	48.18	39.9	41.65	53.7	60.14
9	Loktak NHPC	28.1	100.05	71	100.98	74.6	101.01	75.9	101.01	78.2	101.01	74.1	101.01
10	Pallatana OTPC	361	68.17	371.1	68.49	330.6	63.89	412.4	78.3	376.3	71.55	317.6	61.02
11	BgTPP	273.7	87.74	259.8	84.82	262.6	97.27	257.9	97.28	246.9	94.33	193.7	69.79

Sl. No.	Name of Plant	Oct-18		Nov-18		Dec-18		Jan-19		Feb-19		Mar-19	
		Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM
1	Kopili HEP	142	95.94	32.6	89.09	43.6	92.93	69.3	70.61	27.1	72.33	35	79.02
2	Khandong	22.8	89.48	5.5	68.34	7.2	73.92	6.7	43.38	4.7	71.32	6.5	82.41
3	Kopili-II	9	88.3	2.2	95.22	2.3	89.93	2.3	86.09	0.3	13.13	0	0
4	Ranganadi HEP	95.6	100.01	57.8	91.64	42.8	100.01	32.9	86.1	8.4	18.51	0	0
5	Doyang HEP	8.4	73.14	5	54.24	6.3	62.97	4.9	54.65	2.5	35.78	2.1	27.22
6	Pare	38.4	101.01	19.5	97.64	12.9	81.46	9.3	86.26	4.6	45.75	3.8	36.58
7	AGBPP	156.4	71.98	160.1	75.91	165	75.54	154.8	71.54	124.1	63.58	137.6	69.93
8	AGTCCPP	60.6	67.94	58.3	66	63.5	70.11	63.7	70.61	56.7	71.71	59.8	68.45
9	Loktak NHPC	71.4	101.01	35	101.01	36.1	101.01	37.5	100.89	9.6	75.69	11.1	87.98
10	Pallatana OTPC	416.4	77.64	430.1	82.14	429.7	79	428.6	80.57	375.9	78.5	458.7	86.41
11	BgTPP	174	58.83	236.4	86.66	206.6	71.98	238.2	86.61	231.6	99.44	260.7	95.16

अनुलग्नक /Annexure-VIIB

Annual PAF for 2018-19						
Sl. No	Name of Plant	Installed Capacity(MW)	Design Energy(GWh)	Gen (MU)	PAF (in %)	NAPAF (in %)
1	Kopili HEP	200	1186.14	1026.2	87	79
2	Khandong	50	277.61	203.9	75	69
3	Kopili-II	25	86.3	94.6	75	69
4	Ranganadi HEP	405	1509.69	1052	82	85
5	Doyang HEP	75	227.24	231.4	60	73
6	Pare	110		327.3	73	
7	AGBPP	291	NA	1639.4	65	72
8	AGTCCPP	135	NA	650.6	60	85
9	Loktak NHPC	105	448	602.6	98	85
10	Pallatana OTPC	726.6	NA	4708.4	75	85
11	BgTPP	250	NA	2842.1	86	85



अनुलग्नक /Annexure-VIII

लोड गुणांक

Load Factor

Month	Year 2014-15			Year 2015-16			Year 2016-17			Year 2017-18			Year 2018-19		
	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	948.0	2197.0	59.9	959.1	2220.0	60.0	1035.8	2479.0	58.0	1170.5	2258.0	72.0	1259.8	2600.0	67.3
May	968.4	2140.0	60.8	1087.0	2573.0	56.8	1019.0	2487.0	55.1	1339.1	2472.0	72.8	1174.6	2709.0	60.2
Jun	1075.1	2252.0	66.3	1115.5	2356.0	65.8	1172.4	2479.0	65.7	1396.1	2499.0	77.6	1385.8	2640.0	72.9
Jul	1166.7	2263.0	69.3	1240.6	2520.0	66.2	1260.1	2474.0	68.5	1471.0	2507.0	78.9	1536.4	2899.0	73.6
Aug	1156.9	2356.0	66.0	1220.7	2437.0	67.3	1420.8	2435.0	78.4	1525.7	2529.0	81.1	1618.0	2976.0	75.5
Sep	1115.1	2380.0	65.1	1223.1	2442.0	69.6	1336.0	2430.0	76.4	1526.1	2629.0	80.6	1526.6	2921.0	72.6
Oct	1167.2	2528.0	62.1	1251.5	2401.0	70.1	1322.2	2466.0	72.1	1450.7	2596.0	75.1	1402.3	2790.0	69.8
Nov	1073.0	2525.0	59.0	1141.3	2372.0	66.8	1169.8	2376.7	68.4	1268.9	2443.0	72.1	1285.0	2672.0	66.8
Dec	1012.9	2460.0	55.3	1111.6	2355.0	63.4	1192.1	2245.0	71.4	1258.7	2333.0	72.5	1322.9	2541.0	72.3
Jan	1118.1	2455.0	61.2	1135.4	2367.3	64.5	1274.8	2329.7	73.5	1311.0	2339.0	75.3	1309.1	2575.0	70.6
Feb	982.3	2318.0	63.1	1087.0	2401.0	65.1	1118.9	2242.5	74.2	1113.6	2387.0	69.4	1193.7	2480.0	66.8
Mar	1096.0	2403.0	61.3	1163.6	2442.0	64.1	1178.8	2236.2	70.9	1295.2	2283.0	76.3	1290.5	2540.0	70.6

अनुलग्नक/Annexure-IX

वर्ष **2018-19** के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र में प्रमुख जलाशयों का जल स्तर और ऊर्जा सामग्री

Water Level and Energy Content of major Reservoirs during 2018-19

	Khandong				**Kopili**				**Loktak**			
Months	FRL	MDDL	Level	Energy	FRL	MDDL	Level	Energy	FRL	MDDL	Level	Energy
	(m)	(m)	(m/ft)	MU	(m)	(m)	(m)	MU	(m)	(m)	(m)	MU
Apr-18	719.3	704	715.2	14.5	601.7	592.83	603.8	53.2	768.5	766.2	768.3	209
May-18	719.3	704	719.3	21.9	609.5	592.83	609.6	98.2	768.5	766.2	768.5	250
Jun-18	719.3	704	719.3	21.9	609.5	592.83	609.6	98.2	768.5	766.2	768.5	250
Jul-18	719.3	704	707.7	3.1	609.5	592.83	599.9	30.6	768.5	766.2	767	31.1
Aug-18	719.3	704	708.8	4.5	609.5	592.83	599.2	25.5	768.5	766.2	766.8	21.5
Sep-18	719.3	704	716.5	17.1	609.5	592.83	603.5	51.2	768.5	766.2	766.9	23.8
Oct-18	719.3	704	723.4	35.2	609.5	592.83	605.9	69.2	768.5	766.2	768	115
Nov-18	719.3	704	724.6	39.8	609.5	592.83	608.7	94.3	768.5	766.2	768.6	250
Dec-18	719.3	704	720.7	27.6	609.5	592.83	609.3	98.2	768.5	766.2	768.8	250
Jan-19	719.3	704	719.4	21.9	609.5	592.83	609.4	98.2	768.5	766.2	768.4	238
Feb-19	719.3	704	716.4	17.1	609.5	592.83	605.9	69.2	768.5	766.2	768.3	183
Mar-19	719.3	704	716.4	17.1	609.5	592.83	605	64.7	768.5	766.2	768.1	137
	Barapani				**Gumti**				**Doyang**			
Months	FRL	MDDL	Level	Energy	FRL	MDDL	Level	Energy	FRL	MDDL	Level	Energy
	(ft)	(ft)	(ft)	MU	(m)	(m)	(m)	MU	(m)	(m)	(m)	MU
Apr-18	3220	3150	3219.9	49.7	93.55	83.6	93.6	30.4	333	306	311.6	7
May-18	3220	3150	3219.9	49.7	93.55	83.6	93.6	30.4	333	306	333	66.9
Jun-18	3220	3150	3219.9	49.7	93.55	83.6	93.6	30.4	333	306	333	66.9
Jul-18	3220	3150	3182.1	15.3	93.55	83.6	90.6	15.4	333	306	314	10.1
Aug-18	3220	3150	3172.4	9.6	93.55	83.6	90.2	15.4	333	306	308.8	2.7
Sep-18	3220	3150	3168.5	7.8	93.55	83.6	91.8	22.6	333	306	307.5	1.3
Oct-18	3220	3150	3186.1	18.2	93.55	83.6	93.8	31.4	333	306	312.9	8.5
Nov-18	3220	3150	3194.3	24.6	93.55	83.6	93.1	28.3	333	306	323.8	33
Dec-18	3220	3150	3205.9	34.6	93.55	83.6	92.6	26.1	333	306	323.4	33
Jan-19	3220	3150	3202.5	30.7	93.55	83.6	92.5	25.6	333	306	314.8	11.8
Feb-19	3220	3150	3199.3	29.3	93.55	83.6	92.2	24.3	333	306	315.7	13.5
Mar-19	3220	3150	3193.4	23.9	93.55	83.6	91.6	21.8	333	306	314.5	11.8

