

“बिजनेस पोस्ट के अन्तर्गत डाक शुल्क के नगद भुगतान (बिना डाक टिकट) के प्रेषण हेतु अनुमत. क्रमांक जी. 2-22-छत्तीसगढ़ गजट/38 सि. से. भिलाई, दिनांक 30-5-2001.”



पंजीयन क्रमांक
“छत्तीसगढ़/दुर्ग/09/2010-2012.”

छत्तीसगढ़ राजपत्र

(असाधारण)

प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 349]

रायपुर, शनिवार, दिनांक 31 दिसम्बर 2011 – पौष 10, शक 1933

Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission Irrigation Colony, Shanti Nagar, Raipur (C.G.) - 492 011

Raipur, Dated 31/12/2011

No. 40/CSERC/2011. In exercise of powers conferred under section 86(1) (h) read with Section 181(ZP) of the Electricity Act, 2003 (No. 36 of 2003), the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission hereby makes the following Regulation to be known as "**Chhattisgarh State Electricity Grid Code 2011**"

CHAPTER - 1

INTRODUCTION & DEFINITIONS

1.1 Introduction

The Electricity Act, 2003 (Act here after) in Section 86 (1)(h) states that the State Commission should specify a State Grid Code which shall be consistent with the Indian Electricity Grid Code (**IEGC**). In compliance to above provision of the Act, Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (CSERC) notified "Chhattisgarh state Electricity Grid Code-2007" in consistent with the "IEGC-2005". Now that the Central Electricity Regulatory Commission (CERC) has notified new "IEGC Regulations 2010", hence this Grid Code has been made which is consistent with the CERC (Indian Electricity Grid Code) Regulations, 2010. This Grid Code shall be a

legally enforceable, interface document agreed upon and to be complied with by all entities connected to the state transmission system. The Grid Code has been designed to ensure an efficient and coordinated State transmission system and allow State transmission utility (STU) to comply with its obligations in relation to the intra state as well as interstate (wherever applicable) transmission of power.

1.2 Short title, extent and commencement

1. These Regulations shall be called "Chhattisgarh State Electricity Grid Code, 2011" or "State Grid Code-2011".
2. These Regulations shall extend to the whole of Chhattisgarh.
3. These Regulations shall come into force from the date of its publication in the Chhattisgarh Rajpatra

1.3 Definitions

In these Regulations unless the context otherwise requires:

1. "**Act**" means the Electricity Act 2003 (36 of Act 2003), including amendments thereto;
2. "**Active Energy**" means the electrical energy produced, flowing or supplied by an electrical circuit during a time interval, and being the integral of the instantaneous power with respect to time, measured in units of watt hours or standard multiples thereof:
 $1,000 \text{ Wh} = 1 \text{ kWh} = 1 \text{ Unit}, 1,000 \text{ kWh} = 1 \text{ MWh}, 1,000 \text{ MWh} = 1 \text{ GWh} = 1 \text{ MU}$
(Million Units)
3. "**Active Power**" means the product of voltage and the in-phase component of alternating current measured in units of watts and standard multiples thereof :
 $1,000 \text{ W} = 1 \text{ kW}, 1,000 \text{ kW} = 1 \text{ MW}, 1,000 \text{ MW} = 1 \text{ GW}$
4. "**Apparent Power**" means the product of voltage and current measured in units of volt amperes and standard multiples thereof, which is:
 $1,000 \text{ VA} = 1 \text{ kVA}, 1,000 \text{ kVA} = 1 \text{ MVA}, 1,000 \text{ MVA} = 1 \text{ GVA}$
5. "**Apparent Energy**" means the integral of the apparent power with respect to time. It is measured in Volt Ampere hour and standard multiple thereof, which is:
 $1,000 \text{ VAh} = 1 \text{ kVAh}, 1,000 \text{ kVAh} = 1 \text{ MVAh}, 1,000 \text{ MVAh} = 1 \text{ GVAh}$
6. "**Apparatus**" means the electrical apparatus and includes all machines, fittings, accessories and appliances in which conductors are used.

7. **"Authority"** means the Central Electricity Authority referred to in sub-section (1) of Section 70 of the Act.
8. **"Automatic Voltage Regulator "(AVR) "** means a continuously acting automatic excitation system to control the voltage of a generating unit as measured at the generator terminals;
9. **"Backing Down"** means the instructions of SLDC or WRLDC conveyed through SLDC, for reduction of generation of a generating unit under abnormal conditions such as high frequency, low system demand or network constraints;
10. **"Beneficiary"** means a person buying power from SGS,ISGS,InSGS using STU and/or CTU and/or transmission licensees network and who have Transmission Service Agreement with the STU /Transmission Licensee/CTU.
11. **"Black Start Procedure"** means the procedure necessary to recover the grid from a partial or total blackout;
12. **"Breakdown" "** means an occurrence relating to equipment of supply system which prevents its normal functioning;
13. **"Bulk consumer"** means a consumer who avails supply at voltage of 33 KV and above through open access;
14. **"Central Electricity Regulatory Commission" or "Central Commission"** means the Commission set up under Section 76 of the Act;
15. **"Central Transmission Utility" or "CTU"** means any Government company which the Central Government may notify as such under sub-section(1) of section 38;
16. **"Commission" or "CSERC" "** means the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission;
17. **"Connection point"** means a point at which a user's and/or generating plants apparatus are connected to the intra-State transmission system;
18. **"Connection Agreement"** means an agreement between STU, intra-state transmission licensee other than STU (if any) and any person setting out terms related to a connection to and / or use of intra-state transmission system.
19. **"Control Area Customers" (CAC)** means "A generating station connected to ISTS or connected with ISTS and the State network (both)" and whose any of the activity of real time monitoring, scheduling, dispatch control, energy accounting etc are executed by SLDC as per the provisions of the IEGC.
20. **"CSPTCL"** means Chhattisgarh State Power Transmission Company Limited acting as State Transmission Utility (STU).

21. **"Demand"** means the demand of active power in MW, reactive power in MVAR and apparent power in MVA of electricity unless otherwise stated;
22. **"Data Acquisition System"** means a system provided to record the sequence of operation in time, of the relays/equipments as well as the measurement of pre selected parameters;
23. **"Df/dt Relay "** means a relay which operates when the rate of change of system frequency (over time) goes higher than a specified limit and initiates load shedding ;
24. **"Dispatch Instructions"** means an instruction by SLDC to SGS, InSGS to dispatch generation and to distribution licensee/bulk consumers/ to regulate drawal in accordance with the Scheduling & Dispatch procedure of Grid Code;
25. **"Distribution Company (Discom) or Distribution licensee "** means a company engaged primarily in the business of distribution and supply of electricity in its area of supply and licensed to do so under Section 12 of the Act;
26. **"Distribution System"** means the system of wires and associated facilities between the delivery points on the transmission lines or the generating station connection as the case may be and the point of connection to the installation of the consumers.
27. **"Despatch Schedule"** means a State Generating Station / InSGS scheduled to be exported to the grid from time to time.
28. **"Drawal Schedule"** means the submission of the station-wise ex-power plant drawal schedules from SGS / InSGS and drawal from state grid consequent to intra-State open access transaction.
29. **"Disturbance Recorder "** means a device provided to record the behavior of the pre-selected digital and analog values of the system parameters during an events;
30. **"Drawal"** means the electricity taken out from the intra state transmission system.
31. **"Event"** means a unscheduled or unplanned occurrence in the intra State Transmission system including faults, incidents and breakdowns;
32. **"Event logging facility"** means a device provided to record the chronological sequence of operations, of the relays and other equipments;
33. **"Extra High Tension (EHT)" or "Extra High Voltage (EHV)"** means voltage higher than 33kV;

34. **"Fault Locator"** means a device provided at the end of a transmission line to measure/indicate the distance at which a line fault may have occurred.
35. **"Flexible Alternating Current Transmission (FACT)"** means facilities that enable power flow of A.C lines to be regulated, to control loop flows, line loading etc.;
36. **"Generating Plant"** means a generating station which shall include a captive generating plant (CGP) connected to state grid and includes a generation plant /CGP coming under the control area of SLDC as per provision of IEGS;
37. **"Grid Code"** means "Chhattisgarh State Electricity Grid Code - 2011".
38. **"High Tension (HT)" or "High Voltage (HV)"** means voltage higher than 650V but which does not exceeds 33 kV under normal conditions.
39. **"Indian Electricity Grid Code" or "IEGC"** means the central grid code specified by the Central Commission in accordance with sub section 1(h) of Section 79 of the Act.
40. **"Inter-State Generation Station" or "ISGS"** means a Central generating station or other generation station in which two or more states have shares;
41. **"Intra State generating Station" or "InSGS"** means any generating station including Captive generating plant (CGP) which is only connected to State grid;
42. **"Intra State Transmission System" or "State Transmission System" or "InSTS" or "State grid"** means any system for conveyance of electricity by transmission lines within the area of the state and includes all transmission lines, sub-stations and associated equipment of transmission licensee of the state;
43. **"Intra-State user"** means a person such as a generating company including captive generating plant or transmission licensee (other than CTU and STU) or distribution licensee or bulk consumer including captive user whose electrical plant is connected to the State grid at voltage level of 33 KV and above.
44. **"Low Tension" or "Low Voltage"** means voltage 650 Volt and below.
45. **"Maximum Continuous Rating" (MCR)** means the normal rated full load MW output capacity of a generating unit, which can be sustained on a continuous basis at specified conditions;
46. **"Maximum demand"** means the 4 times maximum value of average KVA delivered to consumers at the point of supply during any consecutive period of 15 minutes during the month computed on either block interval or sliding window principle of measurement.

47. **"Operation"** means a schedule or plan action related to the operation of a system;
48. **"Open Access Regulation"** means the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Connectivity and Intra State Open Access) Regulation, 2011.
49. **"Peak Period"** means the period in a day when demand for electricity is at its highest or as directed by the Commission.
50. **"Planned Outage"** in relation to all InSGS unit means outage of power generating units and in relation to transmission facility means outage of transmission lines and equipments, which have been planned and agreed with SLDC in advance, during a year;
51. **"Reactive Energy"** means the integral of the Reactive Power with respect to time. It is measured in volt amperes reactive hours and standard multiple thereof, that is:
- $1,000 \text{ VARh} = 1 \text{ kVARh}, 1,000 \text{ kVARh} = 1 \text{ MVARh}, 1,000 \text{ MVARh} = 1 \text{ GVARh}$
52. **"Reactive Power"** means the product of voltage and current and the sine of the phase angle between them measured in units of volt amperes reactive and standard multiples thereof, that is:
- $1,000 \text{ VAR} = 1 \text{ kVAR}, 1,000 \text{ kVAR} = 1 \text{ MVAR}, 1,000 \text{ MVAR} = 1 \text{ GVAR}$
53. **"Single Line Diagram"** means diagrams which are a schematic representation of the HV/EHV apparatus and the connections to all external circuits at a connection point incorporating its numbering nomenclature and labeling;
54. **"Site Common Drawing"** means drawings prepared for each connection point, which incorporates layout drawings, electrical layout drawings, common protection/control drawings and common service drawings;
55. **"Spinning Reserve"** means the reserve capacity of a generating station which is partially loaded, synchronized to the system and is ready to provide increased generation at short notice pursuant to dispatch instruction, or instantaneously in response to a frequency drop;
56. **"State Load Despatch Centre" or "SLDC"** means the centre established under sub-section (1) of section 39.
57. **"State Sub-Load Despatch Centre" or "SSLDC"** means the offices and associated facilities of the State Load Despatch centre set up at places other than the location of the SLDC for monitoring and control of the State grid;

58. **"State Generating Station" or "SGS"** means any the generating stations owned by the companies owned or controlled by the State Government;
59. **"State Transmission Utility" or "STU"** means the Government Company specified as such by State Government under sub-section (1) of Section 39 of the Act.
60. **"Static VAR Compensator"** means an electrical facility designed for the purpose of generating or absorbing Reactive Power;
61. **"Supervisory Control and Data Acquisition" or "SCADA"** means the combination of transducers, remote terminal unit communication links and data processing systems which provides information to the SLDC on the operational state of the State transmission system;
62. **"Synchronize"** means the condition where an incoming generating unit or system is connected to another system so that the voltage, frequencies and phase relationships of that generating unit or system, as the case may be, and the system to which it is connected are identical and the terms "synchronize" and "synchronization" shall be construed accordingly.
63. **"Time block"** block of 15.00 minutes during which energy meter records specified electrical parameters. For recording of MD in MW or MVA the measurement during the time block may be either on block interval or on sliding window principle.
64. **"Under Frequency Relay"** means a relay which operates when the system frequency falls below a specified limit and initiates load shedding

Words or expressions used herein and not defined shall have the meanings assigned to them under the Act and other Regulations issued by the Commission/Central Commission.

1.4 Application of other codes etc.

1. This code shall be read along with the, Chhattisgarh State Electricity Supply Code, Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Connectivity and Intra State Open Access) Regulation, 2011, other relevant provisions of the Act, and relevant Standards / following Regulations issued by Central Electricity Authority along with amendments thereon, rule and regulations made there under.
 - (i) Central Electricity Authority (Installation and Operation of Meters) Regulations, 2006

- (ii) Central Electricity Authority (Installation and Operation of Meters) Amendment Regulations, 2010
 - (iii) Central Electricity Authority (Technical Standards for Connectivity to the Grid) Regulations, 2007
 - (iv) Central Electricity Authority (Safety Requirements for Construction, Operation and Maintenance of Electric Plants and Electric Lines), Regulation, 2008,
 - (v) Central Electricity Authority (Measures relating to Safety and Electric Supply), Regulation, 2010.
 - (vi) Central Electricity Authority (Grid Standards) Regulation, 2010
 - (vii) Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulations, 2010.
 - (viii) Central Electricity Authority (Safety Requirements for Construction, Operation and Maintenance of Electric Plants and Electric Lines), Regulation, 2011,
2. Where any of the provision of this Code is found to be inconsistent with those of the Act, rules or regulations made there under, notwithstanding such inconsistency, the remaining provisions of this Code shall remain operative.
 3. Where any dispute arises as to the application or interpretation of any provisions of this Code, it shall be referred to the Commission whose decision shall be final and binding on the parties concerned.
 4. Wherever extracts of the Electricity Act, 2003, are reproduced, any changes /amendments to the original Act shall automatically be deemed to be effective under this Code also
 5. All Users who are connected to and/ or use the InSTS, shall comply with the relevant regulations and Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Intra-State ABT, Unscheduled Interchange charges and related matters) Regulations, to be notified and amendments thereon.

1.5 Structure of Chhattisgarh State Electricity Grid Code, 2011.

This State Grid Code contains the following chapters, namely:

Chapter - 1 : Introduction - This Chapter contains introductory parts of the Grid code and definitions of related terminology used in the Code.

Chapter - 2 : General - This part largely deals with the scope and application of these regulations and with Grid review Committee;

Chapter - 3 : Planning Code - This Code specifies the principles, procedures and criteria that shall be used in planning and development of intra-State transmission system;

Chapter - 4 : Connectivity Conditions and criteria - Connection Conditions specify the minimum technical and design criteria that shall be complied with by a Transmission Licensee and User connected to or seeking connection to the intra-State transmission system;

Chapter – 5 : Operating Code - This Code describes the conditions under which the State Load Despatch Centre shall operate the intra-State transmission system and under which Intra-State Users shall operate their facilities, in so far as necessary to maintain the security and quality of supply and safe operation of the intra-State transmission system.

Chapter - 6 : Scheduling and Despatch Code - This Code deals with the provisions related to development of Scheduling and Despatch Code for the State of Chhattisgarh.

Chapter -7 : Protection Code - This chapter deals with standard protection practices to be adopted for transmission lines sub-stations connected to State Transmission System.

Chapter - 8 : Metering Code - This chapter covers the standard technical specifications of metering practices to be employed in Transmission system connected to State Grid.

Chapter - 9 : Contingency Planning - This chapter outlines the contingency plan to be adopted by the entities connected to State Grid in case of total or partial outage of Transmission system.

Chapter - 10 : Safety Standards - This chapter describes safety standards to be adopted in operation of State Grid.

Chapter - 11 : Operation Event and Incident Reporting - This chapter describes the manner of operation and incident reporting by the entities connected to State Grids.

Chapter - 12 : Data Registration - All the users of State Grid have been made responsible for proper data logging and data communication to STU. This chapter describes these issues.

Chapter - 13 : Miscellaneous - This part deals with a number of miscellaneous aspects including compliance with the State Grid Code, Power to amend, power to remove difficulties and dispute resolution etc.

CHAPTER - 2

GENERAL

2.1 Scope of regulation and extent of application

2.1.1 These regulations shall be applicable to-

- i. every Transmission Licensee in the State including State Transmission Utility (STU);
- ii. the State Load Despatch Centre (SLDC);
- iii. Every User who is connected to and/or uses the intra-State transmission system:
- iv. All Users connected with and/or utilizing the Intra-State Transmission System (InSTS) are required to abide by the principles and procedures defined in this code/IEGC in so far as they apply to that User.

2.1.2 Transmission Licensee, forming part of the InSTS, and User, having connection(s) with the InSTS, should comply following requirements under these regulations.

- i. Enter into a connection agreement in accordance with chapter - 4;
- ii. Provide protection systems in accordance with Chapter - 7;
- iii. Provide communication facilities and compliance of telemetry requirement in accordance with Chapter - 4;
- iv. Provide for system recording instruments in accordance with Chapter - 12;
- v. Develop Single Line Diagrams in accordance with clause 4.8.2 of Chapter - 4;
- vi. Develop Site Common Drawings and site responsibility schedule in accordance with Clause 4.8.3 of Chapter -4 ;
- vii. Installation and Operation of meters in accordance with Metering Code developed as per Chapter - 8.

2.2. Availability of Chhattishgarh State Electricity Grid Code- 2011

The Commission, SLDC and STU shall display a copy of the State Grid Code - 2011 on their website. Printed copy of the State Grid Code - 2011 shall be made available by State Transmission Utility to any person at a price not exceeding the reasonable cost of printing it.

2.3. Role of STU and SLDC

The STU shall be responsible for managing and implementing this Code. The STU and the SLDC shall discharge such functions and responsibility as entrusted to them under

the provisions of the Act and any other regulations issued by the concerned authority in an independent and un biased manner.

In addition to above the SLDC shall also be responsible for “Operation of State UI pool Account, “State reactive energy Account” and “Congestion Charge Account” etc as may be provided in the relevant regulations. Provided that in event of a SLDC being operated by the STU, as per first provision of sub-section (2) of Section 31 of the Act, adequate autonomy shall be provided to the SLDC for it to be able to discharge its functions in the above mentioned manner.

2.4 State Grid Coordination Committee:

2.4.1 The State Grid Coordination Committee shall consist of the following members:

- i. Managing Director of Chhattisgarh State Power Transmission Company Limited (CSPTCL) - Chairman
- ii. Executive Director / Chief Engineer or In-charge of SLDC - Member Secretary
- iii. Executive Director / Chief Engineer nominated by Chhattisgarh State Power Generating Company Limited (CSPGCL) - Member
- iv. One representative nominated by SLDC- Member
- v. One representative nominated by each of distribution licensees - Member
- vi. One representative from each of Transmission licensees other than STU - Member
- vii. One representative from generating plants other than the CSPGCL with installed capacity of 500 MW and above connected with state grid - Member
- viii. One representative of the association, if any, of other generating plants other than at (vii) above - Member.

Note: Members mentioned at (vii) and (viii) above will have tenure of two years.

2.5 Functions of the committee.

2.5.1 The functions of the State Grid Coordination Committee shall be as follows: -

- i. Facilitating the implementation of these regulations and the rules and procedures developed under the provision(s) of these regulations.
- ii. assessing and recommending remedial measures for issues that might arise during the course of implementation of provisions of these Regulations and the rules and procedures developed under the provisions of these Regulations;
- iii. review of the State Grid Code, in accordance with the provisions of the Act and these Regulations; and suggest to the Commission, the necessary amendments/changes required to be brought, in these regulations for smooth

operation of the power sector and in the interest of overall compliance to the provisions of the Act

- iv. to study such other matters as may be directed by the Commission from time to time.

2.5.2 The Committee will meet at least once in six months.

2.5.3 The Member Secretary shall present all proposals to the Committee for its consideration. The outcome of the meeting should be informed to Commission within 15 days.

2.5.4 The Committee may set up sub-committees for detailed study of related problems. The sub-committees may discuss with an Intra-state User its individual requirements and with groups of users to prepare proposals for the Grid Coordination Committee.

2.5.5 The recommendations of the Committee may be submitted to the Commission for consideration and approval. The Commission may amend the Grid Code on suo-motu or on the recommendations of the Committee as may be deemed fit. However, before any amendment is made in this code, comments on the proposed changes shall be obtained from the Intra-state users and the public.

xxx

CHAPTER - 3
PLANNING CODE

3.1 Transmission system planning

3.1.1 In accordance with section 39 (2) (b) of the Act, the STU shall discharge all functions of planning and coordination relating to the state transmission system (STS) with CTU, State Govt., Generating Companies, Regional Power Committees, Central Electricity Authority, Licensee and any other person notified by State Government in this behalf which may utilize the state transmission system for evacuation or drawal of power from state transmission system.

3.1.2 The system planning specifies the technical and design criteria and procedure to be adopted by STU for the planning and development of the transmission system. The users of the transmission system shall take such system planning into account for planning and development of their own system. The STU in consultation with the Intra-State users shall evolve an efficient, secured and economical intra-state transmission system in order to satisfy the requirements of demand and generation.

- i. The STU shall upload on its Internet website the approved transmission system plan for the InSTS (intra-State Transmission System).
- ii. The transmission system plan shall cover a plan period of ten (10) years commencing from control period of five years. Business plan be got approved for five years of control period. Subsequent five year plan will be tentative and will be subjected to approval of the Commission. Approved business plan be reviewed every year and proposal for change, modification, addition or alteration in business plan be submitted by 30th September of every year for examination and approval. STU may also carryout change, modification in their tentative plan based on changed needs and may upload it in its website.
- iii. The transmission system plan shall include the proposed intra-State transmission schemes for system strengthening for the benefit of Intra-state Users, as per business plane approved by the Commission. The transmission system plan may include information related not only to intra- State transmission lines but also additional equipment including transformers, capacitors, reactors, Static VAR Compensators and Flexible Alternating Current Transmission Systems: Provided further that the transmission system plan shall also include information on progress achieved on the identified intra-State transmission schemes and system strengthening schemes.

- 3.1.3 The formats of the transmission system plans shall be provided to distribution / transmission licensee by the State transmission utility and the same shall be available in the website of STU.
- 3.1.4 The need for reinforcement and extension of the system arises due to many reasons of which a few are mentioned below:-
- i. The development on a user's system already connected to the state transmission system.
 - ii. Introduction of a new connection point between Intra-state user's system and the transmission system.
 - iii. The need to increase system capacity, removal of operational constraints, maintenance of security standards and meeting general increase in demand.
 - iv. Steady state and transient stability considerations.
 - v. Cumulative effect of any combination of the above four.
- 3.1.5 The development of the transmission system must be planned in advance duly allowing sufficient lead time, considering the following:
- i. The time required for detailed engineering, design and construction work to be carried out. The system planning therefore enforces the time scales for exchange of information between the STU and the user(s). All the concerned parties, wherever appropriate, shall have due regard to the confidentiality of such information;
 - ii. The time required for obtaining the necessary statutory approvals such as notification in government gazette Power and Telecommunication Co-ordination Committee (PTCC) clearance, Forest clearance, Railway clearance, clearance from civil aviation authorities, National highways, State highways etc., and the right of way permissions wherever required, shall also be taken into account.

3.2 Perspective Plan:

- 3.2.1 Load forecasting shall be the primary responsibility of distribution licensees within their area of supply. The distribution licensees shall determine the base load, peak load and energy forecast of their areas for ten years starting from commencement of five year control period for which business plan will get approved by STU from the Commission subsequently annual change in the data if any be submitted to STU every year. These shall include the details of demand forecasts, data methodology and assumptions on which the forecasts are based. The peak load and energy forecast shall be made for the overall area of supply. The STU shall also review the methodology and

assumptions used by the distribution licensees in making the load forecast, in consultation with them. The resulting overall forecast will form the basis of planning for expansion of transmission system, which will be carried out by the STU.

3.2.2 The STU shall forecast annual peak load for each connection point / interface point with the transmission system by considering the developing load of distribution licensee and long term open access requisitions by different generating stations. The peak load requirement at each connection point / interface point will be ensured by the STU. It may determine the corrective measures to be taken to maintain the capacity adequacy in the transmission system up to the connection point / interface point. This will facilitate the transmission licensee to develop a compatible transmission system. However, if the distribution licensee receives power at a number of connection points/interface points in a compact area, which are interconnected in a ring then the load forecast should take care of that of transmission system the maximum load at any point of time is to be taken. These forecasts shall be updated annually and also whenever major changes are made in the existing system.

3.2.3 The STU shall be responsible to prepare a long-term (10 years) plan for the compatible expansion of the intra-state transmission system to meet the future demands.

Such planning shall be in conformity with followings:

- i. Perspective plan formulated by CEA.
- ii. Electric Power Survey of India published by the CEA.
- iii. Transmission Planning Criteria and guidelines issued by the CEA.
- iv. Operational Feedback from RPC, RLDC and SLDC.
- v. Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Connectivity and Intra-State open access) Regulation, 2011 as amended from time to time.
- vi. Any capacity addition in State.

This compatible intra-state transmission plan shall also include provision for reactive compensation needed for the transmission system.

3.3 Planning Standards and Procedures:

The State Transmission System shall be planned in accordance with the "Transmission Planning criteria" issued by CEA. The Transmission System Planning and Security Standard are the guidelines for planning and expansion of Transmission System in the State. The long term perspective planning involves an integrated approach for evacuating power from different generating stations under long term open access irrespective of their ownership, and delivering it to the beneficiaries over an

optimally designed transmission system with reliability, security and economy. The power system in the State grid has to be planned in such a manner, that the power received from all generating plants, share of power from Western grid and central sector generating stations, can be transmitted without constraints to different beneficiaries, as per their allocated shares, maintaining a reasonably good voltage profile, stability conditions and redundancy criteria.

The transmission planning should be developed to achieve a strong coordinated power system for the State, Western region and ultimately a national grid, where substantial inter-regional transfers can be achieved with optimized utilization of available generation. The transmission planning shall also provide a high standard of supply to beneficiaries with acceptable degree of reliability and at reasonable cost. The criterion should be that even under the conditions of the specified outages considered in the security standards, the power flow should not be affected. The transmission lines and sub-stations shall be so planned that the same can be upgraded when necessary in future, with minimum interruptions and modifications.

For the purpose of reducing inventory, procurement time and installation time, the transmission licensee shall adopt standardized designs as far as possible for transmission line towers, structures for sub-stations, sub-station lighting, control room lighting and ventilation, sub-station earthing, standardized specification for line materials, transformers, substation equipment, cables, bus bar accessories, insulators, hardwares, lightening arrestors etc.

The possibility of providing adequate connections within the State grid with inter state grid has to be considered wherever economically feasible considering all economic energy / capacity interchanges. The modern Flexible AC transmission system (FACTS) based on thyristor based controls, HVDC, fast controllable phase shifters etc., have also to be considered wherever economically feasible and / or constraints of corridor for construction of new transmission lines.

The scope of planning standard should cover:

- i. system studies;
- ii. assessment of the system data;
- iii. assessment of generation availability;
- iv. planning criteria;
- v. security conditions required for maintaining specified degree of reliability;
- vi. criteria for sub-station planning; and
- vii. estimation of reactive power compensation required.

3.3.1 System studies:

- i. The loads to be supplied from various sub-stations at steady state condition within the limits of declared voltage and acceptable frequency of 50 Hz and the future load development has to be assessed after making a detailed study of the present conditions and a load survey. A reasonable estimation of transmission losses shall also be included for arriving at peak availability, The system is to be further evolved based on the following power system studies:
 - (a) Load flow
 - (b) Optimal power flow for various conditions
 - (c) Short circuit
 - (d) System stability – steady state
 - (e) System stability – transient
 - (f) Studies to determine switching / temporary over voltages
 - (g) Other studies as required.
- ii. These studies require suitable computer programs. The models incorporating generation, transmission and load shall be prepared separately for each year of a plan period assessing probable year of commissioning of particular lines, substations, additional transformers in existing sub-stations etc., based on the system network for the year in question with all the generation and load buses properly located. Inter connections with the neighboring states at 400kV and 220kV levels shall also have to be incorporated. Appropriate equivalent circuit models shall be used to take into account the fault level at the connection points / interface points. The interconnection buses shall be modeled by representing significant and necessary portions of the neighboring networks to represent realistically the MW and MVA imports/exports. Studies shall be carried out both for peak load and zero load conditions.

3.3.2 Assessment of System data

To arrive at a reasonably accurate load forecast and for conducting studies, compilation and updating of system data is absolutely necessary. The planning study should begin with the proper representation of the existing system to establish the base case and to validate the model. The results obtained from the existing system should be verified with the meter readings, logged data at the sub-stations and the State Load Despatch Centre to closely match the same. The system parameters have to be updated incorporating the correct data whenever addition or modifications have been carried out on the system either by the survey of the correct line lengths and conductor configurations or preferably by direct measurement of the line impedance values whenever and wherever possible. All the system data shall be the

same for both the planning standards and operation standards. The loads shall be modeled at 220KV and 132KV buses. The annual minimum load shall be taken as a percentage of annual peak demand as prevailing in the base year.

3.3.3 **Assessment of Generation availability:**

For peak load conditions, different generation mixes of various generating stations, resulting in an optimal average cost shall be determined by conducting the required number of load flow studies, or using well developed computer software packages to determine the same. For the minimum load conditions, the generator which “must run”, shall be used in conjunction with the most economical generation. The generation dispatch for the purpose of sensitivity analysis corresponding to a complete shutdown of a major generating station shall be worked out by increasing the generation at other stations to the extent possible keeping in view the maximum likely availability at those stations, cost of power, etc. transmission constraints will have to be addressed properly. The transmission system being planned shall consider the adequacy of the network required to transmit power even under various outage conditions specified in the security standards. Studies shall be repeated for normal and contingency conditions as required in the security standards.

3.3.4 **Planning criteria:**

The Central Electricity Authority (CEA's) “Manual on Transmission Planning Criteria” shall be adopted with modification particularly with reference to steady state voltage limits and security standards in such a way so as to maintain steady state voltage within limits as per clause 5.2.17 of this code.

(a) Line loading limits:

The permissible line loading limits shall conform to CEA's “Manual on Transmission Planning Criteria”. The over loading and under loading of lines shall be decided accordingly. Maximum line loading capacity as considered in the CERC (Rates and Charges and Terms and Conditions for use of intervening Transmission Facilities) Regulations, 2010 is as under:

Sr. No.	Voltage	Line loading capacity Considered (MW)
1.	400	450
2.	220	250
3.	132	90
4.	66	27

However, in view of CEA's "Manual on Transmission Planning Criteria" and looking to thermal limit and conductor size used, voltage wise maximum quantum of power permissible for injection into state grid is shown as in clause 4.2.1 of this code.

(b) Options for strengthening of transmission network:

- i. Addition of new transmission lines to avoid over loading of existing system (wherever three or more circuits of the same voltage class are envisaged between two sub-stations, the next higher transmission voltage may be considered).
- ii. Up-gradation of the existing transmission lines such as raising height of conductor supports and / or switch over to insulated cross-arms to facilitate change over to higher voltage, if the tower design so permits.
- iii. Replacement of conductor of the existing transmission line with higher size of conductors or with AAAC (All Aluminium Alloy Conductor).
- iv. The choice shall be based on cost, reliability, right of way requirements, energy losses, down time, etc.
- v. All single circuit lines shall be planned generally with double circuit towers, wherever technically feasible, to enable future expansion without right of way problems. Construction of multi circuit tower can also be planned to resolve right of way problem.

3.3.5 Security standards:

(a) Steady State Stability:

Security is the ability of the electric system to withstand sudden disturbance such as electric short circuit or unanticipated loss of system element, detailed in Clause 6 of "Manual on Transmission Planning Criteria" issued by CEA. The State Transmission System shall be designed for a security level of "n-1" i.e. to withstand a single contingency with little negative effect. This means the most severe fault or tripping of a critical generator, transformer or line should not result in instability of the system, overloading of lines and/or transformers for more than 15 minutes, voltage drop of more than 10% when the system import is increased by 20%. State Transmission Utility /Transmission Licensee shall maintain the system security level of "n-1" (single contingency) plus spinning reserve margin for Steady State Operation.

The system shall be planned to withstand satisfactorily without any load shedding or altering the generation at generating stations for at least, any one of the following outage conditions:

- (a) Outage of any tower in a Double Circuit (D/C) transmission line.
- (b) Two circuits of 132kV or 220kV lines.
- (c) One circuit of 400KV line
- (d) One interconnecting transformer
- (e) One largest capacity generator
- (f) One inter-connecting line with neighboring grid.

The above contingencies shall be considered assuming a pre-contingency system depletion (planned outage) of another 220kV double circuit line or 400kV single circuit line in another corridor and not emanating from the same sub-station. All the generating stations shall operate within the limits as per their reactive capability curves and the network voltage profile shall also be maintained within the specified voltage limits.

(b) Transient stability:

The system shall be designed to maintain synchronism and system integrity under the following disturbances:

- (a) Outage of the largest size generator in the State grid or connection with neighboring grids.
- (b) A single line to ground fault on a 400 kv line, single pole opening of the faulty phase (5 cycles) with unsuccessful reclosure (dead time 1 sec) followed by 3 pole opening (5 cycles) of the faulty line.
- (c) 400 kV D/C line.
 - (i) When both the circuits are in operation, the system shall be capable of withstanding a permanent fault on one of the circuits followed by a three-pole opening (100-m.sec.) of the faulty circuit.
 - (ii) When one of the circuits is under maintenance / outage the system shall be capable of withstanding a transient fault on the circuit in service.
- (d) A permanent 3-phase fault with duration of 8-cycles on 220 kV or 132kV line assuming three-pole opening.
- (e) No stability studies for faults are required for radial lines.

3.3.6 Substation planning criteria:

For meeting a particular quantum of load, the number of required Sub-stations depends upon the choice of voltage levels, the MVA capacity and the number of feeders permissible etc. The number of EHT transformers, Interconnecting Transformers shall also be considered in planning to take care of contingencies of planned/forced outages. In all EHV sub-station (132 KV and above) should have at least Two transformers. The following criteria can be adopted:

- (a) The capacity of any single substation at different voltage levels shall normally not exceed the following as per CEA (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulations, 2010.

765 kV	4500MVA
400kV	1500 MVA
220 kV	500 MVA
132 kV	150 MVA

- (b) Size and number of Interconnecting Transformers (ICTs) shall be planned in such a way that outage of any single unit would not overload the remaining ICTs or the underlying system. Normally there should not be more than three power transformer / ICT in EHV sub-station.
- (c) Size and number of Transformers in EHV sub-station shall be planned in such a manner that in the event of outage of any single unit, the remaining transformers may supply adequate load. This has to be achieved in such a manner that, with the connection of the adjacent Sub-stations, the load exceeding the capacity of the available transformers may be transferred on to neighboring sub-station.
- (d) The rated rupturing capacity of the circuit breakers in any Sub-station shall not be less than 120% of the maximum fault levels at the sub-stations. (The 20% margin is intended to take care of increase in short circuit levels as the system grows). The minimum rated rupturing capacity and duration of switchgear at different voltage levels are as follows as per CEA (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulations, 2010:

11 kV	16 kA for 1 sec in urban area. 12.5 kA for 1 sec in rural area
33 kV	25 kA for 1 sec.

132 kV	31.5 kA for 1 or 3 sec*
220 kV	40 kA for 1 sec
400kV	40 kA or 50 kA for 1 sec
765 kV	40 kA or 50 kA for 1 sec

* 1 or 3 sec. Duration may be decided as per fault level.

(e) While sub-station planning, Insulation level of transformers and reactor windings and bushing should be taken as per following table as specified in CEA (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulation, 2010.

Rated Voltage	Windings			Bushings		
	Rated power frequency withstand voltage (kVrms)	Rated switching impulse withstand voltage (kV peak)	Rated lightning impulse withstand voltage (kVpeak)	Rated power frequency withstand voltage (kVrms)	Rated switching impulse withstand voltage (kV peak)	Rated lightning impulse withstand voltage (kVpeak)
800kV	-	1550	1950	880	1550	2100
420kV	-	1050	1300	630	1050	1425
245kV	395	-	950	460	-	1050
145kV	275	-	650	275	-	650
72.5kV	140	-	325	140	-	325
52kV	95	-	250	95	-	250
36kV	70	-	170	70	-	170
24kV	50	-	125	50	-	125
17.5kV	38	-	95	38	-	95
12kV	28	-	75	28	-	75

3.3.7 Transmission line planning criteria:-

(a) Transmission System:-

- (1) The transmission System shall be planned in an integrated manner and optimized considering the total network under Central Transmission Utility (CTU) and State Transmission Utility (STU), and any other transmission licensee in area.
- (2) The adequacy of the transmission system shall be tested for one or more load generation scenarios comprising of peak and off peak conditions in summer, winter and monsoon seasons.

(3) Right of way for transmission lines shall be optimized keeping in view the corridor requirement for the future by adopting suitable alternative of multi-circuit or multi-voltage lines as found suitable.

(b) Routing of Transmission Line – The transmission line route shall be selected keeping in view the following:

- (1) Routing of a transmission line through protected or reserved forest shall be avoided. In case it is not possible to completely avoid the forests or areas having large trees, keeping in view the overall economy, the route shall be aligned in such a way that cutting of trees is minimum. Routing of a transmission line through National Parks or Wild Life sanctuaries should also be avoided.
- (2) Restricted areas such as civil and military airfields shall be avoided care shall also be taken to avoid aircraft landing approaches.
- (3) The line routing should avoid large habitations, and densely populated areas.
- (4) It shall be ensured that all statutory requirements stipulated under Forest Conservation Act, Wild Life Protection Act, Archeological Survey Act and other Acts/Rules/Laws, as may be applicable, are complied with.
- (5) The Owner shall arrange all required consents and approvals including those from Power and Telecommunication Co-ordination Committee (PTCC), and for civil aviation, road, river, rail, canal or power line crossings, way leaves and environmental & forest clearances etc. from the concerned authorities/agencies.
- (6) Right of way and way leave clearance shall be arranged by the Owner in accordance with the requirements of construction. Compensation for right of way & way leaves shall be given as per applicable law, rules & regulations, guidelines and directives of local administrative and revenue authorities.

