



सत्यमेव जयते

वार्षिक रिपोर्ट
ANNUAL REPORT
2016-17

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	9-23
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	17
2.15	केंद्रीय क्षेत्र विद्युत का आवंटन Allocation of Central Sector Power	22

सं. No.	विवरण Description	पृष्ठ सं. Page No.
अध्याय Chapter 3	ग्रिड व्यवधान Grid Disturbances	25-26
अध्याय Chapter 4	वाणिज्यिक और ऊर्जा लेखा क्रियाएँ Commercial and Energy Accounting Activities	27-33
4.1	क्षेत्रीय ऊर्जा लेखा (आरईए) Regional Energy Accounting (REA)	27
4.2	विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम)/Deviation Settlement Mechanism (DSM)	29
4.3	विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम) देय DSM Payable	30
4.4	पारेषण शुल्क Transmission Tariff	31
अध्याय Chapter 5	संचालन, सुरक्षा, संचार और प्रणाली का अध्ययन Operation, Protection, Communication & System Studies	35-40
5.1	यूएफआर प्रणाली UFR Scheme	35
5.2	विशेष सुरक्षा योजना Special Protection Scheme	35
5.3	यूएफ रिले का निरीक्षण Inspection of UF relays	37
5.4	दीपायन योजना Islanding Scheme	37
5.5	नए एसएलडीसी का निर्माण Setting up of new SLDCs	37
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	42-46
6.1	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति (एनईआरपीसी) की बैठक North-Eastern Regional Power Committee (NERPC) Meeting	42
6.2	तकनीकी समन्वय समिति (टीसीसी) की बैठक Technical Co-ordination Committee (TCC) Meeting	43
6.3	वाणिज्यिक समिति (सीसी) की बैठक Commercial Committee (CC) Meeting	43
6.4	संचालन समन्वय समिति (ओसीसी) की बैठक Operation Co-ordination Committee (OCC) Meeting	44
6.5	संरक्षण समन्वय समिति (पीसीसी) की बैठक Protection Co-ordination Committee (PCC) Meeting	45
6.6	उत्तर पूर्वी टेलिकम्युनिकेशन स्काडा तथा टेलीमेट्री (नेटेस्ट) बैठक North Eastern Telecommunication SCADA & Telemetry (NETeST)	46
अध्याय Chapter 7	रिपोर्ट एवं प्रमाणन Reports & Certification	47-48

7.1	जारी की गई रिपोर्ट Reports issued	47
सं. No.	विवरण Description	पृष्ठ सं. Page No.
7.2	पारेषण उपलब्धता का प्रमाणन Certification of Transmission Availability	47
अध्याय Chapter 8	राजभाषा नीति का कार्यान्वयन Implementation of Official Language Policy	49
8.1	हिंदी प्रशिक्षण Hindi Training	49
8.2	हिंदी पत्राचार एवं प्रयोग Hindi Correspondence & utilization	49
8.3	राजभाषा कार्यान्वयन समिति की बैठक Meeting of Official Language implementation committee	49
8.4	हिंदी सप्ताह एवं हिंदी संबंधित अन्य गतिविधियां Hindi Week & other Hindi related activities	49

सं. No.	अनुलग्नक Annexures	पृष्ठ सं. Page No.
I	31.03.2017 को उ.पू.क्षे.वि.स. के सदस्य Members of NERPC as on 31.03.2017	52-54
II	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति सचिवालय के कार्मिक Personnel of NERPC Secretariat as on 31.03.2017	55
III	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति में पदों की संस्तुति और भरण Posts Sanctioned and Filled in NERPC as on 31.03.2017	56
IV	उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति का वर्ष 2016-17 के दौरान वित्तीय बजट Financial budget of NERPC during the year 2016-17	57
V	वर्ष 2016-17 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय Inter Regional Energy Exchange during 2016-17	58
VI	वर्ष 2016-17 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का वोल्टेज प्रोफाइल Voltage Profile of NER during 2016-17	59
VIIA&B	वर्ष 2016-17 के दौरान संयन्त्र उपलब्धता गुणांक Plant Availability Factor during 2016-17	60-61
VIII	वर्ष 2016-17 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का प्रणाली भार गुणांक System Load Factor of NER during 2016-17	62
IX	प्रमुख जलाशयों का जल स्तर और ऊर्जा सामग्री Water level and Energy Content of major Reservoirs	63
X	विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डी.एस.एम.) ऊर्जा Deviation Settlement (DSM) Energy	64
XI	यूएफआर लोड शेडिंग विवरण UFR based load shedding details	65-69
XII	दीपायन योजना तथ्य Islanding Scheme details	70
XIII	वर्ष 2016-17 के दौरान आयोजित समितियों की बैठकों की सूची List of meetings during the year 2016-17	71-72
प्रदर्श Exhibits		
I(A)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र का एकल रेखा आरेख Single Line Diagram (SLD) of NER	73
I(B)	उत्तर पूर्वी क्षेत्र का विद्युत नक्शा Power Map of NER	74
II	31/03/2017 को स्थापित क्षमता Installed Capacity (MW) as on 31-03-2017	75
III	पाँच वर्षों के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र की स्थापित क्षमता Installed Capacity (MW) in NER during five years	76
IV	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में विद्युत उत्पादन का विकास Growth of Energy Generated in NER	77
V	वर्ष 2016-17 में माहवार उच्चतम माँग/माँग पूर्ति Month wise Peak-Demand / Demand-Met in 2016-17	78
VI	वर्ष 2016-17 में माहवार ऊर्जा की आवश्यकता/उपलब्धता Month wise Energy Requirement/ Availability in 2016-17	79
VII	उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड की आवृत्ति प्रोफाइल Frequency Profile of NER Grid	80
VIII	उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड का वोल्टेज प्रोफाइल Voltage Profile of NER Grid	81
IX	वर्ष 2016-17 में प्रमुख जलाशयों के जल स्तर Water Levels of major Reservoirs in 2016-17	82-83
X	वर्ष 2016-17 में प्रमुख जलाशयों के ऊर्जा सामग्री Energy Content of Reservoirs in 2016-17	84

31/03/2017 को उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य
MEMBERS OF NORTH EASTERN REGIONAL POWER COMMITTEE AS ON 31.03.2017



श्री ओ. आई. सिंह

माननीय मुख्यमंत्री एवं विद्युत मंत्री, मणिपुर सरकार

अध्यक्ष, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति

Shri O. I. Singh

Hon'ble Chief Minister & Minister of Power, Govt. of Manipur

Chairman, North Eastern Regional Power Committee



श्री टन्गा बयालिंग

माननीय विद्युत मंत्री,

अरुणाचल प्रदेश सरकार

Shri Tanga Byaling

Hon'ble Minister of Power,
Govt. of Arunachal Pradesh



श्री सर्वानंद सोनोवाल

माननीय मुख्यमंत्री एवं प्रभारी विद्युत,

असम सरकार

Shri Sarbananda Sonowal

Hon'ble Chief Minister & Incharge of
Power,
Govt. of Assam



<p>श्री स्निअवभालांग धार माननीय विद्युत मंत्री, मेघालय सरकार Shri Sniawbhalang Dhar, Hon'ble Minister of Power, Govt. of Meghalaya</p>	<p>श्री लाल थानहावला, माननीय मुख्य मंत्री एवं विद्युत मंत्री, मिजोरम सरकार Shri Lal Thanhawla, Hon'ble Chief Minister & Minster of Power, Govt. of Mizoram</p>
--	--



<p>श्री सी. किपिली संगतम, माननीय विद्युत मंत्री, नागालैण्ड सरकार Shri C. Kipili Sangtam, Hon'ble Minister of Power, Govt. of Nagaland</p>	<p>श्री मानिक दे माननीय विद्युत मंत्री, त्रिपुरा सरकार Shri Manik Dey Hon'ble Minister of Power, Govt. of Tripura</p>
---	---



<p>श्री मेजर सिंह अध्यक्ष (प्रभारी), केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण Shri Major Singh Chairperson (I/C), Central Electricity Authority</p>	<p>श्री कलिं गतायेंग, आईएस सचिव (विद्युत), अरुणाचल प्रदेश सरकार Shri Kaling Tayeng, IAS Secretary (Power), Govt. of Ar. Pradesh</p>	<p>श्री वी.बी.प्यारेलाल, आईएस अतिरिक्त मुख्य सचिव (विद्युत), असम सरकार Shri V. B. Pyarelal, IAS Addl. Chief Secretary (Power), Govt. of Assam</p>
--	---	---



<p>श्री राजेश अग्रवाल, आईएएस प्रधान सचिव विद्युत, मणिपुर सरकार Shri Rajesh Agrawal, IAS Principal Secretary of Power, Govt. of Manipur</p>	<p>श्री जे.लिं गडोह, आईएएस, आयुक्त एवं सचिव (विद्युत), मेघालय सरकार Shri J. Lyngdoh, IAS Commissioner & Secretary(Power) & Govt. of Meghalaya</p>	<p>श्री के.आई.यांगेर, आईएएस प्रधान सचिव विद्युत, नगालैण्ड सरकार Shri K. I. Yanger, IAS Principal Secretary of Power, Govt. of Nagaland</p>
--	---	--



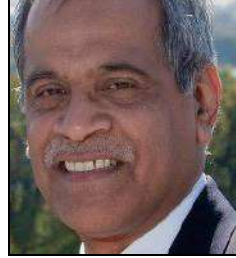
<p>श्री के.वी.एपेन, आईएएस, अध्यक्ष, एईजीसीएल/एपीडीसीएल/एपीजीसीएल Shri K.V. Eapen, IAS Chairman, AEGCL/APDCL/APGCL</p>	<p>श्री आर.के.गुप्ता, आईएफओएस सचिव (विद्युत), मिजोरम सरकार Shri R. K. Gupta, IFoS Secretary (Power), Govt. of Mizoram</p>	<p>श्री एस.के.राकेश, आईएएस प्रधान सचिव विद्युत, त्रिपुरा सरकार Shri S. K. Rakesh, IAS Principal Secretary of Power, Govt. of Tripura</p>
---	---	--



<p>श्री जी.के.दास प्रबंध निदेशक, एईजीसीएल, असम सरकार Shri G.K. Das Managing Director, AEGCL Govt. of Assam</p>	<p>श्रीपी.सीपंकज, अध्यक्ष एवं प्रबन्ध निदेशक, नीपको लिमिटेड Shri P. C. Pankaj, Chairman & Managing Director NEEPCO Ltd.</p>	<p>श्री गुरदीप सिंह, अध्यक्ष एवं निदेशक, एनटीपीसी Shri Gurdeep Singh Chairman & Managing Director, NTPC</p>
--	---	---



<p>श्री एस.के.राय, अध्यक्ष एवं प्रबंध निदेशक, टीएसईसीएल Shri S. K. Ray, Chairman & Managing Director TSECL</p>	<p>श्री ए.बी.एल. श्रीवास्तव निदेशक (वित्त), एनएचपीसी Shri A.B.L. Srivastava Director (Finance), N.H.P.C.</p>	<p>श्री आर.पी.ससमल, निदेशक (ऑपरेशन और परियोजनाएं), पावरग्रिड Shri R. P. Sasmal Director (Opn. & Projects), Powergrid</p>
--	--	--



<p>श्री ए.के.झा अध्यक्ष, एनवीवीएनएल Sh. A.K. Jha Director, NVVNL</p>	<p>श्री एस.के. सोनी, सी.ई.ओ., पोसोको Shri S.K. Soonee, CEO, POSOCO</p>	<p>श्री दीपक अमिताभ, आईएएस सीएमडी, पावर ट्रेडिंग कारपोरेशन ऑफ इंडिया लिमिटेड Shri Deepak Amitabh , IAS CMD, Power Trading Corporation of India Ltd</p>
--	--	--



<p>श्री टी.एस.सिंह महाप्रबन्धक, एनईआरएलडीसी Shri T.S. Singh General Manager NERLDC</p>	<p>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</p>	<p>श्री पी.बी.ओ.वारजरी, आईएएस, मुख्य सचिव एवं अध्यक्ष एमईईसीएल, मेघालय सरकार Shri P. B. O. Warjri, IAS Chief Secretary & Chairman MeECL Govt. of Meghalaya</p>
--	--	--

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 अर्थात् (आरईबी) पूर्वी, उत्तर पूर्वी, उत्तरी, दक्षिणी और पश्चिमी, आरईबी क्रमशः कोलकाता, शिलांग, दिल्ली, बंगलौर और मुंबई में अपने मुख्यालय के साथ स्थापित किया। राज्यों के प्रतिनिधियों के साथ ये आरईबी क्षेत्रीय आपरेशन की अवधारणा को बढ़ावा देने के लिए जिम्मेदार थे।

1.1 Introduction:

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

1. Optimum utilization of energy resources
2. Improved stability of the system,
3. Improved reliability,
4. Improved availability
5. Improved operation both from technical and economical considerations,
6. Improved quality of supply,
7. Improved grid discipline,
8. Improved service to an electricity-deficit area from an electricity-surplus area,
9. Coordinated planning for both maintenance & future growth of the system
10. Sharing of experience of 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, नामतः अरुणाचल प्रदेश, असम, मणिपुर, मेघालय, मिजोरम, नागालैंड और त्रिपुरा शामिल हैं।

तत्पश्चात् सत्तर के दशक के दौरान केन्द्रीय सेंक्टर 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 मंत्रों बोर्ड के सदस्य हैं, चक्रानुसार एक वर्ष की अवधि हेतु एनईआरईबी के अध्यक्ष के रूप में कार्य करते हैं।

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

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

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

Thereafter, Government of India enacted the Electricity Act, 2003 through Gazette notification no. 23/24/99-R&R (vol XV), dated 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. NERmap 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 ट्रांमिशन एजेंसियों, अर्थात् नॉर्थ ईस्टर्न इलेक्ट्रिक पावर कॉर्पोरेशन लिमिटेड (नीपको), नेशनल हाइड्रो - इलेक्ट्रिक पावर कारपोरेशन (एनएचपीसी), पावर ग्रिड कारपोरेशन ऑफ इंडिया लिमिटेड (पीजीसीआईएल), नेशनल थर्मल पावर कारपोरेशन (एनटीपीसी), ओएनजीसी त्रिपुरा पावर कारपोरेशन (ओटीपीसी), नॉर्थ ईस्टर्न रीजनल लोड डिस्पैच सेंटर (एनईआरएलडीसी), पावर ट्रेडिंग कंपनी और आइपीपीएस के प्रतिनिधि एनईआरपीसी के सदस्य हैं।

एनईआरपीसी की अध्यक्षता चक्रानुसार एक वर्ष की अवधि हेतु क्षेत्र के राज्य के नाम के वर्णमाला क्रम में घटक राज्य के माननीय विद्युत मंत्रियों द्वारा की जाती है। 31.03.2017 को एनईआरपीसी के अध्यक्ष श्री. ओ.आइ.सिंह, माननीय मुख्य मंत्री एवं विद्युत मंत्री (प्रभारी) मणिपुर सरकार हैं। 31.03.2017 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 हैं। 31.03.2017 को श्री.पी.के.मिश्रा सदस्य सचिव हैं। 31.03.2017 तक सचिवालय के अन्य कार्मिक **अनुलग्नक-II** में दिए गये हैं जबकि **अनुलग्नक-III** पदों की मंजूरी और 31.03.2017 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 of Tripura, 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 Hydro - electric 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 31.03.2017 is Shri O. I. Singh, Hon'ble Chief Minister & In-charge of Power, Govt. of Manipur. Members of the NERPC as on 31.03.2017 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 31.03.2017 Shri P.K. Mishra is Member Secretary of NERPC. The other Personnel of the Secretariat as on 31.03.2017 are given in **Annexure-II** whereas **Annexure-III** shows posts sanctioned and filled as on 31.03.2017.

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 कार्याही तैयार करना।
2. साप्ताहिक डीएसएम 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 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, मिनिट और पालन कार्यवाही की तैयारी करना।
8. प्रणाली विश्लेषण को पूर्ण करना और ग्रिड व्यवधान का विश्लेषण करना।
9. क्षेत्र के लिए पारेषण लाइन, तत्वों, जेनेरेशन स्टेशन के उपकरण की सुरक्षा योजना का अध्ययन एवं अंतिम रूप देना।
10. क्षेत्र के ब्लैक स्टार्ट प्रक्रिया, प्रचालन प्रक्रिया, दीपायन योजना का अध्ययन एवं अंतिम रूप देना।
11. सीटीयू का पारेषण उपलब्धि प्रमाणन।

1.3.3 सुरक्षा:

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

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

1.3.3 Protection:

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

1.3.4 निगरानी और डेटा प्रबंधन:

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

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

- 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/ अन्तःराज्यीय 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 Monitoring and Data Management:

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

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

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

- 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।
- ल) 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 हैं अर्थात् , क्षेत्रीय समन्वय केन्द्र (2801 गैर योजना) और लोड डिस्पैचिंग स्टेशन (2801 गैर योजना) हैं, जिसके तहत सभी व्यय किया जाता है। वर्ष 2016-17 के दौरान कुल स्वीकृत बजट/व्यय ₹.22,222,000/-के मुताबिक वास्तविक व्यय ₹.20,698,866/-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 2016-17 was ₹. 22,222,000/- against the actual expenditure of ₹. 20,698,866/-. The details of the expenditure are at **Annexure-IV**.



17वीं टीसीसी बैठक, इम्फाल / 17th TCC Meeting, Imphal.

अध्याय / CHAPTER – 2

क्षेत्रीय ग्रिड प्रदर्शन Regional Grid Performance

2.1 स्थापित क्षमता:

31 मार्च 2017 तक क्षेत्रीय ग्रिड से जुड़े हुए उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) में विद्युत उत्पादन संयंत्रों की कुल स्थापित क्षमता 3528.10 मेगावाट है, जिसमें से क्रमशः 445, 1353 और 1725.1 मेगावाट तापीय, जल और गैस टरबाइन संयंत्रों का योगदान हैं। 31/03/2017 को प्रतिशतता के हिसाब से स्थापित क्षमता प्रदर्श-II में दर्शाया गया है। इस के अलावा, इस क्षेत्र में लगभग 124 मेगावाट isolated क्षमता है, जिसमें पनबिजली 64 मेगावाट और जी.टी./ डीजल 60 मेगावाट शामिल है। इसलिए, 31 मार्च, 2017 को क्षेत्र की कुल स्थापित क्षमता 3652.10 मेगावाट है।

राज्यों में 31 मार्च 2017 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 3528.1 MW as on 31st March, 2017 out of which 445, 1353 and 1725.1 MW are contributed by thermal, hydel and gas turbine stations respectively. The Percentage wise installed capacity of NER grid as on 31.03.2017 is shown in Exhibit-II. Apart from this, there is around 124 MW of isolated capacity in the region consisting of hydel 64 (MW) and GT/ Diesel 60 (MW). So, total installed capacity of the region as on 31st March, 2017 is 3652.10 MW (including isolated generation in all states).