अनुलग्नक-X /Annexure -X

विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम.)ऊर्जा

Deviation Settlement Mechanism (DSM) Energy

Organization	Apr-18	May-18	Jun-18	Jul-18	Aug-18	Sep-18	Oct-18	Nov-18	Dec-18	Jan-19	Feb-19	Mar-19
Ar. Pradesh	18.28	18.28	-5.02	-6.32	-6.42	-5.63	3.90	7.88	17.11	18.04	-1.35	4.53
ASEB	12.68	12.68	-0.96	4.49	22.41	10.36	18.44	10.80	-4.87	-1.37	-3.09	0.13
Manipur	-5.51	-5.51	-3.90	-6.11	-5.59	-3.71	2.45	2.91	0.69	-0.65	0.09	-0.48
MeECL	-5.96	-5.96	-7.23	-5.57	-7.62	-0.16	-7.29	-4.91	-8.33	-4.06	-0.99	0.34
Mizoram	-3.80	-3.80	-8.35	-4.02	-4.18	-1.15	-4.71	-5.09	-2.51	-0.82	-0.66	-0.22
Nagaland	5.98	5.98	1.40	-1.26	-0.32	3.06	1.22	-0.47	9.22	7.02	3.64	4.82
TSECL	-1.88	-1.88	0.15	-12.35	-0.67	3.31	-10.80	-5.19	-5.11	-6.81	-8.14	-5.47
PGCIL-HVDC	-0.24	-0.24	-0.12	-0.08	-0.06	-0.09	-0.08	-0.31	-0.47	-0.36	-0.08	-0.07

(-) indicates underdrawl
(Figures in MU)

अनुलग्नक-XI /Annexure -XI

यूएफआर आधारित लोड शेद्डिंग 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	0
			At Platinum Alloys (11 KV Lekhi feeders – 3 Nos)	Stage – II (49.0 Hz)		5	0
			At Satyam Ispat Ltd. (33 KV Lekhi feeders – 3 Nos)	Stage – III (48.8 Hz)		5.5	0
			At Nirjuli feeder (11 KV Lekhi feeder – 1 No.)	Stage – IV (48.6 Hz)		4.5	0
2	Assam	220	At Gauripur (132 KV Dhaligoan – Gossaigoan – Gauripur)	Stage – I (49.2 HZ)	16	54.5	0
			At Sipajhar (132 KV Depota – Rowta – Sipajhar)		10		
			At Dhemaji (132 KV Gohpur – Nalkata – Dhemaji)		11		
			At Majuli (132 KV Nalkata – Majuli)		2.5		
			At Baghjap (132 KV Kahilipara – Chandrapur – Baghjap)		15		

2	**Assam**	**220**	**At Diphu (132 KV Samaguri – Sankardev – Diphu)**	**Stage – 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 – Leimakhong)	Stage – I (49.2 Hz)		5	0
			At Yaingangpokpi (33 KV Yaingangpokpi - Napetpalli)	Stage – II (49.0Hz)		6	0
			At Kongba (33 KV Kongba – Mongsangei)	Stage – II (48.8Hz)		5	0
			At Kakching (33 KV Kakching – Wangjing)	Stage – II (48.6Hz)		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	
			At Nongstoin (33 KV Nongstoin – Mairang)		3		0
			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	0
			At Dimapur (33 KV Dimapur – AP –I)	Stage – II (49.0 Hz)		4.5	0
			At Kohima (132 KV Kohima – Wokha)	Stage – III (48.8 Hz)		5	0
			At Dimapur (33 KV Dimapur – Refferal Hospital)	Stage – IV (48.6 Hz)		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 Badharghat (33 KV Badarghat – Bishalghar)	Stage – I (49.2 Hz)	8.5	11	0
			At Badharghat (33 KV Badarghat – Takarjala)		2.5		
			At 66 KV Rabindra Nagar (33 KV Rabindra Nagar – Melaghar)	Stage – II (49.0 Hz)	6.5	10	0
			At 66 KV Rabindra Nagar (33 KV Rabindra Nagar – Kathalia)		3.5		
			At 79 Tilla (33 KV, 79 Tilla – Mohanpur)	Stage – III (48.8 Hz)	7.5	14.5	0
			At 79 Tilla (33 KV, 79 Tilla – Durjoy Nagar)		7		
			At 79 Tilla (33 KV, 79 Tilla – College Tilla)	Stage – IV (48.6 Hz)		12.5	0

Annexure – XII

दीपायन योजना/ISLANDING SCHEMES

SN	Islanding Scheme	Lines required to be opened	UFR Location	Implementing Agency
1	**ISLAND AT 48.80 Hz:** Island comprising of generating units of AGBPP (Gas), NTPS (Gas) & LTPS (Gas) and loads of Upper Assam system & Deomali area (Ar. Pradesh) **[Total Generation: 380-400MW and load: 200MW (off peak)-300MW (peak)]**	(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	**ISLAND AT 48.20 Hz:** Island comprising of generating units of AGTPP (Gas), generating units at Baramura (Gas), Rokhia (Gas) & Gumati (Hydro) and loads of Tripura system & Dullavcherra area (Assam) **[Total Generation: 150-160MW and load: 110MW (off-peak)-150MW (peak)]**	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		

अनुलग्नक /Annexure -XIII

वर्ष 2018-19 के दौरान बैठकों की सूची

LIST OF MEETINGS DURING THE YEAR 2018-19

Operation Co-ordination Committee

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	143rd OCC Meeting	12.04.18	Hotel Nandan, Guwahati
2	144th OCC Meeting	11.05.18	Hotel Raj Mahal, Guwahati
3	145th OCC Meeting	19.06.18	Hotel Novotel, Guwahati
4	146th OCC Meeting	17.07.18	Hotel Nandan, Guwahati
5	147th OCC Meeting	10.08.18	Hotel Nandan, Guwahati
6	148th OCC Meeting	14.09.18	Hotel Nandan, Guwahati
7	149th OCC Meeting	11.10.18	Hotel Nandan, Guwahati
8	150th OCC Meeting	14.11.18	Hotel Nandan, Guwahati
9	151st OCC Meeting	14.12.18	Hotel Nandan, Guwahati
10	152nd OCC Meeting	11.01.19	Hotel Nandan, Guwahati
11	153rd OCC Meeting	14.02.19	State Guest House, Agartala
12	154th OCC Meeting	13.03.19	Hotel Nandan, Guwahati

Commercial Committee

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	36th CC Meeting	03.08.18	Waii International Hotel, Itanagar
2	37th CC Meeting	13.02.19	State Guest House, Agartala

Protection Committee

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	50th PCC Meeting	10.05.18	Hotel Raj Mahal, Guwahati
2	51st PCC Meeting	09.08.18	Hotel Nandan, Guwahati
3	52nd PCC Meeting	13.12.18	Hotel Nandan, Guwahati