(c) Salient technical particulars and requirement of transmission lines:- Electrical Design Parameters of transmission lines -

Parameter	132 kV AC	220 kV AC	400 kV AC	765 kV AC	500 kV DC
Nominal voltage (kV)	132	220	400	765	500
Highest system voltage (kV)	145	245	420	800	525
Full wave impulse withstand voltage (1.2/50 micro sec.) (kV peak)	650	1050	1550	2400	1800
Power frequency withstand voltage under dry condition (kV rms)	275	460	680	830	-
Switching surge withstand voltage	-	-	1050	1550	1000

under wet condition (kV rms)					
Minimum corona extinction voltage under dry condition (kV rms) phase to earth	-	156	320	510	550
Maximum radio interference voltage (micro volts) at 1 MHz for phase to earth voltage of ____ kV under dry condition	-	1000 at 156kV	1000 at 267kV	1000 at 510kV	1000 22 kV/cm conductor surface gradient

(d) Normal design span for various voltage level transmission lines shall generally be as shown below :

Voltage (kV)	Normal span (meters)
765	400, 450
400	400
220	335, 350, 375
132	315, 325, 335

3.3.8 Reactive compensation:

(a) Shunt capacitors: Shunt capacitor shall be installed at 33 kV and 11 kV system preferably at load centres. In case it is not possible at load centre, then reactive compensation shall be provided in 132 kV systems with a view to meet the reactive power requirement of load close to the load points. The capacitors shall be of automatic switched type for sub-station of 5 MVA and higher capacity. In case of sub station loaded with highly fluctuating loads like arc furnaces etc., flickers and voltage regulation problems shall be overcome by installation of static var compensators (SVCs)

(b) Shunt reactors: Switch-able shunt reactors shall be provided at 400 kV sub-stations for controlling voltages within the limits specified. The step changes shall not cause a voltage variation exceeding 5%. Suitable Line Reactors (Switch-able/Fixed) shall be provided to enable charging of 400kV lines without exceeding voltage limits specified.

The Standard sizes (MVAR) of reactors are -

- (i) 400 kV (3-ph units) 50, 63 & 80 at 420 kV
- (ii) 765 kV (1-ph units) 50, 63 & 110 at 800 kV

The line reactors shall be installed for long line at high voltage level for curtailing switching over voltage and limiting the fault currents.

3.4 To enable the STU to discharge its responsibilities under the transmission license by conducting system studies and preparation of the perspective plans, all the Intra-state

users shall furnish the necessary data to STU from time to time as given under Data Registration Chapter 12 and categorized as planning data (PD), vide **Annexure-A**. The data pertaining to InSGS running parallel with grid, shall be updated on any addition of generating unit / modification of the distribution / transmission system.

- 3.5** To enable the Intra-state users to co-ordinate planning, design and operation of their plants and systems with the transmission system they may seek certain salient data of the transmission system as applicable to them. STU/transmission licensee shall supply these data as per **Annexure-B** categorized as Detailed Transmission System Data.
- 3.6** In addition to the above provisions, the planning code of the Indian Electricity Grid Code (IEGC) which calls for data exchange shall also apply to the generating companies, transmission licensees, utilities and distribution licensees regarding generation / transmission of energy from inter-state transmission systems.
- 3.7** One time data as per Annexure "A" shall be submitted within 3 months from the date the Grid Code comes into effect, by all the concerned, to the STU. Also, all concerned have to intimate the changes, if any, in the data provided as one time data. In reporting of such data CERC (Connectivity and Intra-State Open Access) Regulation, 2011 as amended from time to time should be followed.

xxx

CHAPTER - 4
CONNECTIVITY CONDITIONS AND CRITERIA

4.1 Introduction & Objective

- (i) Users connected to/ or seeking connections to intra-state transmissions system shall comply with CEA (Technical Standards for Connectivity of Grids) Regulations, 2007 and Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Connectivity and Intra State Open access) Regulations, 2011 wherever applicable.
- (ii) Wherever the State grid is connected to the Inter-State transmission system, the provisions relating to connection conditions of IEGC will prevail.
- (iii) The objective of connectivity condition specified in this chapter is as given below.
 - a. To ensure safe operation, integration and reliability of the state grid.
 - b. The basic rules for connectivity conditions are complied with, in order to treat all Intra-state users in a non-discriminatory manner.
 - c. Any new or modified connection when established should not impose unacceptable effect on the system and/or on Intra-state user of system.
 - d. Any person seeking connectivity to the grid is required to be aware of in advance, the procedure for connectivity to intra-state transmission system and also standard and condition, its system has to meet for being integrated with state grid

4.2 Connection points/interface points:

4.2.1 **Generating Stations:** The voltages at which a generating station may be connected with the grid of transmission or distribution licensee (as applicable) can be 400, 220, 132 or 33 KV. The connection point/interface point shall be the point at the sub-station of the licensee system where power is injected. The metering point shall be at the connection point / interface point.

Following are the prescribed quantum for injection of power to the state grid with reference to voltage of injection: -

SI. No.	Voltage of injection	Maximum Quantum of power that can be injected into grid
1.	33 KV	Up to 15 MVA
2.	132 KV	Up to 75 MVA for single circuit and 150 MVA for double circuit
3.	220 KV	Up to 200 MVA for single circuit and 400 MVA for double circuit

- Note:**
1. For arriving at the quantum of power to be injected in MVA, power factor as indicated in the nameplate or the design details of the generator will be taken into account.
 2. Under special circumstances, any deviations from the above limits may be considered by the licensee subject to technical feasibility and specific approval by the Commission. Subject to fulfillment of minimum technical requirement of meter as specified at clause no. 8.6 of this code.
 3. Provision for redundancy in dedicated transmission line shall be the responsibility of generator concerned.

4.2.2 All the generating stations including captive generating plants (CGP) having injection and / or drawal requirements of more than 15 MVA shall have connectivity with the grid under either of the following modes, at their own cost, subject to technical feasibility :-

1. At nearest EHV sub-station through dedicated EHV transmission line.
2. At pooled / switching / load catering / step up EHV sub-station with dedicated EHV transmission line.
3. No tap connectivity at EHV line shall be allowed.

4.2.3 All the generating plants including captive generating plants having injection and / or drawal requirements from the grid up to and including 15 MVA shall have connectivity with the grid under either of following modes, at their own cost, unless otherwise specified by the Commission subject to technical feasibility:-

1. At nearest EHV sub-station through dedicated 33 KV line.
2. At nearest 33/11 KV sub-station through dedicated 33 KV line.
3. At 33 KV switching or pooling sub-station through dedicated 33 KV line.
4. No tap connectivity on 33 kv line shall be allowed.

4.2.4 All the existing generators including CGPs connected with the grid under any modes other than prescribed at Clause 4.2.2 and 4.2.3 shall have to ensure connectivity with the grid as per prescribed options given in Clause 4.2.2 / 4.2.3 failing which their connectivity shall be liable for disconnection from the grid. However, Commission may allow such connection for certain period on request of the Intra-state user as a special case on compelling reasons.

Connectivity through pooling substation will be allowed only if found technically feasible. The cost of common infrastructure like, transmission line, switchgear / step

up transformer or any other equipment / infrastructure including the facility for real time data transfer/communication etc. as the case may be, shall be borne by the constituent generators/CGP(s) in proportion to their respective power injection to the grid.

An existing generating plant, presently not covered under clause 4.2.2 and 4.2.3, shall be subject to load-shedding plan of CSPDCL as and when enforced, till their connectivity is as per clause 4.2.2 or 4.2.3 as the case may be.

4.2.5 Distribution Licensee: The connection point / interface point shall be the outgoing feeder gantry of transmission licensee's sub-station. The metering point can be at 33 or 11 kV side of EHV power transformer at transmission licensee's sub-station. In case of EHT consumer, the connection point /interface point shall be metering point on incoming feeder gantry of EHT consumer substation. The distribution licensees shall maintain the metering equipments at the connection point / interface point in case of EHT consumers. In case of multiple distribution licensees metering shall be at their respective interface point. All the terminal equipments for communication, protection and metering within the premises of the transmission licensee shall be owned and maintained by the transmission licensee.

4.2.6 Connections with other transmission systems: The connection, metering and protection scheme, metering point and the voltage of Transmission System of other state shall be in line with the agreement between the CTU and STU / transmission licensee. The connection with transmission systems of any other transmission licensee within the state shall be in accordance with the agreement between the concerned licensees.

4.3 Procedure for applications for connection to the transmission system:

Any generator/Captive Generating Plant/licensee/Open access customer seeking to establish new or modified arrangements for connection to and/or use of the transmission system shall submit an application along with prescribed fee as decided by CERC as per procedure as defined in regulation 10 of Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Connectivity and Intra State Open-Access) Regulations, 2011 as modified from time to time.

4.4 General principles and conditions for grid connectivity: -

Grid connectivity shall be generally provided subject to the following conditions: -

1. All Intra-state users or prospective users are treated equitably.

2. A system of acceptable quality is ensured by specifying the required minimum standards for the design and operational criteria to assist the Intra-state users to comply with the license obligations.
3. The ownership and responsibility for all equipments is required to be clearly specified in the "site responsibility schedule" for every site where a connection is made.
4. Interconnection of a 132 KV to 400 KV AC sub-station (depending on the bus configuration) with the transmission and generator feeder / lines be terminated into bays containing one or more breakers.
5. The paralleling of generator / captive generator would be allowed only after ensuring proper protection schemes adopted by the generator/captive generator on inter-connecting feeders and proper operational measures (provision of sectionalizer, breaker etc. at generators end). The list of protecting devices and equipments to be installed at generator end on the interconnecting feeders would be informed to the STU/transmission licensee, by the generators. Similarly protective device / equipment provided on inter-connecting feeder by transmission licensee should be informed by transmission licensee to the generator.
6. Captive generators if having connectivity with STU system may have to pay parallel operation charges to the concerned licensee, as may be decided by the Commission from time to time.
7. The Intra-state user shall not force changes in maintenance schedules of utilities in the grid, due to constraints arising in his system during grid operation.
8. All generators (including CGP) will make adequate arrangement for isolation and islanding of their unit(s) in case of system distress conditions.
9. Depending on the requirement of the system, the generator/ captive generating plant will provide adequate reactive power to the system matching with the active power supply subject to the designed limitations of generator as specified by the manufacturer.
10. In case of low frequency, the total spinning reserve capacity available with the generators should be brought in to operation for maximizing their generation/ captive power generation.
11. Under extreme emergencies when captive generator is not injecting power, captive / non captive consumers may also liable to observe load shedding.

12. For scheduling and despatching of demand/drawal/bilateral exchanges etc, the CGPs will be treated at par with the other generators.
13. The Intra-state user shall take care of modification of equipment ratings, if any, of both his system and grid connection point equipments arising due to connectivity modification.
14. The Intra-state user shall satisfy protection standards and relay coordination aspects at the connection point as per overall grid norms..
15. The Intra-state user shall provide tele-metering, SCADA and transfer of other relevant data from the points of interconnection of concerned Intra-state user (s) to SLDC, to facilitate the grid operation.
16. The Intra-state user shall take care of his system in the event of grid initiated disturbances and not rely on grid defence mechanisms alone.
17. The Intra-state user shall ensure installation of sensitive and reliable protection system for fast opening of breaker and isolation of its installation from grid due to disturbances initiated from his system.
18. The Intra-state user shall take part in islanding and other grid schemes by contributing generation/load wherever available, as decided by the SLDC, The applicant shall follow load restoration guidelines during islanded operation as per instructions of the SLDC.
19. The Intra-state user shall help the grid by supplying start-up power if warranted by SLDC, in case it has generating sources in its area.
20. The Intra-state user shall provide relevant protection tripping data in the events of grid disturbances to SLDC for analysis and ensuring safe and reliable grid operation.
21. Grid shall help the Intra-state user in the event of his system failures, by way of assistance for start up power and restoration by SLDC.
22. The Intra-state user shall ensure safety standards and follow operating procedure during maintenance of common portion by other utility personnel, including line permits and allowing locking of isolator in open position to prevent accidental charging.
23. The intra state user shall ensure proper tele-metering, accessibility by express communication, so that grid inter-connectivity data is made available to all concerned.
24. The Intra-state user shall ensure that proper energy meters are installed as per provision in Chapter 8 of this code.

25. The licensee shall perform testing/calibration of equipments and energy meters at inter connection points in presence of interested parties and concerned utilities and make available test reports of such periodic testing to interested parties and concerned utilities/organizations including SLDC.
26. The Intra-state user shall plan maintenance schedule of their lines/inter connecting transformers (ICTs) or bay of inter connection line in consultation with the SLDC/STU.
27. In exceptional circumstances of system operation, SLDC will have the right of postponing a maintenance schedule in the Intra-state user's system if adverse conditions exist. This will however be an exception and not rule.
28. The Intra-state user shall satisfy such other prevalent norms of equipment and personnel safety, equipment protection and grid operation code, environment safety norms and such other national policies which are not listed here in this document.
29. The Intra-state user shall share information whenever his system adopts and follows higher than prescribed norms/standards in respect of equipment protection, grounding and other operation/protection standards and human safety as given by the STU and CEA so that grid and nation may benefit from the improved standards.
30. The Intra-state user shall not energize a dead utility connection unless permitted by SLDC.

4.5 Telemetry Requirements: -

- 4.5.1. All Intra-state users and Transmission Licensees including the State Transmission Utility shall provide the required facilities at their respective ends as specified in the Connection Agreement: Provided that the equipments/devices for communication and data exchange shall be provided considering the guidelines of STU & State Load Despatch Centre, the interface requirements and other such guidelines/specifications as applicable.
- 4.5.2. Reliable and efficient speech and data communication systems shall be provided to the SLDC to facilitate necessary communication and data exchange, and supervision/control of the State Grid by the State Load Despatch Centre, under normal and abnormal conditions.
- 4.5.3. It is the responsibility of the STU & Transmission Licensees, Intra-state users including the Distribution Licensees to provide the necessary system operation parameters as

specified by the SLDC on real time / online basis making use of the state of the art technology (Data Acquisition & communication) for effective operation of the state grid in coordination with the regional grid.

- 4.5.4 SLDC shall ensure reliable communication channel with RLDC. SLDC shall install and maintain Voice logging systems for recording telephonic instructions and information.
- 4.5.5 Telemetry is required for 1 MW and above intra-State users seeking connection to intra-State transmission system or network of distribution licensee and also availing open access. These intra-State user shall provide necessary facilities for voice and data communication and transfer of online operational data such as voltage frequency, load flow etc. The state transmission utility or transmission licensee as the case may be shall install such infrastructure facilities for and at the cost of the intra-State user.
- 4.5.6 Station service load may require separate telemetry if it comes from a different Load Control Area. Telemetry of active and reactive power, energy (KW, KWh, KVAR, KVARh), Voltage(KV) and other parameters such as Breaker status & Control etc is normally required.

4.6 Safety

At the point of interconnection to the grid an isolating device, which is typically an isolator/disconnect switch, shall be provided that physically isolates the grid from the project. Safety and operating procedures for the isolating device shall be in compliance with the standards of safety as laid down by the Central Electricity Authority under Section 73(c) of the Act. The isolating device may be placed in a location other than the point of interconnection, by agreement of STU and affected parties. In any case the device:

1. must simultaneously open all phases (gang-operated) to the project/Intra-state user;
2. must be accessible to STU and under ultimate SLDC jurisdiction;
3. must be lockable in the open position by STU;
4. would not be operated without advance notice to either party, unless an emergency condition requires that the device be opened to isolate the project;
5. must be suitable for safe operation under the conditions of use; and
6. may be locked by STU personnel in the open position and install safety boards:
 - i. if it is necessary for the protection of maintenance personnel when working on de-energized circuits;

- ii. if the project/Intra-state user or STU equipment presents a hazardous condition;
- iii. if the project/Intra-state user or STU equipment interferes with the operation of the grid;
- iv. if the grid interferes with the operation of the project/Intra-state user.

Since the device is primarily provided for safety and cannot normally interrupt load current, consideration shall be given as to the capacity, procedures to open, and the location of the device.

4.7 Other Considerations

4.7.1 **Equipment for Grid connectivity of generating unit** shall be in conformity with the following requirements:

The overall system shall be designed considering maximum voltage variation of +/- 5% and fault level of 40KA for 400KV system.

Frequency variation shall be +3 to -5% and Equipment shall be suitable for 50 °C ambient.

1. For Generator:

Voltage Variation	±7.5% continuously at rated power factor. Reduced MVA operation at 110% of the rated voltage.
Frequency Variation	47.5 HZ. To 51.5. Hz.
Combined voltage and frequency variation	± 5%
Power Factor variation	0.85 (lag) to 0.95 (lead)
Operation under unbalanced load	As specified in IEC 34-1
Short circuit ratio	As per IEC 34-1
Operation under unsymmetrical short circuit	Negative sequence current I_2 expressed in per unit of rated current for a duration of 't' second such that the value of $(I_2)^2t$ shall comply to IEC 34-1
Voltage Wave form	The total harmonic factor (T.H.F.) shall be within the limit specified in IEC 34-1

Short Circuit withstanding capacity	Capable of withstanding of 3 phase short circuit at the generator terminals when operating at rated MVA and power factor with 5% over voltage for a period of not less than 3 seconds.
Special operating conditions	Capable of withstanding the electrical mechanical and thermal stresses developed during fast reclosing of high voltage line, transmission line switching, faults, out of step operation and out of phase synchronization etc.
Line charging capability	Not less than 30% of its rated MVA at zero pf.

2. For Excitation System:

- i) Characteristics: The excitation system shall have matching characteristics suitable for satisfactory parallel operation with other generator in the plant.
- ii) Equipment design and sizing criteria:

General	When the generator is subjected to a sudden loss of rated output at rated power factor, the system shall be capable of restoring the voltage of within 2% of the nominal preset value within negligible time, so as not to initiate the protection equipment.
b) Excitation system response time as per IEEE 421 A	<0.5 sec.
c) Excitation response ratio	>2
d) Excitation system ceiling voltage	> 1.5 times rated load excitation voltage
e) Field forcing capability	Each excitation system channel shall be capable of supplying without damage to any of the components, the field forcing voltage and current of the system for a period of 10 seconds without exceeding the limits of temperature

f) Power System Stabilizer	Power System Stabilizers (PSS) shall be suitable for damping the various models of electro-mechanical oscillations at all frequencies in the range of 0 to 3 Hz. under varying generator loading and power system network considerations. PSS shall be adaptive to varying operating conditions with features to compute optimum stabilizing signal along with suitable scheme for identifying external reactance of the generator. Facility for remote manual switch off-on along with indication shall be incorporated. Automatic supervision and blocking/switch off facility along with indications etc. shall be provided.
g) Rotor angle limiter	A rotor angle limiter shall be incorporated in the system. This shall enable to keep the angle between the direct axis of the machine and network vector within the set reference value as determined by stability by adjusting the excitation.
h) Stator current limiter	The stator current limiter shall act immediately in under excited range. The time delay in over excited range shall enable a temporary overloading of the machine.
i) Rotor current limiter	The regulator shall act with time delay, so that the regulation dynamics are not impaired in case of a fault
j) Voltage/frequency(V/Hz) limiter	To limit the ratio of generator voltage and frequency at all operating conditions to such a value that the maximum generator transformer core flux density does not exceed the value specified
k) HV Switchyard should be suitable for the following parameters	
i) X/R Ratio of the system	14
ii) Design BIL (Basic Insulation Level)	<u>400kV</u> <u>220kV</u> <u>132kv</u> 1425kVp 1050 kVp 650kVp
iii) Lightning Arrester voltage rating in kVrms	336, 198, 120
iv) Requirement of protection	Main-I & Main-II distance protection on outgoing lines.

v) Requirement of metering	0.2S accuracy metering class
vi) Requirement of load shedding, islanding	Required
vii) Earth mat design criteria	40 kA 1 sec.

Existing electrical equipment in the STU system, such as transformers, power circuit breakers, disconnect switches, arresters and line conductors shall be installed based on the duties expected in response to system additions identified in long-term plans. However, with the interconnection of a new generating resource, some equipment may become under-rated and need to be replaced.

4.7.2 System Stability and Reliability

The STU system is developed with careful consideration for system stability and reliability during disturbances. The size of the project, breaker configurations, generator characteristics, and the ability to set protective relays will affect where and how the point of interconnection is made. The project may also be required to participate in special protection schemes (remedial action) such as load dropping.

4.7.3 Control and Protection

STU coordinates its protective relays and control schemes to provide for personnel safety and equipment protection and to minimize disruption of services during disturbances. Project interconnection usually requires the addition or modification of protective relays and/or control schemes. New projects must be compatible with existing protective relays schemes. Sometimes, the addition of voltage transformers (VTs), current transformers (CTs), or pilot scheme (transfer trip) also are necessary, based on the point of Interconnection.

4.7.4 Dispatching and Maintenance

SLDC operates the grid to provide reliable customer service while meeting the seasonal and daily peak loads even during equipment outages and disturbances. Project integration requires that the equipment at the point of interconnection not restrict timely outage coordination, automatic switching or equipment maintenance and scheduling. Reliable service may require additional switchgear, equipment redundancy, or bypass capabilities at the point of interconnection for acceptable operation of the system.

The generator is expected to supply up to maximum available reactive capability and / or to adjust generation levels including reducing to zero if required by the SLDC. This will always be for reliability purposes only in exigencies.

4.7.5 Atmospheric and seismic conditions

The effects resulting from windstorms, floods, lightning, elevation, temperature extremes and earthquakes must be considered in the design and operation of the project. The Intra-state user(s) will be responsible for determining that the appropriate standards, codes, criteria, recommended practices, guides and prudent utility practices are met with.

4.8 Site responsibility schedule

4.8.1 For every connection to the licensees system a site responsibility schedule shall be prepared in accordance with CEA Regulations and CSERC OA Regulations/ detail procedure approved by the Commission.

4.8.2 Single Line Diagrams

1. Single Line Diagram shall be furnished for each Connection Point by the Intra-state users to STU and SLDC. These diagrams shall include all HV / EHV connected equipment and the connections to all external circuits and incorporate numbering, nomenclature and labeling, etc. The diagram is intended to provide an accurate record of the layout and circuit connections, rating, numbering and nomenclature of HV / EHV apparatus and related plant.
2. Whenever any equipment has been proposed to be changed, then concerned intra state user shall intimate the necessary changes to STU and to all concerned. When the changes are implemented, changed Single Line Diagram shall be furnished by the agency to SLDC/STU.

4.8.3 Site Common Drawings

- i) Site Common Drawing will be prepared for each Connection Point and will include site layout, electrical layout, details of protection and common services drawings. Necessary details shall be provided by the Intra-state users to STU.
- ii) The detailed drawings for the portion of the Intra-state user and STU/transmission licensee at each Connection Point shall be prepared individually and copies shall be exchanged between Intra-state user and STU.
- iii) If any change in the drawing is found necessary, the details will be exchanged between Intra-state users and STU as soon as possible.

4.9 System Performance:

- 4.9.1 The design and construction of all the equipment connected to the transmission system shall satisfy the relevant Indian standard specifications. In case of equipment for which the Indian Standard Specifications do not exist, the appropriate IEC, or IEEE or other International Standards shall apply.
- 4.9.2 Installation of all electrical equipment shall comply with Standards/Regulations of CEA which are in force for the time being and will be replaced by new Standards/Regulations accordingly.
- 4.9.3 For every new connection sought, the transmission licensee shall specify the connection point/interface point and the supply voltage, alongwith the metering requirements as specified in the Metering Code.
- 4.9.4 **Supervisory control and data acquisition (SCADA):** The transmission licensee shall install and make operative an operational metering data collection system under SCADA for storage, display and processing of operational metering data. All Intra-state users shall make available outputs of their respective operational meters to the SCADA interface equipment for display at the SLDC.

4.10 Protection requirement:

Intra-state users and transmission licensee shall follow protection system and coordination as specified in part-I of CEA (Technical Standards for Connectivity to the Grid) Regulations, 2007 for grid connectivity. They should also abide with protection functions mentioned in schedules of CEA (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulations, 2010. These are also specified in chapter of protection code in this code.

- 4.11 Metering Requirement:** Transmission Metering code as depicted in Chapter 8 of this code shall be applicable to user of State transmission system. The metering requirements shall be strictly in accordance with the CEA (Installation and Operation of meters) Regulations, 2006 and its amended Regulation, 2010 under Section 55 of the Act with regard to installation & operation of meters. Location of metering point shall be as per provision in CERC (Connectivity and Intra-State Open access) Regulations, 2011 as amended from time to time.

4.12 Reactive Power Compensation

4.12.1. “Reactive Power compensation and/or other facilities shall be provided by Intra-state users, as far as possible, in the areas prone to low or high voltages systems thereby avoiding the need for exchange of Reactive Power to/from the Intra-STS and to maintain the IntraSTS voltage within the specified range at all times. Their healthiness and operation as per real time requirement shall be ensured by the Intra-state user and STU.”

4.12.2. Line Reactors may be provided to control temporary over voltage within the limits as set out in connection agreements.

4.12.3. The reactive compensation to be provided by the Intra-state user if any at the time of connectivity shall be indicated by State Transmission Utility in the Connection Agreement for implementation.

4.12.4. Switching in/out of all 400 kV bus and line Reactors throughout the grid shall be carried out as per instructions of State Load Despatch Centre. Tap changing on all 400/220 kV Interconnecting Transformers shall also be done as per the instructions of State Load Despatch Centre only.

4.13 Inadvertent Flow: When two systems are operating in parallel with floating tie-line, it may not be possible to have tie line absolutely floating because of dynamics of network parameters and there will be a flow of energy from one system to another system. Such inadvertent flow shall be accounted for the purpose of commercial billing.

4.14 Right to reject an application:

4.14.1 An incomplete application, and/or an application not found to be in conformity with the Regulations and Procedures approved by the Commission, shall be rejected.

The transmission licensee may reject any application for connection to and/or use of the transmission system under the following conditions:-

1. If the proposed connections violate any provisions under the transmission license.
2. If the proposed works stated in the application do not come within the purview of the licensee or do not conform to the provisions of this Grid Code and CEA Regulations issued u/s 177 of the Electricity Act, 2003.
3. If the system capacity does not permit.

4.14.2 In the event of an offer becoming invalid or rejected within the validity period, no further action shall be taken by the STU/transmission licensee on the connection

applications unless it is substantially different from the original application with regard to the system changes.

4.15 Connection Agreement

4.15.1 Connection Agreement shall include, as appropriate, within its terms and conditions, the following information relating to the connection of the User or Transmission Licensee to the STS:

- (i) a condition requiring both parties to comply with the State Grid Code, Indian Electricity Grid Code specified by CERC if applicable and all other regulations concerning Standards of Grid Connectivity, Safety and security notified by the Authority
- (ii) details of connection, technical requirements and commercial arrangements;
- (iii) details of any capital expenditure arising from necessary reinforcement or extension of the system, data communication etc and demarcation of the same between the concerned parties;
- (iv) Site Responsibility Schedule;
- (v) General philosophy and guidelines on protection;
- (vi) Protection systems;
- (vii) System recording instruments;
- (viii) Communication facilities; and
- (ix) Any other information considered appropriate by the State Transmission Utility or the Commission.

4.15.2 STU shall develop a model Connection Agreement as mentioned in CERC (Connectivity and Intra-State Open access) Regulation, 2011. STU shall inform the progress of new projects inter-connecting with ISTS in advance to enable CTU to coordinate installation of meters, SCADA data integration, speech and protection etc.

xxx

CHAPTER - 5

OPERATING CODE

5.1 Operation Policy:

1. The primary objective of integrated operation of the State grid is to enhance the overall operational economy and reliability of the entire electric power network spread over the geographical area of the State. The operation of the transmission system shall be consistent to IEGC, 2010 and its modification(s), if any. The Intra-state user shall however be subject to the grid discipline prescribed by the SLDC.
2. Overall real time operation of the State grid shall be supervised by the SLDC. The role of SLDC and STU shall be in accordance with the provisions of the Act and CSERC (Intrastate open access and connectivity) Regulations, 2011. All intra State entities shall comply with these operational guidelines and coordinate with each other, for deriving maximum benefits from the integrated operation and for equitable sharing of obligations. Every generating company and transmission licensee shall provide written operating instructions for each equipment and operating procedure for sequence of operations of power system equipment in their control room. The operating instructions followed shall not be inconsistent with the manufacturer's instructions. The operating instructions and procedures may be revised by the generating company or transmission licensee, as the case may be.
3. A set of detailed internal operating procedures for the State grid shall be developed and maintained by the SLDC in consultation with the intra State entities, RLDC which shall be consistent with State Grid Code and IEGC, 2010 and its amendments. These internal operating procedures shall include the following:
 - i. Black start procedures.
 - ii. Load shedding procedure as approved by the Commission.
 - iii. Islanding procedure.
 - iv. Any other procedure considered appropriate by the State Load Despatch Centre.

All operational instructions given by Regional Load Despatch Centres and State Load Despatch Centres through telephone, Fax, e-mail, etc shall be given a unique operating code number. State Load Despatch Centre shall

maintain a voice recorder for recording and reproduction of conversation with time tag or stamp. The record of instructions shall be kept for at least six months.

4. The control rooms of the SLDC, Power Plants and EHV sub-stations and any other control centres of all State entities shall be manned and maintained round the clock by qualified personnel with adequate training.

5.2 System Security Aspects:

1. All Intra-state user(s) and all the other constituent participating in the State grid shall endeavour to operate their respective power systems and power stations in synchronous with each other at all times, such that the entire system within the State operates as one synchronized system.
2. No part of the grid shall be deliberately isolated from the rest of the State grid, except:
 - (i) Under an emergency, and conditions in which such isolation would prevent a total grid collapse and / or enable early restoration of power supply;
 - (ii) when serious damage to a costly equipment is imminent and such isolation would prevent it; and
 - (iii) when such isolation is specifically instructed by SLDC.

Complete synchronization of grid shall be restored as soon as the conditions again permit it. The restoration process shall be supervised by SLDC, as per operating procedures separately formulated.

3. Any tripping, whether manual or automatic, of any of the above elements of State grid shall be precisely intimated by the concerned intra state users to SLDC as soon as possible. The reason (to the extent determined) and the likely time of restoration shall also be intimated.
4. All generating units, which are synchronized with the State grid irrespective of their ownership, type and size, shall have their governors in normal operation at all times. If any generator of over 50 MW rating is required to be operated without its governor in normal operation the SLDC shall be immediately informed about the reason and duration of such operation. All governors shall have a droop between 3% and 6%. All provisions related to Free Governor Action, shall be consistent with relevant provisions as provided in the IEGC specified by CERC under clause (h) of Section 79 of the Act and amended from time to time.

5. Facilities available in load limiters, automatic turbine run up system (ATRS), turbine supervisory control, coordinated control system, etc., shall not be used to suppress the normal governor action in any manner. No dead bands and/or time delays shall be deliberately introduced.
6. All generation units, operating at/up to 100% of their maximum continuous rating (MCR) shall normally be capable of (and shall not in any way be prevented from) instantaneously picking up five percent (5%) extra load for at least five (5) minutes or within technical limits prescribed by the manufacturer when frequency falls due to a system contingency. The generating units operating at above 100% of their MCR shall be capable of (and shall not be prevented from) going at least up to 105% of their MCR when frequency falls suddenly. Any generating unit of over fifty (50) MW size, not complying with the above requirement, shall be kept in operation (i.e., synchronized with the State grid) only after obtaining the permission of SLDC. However, the entity can make up the corresponding shortfall in spinning reserve by maintaining an extra spinning reserve on the other generating units of the entity.
7. The recommended rate for changing the governor setting, i.e. supplementary control for increasing or decreasing the output (generation level) for all generating units, irrespective of their type and size, would be one (1.0) percent per minute or as per manufacturer's limits. However, if frequency falls below 49.7 Hz or as decided by CERC from time to time, all partly loaded generating units shall pick up additional load at a faster rate, according to their capability.
8. Except under an emergency, or to prevent an imminent damage to personnel and equipment, no entity shall suddenly reduce his generating unit output by more than fifty (50) MW without prior intimation to, and consent of the SLDC, particularly when frequency is falling or is below 49.5 or as decided by CERC from time to time. Similarly, no entity shall cause sudden increase in its load by more than fifty (50) MW without prior intimation to and consent of the SLDC.
9. All generating units shall normally have their Automatic voltage regulator (AVRs) in operation, with appropriate settings. In particular, if a generating unit of over fifty (50) MW size is required to be operated without its AVR in service, the SLDC shall be immediately intimated about the reason and duration, and its permission obtained. Power System Stabilizers (PSS) in AVRs of generating units (wherever provided), shall be got properly tuned by the respective generating unit owner as per a plan prepared for the purpose by the CTU / STU from time to time. CTU / STU will be allowed to carry out checking of PSS and further tuning it, wherever considered necessary.

10. Provision of protections and relay settings shall be coordinated periodically throughout the State grid, as per a plan to be separately finalized by the STU in coordination with all entities.
11. All Intra-state user(s) shall make all possible efforts to ensure that the grid frequency always remains within the 49.5–50.2 Hz band as per IEGC, 2010 as amended from time to time. However, generator should have operating capability to give MCR output under Grid Frequency Variation of -5% to +3% (47.5 to 51.5) as per CEA technical standard.
12. All Intra-state user(s) shall provide automatic under-frequency & df/dt load shedding in their respective systems, to arrest frequency decline that could result in a collapse/disintegration of the grid, as per the plan separately finalized by STU, and shall ensure its effective application to prevent cascaded tripping of generating units in case of any contingency. All State entities shall ensure that the under-frequency & Df/Dt load shedding/islanding schemes are functional and no under-frequency relay is by-passed or removed without prior consent of SLDC.
13. All Intra-state user(s) shall facilitate identification, installation and commissioning of the systems protection schemes (SPS) (including inter-tripping and run-back) in the power system to operate the transmission system closer to their limits and to protect against situations such as voltage collapse and cascade tripping, tripping of important corridors/flow-gates etc.. Such schemes would be finalized by the STU and shall always be kept in service. If any SPS is to be taken out of service, permission of SLDC shall be obtained indicating reason and duration of anticipated outage from service.
14. All generating units will ensure HT/LT by-pass arrangement wherever provided to be in service so, that at least one of the generator remaining in service for house load.
15. Procedures shall be developed by SLDC in consultation with RLDC to recover from partial/total collapse of the grid in accordance with CEA (Grid Standards) Regulation as and when the same comes into force and periodically update the same in accordance with the requirements given under section 5.8 of IEGC Regulation, 2010. These procedures shall be followed by all the Intra-state users, STU and, SLDC to ensure consistent, reliable and quick restoration.
16. The Intra-state user(s) and STU shall send information / data including disturbance recorder / sequential event recorder output etc., to SLDC for purpose of analysis of any grid disturbance / event. No Intra-state user(s) shall

block any data/information required by the SLDC for maintaining reliability and security of the grid and for analysis of an event.

17. All Intra-state user(s), STU and SLDC shall make all possible efforts to ensure that the Steady state grid voltage always remains as follows as per IEGC, 2010:

Voltage - (kV rms)		
Nominal	Maximum	Minimum
765	800	728
400	420	380
220	245	198
132	145	122
33	36	30

The licensee shall design and operate a distribution system in conjunction with the transmission systems. The licensee shall not permit the voltage at the point of supply to the consumer to vary from the declared voltage which is:

- (a) In the case of low or medium voltage, by more than 6%; or
- (b) In the case of high voltage, by more than 6% on the higher side or by more than 9% on the lower side; or
- (c) In the case of extra high voltage, by more than 10% on the higher side or by more than 12.5% on the lower side.

Any exception to the above will only be allowed with the written consent of the consumer or with prior approval of the Commission.

18. Intra-state user shall ensure to maintain following temporary over voltage level due to sudden load rejection and voltage unbalance :-

S.No.	Nominal System Voltage (kV rms)	Phase to Neutral Voltage (kV peak)	Voltage unbalance (%)
1	765	914	1.5
2	400	514	1.5
3	220	283	2
4	132	170	3

The voltage unbalance i.e. difference of voltage between any two phases on 33 kV system should not exceed 3% at supply point.

19. All the consumer availing 3 phase supply shall balance their load in such a way that difference in loading between each phase does not exceed 5% of average loading between phases.

20. The maximum permissible limit of harmonics as specified in Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) standard 519 (1992) adopted in clause (5) of part-II of Central Electricity Authority (Technical standard of connectivity to the grid) Regulations 2007 (hereafter CEA (Technical Standard Regulations) is as follows:

(a) Voltage distortion limit – Utilities responsibility

Bus Voltage	Maximum individual voltage distortion	Total maximum voltage distortion
33KV & 132 KV	3.0	5.0
220KV	2.0	2.5
400KV	1.5	2.0

(b) Current distortion – Intra-state users responsibility

The total harmonics distortion for current drawn from the transmission system at the connection point shall not exceed 8%.

21. 400/220 kV & 220/132 kV I.C.T's. tap operation will be done only after approval from SLDC. .
22. Any switching operation on 400 kV will be done after intimation & approval by WRLDC/SLDC as the case may be.
23. STU, transmission licensee shall provide adequate voltage control measures through voltage relay and shall ensure its effective application to prevent voltage collapse.
24. Hydro generators having capability to operate in condenser mode are required to do so under instructions from SLDC. Hydro generators having capability to operate in Pump mode are required to do so under instructions from SLDC.
25. SLDC shall make all out efforts to evacuate the available solar, small hydro and wind power and treat them as a must-run station. However, system operator may instruct the solar, small hydro and /wind generator to back down generation only on consideration of grid security or safety of any equipment or personnel is endangered and solar, small hydro and wind generator shall comply with the same. For this, Data Acquisition System facility shall be provided for transfer of information to SLDC.
26. SLDC may direct a wind generators to curtail its VAr draw/injection in case the security of grid or safety of any equipment or personnel is endangered.

27. During the wind generator start-up, the wind generator shall ensure that the reactive power drawl (inrush currents of induction generators) shall not affect the grid performance.