Constituent-wise Installed Capacity of NER Grid (in MW) as on **31st March, 2017:-**

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
2012-13	2232.82	175.73	2408.55
2013-14	2691.7	124	2815.70
2014-15	3115.17	124	3239.17
2015-16	3477.1	124	3601.10
2016-17	3528.1	124	3652.10

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

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) दोयांग DOYANG	-	-	75		75
g) रंगानदी RANGANADI	-	-	405		405
h) मोनार्चक MONARCHAK		101.5	-	5	106.5
2. एनएचपीसी NHPC	-				
a) लोकताक LOKTAK	-	-	105		105
3. ओटीपीसी OTPC					
a) पलाटान PALATANA	-	726.6	-		726.6
4. एन्टीपीसी NTPC		-	-		
a) BgTPP	250				250
कुल केन्द्रीय क्षेत्र Total Central Sector:	250	1254.1	860	5	2369.1
राज्य क्षेत्र State Sector					
1. असम ASSAM + DLF	65	301	107		473
2. मेंघालय MEGHALAYA	107	-	315		422
3. मिजोरम MIZORAM	23	-	30		53
4. त्रिपुरा TRIPURA	0	170	15		185
5. नागालैण्ड NAGALAND	0	-	26		26
कुल राज्य क्षेत्र Total State Sector :	195	471	493		1159
कुल उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड Total NER Grid	445	1725.1	1353	5	3528.1

स्थापित क्षमता (ग्रिड)
Installed Capacity (GRID)

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)				
	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17
ASEB	1800.1	1849.654	1919.388	1843.07	1670.47
MeECL	706.42	869.92	846.33	925.14	829.84
Tripura	803.83	750.887	761.611	719.34	657.44
Nagaland	96.297	104.401	84.351	89.31	107.86
Mizoram	34.969	39.936	23.966	13.88	31.52
कुल राज्य क्षेत्र Total State Sector	3441.6	3614.798	3635.646	3590.74	3297.13
Kopili+Khand+Kopili-II	924.44	973.19	717.294	954.1	1192.2
Doyang	213.32	245.792	165.309	176.4	257.9
AGBPP	1680.2	1726.442	1741.064	1709.2	1572.7
AGTPP	632.71	641.627	628.664	871.1	902.3
Monarchak	-	-	-	95.6	158.2
Ranganadi	1239.9	980.902	1109.496	1280	1249.1
Loktak	588.22	639.804	372.43	537.5	741.1
Palatana	106.24	996.551	2664.316	3479.2	4773.9
BgTPP	-	-	-	114.8	1633
कुल केन्द्रीय क्षेत्र Total Central Sector	5385	6204.308	7398.573	9217.9	12480.4
कुल उत्तर पूर्वी क्षेत्र	8826.6	9819.106	11034.219	12808.6	15777.53

2.3 माँग:

वित्तीय वर्ष 2016-17 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र की उच्चतम माँग और माँग पूर्ति प्रदर्श-V में दर्शाया गया है और वर्ष 2016-17 के दौरान दर्शाया राज्यवार आँकड़ा नीचे प्रस्तुत है

2.3 Demand:

The Peak Demand Vs Demand met in NER during 2016-17 is depicted in Exhibit-V and the statewide data for the FY 2016-17 is furnished in the following page:

वित्तीय वर्ष 2016-17 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र की उच्चतम माँग और माँग पूर्ति/Peak Demand and Peak Demand met during 2016-17. (in MW)

States	Particulars	Apr-16	May-16	Jun-16	Jul-16	Aug-16	Sep-16	Oct-16	Nov-16	Dec-16	Jan-17	Feb-17	Mar-17
अरु. प्रदेश Ar.Pradesh	Peak Demand	141	119	131	136	148	143	128	127	131	122	139	139
	Demand Met	139	119	130	135	140	136	126	127	129	120	135	138
असम Assam	Peak Demand	1446	1497	1511	1591	1661	1616	1673	1531	1388	1466	1398	1392
	Demand Met	1356	1423	1458	1547	1633	1576	1615	1524	1389	1464	1396	1391
मणिपुर Manipur	Peak Demand	146	145	152	141	145	151	145	152	161	163	163	160
	Demand Met	146	144	151	141	145	148	145	151	157	163	162	158
मेघालय Meghalaya	Peak Demand	295	282	311	292	296	298	300	312	309	331	300	298
	Demand Met	295	282	312	293	296	298	301	312	310	332	300	298
मिजोरम Mizoram	Peak Demand	83	88	81	80	83	92	95	97	97	98	95	96
	Demand Met	82	88	80	79	81	91	95	96	96	98	93	94
नागालैंड Nagaland	Peak Demand	110	107	119	120	117	123	130	128	127	122	148	123
	Demand Met	110	105	119	119	116	121	130	126	127	121	147	122
त्रिपुरा Tripura	Peak Demand	272	252	275	259	265	277	284	266	230	224	223	228
	Demand Met	264	249	273	258	266	277	284	266	231	223	223	228
उ.पू.क्षेत्र NER	Peak Demand	2479	2487	2479	2474	2435	2430	2466	2377	2245	2330	2243	2236
	Demand Met	2358	2401	2475	2391	2387	2373	2439	2314	2223	2320	2234	2200

2.4 ऊर्जा आवश्यकताएँ बनाम उपलब्धता:

वित्तीय वर्ष 2016-17 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र में ऊर्जा की आवश्यकता बनाम उपलब्धता प्रदर्श-VI में दर्शाया गया है और वित्तीय वर्ष 2016-17 के दौरान विस्तृत राज्यवार आँकड़ा नीचे प्रस्तुत हैं:

2.4 Energy Requirement vs Availability:

The energy requirement Vs availability in NER during 2016-17 is depicted in **Exhibit-VI** and the statewise data for the FY 2016-17 is furnished in the following table:

वित्तीय वर्ष 2016-17 के दौरान, उत्तर पूर्वी क्षेत्र में ऊर्जा की आवश्यकता बनाम उपलब्धता/Energy Requirement vs availability during 2016-17. (in MU)													
States	Particulars	Apr-16	May-16	Jun-16	Jul-16	Aug-16	Sep-16	Oct-16	Nov-16	Dec-16	Jan-17	Feb-17	Mar-17
अरु. प्रदेश Ar.Pradesh	Energy Req.	54.38	54.00	56.51	56.95	62.07	59.56	63.04	60.93	65.81	68.37	61.66	64.85
	Availability	53.17	52.00	54.91	55.79	60.69	58.07	61.67	59.77	64.68	67.22	60.82	63.96
असम Assam	Energy Req.	634.10	733.30	853.96	814.66	970.62	888.09	834.99	677.48	662.19	692.89	600.09	658.43
	Availability	578.78	689.90	822.74	778.51	938.61	858.16	812.85	665.53	646.38	683.79	585.71	630.82
मणिपुर Manipur	Energy Req.	53.97	58.30	58.53	62.99	59.84	60.18	64.22	66.20	72.83	76.06	63.54	67.19
	Availability	50.76	55.30	57.02	57.93	57.73	57.79	61.72	64.66	71.54	74.85	62.64	66.17
मेघालय Meghalaya	Energy Req.	119.57	130.10	141.78	148.91	138.11	140.95	149.79	137.33	147.56	151.07	142.03	167.21
	Availability	119.57	130.10	141.78	148.91	138.11	140.95	149.79	137.29	147.52	151.03	141.99	167.16
मिजोरम Mizoram	Energy Req.	41.29	39.00	38.58	41.30	40.73	36.67	40.17	44.82	50.80	50.03	43.69	45.61
	Availability	39.97	37.60	37.75	40.10	39.70	35.43	38.90	43.59	49.57	48.98	43.03	44.68
नागालैंड Nagaland	Energy Req.	52.86	55.90	59.36	65.36	68.59	68.09	68.16	64.03	69.78	66.49	57.56	61.48
	Availability	51.21	54.40	58.23	64.08	67.28	66.89	66.71	62.76	68.55	65.54	56.76	60.50
त्रिपुरा Tripura	Energy Req.	145.37	156.06	173.16	115.95	121.10	119.72	131.88	137.28	144.56	183.82	168.54	147.75
	Availability	142.32	150.15	171.46	114.81	118.64	118.67	130.59	136.20	143.84	183.40	167.93	145.50
उ.पू.क्षेत्र NER	Energy Req.	1101.55	1071.00	1208.73	1306.12	1461.06	1373.26	1352.26	1188.08	1213.53	1288.74	1137.11	1212.53
	Availability	1035.77	1019.00	1172.43	1260.13	1420.77	1335.95	1322.23	1169.79	1192.08	1274.81	1118.86	1178.80

2.5 अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय:

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

वर्ष Year	उत्तर पूर्वी क्षेत्र से पूर्वोत्तर क्षेत्र में शुद्ध निर्यात Net Export from NER to ER	Net Export from NER to NR
2012-13	-2502.892	-
2013-14	-2110.627	-
2014-15	-1909.818	-
2015-16	-1134.602	-386.52
2016-17	- 2096.978	1698.34

माह-वार वर्ष 2016-17 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय अनुलग्नक-V में दी गई है।

2.6 आवृत्ति

वर्ष 2016-17 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड की आवृत्ति पार्श्व चित्र प्रदर्श-VII में वर्णित है। यह देखा गया है कि पिछले दो वर्षों की तुलना में गत वर्ष आवृत्ति पार्श्व चित्र में काफी सुधार हुआ है

2.5 Inter Regional Energy Exchange:

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

Month-wise inter regional energy exchange during 2016-17 is given in Annex-V.

2.6 Frequency:

Frequency profile of NER grid during 2016-17 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)			आवृत्ति अन्तर समय(प्रतिशत में)			आवृत्ति विचरण सूचकांक
	Grid Frequency in Hz			Frequency Range in %age of time			Frequency Variation Index
	Max	Min	Aver	<49.9	49.9 – 50.05	> 50.05	Avg.
Apr-16	50.3	49.6	50.0	12.7	69.9	17.3	0.057
May-16	50.4	49.6	50.0	6.1	68.6	25.3	0.046
Jun-16	50.4	49.7	50.0	7.6	74.1	18.3	0.042
Jul-16	50.4	49.7	50.0	3.9	71.8	24.3	0.034
Aug-16	50.4	49.7	50.0	5.9	73.1	21.0	0.040
Sep-16	50.2	49.7	50.0	6.2	75.1	18.8	0.037
Oct-16	50.3	49.7	50.0	5.7	74.8	19.5	0.037
Nov-16	50.3	49.5	50.0	9.3	72.2	18.5	0.048
Dec-16	50.3	49.7	50.0	11.2	69.6	19.3	0.053
Jan-17	50.3	49.7	50.0	6.2	70.4	23.3	0.044
Feb-17	50.3	49.8	50.0	5.4	73.8	20.8	0.038
Mar-17	50.3	49.7	50.0	8.9	73.6	17.5	0.044

2.7 वोल्टेज प्रोफाइल

वर्ष 2016-17 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र के प्रमुख ग्रिड उप संयन्त्रों के वोल्टेज प्रोफाइल नीचे दिए गए हैं:

2.7 Voltage Profile:

Voltage profile at major grid sub-stations of NER during 2016-17 are given below:

आंकड़े किलोवोल्ट में Figures in kV

क्र सं S N	उप संयन्त्रों	अधिकतम वोल्टेज Max. Voltage	न्यूनतम वोल्टेज Min. Voltage
	Sub-Station		
1	Bongaigaon 400 kV	429	384
2	Balipara 400 kV	427	380
3	Misa 400 kV	429	386
4	Silchar 400 kV	426	380
5	Misa 220 kV	232	210
6	AGBPP 220 kV	242	197
7	Mokokchung 220 kV	246	217
8	Aizawl 132 kV	140	113
9	Kahilipara 132kV	148	125
10	Imphal 132kV	142	119

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

Voltage profiles at the above mentioned major grid sub-stations of NER during 2016-17 are given at Annex-VI and a graphical representation is shown in Exhibit- VIII.

IEGC मानदण्ड Norms:

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

2.8 संयन्त्र उपलब्धता गुणांक:

वर्ष 2016-17 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के विद्युत संयन्त्रों के मासिक संयन्त्र उपलब्धता गुणांक अनुलग्नक-VIIA और वर्ष 2016-17 के वार्षिक संयन्त्र उपलब्धता अनुलग्नक-VIIB में दर्शाया गया है।

2.8 Plant Availability Factor:

Monthly Plant availability factor of the power stations of NER during 2016-17 is depicted in Annex-VIIA and the annual plant availability for year 2016-17 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 गाइगांनई 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 2016-17 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 2016-17 के लिए पूर्वोत्तर क्षेत्र के प्रमुख जलाशयों में जल स्तर **प्रदर्श IX** में चित्रित है और वर्ष 2016-17 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 2016-17 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 2016-17 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 2016-17 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 2016-17 are given below:

क्र सं S. N.	विद्युत प्रणाली के तत्व Power system element	Utility	Date of Commissioning
1.	400 kV Surajmaninagar-Comilla Ckt 2 bays at Surajmaninagar (Charged at 132 kV)	PGCIL	10.04.2016
2.	400 kV Surajmaninagar-Comilla Ckt 1 bays at Surajmaninagar (Charged at 132 kV)	PGCIL	12.04.2016
3.	400/220 kV, 315 MVA ICT 2 at Balipara	PGCIL	24.05.2016
4.	132 kV Silchar- Hailakandi	PGCIL/AEGCL	27.09.2016
5.	16 MVA 132/33 kV Xfmr I&II at Hailakandi	AEGCL	27.09.2016
6.	132 kV Hailakandi- Dullavcherra	AEGCL	28.09.2016
7.	400/132 kV 125 MVA ICT 2 at Palatana	OTPC	08.10.2016
8.	Birpara-Salakati D/C LILO at Alipurduar	PGCIL	19.11.2016
9.	LILO of 400 kV Bongaigaon- Binaguri III at Alipurduar Line I&II	PGCIL	22.12.2016
10.	250 MW BgTPP Unit-II	NTPC	13.02.2017
11.	Tripura Gas based Power Station (Monarchak) GTG-I 65.42 MW and STG-I 35.5 MW	NEEPCO	31.03.2017

2.14 उत्पादन युनिटों तथा पारेषण तत्वों के निर्माण की प्रगति:

वर्ष 2016-17 के दौरान उत्पादन संयंत्रों 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 2016-17 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. Monarchak TGBPP	2	67+34	2015	Commissioned on 31.03.2017
2. Tuirial HEP Mizoram	2	2 X 30	Oct-2017	Activities in progress
3. Kameng HEP Ar. Pradesh	4	4X150	Oct-2017	Activities in progress
5. Pare HEP, Ar. Pradesh	2	2 x 55	Jul-2017	Activities in progress
B. एनएचपीसी NHPC				
1. Subansiri Lower HEP, Ar Pradesh	8	8x250	2016-18	Activities in progress. Law & order problem. Issue of Downstream impact and anti-dam activist demand stoppage of work.
C. एनटीपीसी NTPC				
1. Bongaigaon TPS	3	3X250	2015-17	Two units commissioned. Activities in progress for 3rd Units
D. Athena Demwe Power				
1. Demwe Lower	6	5x342+40	2016-17	
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	Slow progress of work
3. Lakroh M.H.P	1	1.5		Delayed due to rain

Sr. No.	लाइन का नाम Name of the line	लम्बाई Length (ckt kms)	आज्ञा अनुसूची Comm. Schedule		Total no. of loc.	Stubs com- pleted(nos)	Tower erected	Stringing completd- 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	JUNE 17	517	513	509	210.78	Overall 89% Completed
2	LILO of one Ckt. of Samaguri - Sarusajai D/C line at Sonapur sub-station	26.624	DEC 13	JUNE 17	43	41	38		ROW ISSUES
3	Agia - Matia (Dudhnoi) S/C line on D/C tower	23.5	NOV 13		87	87	87	23.5	TEST CHARGED ON 29.6.16
4	132 kV DC Chadrapur-Narangi-KHP line LILo at Sonapur.	42							
5	132 kV DC Sonapur-Jagiroad Tr. Line.	51.75	NOV 13	JUNE 17	103	89	64		ROW ISSUES
6	132 kV DC Sonapur-Chandrapur Tr. Line	28.438	NOV 13	JUNE 17	53	50	46		DO
7	LILo of one circuit of Rangia - Sishugram - Kahilipara line at Kamakhya sub-station	0.6	MAY 14	MAY 15	1	0	0	0	NOT STARTED
8	OPGW FIBRE OPTICS	614.07	AUG 13	JUNE 15					IN PROGRESS
9	Kukumara (Mirza)-Boko T/L (S/C on D/C)	6.007	MAR 17		29	5	0	0	
10	Hailakandi- Karimganj line on D/C tower	26	JUNE 16		83	12	0	0	ROW ISSUE
11	LILo of one ckt. of Rowta- Depota Line-1, at Dhekiajuli (Pkg. B)	2.07	JULY 17		8	0	0	0	CONTRACT SIGNED ON 18.4.16
12	BTPS (Salakati) - APM line S/C on D/C tower	42	AUGUST 17		163	95	0	0	PART OF MATERIAL SUPPLIED
13	132 kV LILo to Barpeta GSS from 132 kV Dhaligaon-Bornagar Line (Package-A)	23.6	APRIL 18		96	20	0	0	80% MATERIAL SUPPLIED
14	Agia- Sonapur (Hatchingmari) S/C line on D/C tower	102.51	APRIL 17		371	186	108	NIL	80% MATERIAL SUPPLIED
15	220 kV S/C line on D/C tower from Sonabil to Biswanath Chariali	39.6	JUNE 17		126	69			COMPENSATION SURVEY
16	LILo of one ckt. of Rowta- Depota at Dhekiajuli	2.07	JULY 17		8	0	0	0	COMPENSATION SURVEY
17	Barnagar- Barpeta line on D/C tower	68	JULY 16		0	0	0	0	DETAIL SURVEY COMPLETED
B. मेघालय विद्युत निगम लिमिटेड की लाइनें Lines under MeECL :									
1	Killing (Byrnihat)-EPIP-1	17		JUNE 17	19	19	19	21.75	Delay is due to RoW issue
2	LILo of 132KV Mawlai – Cherra line at Mawngap (Mawphlang) substation	10			16	15	15	5	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		NOV 17	7	7	4	0) delay is due to delay in supply of materials for line by the vendor
4	LILo of Rongkhon Ampati at Praharnagar	20		SEP 18	30	0	0	0	Survey works for 132 kV LILo is completed. LOA for the LILo is yet to be awarded
5	Rongkhon S/S- Ampati	33		SEP 17	102	102	99	30.31	Delay is due to heavy flood damage in Garo Hills in September 2014, and also due to fund flow constraint and RoW issues.