NETeST MEETING

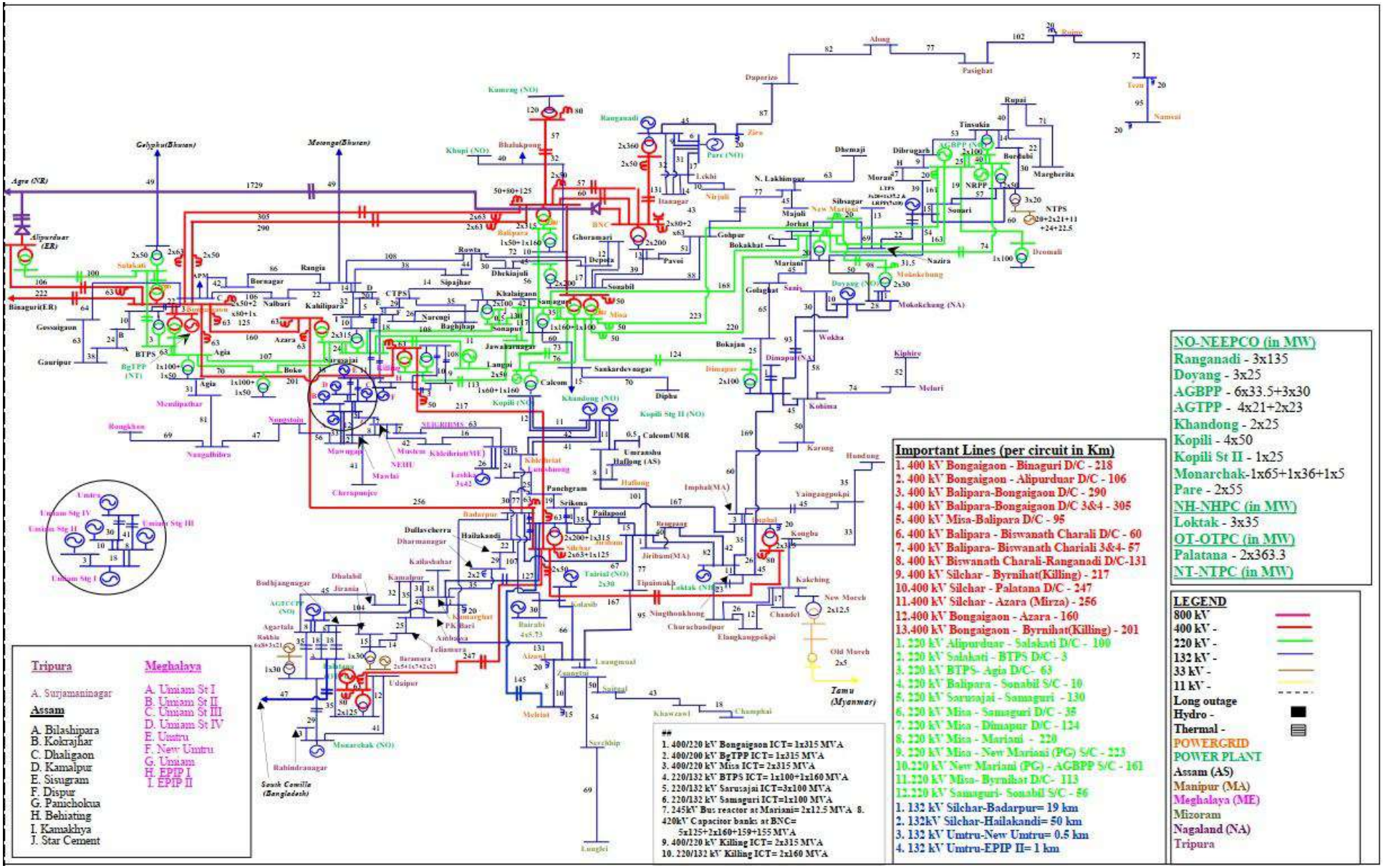
Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	9th NETeST Meeting	11.04.18	Hotel Nandan, Guwahati
2	10th NETeST Meeting	16.07.18	Hotel Nandan, Guwahati
3	11th NETeST Meeting	13.11.18	Hotel Nandan, Guwahati
4	12th NETeST Meeting	10.01.19	Hotel Nandan, Guwahati

TCC & NERPC Meeting

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	19th TCC & NERPC Meeting	28th and 29th Nov 2018	Hotel Radisson Blue, Guwahati

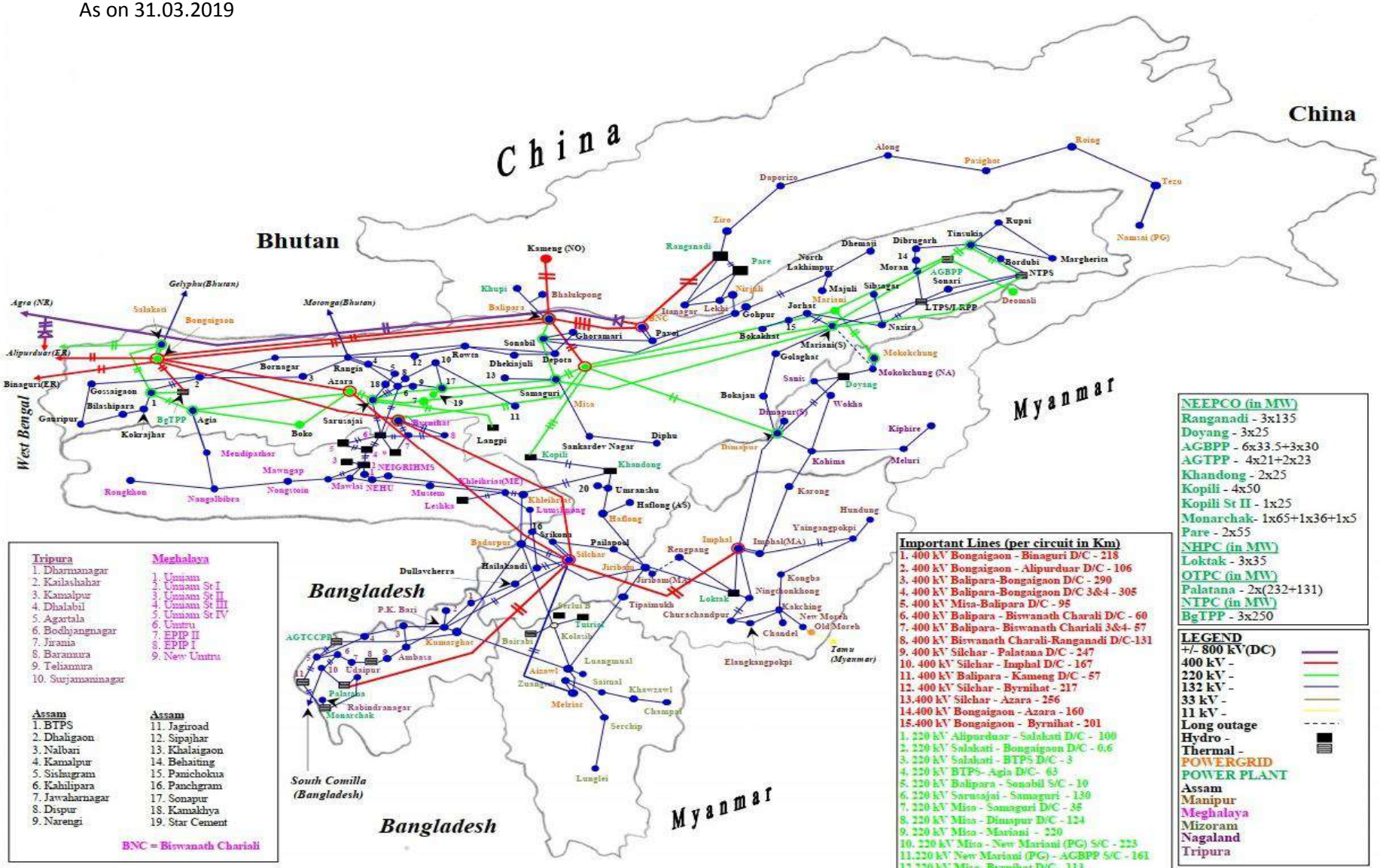
As on 31.03.2019

प्रदर्श Exhibit-I (A)



प्रदर्श Exhibit-I (B)