5.3 Demand Estimation for Operational Purposes:

- (a) The demand estimation both active power and reactive power is to be done on daily/weekly/monthly/yearly basis by SLDC for current year for load - generation balance planning. The SLDC shall carry out system studies for operational planning purposes using this demand estimate.
- (b) SLDC shall develop methodologies/mechanisms for estimation of daily/weekly/monthly/yearly demand estimation (MW, MVar and MWh). Based on this demand estimate and the estimated availability from different sources, SLDC shall plan demand management measures like load shedding, power cuts, etc. and shall ensure that the same is implemented by the distribution licensees. Distribution licensees shall abide by the demand management measures of the SLDC and shall also maintain historical database for demand estimation.
- (c) SLDC shall carry out demand estimation from the historical data and weather forecast data from time to time. Distribution licensees and other concerned persons shall provide relevant data and other information as required by SLDC for demand estimate.
- (d) The demand estimation for operational purposes is to be done on a daily/weekly/monthly basis by SLDC. Mechanisms and facilities at SLDC shall be created to facilitate on-line estimation of demand for daily operational use for each 15 minutes block.
- (e) The SLDC shall take into account the Solar and Wind Energy forecasting also to meet the active and reactive power requirement.

5.4 Demand Management:

This section is concerned with the provisions to be made by SLDC to effect a reduction of demand in the event of insufficient generating capacity, and inadequate transfers from external interconnections to meet demand, or in the event of breakdown or congestion in intra-state or inter-state transmission system or other operating problems (such as frequency, voltage levels beyond normal operating limit, or thermal overloads, etc.) or overdrawl of power vis-à-vis of the regional entities beyond the limits mentioned in UI regulation of CERC.

1. Demand Disconnection: -

- (i) The Intra-state user(s) shall endeavour to restrict their net drawal from the grid within their respective drawal schedules whenever the system frequency is below 49.7 Hz., When the frequency falls below 49.5 Hz., requisite load shedding (manual) shall be carried out to curtail the overdrawal. Such load shedding shall be pre-planned for each level of under frequency.
- (ii) Further, in case of certain contingencies and/or threat to system security, the SLDC may direct sub-stations to decrease its drawal by a certain quantum. Such directions shall immediately be acted upon.
- (iii) Each Intra-state user(s) shall make such arrangements as will enable manual demand disconnection to take place, as instructed by the SLDC, under normal and / or contingent conditions.
- (iv) The measures taken to reduce the Intra-state user(s) drawal from the grid shall not be withdrawn as long as the frequency/voltage remains at a low level, unless specifically permitted by the SLDC.
- (v) All Intra-state users, distribution licensee or bulk consumer shall comply with direction of SLDC and carry out requisite load shedding or backing down of generation in case of congestion in transmission system to ensure safety and reliability of the system. The procedure for application of measures to relieve congestion in real time as well as provisions of withdrawal of congestion shall be in accordance with Central Electricity Regulatory Commission (Measures to relieve congestion in real time operation) Regulations, 2009 as amended from time to time.

2. Load Shedding Policy:

- i. In case of shortage of power availability with respect to demand, the SLDC shall resort to shedding on different load catering feeders on economic principle in consultation with DISCOM till the Commission specifies any policy/order in this regard.
- ii. In case of certain contingencies and/or threat to system security, the SLDC may direct any Intra-state user to decrease drawal of its control area by a certain quantum. Such directions shall immediately be acted upon.
- iii. SLDC will monitor and regulate the same.

5.5 Periodic Reports:

A weekly report shall be issued by SLDC to STU and shall cover the performance of the State grid for the previous week. The weekly report shall contain the following:

- (i) Frequency profile: maximum and minimum frequency recorded daily and daily frequency variation index (FVI);
- (ii) voltage profile: the voltage profile of selected sub-stations;
- (iii) major generation and transmission outages;
- (iv) transmission constraints; and
- (v) instances of persistent/significant non compliance of the Grid Code.

5.6 Other Reports:

The SLDC shall also prepare a quarterly report which shall bring out the system constraints, reasons for not meeting the requirements, if any of security standards and quality of service, along with details of various actions taken by different intra state users, and the intra state users responsible for causing the constraints. SLDC shall also prepare quarterly energy balance of STU, CSPDCL and other transmission licensee and submit to concern and the Commission.

5.7 Operational Liaison:

This section sets out the requirements for the exchange of information in relation to operations and / or events on the total grid system related to :

- i. the State grid;
- ii. inter-State links; and
- iii. the system of intra-State entity.

The above generally relates to notifying of what is expected to happen or what has happened. The operational liaison function is a mandatory built-in hierarchical function of the SLDC and Intra-state user(s), to facilitate quick transfer of information to operational staff. It will correlate the required inputs for optimization of decision-making and actions.

5.7.1 Procedure for Operational Liaison :

1. Operations and events on the State grid:

Before any operation is carried out on State grid, the SLDC will inform each entity, whose system may, or will experience an operational effect, and give details of the

operation to be carried out. Immediately following an event in the State grid, the SLDC will inform each Intra-state user, whose system may, or will, experience an operational effect, following the event, details of what has happened in the event.

2. Operations and events on an Intra-state user(s) system:

Before any operation is carried out on an Intra-state user(s) system, the Intra-state user(s) will inform the SLDC, in case the State grid may, or will experience an operational effect, and give details of the operation to be carried out. Immediately following an event on the Intra-state user(s) system, the Intra-state user(s) will inform the SLDC, in case the State grid may, or will, experience an operational effect following the event and give details of what has happened in the event.

For recharging of tripped ICT 400/220 kV or 220/132 kV, the permission from the designated authority of STU shall be obtained by SLDC-

5.8 Outage Planning:

5.8.1 General:

1. This part sets out the procedure for preparation of outage schedules for the elements of the State grid in a coordinated and optimal manner keeping in view the State system operating conditions and the balance of generation and demand. List of elements of grid covered under these stipulations shall be prepared and be available with SLDC.
2. The objective of this sections are:
 - i. To produce a coordinated generation outage programme for the State grid, considering all the available resources and taking into account transmission constraints, as well as seasonal requirements.
 - ii. To minimize surplus or deficits, if any, in the system requirement of power and energy and help to operate the system within security standards.
 - iii. To optimize the transmission outages of the elements of the State grid without adversely affecting the grid operation but taking into account the generation outage schedule, outages of constituent systems and maintaining system security standards.
3. The generation output and transmission system should be adequate after taking into account the outages to achieve the security standards.
4. Outage planning is prepared in advance for the current year and reviewed during the year on quarterly and monthly basis.

5.8.2 Outage Planning Responsibilities:

- 1.** The SLDC is responsible for analyzing the outage schedule given by all State entities, preparing a draft outage schedule for next year and establishment of final plan for current year by July of current year.
- 2.** The outage plan will be reviewed by the STU.
- 3.** Demand estimation is necessary for both long time scale to ensure adequate system plant margins and ratings and for short time scale to assist with frequency control. Discom shall provide to the STU their estimates of demand for the desired period on a year ahead, month ahead basis as required. Based on this, the STU shall make monthly peak and lean period demand estimates for the year ahead. STU shall use hourly generation summation figures and import/export figures to meet the demand estimation. Distribution companies shall provide to SLDC estimated load that may be shed, when required, in discrete blocks with the details of the arrangements of such load shedding. All data shall be collected in accordance with procedures agreed between the STU and each constituent. SLDC shall maintain a database of State demand on an hourly basis.

5.8.3 Outage Planning Process:

- 1.** The STU and generating plants shall provide the SLDC their proposed outage programs in writing for the next year by the end of the month of August of the current year. These shall contain identification of each generation unit / line/ICT, the preferred date for each outage and its duration and where there is flexibility, the earliest start date and latest finishing date.
- 2.** SLDC shall then come out with a draft outage program for the next year by the end of the month of September of the current year for the State grid taking into account the available resources in an optimal manner and to maintain security standards. This will be done after carrying out necessary system studies and, if necessary, the outage program shall be rescheduled. Adequate balance between generation and load is to be ensured while finalizing outage program.
- 3.** Transmission outage planning shall be harmonized with Generator outage planning and distribution system outage planning shall be harmonized with generation and transmission outage planning.
- 4.** This next year plan shall be intimated to all Intra-state user(s) for implementation latest by the end of the month of January or by such earlier date as may be decided by STU.

5. This next year's plan shall be reviewed by SLDC/STU on quarterly and monthly basis in coordination with all parties concerned
6. In case of emergency in the system viz. loss of generation, break down of transmission line affecting the system, grid disturbance, system isolation, SLDC may conduct studies again before clearance of the planned outage.
7. SLDC is authorized to defer the planned outage in case of any of the following:
 - (i) Major grid disturbance;
 - (ii) system isolation;
 - (iii) black out in system of any constituent; and
 - (iv) any other event in the system that may have an adverse impact on the system security by the proposed outage.
8. Each intra-state user shall obtain the final approval from SLDC prior to availing an outage.

5.9 Recovery Procedures:

1. Detailed plans and procedures for restoration of the grid under partial / total black out shall be developed by SLDC in consultation with all intra-State users and shall be reviewed / updated annually.
2. Detailed plans and procedures for restoration of each constituent's system after partial / total black out within state, will be finalized by the concerned user in coordination with the SLDC.
3. List of generating plants with black start facility, inter-state synchronizing points and essential loads to be restored on priority, should be prepared and be available with SLDC.
4. The SLDC is authorized during the restoration process following a black out, to operate with reduced security standards for voltage and frequency as necessary in order to achieve the fastest possible recovery of the grid.
5. The recovery procedure shall be reviewed, confirmed and/or revised once every subsequent year. Training programs including workshops and simulation exercises of the procedure for different sub-systems may be carried out by the State Load Despatch Centre, in coordination and consultation with Intra-state users and Transmission Licensees.
6. All communication channels required for restoration process shall be used for operational communication only, till grid normalcy is restored.

5.10 Event Information:

This part deals with reporting procedures in writing of reportable events in the system to all Intra-state user(s) and SLDC. The objective of this section is to define the incidents to be reported, the reporting route to be followed and information to be supplied to ensure consistent approach to the reporting of incidents/events.

5.10.1 Responsibility:

Any tripping of generating unit or transmission element of intra-State transmission system should be reported by Intra-state user to SLDC along with relay indication in addition to reportable events. The SLDC shall be responsible for reporting events to the STU. All Intra-state users shall collect necessary data for reporting to SLDC for monitoring and event analysis.

5.10.2 Reportable Events:

Events effecting a generator capacity or a load of more than (200) MW shall be reported by State Load Despatch Centre along with brief detail of the event to the STU:

- (i) Violation of security standards.
- (ii) Operational Indiscipline.
- (iii) Non-compliance of instructions.
- (iv) System islanding / system black out.
- (v) State black out / partial system black out.
- (vi) Major protection failure.
- (vii) System instability.
- (viii) Tripping of any element of the EHV State grid.
- (ix) Major Equipment failure.

5.10.3 Reporting Procedure:

(i) Written reporting of events by intra-State entities to SLDC.

In the case of an event which was initially reported by an intra state user to SLDC orally, the user will give a written report to SLDC in accordance with provision of this section.

(ii) Written reporting of events by SLDC to intra-State users

In the case of an event which was initially reported by SLDC to a user orally, the SLDC will give a written weekly report to the user in accordance with this section.

5.10.4 Form of Written Reports:

A written report shall be sent to SLDC or a Intra-state user(s), as the case may be, and will confirm the oral notification together with the following details of the event:

- (i) Time and date of event.
- (ii) Location
- (iii) Plant and / or Equipment directly involved
- (iv) Description and cause of event
- (v) Demand and / or Generation (MW) interrupted and duration
- (vi) All relevant system data including copies of records of all recording instruments including Disturbance Recorder, Event Logger, DAS etc.,
- (vii) Sequence of trippings with time.
- (viii) Details of Relay Flags.
- (ix) Remedial measures.

xxx

CHAPTER - 6

SCHEDULING AND DISPATCH CODE

6.1 This section deals with the procedures to be adopted for scheduling of the net injection / drawals of concerned intra-state users on a day ahead basis with the modality of the flow of information between the SGS/ InSGS/ SLDCs/ beneficiaries/ bulk consumer and other intra-state users. The procedure is specified for submission of capability declaration (Injection schedule) by each SGS/InSGS and submission of requisition / drawal schedule by beneficiary/bulk consumers and other intra-state users so as to enable SLDC to prepare the despatch schedule for SGS /InSGS and drawal schedule for each intra-state user. It also provides methodology of issuing real time despatch/drawal instructions and rescheduling, if required, to intra-state users along with the commercial arrangement for the deviations from schedules, as well as, mechanism for reactive power flow:

These guidelines are applicable to STU, SLDC and transmission licensee. These guidelines are also applicable to following users availing long-term and medium-term intra-State open access:

- a) State generating station
- b) Intra-state generating station (other than renewable based generating plant)
- c) Central sector generating plants located in the State as specified in clause no. 6.4 in CERC (Indian Electricity Grid Code) Regulations, 2010,
- d) Beneficiaries
- e) Bulk consumers

The scheduling and dispatch procedure specified in this code shall not be applicable to the any users availing short-term intra-state or short term inter state open- access but shall be applicable to intra state long and medium term open access customer. Long, medium and short –term inter-State open access shall be regulated by IEGC and CERC inter-state open access regulation as amended from time to time. For drawal of power from central sector generating station and for transfer of power to inter-state grid SLDC shall follow IEGC and co-ordinate with WRLDC.

6.2 Responsibility of Scheduling and Dispatch

6.2.1. SLDC shall have the total responsibility for

- (i) Scheduling/ dispatching of state generating station;

- (ii) Scheduling drawal from the ISGS (within their share in the respective plant's expected capability);
- (iii) Regulating the demand of the beneficiaries in the State;
- (iv) Regulating the bilateral /collective interchanges, if any;
- (v) Regulating the net drawal of their control area from the regional grid in accordance with respective regulation of the CERC;
- (vi) Regulate the injection / drawal of open access customer connected with State grid.
- (vii) Regulate InSGS
- (viii) To maintain the State UI account / collection and disbursement of UI payment of users/Intra State users.
- (ix) To maintain State Energy Accounts.

6.2.2. The beneficiaries through SLDC shall always endeavor to restrict its net drawal from Central generating stations and other generating plants within their respective drawal schedules.

6.2.3. The State generating station, InSGS shall be responsible for power generation generally according to the daily schedule advised to them by the SLDC on the basis of the drawal schedules received from the beneficiaries/bulk consumers. However, the generating plants may deviate from the given schedules depending on the plant and system conditions. In particular, they would be allowed / encouraged to generate beyond the given schedule under deficit conditions. Deviations from the ex-bus generation schedules shall be appropriately priced by Commission.

Provided that when the frequency is higher than 50.2 Hz, the actual net injection shall not exceed the scheduled dispatch for that period. Also while the frequency is above 50.2 Hz, the generating plants may (at their discretion) back down without waiting for an advice from SLDC to restrict the frequency rise. When the frequency falls below 49.7 Hz, the generation at all stations (except those on peaking duty) shall be maximized, at least up to the level which can be sustained, without waiting for an advice from SLDC. Notwithstanding the above, the SLDC may direct the generating plants/beneficiaries to increase/decrease their generation/drawal in case of contingencies e.g. overloading of lines / transformers, abnormal voltage, threat to system security. Such directions should immediately be acted upon.

6.2.4. The concerned distribution licensee , intra-State user and SLDC shall ensure that their automatic demand management scheme acts to ensure that there is no over drawal when frequency is 49.5 Hz or below. If the automatic demand management

scheme has not yet been commissioned, then action has to be taken as per manual demand management scheme to ensure zero over drawal when frequency is 49.5 Hz or below.

- 6.2.5. For all outages of generation and transmission system, which may have an effect on the State grid, all users shall cooperate with each other and coordinate their actions as per the procedures finalized separately. In particular, outages requiring restriction of generation which beneficiary can receive (and which may have a commercial implication) shall be planned carefully to achieve the best optimization.
- 6.2.6. The open access customers/intra-State users shall furnish to the SLDC all requisite information for billing purposes.
- 6.2.7. All intra-state user(s) shall abide by the concept of frequency-linked load dispatch and pricing of deviations from schedule i.e. unscheduled interchanges (ABT & UI Regulation of the State). All intra state user(s) shall normally be operated according to the standing frequency linked load dispatch guidelines issued by the SLDC to the extent possible, unless otherwise advised by the SLDC except the generators exempted by the Commission by an order or regulations.
- 6.2.8. Scheduling and dispatch of such long-term or medium-term open access costumers which import and/or export power to the extent of more than 1MW will be subject to scheduling and dispatch by the SLDC in case of intra state transaction except the generators exempted by the Commission by an order or regulations.

The SLDC/STU /Distribution Licensees shall regularly carry out the necessary exercises regarding short-term demand estimation for their respective States/area, to enable them to plan in advance as to how they would meet their consumers' load without overdrawing from the grid.

6.3 Scheduling and Dispatch Procedure

1. The State generating stations ,intra-State sellers in the State shall advise the SLDC, By 9 AM every day, the station-wise ex-power plant MW and MWh capabilities foreseen for the next day, i.e., from 0000 hrs to 2400 hrs of the following day.
2. The above information of the foreseen capabilities of the State generating stations, InSGS and the information received from WRLDC regarding the MW and MWH entitlements from Central generating stations for different hours for the next day of beneficiary and bulk consumers, shall be compiled by the SLDC

every day for the next day, and advised to beneficiaries /bulk consumers by 11AM.

3. By 2 pm every day the State generating stations ,InSGS,beneficiary and bulk consumer shall advise the SLDC for changes if on the above provided schedule.

6.4 By 8 PM each day, the SLDC shall convey:

(a)The ex-power plant “despatch schedule” to each of the the State generating stations and InSGS, in MW for different time block, for the next day. The summation of the ex-power plant drawal schedules advised by beneficiaries/bulk consumer shall constitute the ex-power plant station-wise despatch schedule.

(b)The “net drawal schedule” to each beneficiary/bulk consumer, in MW for different time block, for the next day. The summation of the station-wise ex-power plant drawal schedules from State generating stations ,InSGS and drawal from /injection to State grid consequent to other long term access, medium term and short-term open access transactions, after deducting the transmission losses (estimated), shall constitute the beneficiary/bulk consumer drawal schedule.

6.5 The State generating stations, InSGS, beneficiary and bulk consumer shall inform any modifications/changes to be made in Dispatch/drawal schedule foreseen capabilities, if any, to SLDC by 10 PM or preferably earlier.

6.6 While finalizing the above daily generation schedules for the generating stations, the SLDC shall ensure that the same are operationally reasonable, particularly in terms of ramping-up / ramping –down rates and the ratio between minimum and maximum generation levels.

6.7 The SLDC shall inform the final dispatch/drawal schedule for the next day to State generating stations ,intra-State sellers, beneficiary and intra-state buyer for the next day by 11:00 PM.

6.8 In the event of bottleneck in evacuation of power due to any constraint, outage, failure or limitation in the transmission system, associated switchyard and substations owned by the State Transmission Utility or any other transmission licensee involved in intra-State transmission (as certified by the SLDC) or distribution licensee necessitating reduction in generation, the SLDC shall revise the schedules which shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the bottleneck in evacuation of power has taken place to be the first one. Also, during the first, second and third time blocks of such an event, the scheduled generation of the generators (including CGP) shall be deemed to

have been revised to be equal to actual generation, and the scheduled drawals of the beneficiaries/buyers shall be deemed to have been revised accordingly.

In case of any grid disturbance, scheduled generation of all the generating station (including CGP) and scheduled drawal of all the beneficiaries/buyers shall be deemed to have been revised to be equal to their actual generation/drawal for all the time blocks affected by the grid disturbance. Certification of grid disturbance and its duration shall be done by the SLDC.

Generation schedules and drawal schedules issued/revised by the State Load Despatch Centre shall become effective from designated time block irrespective of communication success.

- 6.9 While finalizing the drawal and dispatch schedules as above, the SLDC shall also check that the resulting power flows do not give rise to any transmission constraint. In case any impermissible constraints are foreseen, the SLDC shall moderate the schedules to the required extent, under intimation to the concerned intra-state users.
- 6.10 On completion of the operating day, by 24.00 hours, the schedule finally implemented (including PAF in case of State generating station) during the day, taking into account all before the fact changes in dispatch schedule of generating stations and drawal schedule of the beneficiary/bulk consumer, shall be issued by SLDC. In case of any mistake / omission is detected / noticed in the schedule within 3 days of publication on SLDC website, the SLDC shall check and rectify the same. This schedule shall be the datum for commercial accounting. The average ex-bus capability for each of the generating stations shall also be worked out based on all before-the-fact advice to SLDC.
- 6.11 The SLDC shall properly document all the above information i.e. station-wise foreseen ex-power plant capabilities advised by the State generating stations,/InSGS and the drawal schedule indented by the beneficiaries/bulk consumers, all schedules issued by the SLDC, and all revisions/updating of the above.
- 6.12 Bio-mass, small hydel, wind, solar and bagasse base power station installed in State and who are supplying power to any distribution licensee of the state shall continue to supply power as per orders of the Commission, in force.
- 6.13 For all generators under inter-state ABT scheme, CERC Regulations will be applicable for scheduling and commercial settlement of UI charges.
- 6.14 SLDC shall monitor and maintain a record of deviation from the generation schedule. The applicable rates shall be paid by the intra-State user(s) to the concerned as per the

open access regulations issued by the Commission or as per the terms and condition of the PPA as the case may be.

Revision of declared capability by the SGS(s)/InSGS having two part tariff with capacity charge and energy charge(except hydro stations) and requisition by beneficiary(ies)/bulk consumers for the remaining period of the day shall also be permitted with advance notice. Revised schedules/declared capability in such cases shall become effective from the 6th time block, counting the time block in which the request for revision has been received in the SLDC to be the first one.

- 6.15 To discourage frivolous revisions, SLDC may, at its sole discretion, refuse to accept schedule/capability changes of less than two (2) percent of previous schedule/capability. The schedule of thermal generating stations indicating fuel shortage while intimating the Declared Capacity to the RLDC shall not be revised except in case of forced outage of generating unit.
- 6.16 SLDC shall periodically review the actual deviation from the dispatch and net drawal schedules being issued, to check whether any of the intra-state user are indulging in unfair gaming or collusion. In case any such practice is detected, the matter shall be reported to the RPC and CSERC for further investigation/action.
- 6.17 The SGS / InSGS User shall be required to demonstrate the declared capability of its generating station at the grid interface point, as and when asked by the State Load Despatch Centre. In the event of the intra-state user failing to demonstrate the declared capability, the capacity charges due to the generator shall be reduced as a measure of penalty.

6.18 Day ahead schedule by licensee:

Day ahead transactions shall be permitted ,in case there is availability of surplus capacity in the licensee system, which has been expressly surrendered whole or part thereof, or not in use for more than three days in past.

An application for grant of such open access may be submitted to SLDC within three days prior to the date of scheduling but not later than 1300 hrs of the day immediately preceding the day of scheduling for day ahead transaction.

For example, application for day-ahead transaction on 25th day of July shall be received on 22nd day or 23rd day or up to 1300 hours on 24th day of that month.

Nodal agency shall check for congestion and convey grant of approval or otherwise, in the format as approved in detailed procedure. All other provisions of application for short-term open access shall apply.

6.19 Reactive Power And Voltage Control:

1. Regarding VAR drawal/absorption from the State grid, the SLDC has to follow IEGC. The VAR consumption below 97% voltage and VAR injection above 103% of the rated voltage shall be avoided.
2. All the distribution licensees, transmission licensees and STU are expected to provide local VAR compensation such that they do not draw VARs from the EHV grid. VAR compensation has to commence in the following order.
 - i. Consumer end
 - ii. Distribution transformer end.
 - iii. At the 33/11 KV substations or 11kV distribution feeders
 - iv. EHV Sub-stations
 - v. Generating stations
3. Tap changing on all 400/220 KV ICTs shall be done as per the instructions of SLDC.
4. The generating stations excluding CGP shall generate/absorb reactive power as per instructions of SLDC, within the capability limits of the respective generating units. No payments shall be made or billed to the generating companies for such VAR generation/absorption.
5. VAR compensation shall be applied so as to maintain EHV bus power factor 0.98 and above.

6.20 Non-compliance of Operational Issues

- (i) SLDCs shall report to the Commission instances of serious or repeated violation of any of the provisions of the State grid Code and incidences of persistent non-compliance of the directions of the SLDCs issued in order to exercise supervision and control required for ensuring stability of grid operations and for achieving the maximum economy and efficiency in the operation of the power system in the state.

- (ii) The Commission may initiate appropriate proceedings upon receipt of report of SLDCs referred to in (i) above
- (iii) In case of non-compliance of any provisions of the State Grid Code by, SLDC or any other person the matter may be reported by any person to the CSERC.
- (iv) Notwithstanding anything contained in these regulations, the Commission, may also take *suo-motu* action against any person, in case of non-compliance of any of the provisions of the State grid Code

6.21 Non-Payment of Dues

In case of non-payment or any abnormal delay in payment of open access charges, unscheduled interchange charges, etc. by any intra-State user(s)/open access customer the affected parties shall report the matter to the Commission for appropriate direction.

xxx

CHAPTER - 7

PROTECTION CODE

7.1 General Principles

Protection standards are treated as interface issues because of the possible severe inter-user boundary repercussions of faults that occur in the system of any entity. Minimum protection requirements are prescribed in this section because inadequate protection or mal-operation of protection system of any entity may result in far reaching consequences, disturbances and even damages in the systems of other entities.

No item of electrical equipment shall be allowed to remain connected to the system unless it is covered by the appropriate protection aimed at reliability, selectivity, speed and sensitivity. The provision mentioned in CEA (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulation, 2010 shall be adhered to. All the generating companies and the distribution licensees shall cooperate with the transmission licensee to ensure correct and appropriate settings of protection to achieve effective, discriminatory isolation of faulty line / equipment within the fault clearance times as specified in clause 7.4 of this code.

All intra-state users need to co-operate to ensure correct and appropriate settings of protection to achieve effective, discriminatory removal of faulty equipment within the time for target clearance specified in this section.

Protection settings shall not be altered, or protection system bypassed and/or disconnected without consultation and agreement of all affected intra-state users. In the case where protection is bypassed and/or disconnected temporarily by agreement, then the cause must be rectified and the protection restored to normal condition as quickly as possible. If agreement has not been reached, the electrical equipment will be removed from service forthwith.

7.2 STU shall comply the instructions and advices of WRPC regarding:

1. Planning for upgrading and strengthening of protection system based on analysis of grid disturbance and partial/total blackout in State transmission system.
2. Planning of islanding and system split schemes and installation of under frequency relays and df/dt relays.
3. Installation of under-frequency relay for load shedding, relays provided for islanding scheme, disturbance recorder and fault locator installed at various

sub-stations shall be tested and calibrated. The protection practices and Protocol Manual shall have provision for the same.

7.3 Protection Co-ordination

Intra-state users shall take prompt action to correct any protection malfunction as directed by SLDC. The settings of protective relays starting from the generating unit upto the remote end of 132 kV/ 33kV and 11 kV line shall be such that only the faulty section is isolated under all circumstances. The transmission licensee shall notify the initial settings and any subsequent changes to the intra-state users from time to time. Routine checks on the performance of the protective relays shall be conducted and malfunction, if any, shall be noted and corrected as soon as possible. The transmission licensee shall conduct the required studies for deciding the relay settings, with the data collected from the intra-state users. Representatives of all the intra-state user(s) shall meet periodically to discuss such malfunctions, changes in the system configuration, if any, and possible revised settings of relays.

The transmission licensee shall be responsible for arranging periodical meetings with the generating companies and the distribution licensees to discuss coordination of protection. The transmission licensee shall investigate any malfunction of protection or other unsatisfactory protection issues. The concerned licensees shall take prompt action to correct any protection malfunction or issue as discussed and agreed to in these periodical meetings.

7.4 Fault Clearance Times & Short-Time Ratings

From a stability consideration, the minimum short circuit current rating and time and the maximum fault clearance times for faults on any intra-state user's system directly connected to the State transmission system, or any faults on the State transmission system itself, are as follows with reference to CEA (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulation, 2010 and CEA Grid Standards Regulation, 2010 :

Nominal Voltage	Minimum Short Circuit current rating and duration of Switchgear		Maximum rated break time for CB	Target Fault clearance Time by primary protection
	kA (rms)	Second(s)		
KV			m.sec.	m.sec.
765 kV	40 or 50	1	40	100
400kV	40 or 50	1	40	100
220kV	40	1	60	160
132kV	31.5	1 or 3	100	160

Slower fault clearance times for faults on a intra-state user's system may be agreed to but only if, in STU's opinion, system conditions allow this. STU shall specify the required opening time and rupturing capacity of the circuit breakers at various locations for STU and Discoms/ open access customers directly connected to transmission system. The rated rupturing capacity of the circuit breakers in any Sub-station shall not be less than 120% of the maximum fault levels at the sub-stations. (The 20% margin is intended to take care of increase in short circuit levels as the system grows). At generating stations, line faults should be cleared at the generation station end, within the critical clearing time, for the generators to remain in synchronism.

7.5 Generator Protection Requirements

The guidelines mentioned in the "Manual on protection of Generators, Generator Transformers, and 220 kV and 400 kV networks" vide publication no 274 of CBIP shall be kept in view and CEA (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulation, 2010 as amended from time to time should be followed.

All generating units and all associated electrical equipment of the generating units connected to the State transmission system shall be protected by adequate protection so that the State Transmission System does not suffer due to any disturbances originating from the generation unit. The generator protection schemes shall cover at least differential protection, back up protection, stator earth fault protection, field ground/field failure protection (not applicable to brush-less excitation system), negative sequence protection, under frequency, over flux protection, back-up impedance protection and pole slipping protection (applicable to units above 200MW), loss of field protection, reverse power protection etc. The list of Electrical Protection Function of generating plant should be followed which is specified in CEA (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulation, 2010.

7.6 Transmission Line Protection Requirements

7.6.1 General

Every EHV line taking off from a Power Station or a sub-station shall have protection and back up protection as mentioned below. STU shall notify intra-state users of any changes in its policy on protection from time to time.

Relay panels for the protection of lines of STU taking off from a power generating station, shall be owned and maintained by the generator. Any transmission line related relay settings or any change in relay settings will be carried out by the generator in close co-ordination and consultation with STU and with the later approval. Carrier

cabinets / equipment, line matching units including wave traps and communication cable shall be owned and maintained by STU charges for which shall be collected or approved by the Commission. All generators shall provide space, connection facility, and access to STU for such purpose as applicable.

All Intra-state users shall also facilitate identification, installation and commissioning of System Protection Schemes (SPS) (including inter-tripping and run-back) in the power system to operate the transmission system closer to their limits and to protect against situations such as voltage collapse and cascade tripping, tripping of important corridors/flow-gates etc. If any SPS is to be taken out of service, permission of SLDC shall be obtained indicating reason and duration of anticipated outage from service.

7.6.2 400kV transmission lines

All 400kV transmission lines shall have two fast acting protection schemes, the voltage of the two relays shall be fed from two different cores of the line CVT and the currents of the two relays shall be fed from two different cores of the line CTs. Main 1 protection scheme shall be numerical, three zone, non-switched fast acting distance protection scheme with permissible inter-trip at remote end (in case of zone-2 fault)

Main 2 protection scheme shall be either similar type of numerical, three zone, non-switched fast acting distance protection scheme with permissible inter-trip at remote end (in case of zone-2 fault) OR a unit protection scheme employing transient wave detection, directional comparison or phase comparison carrier relaying scheme.

One pole tripping and single shot auto-reclosing with adjustable dead-time shall be provided.

Over voltage relay for steady state and transient over voltage rise will have to be installed.

400kV and 220kV system will invariably be provided with breaker back up protections.

400kV line /220 kV lines protection will have inter trip arrangement through carrier so that tripping at one end of line is transmitted to other end also.

7.6.3 400kV Bus-bars

All 400kV sub-station shall have bus bus-bar differential protection scheme along with “Local Breaker Backup (LBB)” and auto-reclosures for transmission lines.

7.6.4 220kV transmission lines

All 220kV transmission lines shall have single, numerical, three zone, non-switched fast acting distance protection scheme, preferably with permissible inter-trip feature at remote end (in case of zone-2 fault), single pole tripping and single-shot single pole autoreclosing with adjustable dead-time shall be provided.

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

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

7.6.5 220kV Bus-bars

Identified important 220kV sub-station (e.g. having generation infeed, PGCIL interfacing substation etc.) shall have bus bus-bar differential protection scheme along with LBB and autoreclosures for transmission lines.

7.6.6 132kV Lines

A single three zone, switched/non-switched static distance protection scheme shall be provided as main protection. The backup protection shall be at least two directional IDMTL over current relays and one directional earth fault relay.

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

7.7 Transformer Protection Requirements

- (i) The protections of Auto Transformers, Power Transformers and Distribution Transformers shall be in accordance with CEA (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulation, 2010 and its amendments:
- (ii) All windings of Auto Transformers and power transformer of EHT class shall be protected by differential relays having percent bias and harmonic restraint features.
- (iii) Over-fluxing relays shall be provided for EHT transformers.
- (iv) All 400kV / 220kV class transformers shall have Restricted Earth Fault (REF) protection for winding. In case of 132kV transformer, it is optional.
- (v) In addition, there shall be back up Inverse definite minimum time (IDMT) over current and earth fault protection.

- (vi) For parallel operation, such back up protection shall have directional feature. For protection against heavy short circuits, the over current relays should incorporate a high set instantaneous element, wherever overall co-ordination permits the same. However, it should not trip due to inrush of the magnetising current and should not be set to such a high value, which is not beneficial to transformer.
- (vii) In addition to electrical protection, gas operated relays, winding temperature protection and oil temperature protection shall be provided.
- (viii) It is recommended that the following minimum protections should be provided for transformers:
 - (a) All 400kV class power transformers shall be provided with differential, REF, open delta (Neutral Displacement Relay) and over-fluxing relays. In addition, there shall be back up IDMT over current and earth fault protection. For parallel operation, such back up protection shall have inter-tripping of both HT and LT breakers. For protection against heavy short circuits, the over current relays should incorporate a high set instantaneous element. In addition to electrical protection, transformer own protection viz. buchholz, over load tap changer (OLTC) oil surge, gas operated relays, winding temperature protection, oil temperature protection, Pressure relief valve (PRV) device shall be provided for alarm and trip functions. It is recommended to have Double PRV protection scheme for transformer tank.
 - (b) All 220kV class power transformers shall have same protections as mentioned in Sections as mentioned in 8. (i) except REF protection.
- (ix) Delta tertiary winding of ICT if used for loading purpose shall be adequately protected by a Lighting Arrestor , surge capacitor and neutral displacement relay (NDR) protection connecting as open delta winding of Potential Transformer (PT).

7.8. Local breaker backup protection (LBB):- In the event of any circuit breaker failing to trip on receipt of trip command from protective relay, all circuit breakers connected to the bus section to which the faulty circuit breaker is connected are required to be tripped with minimum possible delay through LBB protection. This protection also provides coverage for faults between the circuit breaker and the current Transformer, which are not covered by other protections. All 220kV and 400kV circuits shall have Local Breaker Backup Protection and also in important 132 kV circuit.

- 7.9. **Disturbance Recorders Event Loggers and Time Synchronization Equipment :-** Each 765kV, 400 kV line shall be provided with facility for disturbance recording, distance to fault locator and time synchronising equipment (TSE). Event logger either stand alone or as part of sub-station or switchyard automation system shall be provided for each 220kV and higher voltage class sub-station or switchyard. TSE complete with antenna, all cables, processing equipment etc., shall be provided to receive synchronizing pulse through global positioning system (GPS) compatible for synchronization of event logger, disturbance recorder and SCADA/automation system of the sub-station or switchyard.
- 7.10. **Transformer Protection in distribution systems:** For smaller transformers of HV class on distribution system, differential protection shall be provided for 10 MVA capacity and above along with backup time lag over current and earth fault protection with directional feature for parallel operation. Transformers of 1.6 MVA capacity and above but less than 10 MVA shall be protected by time lag over current, earth fault and instantaneous restricted earth fault relays. In addition, all Transformers of 1.6 MVA and above shall be provided with Buchholz relays, winding and oil temperature protection.
- 7.11. **Distribution Lines Protection :** All the 33KV and 11 KV lines at Connection points/ interface points shall be provided with a minimum of over current and earth fault relays as follows:-
- (i) Plain Radial Feeders: Non-directional over current and earth fault relays with suitable settings to obtain discrimination between adjacent relay settings.
 - (ii) Parallel / Ring Feeders: Directional time lag over current and earth fault relay.
- 7.12. **Sub-Station earthing :-** The earthing system shall be designed for a life expectancy of at least forty (40) years and for maximum system fault current or 40 kA for 1.0 sec, whichever is higher. The minimum rate of corrosion of steel used for earthing conductor shall be considered as 0.12 mm per year while determining the conductor size. Grounding and lightning protection for the entire Station shall be provided in accordance with relevant IS (Indian Standard)/ IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) Standards.
- 7.13. Schedule of protection details for protection of Transmission lines, Transformers, Reactors and Bus Bars is given here under as specified in CEA (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Line) Regulation, 2010

Protection Details of Transmission Lines, Transformers, Reactors and Bus Bars

1. Transmission Line Protection

Sl. No.	Protection	765 kV	400 kV	220 kV	132 kV or 66 kV
(a)	Main I- Distance protection	Y	Y	Y	Y
(b)	Main I- Distance protection or directional comparison protection or phase segregated line differential protection	Y	Y	Y/N	Y
(c)	Directional instantaneous definite minimum time (IDMT) type earth fault relay	Y	Y	'Y' if both main-I & main-II are distance protections otherwise 'N'	N
(d)	Directional IDMT over current and earth fault back up protection	N	N	'Y' if main-II is not provided otherwise 'N'	Y
(e)	Two stage over voltage protection	Y	Y	N	N
(f)	Auto reclosing	Y (Single phase and three phase)	Y (Single phase and three phase)	Y (Single phase and three phase)	Y (Three phase)

Note :

- (1) Y - Required ; N - Not required; Y/N - Optional
- (2) Transmission lines with distance protection shall, in general have carrier aided inter-tripping or blocking feature. Separate cores of current transformer and voltage transformer shall be used for main-I and main-II.

2. Transformer Protection

Sl. No.	Protection	765 kV	400 kV	220 kV or 132 kV	66 kV
(a)	Differential protection	Y	Y	Y	Y
(b)	Over fluxing protection	Y	Y	Y	N
(c)	Restricted earth fault (REF) protection	Y	Y	Y	Y
(d)	Backup directional over current and earth fault protection (HV and LV side or impedance protection)	Y	Y	Y	Y

(e)	Buchholz WTI and OTI (for 1 MVA and above), MOG with low oil level alarm, OSR for OLTC, PRD, SA on both primary and secondary side of transformers located outdoors and connected to over head lines	Y	Y	Y	Y
(f)	Tertiary winding protection	Y	Y	Y (above 100 MVA rating)	Y
(g)	Over load alarm	Y	Y	Y	N

Note :

- (1) Y - Required ; N - Not required.
- (2) WTI winding temperature indicator; OTI- oil temperature indicator; OLTC or load tap changer; PRD pressure relieve device; OSR- oil surge relay; MOG- magnetic oil gauge; SA- surge arrester.