Sr. No.	लाइन का नाम Name of the line	लम्बाई Length (ckt kms)	आज्ञा अनुसूची Comm. Schedule		Total no. of loc.	Stubs com- pleted(nos)	Tower erected	Stringing completd- ckm	सम्बोधन REMARKS
			Schedule	Revised					
C: Lines under Manipur									
1	400KV D/C YUREMBAM TO THOUBAL	45.1					119/137	26/45.1	
2	132KV CHURACHANDPUR-THANLON	65.54					236/242	60/65.54	
3	132KV KAKCHING-MOREH	45					75/181	2.5/45	
4	132KV CHURACHANDPUR-ELANGKANGPOKPI	2.25					14/14	COMPLETED	
5	132KV CHURACHANDPUR-TIPAIMUKH	2					4/6	2/6	
D. Lines under Mizoram :									
1	Construction of 132kv D/C line from 132kv Sub-Station, Luangmual to 132kv Sub-Station Sihhmui	11.525	SEP 16	JUNE 17	36				
2	Construction of 110Km, 132kv S/C, Aizawl (Melriat) S/S - Lunglei line including one outgoing bay at Melriat and one incoming bay at Lunglei (Khawiva)	112.036	SEP 15	MAR 18	243	117	88	15.26	
3	Construction of 132kv S/C Line on D/C tower from Kolasib to Aizawl (Melriat) with LILO of one Ckt at Aizawl (Zuangtui)132kv S/S	59.09	DEC 08	DEC 16	166	131	123	23.031	
E. TSECL Lines:									
1	Construction of 132 KV D/C transmission line from Manarchak, Sonamura to 400 KV S M Nagar S/S. At present as Phase - I up to 132 KV Udaipur - Rokhia line at Melagarh.	10	JUL 17						Original length is 42.319 ckm. Work is completed, charged.
2	Construction of 132 KV D/C transmission line from 400 KV Sub-Station, Surjyamani Nagar to 132 KV Sub-Station, Rokhia Power Plant.	32.319	MAR 17		85	64	48	4.78	supplied:- G. Steel: 77 %, Insulator- 70.21%, conductor- 23.78%, Earthwire- 100 %.
3	Construction of 132 KV D/C transmission line from 400 KV Sub-Station, Surjyamani Nagar to 132 KV Sub-Station, Monarchak Power Plant Phase-II from Melagarh to SM Nagar.	50	MAR 17		150	112	52	12.11	supplied:- G. Steel: 62.4%, Insulator- 90%, conductor- 32.58%, Earthwire- 94.17%.
F. Lines under Nagaland:									
1	Ganeshnagar-Peren	35	May 10	Nov 17	142	135	130	21	
2	Sovima Cricket Ground - LILO Point of Singrijan-Chumukedima	2	Sep 14	Jun 17	7	7	6	1.7	
3	Wokha-Zunheboto-Mokokchung	20.77	Sep 13	Sep 17	86	81	81	18	
4	Kiphire-Tuensang-Mokokchung Phase -II	48.7	Sep 18		24	6	0	0	Upgradation of existing 66kV to 132kV system
5	Doyang-132kV Sanis Substation	6.4	Sep 14	Apr 17	17	17	16	2	

Sr. No.	लाइन का नाम Name of the line	लम्बाई Length (ckt kms)	आज्ञा अनुसूची Comm. Schedule		Total no. of loc.	Stubs com- pleted(nos)	Tower erected	Stringing completd- ckm	सम्बोधन REMARKS
G. Lines under POWERGRID :									
1	ILO of (+/-) 800 kV HVDC Biswanath Chariyali-Agra at Alipurduar	44	Jan 15	Mar 17	64	64	64	44	Commissioned on Mar 17
2	400 kV Kameng-Balipara D/C	114	Aug 13	Dec 17	150	147	141	85	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	444	329	228	64	Completion matching with Gen.
4	400 kV Lower Subansiri-Biswanath Chariyali D/C II	348	Aug 13	Mar 18	465	327	196	35	Completion matching with Gen. Gen. schedule uncertain.
5	400 kV Silchar-Melriat(New) D/C (Charged at 132 kV)	288	Dec 12	Feb 18	456	416	324	137	Major portion of line is in forest. Severe ROW in vicinity of Aizwal town due to influential local owner.
6	LILO of 132 kV Aizawl (PG) - Zemabawk at Melriat (PG)	30	Dec 12	Feb 18	16	10	6	0	Package re-awarded in Jun'16.01 loc. ROW problem. Work under progress.
7	LILO of 132 kV Zemabawk - W.Phaileng at Sihmui	5		Dec 13	0	0	0	0	
8	132 kV Pasighat-Roing S/C	102	Dec 12	Sep 17	347	347	346	103	Readiness of upstream & downstream network by Arunachal Pradesh Govt.Critical.
9	132 kV Tezu-Roing S/C	73	Apr 12	Sep 17	244	244	244	72	Line checking under progress.
10	132 kV Tezu-Namsai S/C	96	Dec 12	Feb 18	332	323	314	69	Progress affected due to ROW problem & geographical condition.

2.15 केंद्रीय क्षेत्रक उर्जा आवंटन :

उत्तर पूर्वी क्षेत्र (एनईआर) के विभिन्न भागों में स्थित नीपको और एनएचपीसी के केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन संयन्त्र (सेंट्रल सैक्टर जनरेटिंग स्टेशन) इस क्षेत्र में विद्युत के मुख्य स्रोत हैं। वर्ष 2016-17 के दौरान राज्यों के उत्पादन संयन्त्र का उत्पादन लगभग 3297.13 मेगा यूनिट (20.89%) और केन्द्रीय उत्पादन संयन्त्र का उत्पादन लगभग 12480.4 (79.10%) 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 and NHPC located in various parts of NER are the main source of power in the region. During 2016-17 States generated nearly 3297.13 MU (20.89%) and CS generation was nearly 12480.4 MU (79.10%). 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)

माह	अरु. प्रदेश	असम	मणिपुर	मेघालय	मिजोरम	नागालैंड	त्रिपुरा
Apr-16	54.817	432.781	64.308	86.123	38.404	44.410	109.784
May-16	65.428	549.323	97.938	111.938	49.358	59.844	154.407
Jun-16	78.899	617.440	107.979	131.724	56.283	71.162	157.137
Jul-16	103.557	686.515	123.821	152.629	66.330	83.931	175.639
Aug-16	75.736	624.220	108.813	134.425	56.732	75.021	169.971
Sep-16	77.233	592.743	106.428	128.480	54.679	71.876	160.283
Oct-16	72.478	595.794	105.612	124.792	54.223	68.084	167.341
Nov-16	53.743	509.538	91.448	102.993	44.872	56.855	147.831
Dec-16	48.215	473.788	83.998	91.523	41.160	51.134	119.907
Jan-17	45.393	441.961	76.285	87.696	39.292	49.911	123.952
Feb-17	42.143	434.599	61.492	89.514	37.127	46.362	139.195
Mar-17	50.526	500.355	74.17	102.314	42.774	52.477	155.630

भारत सरकार के आदेश दिनांक 02.02.2014 से प्रभावी के आधार पर एनईआर में केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन संयन्त्र (सेंट्रल सैक्टर जनरेटिंग स्टेशन) में संचयी भारत माध्य अंश (% में) आवंटन नीचे दी गई है। इस केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन संयन्त्र अंश का, समय समय पर विभिन्न कारणों से जैसे ग्रिड में नई इकाइयों 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.

31.03.2017 को सीएसजीएस में संचयी भारित औसत शेयर आवंटन निम्नानुसार है:

The Cumulative weighted Average Share Allocation in CSGS as on 31.03.2017 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	10.98	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	86.501377

The share allocation (in %) from Central Sector generating stations in Eastern Region as on 31.03.2017 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



29वीं सीसी बैठक, कोहिमा / 29th CC Meeting, Kohima.

अध्याय CHAPTER 3

ग्रिड व्यवधान

Grid Disturbances

1 अप्रैल 2016 से 31 मार्च 2017 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 2016 to 31st March 2017 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
1.	16.04.2016 at 12:00 Hrs	संपूर्ण उत्तर पूर्वी क्षेत्र Whole NER	<p>12:00:35.739 बजे के आसपास, 400केवी बोंगाइगांव-बीजीटीपीपी लाइन -1 बोंगाइगांव बी फेस ज़ोन II के अंत में ट्रिप हुई। 12:01:03.001 बजे बी फेस ज़ोन II पर 400केवी बोंगाइगांव-बलिपारा लाइन IV ट्रिप हुई और दोष बलिपारा अंत में सुधारी गई। 12:03:07.272 बजे के आसपास बोंगाइगांव के ज़ोन IV पर 400केवी बोंगाइगांव-न्यू सिलिगुरी III लाइन ट्रिप हुई। बोंगाइगांव अंत में 12:03:36.827 बजे बोंगाइगांव-न्यू सिलिगुरी I और अति वोल्टता के कारण 12:03:37.964 बजे बोंगाइगांव-न्यू सिलिगुरी II लाइनें ट्रिप हुई। इन लाइनों में ट्रिपिंग के कारण पूर्वी क्षेत्र ग्रिड से उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड अलग हो गया और 12:03:40.960 बजे एजीटीपीपी साथ में त्रिपुरा प्रणाली के भाग पृथक उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड (पीएमयू से) अलग हो गया। लोड जेनरेशन बेमेल के कारण उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड के मुख्य भाग बाद में ध्वस्त हो गया। 220 केवी</p> <p>At around 12:00:35.739 Hrs, 400kV Bongaigaon-BgTPP line I tripped from Bongaigaon end on B-phase Zone II. At 12:01:03.001 Hrs, 400kV Bongaigaon-Balipara line IV tripped on B phase Zone II and fault cleared from Balipara end. Around 12:03:07.272 Hrs, 400kV Bongaigaon-New Siliguri III line tripped on Zone-IV at Bongaigaon. 400kV Bongaigaon-New Siliguri I line tripped at 12:03:36.827 Hrs and 400kV Bongaigaon-New Siliguri II line tripped at 12:03:37.964 Hrs from Bongaigaon end on over voltage. Due to these trippings, NER grid separated from ER grid and at 12:03:40.960 Hrs AGTPP along with part of Tripura system separated from isolated NER grid(from PMU). Subsequently major part NER grid collapsed due to load generation mismatch. 220kV Salakati S/S remained connected with Birpara and Gelephu S/S. AGBPP, LTPS and NTPS stations survived with generation of 150MW, 90MW and 60 MW respectively with upper Assam load due to successful operation of Islanding scheme at around 12:05 Hrs. The island was synchronized with main grid at Misa at 1406 hrs</p>	16.04.16 at 16:40 Hrs

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
2.	09.07.2016 at 13:19 Hrs	त्रिपुरा, मिजोरम, मणिपुर, दक्षिण असम, एजीटीपीपी, लोकताक और पालटाना के साथ में मेघालय प्रणाली का हिस्सा Tripura, Mizoram, Manipur, South Assam, part of Meghalaya system along with AGTPP, Loktak and Palatana.	दिनांक 09.07.16 को 13:19:55.200 बजे के आसपास ,400 केवी सिलचर-अज़ारा और 400केवी सिलचर-- बर्निहाट ट्रिप हुई।पलाटना जेनरेशन में (एसपीएस- III डिजाइन के अनुसार)समर्थन में देरी के कारण, 132 केवी बदरपुर-खलेरिआत और 132 केवी इम्फाल-दिमापुर लाइनें ओवरलोडिंग पावर स्विंग सुरक्षा पर ट्रिप हुई। इन तत्वों के ट्रिपिंग के कारण, उत्तर पूर्वी क्षेत्र ग्रिड के दक्षिणी भाग जिसमें दक्षिण असम, मणिपुर,मिजोरम और त्रिपुरा प्रणाली साथ में पलाटना एवं एजीटीपीपी शामिल है, बाकी उपक्षेत्र ग्रिड से अलग हो गया। 09.07.16 के 13: 20 बजे को पलाटना-सुर्जमणिनगर लाइन , केवी पलाटना-उदयपुर और 132 केवी सिलचर-पी के बारी। एवं II लाइनें ट्रिप हुई। इन लाइनों में ट्रिपिंग के कारण, त्रिपुरा प्रणाली साथ में एजीटीपीपी और बंगलादेश के रेडियल लोड अलग हो गया और लोड जेनरेशन में बेमेल के कारण बाद में ध्वस्त हो गया। पलाटना जीटीजी 1 और 2 13:19बजे और एसटीजी 1 13:20 बजे ट्रिप हुई। एसटीजी 2 13:28 बजे अधो-आवृत्ति के कारण ट्रिप हुई। बाकी द्वीप मणिपुर और मिजोरम लोड(मणिपुर-55मेवा और मिजोरम- 29 मेवा)साथ में लोकताक जेनरेशन (82मेवा) से बचा रहा। उपक्षेत्र ग्रिड के दक्षिणी भाग को शेष ग्रिड के साथ 13:52:01.960 बजे पर 132 केवी इम्फाल-दिमापुर लाइन से जुड़ा रखा। 14:14 बजे उपक्षेत्र ग्रिड प्रगतिशील रूप से पुनस्थापित की गई। At around 13:19:55.200 Hrs on 09.07.16, 400 kV Silchar –Azara and 400 kV Silchar – Byrnihat line tripped. Due to delayed backing down of Palatana generation (as per design of SPS-III), 132 kV Badarpur – Khliehriat line and 132 kV Imphal – Dimapur lines tripped on overloading / power swing protection. Due to tripping of these elements, Southern part of NER Grid consisting of South Assam, Manipur, and Mizoram and Tripura systems along with Palatana & AGTPP separated from rest of NER Grid. At 13:19 Hrs on 09.07.16, 132 kV AGTPP – Kumarghat tripped (AGTPP: UFR & 86A, 186A/B ; Kumarghat : Power swing). At 13:20 Hrs on 09.07.16, 132 kV Palatana – Surjamaninagar line, 132 kV Palatana – Udaipur and 132 kV Silchar – PK Bari I & II lines tripped. Due to tripping of these lines, Tripura systems along with AGTPP & radial load of Bangladesh were separated from rest of the isolated southern part of NER Grid and subsequently collapsed due to load generation mismatch. Palatana GTG 1 & 2 Tripped at 13:19 Hrs and STG 1 tripped at 13:20 Hrs. At 13:28 Hrs, STG 2 tripped due to under frequency. The rest of the island survived with Manipur and Mizoram load (Manipur – 55 MW & Mizoram – 29 MW) with Loktak generation (82 MW). The Southern part of NER Grid was synchronized with rest of NER Grid through 132 kV Imphal – Dimapur line at 13:52:01.960 Hrs. NER grid was progressively restored at 14:14 Hrs.	09.07.2016 at 14:14 Hrs

अध्याय CHAPTER 4

वाणिज्य और उर्जा लेखा क्रियाएं

Commercial and Energy Accounting Activities

4.1 क्षेत्रीय उर्जा लेखा (आरईए):

उत्तर पूर्वी क्षेत्र में उपलब्धता आधारित दरों पर सीईआरसी नियमों को जो कि 01.11.2003 से प्रभावी है लागू किया गया। क्षेत्रीय 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 (पीएफएम) 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(पीएफएम) में सम्मिलित।
4. पारेषण शुल्क - मासिक पारेषण उपलब्धि कारक(टीएफएम) पर आधारित मासिक आधार।
5. डी.एस.एम.- वास्तविक उत्पादन/आहरण पर आधारित साप्ताहिक आधार।
6. रिएक्टिव शुल्क - वीएआर के उपभोग / अंतः क्षेपण पर आधारित साप्ताहिक आधार, मुख्य रूप से वोल्टेज नियंत्रण के लिए।
7. कंजेशन शुल्क -अंतर क्षेत्रीय / आंतरिक क्षेत्रीय कॉरिडोर / कु ल हस्तांतरण क्षमता (टीटीसी) के सीमा से अधिक लिंक में विद्युत प्रवाह पर आधारित साप्ताहिक आधार।

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

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

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

31.03.2017 को केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन के तापीय और पनबिजली विद्युत संयंत्रों के लिए उत्तर पूर्वी क्षेत्र में वार्षिक निश्चित शुल्क और अभिकल्प ऊर्जा प्रभार निम्नानुसार है:

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

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

The Annual Fixed Charges and Design Energy for thermal and hydro power stations of Central Sector Generators in the North Eastern Region as on 31.03.2017 are as follows:

विद्युत संयंत्र Power Stations	स्थापित क्षमता (मेगावाट) Installed Capacity (MW)	अभिकल्प ऊर्जा (जीडब्लूएच) Design Energy (GWh)	वार्षिक नियत प्रभार (₹ करोड़) Annual Fixed Charge (₹ Crore)
कोपिली KOPILI	200	1186.14	109.8446
कोपिली -II KOPILI -II	25	86.3	14.1722
खण्डोंग KHANDONG	50	277.61	40.3627
आरएचईपी RHEP	405	1509.69	260.4693
डीएचईपी DHEP	75	227.24	101.5605
एजीबीपीपी AGBPP	291	लागू नहीं NA	310.8125
एजीटीपीपी AGTPP	84	लागू नहीं NA	143.48
लोकताक LOKTAK	105	448.00	107.1660
पालाटाना PALATANA	726.6	लागू नहीं NA	899.0405
बोंगैगओन BONGAIGAON	500	NA	453.1299

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

विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डीएसएम) प्रभार एक उपलब्धता आधारित दर (एबीटी) तंत्र का एक महत्वपूर्ण भाग है। प्रचलित बाजार की स्थितियों को ध्यान में रखते हुए सीईआरसी द्वारा डी. एस. एम. दरों का निर्धारण किया जाता है ताकि ग्रिड आवृत्ति एक वांछनीय स्तर पर अवलम्बित की जा सके। उपलब्धता आधारित दर (एबीटी) का मुख्य उद्देश्य ग्रिड अनुशासन बनाए रखना है जहाँ, डी.एस. एम. 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 2016-17 के दौरान लागू डीएसएम दरें निम्नानुसार हैं:

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 2016-17 were as under:

(सीईआरसी आदेश. संख्या एन-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 मेगावात्त 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 समयब्लॉक 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

जनित 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।

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

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

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 Deviation Settlement Mechanism (DSM) Payable:

The Deviation Settlement Mechanism (DSM) payable (in Rupees Lakhs) of North-Eastern Region for the financial year 2016-17 is given as below:

(आंकड़े रुपये लाखों में Figures in Rs. Lakhs)

Name of state	Apr-16	May-16	Jun-16	Jul-16	Aug-16	Sep-16	Oct-16	Nov-16	Dec-16	Jan-17	Feb-17	Mar-17
अरु. प्रदेश Ar. Pradesh	-70.9	-31.3	-5.8	-6.4	-187.8	-11.1	4.3	-120.6	-270.9	-245.5	-166.8	-90.7
असम Assam	32.1	-573.6	-1107.2	-738.2	-1851.2	-1327.8	-1036.8	-745.1	-635.9	-758.5	-520.2	-989.5
मणिपुर Manipur	-31.9	-2.9	-38.1	-17.7	-21.2	56.1	-55.9	-27.5	-4.3	-78.0	37.3	67.8
मैघालय Meghalaya	-93.6	151.2	122.8	-1.3	-285.7	-285.2	-460.8	144.2	131.6	57.4	83.3	116.8
मिजोरम Mizoram	-404.6	-28.3	-38.3	-81.1	-123.1	-73.6	-59.0	-99.4	-123.7	-195.0	-114.3	-68.8
नागालैण्ड Nagaland	45.8	12.4	2.2	-9.1	-13.4	-9.3	-41.0	-46.4	-171.3	-176.4	-101.6	-116.9
त्रिपुरा Tripura	-2.3	-35.0	-467.3	-274.2	-596.6	-640.0	-389.1	62.1	-47.3	-79.4	63.6	-166.1

(-) indicates DSM receivable (in ` Lakhs)

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

The detail data of DSM energy is furnished in Annexure-X for the financial year 2016-17.