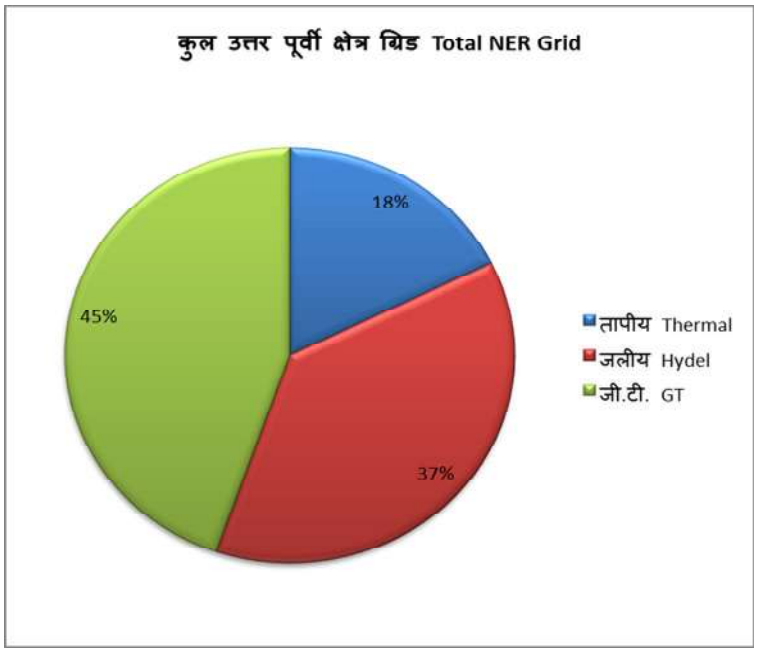
As on 31.03.2019

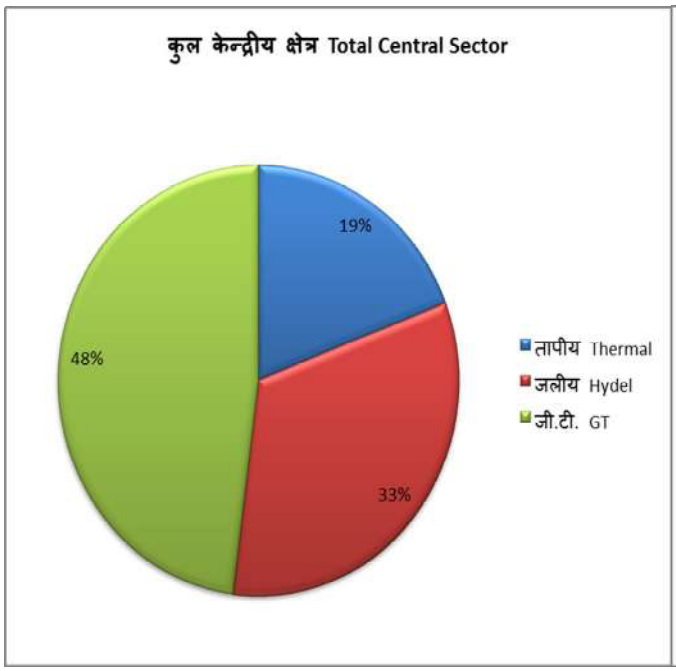


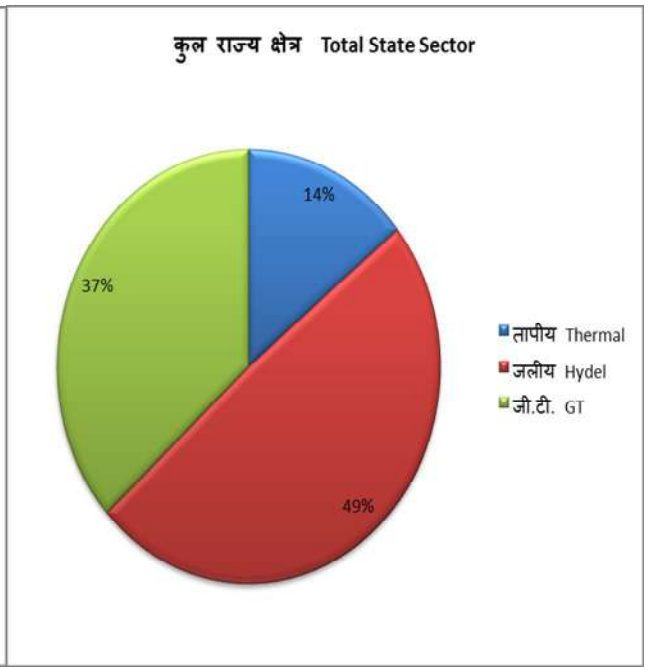
प्रदर्श Exhibit-II

31/03/2019 को उत्तर पुर्वीय क्षेत्र की स्थापित क्षमता (मे. वा.)

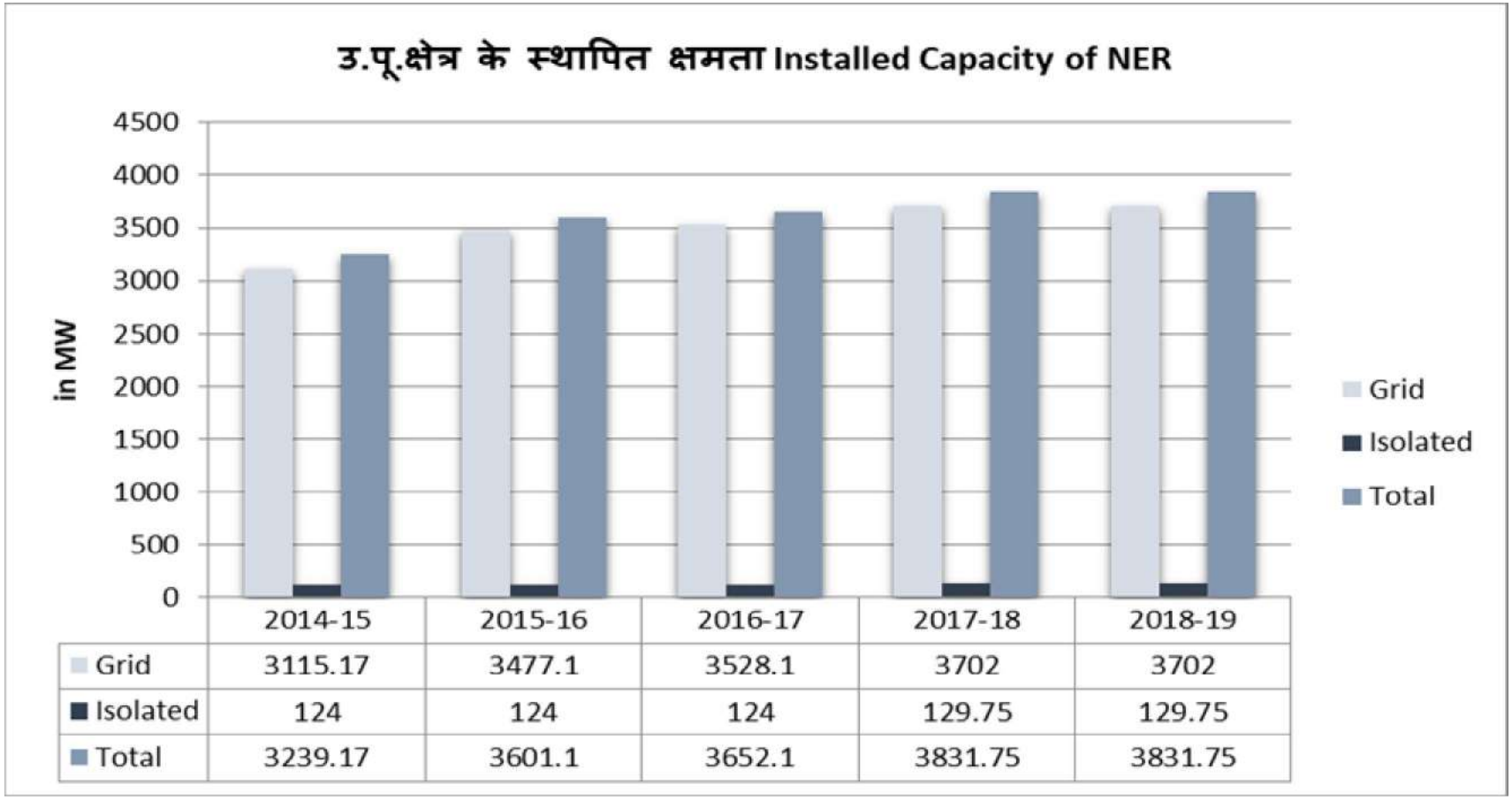
Installed Capacity (MW) of NER as on 31-03-2019