3. Reactor Protection

Sl. No.	Protection	765 kV	400 kV
(a)	Differential protection	Y	Y
(b)	REF protection	Y	Y
(c)	Reactor backup protection (impedance type or definite time over current (O/C) and earth fault (E/F) protection)	Y	Y
(d)	Buchholz, WTI, OTI, MOG with low oil level alarm, SA (if required)	Y	Y

Note :

- (1) Y - Required.
- (2) WTI winding temperature indicator; OTI- oil temperature indicator; MOG- magnetic oil gauge; SA- surge arrester.

7.14. **Bus Bar Protection and Local Breaker Backup Protection** - Bus bar protection and local breaker backup protection shall be provided in 220 kV and higher voltage interconnecting sub-stations as well as in all generating station switchyards. The bus bar protection scheme shall have provision for future expansion.

7.15. Sub-station Fire Protection

Adequate precautions shall be taken and protection shall be provided against fire hazards to all apparatus of the intra-state users conforming to relevant Indian Standard Specification and /or provisions of CEA (Technical Standards for Construction of

Electrical Plants and Electric Line) Regulation, 2010 and CEA (Measures Relating to Safety and Electric Supply) Regulations, 2010.

7.16. Calibration & Testing

The protection scheme shall be tested at each 400kV, 220kV, 132kV sub-station by STU once in a year or immediately after any major fault, which ever is earlier. Setting, co-ordination, testing and calibration of all protection schemes pertaining to generating units/stations shall be responsibility of individual concern.

7.17. Data Requirements

Intra-state users shall provide STU with data for protection purpose as specified in the Data Registration section.

xxx

CHAPTER - 8 METERING CODE

8.1 General Principles

- 8.1.1 The scope of this part of the grid code covers the practices that shall be employed and the facilities that shall be provided for the measurement and recording of various parameters of electricity like active/reactive/apparent power/energy, power factor, voltage, frequency etc.
- 8.1.2 This Code sets out or refers to the requirements of metering at generating stations, sub-stations and interfaces for main meter, check meter, standby meter, consumer meter (tariff meter), and for energy accounting and audit meter as specified in the CEA (Installation and Operation of Meter) Regulations, 2006 as amended from time to time.
- 8.1.3 This Code also specifies the requirement for calibration, testing and commissioning of metering equipments viz. energy meters with associated accessories, current transformers and voltage transformers. The code broadly indicates the technical features of various elements of the metering, data communication, testing and calibration system, the procedure for assessment of consumption in case of defective and stuck-up meters and also lays down guidelines for resolution of disputes between different agencies.
- 8.1.4 The generating plants supplying power to the open access consumer, will be required to provide the metering as per ABT scheme and ABT compliant meters will be installed at both ends i.e. at injection point and drawal point .
- 8.1.5 In case Intra-state users / Open access customers/consumers provide the meters it shall have to provide software for billing to licensee and for operation to SLDC with communication facility for transfer of real time data through v-set or through lease line.

8.2 Reference Standards

- 8.2.1 The following Indian Standards (as amended to date) shall be applicable as relevant to meters and associated equipment:-

S.No.	Standard Number	Standard Title
(i)	IS 13779	AC Static Watt-hour Meters for Class 1 and 2
	IS 14697	AC Static Transformer Operated Watt-hour and VAr-hour Meters, Class 0.2S and 0.5S
	IS 2705	Indian Standard for Current Transformers
	IS 3156	Indian Standard for Voltage Transformers

	IS 9348	Indian Standard for Coupling Capacitors and Capacitor Divider
	IS 5547	Indian Standard for Capacitor Voltage Transformer
(ii)	CBIP Technical Report - 88	Specification for AC Static Electrical Energy Meters
(iii)	CBIP Technical Report - 111	Specification for Common Meter Reading Instrument
(iv)	IS 9000	Basic Environmental Testing Procedures for Electronic & Electrical items
(v)	IS 12063	Indian Standard for classification of degrees of protection

8.2.2 The following International Standards (as amended to date) can be applicable as relevant to meters and associated equipment not complying to Indian Standards or not manufactured in India:

S. No.	Standard Number	Standard Title
i.	IEC 687	Specification for AC Static Watt-hour Meters for Active Energy (Classes 0.2S and 0.5S)
ii.	IEC 1036	Alternating Current Static Watt-hour Meters for Active Energy (Classes 1 and 2)
iii	IEC 1268	Alternating Current Static Watt-hour Meters for Reactive Energy (Classes 2 and 3)

8.3 Facility to be provided on Metering Locations

The intra-state user(s) where ever applicable shall make available the required space to facilitate installation of meters and associated equipment.

8.4 Application of metering system (ownership and location) - Ownership and location of meter shall be as below :-

- 8.4.1 (a) All interface meters installed at the points of interconnection with Inter-State Transmission System (ISTS) for the purpose of electricity accounting and billing shall be owned by CTU.
- (b) All interface meters installed at the points of interconnection with Intra-State Transmission System excluding the system covered under sub-clause (a) above for the purpose of electricity accounting and billing shall be owned by STU. Cost of meter to be borne by the intra-state users.

- (c) All interface meters installed at the points of inter connection between the two licensees excluding those covered under sub-clauses (a) and (b) above for the purpose of electricity accounting and billing shall be owned by respective licensee of each end. Cost of meter to be born by individual licensee.
- (d) All interface meters installed at the points of inter connection for the purpose of electricity accounting and billing not covered under sub-clauses (a), (b) and (c) such as in premises of open access customers shall be owned by supplier of electricity i.e. licensee) cost of which will be born by open access customers.
- (e) For the EHV consumers those are directly connected to transmission system the metering at consumer premises, energy accounting and billing shall be as per provision in Chhattisgarh State Electricity supply code.

8.4.2 Generating plants:

All generating plants including non conventional sources based Power Generating plants, connected to intrastate transmission system directly or through the system other than system of STU, may have energy meter installed at each generator terminal, HV side of generator step-up transformer (Standby Meter), HV side of unit auxiliary transformer (UAT), HV side of Station Transformers (ST).

8.4.3 Metering between State transmission utility-distribution licensee:

For measurement of power delivered by State transmission utility to distribution licensee (excluding station transformer consumption), metering shall be provided on the LV side of EHV Power Transformer i.e. 33kV side of 132/33kV and 11kV side of 132/11kV transformers installed in EHV sub-stations.

In case of multiple distribution licensees energy accounting meters shall be provided on all outgoing 33kV and 11kV feeders and reconciliation of energy shall be made by audit meter installed on LV side of power transformer at EHV sub-station.

8.4.4 Sub-station Auxiliary Consumption Metering:

The State transmission utility sub-stations auxiliary consumption shall be recorded on LV side of station auxiliary transformers. If such transformer(s) is feeding other local load (colony quarters, street lights etc.) apart from sub-station auxiliary load, separate metering shall be provided on individual feeders.

8.4.5 Operational Metering:

Operational metering shall be installed wherever reasonably required by State transmission utility /generating companies for applications other than tariff metering. The parameters and other requirements shall be finalized by State transmission utility based on the operational requirements.

8.5 Operation and Maintenance of the Metering System

The operation and maintenance of the meter and metering system shall be the exclusive responsibility of owner which includes proper installation, regular maintenance of the metering system, checking of errors of the CTs, VTs and meters, proper laying of cables and protection thereof, cleaning of connections/joints, checking of voltage drop in the CT/ VT leads, condition of meter box and enclosure, condition of seals, regular/daily reading meters and regular data retrieved through common meter reading instrument (CMRI) and data processing system (DPS), attending any breakdown/fault on the metering system etc.

8.6 Minimum technical requirements for energy meter

8.6.1 Measuring Elements: The meter shall be 3 phase 4 wire, full four quadrant type static Tri-vector Meter (TVM), which can be used for 3 phase 3 wire system or 2 phase 2 wire system (traction application) without affecting the metering accuracy and other essential parameters.

8.6.2 In case of import and export power requirement of different degree by the captive power generators/ consumers through the same connectivity /line, proper metering should be assured by licensee in such case keeping adequacy and adequate accuracy class of metering system.

8.6.3 The ABT meter shall have facility to correct the ratio error and phase angle error of external CTs and VTs connected to it.

8.6.4 Meter should measure fundamental RMS value of electricity and harmonics.

8.6.5 Operating System Parameters (for balanced and unbalanced load):

(a) Operating Voltage Range: The meter shall work satisfactorily on 110 Volts AC (Line-Line) with variation range of -20% to + 15%.

(b) Operating Frequency Range: The meter shall work satisfactorily on 50 Hertz with variation range of -5% to +5%.

(c) Operating Power Factor Range: The meter shall work satisfactorily over a power factor range of zero lag to unity to zero lead.

- 8.6.6 **Rated Nominal Current and Rated Maximum Current:** Meter shall operate on 1 Ampere or 5 Ampere from CT secondary circuit. Rated maximum secondary current shall not exceed 120% of nominal current.
- 8.6.7 **Rated Short time Current:** Meter shall be capable of withstanding 20 times the rated nominal current for 0.5 second.
- 8.6.8 **Minimum Starting Current:** The meter shall start operating and recording energy with minimum starting current equal to 0.1 % of nominal current at unity power factor.
- 8.6.9 **Burden and Power Consumption:** The burden imposed by the metering system shall not exceed 1 W, 8 VA for voltage circuit and 1 VA for current circuit so that there is no significant voltage drop in the VT and CT leads.

8.6.10 Accuracy Class

Meter shall meet the following requirement of accuracy class . (Better than the mentioned accuracy class shall be acceptable):

Interface meters	0.2S	
Consumer Meter	11 kV and 33 kV	0.5S or better
	Above 33 kV	0.2S or better
Energy Accounting and audit meter	<p>(1) In generating station, the accuracy class of meters at a point after the generator stator terminals and before the tap of to the unit auxiliary transformer(s) shall not be inferior to that of 0.2S accuracy class. However, the accuracy class of other meters shall not be inferior to that of 1.0S accuracy class.</p> <p>(2) The accuracy class of meters in transmission system shall not be inferior to that of 0.2S accuracy class.</p> <p>(3) The accuracy class of meters in distribution system shall not be inferior to that of 0.5S accuracy.</p>	

[Reference CEA (Installation and Operation of Meter) Regulations, 2006 as amended from time to time.]

- 8.6.11 **Earthing System:** The metering system shall be suitable for solidly earthed power system.
- 8.6.12 **Meter Box:** The meter box shall conform to the degree of protection not less than IP-51 as stipulated in IS 12063, and shall be capable of satisfactory operation in an

indoor, non-air conditioned installation.

8.6.13 Installation and mounting:

The meter shall be suitable for install indoor or outdoor application. In case CTs and VTs form part of the meters, the meter shall be installed as near the instrument transformers as possible to reduce the potential drop in the secondary leads.

The meter can be mounted in dust proof, lockable and tamper proof panel or rack or metal box, as per requirement and site condition, conforming to minimum IP-31 standards.

The metering system shall have facility of CT shorting when the meter module is withdrawn or dismantled.

8.6.14 Data Display Capabilities - Instantaneous Values:

The meter shall be capable to record and display (on demand) at least the following instantaneous parameters/information:

- (a) Three rms line voltages
- (b) Three rms line currents
- (c) System frequency (Hz)
- (d) Power factor with sign of lag/lead.
- (e) Watt - Import
- (f) Watt - Export
- (g) VAr - Lead
- (h) VAr - Lag
- (i) VA - Import
- (j) VA - Export
- (k) Maximum Demand (Import) during the month in Watt and VA with date and time
- (l) Maximum Demand (Export) during the month in Watt and VA with date and time
- (m) Meter Serial Number

8.6.15 Data Storage Capabilities - Cumulative Values:

The meter shall be capable to record, store and display (on demand) at least following cumulative parameters. At least five (5) registers shall be provided for each parameter, out of which one (1) register shall record energy for 24 hours in a day whereas other four (4) registers shall record Time of Day (TOD) energy during morning peak, morning offpeak, evening peak and evening off-peak durations:

- (a) Watt hour - Import
- (b) Watt hour - Export

- (c) VAr hour - Lead while Watt hour - Import
- (d) VAr hour - Lag while Watt hour - Import
- (e) VAr hour - Lead while Watt hour - Export
- (f) VAr hour - Lag while Watt hour - Export
- (g) VA hour - Import
- (h) VA hour - Export
- (i) VAr hour during low voltage ($V < 97\%$)*
- (j) VAr hour during high voltage ($V > 103\%$)*

**These parameters are for Availability Based Tariff (ABT) purpose only hence TOD registers are not required*

8.6.16 Data Logging Capabilities 1 - Integrated Values:

The meter shall have sufficient memory to store any combination of at least ten (10) parameters listed in Clause 8.6.14 and Clause 8.6.15 over minimum forty (40) days at a logging interval of fifteen (15) minutes. The State transmission utility shall be able to select these parameters locally through optical port using CMRI and/or remotely through communication port. At least, following essential parameters shall be logged at an interval of 15 minutes:

- (a) Watt - Import
- (b) Watt - Export
- (c) VAr - Lead while Watt - Import
- (d) VAr - Lag while Watt - Import
- (e) VAr - Lead while Watt - Export
- (f) VAr - Lag while Watt - Export
- (g) VAr hour during low voltage ($V < 97\%$)
- (h) VAr hour during high voltage ($V > 103\%$)
- (i) Average frequency (Hz)
- (j) Average three phase voltage

In case of operational metering, the number of parameters and their logging intervals shall be decided by the Licensee as per their operational requirements.

8.6.17 Other Parameters:

Each meter shall also store the values of active energy (Import), active energy (Export), reactive energy (lag) and reactive energy (lead) separately during active energy (import) & active energy (export) conditions recorded at 24.00 hours on last day of the month for a period of at least twelve (12) months in any case. Intra-state user shall be able to program time and day at which value of energy to be stored in the memory.

8.6.18 Events and Abnormalities Logging Capabilities:

The meter shall be able to log date and time stamped events captured with a resolution of at least one (1) second. Sufficient memory shall be provided to store at least last 100 events in the meter on First-In-First-Out (FIFO) basis with compartment wise as following, but not limited to:

- (a) Missing potential (VT supply missing)
- (b) CT/VT Polarity reversal
- (c) Current unbalances (magnitude as well as phase unbalance) in any one of the phases or more than one phase
- (d) Voltage unbalances (magnitude as well as phase unbalance) in any one of the phases or more than one phase
- (e) Supply interruptions along with the duration of each interruption
- (f) Tamper information/anomaly occurrence/anomaly restoration.
- (g) Meter internal set-up/program change information

8.6.19 Real Time Clock (RTC) and Calendar:

The meter shall have in-built Quartz crystal based accurate Real Time Clock. The meter shall display real time in 24 hours format (hh: mm: ss).

Meter shall also display the date as per Indian calendar in dd-mm-yyyy format. Thirty (30) years calendar with automatic leap year adjustment shall be provided in the meter.

The accuracy of the clock and calendar shall not be more than 1 (one) minute per year or better than 1 (one) minute per year.

8.6.20 Time synchronization:

All meters shall have facility for time synchronisation locally and/or remotely through a Global Positioning System (GPS) or through the central computer (at CDCC) using the same port used for remote data communication.

8.6.21 Data retention:

The logged data shall be stored in a non-volatile memory of meter with a minimum retention period of ten (10) years without any battery back-up.

8.6.22 Data concentration and network integration:

The local network of all meters installed in a sub-station shall be formed using modem/multiplexer/data concentrator/LAN hub switch. This local network shall be integrated with communication network using appropriate standard protocol.

Communication network may be based on Radio frequency, Microwave, Public Switched Telephone Network (PSTN), Power Line Carrier Communication (PLCC), Vary Small Aperture Terminal (VSAT) network, Optical Fibre Cable (OFC), GSM, Low Power Radio Frequency or any other means of telemetry.

8.6.23 Pulse Output:

High intensity light emitting diodes (LED) shall be provided on front of the meter for test calibration and accuracy check of Wh and VARh measurements.

8.6.24 Display:

Meter shall have a minimum of 7 digits Alpha-numeric liquid crystal display (LCD) or light emitting diode (LED) type display with bright back-light and automatic back-light time out feature. A touch key pad or push buttons shall be provided on the meter front for switching ON the display and for changing from one indication to next. Two separate push buttons shall be provided one for scrolling and other for MD resetting.

8.6.25 Data Security:

- (a) Data encryption (coding) capability
- (b) Mechanical seals and locks i.e. sealing provision for terminal block, meter cover, MD reset predefined date and time or CMRI and all communication ports.
- (c) Message authentication algorithm capability/Multi-level password protection
- (d) Independent security across communication channels

8.6.26 Self-Diagnostics feature:

The meter shall have self diagnostics feature to scan the healthiness of internal components and circuitry. On detection of any exception or fault, meter shall display the message immediately.

8.6.27 Communication Ports:

The meter shall have at least following communication ports:

- (a) One optically isolated infra-red communication port (optical port) for local communication as per IEC 1107
- (b) One galvanically isolated Ethernet (LAN) port or RS485 serial port or RS232 serial port for remote communication

8.6.28 Communication Protocol:

For communication by meter with external devices, meter supplier shall implement industry standard open protocol(s) like MODBUS RTU, MODBUS, TCP/IP, IEC 870-5-102, IEEE 1377, DNP 3.0, Device Language Message Specification (DLMS) or any other industry standard protocol.

In case of proprietary protocol, the meter supplier shall furnish the protocol software and details of protocol followed by him. Any variation in the standard protocol for optimizing communication resources shall be detailed.

8.6.29 Reprogramming of the meter:

Utility shall be able to select the display parameters, logging parameters, timings of TOD registers, billing dates, logging interval or any other parameter locally using CMRI through optical and/or remotely using meter reprogramming software installed at CDCC through communication port(s).

8.6.30 Data Downloading:

Utility shall be able to download the logged data locally using CMRI through optical port and/or remotely using meter interrogation software installed at CDCC through communication port(s). Any interrogation/read operation shall not delete or alter any stored meter data.

8.6.31 External auxiliary supply:

The metering system shall derive operating system from AC or DC auxiliary supply. For auxiliary supply the internal DC battery which is an integral part of the meter or capacitor devices, incorporated in the meter, should be used.

8.7 Minimum technical requirement for instrument transformer :

- 8.7.1 Single-phase type current transformers shall be used for 3 phase 4 wire and 3 phase 3 wire or 2 phase 2 wire (traction application) measurement system. The secondary current rating of the current transformer (CT) shall be 1 ampere or 5 ampere

depending upon the total circuit burden. 5A secondary can be used for low burden circuits.

- 8.7.2 Either dedicated set of CT / VT or dedicated core of current transformers shall be provided for metering and wherever feasible, CTs (or their cores) feeding to main meters and check meters shall be separate. The errors of the CT / VT shall be checked in the laboratory or at site. The CT / VT shall be tested using the testing equipment calibrated by any NABL lab or any NABL accredited laboratory." The main meter and check meter shall be connected to same core of CTs and VTs.
- 8.7.3 The total burden connected to each current transformer shall not exceed the rated burden of CT/VT. Total circuit burden shall be kept close to rated burden of CT for minimum error and percentage voltage drop in VT leads shall be within the permissible limits.
- 8.7.4 Either Electromagnetic Voltage Transformers (EVT) or Capacitive Voltage transformer (CVT) may be used for metering purpose. Generally, voltage transformers (VT) is used to cover either EVT or CVT. The secondary voltage per phase shall be $110/\sqrt{3}$ volts. For protection of VT suitable devices such as MCB's etc may be used.
- 8.7.5 The minimum acceptable detailed specification for instrumentation transformer are as follows.

A) Minimum acceptable specifications of dedicated single-phase EHV & HV current transformers (CT) for metering

S.No.	Particulars	11KV	33KV	132KV	220KV
1	Nominal System Voltage (Kv rms)	11	33	132	220
2	Highest System Voltage (kV rms)	12	36	145	245
3	Reference Standard	IS 2705 with latest amendments			
4	Standard CT Ratio	2000 or 1000/1-1	800 or 400/1-1	800 or 400/1-1-1	1200 or 600/1-1-1-1
		1600 or 800/1-1	600 or 300/1-1	400 or 200/1-1-1	800 or 400/1-1-1-1
		1200 or 600/1-1	400 or 200/1-1	200 or 100/1-1-1	
		800 or 400/1-1	300 or 150/1-1	100 or 50/1-1-1	
		600 or 300/1-1	100 or 50/1-1		
		400 or 200/1-1			
		300 or 150/1-1			
		150 or 75/1-1			

S.No.	Particulars	11KV	33KV	132KV	220KV
5.	No. of Metering cores	Two			
6.	Rated Continuous Thermal Current	120% of Rated Primary Current			
7.	Rated Short time thermal primary current	13.1 KA for 1 sec	26.2 KA for 2 sec	31.5/40 KA for 1 sec	40 KA for 1 sec
8.:	CT characteristics				
(a)	Rated Primary Current (Amps)	2000 or 1000	800 or 400	400	800
		1600 or 800	600 or 300	200	
		1200 or 600	400 or 200	100	
		800 or 400	300 or 150	50	
		600 or 300	100 or 50		
		400 or 200			
		300 or 150			
	150 or 75				
(b)	Rated Secondary Current (Amps)	1 or 5	1 or 5	1 or 5	1 or 5
(c)	Accuracy Class	0.5S	0.5S	0.2S	0.2S
(d)	Maximum Instrument Security Factor (ISF)	5	5	5	5
(e)	Rated Secondary Burden (VA)	30	30	15	15
9.	Reference Standard for insulating oil	IS 335 with latest amendments			

B) Minimum acceptable specifications of dedicated three-phase HV CT-PT set for metering

S.No.	Particulars	33kV
Specification of CT (for CT-PT Set)		
1	Nominal System Voltage (kV rms)	33
2	Highest System Voltage (kV rms)	36
3	Reference Standard	IS 3156 with latest amendments
4	Standard CT Ratio (Amps/Amps)	200 or 100/1-1 100 or 50/1-1
5	Rated continuous thermal current	120% of rated primary current
6	Rated short time thermal primary current for 1 second (in kA)	25
7	CT Characteristic:	
a	Rated Primary Current (Amps)	200 or 100 100 or 50
b	Rated Secondary Current (Amps)	1 or 5
c	Accuracy Class	0.5S
d	Maximum Instrument Security Factor (ISF)	<10

e	Rated Secondary Burden (VA)	30
8.	Reference Standard for insulating oil	IS 335 with latest amendments
Specification of PT (for CT-PT Set)		
1	Nominal System Voltage (kV rms)	33
2	Highest System Voltage (kV rms)	36
3	Reference Standard	IS 3156 with latest amendments
a	No. of Secondary Windings for potential measurement devices	Two
b	Standard Voltage Ratio	$33\text{kV}/\sqrt{3} / 110\text{V}/\sqrt{3}$
c	Rated Secondary Burden (VA) per winding	50
d	Accuracy Class (At 10% to 100% of rated VA burden)	0.5S
e	Rated Voltage Factor and Duration	1.2 continuous and 1.5 for 30 seconds

C) Minimum acceptable specifications of dedicated single-phase EHV capacitor voltage transformers (CVT) for metering

Sr. No.	Particulars	132kV	220kV
1	Nominal System Voltage (kV rms)	132	220
2	Highest System Voltage (kV rms)	145	245
3	Reference Standard	IS 3156 with latest amendments	
4	Rated Capacitance (pF)	4400 pF with tolerance +10% and -5%	
5	For low voltage terminal over entire carrier frequency		
	(a) Stray Capacitance	Shall not exceed 200 pF	
	(b) Stray Conductance	Shall not exceed 20 micro siemens	
6	(a) High frequency capacitance for entire carrier frequency range	Within 80% to 150% of rated capacitance	
	(b) Equivalent Series Resistance over the entire frequency range	Less than 40 ohms	
7	No. of Secondary Windings for potential measurement devices	Three	Three
8	Standard Voltage Ratio		
	(a) Winding-I, II, III	$132\text{kV}/\sqrt{3}$ $110\text{V}/\sqrt{3}$	/ $220\text{kV}/\sqrt{3}$ $110\text{V}/\sqrt{3}$
9	Rated Secondary Burden (VA)		
	(a) Winding-I	-----	-----
	(b) Winding-II & III	50	50
10	Accuracy Class		
	(a) Winding-I	3P	
	(b) Winding-II	0.2	
	(c) Winding-III	0.2	
11	Rated Voltage Factor and Duration		
	(a) Winding-I	1.2 continuous and 1.5 for 30 seconds	

	(b) Winding-II	1.2 continuous and 1.5 for 30 seconds
12	Reference Standard for insulating oil	IS 335 with latest amendments

NOTE: Electromagnetic VTs may be used up to 220KV class.

D) Minimum acceptable specifications of dedicated single-phase EHV potential transformers (PT) for metering

S. No.	Particulars	132kV	220kV
1	Nominal System Voltage (kV rms)	132	220
2	Highest System Voltage (kV rms)	145	245
3	Reference Standard	IS 3156 with latest amendments	
4	No. of Secondary Windings for potential measurement devices	Three	Three
5	Standard Voltage Ratio		
	(a) Winding-I,II, III	132kV/ $\sqrt{3}$ / 110V/ $\sqrt{3}$	220kV/ $\sqrt{3}$ / 110V/ $\sqrt{3}$
6	Rated Secondary Burden (VA)		
	(a)Winding-I	----	----
	(b) Winding-II & III	50 or 100	50 or 100
7	Accuracy Class		
	(a) Winding-I	3 P	
	(b) Winding-II	0.2	
	(c) Winding-III	0.2	
8	Rated Voltage Factor and Duration		
	(a) Winding-I	1.2 continuous and 1.5 for 30 seconds	
	(b) Winding-II	1.2 continuous and 1.5 for 30 seconds	
9	Reference Standard for insulating oil	IS 335 with latest amendments	

E) Minimum acceptable specifications of dedicated single-phase HV potential transformers (PT) for metering

S. No.	Particulars	33kV	11kV
1	Nominal System Voltage (kV rms)	33	11
2	Highest System Voltage (kV rms)	36	12
3	Reference Standard	IS 3156 with latest amendments	
4	No. of Secondary Windings for potential measurement devices	Three	Three
5	Standard Voltage Ratio	33kV/ $\sqrt{3}$ / 110V/ $\sqrt{3}$	11kV/ $\sqrt{3}$ / 110V/ $\sqrt{3}$
6	Rated Secondary Burden (VA) per winding		
	(a)Winding-I	-----	-----
	(b) Winding-II	50	50
	(c) Winding-III	50	50
7	Accuracy Class(At 10% to 100% of rated VA burden)	0.2	0.2
	(a) Winding-I	3 P	
	(b) Winding-II	0.5	
	(c) Winding-III	0.5	
8	Rated Voltage Factor and Duration	1.2 continuous and 1.5 for 30 seconds	

8.8 Testing Arrangements

8.8.1 At the time of commissioning, each interface meter shall be tested by the owner at site for accuracy using standard reference meter of better accuracy class than the meter under test. The test terminal blocks shall be provided on all meters to facilitate testing of meters. Portable test set with high accuracy static source and 5 times more accurate (or better) electronic reference standard meter shall be used for testing. This means at least class 0.1S reference standard meter for testing of class 0.2S meter, class 0.1S reference standard meter for testing of class 0.5S meter and class 0.2S reference meters for testing of class 1.0S meter. These benches shall also be used for checking and calibration of portable testing equipments. The above shall be applicable for laboratory testing of meters, however, for site testing meter testing equipments with one class higher accuracy than meter under test may be used as per provision of IS-12346-1999.

8.8.2 Separate test terminal blocks for testing of main and check meters shall be provided so that when one meter is under testing, the other meter continues to record actual energy during testing period. Where only one/main meter exists, an additional meter shall be put in circuit during the testing period of the main meter so that while the main meter is under testing, the other meter can record energy during the period of meter under testing.

8.9 System for joint inspection, testing, calibration of interface meter

- 8.9.1 The metering system located at metering points between generating plants, State transmission utility and distribution licensees shall be regularly inspected, tested and calibrated once in a year but at least once in five year (or at an interval lesser than one year as mutually agreed) jointly by both the agencies involved for dispatch and receipt of energy. Since the static trivector meters are calibrated through software at the manufacturers' works, only accuracy of the meters and functioning shall be verified during joint inspection. In case of any doubt or defect, the meter shall be replaced then and there or calibrated. In later case, error correction as determined will be applied to the meter reading for the purpose of billing. To cover for loss of time, spare meters shall always be kept available with the agency to whom the meter/metering point belongs. After testing, the meter shall be properly sealed and a joint report shall be prepared giving details of testing work carried out, details of old seals removed and new seals affixed, test results, further action to be taken (if any) etc.
- 8.9.2 Joint inspection shall also be carried out as and when difference in meter readings (so corrected) exceeds the permissible error as per accuracy class of main and check meter. The meters shall be jointly tested/ calibrated on all loads and power factors as per relevant standards through static phantom load.

8.10 Meter Sealing Provision

- 8.10.1 Polycarbonate or acrylic seals or plastic seals or holographic seals or any other superior seal shall be used.
- 8.10.2 Lead seals shall not be used in the new meters. Old lead seals shall be replaced by new seals in a phased manner and the time frame of the same shall be submitted by the licensee to the Appropriate Commission for approval.
- 8.10.3 Metering systems shall be jointly sealed by the authorized representatives of the concerned parties. The sealing of meter shall be arranged as per the provisions in CEA (Installation and Operation of Meters) Regulation 2006.
- 8.10.4 No seal, applied pursuant to this metering code, shall be broken or removed except in the presence of or with the prior consent of the agency affixing the seal or on whose behalf the seal has been affixed unless it is necessary to do so in circumstances where (i) there occurs a fire or similar hazard and such removal is essential and such consent cannot be obtained immediately (ii) such action is required for the purpose of attending to the meter failure. In such circumstances, verbal consent shall be given immediately and it must be confirmed in writing forthwith.

8.11 Procedure for Assessment of Consumption In Case of Defective and/or Stuck-Up Meter

8.11.1 (a) Whenever difference between the readings of the Main meter and the Check meter for any month is more than 0.5%, the following steps shall be taken:

(i) checking of CT and VT connections;

(ii) testing of accuracy of interface meter at site with reference standard meter of accuracy class higher than the meter under test.

If the difference exists even after such checking or testing, then the defective meter shall be replaced with a correct meter.

(b) In case of conspicuous failures like burning of meter and erratic display of metered parameters and when the error found in testing of meter is beyond the permissible limit of error provided in the relevant standard, the meter shall be immediately replaced with a correct meter.

(c) In case where both the Main meter and Check meter fail, at least one of the meters shall be immediately replaced by a correct meter.

8.11.2 When main meter is found to be defective or has stopped, reading of the check meter shall be considered for billing purpose subject to condition that the check meter has been found working properly.

8.11.3 In case of outage of both the main and check meters, if any energy is interchanged in the intervening period the assessment has to be done on the basis of reading recorded in generator's sending end meter (standby meter) if found working properly by considering average of previous 3 months percentage line loss when both interface meter and generators meter were found working properly.

8.11.4 In case of outage of both the main meters and check meters so also generator's sending end meters (Standby), the energy injected into the State grid may be assessed on the basis of average of previous three months energy loss calculated of the respective sub-station of licensee when main/check meters were working properly.

Readings recorded by Main, Check and Standby meters for every time slot shall be analysed, crosschecked and validated by the State Load Despatch Centre (SLDC). The discrepancies, if any, noticed in the readings shall be informed by the SLDC in writing to the energy accounting agency for proper accounting of energy. SLDC shall also intimate the discrepancies to the State Transmission Utility or the

licensee, who shall take further necessary action regarding testing, calibration or replacement of the faulty meters in accordance with the provisions laid down.

8.11.5 In case the meter installed in premises of bulk consumer who is availing open access or supplied directly from transmission network becomes defective the assessment of energy drawal is to be done as per provisions specified for the consumer in C.G.State Electricity Supply Code as mended to time to time.

8.11.6 The STU shall install special energy meters on all inter connections between the regional entities and other identified points for recording of actual net MWh interchanges and MVA_{rh} drawals. The installation, operation and maintenance of special energy meters shall be in accordance with Central Electricity Authority (Installation and Operation of Meters) Regulations, 2006. All concerned entities (in whose premises the special energy meters are installed) shall take weekly meter readings and transmit them to the SLDC by Monday noon. The SLDC must ensure that the meter data from all installations within their control area are transmitted to the RLDC as per the schedule.

8.12 Replacement of defective or stuck-up meter

A defective or stuck-up meter shall be replaced within 15 (fifteen) days. The owner of the meter shall maintain spare inventory of meters, so that down time is minimized.

8.13 Mechanism for dispute resolution

Any disputes relating to inter-utility metering between State transmission utility and any generating company/distribution licensees/intra-state users shall be settled in accordance with procedures given under relevant power purchase agreements (PPA)/connection agreement or relevant agreement, as the case may be. In case of unresolved dispute, the matter may be referred to the Commission.

8.14. To keep pace with continuous and fast up-gradation in the technology of metering and communication, the metering code needs to be reviewed periodically as per CEA Regulations/guidelines and the Commission may issue directives from time to time.

xxx

CHAPTER - 9

CONTINGENCY PLANNING

9.1 General Principles

9.1.1 To define the responsibilities of all the intra-state users for achieving the fastest possible recovery of the grid in the event of a failure in the transmission system, or any sudden loss of Generation or a blackout caused due to the failure of the Western Grid. All hydro stations should compulsorily have Black start facilities and all EHV substation at 220 kV and above should have synchronizing facilities to meet the contingency. During the blackout procedure to be adopted for fast recovery shall take into account the following:

- i. The possible transfer of power from the neighboring System through Inter State transmission lines,
- ii. The extent of immediate availability of power from the Central Sector generating stations and the generating plants.
- iii. Availability of power from any embedded generator connected to state grid.

9.1.2 The main objective is to achieve the following:

- i. The essential loads required to be restored immediately.
- ii. Restoration of the total system and associated demand in the shortest possible time.
- iii. Resynchronization of parts of the system which have ceased to be in synchronism,
- iv. To ensure that the communication arrangements for use in circumstances of serious disruption to the System are available to enable senior management representatives of the SLDC, the transmission licensee and the intra-state users who are authorized to take decisions on behalf of the transmission licensee or the intra-state user.
- v. To ensure that the transmission system can operate in the event of the SLDC is incapacitated for any reason.
- vi. The situation prevailing prior to the occurrence of the contingency, e.g. availability of specific generating stations, transmission lines, and load demands will largely determine the restoration procedure to be adopted in the event of a total blackout.

- vii. The SLDC shall co-ordinate with WRLDC and STU in determining the extent of problems. The SLDC shall inform maximum intra-state users of the situation and advice them to follow the strategy as outlined in this section for restoration.
- viii. The use of communication channels shall be restricted to the operational communications only, till normalcy is restored.

9.2 Total Regional Blackout:

In case of Total Regional Blackout, the recovery shall be as per the Black Start procedure prepared by WRLDC in consultation with all the constituents of western region. As these procedures are updated periodically, the last updated procedures shall be followed during the total regional blackout.

9.3 Partial state transmission system blackout:

In case of partial State transmission system blackout, the recovery shall be as per the Black Start/Restoration procedure prepared by SLDC in consultation with the intra-state users. As these procedures are updated periodically, the last updated procedures shall be followed during the partial state transmission system blackout. The instruction issued by SLDC in restoration of system from partial black out shall be followed by the intra-state users even though the same is not specifically mentioned in Black Start procedure/restoration document.

9.4 Responsibilities:

- 9.4.1 The SLDC shall maintain a record of Generating plants with black start capabilities and Black Start operation plans.
- 9.4.2 The SLDC shall prepare, distribute, and maintain up-to-date 'black start' procedures covering the restoration of the transmission system following total or partial blackouts. The intra-state users shall agree to these 'black start' procedures and inform promptly to the SLDC whenever they have difficulty.
- 9.4.3 The SLDC shall be responsible for directing the overall transmission system restoration process by co-ordination with all the intra-state users and in close co-ordination with the WRLDC.
- 9.4.4 The distribution licensees shall be responsible for sectionalizing the distribution system into discrete, unconnected blocks of load. They shall advise the SLDC as to the quantum of load likely to be picked up by the plants being synchronized.
- 9.4.5 The generating plants shall be responsible for commencing their planned 'black start' procedure on the instruction of the SLDC and steadily increasing their generation according to the demand intimated by the SLDC.

9.5 Special consideration:-

- 9.5.1 During the process of restoration of the transmission system, or regional system blackout conditions, the normal standards of voltage and frequency need not be applied, and left to the discretion of the SLDC as it considers appropriate depending on the prevailing situation.
- 9.5.2 The distribution licensee shall separately identify non-essential components of essential loads, which may be kept off during system contingencies. They shall also draw up an appropriate schedule with corresponding load blocks in each case. The non-essential loads can be put on only when the system normalcy is restored, and as advised by the SLDC.
- 9.5.3 All intra-state users shall pay special attention in carrying out the procedures to prevent secondary collapse of the system due to haste or inappropriate loading.
- 9.5.4 Despite the urgency of the situation, careful, prompt and complete logging of all operations and operational messages shall be ensured by all the intra-state users to facilitate subsequent investigation into the incident and the efficiency of the restoration process. Such investigation shall be conducted promptly after the incident, and SLDC shall place before the State Grid Coordination Committee for appraisal in its next immediate meeting.

xxx

CHAPTER - 10

SAFETY STANDARDS

10.1 SAFETY STANDARDS:

- 10.1.1 The “Safety Standards” formulates the precautions to be taken for ensuring safety for the general public, consumers of electricity and the workmen. This forms an integral part of this Code and STU/transmission licensee and all the intra-state users shall comply with those Standards notified by CEA like CEA (Safety Requirements for Construction, Operation and Maintenance of Electric Plants and Electric Lines), Regulation, 2011, CEA (Measures relating to Safety and Electric Supply), Regulation, 2010.
- 10.1.2 (i) STU/transmission licensee shall prepare its own “Safety manual” for the transmission lines; Substations based on this standard. For the guidance of the Shift Operators, “Operation and Maintenance Manuals” for each Sub-station shall be prepared by the licensee. These manuals shall contain all the maintenance and operation schedules based on the recommendations of the manufacturers of the various equipments installed in the Sub-station. These manuals shall be periodically reviewed based on the experience gained and replacement of equipments. A maintenance register for the equipments including the station batteries shall be maintained at the respective Sub-stations. These shall be updated as and when the maintenance work is carried out and shall be periodically reviewed by the appropriate higher authority in whose control the sub-station falls. Similar registers shall be maintained for the transmission lines.
- (ii) State transmission utility/Transmission Licensee shall appoint / designate suitable qualified person as designated Electrical Safety Officer for coordination of safety procedure / measure for ensuring observance of safety measures and function as specified in CEA (Safety Requirements for Construction, Operation and Maintenance of Electric Plants and Electric Lines), Regulation, 2011 and CEA (Measures relating to Safety and Electric Supply) Regulations, 2010.
- 10.1.3 The operation manual shall clearly contain the details of isolation and earthing to be provided for allowing work on the equipments. The single line Diagram of the Sub-station indicating the positions of various isolating devices shall be prominently displayed in the sub-station. Charts showing the clearances from live parts (section clearance) for working on the isolated equipments where workmen are allowed to work shall be displayed prominently at each sub-station.