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 2016-17 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 2016-17 is given below:

Slabs for PoC Rates-North Eastern Region for STOA purpose									
		April 16- June 16		July 16- Sep 16		Oct 16- Dec 16		Jan 17- March 17	
सं. Sl. No.	Name of Entity	PoC Slab Rate (Paisa/kW H)	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	9.66	3.29	15.89	3.62	10.64	3.52	8.07	3.64
2	Arunachal Pradesh Inj	3.03	3.29	3.53	3.62	3.46	3.52	2.48	3.64
3	Assam W	18.51	3.29	23.32	3.62	22.61	3.52	24.86	3.64
4	Assam Inj	14.09	3.29	13.42	3.62	17.82	3.52	13.67	3.64
5	Manipur W	9.66	3.29	13.42	3.62	13.03	3.52	10.87	3.64
6	Manipur Inj	3.03	3.29	3.53	3.62	3.46	3.52	5.28	3.64
7	Meghalaya W	16.3	3.29	18.37	3.62	20.21	3.52	24.86	3.64
8	Meghalaya Inj	3.03	3.29	3.53	3.62	3.46	3.52	2.48	3.64
9	Mizoram W	20.72	3.29	23.32	3.62	22.61	3.52	24.86	3.64
10	Mizoram Inj	9.66	3.29	10.95	3.62	15.43	3.52	10.87	3.64
11	Nagaland W	18.51	3.29	10.95	3.62	22.61	3.52	24.86	3.64
12	Nagaland Inj	5.24	3.29	10.95	3.62	10.64	3.52	8.07	3.64
13	Tripura W	5.24	3.29	8.47	3.62	5.85	3.52	2.48	3.64
14	Tripura Inj	3.03	3.29	6	3.62	13.03	3.52	16.46	3.64
15	Palatana	11.88	3.29	15.89	3.62	13.03	3.52	16.46	3.64
16	Ranganadi	20.72	3.29	23.32	3.62	22.61	3.52	24.86	3.64
17	Bongaigaon NTPC	3.03	3.29	23.32	3.62	5.85	3.52	24.86	3.64

Slabs for PoC Rates-North Eastern Region for LTOA/ MTOA billing							
		April 16- June 16			July 16- Sep 16		
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	104089	23671	7497	245611	26062	7382
2	Assam	320069	23671	7497	345179	26062	7382
3	Manipur	134943	23671	7497	179232	26062	7382
4	Mizoram	320069	23671	7497	345179	26062	7382
5	Meghalaya	320069	23671	7497	278800	26062	7382
6	Nagaland	289215	23671	7497	179232	26062	7382
7	Tripura	104089	23671	7497	112853	26062	7382

Slabs for PoC Rates-North Eastern Region for LTOA/ MTOA billing							
		Oct 16- Dec 16			Jan 17- March 17		
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	148116	25321	6985	114943	26182	8632
2	Assam	327380	25321	6985	333036	26182	8632
3	Manipur	177994	25321	6985	146100	26182	8632
4	Mizoram	327380	25321	6985	333036	26182	8632
5	Meghalaya	327380	25321	6985	333036	26182	8632
6	Nagaland	327380	25321	6985	333036	26182	8632
7	Tripura	88362	25321	6985	83787	26182	8632

(i) साल 2016-17 में लाभार्थियों के लिए पारेषण प्रभार
(रुपये करोड़ों में):

(i) Transmission Charges in (Rs. Crore) for the
constituents for the year 2016-17:

Month	Ar. Pradesh	ASEB	Manipur	MeECL	Mizoram	Nagaland	Tripura
Apr-16	2.189	38.965	3.225	8.910	3.705	4.260	4.206
May-16	2.193	39.120	3.235	8.869	3.720	4.272	4.212
Jun-16	2.191	39.065	3.230	8.853	3.713	4.266	4.207
Jul-16	4.520	42.110	4.136	7.870	4.003	2.832	4.550
Aug-16	4.520	42.110	4.136	7.870	4.003	2.832	4.550
Sep-16	4.520	42.110	4.136	7.870	4.003	2.832	4.550
Oct-16	2.922	40.004	4.090	9.066	3.803	4.789	3.753
Nov-16	2.922	40.004	4.090	9.066	3.803	4.789	3.753
Dec-16	2.922	40.004	4.090	9.066	3.803	4.789	3.753
Jan-17	2.426	40.912	3.518	9.272	3.889	4.898	3.689
Feb-17	2.426	40.912	3.518	9.272	3.889	4.898	3.689
Mar-17	2.426	40.912	3.518	9.272	3.889	4.898	3.689

TRANSMISSION CHARGES in crore INR



30वीं सीसी बैठक, गंगटोक / 30th CC Meeting at Gangtok.

अध्याय CHAPTER 5

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

5.1 यूएफआर प्रणाली:

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

5.2 विशेष सुरक्षा योजना:

महत्वपूर्ण इएचवी लाइनों में ट्रिपिंग के कारण ग्रिड व्यवधान को रोकने के लिए , एक विशेष सुरक्षा योजना (एसपीएस) क्षेत्र की सबसे बड़ी उत्पादन यूनिट यानि ओटीपीसी के पलटाना गैस आधारीत 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 है :

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

5.1 UFR Scheme:

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

5.2 Special Protection Scheme:

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.

स्थिति-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)

स्थिति-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) ।

स्थिति-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 हैं।

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

- 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। ब्लैकआउट के समय पर इन दीपायनों में उपलब्ध सटार्ट - अप पावर से प्रणाली को कम समय में फिर से चालू किया जा सकता है। उत्तर पूर्वी क्षेत्र के कुछ जेनेरेटिंग यूनिटों के आवृत्ति सेटिंग सिफारिश की गई दीपायन प्रणाली के आवृत्ति 47.9 हर्ट्स से अधिक उच्च है। इसलिए दो दीपायन प्रणाली 48.8 हर्ट्स आवृत्ति के साथ 500ms विलम्बता के साथ कार्यावित किया गया है। इसका विवरण अनुसंगनक-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 31.03.2017 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 with 500ms delay. 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 31.03.2017.

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।
- विद्युत बाजार के नियमों के अनुसार विद्युत 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 दृष्टिकोण लेनदेन में सीईआरसी (अंतरराज्यीय संचरण में खुली पहुंच) विनियम, 2008 और इसके संशोधन के अनुसार स्पष्ट नीलामी प्रक्रिया से उत्पन्न अतिरिक्त संचरण शुल्क।
- समय समय पर केंद्रीय आयोग द्वारा अधिसूचित किए जाने वाले अन्य शुल्क।

क्षेत्रीय विद्युत समितियां, उत्पादक कंपनियां, संचरण लाइसेंसधारी, वितरण लाइसेंसधारी और भार प्रेषण केंद्रों का जैसा भी मामला हो, पीएसडीएफ से वित्त सहायता के लिए योजनाओं को एनएलडीसी को नोडल एजेंसी के रूप में जमा करेंगे। एनएलडीसी इन योजनाओं को तकनीकी जांच के लिए मूल्यांकन

समिति को पेश करेगा। केविप्र के अध्यक्ष की अध्यक्षता में और सीईआरसी से संचार के बाद मूल्यांकन समिति की सिफारिश के आधार पर पीएसडीएफ के तहत धन की संवितरण सचिव (विद्युत) के नेतृत्व में अंतर - मंत्रालयी निगरानी समिति द्वारा स्वीकृत की जाएगी।

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 सफलताके 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 कार्यान्वयनके लिए नोडल एजेंसी है।

निगरानी समितिके 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।

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 स्पेयरकर आदि के संबंध में सुझाए गये दिशानिर्देशों के साथ एक मॉडल डीपीआर उपलब्ध कराया जा सकता है। इस संबंध में 08.09.15 को आयोजित बैठक में मूल्यांकन समिति द्वारा विचार विमर्श किया गया था। समिति द्वारा निम्नलिखित दिशानिर्देशों की सिफारिश की गई थी:

- सीईआरसी द्वारा अधिसूचित टैरिफ विनियम 2014-19 के तहत निर्दिष्ट स्पेयर
- परियोजना लागत में राज्य कर, प्रवेश कर आदि को सम्मिलित न करना
- योजना के मंजूरी के बाद ही लेटर ऑफ अवार्ड (एलएओ) की नियुक्ति
- आपूर्ती और निर्माण एक दूसरे के अनुरूप हो
- वित्त मंत्रालय के सार्वजनिकवित्त प्रबंधन प्रणाली के साथ इसे जोड़ने के लिए प्रत्येक योजना के लिए अलग बैंक खाता खोलना

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

Guidelines for submission of DPR:

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

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



31वीं सीसीएम, दिल्ली में श्री.पी.के.मिश्रा, सदस्य सचिव, उपक्षेत्रीय द्वारा उद्घाटन / Inauguration of the 31st CCM, Delhi by sh. PK Mishra, Member Secretary,

NERPC.

अध्याय CHAPTER 6

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

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति अपनी विभिन्न स्थायी समितियों की बैठकों में सामरिक संचालन की योजना बनाने, विद्युत के आदान - प्रदान के लिए, वाणिज्यिक व्यवस्था और बकाया / विवादों और अन्य अनसुलझे तकनीकी और वाणिज्यिक मुद्दों के समाधान के लिए विभिन्न स्थायी समितियों अर्थात् 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 2016-17 के दौरान आयोजित विभिन्न समितियों की बैठक की सूची अनुलग्नक-XIII पर हैं।

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

यह सर्वोच्च निकाय और उनके सदस्यों जो कि इन क्षेत्रों के सातों राज्यों के विद्युत मंत्री हैं, राज्य विद्युत परिषदों के अध्यक्षों, अन्य सम्बन्धित केन्द्रीय क्षेत्र संगठन के अत्यधिक उच्च स्तर के अधिकारी और सदस्य सचिव, एनईआरपीसी की बैठक है। इस समिति के द्वारा बैठकों में प्रमुख मुद्दों पर नीतिगत निर्णय लिया गया। वर्ष 2016-17 के दौरान एनईआरपीसी की एक बैठक (17वीं) आयोजित की गई।

NERPC's interactions with its constituents for strategic operational planning & commercial arrangements for exchange of power and settling of dues/disputes and other unresolved technical and commercial issues are discussed in the meetings of various Standing Committees viz. OCC, PCC, TCC and Power Committee meetings set up for the purpose. These meetings under the aegis of NERPC were held regularly and periodically with the convenience and consent of all the constituents and important decisions taken or arrived at these meetings are implemented, for optimum supply of power and to give maximum benefits to the constituents of the Region. The list of various meeting of different committees held during 2016-17 are at Annexure-XIII.

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 2016-17, one (17th) 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 2016-17 के दौरान एक (17वीं) टीसीसी बैठक आयोजित की गई।

6.3 वाणिज्यिक समिति (सीसी) की बैठक:

चार वाणिज्यिक समिति की बैठकें (29वीं से 32वीं) 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 है :

- 1 डीएसएम,पारेषण प्रभार, उर्जा प्रभार तथा एनईआरएलडीसी के शुल्क और प्रभार बिल से संबंधित घटक दलों की बकाया राशि।
- 2 स्टार्ट-अप पावर या इनफार्म पावर इंजेक्ट करने वाले जनरेटरों द्वारा देय पारेषण शुल्क को क्षेत्रीय पारेषण विचलन लेखा (आरटीडीए) में नहीं जोड़ा है परंतु पारेषण शुल्क वास्तविक अंतःक्षेपण या वापसी के तदनुसार भुगतान किया जाना है। जबकी ऐसे जनरेटरों के लिए अनुमोदित अंतःक्षेपण/वापसी शुन्य होंगे, विचलन प्रभार अंतःक्षेपण / वापसी पीओसी प्रभार के 1.25 गुणा के भुगतान किया जाना है।
- 3 सेम्स की खरीद और उत्तर पूर्वी क्षेत्र में सभी Elsterनिर्मित सेम्स का L&T निर्मित सेम्स से प्रतिस्थापन ।
- 4 विभिन्न स्टेशनों द्वारा साप्ताहिक सेम रीडिंग की गैर- प्रस्तुती।
- 5 डीसीडी के बजाय लैपटॉप की खरीद के लिए सहमति।
- 6 अरुणाचल प्रदेश के तवांग -1(700 मेगावाट) और तवांग -2 (800 मेगावाट)एच.ई प्रोजेक्ट के संबंध में बिजली खरीद समझौते पर हस्ताक्षर के लिए मसौदा परिचालित किया गया है।

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 2016-17, one (17th) TCC meetings was held.

6.3 Commercial Committee (CC) Meeting:

Four Commercial Committee meetings (29th to 32nd) were held under the Chairmanship of the Member Secretary, NERPC. The main issues discussed in these meetings are given below:

- 1 Outstanding dues against constituents in respect of DSM, transmission Charges, Energy charges and NERLDC's fees and charges bills
- 2 Transmission charges payable by generators which are drawing start-up power or injecting infirm power are not captured in the Regional Transmission Deviation Account (RTDA) while transmission charges are to be paid by them corresponding to actual injection or withdrawal. Since the approved injection or withdrawal for such generators would be zero, the deviation charges are to be paid at 1.25 times the injection/ withdrawal PoC Charges.
- 3 Procurement of SEMs and replacement of all Elster make SEMs by L&T make SEMs in NER.
- 4 Non-submission of weekly SEM readings by different stations.
- 5 It was agreed to go for procurement of LAPTOPs instead of DCDs.
- 6 Draft PP has been circulated for Signing of Power Purchase Agreement (PPA) in respect of Tawang-I (700 MW) & Tawang-II (800 MW) H.E.Projects in Arunachal Pradesh.

- 7 उत्तर पूर्वी क्षेत्र के लिए स्वचालित मीटर रीडिंग (एएमआर) योजना विनिर्देशों को उप-समिति द्वारा पुष्टि की गई। खरीद कार्य प्रगति पर है।
- 8 गलत मीटर रीडिंग और समय बहाव। साप्ताहिक रीडिंग लेते समय समय बहाव स्थिती को ध्यान दें और बहाव से बचने के लिए अग्रिम समय/ retard आदेश दें। अधिक बहाव वाले मीटरों को प्रतिस्थापित किया जाएगा।

सीईआरसी विनियम 2014 के प्रावधानों के अनुसार जनरेटिंग स्टेशन में कॉलोनी की खपत तथा निर्माण कार्य 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 2016-17 के दौरान 120वीं से 130वीं 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 केन्द्रीय सेक्टर में उत्पादन यूनीटों और सह उत्पादन प्रणाली विषयों पर समीक्षा की गई ।

आरपीसी बैठकों में लिए गए निर्णयों के कार्यावयन का अनुवीक्षण किया गया। अधो-आवृत्ति लोड शेडिंग योजना ,उत्पादन और पारेषण तत्वों की लंबी आउटेज के बारे में नियमित रूप से चर्चा की गई ।

- 7 Automated Meter Reading (AMR) scheme for NER - Specifications were ratified by sub-committee. Procurement is in process.
- 8 Erroneous meter reading and time drift. While collecting weekly reading would note time drift position and provide time advance/retard command to avoid drift. Meters with large drift will be replaced.

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 2016-17, 120th to 130th 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.