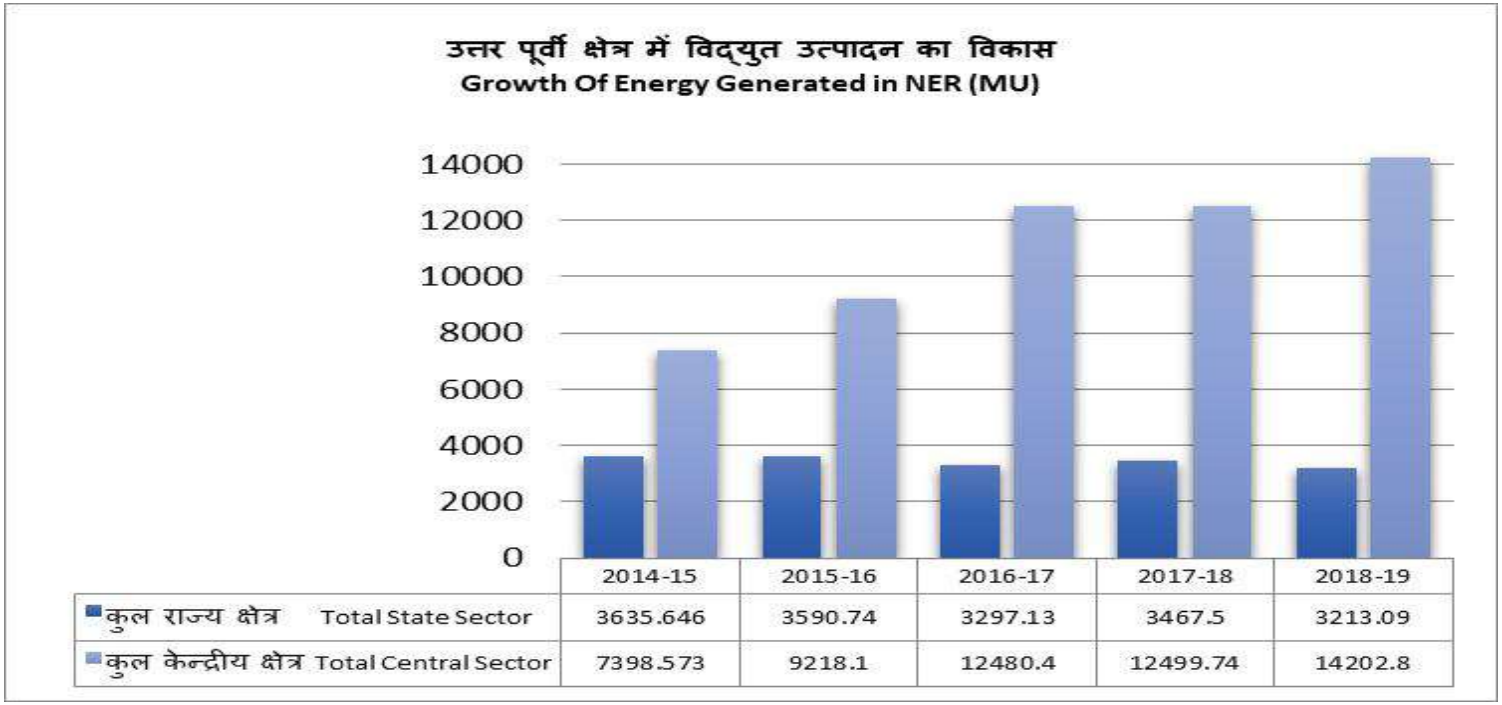


प्रदर्श Exhibit-III



	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
Grid	3115.17	3477.1	3528.1	3702	3702
Isolated	124	124	124	129.75	129.75
Total	3239.17	3601.1	3652.1	3831.75	3831.75

प्रदर्श Exhibit-IV

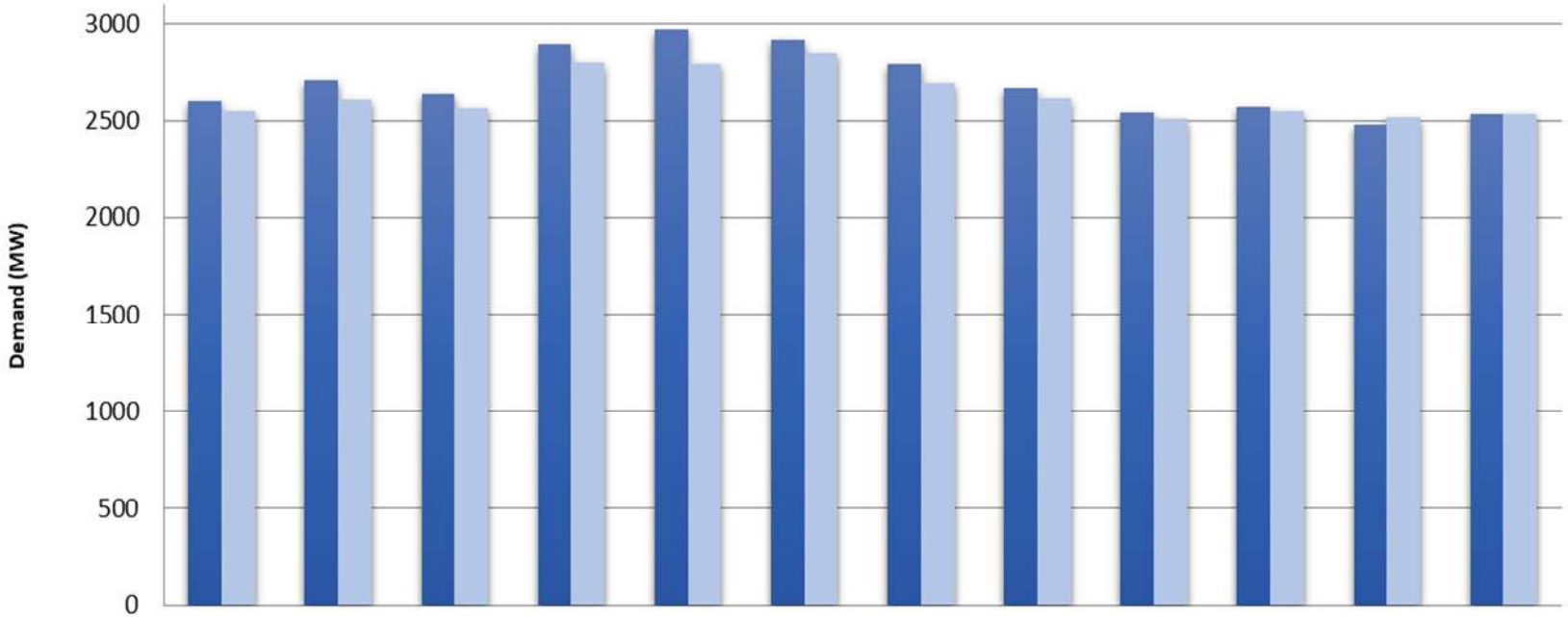


	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
कुल राज्य क्षेत्र Total State Sector	3635.646	3590.74	3297.13	3467.5	3213.09
कुल केन्द्रीय क्षेत्र Total Central Sector	7398.573	9218.1	12480.4	12499.74	14202.8

प्रदर्श/Exhibit-V

वर्ष 2018-19 में माहवार उच्चतम मांग/ मांग पुर्ति

Month wise Peak-Demand / Demand-Met in 2018-19

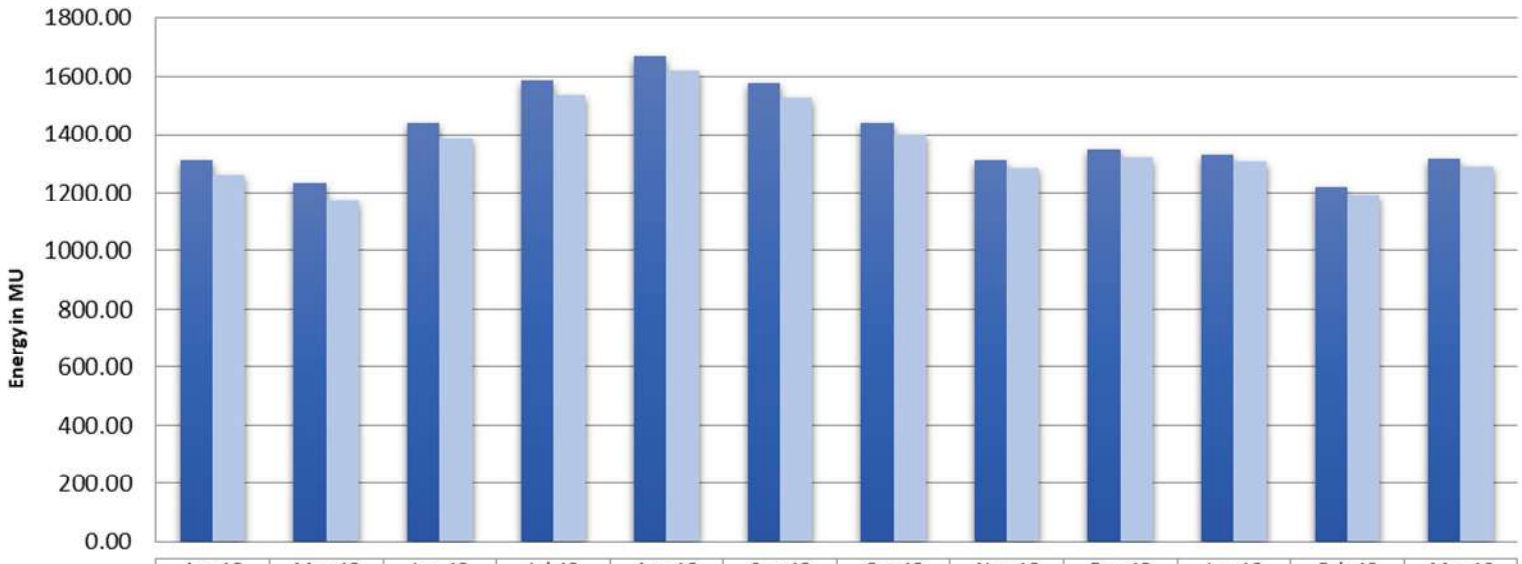


	Apr-18	May-18	Jun-18	Jul-18	Aug-18	Sep-18	Oct-18	Nov-18	Dec-18	Jan-19	Feb-19	Mar-19
Peak Demand	2600	2709	2640	2899	2967	2921	2790	2672	2541	2575	2480	2540
Demand Met	2552	2611	2564	2798	2795	2850	2700	2620	2511	2552	2514	2535