- 10.1.4 The danger boards / danger notice as required in CEA (Measures relating to Safety and Electric Supply), Regulation, 2010 and relevant Indian Standard shall be displayed at places approachable by the general public.
- 10.1.5 Regular maintenance shall be carried out on all the transmission lines in accordance with IS:5613 and records shall be maintained. Wherever possible hot line checking and replacement of failed insulators and maintenance work shall be done before and after monsoon. The hot line techniques for maintenance of critical transmission lines and sub-stations shall be adopted wherever possible. Only trained staff shall be used for the hot line techniques and the tools employed in such techniques shall have necessary certification from a national or international accredited laboratory before usage.
- 10.1.6 All the equipments in the receiving stations and sub-stations shall be maintained in good condition as per the manufacturer's manuals and relevant Indian and/or International standards, wherever available. The relays and circuit breakers shall be checked, tested for their proper operation whenever these are taken out for maintenance purposes. The station batteries shall be maintained in good working condition by carrying out routine checks and maintenance works. The DC system provided in all these stations shall be properly maintained to ensure that leakage current is meagre. An on-line monitoring system for monitoring of leakage and detection of ground faults shall be provided. The diagnostic methods of maintenance shall be preferred over traditional time based maintenance. Thermo-vision scanning for hot spots on all overhead lines and sub-station equipment at voltage level of 220 kV and above shall be carried out at least once a year and necessary remedial measures shall be taken where hot spots are detected. The residual life assessment shall be carried out for all major equipments including transformers, reactors, breakers, as envisaged by the relevant standards. The use of diagnostic technique for condition based monitoring of equipments should be adopted as per Regulation 25 of CEA (Grid Standards) Regulation, 2010. Records of all maintenance is carried out for each equipment and shall be kept in the table and formats in electronic form and hard copy and the next due date for maintenance of each item of work shall be clearly marked in such tables and formats.

10.2 **Line Clear Permit (LCP):**

The format under **Annexure "C" and "D"** shall be used to request for permit to work on electrical line or equipment and to return the permit when the work on electrical line or equipment is over.

xxx

Chapter - 11

OPERATIONAL EVENT AND INCIDENT REPORTING

11.1 Reportable Incidents:

11.1.1 All events in the transmission system shall be notified by STU/transmission licensee to SLDC and the intra-state users, whose systems are affected.

11.1.2 All events on the intra-state user's system having an operational effect on the transmission system shall be notified by the intra-state user to STU/transmission licensee and SLDC who in turn shall notify the other intra-state users on whose system the event may have an operational effect. The intra-state user shall submit incident report covering the points shown in clause 11.2.2 of this code.

11.1.3 Typical examples of reportable incidents that could affect the transmission system are as follows:

- (a) Exceptionally high/low voltage or frequency,
- (b) Serious equipment problem i.e. major circuit breaker, transformer, bus bar fault,
- (c) Major problem in the generating unit,
- (d) Tripping of ICT, transmission line or capacitor bank, reactor.
- (e) Major fire incident, cyclones, storms earthquakes etc.,
- (f) Major protection failure,
- (g) Over loading of equipment or transmission line which may result in hazard to the personnel,
- (h) Activation of any alarm or indication of abnormal operating condition,
- (i) Adverse climatic conditions being experienced or forecast,
- (j) Breakdown, or faults, or temporary changes in the capabilities of Plant and/or apparatus,
- (k) Impending risks of protection operation,
- (l) Loss of load,
- (m) Accidents,
- (n) Excessive drawal deviations,
- (o) Minor equipment alarms.

Note:

- (i) The last two reportable incidents are typical examples of those of lesser consequences, but still affect the transmission system and can be reasonably classified as minor.
- (ii) The examples indicated in the above are only illustrative and in no way limit the general requirements to be reported.

11.2 Reporting procedure:

11.2.1 All reportable incidents occurring in lines and equipments of 33kV and above at the grid sub-stations shall promptly be reported orally by the intra-state user whose equipment has experienced the incident to all other significantly affected intra-state users and SLDC. The reporting intra-state user should submit a written confirmation to SLDC within one hour of such oral report. If the reporting incident is of major nature, the written report may be submitted within two hours duly followed by a comprehensive report within 48 hours of the submission of the initial written report. In other cases, the reporting intra-state user shall submit a report within five working days to SLDC.

11.2.2 The SLDC shall call for a report from any intra-state user on any reportable incident affecting other intra-state users, in case such intra-state user, whose equipment might have been a source of the reportable incident, does not report the same. However, this shall not relieve any intra-state user from the obligation to report events in accordance with CEA (Measures relating to Safety and Electric Supply) Regulations, 2010 as amended from time to time. The format for such a report shall be as per the approval of the Grid Coordination Committee and typically contain the following:

- (a) Location of the incident,
- (b) Date and time of the incident,
- (c) Plant or Equipment involved,
- (d) Supplies interrupted and the duration wherever applicable,
- (e) Amount of Generation lost, wherever applicable,
- (f) System Parameters before and after the incident, (Voltage, Frequency, Flows, Generation etc.),
- (g) Network configuration before the incident,
- (h) Relay indications and performance of protection,
- (i) Brief description of the incident,
- (j) Estimated time of return to service,
- (k) Any other relevant information,
- (l) Recommendations for future improvement, and
- (m) Name and designation of reporting officer.

11.2.3 The report shall contain sufficient details to describe the event to enable the recipient to assess the implications and risks arising out of the same. The cause need not be included in the report but the recipient may ask for clarifications wherever necessary and it is obligatory that the reporting intra-state user shall put his best efforts and provide all the necessary and reasonable information.

11.2.4 In case of a request by either party the oral report shall be written down by the sender and dictated by way of a telephone message or sent by fax/e-mail to the recipient. In case of an emergency the report can be given only orally and followed by written confirmation.

11.2.5 The maximum time limit allowed for oral report of the event is fifteen minutes from the time of the occurrence of the event.

11.2.6 SLDC will be responsible for reporting event in line with the procedure set in IEGC.

11.3 Significant events:

11.3.1 Significant event includes such events having an operational effect e.g.

- (a) Tripping of plant and/or apparatus manually or automatically
- (b) Voltage outside statutory limits
- (c) System frequency outside statutory limits
- (d) System instability or
- (e) System overloads.

11.3.2 Wherever a intra-state user reports an event, which the SLDC or STU/transmission licensee considers to have had a significant effect on the transmission system, STU/transmission licensee may require the intra-state user to report that event in writing within one day.

11.3.3 Wherever STU/transmission licensee notifies SLDC and a intra-state user of any event which the intra-state user or SLDC considers to have had a significant effect on the intra-state users' system, the intra-state user may require the transmission licensee to report that event in writing within one day.

11.4 Warnings:

11.4.1 An oral warning shall be issued by SLDC and confirmed in writing as well, to the STU/transmission licensee and the intra-state users, who may be affected when SLDC knows that there is a risk of widespread and serious disturbance to the whole, or part of, the total system.

11.4.2 Provided that sufficient time is available, the warning shall contain such information, as the SLDC considers reasonable, to explain the nature, and extent of the anticipated disturbance, to the Intra-state user and STU/transmission licensee, provided that such information is available to SLDC.

11.4.3 Each intra-state user and STU/transmission licensee, on receipt of such a warning, shall take necessary steps to warn its operational staff and maintain its Plant and apparatus in the condition in which it is best able to withstand the anticipated disturbance for the duration as confirmed / warned.

11.4.4 Scheduling and dispatch may be affected during the period covered by such a warning.

11.5 Loss of communication with the SLDC:

11.5.1 In the event of loss of communication with SLDC the provision made as above shall not apply but instead the following provision shall apply:

11.5.2 Each generating plants shall continue to operate in accordance with the last dispatch instruction issued by SLDC, but shall use all reasonable endeavors to maintain the system frequency between 49.5 Hz to 50.2 Hz as per IEGC, 2010 until such time the new dispatch instructions are received from SLDC.

11.6 Major failure:

Whenever a major failure takes place, STU/ transmission licensee and other intra-state users shall co-operate, inquire establish the cause of such failure and produce appropriate recommendations. STU shall submit the enquiry report to the Grid Coordination Committee.

11.7 Accident reporting:

11.7.1 If any accident occurs in connection with the generation, transmission, distribution, supply or use of electricity or in connection with any part of electric lines or electrical plant of any person and the accident results or is likely to have resulted in loss of human life or any injury to a human being the same shall be dealt accordance with CEA (Safety Requirements for Construction, Operation and Maintenance of Electrical Plants and Electric Lines) Regulations, 2008 as amended from time to time..

11.7.2 Reporting of accidents shall be done to concern authority as per prevailing rules.

xxx

CHAPTER - 12

DATA REGISTRATION

12.1 Responsibility:

- 12.1.1 All the intra-state users are responsible for submitting the up-to-date data in accordance with the provisions of the Grid Code. All the intra-state users shall provide SLDC/STU, the names, addresses, and the telephone numbers of the persons responsible for sending the data. SLDC/STU shall inform all the intra-state users the names, addresses and telephone numbers of the persons responsible for receiving the data.
- 12.1.2 SLDC shall provide up-to-date data to intra-state users as provided in the relevant Chapters of the Grid Code.
- 12.1.3 Responsibility for the correctness of these data rests with the concerned intra-state users providing the data.
- 12.1.4 The data schedules are structured to serve as standard formats for data submission and these formats shall be used for written data submission. Wherever standard data formats are not given, these should be developed by SLDC/STU in consultation with the intra-state users.
- 12.1.5 Wherever a computer data link exists between the intra-state user and SLDC, data may be submitted through this link. The data shall be in the same format as specified for paper transmission except for electronic encoding for which some other format may be more appropriate. The intra-state user shall specify the method to be used in consultation with STU/SLDC and resolve issues such as protocols, transmission speeds etc., at the time of transmission.

12.2 Changes in intra-state user's data:

- 12.2.1 Whenever the intra-state user becomes aware of the change to any items of the data registered under license, the intra-state user must promptly notify the SLDC of the changes. SLDC on receipt of the changes shall promptly correct the database

accordingly. This shall also apply to any data compiled by SLDC regarding his own system.

12.3 Data not supplied:

All the intra-state users are obliged to supply the data referred to in the individual Sections of the Grid Code and listed above. In case any data is missing and not supplied by the intra-state user, SLDC may act reasonably. If and when necessary, he may estimate such data depending upon the urgency of the situation. Similarly in case any data is missing and not supplied by SLDC, the concerned intra-state user may, act reasonably. If and when necessary, he may estimate such data depending upon the urgency of the situation. Such estimates, in each case, shall be based upon the corresponding data for similar plant or apparatus, or upon such other information, the intra-state user or SLDC, as the case may be deems appropriate.

12.4 Special considerations:

SLDC or any intra-state user may at any time make reasonable request for extra data as necessary.

xxx

CHAPTER - 13

MISCELLANEOUS

13.1 Other Codes and Regulations

Intra-state user(s) shall ensure that new buildings, structures, additions, modifications and any other construction projects keep the minimum clearances required from existing supply lines of the licensee. These minimum clearances are specified in the CEA (Measures relating to Safety and Electric Supply) Regulations, 2011.

13.2 Non-Compliance & Derogation

13.2.1 If any intra-state user is not in a position to comply, or fails to comply, with any of the provision(s) of the Grid code, it shall inform SLDC without delay of the reason for its non-compliance and shall take remedy for its non-compliance promptly.

13.2.2 Wrong declaration of capacity, non compliance of SLDC's load dispatch instructions, non-compliance of SLDC's instructions for backing down without adequate reasons, non-furnishing of data etc. shall constitute non-compliance of the Grid Code, which shall be subject to penal action as may be decided by the Commission.

13.2.3 Derogation, if any, for any particular section or chapter of this Grid Code shall be with the permission of the Commission and for a specified time. Derogation of any requirement of the Grid Code shall be an exception and not the norm, and will be allowed only when it is not possible, and not just difficult or inconvenient, for the intra-state user to comply in the required time. Failure to comply with time period allowed for derogation by any intra-state user shall carry a penalty as decided by Commission.

13.3 Service of Notice

Any letter, order or document addressed by the SLDC/licensee to the intra-state user shall be deemed to be duly given, if served in writing and delivered by hand at, or sent by post/ courier / fax / e-mail to the intra-state user address specified in the consumer's application or in the agreement with the intra-state user if entered into or as subsequently notified to the licensee. In case there is no person on the premises to whom the notice can with reasonable diligence be delivered, the notice may be served by affixing it on some conspicuous part of the premises.

All communications to the SLDC/licensee shall be made to the address as provided by SLDC/licensee.

13.4 Unforeseen Circumstances / Force Majeure

(a) Unforeseen Circumstances If any circumstances / force majeure not envisaged in the provisions of the Grid Code, should arise, the licensee/SLDC shall, to the extent

reasonably practicable in the circumstances, consult promptly and in good faith, all affected parties in an effort to reach an agreement as to what should be done. If an agreement cannot be reached between the licensee and intra-state user within the time available, the licensee/SLDC shall determine it in the manner to the best of its ability.

Wherever the licensee/SLDC makes such a determination, it shall do so having regard, wherever possible, to the views expressed by the affected parties and, in any event, to what is reasonable in the circumstances. Each party shall comply with all instructions given to it by the licensee/SLDC. The licensee/SLDC shall promptly refer all such unforeseen circumstances/force majeure, and any such determination to the Commission.

(b) Force Majeure:

Any event which is beyond the control of the intra state user involved which they could not foresee or with reasonable amount of diligence could not have foreseen or which could not be prevented and which substantially affect the performance by either agency such as but not limited to: -

- (i) Acts of God, natural phenomena, including but not limited to floods, droughts, earthquakes and epidemics;
- (ii) Acts of any Government domestic or foreign, including but not limited to war declared or undeclared, hostilities, priorities, quarantines, embargoes;
- (iii) Riot or civil commotion;
- (iv) Grid's failure not attributable to agencies involved.”

13.5 Interpretation:

These conditions shall be read and construed as being subject, in all respects, to the provisions of the Indian Governmental Instrumentality and having force of law and Electricity Act, 2003, and the rules or/and regulations framed there under, including those issued/framed by Commission as amended or re-enacted from time to time.

In case of any dispute regarding the meaning or scope or interpretation of this Code, the interpretation of the Commission shall be final and binding on all concerned.

13.6 Power to remove difficulties/Power to relax:

If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of this code, the matter may be referred to the Commission who after consulting the parties affected, where considered necessary, may pass any general or special order, not inconsistent with the provisions of the Act or any other enactment relating to transmission supply of electricity for the time being in force, which appears necessary or expedient, for the purpose of removing the difficulty.

The Commission may issue directions relieving any Transmission Licensee or Intra-state user, either suo-motu or based on an application submitted by such Transmission Licensee or Intra-state user, of their obligations to implement or comply with the State Grid Code to the extent as may be stipulated in the directions.

13.7 Jurisdiction of Court:

All proceedings arising out of this Code and the agreement made there under shall be filed only in the Court under whose jurisdiction the agreement was executed.

13.8 Repeal

With the notification of this grid code the Chhattisgarh State Electricity Grid Code, 2007 and its modification issued on dated 09-09-2008 shall cease to operate from the date of notification of this grid code.

13.9 Savings

Nothing in this Code shall be deemed to limit or otherwise affect the inherent power of the Commission to make such orders as may be necessary to meet the ends of justice or to prevent abuses of the process of the Commission.

Nothing in this Code shall bar the Commission from adopting in conformity with the provisions of the Act, a procedure, which is at variance with any of the provisions of this Grid Code, if the Commission, in view of the special circumstances of a matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient for dealing with such a matter or class of matters.

Nothing in this Code shall, expressly or impliedly, bar the Commission dealing with any matter or exercising any power under the Act for which no provision has been made in the Grid Code, and the Commission may deal with such matters, powers and functions in a manner it thinks fit.

Note: In case of any difference in the interpretation or understanding of the provisions of the Hindi version of these Regulations with those of the English version, the decision of the Commission shall be final and binding.

By order of the Commission

(N.K. Rupwani)
Secretary

PLANNING DATA REQUIREMENTS (CLAUSE 3.4)**PART - I****GENERATION**

(To be furnished by the Generating Company to STU)

A-1 Standard Planning Data (Generation)

A.1.1 THERMAL**I. GENERAL**

1. Site	Furnish location map (schematic) showing roads, Railway lines, transmission lines, rivers and reservoirs if any.
2. Approximate period of construction	
3. Annual Generation in Million KWH	

II. CONNECTION

1. Connection point / interface point	Furnish single line diagram of the proposed connection with the transmission system with clear indication of possibility for right of way for unobstructed outlet
2. Step up voltage for connection kV	

III. STATION CAPACITY:

1. Total Generating Station Capacity (MW)	
2. No. of Units and Unit size MW.	State whether development will be carried out in phases and if so, furnish details

IV. GENERATING UNIT DATA:

1. Steam Generating Unit	
Type, capacity, steam pressure, steam temperature etc-	
2. Steam turbine	
Type, Capacity	

3. Generator	
(a) Make and Type	
(b) Rating (MVA)	
(c) Terminal Voltage (kV)	
(d) Rated Power Factor	
(e) Reactive Power capability (MVA _r) in the range 0.95 leading and 0.85 lagging.	
(f) Short Circuit Ratio	
(g) Direct axis transient reactance (% on MVA rating)	
(h) Direct axis sub-transient reactance (% on MVA rating)	
(i) Auxiliary Power requirement	
(j) MW and MVA _r Capability curve	
2. Generator Transformer	
(a) Type	
(b) Rated Capacity (MVA)	
(c) Voltage Ratio (HV/LV)	
(d) Tap change range (+% to -%)	
(e) Percentage Impedance (Positive Sequence at Full load).	

A.1.2 DETAILED PLANNING DATA (GENERATION) THERMAL GENERATING STATIONS:

I GENERAL:

- a. Name of Generating Station:
- b. No. of capacity of Generating Units (MW):
- c. Single line diagram of Generating Station and switchyard
- d. Relaying and metering diagram
- e. Neutral Grounding of Generating Units
- f. Excitation control
- g. Earthing arrangements with earth resistance values
- h. Communication – Details of PLCC and other communication equipment installed.

II PROTECTION AND METERING:

1. Full description including settings for all relays and protection systems installed on the Generating Unit, Generating Unit Transformers, Auxiliary Transformer and electrical

motor of major equipment viz. boiler feed pump, ID fans, condensate extraction pump etc.

2. Full description including settings for all relays installed on all outgoing feeders from Generating Station switchyard, tie circuit breakers, incoming circuit breakers.
3. Full description of inter-tripping of circuit breakers at connection (point(s) / Interface points (s) with the transmission system.
4. Most probable fault clearance time for electrical faults on the intra-state user's system.
5. Full description of operational and commercial metering schemes.
6. Breaker operating time counting from initiation of protective relay to the opening of breaker.

III SWITCHYARD:

1. In relation to Interconnecting Transformers between EHV/HV transmission system and the Generator Transformer Voltage System:
 - (a) Rated MVA
 - (b) Voltage Ratio
 - (c) Vector Group
 - (d) Positive sequence reactance (Maximum, minimum, normal tap (% on MVA)
 - (e) Positive sequence resistance (Maximum, minimum, normal tap (% on MVA)
 - (f) Zero sequence reactance (% on MVA)
 - (g) Tap changer range (+% to -%) and steps
 - (h) Type of tap changer (OFF/ON)
 - (i) Details of reactors, and other circuits connected to tertiary winding of ICT.
 - (j) Method of grounding.
2. In relation to switchgear including circuit breakers, isolators on all circuits connected to the points of connection:
 - (a) Rated Voltage (kV)
 - (b) Type of Breaker (MOCB/ABCD/SF₆---
 - (c) Rated short circuit breaking current (kA) 3 phase
 - (d) Rated short circuit breaking current (kA) 1 phase
 - (e) Rated short circuit making current (kA) 3 phase
 - (f) Rated short circuit making current (kA) 1phase
 - (g) Provisions of auto reclosing with details
 - (h) Details of instrument transformers.
3. Lightning arresters, technical data.
4. Communication – Details of PLCC and other communication equipment installed at connection point(s) / interface point(s).
5. Basic insulation level (kv):
 - (a) Bus bar
 - (b) Switchgear

(c) Transformer bushings

(d) Transformer windings

IV GENERATING UNITS:

A. PARAMETERS OF GENERATING UNITS:

1. Rated terminal voltage (kV)
2. Rated MVA
3. Rated MW
4. Inertia constant H (MW Sec./MVA) of Generator
5. Short circuit ratio
6. Direct axis synchronous reactance(% on MVA) (Both unsaturated and saturated)
7. Direct axis transient reactance(% on MVA) (Both unsaturated and saturated)
8. Direct axis sub-transient reactance(% on MVA) (Both unsaturated and saturated)
9. Quadrature axis synchronous reactance(% on MVA) (Both unsaturated and saturated)
10. Quadrature axis transient reactance(% on MVA) (Both unsaturated and saturated)
11. Quadrature axis sub-transient reactance(% on MVA) (Both unsaturated and saturated)
12. Direct axis transient open circuit time constant (Sec) $T'd_0$
13. Direct axis sub-transient open circuit time constant (Sec) $T'd_0$
14. Quadrature axis transient open circuit time constant (Sec) $T'd_0$
15. Quadrature axis sub-transient open circuit time constant (Sec) $T'd_0$
16. Stator resistance (Ohm)
17. Stator leakage reactance (Ohm) T_a
18. Stator time constant (Sec)
19. Rated field current (A)
20. Open circuit saturation characteristic for various terminal voltages giving the exciting current to achieve the same.
21. Generator Capability Curve
22. Rated stator current (A)
23. Phase connection
24. Number of terminals brought out
25. Rated speed(rpm)
26. Rated frequency (Hz.)
27. Efficiency at MCR condition (percent)
28. Negative sequence current capability (I^2T)
29. Capacitance of generator stator winding to ground (microF/ph)
30. DC Resistance of rotor at 20⁰ C (in ohm)
31. Zero sequence reactance X_0 (Percentage)
32. Negative sequence reactance X_2 (Percentage)
33. Negative sequence reactance R_2 (Percentage)
34. Sub-Transient S-C time constant (in second)

- a. Direct axis T''_d
- b. Quadrature axis T''_q
- 35. Transient S-C time constant (in second)
 - a. Direct axis T''_d
 - b. Quadrature axis T''_q
- 36. Machine saturation at 1.0 pu voltage in p.u.
- 37. Machine saturation at 1.2 pu voltage in pu
- 38. Percentage regulation
- 39. Short circuit characteristics curves.

B. PARAMETERS OF EXCITATION CONTROL SYSTEM:

1. Type of Excitation
2. Maximum Field voltage
3. Minimum Field voltage
4. Rated Field voltage
5. Gain factor
6. Feed back strength
7. Time constant for control amplifier
8. Time constant for Exciter
9. Time constant for Feed Back
10. Output voltage of control amplifier
11. Maximum output voltage of control amplifier
12. Minimum output voltage of control amplifier
13. Details of excitation loop in block diagrams showing transfer functions of individual elements using IEEE symbols along with set values
14. Dynamic characteristics of over – excitation Limiter
15. Dynamic characteristics of under – excitation Limiter
16. Exciter IEEE model / Type No.
17. Exciter response time.

C. PARAMETERS OF GOVERNOR / TURBINE:

1. Governor average gain (MW/Hz)
2. Speeder motor setting range
3. Time constant of steam or fuel Governor valve
4. Governor valve opening limits
5. Governor valve rate limits
6. Governor valve rate limits
7. Time constant of Turbine (HP, IP, LP)

8. Governor block diagram showing transfer functions of individual elements using IEEE symbols alongwith set valves
9. Type of governor, whether IEEE standard governor used
10. Regulation and droop
11. Fraction of total power generated HP, IP, LP turbine.
12. Maximum velocity limit HP, IP, LP turbine
13. Minimum velocity limit HP,IP, LP turbine.

D. OPERATIONAL PARAMETERS:

1. Min. notice required for synchronizing a Generating Unit for De-synchronization.
2. Min. time between synchronizing different Generating Units in a Generating Station.
3. The minimum block load requirements on synchronizing
4. Time required for synchronizing a Generating Unit for the following conditions:
 - (a) Hot
 - (b) Warm
 - (c) Cold
5. Maximum Generating Unit loading rate for the following conditions:
 - (a) Hot
 - (b) Warm
 - (c) Cold
6. Minimum load without oil support (MW)

V. PLANT PERFORMANCE:

1. Daily Demand Profile (Last Year)	Half hourly integrated demand through out the day
2. Units Generated (Million KWH)	
3. Units consumed in Auxiliaries (Million KWH)	
4. Units supplied from system to Auxiliary Load	
5. Seasonal Generation	

A.1.3 HYDRO ELECTRIC

I. GENERAL:

1. Site	Furnish location map (schematic) showing roads, Railway lines, transmission lines, rivers and reservoirs if any.
---------	--

Whether storage type, run of river type	
Full reservoir level	
Tail race level	
Design head	
Minimum draw down level	
Reservoir level v/s energy potential curve	
2. Approximate period of construction	
3. Annual Generation in Million KWH	

II. CONNECTION:

(AS APPLICABLE TO THERMAL GENERATING STATIONS MENTIONED ABOVE)

III. STATION CAPACITY:

(AS APPLICABLE TO THERMAL GENERATING STATIONS MENTIONED ABOVE)

IV. GENERATION UNIT DATA:

1. Operating Head	
a)Maximum	
b)Minimum	
c)Average	
Hydro Unit	
a) Capability to operate as synchronous condenser	
b) Water head versus discharge curve(at full and part load)	
c) Power requirement or water discharge while operating as synchronous condenser	
2.Turbine	
Type ,Capacity	
3.Generator	
(a) Make and Type	
(b) Rating (MVA)	
(c) Terminal Voltage (kV)	
(d) Rated Power Factor	
(e) Reactive Power capability (MVA _r) in the range 0.95 leading and 0.85 lagging.	
(f) Short Circuit Ratio	
(g) Direct axis transient reactance (% on	

MVA rating)	
(h) Direct axis sub-transient reactance (% on MVA rating)	
(i) Auxiliary Power requirement	
2. Generator Transformer	
(a) Type	
(b) Rated Capacity (MVA)	
(c) Voltage Ratio (HV/LV)	
(d) Tap change range (+% to -%)	
(e) Percentage Impedance (Positive Sequence at Full load).	

A.1.4 HYDROELECTRIC STATIONS:

I. GENERAL:

1. Name of Generating Station
2. No. and capacity of units (MW)
3. Expected level of generation (MU)
4. Period of generation (in months) oer year
5. Whether the plant is based on water released from dam/canal for irrigation purposes
6. Rating of al major equipments.
7. Single line diagram of Generating Station and switchyard
8. Relaying and metering diagram
9. Neutral grounding of generator
10. Excitation control
11. Earthing arrangements with earth resistance values
12. Communication - Details of PLCC and other communication equipment installed.

II. PROTECTION:

(AS APPLICABLE TO THERMAL GENERATING STATIONS MENTIONED ABOVE)

III. SWITCH YARD:

(AS APPLICABLE TO THERMAL GENERATING STATIONS MENTIONED ABOVE)

IV. GENERATION UNITS:

A. PARAMETERS OF GENERATING UNITS:

(AS APPLICABLE TO THERMAL GENERATING STATION MENTIONED ABOVE)

B. PARAMETERS OF EXCITATION CONTROL SYSTEM:

(AS APPLICABLE TO THERMAL GENERATING STATION MENTIONED ABOVE)

C. PARAMETERS OF GOVERNOR / TURBINE:

(AS APPLICABLE TO THERMAL GENERATING STATION MENTIONED ABOVE)

D. OPERATIONAL PARAMETERS:

1. Minimum notice required for synchronizing a Generating Unit for De-synchronization.
2. Minimum time between synchronizing different Generating Units in a Generating Station
3. Minimum block load requirements of Synchronizing.

A1.5 FOR THERMAL

I. GENERATING STATIONS, if desired by STU:

CONNECTION:

1. Report of studies of parallel operation with transmission system:
 - (a) Load flow studies
 - (b) Stability studies
 - (c) Short Circuit studies
2. Proposed connection with transmission system
 - (a) Voltage
 - (b) No. of circuits
 - (c) Connection point (s) / interface point (s)

II. HYDROELECTRIC GENERATING STATIONS:

(AS APPLICABLE TO THERMAL GENERATING STATIONS MENTIONED ABOVE)

PART II – DISTRIBUTION

(To be furnished by the Distribution Company to STU)

B-1 Standard Planning Data Distribution

I. GENERAL:

1. Single Line Diagram : Licensee-wise upto 33kV Substations
2. Consumer Data : Furnish category wise number of consumers, their connected Loads to the best judgment of the distribution licensee.
3. Reference to are officers presently incharge of the distribution.

II. CONNECTION:

1. Connection points/interface points: Furnish single line diagram showing connection points / interface points.
2. Voltage of supply at connection points/interface points:
3. Names of grid Sub-station feeding the connection pints / interface points:

III. LINES AND SUB-STATIONS:

1. Line Data: Furnish length of line and voltages (EHV level)
2. Sub-station Data: Furnish transformer details of 220/132kV, 132/33kV, 33/11kV, Sub-stations, capacitor installations.

IV LOADS

1. Loads drawn at connection points/ interface points:	If the distribution licensee receive power at a number of connection points in a compact area, which are interconnected in a ring, then such distribution licensee shall forward the overall load drawn for overall Area of Supply as well as at each connection point with the variation or tolerance as mutually discussed and agreed upon with the STU
--	---

2. Details of loads fed at EHV, if any	Give name of consumer, voltage of supply, contract demand and name of grid Sub-station from which the line is drawn, length of EHT line from grid Sub-station to consumer's Premises.
--	---

V. DEMAND DATA (FOR ALL LOADS 5 MW AND ABOVE):

1. Type of Load & Rating in HP or KW	State whether furnace loads, rolling mills, traction loads, other industrial loads, pumping loads etc.
2. Rated voltage:	
3. Electrical loading of equipment	State number and size of motors, rating or arc furnaces/induction furnace, types of drive and control arrangements.
4. Sensitivity of load to voltage and Frequency of supply:	
5. Maximum harmonic content of Load:	
6. Average and maximum phase unbalance of Load:	
7. Nearest Substation from which load is to be fed:	
8. Location map to scale:	Map shall show the location of load with reference to lines and sub-stations in the vicinity.

VI LOAD FORECAST DATA:

1. Peak load for connection point / interface point as well as peak load and energy forecast of Area of Supply for each of the succeeding 10 years.
2. Details of methodology and assumptions on which forecasts are based
3. Details of load 5MW and above:
 - a. Name of prospective consumer
 - b. Phasing of load.

B-2 DETAILED PLANNING DATA (Distribution)

I. GENERAL:

1. Schematic Single Line Diagram of Distribution System (showing distribution lines from connection point / interface points with transmission system 220kV/ 132kV, 132/33kV, & 33/11 kV Substations, consumer bus if fed directly from transmission system).
2. Numbering and nomenclature of lines and substations (Identified with feeding grid Substations of the transmission system and concerned 220kV/132kV, 132/33kV, and 33/11kV substation).

II CONNECTION:

1. Connection point / interface points (Furnish details of existing arrangement of connection).
2. Details of metering of connection points / interface points.

B.3 DETAILED PLANNING DATA (Distribution)

(For submission on request by STU)

I CONNECTION:

1. Connection pints/ interface points as applied for:
 - (a) New
 - (b) Upgrading existing connection
2. Changes in metering at connection pints / interface points.

II. LOADS:

1. Details of major loads of 1 MW and above to the contracted for next ten years.

DETAILED TRANSMISSION SYSTEM DATA (CLAUSE 3.5)

(To be furnished to the Intra-state user on request by STU/ Transmission Licensee)

B-1 Standard Planning Data (Transmission)

1. Name of the line: (Indicating Generating Stations and Substations to be connected)
2. Voltage of line (kV):
3. No. of circuits:
4. Route length (CKM):
5. Conductor sizes:
6. Line parameters (PU on 100 MVA base or ohmic values)

Resistance/KM
Inductive Reactance/KM
Suceptance/KM
7. Approximate power flow MW & MVAr:
8. Line Route (Topographic Sheets)
9. Purpose of connection:

Reference to scheme, wheeling to other States etc.
--
10. Approximate period of construction:

B-2 DETAILED SYSTEM DATA (Transmission):I. GENERAL:

- 1) Single line diagram of the transmission system upto 33kV bus at grid sub-station.
- 2) Name of substation
- 3) Generation Station connected
- 4) Number and length of circuits
- 5) Interconnecting Transformers
- 6) Substation bus layouts
- 7) Power transformers
- 8) Reactive compensation equipment
 - (a) The details of capacitors installed
 - (b) Additional capacitors to be commissioned along with additional loads.
- 9) Lightning arresters
- 10) Bus and / or line reactors

II SUB-STATION LAYOUT DIAGRAMS SHOWING:

1. Bus bar layouts
2. Electrical circuitry, lines, cables, transformers, switchgear etc.
3. Phasing arrangements
4. Earthing arrangements
5. Switching facilities and interlocking arrangements
6. Operating voltages
7. Numbering and nomenclature
 - (a) Transformers
 - (b) Circuits
 - (c) Circuit breakers
 - (d) Isolating switches

III LINE PARAMETERS: (FOR ALL CIRCUITS)

1. Designation of line
2. Length of line (KM)
3. No. of circuits, size and type of conductor, thermal rating
4. Per circuit values
 - a. Operating voltage (kV)
 - b. Positive phase sequence reactance – ohms/KM
 - c. Positive phase sequence resistance – ohms/KM
 - d. Positive phase sequence susceptance – ohms/KM
 - e. Zero phase sequence reactance – ohms/KM
 - f. Zero phase sequence resistance – ohms/KM
 - g. Zero phase sequence susceptance – ohms/KM

IV. TRANSFORMER PARAMETERS: (FOR ALL TRANSFORMERS SUB-STATION-WISE)

1. Rated MVA
2. Voltage ratio
3. Vector group
4. Positive sequence reactance on rated MVA base (Max. Min & normal)
5. Positive sequence resistance on rated MVA base(max. min. & normal)
6. Zero sequence reactance on rated MVA base
7. Tap change range (+% to -%) and steps
8. Details of tap changer (OFF/ON)
9. Neutral grounding transformer/resistor values
10. % Impedance (Max./Min/Normal Tap)

V. EQUIPMENT DETAILS: (FOR ALL SUB-STATIONS):

1. Circuit breakers
2. Isolating switches
3. Current transformers
4. potential transformers
5. Lightning arresters
6. Earthing switches

VI. RELAYING AND METERING:

1. Relay protection installed for all transformers and feeders along with their settings and level, of coordination with other uses.
2. Metering Details.

VII SYSTEM STUDIES:

1. Load flow studies (Peak and lean load for maximum Hydro and maximum Thermal Generation).
2. Transient stability studies for 3 Phase fault in critical lines, and single pole reclosing for 400 kV lines and critical 220kV lines.
3. Dynamic stability studies
4. Short circuit studies (3 phase and single phase to earth)
5. Transmission and distribution losses in the system.

VIII: DEMAND DATA: (FOR ALL SUB-STATIONS)

1. Demand Profile (Peak and off Peak load)
7. Forecast for next 5 years.

IX REACTIVE COMPENSATION EQUIPMENT:

1. Type of equipment (fixed or variable)
2. Capacities and/or inductive rating (Voltage and MVar) or its operating range.
3. Details of control
4. Connection point/ interface point to the system.

B.3 DETAILED PLANNING DATA (Transmission):

I. CONNECTION:-

1. Single Line Diagram showing position of connection.
2. Sub-station layout diagram
 - (a) New
 - (b) Addition and alteration

3. Revised system studies with changed parameters
4. Connection point / interface point:
 - a. Voltage
 - b. Length of circuit
 - c. Circuit parameters
 - d. PLCC facilities
 - e. Relaying with inter tripping arrangements to inter trip system breaker at connection point / interface point to isolate on fault
 - f. Metering at connection point / interface point
 - g. Other communication facility

ORIGINAL

(Safety) Form

PERMIT TO WORK ON ELECTRICAL EQUIPMENT OR LINE (Clause 10.2.1)

Issued to

I hereby declare that following electrical equipment / line is dead and isolated from all line conductors:-

Caution notices have been affixed to all the controlling switches,

Here state exactly the electrical equipment / line, on which it is safe to work.

Here state exactly the points the electrical equipment / line is connected to earth.

All Other Equipment / Line are Live

Here state any specific limits or instructions which issuer may like to add :-

Signature

Designation

Date and Time

(when Permit is by phone. The name of the Authorized person at apposite end must be noted.)

Issuer(Sending end.)

Serial number of permit

(when permit is by phone Receiving end)

Note: 1) This card after being signed by a competent person for the work to proceed, is to be handed to the authorized person in charge of the work and retained by that person until the work is completed or stopped by the authorized person.

2) The electrical equipment mentioned hereon must not be again made alive until this card has been signed and returned by the person in charge of the work to the issuer of permit.

I hereby declare that all man, earthing and materials under my charge have cleared the site equipment / line and men have been warned that it is no longer safe to work on the electrical equipment specified on the card.

Signature

Designation

Date :

Time :

I hereby declare this card canceled.