ग्रिड के सुव्यवस्थित प्रचालन के लिए उत्पादन और पारेषण तत्वों का जल्द पुनः 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।

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। 42 वीं से 45 वीं संरक्षण समन्वय समिति की बैठक इस वित्तीय वर्ष के दौरान सदस्य सचिव, उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की अध्यक्षता में आयोजित की गई। इन बैठकों में चर्चा के मुख्य मुद्दों का विवरण नीचे दिया गया है:

- 1 पारेषण लाइन, ट्रांसफार्मर, रिएक्टर आदि से संबंधित विभिन्न संरक्षण विवरणों की प्रस्तुतीकरण तथा रिले स्थापनाओं के लिए संरक्षण योजनाओं का मानकीकरण
- 2 उत्तरी क्षेत्र में ग्रिड व्यवधान संबंधि 30 जुलाई 2012 को हुए जांच समिति की रिपोर्ट संख्या 9.1.1 और 9.1.4 तथा 31 जुलाई 2012 को हुए उत्तरी, पूर्वी और उत्तर-पूर्वी क्षेत्र की जांच रिपोर्ट के अनुसार तृतीय पक्ष संपूर्ण लेखा परीक्षा की जरूरत है। जांच समिति की सिफारिशों को लागू किया गया।
- 3 सब-स्टेशन के लिए 220 वोल्ट डीसी बैटरी सिस्टम तथा पीएलसीसी उपकरण के लिए 48 वोल्ट डीसी बैटरी सिस्टम की स्वस्थता।
- 4 न्युमेरिकल रिले में प्रशिक्षित किया गया।
- 5 उत्तर पूर्वी क्षेत्र के लिए आपातकालीन पुनः स्थापन तंत्र की खरीद।
- 6 उत्तर पूर्वी क्षेत्र में 6 दीपायन योजना का कार्यान्वयन।
- 7 वर्ष के दौरान ग्रिड व्यवधान।

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

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. 42nd to 45th 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 As per Sl. no 9.1.1 & 9.1.4 of Report on Enquiry Committee on Grid Disturbance in Northern Region on 30th July 2012 and in Northern, Eastern & North-Eastern Region on 31st July 2012, thorough Third Party protection audit needs to be carried. Enquiry Committee recommendations were implemented.
- 3 Healthiness of 220V DC battery system for substation as well as 48 V DC battery system for PLCC equipment.
- 4 Training on Numerical Relay was done.
- 5 Procurement of emergency restoration system for NER.
- 6 Implementation of Islanding Scheme in NER.
- 7 Grid disturbances during the year.

6.6 उत्तर पूर्वी टेलिकमयुनिकेशन स्काडा तथा टेलीमेटरी (नेटेस्ट) बैठक

नेटेस्ट को एनईआरपीसी के उप-समिति के रूप में 15वीं टीसीसी तथा एनईआरपीसी बैठक के दौरान अनुमोदित किया गया था। वर्ष 2016-17 के दौरान, तीसरी से पांचवीं 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 2016-17, 3rd to 5th 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:

- मासिक विद्युत आपूर्ति की स्थिति
- मासिक प्रगति रिपोर्ट
- भार उत्पादन संतुलन रिपोर्ट
- 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: -

- Monthly Power Supply Position;
- Monthly Progress Reports;
- Load Generation Balance Report;
- 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 2016-17 के लिये जारी किया गया। वर्ष 2016-17 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 2016-17 was issued by NERPC Secretariat on monthly basis. The details of Availability for the year 2016-17 is as given below:

माह Month	उत्तर पूर्वी क्षेत्र में अंत-क्षेत्रीय पावरग्रिड अवयवों के लिए संयुक्त उपलब्धता Composite Availability for Intra-Regional POWERGRID elements in NER (in %)
Apr-16	99.89
May-16	99.80
Jun-16	99.94
Jul-16	99.88
Aug-16	99.83
Sep-16	99.96
Oct-16	99.95
Nov-16	99.96
Dec-16	99.92
Jan-17	99.90
Feb-17	99.87
Mar-17	99.96

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-16	99.75
May-16	99.75
Jun-16	99.86
Jul-16	99.94
Aug-16	99.95
Sep-16	99.99
Oct-16	99.90
Nov-16	99.79
Dec-16	100.00
Jan-17	99.94
Feb-17	99.98
Mar-17	99.99

अध्याय CHAPTER 8

राजभाषा नीति का कार्यान्वयन Implementation of Official Language Policy

8.1 हिंदी प्रशिक्षण:

कार्यालय के 57% कर्मचारियों को हिंदी का कार्यसाधक ज्ञान है। शेष कर्मचारियों को जल्द हिंदी प्रशिक्षण के लिए नामित किया जाने का सुझाव दिया गया है। साथ ही इस कार्यालय के यूडीसी /एलडीसी को हिंदी टाइपिंग के लिए भी नामांकित करने का सुझाव दिया गया है।

8.2 हिंदी पत्राचार एवं प्रयोग :

राजभाषा विभाग, गृह मंत्रालय, भारत सरकार के वार्षिक कार्यक्रम के निर्धारित लक्ष्यों को प्राप्त करने की कोशिश निरंतर जारी है। कार्यालय में प्रयुक्त सभी खर्च की मोहरें, स्टैम्प आदि द्विभाषी हैं। सभी कंप्यूटरों को यूनिकोड समर्थित कर दिए गए हैं। रजिस्ट्रारों और सेवा पंजीकों के शीर्षक द्विभाषी हैं। इस कार्यालय के वेबसाइट आंशिक रूप से द्विभाषी हैं।

8.3 राजभाषा कार्यान्वयन समिति की बैठक :

वर्ष 2016-17 के दौरान राजभाषा कार्यान्वयन समिति की दो बैठकों का आयोजन किया गया।

8.4 हिंदी सप्ताह एवं हिंदी संबंधित अन्य गतिविधियां:

वर्ष के दौरान हिंदी पखवाड़ा 12.09.16 से 26.09.16 तक मनाया गया। इन दिनों अनेक प्रतियोगिताओं जैसे निबंध लेखन, अनुवाद, काव्य वाचन आदि का आयोजन किया गया और कर्मचारियों को हिंदी के प्रति जागरूक एवं प्रोत्साहित किया गया। हिंदी के ज्ञान को विस्तार करने के उद्देश्य से कार्यालय के मुख्य प्रवेश द्वार पर ब्लैक बोर्ड पर रोज़ हिंदी का एक शब्द उसके अंग्रेजी अर्थ के साथ दर्शाया जा रहा है।



30वीं वाणिज्य समिति बैठक, पुरी/30th Commercial Committee Meeting, Puri.

अनुलग्नक और प्रदर्श
Annexures and Exhibits

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		
<p>श्री ओ. आई. सिंह, माननीय मुख्य मंत्री और विद्युत मंत्री, मणिपुर सरकार, इम्फाल।</p> <p>Shri O. I. Singh Hon'ble Chief Minister & Minister of Power, Govt. of Manipur, Imphal.</p>		
सदस्य Members (as on 31.03.2017)		
1.	<p>श्री टन्गा ब्यालिंग , माननीय विद्युत मंत्री, अरुणाचल प्रदेश सरकार, ईटानगर ।</p>	<p>Shri Tanga Byaling, Hon'ble Minister of Power, Govt. of Arunachal Pradesh, Itanagar.</p>
2.	<p>श्री सर्वश्री सर्वानंद सोनोवल, माननीय मुख्य मंत्री. विद्युत (प्रभारी), असम सरकार, गुवाहाटी।</p>	<p>Shri SarbaShri Sarbananda Sonowal Chief Minister of Assam, In Charge of Power, Govt. of Assam, Guwahati.</p>
3.	<p>श्री स्निअवभालांग धार माननीय विद्युत मंत्री, मेघालय सरकार, शिलांग।</p>	<p>Shri Sniawbhalang Dhar, Hon'ble Minister of Power, Govt. of Meghalaya, Shillong.</p>
4.	<p>श्री लाल थानहावला, माननीय मुख्य मंत्री और विद्युत मंत्री, मिजोरम सरकार, आइजोल।</p>	<p>Shri Lal Thanhawla, Hon'ble Chief Minister & Minister of Power, Govt. of Mizoram, Aizawl.</p>
5.	<p>श्री सी. किपिली संगतम, माननीय विद्युत मंत्री, नागालैण्ड सरकार, कोहिमा।</p>	<p>Shri C. Kipili Sangtam, Hon'ble Minister of Power, Govt. of Nagaland, Kohima</p>
6.	<p>श्री मानिक दे माननीय विद्युत मंत्री, त्रिपुरा सरकार, अगरतला।</p>	<p>Shri Manik Dey Hon'ble Minister of Power, Govt. of Tripura, Agartala.</p>

7.	श्री मेजर सिंह अध्यक्ष (प्रभारी) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण, नई दिल्ली।	Shri Major Singh Chairperson(I/C) Central Electricity Authority, New Delhi.
8.	श्री कलिंग तायेंग, आई ए एस सचिव (विद्युत), अरुणाचल प्रदेश सरकार, ईटानगर।	Shri Kaling Tayeng, IAS Secretary (Power), Govt. of Ar. Pradesh, Itanagar.
9.	श्री वी.बी.प्यारेलाल, आईएएस अतिरिक्त मुख्य सचिव (विद्युत), असम सरकार, दिसपुर, गुवाहाटी।	Shri V. B. Pyarelal, IAS Addl. Chief Secretary (Power), Govt. of Assam, Dispur, Guwahati.
10.	श्री राजेश अग्रवाल, आईएएस प्रधान सचिव विद्युत, मणिपुर सरकार, इम्फाल।	Shri Rajesh Agrawal, IAS Principal Secretary of Power, Govt. of Manipur, Imphal.
11.	श्री जे.लिंगडोह, आई ए एस आयुक्त एवं सचिव (विद्युत) मेघालय सरकार, शिलांग।	Shri J. Lyngdoh, IAS Commissioner & Secretary (Power) Govt. of Meghalaya Shillong.
12.	श्री आर. के. गुप्ता, आई एफ ओ एस सचिव (विद्युत) मिजोरम सरकार, आइजोल।	Shri R. K. Gupta, IFOs Secretary (Power), Govt. of Mizoram, Aizawl.
13.	श्री के. आई. यांगेर, आई ए एस प्रधान सचिव विद्युत, नगालैण्ड सरकार, कोहिमा।	Shri K. I. Yanger, IAS Principal Secretary of Power, Govt. of Nagaland, Kohima.
14.	श्री एस.के.राकेश,आईएएस प्रधान सचिव विद्युत, त्रिपुरा सरकार, अगरतला।	Shri S. K. Rakesh, IAS Principal Secretary of Power, Govt. of Tripura, Agartala.
15.	श्री के. वी. ऐपन, आई ए एस, अध्यक्ष, असम राज्य विद्युत बोर्ड, गुवाहाटी।	Shri K.V. Eapen, IAS Chairman, ASEB, Guwahati.
16.	श्री जी. के. दास प्रबंध निदेशक, ए ई जी सी एल, असम सरकार, गुवाहाटी।	Shri G.K.Das Managing Director, AEGCL Govt. of Assam, Guwahati.
17.	श्री एस.के.राय, अध्यक्ष और प्रबंध निदेशक, टी एस ई सी एल, अगरतला।	Shri S. K. Ray, Chairman &.Managing Director TSECL, Agartala.

18.	श्री पी. सी. पंकज अध्यक्ष और प्रबन्ध निदेशक, नीपको लिमिटेड, शिलांग।	Shri P. C. Pankaj, Chairman & Managing Director NEEPCO Ltd., Shillong.
19.	श्री ए.बी.एल. श्रीवास्तव निदेशक (वित्त), एन एच पी सी, फरीदाबाद (हरियाणा)।	Shri A.B.L. Srivastava Director (Finance), N.H.P.C., Faridabad (Haryana).
20.	श्री आई.जे. कपूर, निदेशक (वाणिज्य), एन टी पी सी, नई दिल्ली।	Shri I.J. Kapoor. Director (Commercial), NTPC, New Delhi
21.	श्री आर.पी.ससमल निदेशक (ऑपरेशन और परियोजनाएं), पावरग्रिड, नई दिल्ली।	Shri R. P. Sasmal Director (Opn. & Projects), POWERGRID, New Delhi.
22.	श्री ए.के.अग्रवाल सीईओ, एन वी वी एन एल, नई दिल्ली।	Sh. A.K. Agrawal CEO, NVVNL, New Delhi.
23.	श्री दीपक अमिताभ, आई ए एस सीएमडी, पावर ट्रेडिंग कारपोरेशन ऑफ इंडिया लिमिटेड, नई दिल्ली।	Shri Deepak Amitabh , IAS CMD, Power Trading Corporation of India Ltd., New Delhi.
24.	श्री एस.के. सोनी, कार्यकारी निदेशक (ओएस), एन. एल. डी. सी., नई दिल्ली।	Shri S.K. Soonee, Executive Director (OS), NLDC, New Delhi.
25.	श्री टी. एस. सिंह महाप्रबन्धक एनईआरएलडीसी, शिलांग।	Shri T.S. Singh General Manager N.E.R.L.D.C. Shillong
26.	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
27.	श्री पी.बी.ओ वारजरि, आई ए एस मुख्य सचिव एवं अध्यक्ष, एमईईसीएल मेघालय सरकार,	Shri P. B. O. Warjri, IAS Chief Secretary & Chairman MeECL Govt. of Meghalaya

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति सचिवालय के कार्मिक (31/03/2017 को)
PERSONNEL OF NERPC SECRETARIAT (as on 31.03.2017)

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.पी.एन.सरकार	Shri P. N.Sarkar
4.	कार्यकारी अभियंता Executive Engineer	श्री एस.एम.आईमोल	Shri S.M. Aimol
		श्री.पी.एन.सरकार	Shri P. N.Sarkar
5.	सहायक कार्यकारी अभियंता Assistant Executive Engineer	श्री.श्रीजीत मुखर्जी	Shri Srijit Mukherjee
		श्री सादिक ईमाम	Shri Sadiq Imam
		श्री.अभिजीत अग्रवाल	Shri Abhijeet Agrawal
6.	सहायक अभियंता Assistant Engineer	श्री एस.रंजन	Shri Shaishav Ranjan

ऊपर के अतिरिक्त बी, सी और डी समूह के सात (7) अधिकारी उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति की शक्ति है।

In addition to the above nine (7) official of Group B ,C & D are also on the strength of NERPC.

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

POSTS SANCTIONED AND FILLED IN NERPC AS ON 31.03.17

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	3	1
5	सहायक निदेशक-II Assistant Director-II	2	1	1
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	0	3
11	चालक Driver	1	0	1
12	दफ्तरी MTS	7	5	2
	कुल Total:	27	17	10

अनुलग्नक /Annexure-IV

उत्तर पूर्वी क्षेत्रीय विद्युत समिति का वर्ष 2016-17 के दौरान वित्तीय
बजट

FINANCIAL BUDGET OF NERPC DURING THE YEAR 2016-17

वर्ष 2016-17 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 2016-17 is shown as follows:

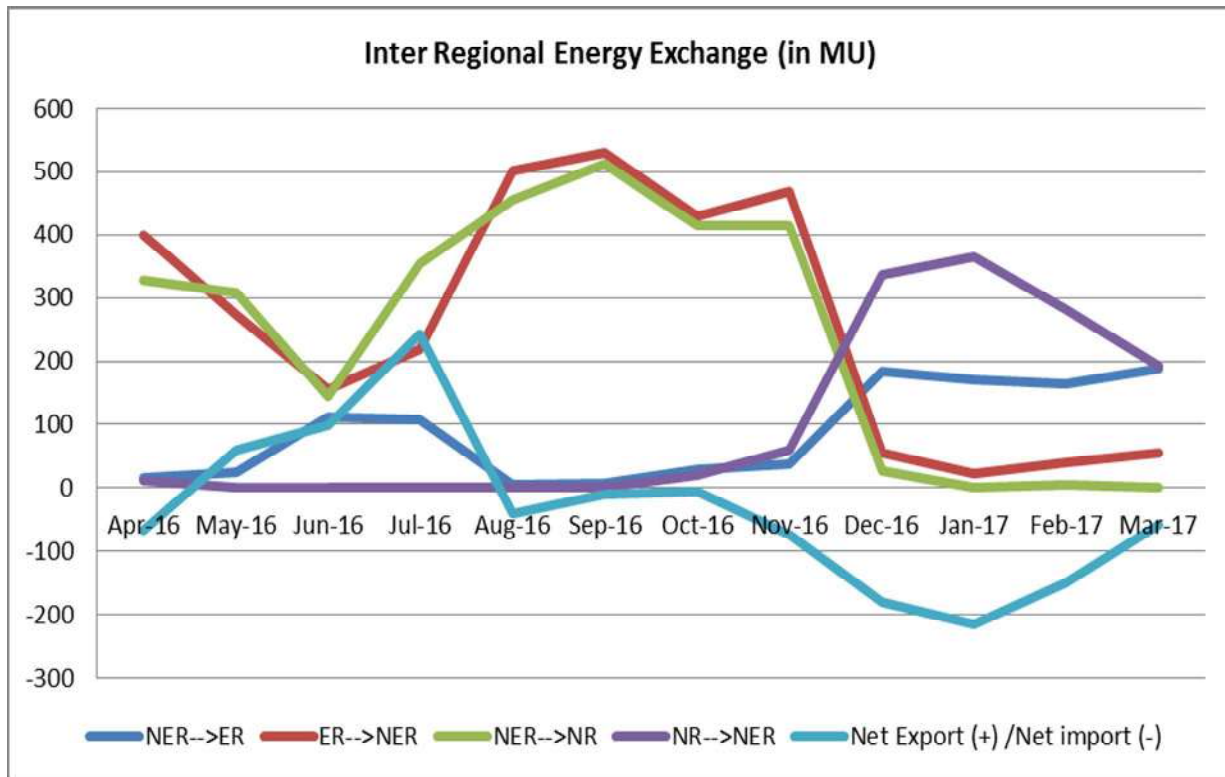
(हजार में / in Thousand)

विवरण Particulars	स्वीकृत बजट Sanctioned Budget 2016-17	वास्तविक व्यय Actual Expenditure 2016-17
Regional Co-ordination Centre (2801-NON-PLAN)		
Medical	200.000	8.846
Salary	8000.000	7926.633
Overtime Allowances	10.000	9.296
Travelling Expenditure	800.000	799.525
Office Expenditure	800.000	799.953
Other Administrative Expenditure	100.000	100.000
MW	400.000	63.731
Total	10310.000	9707.984
Load Despatching Station (2801-NON-PLAN)		
Medical	400.000	37.259
Salary	8000.000	7886.286
Overtime Allowances	12.000	11.942
Travelling Expenditure	700.000	698.503
Office Expenditure	1800.000	1799.940
Advertisement/Publicity	500.000	57.108
Other Charges	500.000	499.844
Total	11912.00	10990.882
Aggregate Total	22222.000	20698.866

अनुलग्नक /Annexure-V

वर्ष 2016-17 के दौरान अन्तर क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय
INTER REGIONAL ENERGY EXCHANGE DURING 2016-17