प्रदर्श Exhibit-VI

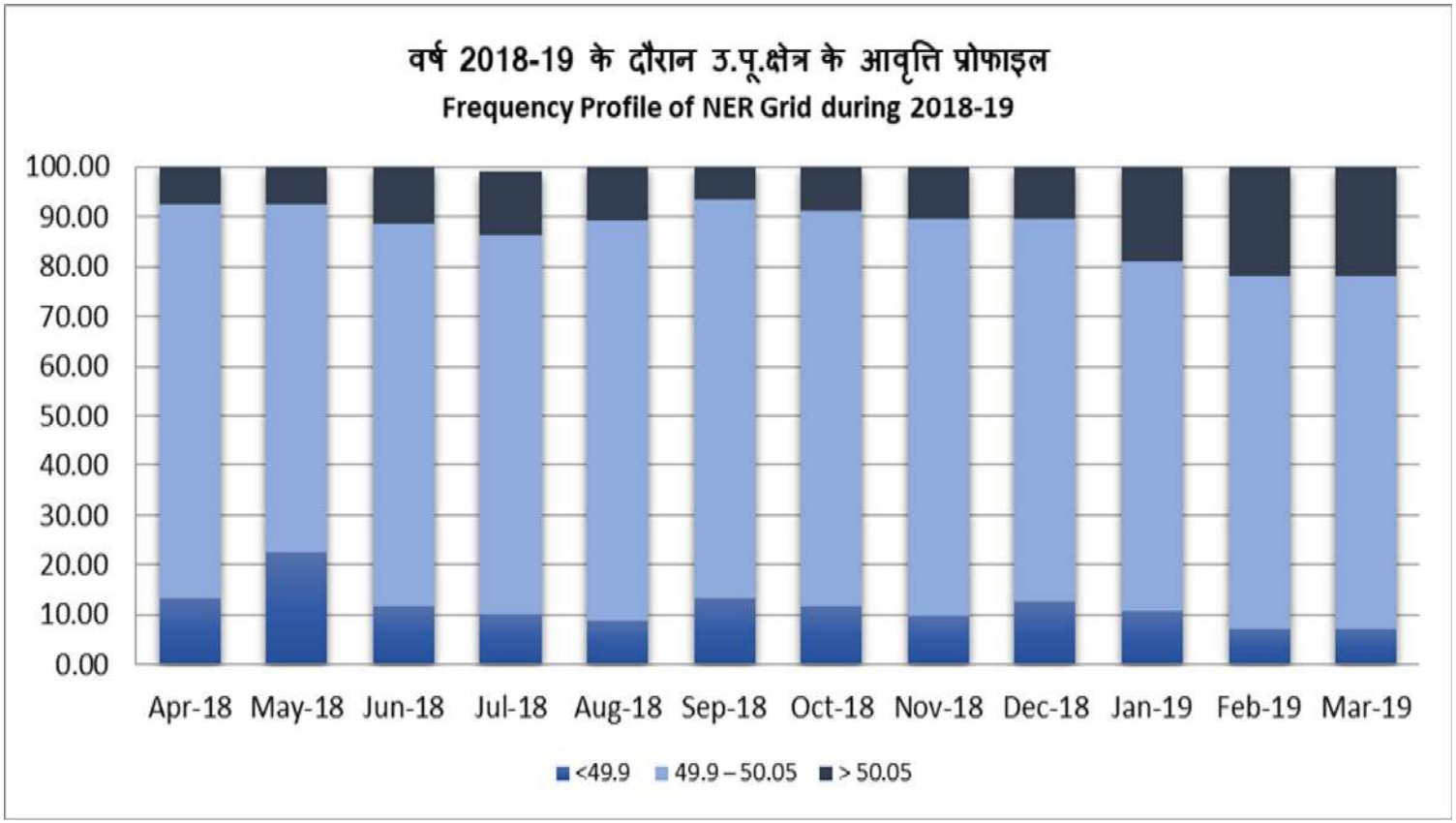
वर्ष 2018-19 में माहवार उर्जा की आवशकता /उपलब्धता

Month wise Energy Requirement/ Availability in 2018-19

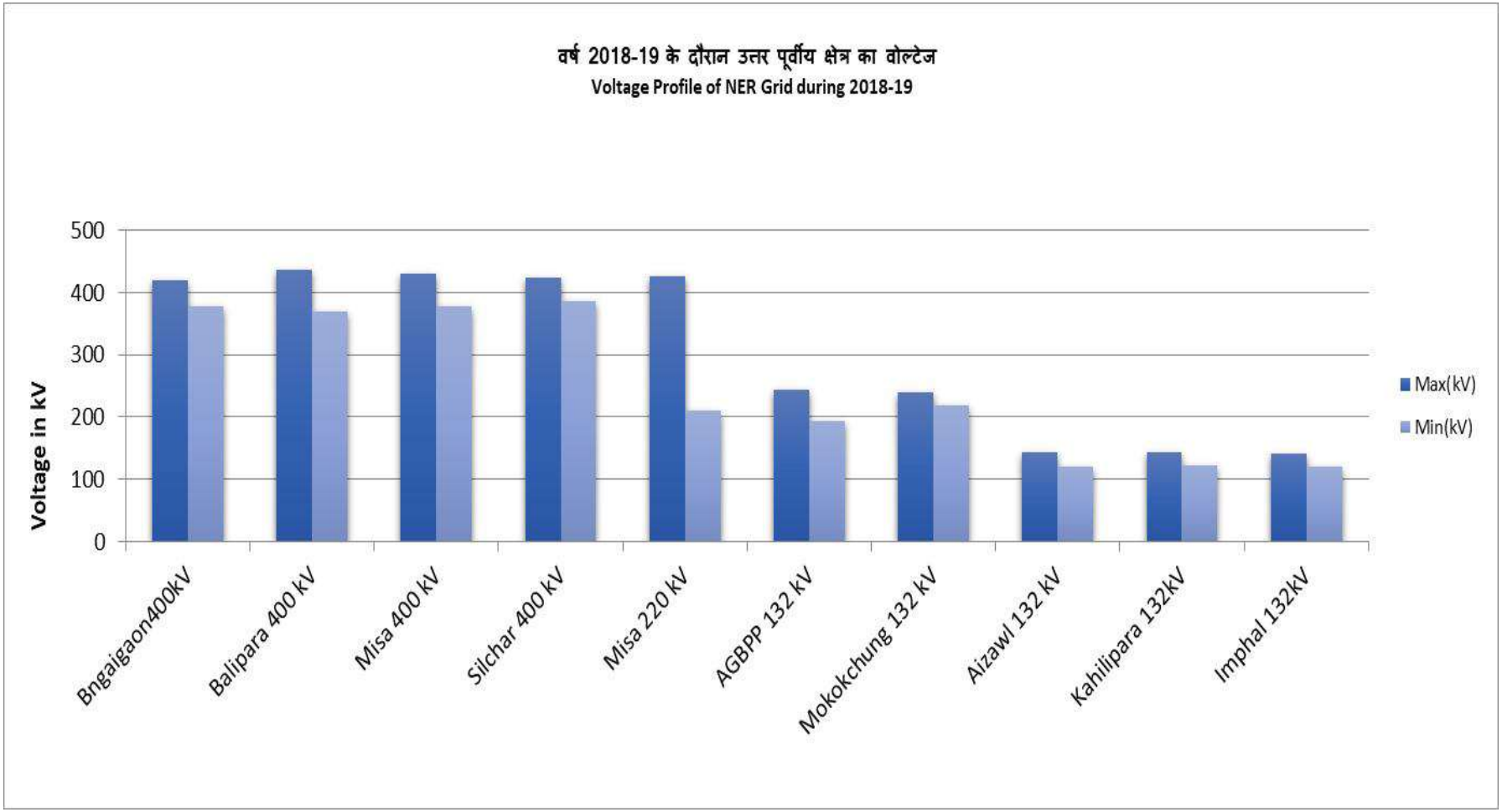


	Apr-18	May-18	Jun-18	Jul-18	Aug-18	Sep-18	Oct-18	Nov-18	Dec-18	Jan-19	Feb-19	Mar-19
Energy Requirement	1311.58	1231.88	1439.32	1586.97	1667.50	1574.89	1438.42	1314.00	1347.47	1328.81	1218.48	1317.41
Energy Availability	1259.83	1174.60	1385.77	1536.40	1618.00	1526.55	1402.25	1285.01	1322.93	1309.14	1193.66	1290.52