Signature

Designation

Date :

Time :

DUPLICATE

(Safety) Form

PERMIT TO WORK ON ELECTRICAL EQUIPMENT OR LINE (Clause 10.2.1)

Issued to

I hereby declare that following electrical equipment / line is dead and isolated from all line conductors:-

Caution notices have been affixed to all the controlling switches,

Here state exactly the electrical equipment / line, on which it is safe to work.

Here state exactly the points the electrical equipment / line is connected to earth.

All Other Equipment / Line are Live

Here state any specific limits or instructions which issuer may like to add :- (.....

Signature

Designation

Date and Time

(when Permit is by phone. The name of the Authorized person at apposite end must be noted.)

Issuer(Sending end.)

Serial number of permit

(when permit is by phone Receiving end)

(to be used when permit is applied over telephone)

APPLICATION

From To

..... At
.....

Please issue me permit to work on

.....
.....

Signature

Designation

“बिजनेस पोस्ट के अन्तर्गत डाक शुल्क के नगद भुगतान (बिना डाक टिकट) के प्रेषण हेतु अनुमत. क्रमांक जी. 2-22-छत्तीसगढ़ गजट/38 सि. से. भिलाई, दिनांक 30-5-2001.”



पंजीयन क्रमांक
“छत्तीसगढ़/दुर्गा/09/2010-2012.”

छत्तीसगढ़ राजपत्र

(असाधारण)

प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 283]

रायपुर, शुक्रवार, दिनांक 5 जुलाई 2013 – आषाढ़ 14, शक 1935

छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग

सिंचाई कालोनी, शांति नगर, रायपुर – 492001

रायपुर, दिनांक: 05 जुलाई 2013

शुद्धिपत्र

क्र. 51/छ.ग.रा.वि.नि.आ./2013 –छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग द्वारा छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत ग्रिड संहिता, 2011 के हिन्दी रूपांतरण को अधिसूचना क्रमांक 40/सीएसईआरसी/2012 दिनांक 31 अगस्त 2012 द्वारा छत्तीसगढ़ राजपत्र में अधिसूचित किया गया है।

उक्त संहिता की कण्डिका 1.2(3) में उल्लेखित है:—

“1.2(3) ये विनियम, छत्तीसगढ़ राजपत्र में अपने प्रकाशन की दिनांक से प्रभावशील होंगे।”

उपरोक्त कंडिका को मूलतः निम्नानुसार परिमार्जित किया जाता है

“1.2(3) यह संहिता छत्तीसगढ़ राजपत्र में मूल अंग्रेजी पाठ के प्रकाशन के दिनांक से प्रभावशील होगी।”

आयोग के आदेश से,
पी.एन. सिंह, सचिव

“बिजनेस पोस्ट के अन्तर्गत डाक शुल्क के नगद भुगतान (बिना डाक टिकट) के प्रेषण हेतु अनुमत. क्रमांक जी. 2-22-छत्तीसगढ़ गजट/38 सि. से. भिलाई, दिनांक 30-5-2001.”



पंजीयन क्रमांक
“छत्तीसगढ़/दुर्ग/09/2010-2012.”

छत्तीसगढ़ राजपत्र

(असाधारण)

प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 228]

रायपुर, शुक्रवार, दिनांक 31 अगस्त 2012 – भाद्र 9, शक 1934

छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग
सिंचाई कॉलोनी, शांति नगर, रायपुर (छ.ग.)-492011

रायपुर, दिनांक 31 अगस्त 2012

क्रमांक 40/सी.एस.ई.आर.सी./2011 धारा 86 (1) (एच) विद्युत अधिनियम 2003 (वर्ष 2003 का क्र 36) की सहपठित धारा 181 (जेड.पी.) में प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग, निम्नलिखित विनियम बनाता है, जिन्हें “छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत ग्रिड संहिता 2011” के रूप में जाना जाएगा।

अध्याय-1

प्राक्कथन एवं परिभाषा

1.1 प्रारंभिक-

विद्युत अधिनियम, 2003 (एतदपश्चात् अधिनियम) की धारा 86 (1) (एच) में यह उल्लेखित है कि राज्य आयोग को एक राज्य ग्रिड संहिता विनिर्दिष्ट करनी चाहिए जो कि भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता (आई.ई.जी.सी.) के अनुरूप हो, अधिनियम के इसी प्रावधान के अनुपालन में छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (सी.एस.ई.आर.सी.) द्वारा “छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत ग्रिड संहिता-2007”, को भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता 2005 के अनुरूप अधिसूचित किया गया था। अब चूंकि केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा नवीन आई.ई.जी.सी विनियम 2010 अधिसूचित कर दी गई है, अतः इस ग्रिड संहिता को भारतीय विद्युत ग्रिड कोड विनियम, 2010 के अनुरूप बनाया गया है। यह ग्रिड संहिता एक विधिक रूप से प्रवर्तनीय मान्य सीमा निर्धारक दस्तावेज होगा, जिसके प्रावधानों का राज्य पारेषण प्रणाली से जुड़े समस्त इकाइयों द्वारा अनुपालन किया जाएगा। एक दक्ष और समन्वित राज्य पारेषण प्रणाली को सुनिश्चित करने और राज्य पारेषण उपक्रम को राज्यांतर्गत के साथ-साथ अंतरराज्यीय विद्युत पारेषण के (जहां कहीं प्रयोज्य हो) संबंध में अपने दायित्वों का अनुपालन करने के लिए यह संहिता बनाई गई है।

1.2 संक्षिप्त शीर्षक, विस्तार और प्रवर्तन:-

1. ये विनियम **छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत ग्रिड संहिता 2011** अथवा **राज्य ग्रिड संहिता 2011** कहलाएंगे।
2. इन विनियमों का विस्तार संपूर्ण छत्तीसगढ़ में होगा।
3. ये विनियम, छत्तीसगढ़ राजपत्र में अपने प्रकाशन की दिनांक से प्रभावशील होंगे।

1.3 परिभाषाएं-

इन विनियमों में, जब तक संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो तब तक:-

- (1) **'अधिनियम'** से अभिप्रेत है, यथा संशोधित विद्युत अधिनियम, 2003 (वर्ष 2003 का क्रमांक 36);
- (2) **'सक्रिय ऊर्जा (एक्टिव एनर्जी)'** से अभिप्रेत है, किसी विद्युत परिपथ में किसी निश्चित समय के अन्तराल में उत्पादित, प्रवाहित अथवा प्रदत्त ऐसी विद्युत ऊर्जा, जो तत्समय विद्युत शक्ति का अभिन्न भाग हो जिसे वाट प्रति घंटे या उसके मानक गुणकों की इकाइयों में नाप जा सकता हो। जैसे:-
 $1000\text{Wh}=1\text{KWh}=1\text{Unit}$, $1000\text{KWh}=1\text{MWh}$, $1000\text{MWh}=1\text{GWh}=1\text{MU}$ (Million Untis)
(Wh=वाट प्रति घंटे, KWh=किलोवाट प्रति घंटा, MWh=मेगावाट प्रति घंटा, GWh=गिगावाट प्रति घंटा, MU=मिलियन इकाइयों)
- (3) **'सक्रिय शक्ति (एक्टिव पॉवर)'** से अभिप्रेत है मानक गुणकों की इकाइयों में मापा गया वोल्टेज तथा उसके फेज के अंतर्वर्ती प्रत्यावर्ती धारा के भार का गुणनफल जैसे:-
 $1,000\text{W}=1\text{KW}$, $1,000\text{KW}=1\text{MW}$, $1,000\text{MW}=1\text{GW}$
(W= वाट, KW= किलोवाट, MW=मेगावाट, GW=गीगावाट)
- (4) **'प्रत्यक्ष शक्ति (एपरेन्ट पॉवर)'** से अभिप्रेत है, मानक गुणकों की इकाइयों में मापी गई वोल्टेज और एम्पीयर में उसके विद्युत धारा का गुणनफल जैसे-
 $1000\text{VA}=1\text{KVA}$, $1000\text{KVA}=1000\text{MVA}=1\text{GVA}$
(VA=वोल्ट एम्पीयर, KVA=किलोवोल्ट एम्पीयर, MVA=मेगावोल्ट एम्पीयर, GVA=गिगावोल्ट एम्पीयर)
5. **'प्रत्यक्ष ऊर्जा (एपरेन्ट एनर्जी)'** से अभिप्रेत है समय के सापेक्ष प्रत्यक्ष शक्ति का अभिन्न भाग। यह वोल्ट एम्पीयर प्रति घंटा या इसके मानक गुणकों में मापा जाता है जैसे-
 $1000\text{VAh}=1\text{KVAh}$, $1000\text{KVAh}=1\text{MVAh}$, $1000\text{MVAh}=1\text{GVAh}$
(VAh=वोल्ट एम्पीयर प्रति घंटा, KVAh= किलोवोल्ट एम्पीयर प्रति घंटा, MVAh=मेगावोल्ट एम्पीयर प्रति घंटा, GVAh=गीगावोल्ट एम्पीयर प्रति घंटा)
- (6) **'उपकरण'** से तात्पर्य है, विद्युत उपकरण और इसमें सभी मशीन, पुर्जे, सहायक उपकरण और यंत्र सम्मिलित है, जिनमें विद्युत चालकों का प्रयोग किया जाता है;
- (7) **'प्राधिकरण'** से अभिप्रेत है अधिनियम की धारा 70 की उपधारा (1) में संदर्भित केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण;

- (8) 'स्वचलित वोल्टेज नियंत्रक (आटोमेटिक वोल्टेज रेगुलेटर)' से अभिप्रेत है, जनरेटर उत्पादक यंत्र के सिरों पर उत्पादक इकाई के वोल्टेज को नियंत्रित करने के लिए निरंतर कार्यरत स्वचलित उत्प्रेरण प्रणाली के उपाय;
- (9) 'बेकिंग डाउन' से अभिप्रेत है, एल.एल.डी.सी. निर्देश या एस.एल.डी.सी. द्वारा हस्तांतरित डब्ल्यू.आर.एल.डी.सी. के निर्देशानुसार उच्च आवृत्ति, प्रणाली की निम्न मांग या नेटवर्क कान्स्ट्रेंट्स जैसी असाधारण परिस्थितियों में उत्पादन इकाई से उत्पादन को कम करना;
- (10) 'हितग्राही' से अभिप्रेत है, ऐसा व्यक्ति जो राज्य पारेषण उपक्रम और/ अथवा केन्द्रीय पारेषण उपक्रम और/अथवा पारेषण अनुज्ञापिधारी के प्रणाली (नेटवर्क) को उपयोग में लाते हुए एस.जी.एस., आई.एस.जी.एस., आई.एन.एस.जी.एस. से शक्ति (पॉवर) का क्रय कर रहा है तथा जिसका राज्य पारेषण उपक्रम/ केन्द्रीय पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञापिधारी से सेवा अनुबंध है;
- (11) 'ब्लैक स्टार्ट प्रक्रिया' से अभिप्रेत है, राज्य पारेषण प्रणाली के संपूर्ण या आंशिक ब्लैक आऊट से उबरने की प्रक्रिया;
- (12) 'ब्रेक डाउन' से अभिप्रेत है, प्रदाय प्रणाली के उपकरण किसी घटना के कारण सामान्य रूप से कार्य न कर पायें;
- (13) 'बड़े उपभोक्ता' से अभिप्रेत है, ऐसा उपभोक्ता जो ओपन एक्सेस के माध्यम से 33 के. व्ही. और ऊपर के वोल्टेज पर प्रदाय प्राप्त कर रहा है;
- (14) 'केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग' या 'केन्द्रीय आयोग' (सी.ई.आर.सी.) से अभिप्रेत है, अधिनियम की धारा 76 के अधीन गठित आयोग;
- (15) 'केन्द्रीय पारेषण उपक्रम' या 'सी.टी.यू.' से अभिप्रेत है, कोई शासकीय कम्पनी जिसे केन्द्रीय शासन अधिनियम की धारा 38 की उपधारा (1) के अधीन केन्द्रीय पारेषण उपक्रम के रूप में अधिसूचित करें;
- (16) 'आयोग' या 'छ.रा.वि.नि.आ.' (सी.एस.ई.आर.सी.) से अभिप्रेत है, छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग;
- (17) 'संयोजन बिन्दु (कनेक्शन पॉइंट)' से अभिप्रेत है, वह बिन्दु जिस पर उपयोगकर्ता और/या उत्पादन संयंत्रों के उपकरण राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली से जुड़े हो;
- (18) 'संयोजन अनुबंध(कनेक्टीविटी एग्रीमेंट)' से अभिप्रेत है, राज्य पारेषण उपक्रम, राज्यांतरिक पारेषण अनुज्ञापिधारी, राज्य पारेषण उपक्रम के अलावा (यदि कोई हो) और ऐसे किसी व्यक्ति के मध्य जो किसी संयोजन से संबंधित और/अथवा राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली के उपयोग के बारे में अनुबंध;
- (19) 'नियंत्रण क्षेत्र उपभोक्ता'(कंट्रोल एरिया कंज्यूमर) से अभिप्रेत है, एक उत्पादन केन्द्र जो आई.एस.टी.एस. से संयोजित है अथवा जो आई.एस.टी.एस. और राज्य प्रणाली (नेटवर्क) (दोनों) से संयोजित है और जिसकी तात्कालिक (रियल टाइम) निगरानी, अनुसूचीकरण, प्रेषण नियंत्रण, ऊर्जा लेखें आदि की कोई गतिविधि आई.ई.जी.सी. के प्रावधानों के अनुसार एस.एल.डी.सी. द्वारा निष्पादित की जाती है;
- (20) 'सी.एस.पी.टी.सी.एल.' से अभिप्रेत है, राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) के रूप में कार्यरत छत्तीसगढ़ स्टेट पॉवर ट्रांसमिशन कंपनी लिमिटेड ;
- (21) मांग— जब तक कि अन्यथा न कहा जाए, 'मांग' से अभिप्रेत है, विद्युत के सक्रिय शक्ति MW में प्रतिक्रियाशील शक्ति MW_r में और प्रत्यक्ष शक्ति MVA, में;

- (22) 'समंक अर्जन प्रणाली (डाटा एक्वीजीशन सिस्टम)' से अभिप्रेत है, ऐसा साधन, जो रिले/उपकरणों द्वारा समय पर की गई कार्यवाही के क्रम का अभिलेखन, तथा पूर्व चयनित बिन्दुओं की जानकारी का पुनः प्रदर्शन उपलब्ध कराया जावे;
- (23) 'डी.एफ/डी.टी. रिले' से अभिप्रेत है, ऐसा रिले जो समय के सापेक्ष प्रणाली आवृत्ति के परिवर्तन की दर के विनिर्दिष्ट सीमा से उच्चतर हो जाने पर कार्यशील हो और लोड शेडिंग प्रारंभ करे;
- (24) 'प्रेषण निर्देश (डिस्पेच इंस्ट्रक्शन)' से अभिप्रेत है, एस.एल.डी.सी. द्वारा ग्रिड कोड की प्रेषण अनुसूची की प्रक्रिया के अनुसार एस.जी.एस. (राज्य उत्पादन केन्द्र) व आई.एन. एस.जी.एस.(राज्यांतरित उत्पादन केन्द्र) द्वारा उत्पादित विद्युत के प्रेषण हेतु और वितरण कम्पनी तथा बड़े उपभोक्ता को आहरण हेतु दिए गए निर्देश;
- (25) 'वितरण कम्पनी' (डिस्कॉम) या 'वितरण अनुज्ञप्तिधारी' से अभिप्रेत है, अधिनियम की धारा 12 के अधीन मुख्यतः विद्युत के वितरण और आपूर्ति के व्यवसाय हेतु अनुज्ञप्त ऐसी कम्पनी जो, अपने आपूर्ति क्षेत्र में ऐसा कार्य करती हो;
- (26) 'वितरण प्रणाली' से अभिप्रेत है, पारेषण लाईनों के प्रदाय बिन्दुओं अथवा उत्पादन केन्द्र से संयोजन, बिन्दु जैसा भी प्रकरण हो और उपभोक्ताओं के प्रतिष्ठापन के संयोजन बिन्दु के बीच की तारों और सहयोजित सुविधाओं की प्रणाली ;
- (27) 'प्रेषण अनुसूची' (डिस्पेच शेड्यूल) से अभिप्रेत है, राज्य उत्पादन केन्द्र/राज्यांतरिक उत्पादन केन्द्र अनुसूची जो कि समय-समय पर ग्रिड को निर्यात की जाएगी;
- (28) 'आहरण अनुसूची'(झाल शेड्यूल) से अभिप्रेत है, राज्य उत्पादन केन्द्र/राज्यांतरिक उत्पादन केन्द्र से उत्पादन केन्द्रवार, ऊर्जा संयंत्र से आहरण और राज्यांतरिक ओपन एक्सेस (अंतरण ट्रांजेक्शन) के परिणामस्वरूप राज्य ग्रिड से आहरण की अनुसूची ;
- (29) 'अवरोध अंकक (डिस्टर्बेंस रिकार्डर)' से अभिप्रेत है, किसी घटना विशेष के दौरान प्रणाली मापदण्डों के पूर्व चयनित संख्यात्मक (डिजीटल) और तत्समान (एनालाग) मूल्यों के व्यवहार को अभिलेखित करने हेतु उपलब्ध कराया गया साधन;
- (30) 'आहरण (झाल)' से अभिप्रेत है, राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली से विद्युत का आहरण (लेना);
- (31) 'घटना (इवेन्ट)' से अभिप्रेत है, किन्हीं दोषों, घटनाओं और (ब्रेक डाउन) के प्रसंगो सहित राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली में घटित अनाधिसूचित या अनियोजित कोई घटना;
- (32) 'घटना सूचक सुविधा (इवेन्ट लॉगिंग फैसिलिटी)' से अभिप्रेत है, ऐसा साधन, जो घटना के समय रिले व अन्य उपकरणों द्वारा की गई कार्यवाही का क्रमानुसार अभिलेखन करे;
- (33) 'अति उच्चदाब (ई.एच.टी.) या अति उच्च वोल्टेज (ईएचव्ही)' से अभिप्रेत है, सामान्य परिस्थिति में 33 के.व्ही. से उच्चतर वोल्टेज;
- (34) 'दोष शोधक (फाल्ट लोकेटर)' से अभिप्रेत है, पारेषण तार के अंतिम सिरे पर, स्थापित ऐसा साधन जो वह दूरी, जहां पर कि तार में कोई दोष निर्मित हुआ हो, नापने या इंगित करने हेतु स्थापित किया गया हो;
- (35) 'प्रत्यावर्ती धारा के लचीले पारेषण' या एफ.ए.सी.टी. से अभिप्रेत है, वे सुविधाएं, जो ए.सी. लाईनों में विद्युत प्रवाह को विनियमित करने, दोषजन्य प्रवाह व तारों में भार इत्यादि को नियंत्रित करने समर्थ हो;
- (36) 'उत्पादन संयंत्र (जनरेटिंग प्लांट)' से अभिप्रेत है, राज्य प्रणाली से संयोजित कोई विद्युत उत्पादन केन्द्र, जिसमें केप्टिव उत्पादन संयंत्र भी शामिल है साथ ही आई.ई.जी.

सी. में प्रावधानों के अनुसार एस.एल.डी.सी. के नियंत्रण क्षेत्र के अंतर्गत आने वाले विद्युत उत्पादन संयंत्र तथा सी.जी.पी भी शामिल है;

- (37) 'ग्रिड संहिता' से अभिप्रेत है, छत्तीसगढ़ राज्य ग्रिड संहिता, 2011;
- (38) 'उच्च दाब (एच टी) या उच्च वोल्टेज (एच व्ही)' से तात्पर्य है सामान्य परिस्थिति में 650 वोल्ट से अधिक तथा 33 के.वी. वोल्ट तक की वोल्टेज, (39) 'भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता या आई.ई.जी.सी.' से अभिप्रेत है, केन्द्रीय आयोग द्वारा अधिनियम की धारा 79 की उपधारा 1(एच) के तारतम्य में विनिर्दिष्ट की गई केन्द्रीय ग्रिड संहिता;
- (40) 'अंतर राज्यीय उत्पादन केन्द्र या आई.एस.जी.एस.' से अभिप्रेत है, एक केन्द्रीय उत्पादन केन्द्र अथवा अन्य उत्पादन केन्द्र जिसमें दो या अधिक राज्यों की अंशधारिता है;
- (41) 'राज्यांतरिक उत्पादन केन्द्र या आई.एन.एस.जी.एस.' से अभिप्रेत है, केप्टिव उत्पादन संयंत्र सहित कोई उत्पादन केन्द्र जो मात्र राज्य ग्रिड से संयोजित है;
- (42) 'राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली' 'राज्य पारेषण प्रणाली' या 'आई.एन.एस.टी.एस.' से अभिप्रेत है, विद्युत के प्रवहण के लिए राज्य के क्षेत्र के भीतर पारेषण तारों का कोई तंत्र इसमें राज्य के अनुज्ञप्तिधारी के सभी पारेषण तार, उपकेन्द्र और उससे संलग्न उपकरण भी सम्मिलित हैं;
- (43) 'राज्यांतरिक उपयोगकर्ता' से अभिप्रेत है, एक व्यक्ति, जैसे एक उत्पादन कंपनी जिसमें केप्टिव उत्पादन संयंत्र भी सम्मिलित है अथवा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी (राज्य पारेषण उपक्रम और केन्द्रीय पारेषण उपक्रम को छोड़कर) अथवा वितरण अनुज्ञप्तिधारी अथवा केप्टिव उपयोगकर्ता बड़े उपभोक्ता, जिसका विद्युत संयंत्र 33 के.व्ही. और उससे अधिक के वोल्टेज स्तर पर राज्य ग्रिड से संयोजित है;
- (44) 'निम्न दाब (एल.टी.) या निम्न वोल्टेज (एल.व्ही.)' से अभिप्रेत है, सामान्यतः 650 वोल्ट और उससे कम का वोल्टेज;
- (45) 'अधिकतम निरन्तरता क्षमता (एम.सी.आर)' से अभिप्रेत है, किसी उत्पादन इकाई की सामान्यतः मेगा वाट में निर्धारित पूर्णभार उत्पादन क्षमता, जो विनिर्दिष्ट परिस्थितियों में भी निरंतर बनी रहें;
- (46) 'अधिकतम मॉग' से अभिप्रेत है, उपभोक्ता को प्रदाय बिन्दु पर ब्लॉक अंतराल अथवा स्लाइडिंग विंडो मापन के सिद्धांत से परिकलित, माह के दौरान 15 मिनट की किसी क्रमवर्ती अवधि में परिदत्त औसत के.व्ही.ए. के अधिकतम मूल्य का चार गुना;
- (47) 'संचालन (आपरेशन)' से अभिप्रेत है, किसी तंत्र के संचालन से संबंधित कोई अनुसूचित या स्थापित कार्यवाही;
- (48) 'मुक्त उपयोग विनियम (ओपन एक्सेस रेग्यूलेशन)' से अभिप्रेत है, छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग(संयोजकता व राज्यांतरिक मुक्त उपयोग) विनियम 2011;
- (49) 'चरमावधि (पीक पीरियड)' से अभिप्रेत है, किसी दिन के वह अवधि जब विद्युत की मांग अपने उच्चतम स्तर पर हो अथवा आयोग द्वारा जैसा निर्देशित किया जाए;
- (50) 'योजनाबद्ध निकासी (प्लान्ड आउटटेज)' से राज्य क्षेत्र के उत्पादन केन्द्र की इकाई के संबंध में अभिप्रेत है, विद्युत केन्द्र इकाई की आहरण, और पारेषण सुविधा के संबंध में अभिप्रेत है पारेषण तारों और उपकरणों की निकासी जो कि अग्रिम रूप से किसी वर्ष के दौरान योजित और राज्य भार प्रेषण केन्द्र से सहमत हो;
- (51) 'प्रतिक्रियाशील ऊर्जा (रिएक्टिव एनर्जी)' से अभिप्रेत है, समय के सापेक्ष प्रतिक्रियाशील शक्ति का अभिन्न भाग। यह रिएक्टिव वोल्ट एम्पीयर घंटे या इसके मानक गुणकों में मापा जाता है जैसे—

1000VArh=1kVArh, 1000kVarh=1MVarh, 1000MVarh=1GVArh

(VArh=वोल्ट एम्पीयर रिएक्टिव घंटे, KVarh=किलो वोल्ट एम्पीयर रिएक्टिव घंटे, MVarh=मेगा वोल्ट एम्पीयर रिएक्टिव घंटे, GVArh= गीगा वोल्ट एम्पीयर रिएक्टिव घंटे)

- (52) 'प्रतिक्रियाशील शक्ति (रिएक्टिव पॉवर)' से अभिप्रेत है, रिएक्टिव वोल्ट एम्पीयर और उनके मानक गुणकों में मापी गई फेज़ वोल्टेज एवं फेज़ विद्युत धारा के मध्य कोण की ज्या का गुणनफल जैसे—

1000VAr=1kVAr, 1000kVar=1MVar, 1000MVar=1GVAr

(VAr=वोल्ट एम्पीयर रिएक्टिव, KVar=किलो वोल्ट एम्पीयर रिएक्टिव, MVar=मेगावोल्ट एम्पीयर रिएक्टिव, GVAr= गीगा वोल्ट एम्पीयर रिएक्टिव)

- (53) 'एकल रेखीय मानचित्र (सिंगल लाईन डायग्राम)' से अभिप्रेत है, ऐसी आकृति जो उच्च दाब/अति उच्चदाब उपकरणों और सभी बाह्य सर्किटों, जिसमें उनका अंकन, नामकरण और सूची लगाना भी सम्मिलित है, को किसी संयोजन बिन्दु पर योजनाबद्ध ढंग से संयोजन प्रदर्शित करती हो;
- (54) 'स्थल के सामान्य रेखाचित्र (साईट कॉमन ड्राईंग)' से अभिप्रेत है, प्रत्येक संयोजन बिन्दु के लिए तैयार किया गया ऐसा रेखाचित्र, जिसमें ले आउट रेखाचित्र विद्युतीय योजना के रेखाचित्र, सामान्य सुरक्षा/नियंत्रण के रेखाचित्र और सामान्य सेवाओं के रेखाचित्र भी सम्मिलित है;
- (55) 'स्पनिंग रिजर्व' से अभिप्रेत है, किसी उत्पादन कंपनी की वह आरक्षित क्षमता, जो कि आंशिक रूप से इतनी ही भारित हो, प्रणाली से जुड़ी हो और प्रेषण निर्देशों के अनुसरण में अल्पावधिक सूचना पर या आवृत्ति-पात कम होने की प्रतिक्रिया में तत्काल उत्पादन वृद्धि उपलब्ध कराने तैयार हो;
- (56) 'राज्य भार प्रेषण केन्द्र या एस.एल.डी.सी.' से अभिप्रेत है, वह केन्द्र जो अधिनियम की धारा 39 उपधारा (1) के अधीन स्थापित किया गया हो;
- (57) 'राज्य भार प्रेषण उपकेन्द्र या एस.एस.एल.डी.सी.' से अभिप्रेत है, राज्य ग्रिड के अनुशीलन एवं नियंत्रण के लिए राज्य भार प्रेषण केन्द्र के मुख्यालय के अतिरिक्त अन्य स्थानों पर स्थापित उसके कार्यालय और अन्य संलग्न सुविधाएं;
- (58) 'राज्य उत्पादन केन्द्र अथवा एस.जी.एस.' से अभिप्रेत है, राज्य सरकार, नियंत्रित अथवा उसके स्वामित्व की किसी कंपनी द्वारा धारित कोई विद्युत उत्पादन केन्द्र;
- (59) 'राज्य पारेषण उपक्रम (एसटीयू)' से अभिप्रेत है, अधिनियम की धारा 39 की उपधारा (1) के अधीन राज्य सरकार द्वारा सरकारी कंपनी के रूप में विनिर्दिष्ट उपक्रम;
- (60) 'स्थिर व्ही.ए.आर क्षतिपूरक (स्टेटिक व्हीएआर कम्पेनसेटर)' से अभिप्रेत है, ऐसी विद्युतीय सुविधा जो प्रतिक्रियाशील शक्ति के उत्पादन या अवशोषण के उद्देश्य से विनिर्मित की गई हो;
- (61) 'पर्यवेक्षणीय नियंत्रण एवं समंक अर्जन अथवा एस.सी.ए.डी.ए.(स्काडा)' से अभिप्रेत है, ट्रांसड्यूसर्स, दूरस्थ टर्मिनल इकाई संसूचना की कड़ी और समंक संरक्षण प्रणाली अवधि का युग्म, जो राज्य पारेषण प्रणाली की संचालन स्थिति पर राज्य भार प्रेषण केन्द्र को जानकारी उपलब्ध कराता है;
- (62) 'समरूपण (सिन्क्रोनाइज)' से अभिप्रेत है, वह स्थिति जहाँ कोई अंतरागत उत्पादन इकाई या प्रणाली किसी दूसरी प्रणाली से जुड़ती है जिससे कि उत्पादन इकाई या प्रणाली जैसा भी प्रकरण हो, का वोल्टेज, आवृत्ति और फेज़ संबंध उस प्रणाली के,

जिससे संयोजित होता है, से एक जैसे हो। तदनुसार, सिन्क्रोनाइज व सिन्क्रोनाइजेशन का तात्पर्य होगा;

- (63) 'समयावधि (टाईम ब्लॉक)' से अभिप्रेत है, 15 मिनटों की ऐसी अवधि जिसके दौरान ऊर्जा मापक मीटर विनिर्दिष्ट विद्युत मापदंड दर्ज करें। इस समयावधि के दौरान मेगावाट अथवा एम.व्ही.ए. में अधिकतम मांग की माप का अंकन करने के लिए या तो समयांतराल या स्लाइडिंग विन्डों का सिद्धांत अपनाया जाएगा;
- (64) 'अंडर फ़्रिक्वेंसी रिले' से अभिप्रेत है, ऐसी प्रणाली जो कि आवृत्ति की विनिर्दिष्ट सीमा तक नीचे गिर जाने पर लोड शेडिंग प्रारंभ करने परिचालित होती है।

उन शब्दों एवं अभिव्यक्तियों का, जिनका प्रयोग इन विनियमों में किया गया है परन्तु उन्हें परिभाषित नहीं किया गया है, वही अर्थ होगा जैसा अधिनियम और आयोग/केन्द्रीय आयोग द्वारा जारी किए गए अन्य विनियमों में है।

1.4 अन्य संहिताओं की प्रयोज्यता आदि:

- यह संहिता छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत प्रदाय संहिता, छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग संयोजकता और राज्यांतरिक मुक्त उपयोग विनियम 2011, व अधिनियम के अन्य सुसंगत प्रावधानों, तथा केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा जारी और उनके अंतर्गत बनाए गए नियम और विनियमों में संशोधन सहित पढ़ी जाएगी।
 - केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटरों का प्रतिष्ठापन और संचालन) विनियम, 2006
 - केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटरों का प्रतिष्ठापन और संचालन) संशोधन विनियम, 2010
 - केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (ग्रिड की संयोजकता के लिए तकनीकी मान दण्ड) विनियम, 2007
 - केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युत गृहों और विद्युत लाईनों के निर्माण, संचालन और संधारण हेतु संरक्षा आवश्यकताएं) विनियम, 2008
 - केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युत प्रदाय और संरक्षा संबंधी उपाय) विनियम, 2010
 - केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (ग्रिड मानदण्ड) विनियम, 2010
 - केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युत गृहों तथा विद्युत लाईनों के निर्माण हेतु तकनीकी मानदण्ड) विनियम, 2010
 - केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण(विद्युत गृहों तथा विद्युत लाईनों के निर्माण, संचालन तथा संधारण हेतु संरक्षा आवश्यकताएं) विनियम, 2011
- जहां कहीं इस संहिता का कोई प्रावधान अधिनियम के तथा उसके अंतर्गत निर्मित नियम अथवा विनियमों से असंगत पाया जाता है, वहां ऐसी असंगति को छोड़ कर, संहिता के प्रावधान प्रचलन में रहेंगे।
- जहां कहीं इस संहिता के किसी प्रावधान की प्रयोज्यता अथवा निर्वचन के संबंध में कोई विवाद हो तो उसे आयोग को संदर्भित किया जाएगा, जिसका निर्णय दोनों संबंधित पक्षों पर अंतिम और बंधनकारी होगा।
- जहां कहीं विद्युत अधिनियम, 2003 के सारांश उल्लेखित किए जाते हैं, वहां मूल अधिनियम में किए गए कोई परिवर्तन/संशोधन स्वमेव इस संहिता के अंतर्गत भी प्रभावशील हुए माने जाएंगे।

5. ऐसे समस्त उपभोक्ता जो राज्य पारेषण प्रणाली से संयोजित है और/उसका उपयोग कर रहे हैं, सुसंगत विनियमों का अनुपालन करेंगे और छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (राज्यांतर्गत एबीटी, गैर अनुसूचित संपरिवर्तनीय प्रभारों और संबंधित विषयों) विनियम जो कि अधिसूचित किए जाने हैं और उसमें होने वाले संशोधनों का अनुपालन करेंगे।

1.5 छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत ग्रिड संहिता, 2011

इस राज्य ग्रिड संहिता में निम्नलिखित अध्याय होंगे, अर्थात:-

अध्याय-1: प्रारंभिक एवं परिभाषा- इस अध्याय में ग्रिड संहिता का प्रारंभिक भाग और संहिता में प्रयुक्त की गई शब्दावली से संबंधित परिभाषाएं दी गई हैं;

अध्याय-2: सामान्य- यह भाग मुख्यतः इन विनियमों के क्षेत्र, प्रयोज्यता तथा ग्रिड पुनरीक्षण समिति से संबंधित है;

अध्याय-3: योजना संहिता- यह संहिता, सिद्धांतों, प्रक्रियाओं तथा राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली की योजना तथा विकास को विनिर्दिष्ट करती है;

अध्याय-4: संयोजकता की शर्तें और मानदण्ड- संयोजकता की दशाएं जो न्यूनतम तकनीकी तथा रूपांकन मापदण्डों को विनिर्दिष्ट करती है तथा जिन्हें राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली से संयोजित अथवा संयोजन चाहने के इच्छुक किसी पारेषण अनुज्ञापतिधारी और उपभोक्ता द्वारा अनुपालन करना आवश्यक होगा।

अध्याय-5: संचालन संहिता- यह संहिता उन दशाओं का वर्णन करती है जिनके अंतर्गत राज्य भार प्रेषण केन्द्र राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली में कार्य करेंगे और जिनके अंतर्गत राज्यांतरिक उपभोक्ता अपनी सेवाओं को संचालित करेंगे, जहाँ तक ऐसा करना राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली की सुरक्षा के संधारण और गुणवत्तापूर्ण प्रदाय तथा सुरक्षित संचालन के लिए आवश्यक हो।

अध्याय-6: अनुसूचीकरण तथा प्रेषण संहिता- इस संहिता में छत्तीसगढ़ राज्य के लिए अनुसूचीकरण और प्रेषण संहिता के विकास से संबंधित प्रावधान सम्मिलित हैं।

अध्याय-7: प्रोटेक्शन संहिता- इस अध्याय में राज्य पारेषण प्रणाली से संयोजित पारेषण लाईनों के लिए अपनाई जाने वाली सुरक्षा रीति के बारे में दिया गया है।

अध्याय-8: मीटरिंग संहिता- इस अध्याय में राज्य ग्रिड से संयोजित पारेषण प्रणाली में प्रयुक्त की जाने वाली मीटरिंग रीति के मानक तकनीकी विनिर्देश दिए गए हैं।

अध्याय-9: आकस्मिकता योजना (कंटेनजेंसी प्लानिंग)- इस अध्याय में राज्य ग्रिड से संयोजित हस्तियों (एन्टाईटीज़) द्वारा पारेषण प्रणाली की पूर्ण अथवा आंशिक निकासी (आउटेज) की दशा में अपनाएं जाने वाली आकस्मिक योजना की रूपरेखा दी गई है।

अध्याय-10: सुरक्षा मानक- इस अध्याय में राज्य ग्रिड के संचालन में अपनाई जाने वाली सुरक्षा मानकों का विवरण है।

अध्याय-11: संचालन पर घटना और इंसीडेंट रिपोर्टिंग- इस अध्याय में राज्य ग्रिड से संबंधित हस्तियों (एन्टाईटीज़) द्वारा संचालन के तौर-तरीकों और प्रघटना प्रतिवेदन के संबंध में वर्णन किया गया है।

अध्याय-12: डाटा पंजीयन- राज्य ग्रिड के समस्त उपयोगकर्ताओं को समुचित डाटा मापन और राज्य पारेषण इकाई को डाटा संप्रेषण हेतु उत्तरदायी बनाया गया है। इस अध्याय में इन्हीं मुद्दों का वर्णन किया गया है।

अध्याय-13: विविध- इस भाग में राज्य ग्रिड संहिता के अनुपालन, संशोधन की शक्ति, कठिनाईयों को दूर करने की शक्ति तथा विवादों के निपटारे आदि का अनेक विविध पहलुओं का उल्लेख है।

---000---

अध्याय-2 सामान्य

2.1 विनियम का क्षेत्र और प्रयोज्यता का विस्तार:

2.1.1 ये विनियम निम्नलिखित को प्रयोज्य होंगे-

- (i) राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) सहित राज्य के प्रत्येक पारेषण अनुज्ञापिधारी;
- (ii) राज्य भार प्रेषण केन्द्र;
- (iii) प्रत्येक ऐसा उपयोगकर्ता जो राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली से संयोजित है और/अथवा उसका उपयोगकर्ता है;
- (iv) राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली से संयोजित और/अथवा उसका उपयोग करने वाले समस्त उपयोगकर्ताओं पर यह संहिता/भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता, जहाँ तक वे ऐसे उपयोगकर्ता पर लागू हैं, में परिभाषित सिद्धांत और प्रक्रियाएं, आबद्धकारी हैं ।

2.1.2 राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली के भाग के रूप में पारेषण अनुज्ञापिधारी, और उपभोक्ता जिनके पास राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली के संयोजन हैं उन्हें इन विनियमों के अंतर्गत निम्नलिखित वांछाओं की पूर्ति करना चाहिए-