Month	NER-->ER	ER-->NER	NER-->NR	NR-->NER	Net Export (+) /Net import (-)
Apr-16	16.932	398.60	326.88	11.03	-65.82
May-16	25.21	273.56	308.32	0	59.97
Jun-16	112.31	156.06	143.77	1.62	98.40
Jul-16	108	218.29	352.94	0	242.65
Aug-16	6.10	501.15	455.04	0	-40.01
Sep-16	7.15	529.94	513.49	0	-9.30
Oct-16	29.31	428.84	414.68	21.35	-6.20
Nov-16	38.54	468.10	415.33	59.82	-74.05
Dec-16	183.94	54.95	26.9	336.52	-180.63
Jan-17	171.01	22.68	0	363.52	-215.19
Feb-17	164.45	39.58	5.69	280.80	-150.24
Mar-17	187.80	55.98	1.86	191.90	-58.22
Total FY 16-17	1050.752	3147.73	2964.9	1266.56	-398.64



वर्ष 2016-17 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र का वोल्टेज प्रोफाइल

VOLTAGE PROFILE OF NER GRID DURING 2016-17

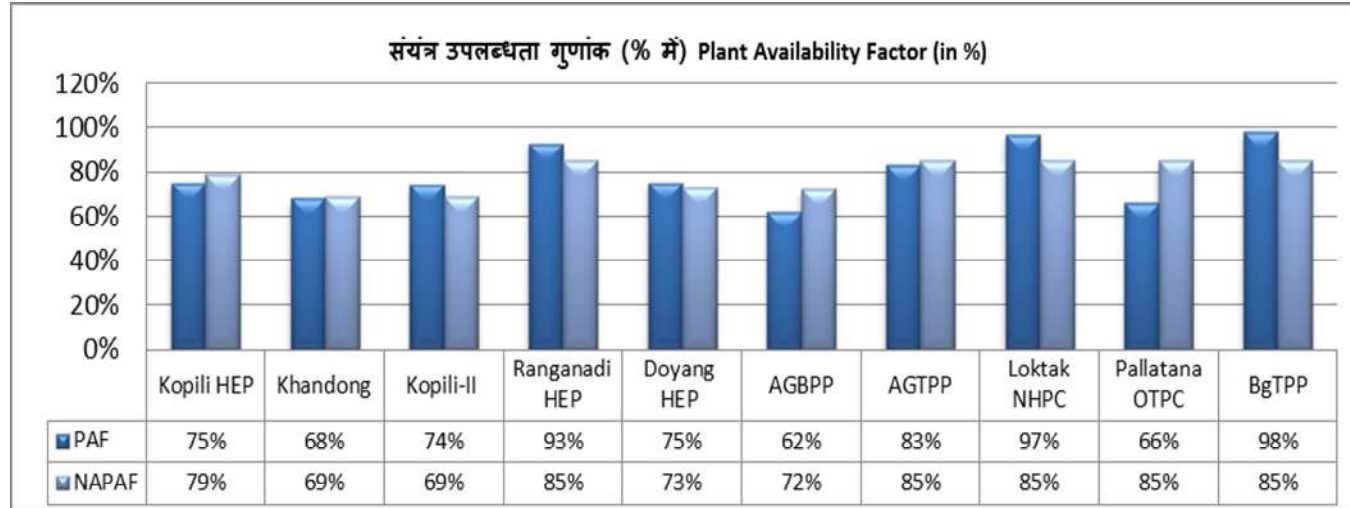
Month	Bongaigaon 400 kV		Balipara 400kV		Misa 400kV		Silchar 400kV		Misa 220kV		AGBPP 220kV		Mokokchung 220 kV		Aizawl 132 kV		Kahilipara 132 kV		Imphal 132kV	
	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
Apr-16	429	386	427	380	429	386	426	388	231	212	238	226	246	221	137	120			140	128
May-16	421	389	425	385	426	391	425	398	229	212	229	221	230	218	138	113	143	127	142	127
Jun-16	422	393	426	386	426	390	419	399	227	213	233	224	235	223	135	118	141	125	136	127
Jul-16	421	395	424	393	423	397	417	381	226	213	232	221	237	226	135	119	142	129	136	122
Aug-16	418	384	426	388	428	392	422	412	227	210			236	222	135	124	140	128	138	126
Sep-16	416	387	425	391	426	394	417	380	225	211	230	220	236	224	135	119	142	127	138	127
Oct-16	416	387	425	391	426	394	417	380	225	211			236	224	135	120	141	128	138	126
Nov-16	421	392	427	390	426	392	426	390					230	218	138	116	142	128	140	127
Dec-16	420	386	425	386	428	392	423	391	232	213	235	223	245	217	139	119	143	125	140	120
Jan-17	418	391	423	388	429	396	424	394	228	213	240	198	232	221	138	120	143	130	141	130
Feb-17	418	391	423	388	429	396	424	385	228	213	240	198	232	221	135	119	142	130	139	119
Mar-17	420	391	423	392	421	394	423	393	227	212	242	197	241	221	140	118	148	129	141	125
Max	429		427		429		426		232		242		246		140		148		142	
Min	384		380		386		380		210		197		217		113		125		119	

वर्ष 2016-17 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र में तापीय विद्युत संयंत्रों के संयन्त्र उपलब्धता गुणांक
PLANT AVAILABILITY FACTOR OF POWER STATIONS IN NER DURING 2016-17

Sl. No.	Name of Plant	Apr-16		May-16		Jun-16		Jul-16		Aug-16		Sep-16	
		Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM
1	Kopili HEP	0	0	53.6	39.92	137.5	97.93	137	95.41	139.8	97.1	137.8	97.88
2	Khandong	8.9	43.42	22.5	60.85	30.8	85.96	31.9	86.89	22.2	77.35	18.6	73.7
3	Kopili- II	8.7	83.57	16.7	94.1	13	80.27	14.9	83.94	15.3	86.02	10.1	79.66
4	Ranganadi HEP	119	100	109.4	83.87	152.1	99.02	267.7	101.11	123.9	100.01	153.6	100.15
5	Doyang HEP	1.1	27.13	3.7	47.57	27.5	70.59	50.6	91.53	53.2	94.28	54.1	97.75
6	AGBPP	152.5	73.54	154.1	72.97	144.6	69.23	141.1	68.68	122.7	58.69	92.2	43.72
7	AGTPP	66.2	68.43	66.9	74.01	72.6	79.13	81.6	95.34	66.7	90.61	72.3	80.24
7	AGTPP – 2*												
8	Loktak NHPC	26.3	101.01	75	100.23	74.6	100.05	78.3	100.05	73.9	97.88	75.6	100.05
9	Pallatana OTPC	840.3	47.38	365.5	68.96	347.3	66.03	355.3	67.75	390.8	73.13	365.7	70.05
10	BgTPP	145	93.1	143	92.89	147	101	134	102.83	128	95.22	138	102.77
Sl. No.	Name of Plant	Oct-16		Nov-16		Dec-16		Jan-17		Feb-17		Mar-17	
		Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM	Gen (MU)	PAFM
1	Kopili HEP	96.6	95.67	67	93.62	84.3	94.8	58	85.03	32.7	61	42.2	44
2	Khandong	11.7	44.22	20.8	85.9	10.1	91.49	9.9	84.16	5.3	53.41	4.3	25.29
3	Kopili-II	10.3	88.63	5.1	77.17	0.6	25.81	0.5	16.78	1.9	82.54	6.7	92.02
4	Ranganadi HEP	123.3	100.12	53.6	100.01	40.4	89.47	31.7	82.5	26.6	71.08	47.8	87.48
5	Doyang HEP	26.7	89.45	17	92.57	8.2	86.86	6.4	82.8	5	68.72	4.4	53.36
6	AGBPP	146.4	67.49	120.8	56.73	118.6	54.13	132.2	60.27	116.9	59.15	130.6	59.79
7	AGTPP	89	92.73	80.4	87.97	81	85.72	82.6	84.46	71.4	80.92	71.6	75.25
8	AGTPP - 2												
9	Loktak NHPC	75.8	100.05	75.2	100.05	72.9	100.05	59	86.33	21.1	74.45	33.4	100.98
10	Pallatana OTPC	391.4	73.18	362.9	69.5	260.5	48.22	296.4	54.86	382.2	79.41	415.6	79.43
11	BgTPP	132	100.25	136	98.44	136	102.98	127	85.3	127	99.41	140	102.83

अनुलग्नक /Annexure-VIIB

Annual PAF for 2016-17						
Sl. No	Name of Plant	Installed Capacity(MW)	Design Energy(GWh)	Gen (MU)	PAF (in %)	NAPAF (in %)
1	Kopili HEP	200	1186.14	986.5	75	79
2	Khandong	50	277.61	197	68	69
3	Kopili-II	25	86.3	103.8	74	69
4	Ranganadi HEP	405	1509.69	1249.1	93	85
5	Doyang HEP	75	227.24	257.9	75	73
6	AGBPP	291	NA	1572.7	62	72
7	AGTCCPP	135	NA	902.3	83	85
8	Loktak NHPC	105	448	741.1	97	85
9	Pallatana OTPC	726.6	NA	4773.9	66	85
10	BgTPP	250	NA	1633	98	85



लोड गुणांक Load Factor

Month	Year 2012-13			Year 2013-14			Year 2014-15			Year 2015-16			Year 2016-17		
	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	746.2	1822.0	56.9	822.7	1899.0	60.2	948.0	2197.0	59.9	959.1	2220.0	60.0	1035.8	2479.0	58.0
May	807.2	1851.0	58.6	911.4	1993.0	61.5	968.4	2140.0	60.8	1087.0	2573.0	56.8	1019.0	2487.0	55.1
Jun	872.8	1988.0	61.0	1021.7	2101.0	67.5	1075.1	2252.0	66.3	1115.5	2356.0	65.8	1172.4	2479.0	65.7
Jul	973.0	1946.0	67.2	1096.4	1984.0	74.3	1166.7	2263.0	69.3	1240.6	2520.0	66.2	1260.1	2474.0	68.5
Aug	1004.9	1960.0	68.9	1091.2	2158.0	68.0	1156.9	2356.0	66.0	1220.7	2437.0	67.3	1420.8	2435.0	78.4
Sep	962.4	1998.0	66.9	1066.1	2164.0	68.4	1115.1	2380.0	65.1	1223.1	2442.0	69.6	1336.0	2430.0	76.4
Oct	975.9	1927.0	68.1	1050.3	2140.0	66.0	1167.2	2528.0	62.1	1251.5	2401.0	70.1	1322.2	2466.0	72.1
Nov	881.8	1921.0	63.8	966.2	2046.0	65.6	1073.0	2525.0	59.0	1141.3	2372.0	66.8	1169.8	2376.7	68.4
Dec	945.8	1948.0	65.3	990.1	2009.0	66.2	1012.9	2460.0	55.3	1111.6	2355.0	63.4	1192.1	2245.0	71.4
Jan	924.8	1943.0	64.0	1003.7	2096.0	64.4	1118.1	2455.0	61.2	1135.4	2367.3	64.5	1274.8	2329.7	73.5
Feb	790.3	1934.0	60.8	881.4	2025.0	64.8	982.3	2318.0	63.1	1087.0	2401.0	65.1	1118.9	2242.5	74.2
Mar	835.8	1947.0	57.7	951.5	2110.0	60.6	1096.0	2403.0	61.3	1163.6	2442.0	64.1	1178.8	2236.2	70.9

वर्ष 2016-17 के दौरान उत्तर पूर्वी क्षेत्र में प्रमुख जलाशयों का जल स्तर और ऊर्जा सामग्री

Water Level and Energy Content of major Reservoirs during 2016-17

Months	Khandong				Kopili				Loktak			
	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m/ft)	Energy MU	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m)	Energy MU	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m)	Energy MU
Apr-16	719.3	704	713.3	11.9	601.7	592.83	599.4	27.1	768.5	766.2	768	120
May-16	719.3	704	719.8	24.7	609.5	592.83	609.4	98.2	768.5	766.2	768.3	191
Jun-16	719.3	704	719.2	21.9	609.5	592.83	609.1	98.2	768.5	766.2	768.5	250
Jul-16	719.3	704	719.5	21.9	609.5	592.83	609.4	98.2	768.5	766.2	769.2	250
Aug-16	719.3	704	708.4	3.1	609.5	592.83	598.7	22.4	768.5	766.2	767.2	40
Sep-16	719.3	704	719.5	21.9	609.5	592.83	609.4	98.2	768.5	766.2	769.2	250
Oct-16	719.3	704	714.3	11.9	609.5	592.83	604.8	62.3	768.5	766.2	768.9	250
Nov-16	719.3	704	719.5	21.9	609.5	592.83	609.4	98.2	768.5	766.2	769.2	250
Dec-16	719.3	704	713.6	11.9	609.5	592.83	603.1	49.2	768.5	766.2	768.3	191
Jan-17	719.3	704	709.2	4.5	609.5	592.83	600.9	36.1	768.5	766.2	767.7	75
Feb-17	719.3	704	711.2	8	609.5	592.83	599.1	25.5	768.5	766.2	75.5	62
Mar-17	719.3	704	714.7	14.5	609.5	592.83	598.5	22.4	768.5	766.2	767.1	36.3
Months	Barapani				Gumti				Doyang			
	FRL (ft)	MDDL (ft)	Level (ft)	Energy MU	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m)	Energy MU	FRL (m)	MDDL (m)	Level (m)	Energy MU
Apr-16	3220	3150	3207.6	36.4	93.55	83.6	91.8	22.6	333	306	313.0	8.5
May-16	3220	3150	3176.2	11.5	93.55	83.6	89.6	13.7	333	306	308.4	2.7
Jun-16	3220	3150	3172.8	9.9	93.55	83.6	90.3	15.4	333	306	313.6	10.1
Jul-16	3220	3150	3176.6	11.7	93.55	83.6	90.2	15.4	333	306	324.5	36.1
Aug-16	3220	3150	3187.5	19	93.55	83.6	89.6	13.7	333	306	305.9	0
Sep-16	3220	3150	3176.6	11.7	93.55	83.6	90.2	15.4	333	306	324.5	36.1
Oct-16	3220	3150	3176.6	11.7	93.55	83.6	90.6	15.4	333	306	321	27.2
Nov-16	3220	3150	3176.6	11.7	93.55	83.6	90.2	15.4	333	306	324.5	36.1
Dec-16	3220	3150	3183.9	16.4	93.55	83.6	91.5	21.4	333	306	318.5	18.9
Jan-17	3220	3150	3180.8	14.4	93.55	83.6	90.7	15.4	333	306	316.1	15.2
Feb-17	3220	3150	3177	11.8	93.55	83.6	89.8	14.4	333	306	313.5	10.1
Mar-17	3220	3150	3174	10.6	93.55	83.6	89.5	13.4	333	306	311.5	7

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

Organization	Apr-16	May-16	Jun-16	Jul-16	Aug-16	Sep-16	Oct-16	Nov-16	Dec-16	Jan-17	Feb-17	Mar-17
Ar. Pradesh	9.311	-1.556	-4.122	4.250	11.985	12.732	9.151	3.436	9.311	-1.556	-4.122	4.250
ASEB	69.659	52.274	35.931	33.452	27.567	35.044	25.060	30.786	69.659	52.274	35.931	33.452
Manipur	-0.253	-6.088	1.299	0.808	-1.075	3.764	-2.244	-5.023	-0.253	-6.088	1.299	0.808
MeECL	8.686	12.072	21.382	-9.319	-7.181	-3.613	-5.511	-8.381	8.686	12.072	21.382	-9.319
Mizoram	6.066	2.740	2.311	4.774	4.689	9.673	5.916	2.428	6.066	2.740	2.311	4.774
Nagaland	-1.190	0.018	1.694	1.677	7.392	9.175	5.463	4.065	-1.190	0.018	1.694	1.677
TSECL	25.304	26.661	12.816	-5.722	0.385	1.461	-3.794	-0.962	25.304	26.661	12.816	-5.722

(-) indicates underdrawl
(Figures in MU)

यूएफआर आधारित लोड शेडिंग तथ्य

UFR based load shedding details

SN	Name of State	Total Quantum of Load Shedding required	Location where URF installed (Feeder's Name)	Stage	Load in each feeder	Quantum of Load shedding (MW) implemented	Additional quantum of load shedding required
1	Ar. Pradesh	20	At SMS Smelters (33 KV Lekhi feeders – 3 Nos)	Stage – I (49.2 Hz)		5	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 Nangalbibra (33 KV Mendipathar – Nangalbibra)	Stage – I (49.2 Hz)	6.5	15	0
			At Rongkhon (33 KV Garobadha I – Rongkhon)		8.5		
			At Mawphlang (132/33 KV, 20 MVA Transformer)	Stage – II (49.0 Hz)		15	0
			At Khliehriat (132/33 KV, 20 MVA Transformer)	Stage – III (48.8 Hz)	12	15	0
			At Nongstoin (33 KV Nongstoin – Mairang)		3		
			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

दीपायन योजना/ISLANDING SCHEMES

SN	Islanding Scheme	Lines required to be opened	UFR Location	Implementing Agency
1	<p>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)]</p>	(a) 220 kV New Mariani (PG) – AGBPP	UFR-1 [At New Mariani (PG)]	POWERGRID
		(b) 220 kV New Mariani (PG) – Misa		
		(c) 220 kV Mariani – Misa	UFR-2 [At Mariani, Samaguri of AEGCL]	AEGCL
		(d) 220 kV Mariani – Samaguri		
		(e) 132 kV Mokukchung – Mariani		
		(f) 132 kV Dimapur (PG) – Bokajan	UFR-3 [At Dimapur (PG)]	POWERGRID
2	<p>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)]</p>	132 kV Palatana – Udaipur	UFR-1 [At Palatana]	OTPC
		132 kV Palatana – Surjamani Nagar		
		132 kV Silchar – Dullavcherra	UFR-2 [At Silchar]	POWERGRID
		132 kV AGTPP – Kumarghat	UFR-3 [At Kumarghat]	POWERGRID
		132 kV P K Bari – Kumarghat		