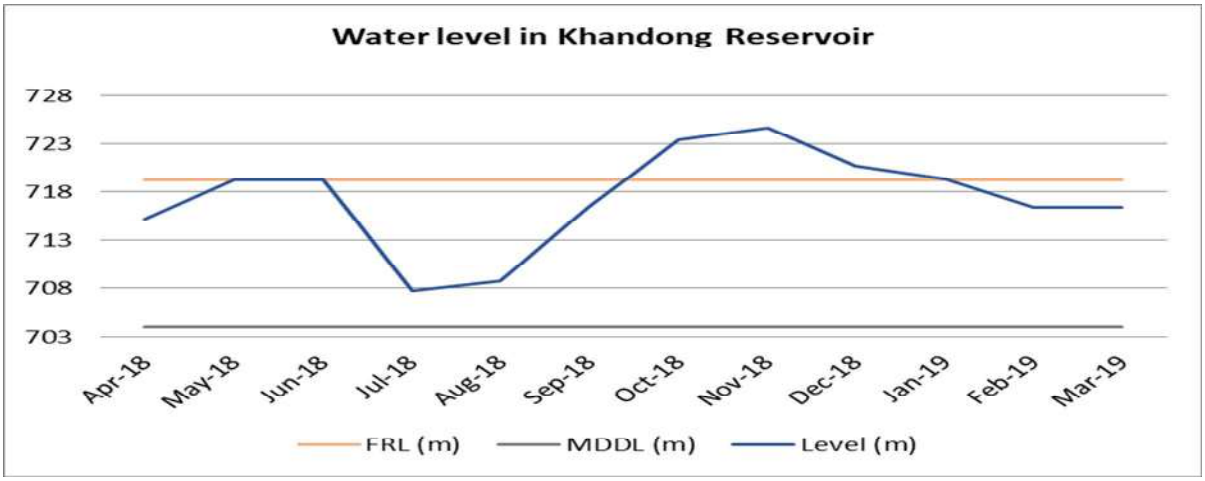
प्रदर्श Exhibit-VII

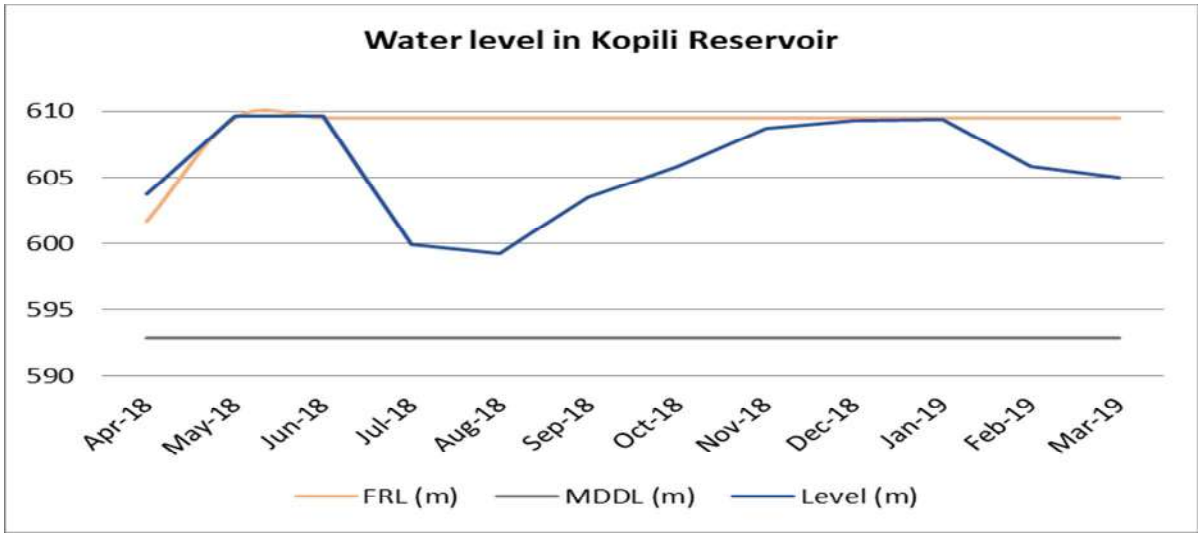


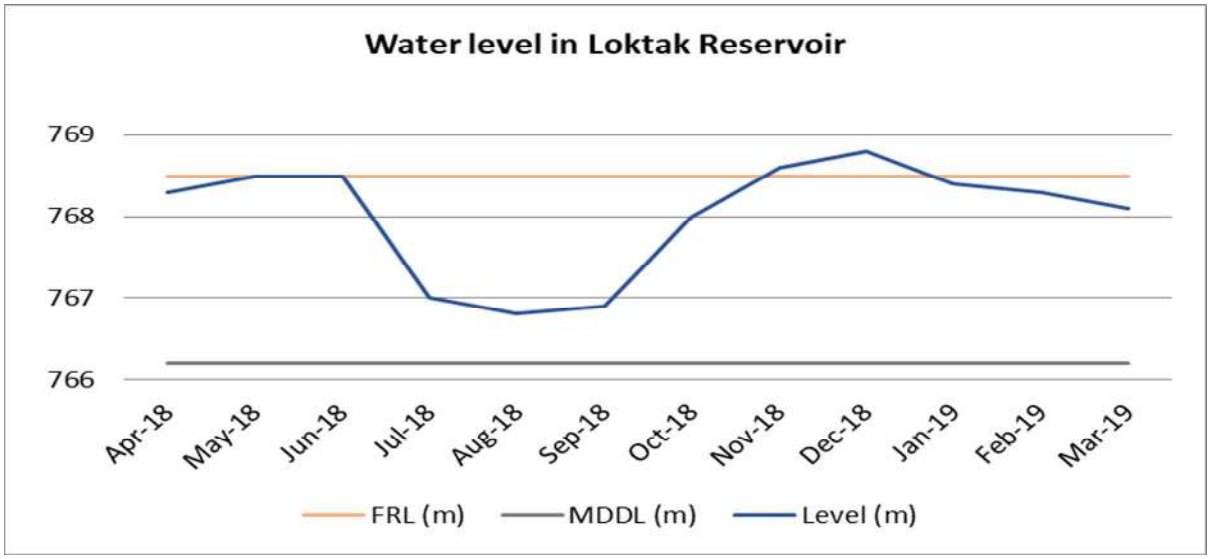
प्रदर्श Exhibit-VIII

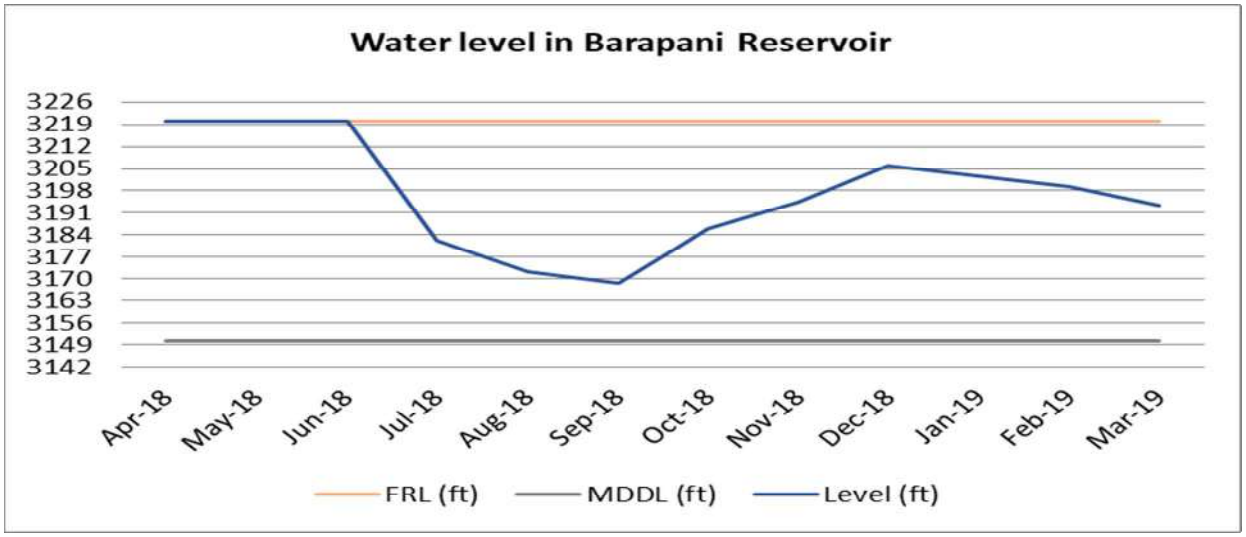


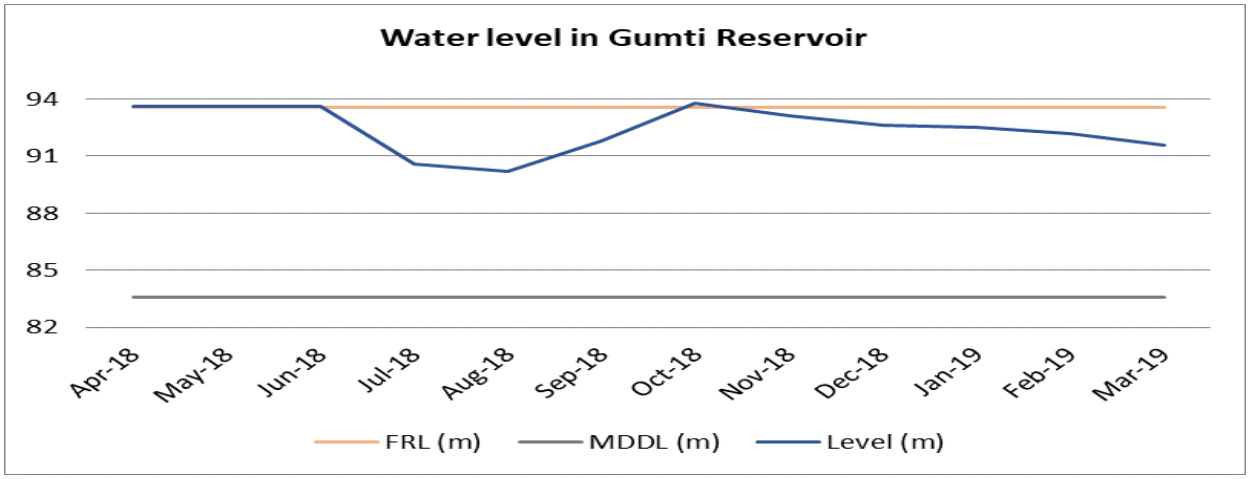
प्रदर्श Exhibit-IX

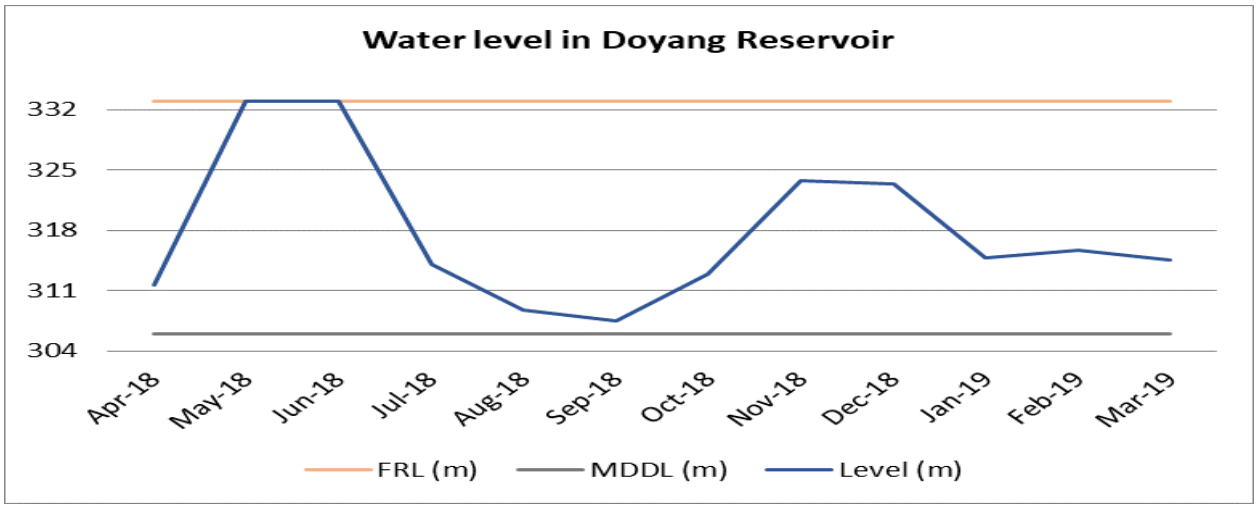
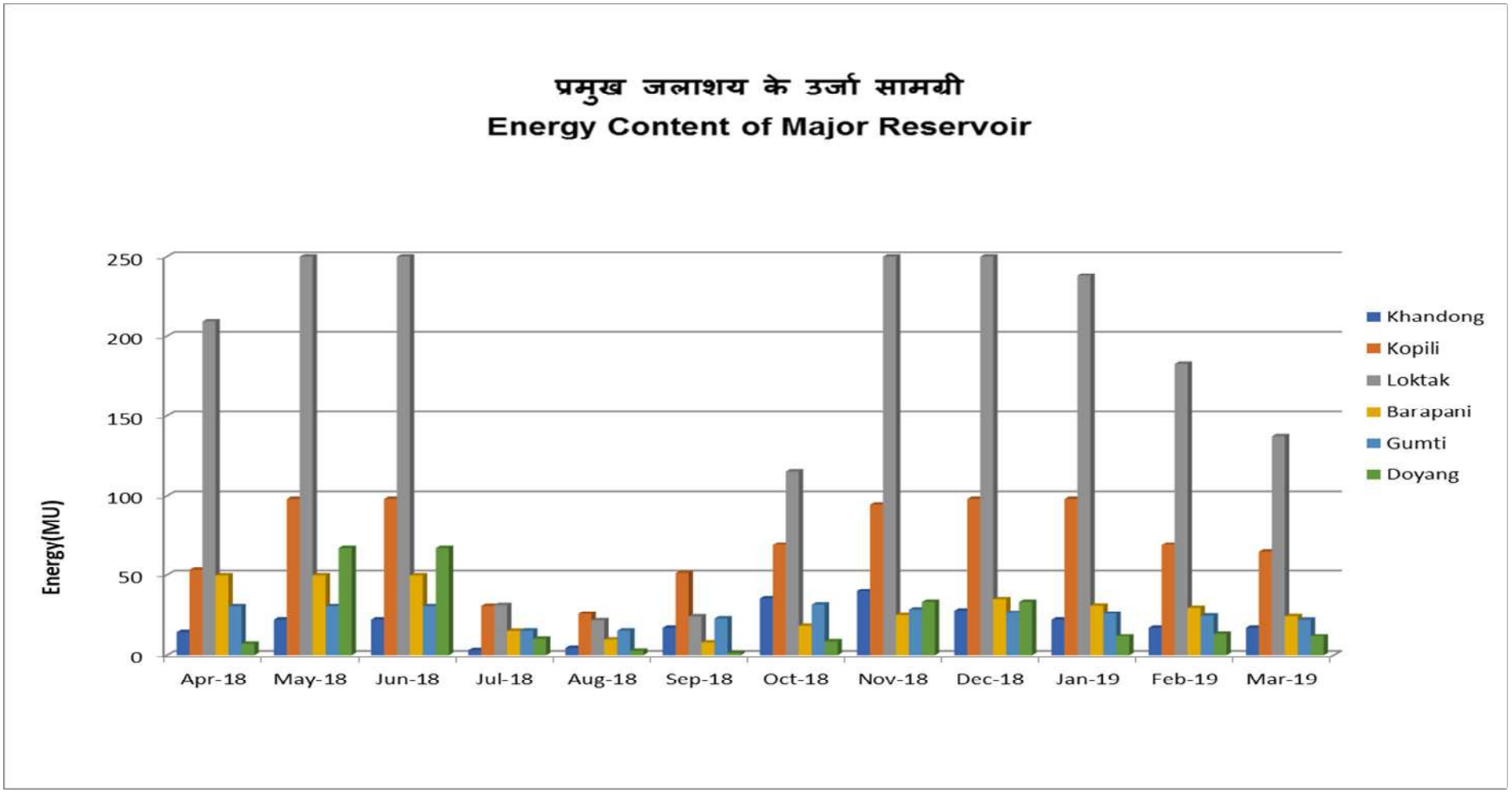







Water level in Barapani Reservoir
3226
3219
3212
3205
3198
3191
3184
3177
3170
3163
3156
3149
3142
Apr-18
May-18
Jun-18
Jul-18
Aug-18
Sep-18
Oct-18
Nov-18
Dec-18
Jan-19
Feb-19
Mar-19
FRL (ft)
MDDL (ft)
Level (ft)


Water level in Gumti Reservoir
94
91
88
85
82
Apr-18
May-18
Jun-18
Jul-18
Aug-18
Sep-18
Oct-18
Nov-18
Dec-18
Jan-19
Feb-19
Mar-19
FRL (m)
MDDL (m)
Level (m)


Water level in Doyang Reservoir
332
325
318
311
304
Apr-18
May-18
Jun-18
Jul-18
Aug-18
Sep-18
Oct-18
Nov-18
Dec-18
Jan-19
Feb-19
Mar-19
FRL (m)
MDDL (m)
Level (m)

प्रदर्श Exhibit-X