- (i) अध्याय-4 के अनुसरण में संयोजन अनुबंध करें;
- (ii) अध्याय-7 के अनुसरण में सुरक्षा प्रणालियां उपलब्ध कराएं;
- (iii) अध्याय-4 के अनुसरण में संचार सुविधाएं उपलब्ध कराएं और टेलीमीटरी वांछाओं की पूर्ति करें;
- (iv) अध्याय-12 के अनुसरण में अभिलेख उपकरण प्रणाली उपलब्ध कराएं;
- (v) अध्याय-4 के अनुच्छेद 4.8.2 के अनुसरण में एकरेखीय चित्रण (डायग्राम) विकसित करें;
- (vi) अध्याय-4 के अनुच्छेद 4.8.3 के अनुसरण में साईट कॉमन ड्राईंग तथा स्थल उत्तरदायित्व अनुसूची विकसित करें;
- (vii) अध्याय-8 के अनुसरण में मीटरों का प्रतिष्ठापन और संचालन, मीटरिंग संहिता के अनुरूप विकसित करें;

2.2 छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत ग्रिड संहिता-2011 की उपलब्धता-

आयोग, राज्य भार प्रेषण केन्द्र और राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) अपनी वेबसाईट पर राज्य ग्रिड संहिता-2011 को प्रदर्शित करेंगे। राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) किसी भी व्यक्ति को, जो इसके समुचित मुद्रण लागत से अधिक न हो, ऐसे मूल्य पर राज्य ग्रिड संहिता-2011 की मुद्रित प्रति उपलब्ध कराएगा।

2.3 राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) और राज्य भार प्रेषण केन्द्र:

राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) – इस संहिता के प्रबंधन और क्रियान्वयन के लिए उत्तरदायी रहेगी। राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) और राज्य भार प्रेषण केन्द्र अधिनियम के प्रावधानों तथा संबंधित प्राधिकरण द्वारा जारी अन्य विनियमों के अंतर्गत अपने उन कार्यों और दायित्वों का स्वतंत्र रूप से और अपूर्वाग्रही तरीके से पालन करेंगे।

उपर्युक्त के साथ-साथ राज्य भार प्रेषण केन्द्र राज्य यू.आई. पूल खाते के संचालन, राज्य प्रतिक्रियाशील ऊर्जा खाते तथा कंजेक्शन प्रभार खाते आदि के संचालन के लिए, सुसंगत

विनियमों के अनुसार उत्तरदायी होगा। परन्तु राज्य भार प्रेषण केन्द्र के राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) द्वारा संचालित किए जाने की दशा में अधिनियम की धारा 31 की उपधारा (2) के प्रथम प्रावधान के अनुसार राज्य भार प्रेषण केन्द्र को पर्याप्त स्वायत्तता उपलब्ध कराई जाएगी जिससे वह अपने कार्यों का उपर्युक्तानुसार तरीके से निर्वहन कर सके।

2.4 राज्य ग्रिड समन्वय समिति:—

2.4.1 राज्य ग्रिड समन्वय समिति निम्नलिखित सदस्यों से मिल कर बनेगी:—

- (i) छत्तीसगढ़ राज्य पावर पारेषण कंपनी लिमिटेड के प्रबंध निदेशक— अध्यक्ष;
- (ii) राज्य भार प्रेषण केन्द्र के कार्यकारी निदेशक/मुख्य अभियंता अथवा प्रभारी सदस्य सचिव ;
- (iii) छत्तीसगढ़ राज्य पावर उत्पादन कंपनी लिमिटेड द्वारा नामांकित कार्यकारी निदेशक/मुख्य अभियंता— सदस्य
- (iv) राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा नामांकित एक प्रतिनिधि— सदस्य ;
- (v) वितरण अनुज्ञप्तिधारियों में से प्रत्येक द्वारा नामांकित एक प्रतिनिधि—सदस्य ;
- (vi) राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) को छोड़कर पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों में से प्रत्येक द्वारा नामांकित एक प्रतिनिधि— सदस्य ;
- (vii) छत्तीसगढ़ राज्य पावर उत्पादन कंपनी लिमिटेड के अलावा 500 MW और अधिक की प्रतिष्ठापित क्षमता वाले उत्पादन संयंत्र, जो राज्य ग्रिड से संयोजित हो का एक प्रतिनिधि— सदस्य;
- (viii) उपर्युक्त कंडिका (vii) से भिन्न किसी अन्य उत्पादन संयंत्र, यदि कोई हो, के संगठन का एक प्रतिनिधि— सदस्य;

टिप्पणी : कंडिका (vii) और (viii) में दर्शित सदस्यों की पदावधि दो वर्ष होगी ।

2.5 समिति के कृत्य :

2.5.1 राज्य ग्रिड संयोजन समिति के कृत्य निम्नानुसार होंगे:—

- (i) इन विनियमों और इन विनियमों के अन्य प्रावधानों के अधीन विकसित नियमों और प्रक्रियाओं के क्रियान्वयन को सहयोग देना;
- (ii) इन विनियमों तथा इन विनियमों के प्रावधानों के अंतर्गत विकसित नियमों और प्रक्रियाओं के प्रावधानों के क्रियावयन के दौरान उठ सकने वाले मुद्दों का आकलन करना और उनके निदान के उपाय सुझाना;
- (iii) अधिनियम और इन विनियमों के प्रावधानों के अनुसरण में राज्य ग्रिड संहिता का पुनरीक्षण करना; और आयोग को इन विनियमों में आवश्यक संशोधनों/परिवर्तनों का सुझाव देना, जो अधिनियम के समग्र अनुपालन के हित में हों, जिससे पावर क्षेत्र का सुचारू संचालन किया जा सके ;
- (iv) ऐसे मामलों का अध्ययन करना, जो आयोग द्वारा समय—समय पर निर्देशित किए जाएं;

2.5.2 समिति की बैठक छः माह में न्यूनतम एक बार होगी।

2.5.3 सदस्य सचिव, समिति के समक्ष विचार हेतु समस्त प्रस्ताव प्रस्तुत करेगा। समिति के निष्कर्षों की जानकारी आयोग को 15 दिवस के भीतर सूचित की जानी चाहिए।

- 2.5.4** समिति, संबंधित समस्याओं के विस्तृत अध्ययन के लिए उपसमितियों का गठन कर सकेगी। ये उप-समितियां राज्यांतरिक उपयोगकर्ता और उपयोगकर्ता के समूहों के साथ उनकी एकल समस्याओं पर चर्चा कर सकेंगी और ग्रिड संयोजन समिति के लिए प्रस्ताव तैयार कर सकेंगी।
- 2.5.5** समिति की सिफारिशें, विचार और अनुमोदन के लिए आयोग के समक्ष प्रस्तुत की जा सकेंगी। आयोग, स्वप्रेरणा से अथवा ऐसी समिति की अनुशंसाओं पर, जैसा भी वह उचित समझे, ग्रिड संहिता को संशोधित कर सकेगा। तथापि, इस संहिता में कोई संशोधन करने से पूर्व प्रस्तावित परिवर्तन के संबंध में टिप्पणियां, राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं और जनता से प्राप्त की जाएंगी।

—000—

अध्याय-3 योजना संहिता

3.1 पारेषण प्रणाली की योजना:

3.1.1 विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 39 (2)(बी) के अनुसार राज्य पारेषण उपक्रम, केन्द्रीय पारेषण उपक्रम, राज्य शासन, उत्पादन कंपनीयां, क्षेत्रिय पावर समितियां, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण, अनुज्ञप्तिधारी और ऐसे अन्य व्यक्ति जो इस संबंध में राज्य सरकार द्वारा अधिसूचित किए जाएं, जो राज्य पारेषण प्रणाली से विद्युत के आहरण या निकासी हेतु राज्य पारेषण प्रणाली का उपयोग कर सकते हैं, के साथ राज्य पारेषण प्रणाली संबंधी योजना और समन्वय संबंधी समस्त कृत्यों का निर्वहन करेगा।

3.1.2 प्रणाली की योजना में, राज्य पारेषण उपक्रम द्वारा योजना बनाने और पारेषण प्रणाली के विकास हेतु अपनाई जाने वाली तकनीक एवं रूपांकन मापदण्ड तथा प्रक्रिया निर्धारण विनिर्दिष्ट होगा। पारेषण प्रणाली का उपयोगकर्ता, अपनी स्वयं की प्रणाली की योजना बनाने एवं उसके विकास के संबंध में, ऐसी प्रणाली की योजना का ध्यान रखेगा। राज्य पारेषण उपक्रम, मांग और उत्पादन की आवश्यकताओं की पूर्ति के क्रम में उपयोगकर्ताओं की सलाह से एक सक्षम, सुरक्षित एवं मितव्ययी राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली विकसित करेगा।

(i) राज्य पारेषण उपक्रम अपनी इंटरनेट वेबसाईट पर राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली के लिए अनुमोदित पारेषण प्रणाली योजना को अपलोड करेगा।

(ii) इस पारेषण प्रणाली योजना में पांच वर्षों की नियंत्रण अवधि से प्रारंभ होकर दस वर्षों तक की योजना अवधि सम्मिलित की जाएगी। पांच वर्षों की नियंत्रण अवधि के लिए व्यावसायिक योजना अनुमोदित कराई जाएगी। परवर्ती पांच वर्षों की योजना अनुमानित होगी और आयोग के अनुमोदन के अधीन रहेगी। अनुमोदित की गई व्यावसायिक योजना को प्रतिवर्ष पुनरीक्षित किया जाएगा और इसमें परिवर्तन, परिवर्धन अथवा फेरबदल के लिए प्रस्ताव प्रतिवर्ष परीक्षण और अनुमोदन हेतु 30 सितंबर तक प्रस्तुत किए जा सकेंगे। राज्य पारेषण उपक्रम भी अपनी अनुमानित योजना में परिवर्तित आवश्यकताओं के आधार पर परिवर्तन, रूपांतरण आदि कर सकेगा और उन्हें अपनी वेबसाईट पर अपलोड कर सकेगा।

(iii) पारेषण प्रणाली में राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं के लाभ हेतु प्रणाली को सुदृढ़ करने हेतु प्रस्तावित राज्यांतरिक पारेषण योजनाओं का आयोग द्वारा अनुमोदित व्यावसायिक योजना में, समावेश किया जाएगा। पारेषण प्रणाली की योजना में न केवल राज्यांतरिक पारेषण लाईनों से संबंधित जानकारी का समावेश होगा, वरन ट्रांसफार्मरों, कैपेसिटरों, रियेक्टरों, स्टेटिक्स वी.ए.आर. कम्पेनसेटरों और फ्लेक्सिबल ए.सी. पारेषण प्रणालियों सहित अतिरिक्त उपकरणों का समावेश भी होगा; साथ ही यह भी कि ऐसी पारेषण प्रणाली योजना में राज्यांतरिक पारेषण और प्रणाली को सुदृढ़ करने वाली योजना पर हुई प्रगति की जानकारी को भी सम्मिलित किया जाएगा।

3.1.3 राज्य पारेषण उपक्रम द्वारा वितरण/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को पारेषण प्रणाली योजना के प्रारूप उपलब्ध कराए जाएंगे और उन्हें राज्य पारेषण उपक्रम की वेबसाईट पर भी उपलब्ध कराया जाएगा।

3.1.4 राज्य पारेषण प्रणाली के पुनर्वर्तन या विस्तार की आवश्यकता कई कारणों से उद्भूत हो सकती है, जिसमें से कुछ निम्नलिखित हैं :-

(i) राज्य पारेषण प्रणाली से पूर्व में ही जुड़े हुए उपयोगकर्ता की प्रणाली का विकास।

- (ii) उपयोगकर्ता की प्रणाली और राज्य पारेषण प्रणाली के बीच नए संयोजन बिन्दु की शुरुआत ।
- (iii) प्रचालन में आने वाली कठिनाइयों को दूर करने और सुरक्षा के मानकों को संधारित, करने के लिए प्रणाली की क्षमता में सामान्य वृद्धि ।
- (iv) अल्पकालिक—अस्थिर और स्थिर स्थितियां ।
- (v) उपर्युक्त चार में से किसी का अन्यों के साथ संचयी प्रभाव ।

3.1.5 पारेषण प्रणाली के विकास की कोई अग्रिम योजना पर्याप्त प्रारंभिक अवधि को ध्यान में रखते हुए निम्नलिखित पर विचार करने के उपरांत ही बनाई जाएगी :

- (i) विस्तृत इंजीनियरिंग रूपांकन और किए जाने वाले निर्माण कार्य हेतु वांछित समय ज्ञात किया जाएगा। राज्य पारेषण उपक्रम और उपयोगकर्ता के मध्य जानकारी के अदान—प्रदान हेतु समयमान लागू करना होगा। जहां कहीं समुचित हो सभी संबंधित पक्ष ऐसी जानकारी की गोपनीयता के संबंध में आवश्यक ध्यान रखेंगे।
- (ii) वह समय जो सरकारी राजपत्र और अग्रणी समाचार पत्रों में अधिसूचना जारी करने, पॉवर और टेलीकम्युनिकेशन समन्वय समिति की अनुमति, वन अनुमति, रेलवे अनुमति, नागरिक उड्डयन प्राधिकारियों से अनुमति, राष्ट्रीय राजमार्ग और प्रदेश राजमार्गों आदि तथा मार्ग अधिकार जैसे कार्यों में लग सकता है, का भी ध्यान रखा जाएगा।

3.2 परिदृश्य नियोजन (परस्पेक्टिव प्लान):

3.2.1 प्रदाय क्षेत्र के भीतर भार पूर्वानुमान लगाने का प्राथमिक दायित्व, वितरण अनुज्ञप्तिधारियों का रहेगा। वितरण अनुज्ञप्तिधारी पाँच वर्ष की नियंत्रण अवधि, जिसके लिए राज्य पारेषण उपक्रम आयोग से व्यावसायिक योजना का अनुमोदन प्राप्त करेगा, के प्रारंभ से दस वर्ष के लिए अपने क्षेत्र का आधार भार, पीक भार और ऊर्जा का पूर्वानुमान अवधारित करेंगे। इसके बाद होने वाले वार्षिक परिवर्तनों का डाटा, यदि कोई हो तो राज्य पारेषण उपक्रम को प्रतिवर्ष प्रस्तुत करना होगा। इसमें मांग पूर्वानुमानों, डाटा पद्धति और उन मान्यताओं (अनुमानों) जिन पर वे आधारित हैं, का विवरण सम्मिलित रहेगा। पीक भार और ऊर्जा का पूर्वानुमान प्रदाय के संपूर्ण क्षेत्र के लिए तैयार किए जाएंगे। राज्य पारेषण उपक्रम वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा भार पूर्वानुमान लगाने की पद्धति तथा प्रयुक्त मान्यताओं का उनके परामर्श से पुनरीक्षण भी करेगा। परिणामस्वरूप समग्र पूर्वानुमान पारेषण प्रणाली के विस्तार हेतु योजना का आधार बनेगा, जिसे राज्य पारेषण उपक्रम द्वारा क्रियावित किया जाएगा।

3.2.2 राज्य पारेषण उपक्रम पारेषण प्रणाली के प्रत्येक संयोजन बिन्दु/इंटरफेस बिन्दु के लिए वार्षिक पीक लोड का पूर्वानुमान करने के लिए वितरण अनुज्ञप्तिधारी के विकासमान भार और विभिन्न उत्पादन केन्द्रों की दीर्घकालिक ओपन एक्सेस आवश्यकताओं को ध्यान में रखेगा। राज्य पारेषण उपक्रम, प्रत्येक संयोजन बिन्दु/इंटरफेस बिन्दु की उच्च भार आवश्यकता को सुनिश्चित करेगा। ऐसा करने से पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को संयोजन बिन्दुओं/इंटरफेस बिन्दुओं तक पर्याप्त क्षमता की, पारेषण प्रणाली विकसित करने हेतु आवश्यक जानकारी प्राप्त होगी, जिससे पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को उपयुक्त पारेषण प्रणाली तैयार करने में सहायता मिलेगी। तथापि, यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी किसी संघनित क्षेत्र में अनेक संयोजन बिन्दुओं/इंटरफेस बिन्दुओं जो एक मुद्रिका (रिंगमेन्स) के रूप में आपस में जुड़े हैं, पर ऊर्जा प्राप्त कर रहा है तो भार पूर्वानुमान में पारेषण प्रणाली द्वारा किसी समय बिन्दु पर लिए जाने वाले अधिकतम भार के ध्यान में रखा जाना चाहिए। इन पूर्वानुमानों को प्रतिवर्ष और जब कभी वर्तमान प्रणाली में बड़े परिवर्तन किए जाएं, अद्यतन किया जाएगा।

3.2.3 राज्य पारेषण उपक्रम भविष्य की मांगों की पूर्ति करने के लिए राज्यांतर्गत पारेषण प्रणाली के समन्वित विस्तार हेतु दीर्घ अवधि (दस वर्ष) की योजना तैयार करने हेतु उत्तरदायी होगा। ऐसी योजना में निम्नलिखित बातों का ध्यान रखा जाएगा :

- (i) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा विरचित परिदृष्टि योजना;
- (ii) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा प्रकाशित भारत का विद्युत ऊर्जा सर्वे ;
- (iii) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा जारी पारेषण योजना मानदण्ड तथा मार्ग निर्देश;
- (iv) आर.पी.सी., आर.एल.डी.सी. तथा एस.एल.डी.सी. का संचालन फीड बैक;
- (v) छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (संयोजकता तथा राज्यांतर्गत ओपन एक्सेस) विनियम, 2011, समय-समय पर यथा संशोधित;
- (vi) राज्य में कोई क्षमता वृद्धि;
इस राज्यांतर्गत समन्वित पारेषण योजना में पारेषण प्रणाली के लिए आवश्यक प्रतिक्रियात्मक क्षतिपूर्ति (रिएक्टिव कंपनसेशन) का भी समावेश होगा।

3.3 योजना मानदण्ड तथा प्रक्रिया-

राज्य पारेषण प्रणाली की योजना, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा जारी 'पारेषण योजना मानदण्ड' के अनुरूप की जाएगी। पारेषण प्रणाली योजना तथा सुरक्षा मानदण्ड योजना राज्य में पारेषण प्रणाली के विस्तार-कार्य हेतु मार्गनिर्देशक हैं। दीर्घ अवधि योजना में विभिन्न उत्पादन केन्द्रों के स्वामित्व से प्रभावित हुए बिना, उनसे की जाने वाली विद्युत निकासी और लाभांशित होने वाले को सर्वोत्कृष्ट रूप से तैयार की गई पारेषण प्रणाली द्वारा विश्वसनीय, सुरक्षित और मितव्ययी ढंग से आपूर्ति प्रदान करने का एक समन्वित सोच सम्मिलित है। राज्य ग्रिड में विद्युत प्रणाली इस प्रकार नियोजित की जानी चाहिए जिससे सभी उत्पादन संयंत्रों और विक्रेताओं, पश्चिमी ग्रिड तथा केन्द्रीय क्षेत्र के उत्पादन केन्द्र से राज्य को प्राप्त होने वाली विद्युत, युक्तियुक्त अच्छी वोल्टेज, स्थायित्व परिस्थितियों और आधिक्य (रिडन्डेन्सी) मानदण्ड को बनाए रखते हुए बिना किसी बाधा के विभिन्न लाभांशितों तक उनके नियत अंश में पारेषित की जा सके।

पारेषण की यह योजना, राज्य, पश्चिम क्षेत्र और अंततः राष्ट्रीय ग्रिड के लिए एक सुदृढ़, समन्वित पावर प्रणाली विकसित करने के लिए तैयार की जाए जिससे उपलब्ध उत्पादन का अनुकूलतम (आप्टीमाइज्ड) उपयोग करते हुए पर्याप्त अंतर्क्षेत्रीय अंतरण किए जा सकें। पारेषण योजना द्वारा विश्वसनीयता के स्वीकार्य अंश और युक्तियुक्त लागत पर लाभांशितों हेतु उत्कृष्ट दर्जे की आपूर्ति भी उपलब्ध कराई जा सके। कसौटी यह होगी कि सुरक्षा मानकों में स्वीकृत विनिर्दिष्ट आउटतेज की स्थिति में भी विद्युत का प्रवाह प्रभावित न हो सके। पारेषण तारों व उपकेन्द्रों की योजना इस प्रकार बनाई जाएगी कि भविष्य में होने वाले भार वृद्धि होने पर न्यूनतम अवधानों और परिमार्जनों सहित उसके उन्नयन का कार्य किया जा सके।

स्टॉक अभिप्राप्ति के समय और संस्थापन समय में कमी करने के उद्देश्य से पारेषण अनुज्ञप्तिधारी पारेषण तार के खम्भों, उपकेन्द्रों के ढांचों, उपकेन्द्र के प्रकाश, नियंत्रण कक्ष के प्रकाश व वायु संचार, उपकेन्द्र के भू-योजन हेतु यथासंभव मानकीकृत संरचना, तथा तार सामग्री, ट्रांसफार्मरों, उपकेन्द्र के उपकरणों, केबलों बस-बार उपसाधनों इन्स्यूलेटरों, हार्डवेयरों, लाइटनिंग अरेस्टर इत्यादि के लिए मानकीकृत विनिर्दिष्टियां अपनायेगा।

मितव्ययी ऊर्जा/क्षमता विनियम पर विचार कर जहाँ आर्थिक रूप से संभव हो, राज्य ग्रिड का अंतर राज्यीय ग्रिड से उपयुक्त संयोजनों की संभावना पर विचार किया जाना चाहिए। जहाँ कहीं आर्थिक रूप से संभव हो और/या नई पारेषण लाईन के निर्माण के लिए गलियारे (कारीडोर) की विवशता हो, थार्डरिस्टर आधारित नियंत्रणों, एच.व्ही.डी.सी. शीघ्र नियंत्रण करने

योग्य फेज परिवर्तक इत्यादि पर आधारित आधुनिक लचीली एसी ट्रांसमिशन प्रणाली पर भी विचार करना चाहिए।

योजना मानदण्डों के क्षेत्र में निम्नलिखित का समावेश होना चाहिए:

- (i) प्रणाली अध्ययन ;
- (ii) प्रणाली डाटा का आकलन ;
- (iii) उत्पादन उपलब्धता का आकलन;
- (iv) योजना मानदण्ड ;
- (iv) विनिर्दिष्ट सीमा तक विश्वसनीयता हेतु वांछित सुरक्षा शर्तें ;
- (vi) उपकेन्द्र योजना के लिए मानदण्ड; और
- (vii) वांछित प्रतिक्रियात्मक शक्ति क्षतिपूर्ति का अनुमान ।

3.3.1 प्रणाली का अध्ययन:—

- (i) स्थिर स्थितियों (Study State Condition) में विभिन्न उपकेन्द्रों से भार की आपूर्ति घोषित वोल्टेज की सीमा में मान्य 50 हर्ट्ज की मान्य आवृत्ति पर की जानी चाहिए और वर्तमान परिस्थितियों का विस्तृत अध्ययन और भार का सर्वेक्षण करने के उपरान्त भविष्य में होने वाले भार में वृद्धि का आकलन करना चाहिए । अधिकतम उपलब्धता ज्ञात करने हेतु पारेषण में होने वाली हानियों का युक्तियुक्त पूर्वानुमान भी उसमें शामिल किया जाना चाहिए। निम्नलिखित विद्युत प्रणाली अध्ययनों के आधार पर प्रणाली का विकास किया जाना चाहिए :—

- (क) भार प्रवाह
- (ख) विभिन्न परिस्थितियों में अधिकतम शक्ति का प्रवाह
- (ग) शार्ट सर्किट
- (घ) प्रणाली की स्थिरता—स्थिर स्थितियां
- (ङ.) प्रणाली की स्थिरता—अस्थिर स्थितियां
- (च) स्विचिंग/अस्थाई अधिक वोल्टेज ज्ञात करने हेतु अध्ययन
- (छ) अन्य अध्ययन, जैसी आवश्यकता हो

- (ii) इन अध्ययनों के लिए उपयुक्त कम्प्यूटर कार्यक्रमों की आवश्यकता होती है। किसी योजना अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए विनिश्चित लाईनों, उपकेन्द्रों, विद्यमान उपकेन्द्रों में अतिरिक्त ट्रांसफार्मर इत्यादि के प्रारंभ होने के सम्भावित वर्ष का आकलन, उपयुक्त रूप से ज्ञात सभी उत्पादन और भार बसों सहित प्रश्नाधीन वर्ष के लिए तंत्रजाल के आधार पर उत्पादन पारेषण और भार को सम्मिलित करते हुए मॉडल्स तैयार किये जाएंगे। पड़ोसी राज्यों से 400 के.व्ही और 220 के.व्ही. स्तर पर अंतर संयोजनों को भी समाहित किया जाना चाहिए। उपयुक्त समकक्ष सर्किट मॉडलों का उपयोग संयोजन बिन्दुओं/सीमान्त बिन्दुओं पर दोष के स्तर (फाल्ट लेवल) को ध्यान में लेने के लिए किया जायेगा। पड़ोसी तंत्र जालों के विशिष्ट और आवश्यक भागों को एम.डब्ल्यू. और एम.व्ही.ए. आयात और निर्यात के वास्तविक स्वरूप में प्रदर्शित करने के लिए अंतर्संयोजन बसों को मॉडल्स के रूप में प्रस्तुत किया जावेगा। अध्ययन उच्चतम भार और शून्य भार दोनों परिस्थिति के लिए निकाला जायेगा।

3.3.2 प्रणाली डाटा (सिस्टम डाटा) का आकलन-

युक्ति-संगत परिशुद्धता के भार पूर्वानुमान तक पहुँचने और अध्ययन संपन्न करने हेतु प्रणाली समकों (सिस्टम डाटा) का संग्रहण और (अपडेशन) अत्यावश्यक है। योजना का अध्ययन, विद्यमान प्रणाली के समुचित प्रस्तुतिकरण द्वारा आधार विकसित करते हुए मॉडल के प्रमाणीकरण के साथ प्रारंभ किया जाना चाहिए। विद्यमान प्रणाली के लिए प्राप्त परिणामों को मीटर वाचन, उपकेन्द्रों और राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा संग्रहित किये गये आंकड़ों द्वारा सत्यापन किया जाना चाहिए। प्रणाली परिमानकों का नवीनकरण, जब कभी प्रणाली का विस्तार या आधुनिकीकरण किया जावे, सर्वेक्षण द्वारा सही दूरी एवं लम्बाई और चालक की खाका (कन्फीगरेशन) ज्ञात कर अथवा प्रथमतः जहां कहीं और जब कभी सम्भव हो, लाईन की इम्पीडेन्स का मान सीधे नाप कर किया जाना चाहिए। सभी तंत्र समंक (सिस्टम डाटा) योजना मानकों और संचालन मानकों दोनों के लिए समान होने चाहिए। भारों को 220 के.व्ही और 132 के.व्ही बसों पर प्रदर्शित किया जाना चाहिए। वार्षिक न्यूनतम भार आधार वर्ष में विद्यमान वार्षिक अधिकतम मांग के प्रतिशत के रूप में लिया जाना चाहिए।

3.3.3 उत्पादन उपलब्धता का आकलन-

अधिकतम भार की स्थिति के लिए कई उत्पादन केन्द्रों के विभिन्न उत्पादनों के मिश्रण होने की दशा में अपेक्षित संख्या में भार प्रवाह अध्ययन या सुविकसित कम्प्यूटर साफ्टवेयर पैकेजों का प्रयोग कर सर्वोत्तम औसत लागत ज्ञात की जानी चाहिए। न्यूनतम भार की स्थिति के लिए वह उत्पादन यंत्र जो 'उत्पादन करता ही रहे, (must run)' श्रेणी में हो के साथ जो सबसे मितव्ययी उत्पादन करता हो को लेना चाहिए। किसी बड़े उत्पादन केन्द्र के बिल्कुल बंद होने की स्थिति में संवेदनशीलता का विश्लेषण करने के उद्देश्य से, अन्य उत्पादन केन्द्रों के सम्भाव्य स्तर तक उत्पादन बढ़ाकर उत्पादन प्रेषण ज्ञात किया जावेगा। ऐसा करते समय उन केन्द्रों की सम्भाव्य उपलब्धता, ऊर्जा की लागत, तथा पारेषण बाधाओं आदि को समुचित रूप से ध्यान में रखना होगा। जिस पारेषण प्रणाली की योजना बनाई जा रही है उसमें सुरक्षा मानदण्डों में विनिर्दिष्ट की गई विभिन्न निकासी की दशाओं में पावर पारेषण हेतु नेटवर्क की पर्याप्तता को विचार में लेना होगा। सुरक्षा मानदण्डों में वांछित सामान्य और आकस्मिक दशाओं के लिए इन अध्ययनों की पुनरावृत्ति की जाएगी।

3.3.4 योजना मानदण्ड (प्लानिंग क्राइटेरिया)-

केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के "मेन्युअल आन ट्रांसमिशन प्लानिंग क्राइटेरिया" को, सुधार के साथ विशेषकर स्थिर स्थिति में वोल्टेज सीमा और सुरक्षा मापदण्डों के संदर्भ में इस प्रकार अपनाया जाना चाहिए, जिससे स्थिर स्थिति में इस संहिता के अनुच्छेद 5.2.17 में दर्शाए अनुसार सीमाओं में वोल्टेज संधारित किया जा सके।

ए. लाईन लोडिंग सीमाएं :

अनुमति योग्य लाईन लोडिंग सीमाएं केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के "मेन्युअल आन ट्रांसमिशन प्लानिंग क्राइटेरिया" के अनुरूप होंगे। तदनुसार लाईनों की ओवरलोडिंग तथा अंडरलोडिंग को अभिनिश्चित किया जाएगा। सी.ई.आर.सी. (रेटस एंड चार्जस एंड टर्मस एंड कंडीशन फॉर यूज़ ऑफ इंटरव्हीनिंग ट्रांसमिशन फ़ैसिलिटी) विनियम, 2010 में विचारित अधिकतम लाईन भारण क्षमता, निम्नानुसार है:-

क्रमांक	वोल्टेज	विचारित लाईन भार क्षमता मेगा वाट में
1.	400	450
2.	220	250
3.	132	90
4.	66	27

तथापि, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के "मेन्युअल ऑन ट्रांसमिशन प्लानिंग क्राइटेरिया" की दृष्टि से एवं प्रयुक्त कंडक्टर के आकार और तापीय सीमा को देखते हुए राज्य ग्रिड में डाले जाने हेतु वोल्टेज वार पावर की अधिकतम अनुमति योग्य मात्रा इस संहिता के अनुच्छेद 4.2.1 में दर्शायी गई है।

बी. पारेषण नेटवर्क को सुदृढ़ करने के लिए विकल्प :

- (i) विद्यमान प्रणाली में अति भारिता टालने के लिए नई पारेषण लाइनों का निर्माण (जहां कहीं समान वोल्टेज वर्ग के तीन या अधिक सर्किट दो उपकेन्द्रों के मध्य स्थापित किये गये हो, वहां उससे ठीक उच्चतर पारेषण वोल्टेज विचारणीय होगा।)
- (ii) विद्यमान पारेषण लाइनों का उन्नयन जैसे चालक के अवलम्बों की ऊँचाई बढ़ाना और/या यदि स्तम्भ (टावर) की बनावट के अनुकूल हो तो उच्चतर वोल्टेज पर प्रदाय हेतु "क्रॉस आर्मस्" का इन्सुलेशन बढ़ाना।
- (iii) विद्यमान पारेषण लाइनों के चालक को उच्चतर आकार के चालकों या "ऑल एल्यूमिनियम एलॉय कन्डक्टर" द्वारा प्रतिस्थापित करना।
- (iv) ये विकल्प लागत, विश्वसनीयता, मार्गाधिकार आवश्यकताओं, ऊर्जा हानि, विद्युत प्रदाय अवरुद्ध अवधि इत्यादि पर निर्भर करते हैं।
- (v) जहां कहीं तकनीकी रूप से साध्य हो, भविष्य में मार्गाधिकार समस्याओं के बिना विस्तार कार्य हेतु सभी एकल सर्किट लाइनों की योजना युगल सर्किट स्तम्भों (टावर) के साथ होने चाहिए। मार्ग अधिकार की समस्या को सुलझाने के लिए बहुसर्किट टॉवर के निर्माण की योजना भी बनाई जा सकती है।

3.3.5 सुरक्षा मानक:

(क) स्थिर स्थिति में स्थायित्व (स्टडी स्टेट स्टेबिलिटी):

सुरक्षा का अर्थ है विद्युत प्रणाली की अचानक आए व्यवधान को सहन करने की क्षमता, जैसे— कोई विद्युत शॉर्ट—सर्किट अथवा प्रणाली तत्व की अनापेक्षित क्षति, जैसा कि केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरणके "मेन्युअल ऑन ट्रांसमिशन प्लानिंग क्राइटेरिया" की कंडिका 6 में दर्शाया गया है। राज्य पारेषण प्रणाली को एन-1 की सुरक्षा स्तर हेतु रूपांकित किया जाएगा अर्थात् वह एकल आकस्मिकता से थोड़े नकारात्मक प्रभाव को सहन कर सके। इसका अर्थ यह है कि बहुत गंभीर फॉल्ट अथवा जनरेटर, ट्रांसफार्मर अथवा लाइन की ट्रिपिंग की वजह से प्रणाली को अस्थिर नहीं होना चाहिए, लाइनों और/अथवा ट्रांसफार्मरों की 15 मिनट से अधिक ओवर लोडिंग नहीं होना चाहिए, और जब सिस्टम इम्पोर्ट 20% से ज्यादा हो जाए तब वोल्टेज ड्राप 10% से अधिक नहीं होना चाहिए। राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी प्रणाली के सुरक्षा स्तर को एन-1 स्तर (एकल आकस्मिकता) पर बनाए रखने के साथ स्थिर स्थिति में स्थायित्व के लिए स्पनिंग रिजर्व का प्रावधान भी रखेंगे।

प्रणाली की योजना इस प्रकार की जानी चाहिए कि वह बिना किसी लोड शेडिंग के या उत्पादन केन्द्रों के उत्पादन में बदलाव किये निकासी (आउटेज) की निम्नलिखित शर्तों में से कम से कम किसी एक को संतोषजनक ढंग से सह सके :-

- (ए) डी/सी (डबल सर्किट) पारेषण लाइन में किसी स्तम्भ (टावर) की निकासी (आउटेज)।
- (बी) 132 के.व्ही या 220 के.व्ही लाइनों के दो सर्किट।

- (सी) 400 के.व्ही लाईन का एक सर्किट।
- (डी) एक अन्तर संयोजित (इन्टर कनेक्टिंग) ट्रांसमफ़ार।
- (ई.) एक अधिकतम क्षमता का उत्पादक (जनरेटर)
- (एफ) पड़ोसी ग्रिड के साथ एक अन्तर संयोजित लाईन।

उपर्युक्त आकस्मिकता पर किसी अन्य 220 के.व्ही. दोहरी सर्किट लाईन या 400 के.व्ही एकल सर्किट लाइन जो एक अन्य गलियारे में हो और उसी उपकेन्द्र से न निकली हो से पूर्व आकस्मिकता प्रणाली रिक्ति (योजनाबद्ध निकासी) का अनुमान करते हुए विचार करना चाहिए। सभी उत्पादन केन्द्रों का संचालन प्रतिक्रियाशील सक्षमता वक्रों (केपेबिलिटी कर्व्ह) और नेटवर्क में विनिर्दिष्ट वोल्टेज सीमाओं के भीतर वोल्टेज प्रोफाइल बनाये रखते हुए किया जाना चाहिए।

(ख) अल्पकालिक स्थायित्व (ट्रांजिएन्ट स्टेबिलिटी)

निम्नलिखित व्यवधानों के अधीन समरूपता (सिन्क्रोनाइजेशन) तथा समन्वय बनाये रखने हेतु प्रणाली का रूपांकन किया जाना चाहिए:—

- (ए) पश्चिम ग्रिड में या पड़ोसी ग्रिडों से संयोजित सबसे बड़े आकार के जनरेटर की निकासी।
- (बी) 400 के.व्ही एकल लाइन पर भू दोष, दोषपूर्ण फेज के एक पोल के खुलने (पाँच साईकिल) सहित असफल रिक्लोजर (समय एक सेकेण्ड) तत्पश्चात् दोषपूर्ण लाइन के तीनों सिरे खुलने पर (पाँच साईकिल)।
- (सी) 400 के.व्ही डी/सी लाइन
 - (i) जब दोनों सर्किट संचालित हो रहे हों, उस समय प्रणाली किसी एक सर्किट के स्थाई दोष को सहन करने योग्य हो और तत्पश्चात् दोषपूर्ण सर्किट के तीन सिरे खुलने पर (100 मिलि सेकेण्ड)।
 - (ii) जब उन सर्किटों में से एक संधारण/निकासी के अधीन हो तब, कार्यरत् सर्किट के अस्थायी दोष को प्रणाली सहन करने योग्य हो।
- (डी) आठ साईकिल की अवधि में 220 के.व्ही. या 132 के.व्ही. लाइन पर किसी स्थाई तीन फेज दोष के लिए तीन सिरे का खुलना।
- (ई) रेडियल लाइनों के दोष के लिए किसी स्थायित्व अध्ययन की आवश्यकता नहीं है।

3.3.6 उपकेन्द्र योजना की कसौटी (सब-स्टेशन प्लानिंग क्राइटेरिया)–

किसी विशिष्ट भार की मात्रा की पूर्ति के लिए आवश्यक उपकेन्द्रों की संख्या वोल्टेज स्तरों के चयन, एम.व्ही.ए. क्षमता और अनुमत फीडरों की संख्या इत्यादि पर निर्भर होती है। योजना में अति उच्चदाब ट्रांसफार्मर, अन्तर्संयोजित ट्रांसफार्मरों की संख्या पर भी योजनाबद्ध/बलपूर्वक निकासी (आउटेज) की आकस्मिकताओं को ध्यान रखते हुए विचार किया जाएगा। समस्त अति उच्चदाब उपकेन्द्रों (132 के.व्ही. तथा उच्च) में न्यूनतम दो ट्रांसफार्मर होने चाहिए। निम्नलिखित कसौटी अपनाई जा सकेगी:—

- (ए) किसी एकल उपकेन्द्र की क्षमता विभिन्न वोल्टेज स्तरों पर सामान्यतः केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युतग्रहों तथा विद्युत लाइनों के निर्माण हेतु तकनीकी मानदण्ड) विनियम, 2010 के अनुसार, निम्नलिखित से अधिक नहीं होगी :-

765 के.व्ही.	4500 एम.व्ही.ए
--------------	----------------

400 के.व्ही.	1500 एम.व्ही.ए.
220 के.व्ही.	500 एम.व्ही.ए.
132 के.व्ही.	150 एम.व्ही.ए.