वर्ष 2016-17 के दौरान बैठकों की सूची
LIST OF MEETINGS DURING THE YEAR 2016-17

Operation Co-ordination Committee

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	120th OCC Meeting	06.04.16	Hotel Nandan, Guwahati
2	121st OCC Meeting	05.05.16	Hotel Nandan, Guwahati
3	122nd OCC Meeting	09.06.16	Hotel Nandan, Guwahati
4	123rd OCC Meeting	12.07.16	Hotel Nandan, Guwahati
5	124th OCC Meeting	08.08.16	Hotel Pala Resort, Cherapunjee
6	125th OCC Meeting	14.09.16	Hotel Nandan, Guwahati
7	126th OCC Meeting	15.11.16	Hotel Nandan, Guwahati
8	127th OCC Meeting	14.12.16	Hotel Nandan, Guwahati
9	128th OCC Meeting	19.01.17	Hotel Nandan, Guwahati
10	129th OCC Meeting	17.02.17	Hotel Raj Mahal, Guwahati
11	130th OCC Meeting	17.03.17	Hotel Raj Mahal, Guwahati

Commercial Committee

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	29th CC Meeting	22.06.16	Hotel Vivor Kohima, Nagaland
2	30th CC Meeting	20.10.16	Mayfair Spa and Resort Gangtok
3	31st CC Meeting	06.12.16	Hotel Radisson Blu, Mahipalpur Delhi
4	32nd CC Meeting	22.02.17	Toshali Sands, Puri, Odisha

Protection Committee

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	42nd PCC Meeting	06.05.16	Hotel Nandan Guwahati
2	43rd PCC Meeting	13.07.16	Hotel Nandan Guwahati
3	SPS Scheme	30.08.16	NERLDC Conference, Shillong
4	44th PCC Meeting	20.09.16	Hotel Nandan Guwahati
5	PCC Sub Group	24.10.16	NERLDC Conference, Shillong
6	45th PCC Meeting	30.11.16	Hotel Nandan Guwahati

Metering Meeting

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	15th Metering Meeting	06.04.16	Hotel Nandan, Guwahati
2	16th Metering Meeting	05.05.16	Hotel Nandan, Guwahati
3	17th Metering Meeting	09.06.16	Hotel Nandan, Guwahati
4	18th Metering Meeting	12.07.16	Hotel Nandan, Guwahati
5	19th Metering Meeting	08.08.16	Hotel Pala Resort, Cherapunjee
6	20th Metering Meeting	14.09.16	Hotel Nandan, Guwahati
7	21st Metering Meeting	15.11.16	Hotel Nandan, Guwahati
8	22nd Metering Meeting	14.12.16	Hotel Nandan, Guwahati
9	23rd Metering Meeting	19.01.17	Hotel Nandan, Guwahati
10	24th Metering Meeting	17.02.17	Hotel Raj Mahal, Guwahati
11	25th Metering Meeting	17.03.17	Hotel Raj Mahal, Guwahati

NETeST MEETING

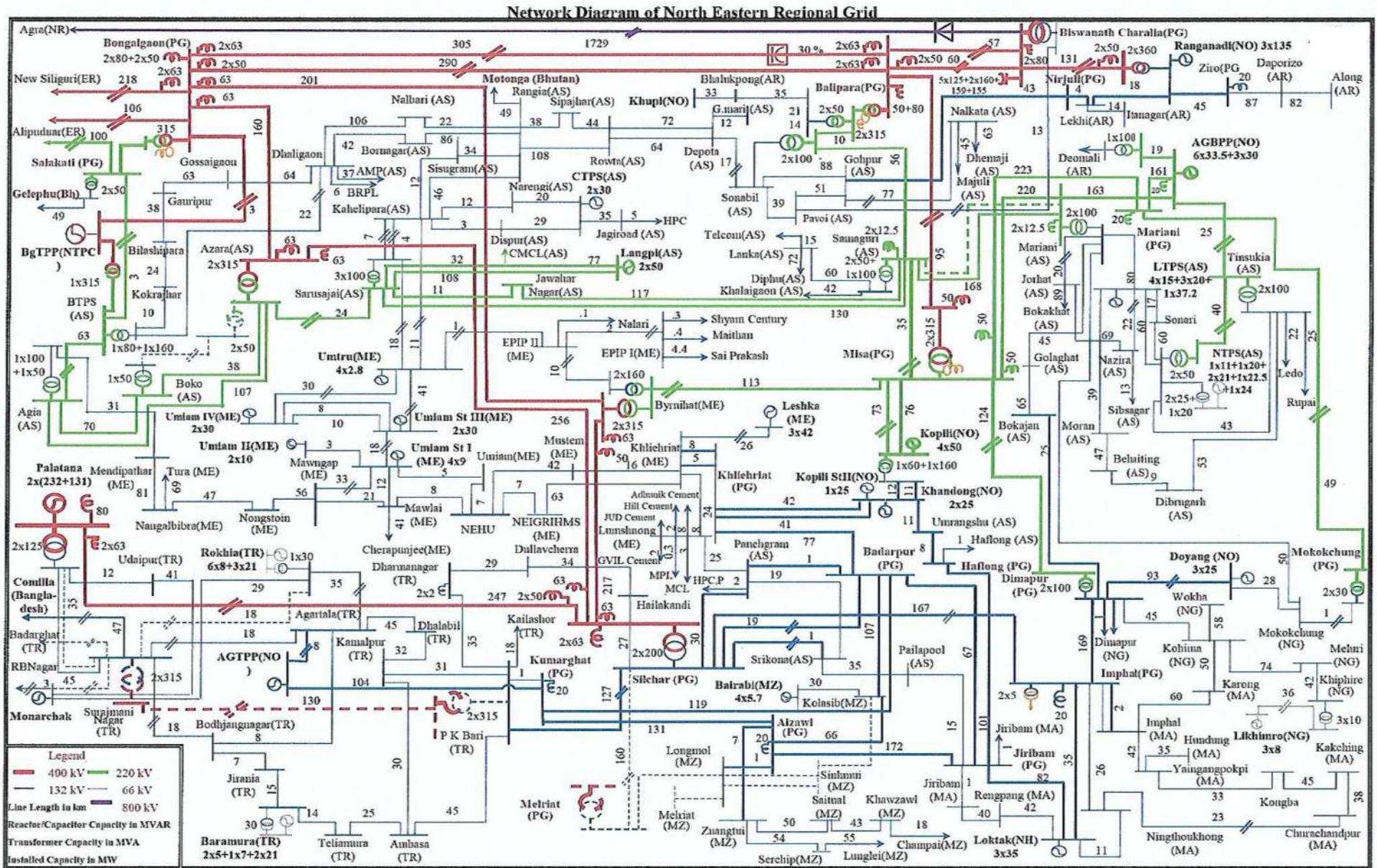
Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	3rd NETeST Meeting	10.06.16	Hotel Nandan, Guwahati
2	4th NETeST Meeting	09.08.16	Hotel Pala Resort, Cherapunjee
3	5th NETeST Meeting	16.11.16	Hotel Nandan, Guwahati

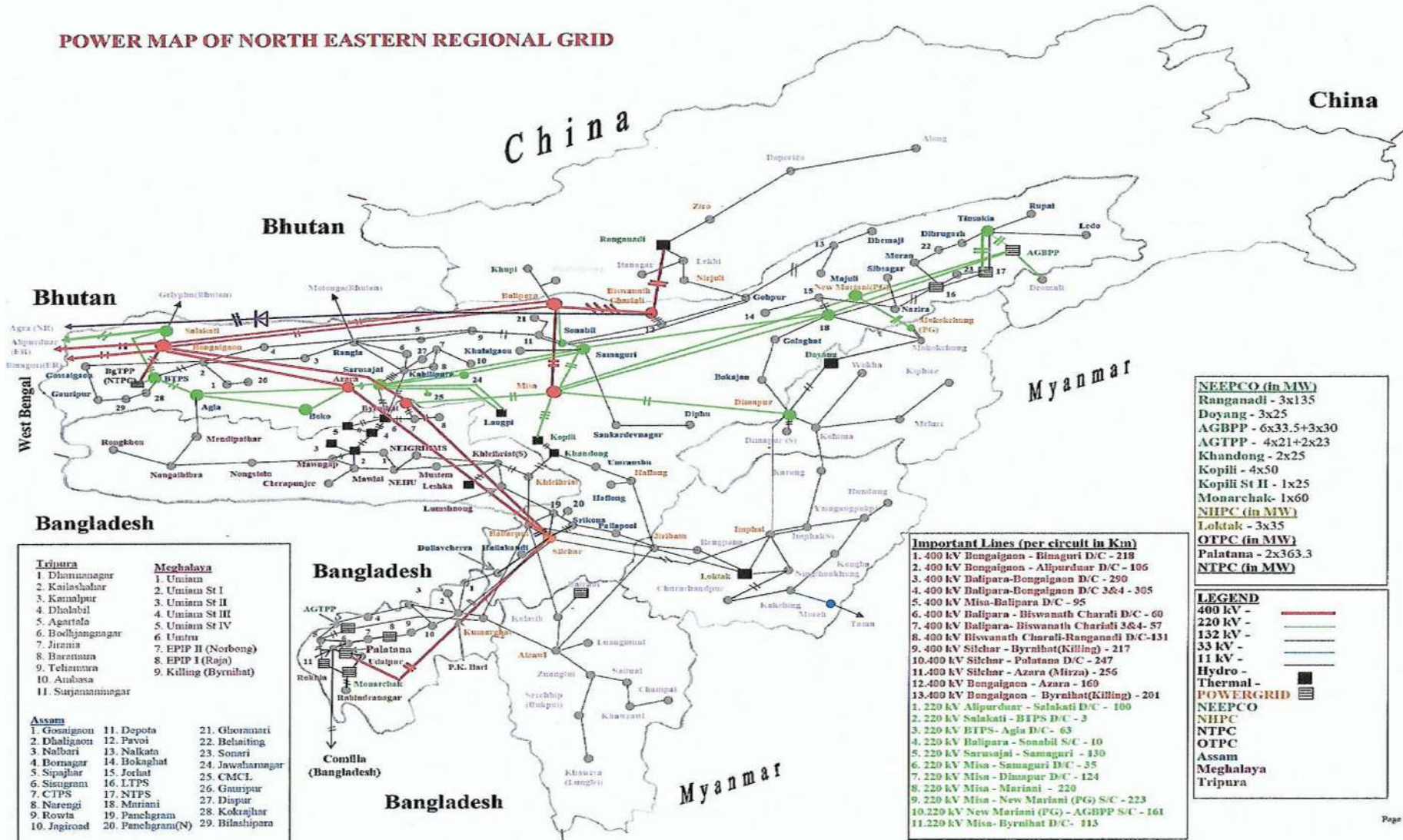
TCC & NERPC Meeting

Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	17th TCC & NERPC Meeting	3rd and 4th Oct 2016	Hotel Classic Grande Imphal

SYSTEM STUDY MEETING

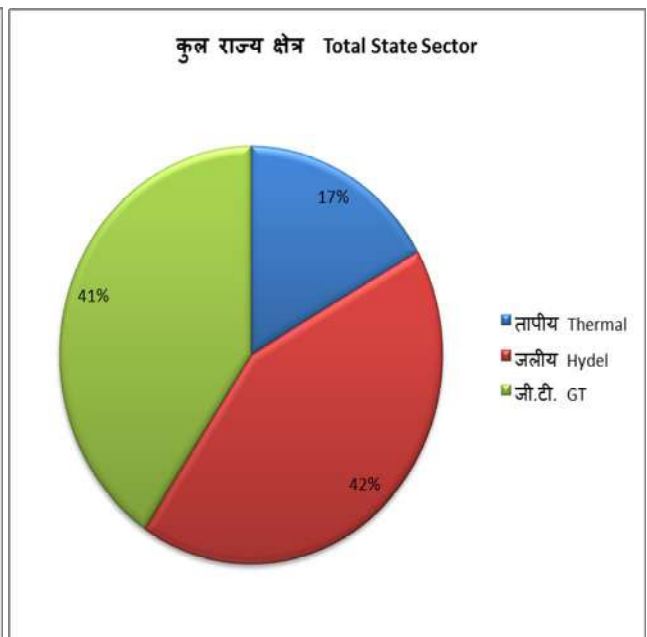
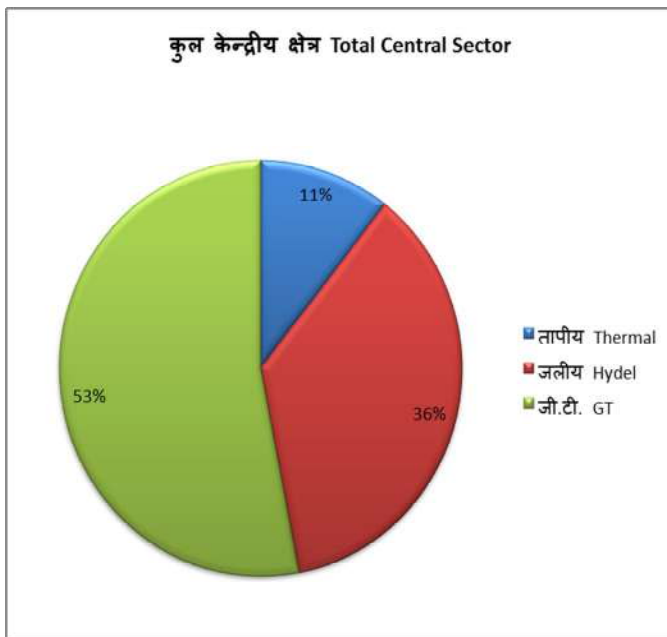
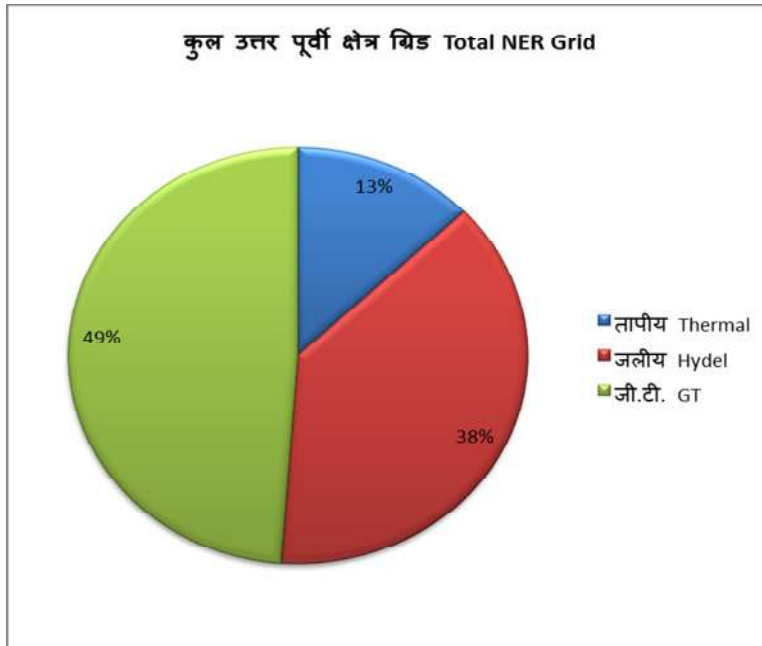
Sr. No	Meetings	Date	Venue
1	12th SS Meeting	30.08.16	NERLDC, Shillong

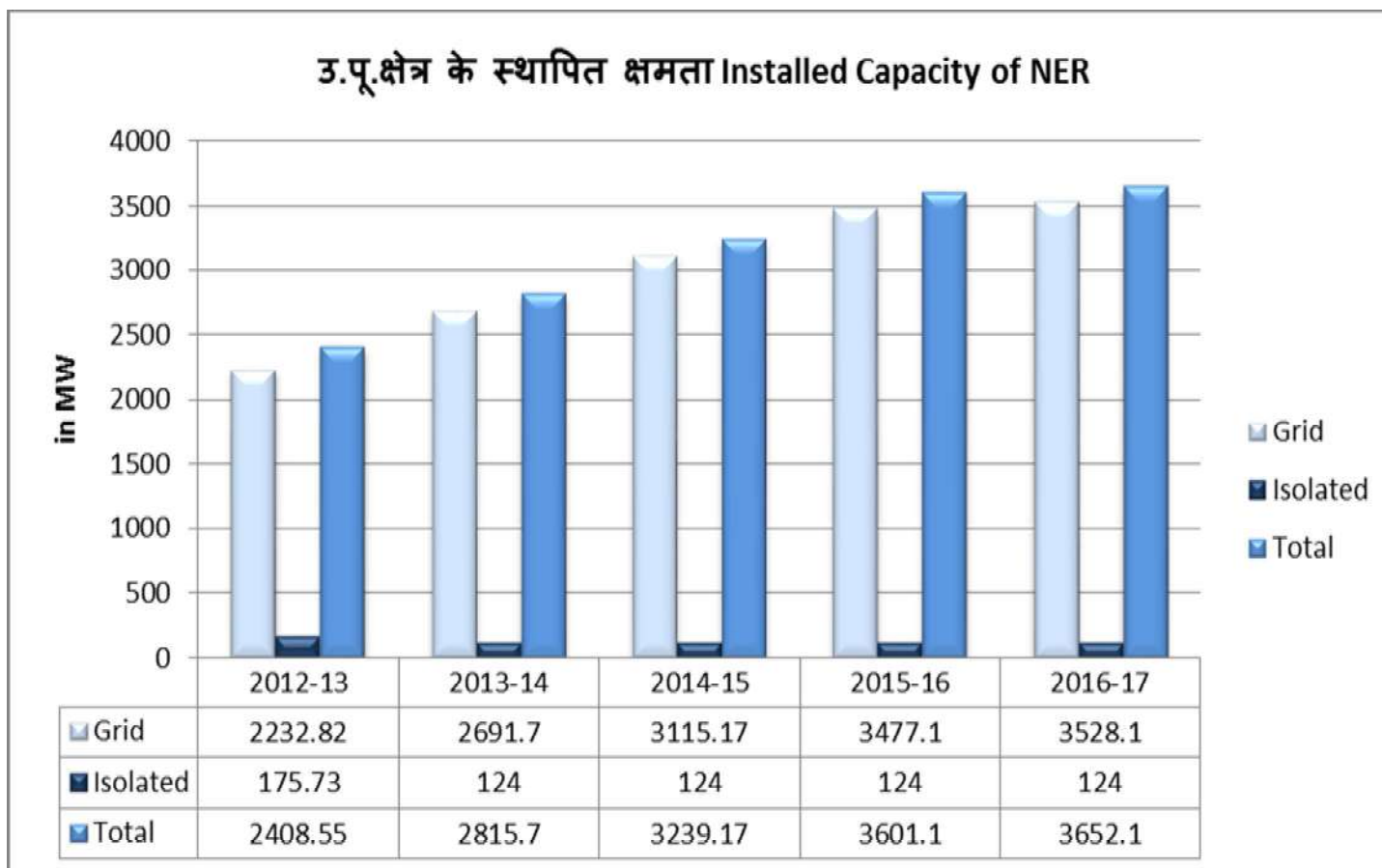


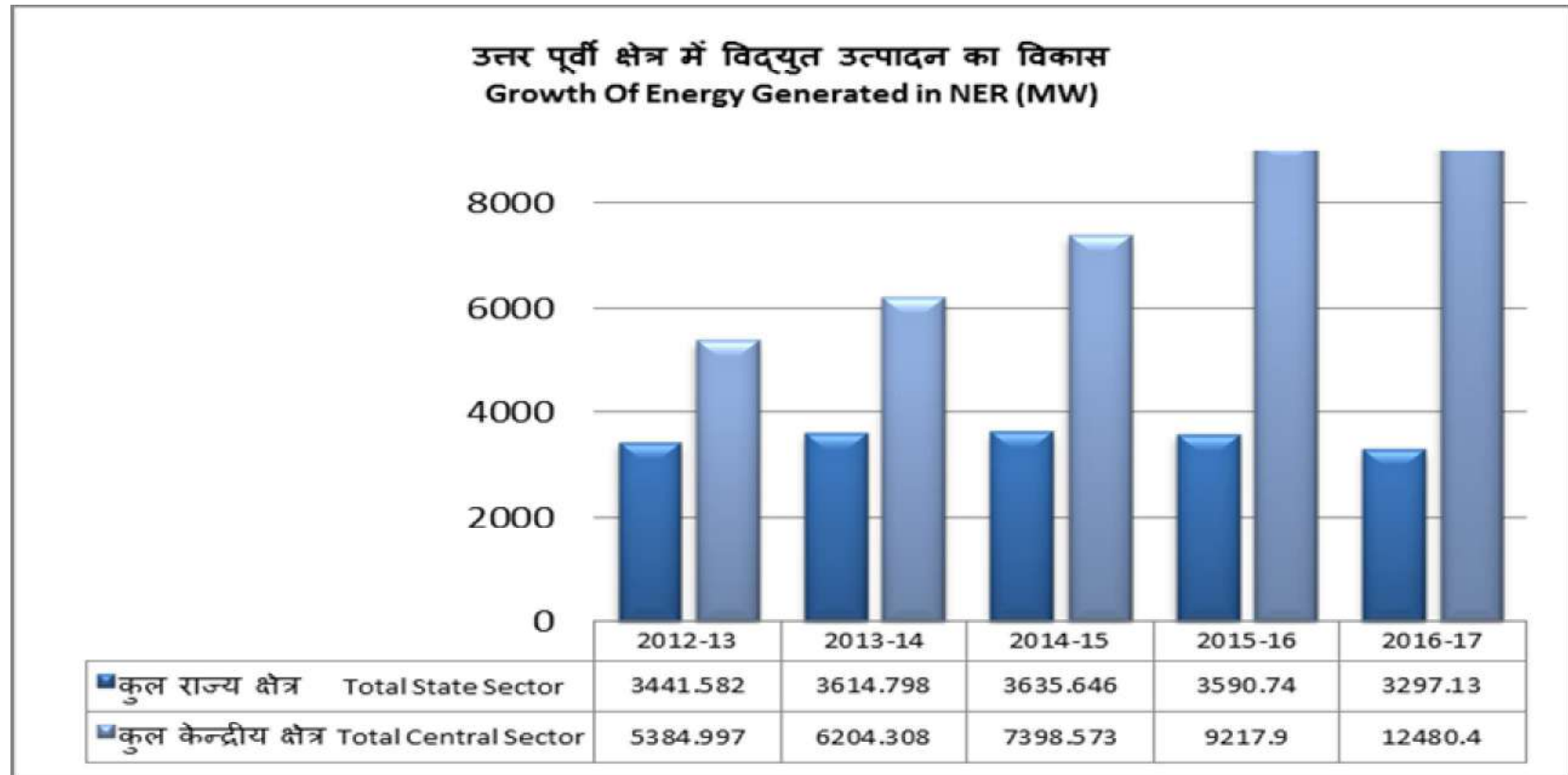


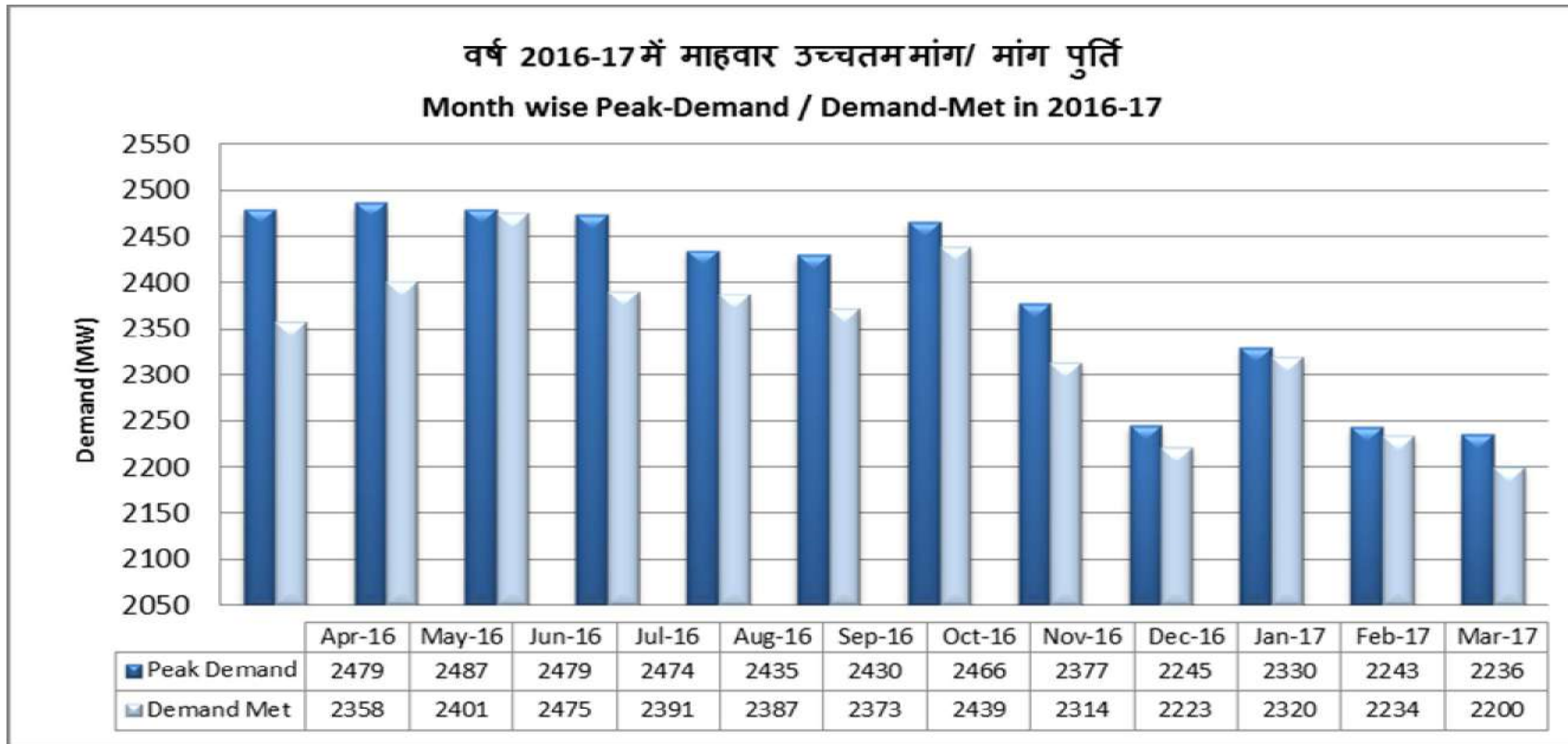
31/03/2017 को उत्तर पूर्वीय क्षेत्र की स्थापित क्षमता (मे. वा.)

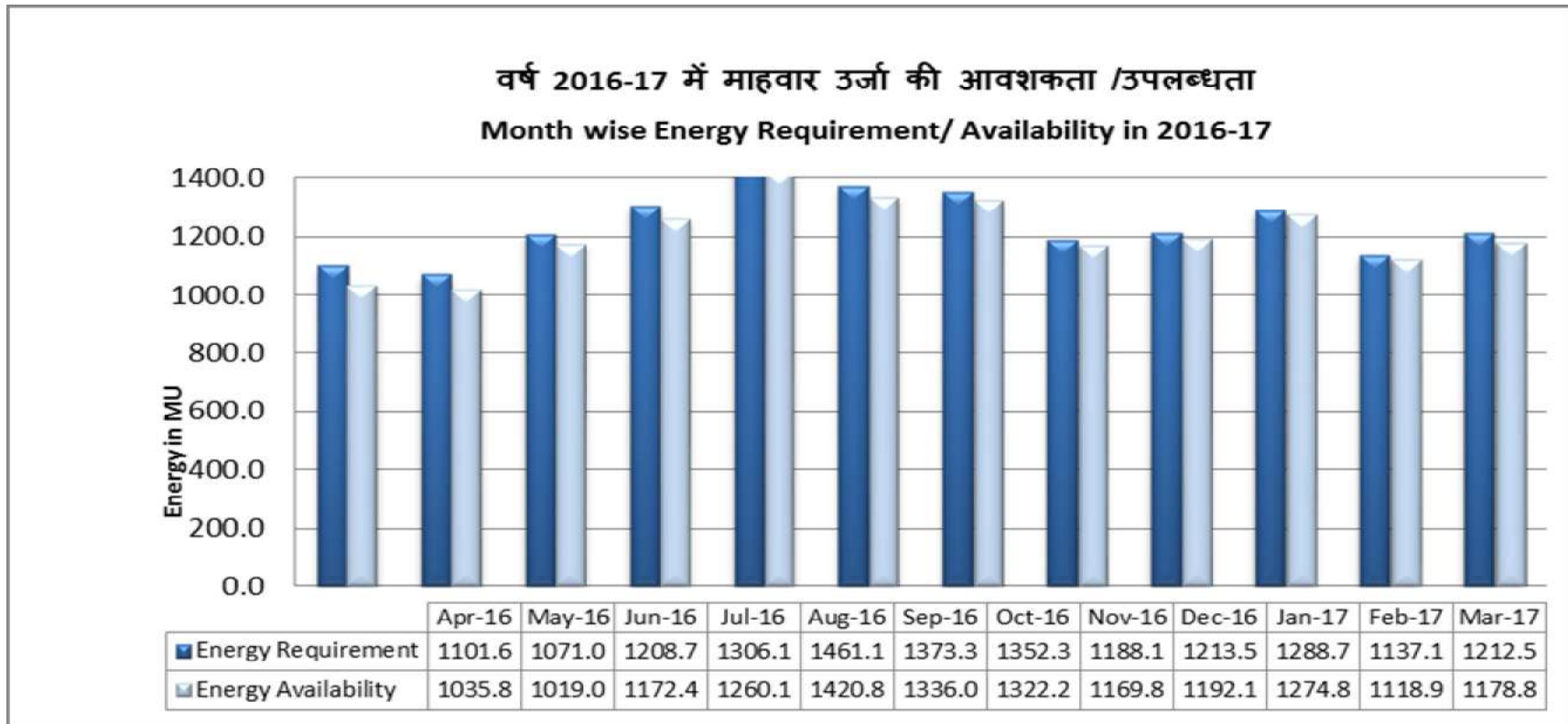
Installed Capacity (MW) of NER as on 31-03-2017

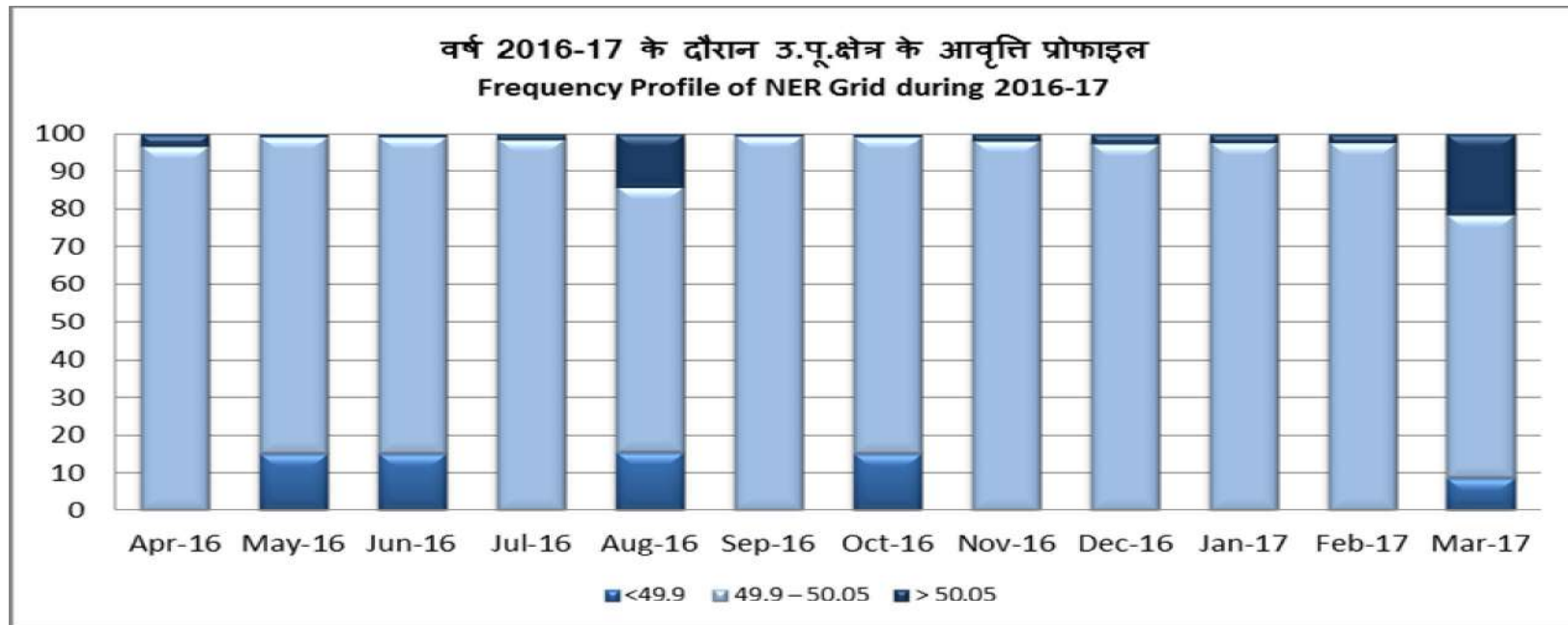


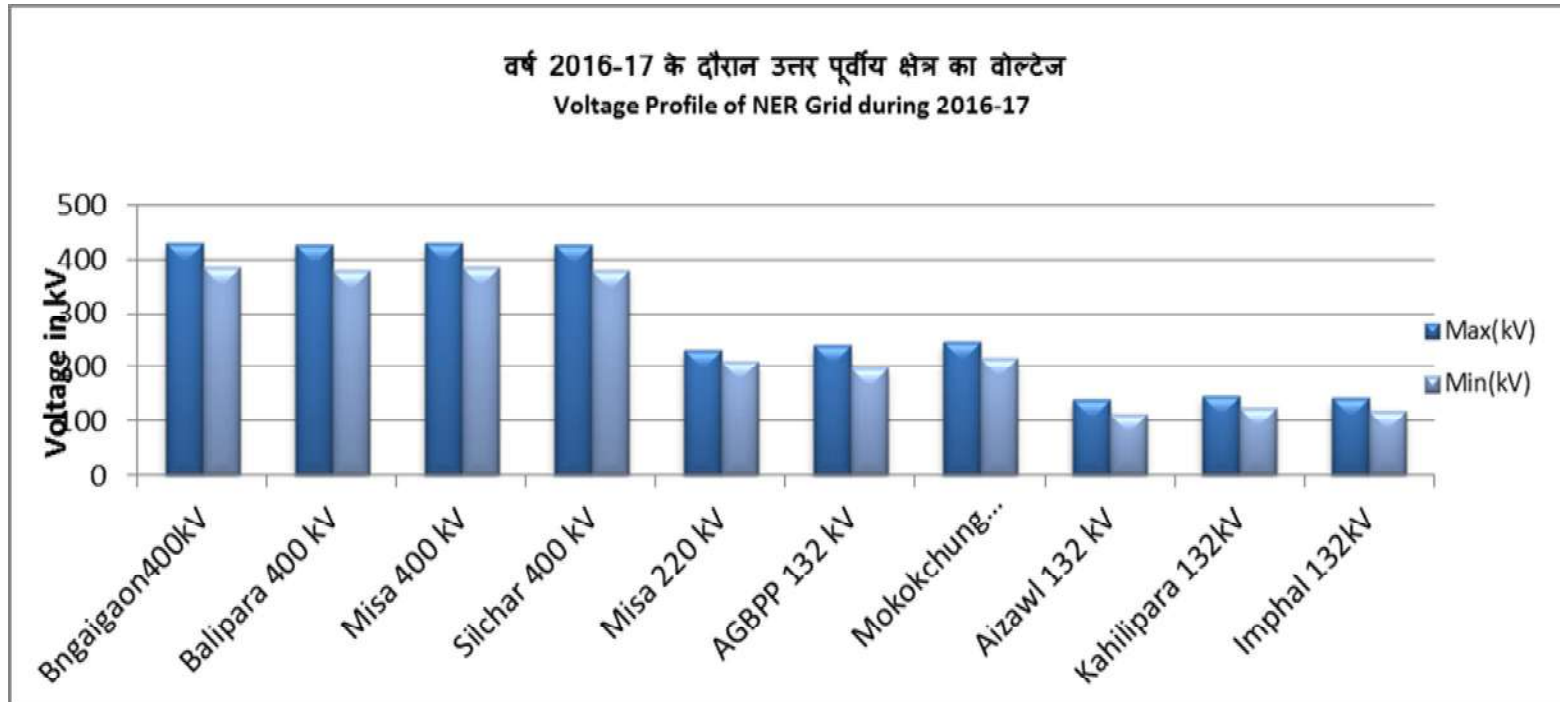












प्रदर्श Exhibit-IX