- (बी) अंतरसंयोजित ट्रांसफार्मरों (आई.सी.टी.) का आकार और उनकी संख्या इस प्रकार नियोजित की जाएगी जिससे किसी एकल इकाई से निकासी (आउटटेज) के कारण अन्य अंतरसंयोजित ट्रांसफार्मरों की इकाइयों या परिचालित प्रणाली पर अधिक भार (ओवर लोड) न पड़े। अति उच्च दाब उपकेन्द्र में सामान्यतः 3 से अधिक पॉवर ट्रांसफार्मर अंतर/अंतर्संयोजित ट्रांसफार्मरों की इकाइयां नहीं होनी चाहिए।
- (सी) स्थापित ट्रांसफार्मरों का आकार और उनकी संख्या इस प्रकार नियोजित की जाएगी जिससे किसी एकल इकाई के निकासी (आउटटेज) के वापसी अन्य कार्यरत ट्रांसफार्मरों द्वारा समुचित भार का प्रदाय हो सके। यह कार्य इस प्रकार से किया जाना चाहिए कि संबद्ध उपकेंद्रों के संयोजन के माध्यम से ट्रांसफार्मरों की क्षमता से अधिक वाला भार अन्य सब स्टेशन में अंतरित किया जा सके।
- (डी) किसी उपकेन्द्र में सर्किट ब्रेकर की अंकित विदारण क्षमता (ब्रेकिंग केपेसटी) उस उपकेन्द्र के अधिकतम दोष के स्तर (फाल्ट लेवल) के 120% से कम न होगी ((भविष्य में) प्रणाली में वृद्धि पर, शॉर्ट सर्किट स्तरों में बढ़ोत्तरी को ध्यान में रखते हुए 20% का अंतर अपेक्षित है)। विभिन्न वोल्टेज स्तरों पर, न्यूनतम अंकित विदारण क्षमता और स्विच गियर की अवधि केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युत संयंत्र तथा विद्युत लाइनों के निर्माण हेतु तकनीकी मानदंड) विनियम, 2010 के अनुसार निम्नलिखित हैं :-

11 के. व्ही.	शहरी क्षेत्र में 16 के.ए. के लिए 1 सेकेण्ड ग्रामीण क्षेत्र में 12.5 के.ए. के लिए 1 सेकेण्ड
33 के. व्ही.	25 के.ए. के लिए 1 सेकेण्ड
132 के. व्ही.	31.5 के.ए. के लिए 1 अथवा 3 सेकेण्ड *
220 के. व्ही.	40 के.ए. के लिए 1 सेकेण्ड
400 के. व्ही.	40 के.ए. अथवा 50 के.ए. के लिए 1 सेकेण्ड
765 के. व्ही.	40 के.ए. अथवा 50 के.ए. के लिए 1 सेकेण्ड

*यह अवधि फॉल्ट लेवल के अनुसार निश्चित की जा सकेगी.

- (ई) उपकेंद्र योजना में ट्रांसफार्मर का इंसुलेशन लेबल, रियेक्टर वाइंडिंग और बुशिंग की स्थिति, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युत संयंत्र तथा विद्युत लाइनों के निर्माण हेतु तकनीकी मानदंड) विनियम, 2010 के अनुसार निम्नलिखित हैं :-

दर्ज वोल्टेज	वाईडिंग			बुशिंग		
	दर्ज पॉवर फ्रिक्वेंसी विदस्टेंड वोल्टेज (kVrms)	दर्ज स्विचिंग इंपल्स विदस्टेंड वोल्टेज (kVpeak)	दर्ज लाइटिंग इंपल्स विदस्टेंड वोल्टेज (kVpeak)	दर्ज पॉवर फ्रिक्वेंसी विदस्टेंड वोल्टेज (kVrms)	दर्ज स्विचिंग इंपल्स विदस्टेंड वोल्टेज (kVpeak)	दर्ज लाइटिंग इंपल्स विदस्टेंड वोल्टेज (kVpeak)
800 kV	-	1550	1950	880	1550	2100
420 kV	-	1050	1300	630	1050	1425
245 kV	395	-	950	460	-	1050
145 kV	275	-	650	275	-	650
72.5 kV	140	-	325	140	-	325

52 kV	95	-	250	95	-	250
36 kV	70	-	170	70	-	170
24 kV	50	-	125	50	-	125
17.5 kV	38	-	95	38	-	95
12 kV	28	-	75	28	-	75

3.3.7 पारेषण लाईन योजना का आधार (ट्रांसमिशन लाईन प्लानिंग क्राइटेरिया):

(ए) पारेषण प्रणाली:

- (1) पारेषण प्रणाली की योजना एकीकृत स्वरूप में की जाएगी और उसे केन्द्रीय पारेषण उपक्रम, राज्य पारेषण उपक्रम, और उस क्षेत्र के किसी अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के अंतर्गत आने वाले कुल नेटवर्क को विचार में लेते हुए अनुकूलतम बनाया जाएगा ।
- (2) पारेषण प्रणाली की पर्याप्तता की जांच गर्मी, सर्दी और वर्षा के मौसमों में पीक तथा ऑफ पीक दशाओं में, एक या अधिक भार उत्पादन परिदृश्यों के लिए की जाएगी ।
- (3) पारेषण लाइनों के लिए मार्ग अधिकार को भविष्य के कॉरीडोर आवश्यकताओं को देखते हुए मल्टीसर्किट अथवा मल्टीवोल्टेज लाईनों, जैसी भी उपयुक्त पाई जाएं, को अपनाते हुए अनुकूलतम बनाया जाएगा ।

(बी) पारेषण लाईनों का पथ निर्धारण (रूटिंग):

पारेषण लाईन के पथ का चयन करते समय निम्नांकित को ध्यान में रखा जाएगा:

- (1) पारेषण लाईनों को संरक्षित अथवा आरक्षित वन में से ले जाए जाने से बचा जाएगा। ऐसे प्रकरण में जहां वनों अथवा सघन वृक्षों के क्षेत्र को पूरी तरह से बचाया जाना संभव न हो, संपूर्ण मितव्ययिता को ध्यान में रखते हुए, पथ को इस प्रकार संरचित किया जाएगा जिससे वनों की कटाई न्यूनतम हो। इसी प्रकार पारेषण लाईनों के पथ को राष्ट्रीय उद्यान और वन्य जीव अभयारण्यों के बीच से ले जाने से भी बचा जाना चाहिए।
- (2) सिविल और सैन्य वायु क्षेत्रों (एयरफील्ड्स) जैसे प्रतिबंधित क्षेत्र से लाईन ले जाने से बचा जाएगा और इस बाबत भी सावधानी रखी जाएगी कि वायुयान उतारने के स्थानों (लैंडिंग एप्रोचेस) से भी बचा जाए।
- (3) लाईन पथ में बड़ी बस्तियों और सघन आबादी वाले क्षेत्रों से भी बचा जाना चाहिए।
- (4) यह सुनिश्चित किया जाएगा कि वन संरक्षा अधिनियम, वन्य प्राणी संरक्षा अधिनियम, आर्कियोलाजिकल सर्वे अधिनियम तथा अन्य अधिनियमों/नियमों/विधियों, जो भी प्रयोज्य हों, उनका अनुपालन किया जाए।
- (5) समस्त वांछित सहमतियों और अनुमोदनों, जिसमें पावर और टेलीकम्यूनिकेशन समन्वय समिति (पीटीसीसी), नागरिक विमानन, सड़क, नदी, रेल, नहर अथवा पावर लाईन क्रासिंग, मार्ग अनुमति और पर्यावरण तथा वन अनुमतियां आदि सम्मिलित हैं, संबंधित प्राधिकारियों/अभिकरणों से, प्राप्त करने की व्यवस्था स्वामी द्वारा की जाएगी।
- (6) निर्माण की आवश्यकताओं के अनुरूप स्वामी द्वारा मार्ग अधिकार तथा मार्ग अनुमतियों की व्यवस्था की जाएगी। मार्ग अधिकार तथा मार्ग अनुमतियों के लिए क्षतिपूर्ति यथा प्रयोज्य विधि, नियमों और विनियमों, मार्ग निर्देशों तथा

स्थानीय प्रशासन तथा राजस्व प्राधिकारियों के दिशा निर्देशों के अनुसार प्रदान किया जाएगा।

(सी) पारेषण लाईनों के लिए प्रमुख तकनीकी विशिष्टियां तथा वांछाएं:

पारेषण लाईनों के लिए विद्युतीय रूपांकन परामान (पैरामीटर) निम्नानुसार है—

परामान	132 kV AC	220 kV AC	400 kV AC	765 kV AC	500 kV DC
नॉमिनल वोल्टेज (kV)	132	220	400	765	500
उच्चतम प्रणाली वोल्टेज (kV)	145	245	420	800	525
फुलवेव इम्पल्स विदस्टैण्ड वोल्टेज (1.2/250 micro Sec.) (kV)	650	1050	1550	2400	1800
सूखी दशा में पॉवर फ्रिक्वेंसी विदस्टैण्ड वोल्टेज (kV rms)	275	460	680	830	-
स्वीचिंग सर्ज विदस्टैण्ड वोल्टेज	-	-	1050	1550	1000
गीली दशा में (kV rms)					
मिनिमम कोरोना एक्सटिंक्सन वोल्टेज गीली दशा में फेज-टू-अर्थ (kV rms)	-	156	320	510	550
मैक्सिमम रेडियो इंटरफरेंस वोल्टेज (माइक्रो वोल्ट) फेज-टू-अर्थ वोल्टेज ऑफ-के व्ही. सूखी दशा में	-	1000 at 156 kV	1000 at 267 kV	1000 at 510 kV	1000 22 kV/cm conductor surface gradient

(डी) विभिन्न वोल्टेज स्तर की पारेषण लाईनों के लिए सामान्यतः डिजाइन स्पॉन निम्नानुसार होगा:

वोल्टेज (kV)	सामान्य स्पान(मीटर)
765	400, 450
400	400
220	335, 350, 375
132	315, 325, 335

3.3.8 प्रतिक्रियात्मक क्षतिपूर्ति (रिएक्टिव कंपन्सेशन):

(ए) शन्ट केपेसिटर्स: शन्ट केपेसिटर्स मुख्यतः भार केन्द्रों पर 33 के.व्ही. और 11 के.व्ही. प्रणाली पर स्थापित किये जाने चाहिए। यदि किसी मामले में ऐसा किया जाना सम्भव न हो तो 132 के.व्ही. प्रणालियों में प्रतिक्रियात्मक क्षतिपूर्ति इस दृष्टिकोण के साथ देने का प्रावधान किया जाना चाहिए कि भार बिन्दुओं के निकट भार के प्रतिक्रियाशील पावर की आवश्यकता की पूर्ति की जा सके। 05 एम.व्ही.ए. तथा अधिक की क्षमता के सबस्टेशन के लिए केपेसिटर स्वचालित (ऑटोमेटेड स्विचेबल) प्रकार का होना चाहिए। ऐसे सबस्टेशन जहाँ बहुत शीघ्र परिवर्तित भार (हाइली फ्लक्चुएटिंग लोड) जैसे आर्क फर्नेश आदि हों, में फिलकर तथा वोल्टेज रेगुलेशन की समस्या स्टेटिक वार कंपन सेटर(एस.व्ही.सी.एस.) लगा कर दूर की जा सकती है।

(बी) शन्ट रिएक्टर्स: विनिर्दिष्ट सीमाओं भीतर वोल्टेज नियंत्रण के लिए 400 के.व्ही. उपकेन्द्रों में स्विचेबल शन्ट रिएक्टर उपलब्ध कराये जाने चाहिए। चरणों में बदलाव से वोल्टेज में

5% से अधिक का अंतर नहीं होना चाहिए। उपयुक्त लाईन रिएक्टर (स्विचेबल/फिक्स्ड) उपलब्ध कराया जाना चाहिए, ताकि 400 के.व्ही. लाईनों की चार्जिंग विनिर्दिष्ट वोल्टेज सीमाओं का अतिलंघन न कर सकें।

रिएक्टर के मानक आकार (एम.व्ही.ए.आर.) निम्नानुसार है—

(i) 400 kV (तीन फेज़ यूनिट) 420 kV पर 50, 63 एवं 80

(ii) 765 kV (एक फेज़ यूनिट) 800 kV पर 50, 63 एवं 110

हाई वोल्टेज स्तर की लंबी लाईनों पर स्विचिंग ओवर वोल्टेज में कटौती करने तथा फॉल्ट करंटों को सीमित करने के लिए लाईन रिएक्टरों को प्रतिस्थापित किया जाएगा।

- 3.4** समस्त राज्यांतरिक उपभोक्ता, राज्य पारेषण उपक्रम को पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के अधीन अपने दायित्वों के निर्वाह हेतु सक्षम बनाने के लिए प्रणाली का अध्ययन करने और परिदृष्टि योजनाएं बनाने हेतु राज्य पारेषण उपक्रम को समय-समय पर डाटा पंजीयन अध्याय-12 तथा योजना डाटा के रूप में वर्गीकृत, परिशिष्ट-ए में दर्शाये प्रपत्र में आवश्यक डाटा उपलब्ध कराएंगे। प्रणाली (ग्रिड) के सामांतर चलने वाली आई.एन.जी.एस. से संबंधित डाटा किसी प्रकार की उत्पादन इकाई के वृद्धि पर तथा वितरण/पारेषण प्रणाली के रूपांतरण आदि पर, अद्यतन किया जाएगा।
- 3.5** राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं को उन्हें प्रयोज्य के लिए पारेषण प्रणाली के साथ अपने संयंत्रों की योजना, रूपांकन तथा संचालन के समन्वय की दृष्टि से कतिपय महत्वपूर्ण डाटा प्राप्त कर सकेंगे। राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी परिशिष्ट-बी के अनुसार विस्तृत पारेषण प्रणाली डाटा के रूप में वर्गीकृत, इन समंको को प्रदाय करेंगे।
- 3.6** उपर्युक्त प्रावधानों के अतिरिक्त, भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता की योजना संहिता, जो समंकों के विनिमय का आह्वान करती है, भी उत्पादन कंपनियों, पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों, उपक्रमों और वितरण अनुज्ञप्तिधारियों को उत्पादन/अंतर्राज्यीय पारेषण प्रणालियों द्वारा ऊर्जा के पारेषण के संबंध में लागू होगी।
- 3.7** परिशिष्ट-ए के अनुसार एक बार देय समंक सभी संबंधितों द्वारा ग्रिड संहिता के प्रभावशील होने के दिनांक से तीन माह के भीतर राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू) के समक्ष प्रस्तुत किये जावेगे। यह भी कि, सर्वसंबंधितों द्वारा एक बार उपलब्ध कराए गए समंकों में, यदि कोई परिवर्तन हो तो इसकी जानकारी देनी होगी। ऐसे समंकों के प्रतिवेदन के संबंध में सी.एस.ई. आर.सी. (संयोजकता तथा राज्यांतरिक ओपन एक्सेस) विनियमन, 2011 समय-समय पर यथासंशोधित रूप से पालनीय होंगे।

—000—

अध्याय – 4
संयोजकता की शर्तें एवं मानदण्ड

4.1 परिचय और उद्देश्य:

- (i) ऐसे उपयोगकर्ता, जो राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली से संयोजित है/संयोजित होना चाहते हैं वे केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (ग्रिड से संयोजकता हेतु तकनीकी मानदण्ड) विनियम, 2007 तथा छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (संयोजकता एवं राज्यांतरिक ओपन एक्सेस) विनियम, 2011 यथा प्रयोज्य, का अनुपालन करेंगे।
- (ii) जहां कहीं राज्य ग्रिड अंतर्राज्यीय पारेषण प्रणाली से संयोजित है वहाँ आई.ई.जी.सी. की संयोजकता शर्तों से संबंधित प्रावधान प्रभावी होंगे।
- (iii) इस अध्याय में विनिर्दिष्ट संयोजकता शर्तों का उद्देश्य निम्नानुसार है:—
 - (क) राज्य ग्रिड का सुरक्षित संचालन, एकीकरण तथा विश्वसनीयता को सुनिश्चित करना।
 - (ख) समस्त राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं को बिना किसी भेद-भाव के व्यवहृत करने की दृष्टि से संयोजकता की शर्तों के आधारभूत नियमों का अनुपालन हो।
 - (ग) कोई नवीन अथवा रूपांतरित संयोजन जब लगाया जाए, तो वह प्रणाली पर और/अथवा प्रणाली के राज्यांतरिक उपयोगकर्ता पर अस्वीकरणीय प्रभाव न डालता हो।
 - (घ) कोई व्यक्ति, जो ग्रिड से संयोजन प्राप्त करने का इच्छुक है उसे पहले ही से राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली से संयोजकता की प्रक्रिया और राज्य ग्रिड से एकीकृत होने हेतु, पूरी की जाने वाली शर्तों एवं मानदण्डों के प्रति भी जानकारी होनी चाहिए।

4.2 संयोजन बिन्दु/इंटरफेस बिन्दु:—

- 4.2.1 उत्पादन केन्द्र:** वह वोल्टेज जिस पर कोई उत्पादन केन्द्र, पारेषण की ग्रिड अथवा वितरण अनुज्ञापिधारी (यथा प्रयोज्य) से संयोजित किया जा सकता है, वह 400, 220, 132 अथवा 33 KV हो सकता है। संयोजन बिन्दु/इंटरफेस बिन्दु, अनुज्ञापिधारी के उपकेन्द्र का बिन्दु जहाँ विद्युत अंतःक्षेपित (इन्जेक्ट) की जा रही है, होगा। मीटरिंग बिन्दु, उस संयोजन बिन्दु/इंटरफेस बिन्दु पर होगा। वोल्टेज इंजेक्शन के संदर्भ में राज्य ग्रिड में डाली जाने वाली निर्धारित विद्युत की मात्रा निम्नानुसार रहेगी :—

क्रमांक	अंतःक्षेपण का वोल्टेज	ग्रिड में डाली जा सकने वाली अधिकतम पावर की मात्रा
1.	33 KV	15 MVA तक
2.	132 KV	75 MVA तक के लिए सिंगल सर्किट और 150 MVA तक के लिए डबल सर्किट
3.	220 KV	200 MVA तक के लिए सिंगल सर्किट और 400 MVA तक के लिए डबल सर्किट

टिप्पणी :—

- (1) एम.व्ही.ए. में अंतःक्षेपित की जाने वाली पावर ज्ञात करने के लिए, जनरेटर के नाम पट्टिका पर दर्शित पावर फेक्टर अथवा रूपांकन विवरण, विचार में लिया जाएगा।

- (2) विशेष परिस्थितियों में उपर्युक्त सीमाओं से किसी विचलन को अनुज्ञप्तिधारी द्वारा, तकनीकी व्यवहार्यता तथा आयोग के विशिष्ट अनुमोदन के अंतर्गत रहते हुए, विचार में लिया जा सकता है। ऐसा इस संहिता के अनुच्छेद 8.6 में विनिर्दिष्ट मीटर की न्यूनतम तकनीकी आवश्यकता की पूर्ति के अंतर्गत रहेगा।
- (3) समर्पित (डेडीकेटेड) पारेषण लाईन में आधिक्य (रिडन्डेन्सी) हेतु प्रावधान करना संबंधित जनरेटर का उत्तरदायित्व होगा।

4.2.2 केप्टिव जनरेटिंग प्लांट सहित ऐसे समस्त उत्पादन केन्द्र, जिनमें 15 एम.व्ही.ए. से अधिक का अंतःक्षेपण और/अथवा आहरण की आवश्यकता है, को ग्रिड से निम्नलिखित में से किसी माध्यम से, उनके अपने व्यय पर, तकनीकी व्यवहार्यता के अंतर्गत संयोजकता प्राप्त होगी;

- (1) निकटतम अति उच्चदाब उपकेन्द्र से समर्पित अति उच्चदाब पारेषण लाईन के द्वारा।
- (2) पूल किए गए/स्विचिंग/लोड कैटरिंग/स्टेप-अप उपकेन्द्र से समर्पित अति उच्चदाब पारेषण लाईन के द्वारा।
- (3) अति उच्चदाब लाईन पर किसी टेप कनेक्टिविटी की अनुमति नहीं रहेगी।

4.2.3 केप्टिव जनरेटिंग प्लांट सहित ऐसे समस्त उत्पादन केन्द्र, जिनमें 15 एम.व्ही.ए. तक का अंतःक्षेपण और/अथवा निकासी की आवश्यकता है, को ग्रिड से निम्नलिखित में से किसी माध्यम से उनके अपने व्यय पर, जबतक कि आयोग द्वारा अन्यथा रूप से विनिर्दिष्ट न किया जाए, संयोजकता प्राप्त होगी;

- (1) निकटतम अति उच्चदाब उपकेन्द्र से 33 के.व्ही. की समर्पित लाईन के द्वारा।
- (2) निकटतम 33/11 के.व्ही. उपकेन्द्र से 33 के.व्ही. की समर्पित लाईन के द्वारा।
- (3) 33 के.व्ही. स्विचिंग या पूलिंग उपकेन्द्र से 33 के.व्ही. की समर्पित लाईन के द्वारा।
- (4) 33 के.व्ही. लाईन पर किसी टेप कनेक्टिविटी की अनुमति नहीं रहेगी।

4.2.4 केप्टिव जनरेटिंग प्लांट सहित ऐसे समस्त विद्यमान उत्पादन केन्द्र, जिनमें जो अनुच्छेद 4.2.2 और 4.2.3 में विहित किए के अलावा अन्य किसी माध्यम से प्रणाली से जुड़े हों वे अनुच्छेद 4.2.2 और 4.2.3 में विहित किए अनुसार विकल्पों के अनुसार ग्रिड से संयोजकता सुनिश्चित करेंगे, जिसमें असफल रहने पर उनकी ग्रिड से संयोजकता, विच्छेदनीय रहेगी। तथापि, आयोग ऐसे संयोजन को राज्यांतरिक उपयोगकर्ता के निवेदन पर बाध्यकारी कारणों से विशिष्ट प्रकरण के रूप में कुछ अवधि के लिए संयोजकता की अनुमति प्रदान कर सकेगा।

पूलिंग उपकेन्द्र से संयोजकता की अनुमति केवल तभी प्रदान की जाएगी जब वह तकनीकी रूप से व्यवहार्य हो। उभय (कॉमन) अधोसंरचना जैसे, पारेषण लाईन स्विच गेयर/स्टेप-अप ट्रांसफार्मर अथवा अन्य कोई उपकरण/अधोसंरचना जिसमें रियल टाइम डाटा ट्रांसफर/संचार आदि की सुविधाएं जैसा प्रकरण हो सम्मिलित है, की लागत घटक जनरेटरों/केप्टिव जनरेटिंग केन्द्रों द्वारा उनके द्वारा ग्रिड में दी जा रही अनुपातिक पावर के मान से, वहन की जाएगी। कोई विद्यमान उत्पादन केन्द्र, जो वर्तमान में अनुच्छेद 4.2.2 और 4.2.3 के अंतर्गत समाहित नहीं होता, वह सी.एस.पी.डी.सी.एल. की लोड शेडिंग योजना के तहत, (जैसी और जहां लागू की जाए), अनुच्छेद 4.2.2 और 4.2.3 के अंतर्गत उनकी संयोजकता तक अधीन होगा।

4.2.5 वितरण अनुज्ञप्तिधारी: संयोजन बिन्दु/इन्टरफेस बिन्दु, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के उपकेन्द्र के निकासी फीडर का गैटरी (आउट गोइंग फीडर गैटरी) होगा। पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के उपकेन्द्र पर अति उच्चदाब (ई.एच.व्ही.) विद्युत ट्रांसफार्मर के 33 या 11 के.व्ही. का छोर, मापन बिन्दु (Metering point) हो सकेगा। अति उच्चदाब उपभोक्ता के प्रकरण में संयोजन बिन्दु/इन्टरफेस

बिन्दु अति उच्चदाब उपभोक्ता उपकेन्द्र के आवक संभरक (इनकमिंग फीडर) गैटरी पर मीटर बिन्दु होगा। अति उच्चदाब उपभोक्ताओं के प्रकरण में संयोजन बिन्दु/इन्टरफेस बिन्दु पर मीटरिंग उपकरणों के संधारण का दायित्व वितरण अनुज्ञप्तिधारी का होगा। अधिक वितरण अनुज्ञप्तिधारियों के होने पर मीटरिंग उनसे संबंधित इन्टरफेस बिन्दु पर की जाएगी। पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के परिसर में स्थित संचार, सुरक्षा और मापन के सभी टर्मिनल उपकरणों (terminal equipment for communication, protection and metering) का स्वामित्व पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का होगा और वह उनका रखरखाव भी करेगा।

4.2.6 अन्य पारेषण प्रणालियों से संयोजन: अन्य राज्यों की पारेषण प्रणाली के लिए संयोजन मापन और संरक्षा योजना, मापन बिन्दु और वोल्टेज केन्द्रीय पारेषण उपक्रम तथा राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के मध्य निष्पादित अनुबंध के अनुसार होगा। राज्य के भीतर किसी अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की पारेषण प्रणालियों से संयोजन, संबंधित अनुज्ञप्तिधारियों के मध्य निष्पादित अनुबंध के अनुसार होगा।

4.3 पारेषण प्रणाली से संयोजन हेतु आवेदन की प्रक्रिया: कोई उत्पादक/सी.जी.पी./अनुज्ञप्तिधारी/ओपन एक्सेस उपभोक्ता जो नवीन संयोजन लगाना चाहता है अथवा पारेषण प्रणाली के उपयोग हेतु संयोजन में परिवर्तन करना चाहता है, अपना आवेदन सी.एस.ई.आर.सी. द्वारा समय-समय पर यथासंशोधित, छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (संयोजकता तथा राज्यांतरिक ओपन एक्सेस) विनियम, 2011 के विनियम 10 में परिभाषित प्रक्रिया अनुसार विहित शुल्क के साथ दे सकेगा।

4.4 ग्रिड संयोजकता के लिए सामान्य सिद्धांत और शर्तें: ग्रिड से संयोजकता सामान्यतः निम्नलिखित शर्तों के अधीन उपलब्ध कराई जाएगी:—

- (1) सभी राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं अथवा संभाव्य उपयोगकर्ताओं से साम्यपूर्ण ढंग से व्यवहार किया जाएगा।
- (2) अनुज्ञप्ति संबंधी दायित्वों का अनुपालन के संदर्भ में राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं की सहायता करने हेतु रूपांकन (design) तथा संचालन मानदंड के लिये अपेक्षित न्यूनतम मानकों को विनिर्दिष्ट करते हुए स्वीकार्य गुणों वाली प्रणाली सुनिश्चित की जाये।
- (3) प्रत्येक स्थल के लिये, जहां कहीं भी संयोजन दिया गया है समस्त उपकरणों के स्वामित्व व उत्तरदायित्व को "स्थल, दायित्व, अनुसूची" (site, responsibility, schedule) में साफ-साफ लिखा जाना चाहिये।
- (4) पारेषण एवं उत्पादक फीडर (generator feeder) लाईनों के साथ 132 केव्ही से 400 केव्ही ए.सी. उपकेन्द्र का प्रत्येक अंतर्संयोजन (जो बस संरूप (bays configuration) पर आधारित हो) एक अथवा अधिक ब्रेकर (breaker) वाले बेज (bays) में समाप्त (terminate) होगा।
- (5) उत्पादकों एवं केप्टिव उत्पादकों के समानान्तरण (paralleling) तभी करने दिया जावेगा जब यह सुनिश्चित होगा कि केप्टिव जनरेटर ने इन्टर कनेक्टिंग फीडर (inter connecting feeder) पर समुचित सुरक्षा योजना (proper protection) अपनायी है एवं सही संचालन उपाय (proper operational measures) अपनाये हैं (जनरेटर छोर पर ब्रेकर सेक्शन लाइजर आदि)। जनरेटर सिरे के अंतर्संयोजन फीडरों (interconnectivity feeder) पर जो सुरक्षा यंत्र (protection device) और उपकरण लगाने हैं उनकी सूची जनरेटर द्वारा राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.)/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को दी जावेगी। इसी प्रकार पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इन्टर कनेक्टिंग फीडर में लगाए जाने वाले सुरक्षा यंत्र व उपकरण की जानकारी पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा जनरेटर को दी जाएगी।

- (6) संबंधित राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) को प्रत्येक केप्टिव पावर उत्पादक के समानांतरण (parelleling) संयोजन हेतु समानांतर संचालन प्रभार, (parallel operation charges) जो आयोग द्वारा समय समय पर तय किया जाएगा, देंगे।
- (7) ग्रिड प्रचालन के दौरान अपने प्रणाली में उत्पन्न गतिरोध के कारण उपयोगकर्ता ग्रिड अपने संधारण सारणी (maintenance schedule) में परिवर्तन हेतु आग्रह नहीं करेंगे।
- (8) प्रणाली में घोर संकट की परिस्थितियों में सीजीपी सहित समस्त जनरेटर, अपने-अपने यूनिट को प्रणाली से अलग-थलग (आइसोलेशन व आईलैंडिंग) करने की समुचित व्यवस्था करेंगे।
- (9) प्रणाली की आवश्यकता के अनुसार उत्पादन/केप्टिव उत्पादन संयंत्र निर्माता द्वारा उल्लेखित डिजाइन सीमाओं के अधीन, सक्रिय पावर आपूर्ति के अनुपात (matching with active power supply) में समुचित प्रतिक्रियाशील पावर (reactive power) उपलब्ध करायेगा।
- (10) कम फ्रिक्वेंसी की दशा में जनरेटर/केप्टिव पावर जनरेटर अपने अधिकतम उत्पादन (generation maximization) के लिये, जनरेटर में उपलब्ध समग्र स्पनिंग रिजर्व क्षमता को प्रचालन में उपयोग करेगा।
- (11) अतिशय आपात स्थिति में यदि केप्टिव जनरेटर पावर इन्जेक्ट न कर रहा तो उपयोगकर्ता (केप्टिव व नान केप्टिव उपभोक्ता) को भी लोड शेडिंग करना जरूरी होगा।
- (12) मांग/आहरण/द्विपक्षीय विनिमय आदि के शेड्यूलिंग तथा प्रेषण हेतु (for scheduling and despatching of demand/drawal/bilateral exchanges etc.) केप्टिव जनरेटिंग प्लांट सी.जी.पी. को अन्य उत्पादकों (जनरेटर) के समकक्ष माना जावेगा।
- (13) संयोजकता रूपांतरणों (connectivity modifications) के कारण उत्पन्न परिस्थिति में ग्रिड संयोजन बिन्दु पर तथा अपनी प्रणाली में स्थित उपकरणों के रेटिंग में सुधार हेतु राज्यांतरिक उपयोगकर्ता कार्यवाही करेगा।
- (14) राज्यांतरिक उपयोगकर्ता संयोजन बिन्दु पर, समग्र ग्रिड मानदण्ड के अनुसार सुरक्षा मानकों (protection standards) और रिले समन्वयन (relay coordination) का अनुपालन सुनिश्चित करेगा।
- (15) ग्रिड परिचालन सुगम बनाने के लिए, राज्यांतरिक उपयोगकर्ता अंतरसंयोजन बिन्दु से टेलीमीटरिंग, SCADA तथा अन्य प्रासंगिक आंकड़े (data) संबंधित एस.एल.डी.सी. को उपलब्ध कराएगा।
- (16) राज्यांतरिक उपयोगकर्ता ग्रिड में खराबी (disturbance) आने की स्थिति में अपनी प्रणाली पर ध्यान देगा, न कि ग्रिड सुरक्षा यांत्रिकी (grid defence mechanism) पर ही निर्भर रहेगा।
- (17) अपनी प्रणाली में उत्पन्न व्यवधान के कारण, ग्रिड अंतर्संयोजन से अपने ब्रेकर की तीव्रता से खुलने व अलग होने (फास्ट ओपनिंग व आइसोलेशन) के लिये उपयोगकर्ता, संवेदनशील व विश्वसनीय सुरक्षा (sensitive and reliable protection) अनिवार्यतः सुनिश्चित करेगा।
- (18) राज्यांतरिक उपयोगकर्ता एस.एल.डी.सी. द्वारा यथा तय, उत्पादन/लोड जहां भी उपलब्ध हो, के योगदान द्वारा आईलैंडिंग तथा अन्य ग्रिड स्कीम में भाग लेगा। आईलैंडिंग आपरेशन के दौरान आवेदक एस.एल.डी.सी. के अनुदेशों के अनुसार भार पुनर्स्थापन मार्गदर्शन (load restoration guideline) का अनुपालन करेगा।

- (19) ऐसे प्रकरण में, जहां उसके क्षेत्र में अपने जनरेटिंग संसाधन हैं, राज्यांतरिक उपयोगकर्ता एस.एल.डी.सी. अनुदेशों के अनुसार स्टार्ट अप पॉवर आपूर्ति के माध्यम से ग्रिड की सहायता करेगा।
- (20) सुरक्षित व विश्वसनीय ग्रिड प्रचालन सुनिश्चित करने के उद्देश्य से विश्लेषण हेतु राज्यांतरिक उपयोगकर्ता ग्रिड विघ्न उत्पन्न होने पर एस.एल.डी.सी. को संबंधित सुरक्षा ट्रिपिंग का आंकड़ा (protection tripping data) उपलब्ध कराएगा।
- (21) राज्यांतरिक उपयोगकर्ता को उसकी प्रणाली में खराबी हो जाने की दशा में, एस.एल.डी.सी. द्वारा ग्रिड से स्टार्ट अप पॉवर तथा बहाली के लिये सहायता दी जाएगी।
- (22) राज्यांतरिक उपयोगकर्ता वाले दूसरी यूटिलिटी के व्यक्तियों द्वारा संयुक्त भाग (कॉमन पोर्शन) जिनमें लाईन परमिट सम्मिलित हैं, के संधारण हेतु सुरक्षा मानक व परिचालन प्रक्रिया का अनुपालन सुनिश्चित करेगा एवं साथ साथ आइसोलेटर खुली स्थिति में लॉकिंग हेतु अनुमत करेगा ताकि एक्सीडेन्टल चार्जिंग से बचाव हो सके।
- (23) राज्यांतरिक उपयोगकर्ता, समुचित टेलिमीटरिंग की पहुंच (accessibility) एक्सप्रेस संचार के माध्यम से सुनिश्चित करेगा ताकि समस्त संबंधितों को ग्रिड अंतरसंयोजन डाटा उपलब्ध हो।
- (24) राज्यांतरिक उपयोगकर्ता को इस संहिता के अध्याय-8 के प्रावधान अनुसार समुचित इनर्जी मीटर का प्रतिष्ठापन सुनिश्चित करना होगा।
- (25) इच्छुक पक्षकारों तथा संबंधित यूटिलिटी की उपस्थिति में अंतर्संयोजन बिन्दु पर उपकरण एवं पावर मीटर का परीक्षण (टेस्टिंग)/परिगणना (केलिब्रेशन) अनुज्ञप्तिधारी कराएगा तथा इच्छुक पक्षकार तथा एस.एल.डी.सी. सहित, संबंधित यूटिलिटी/संगठन को ऐसे सावधिक जांच के प्रतिवेदन उपलब्ध कराएगा।
- (26) राज्यांतरिक उपयोगकर्ता, राज्य भार प्रेषण केन्द्र (एस.एल.डी.सी.)/राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) से परामर्श कर अपने लाईन्स/अंतर कनेक्टिंग ट्रांसफार्मर (ICT) या कनेक्टिंग पाईट के संधारण शेड्यूल (maintenance schedule) का कार्यक्रम बनाएगा।
- (27) एस.एल.डी.सी. को, सिस्टम आपरेशन की अपवाद स्वरूप (in exceptional cases) प्रतिकूल परिस्थितियों में, राज्यांतरिक उपयोगकर्ता की प्रणाली हेतु संधारण शेड्यूल (maintenance schedule) को स्थगित करने का अधिकार होगा। यह केवल अपवाद स्वरूप ही होगा न कि नियम के रूप में।
- (28) राज्यांतरिक उपयोगकर्ता, उपकरण तथा वैयक्तिक सुरक्षा, उपकरण संरक्षा (equipment protection) व ग्रिड आपरेशन कोड, पर्यावरण सुरक्षा मानदण्ड तथा ऐसी अन्य राष्ट्रीय नीतियां, जो इस प्रलेख में सूचीबद्ध नहीं हैं, के संबंधित सभी प्रचलित मानदण्डों को सुनिश्चित करेगा।
- (29) राज्यांतरिक उपयोगकर्ता जब भी अपने प्रणाली में राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) तथा केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सी.ई.ए.) द्वारा निर्धारित मानदण्ड/मानक से बेहतर उपकरण सुरक्षा, ग्राउण्डिंग व अन्य आपरेशन/प्रोटेक्शन मानक तथा मानवीय सुरक्षा का अंगीकरण या अनुपालन करता है तो वह इसकी जानकारी बांटेगा ताकि बेहतर मानक से ग्रिड तथा राष्ट्र, लाभान्वित हो सके।
- (30) राज्यांतरिक उपयोगकर्ता किसी मृत उपक्रम संयोजन को तब तक ऊर्जाकृत नहीं करेगा जब तक एस.एल.डी.सी. द्वारा अनुमति प्रदान न कर दी जाए।

4.5 टेलीमीटरी आवश्यकताएं:

4.5.1 राज्य पारेषण उपक्रम सहित समस्त राज्यांतरिक उपयोगकर्ता और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अपने-अपने छोर पर संयोजन अनुबंध में विनिर्दिष्ट किए अनुसार आवश्यक सुविधाएं उपलब्ध कराएंगे :

परन्तु संचार तथा डाटा अंतरण हेतु उपकरण/यंत्र राज्य पारेषण उपक्रम और राज्य भार प्रेषण केन्द्र के दिशा-निर्देशों, इंटरफेस आवश्यकताओं और यथा प्रयोज्य मार्ग निर्देशों/विशिष्टों के अनुसार उपलब्ध कराया जाएगा।

4.5.2 सामान्य और असामान्य दशाओं में एस.एल.डी.सी. को आवश्यक संचार देने और डाटा एक्सचेंज करने तथा राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा राज्य ग्रिड के निरीक्षण/नियंत्रण के लिए, विश्वसनीय तथा सक्षम स्पीच और डाटा कम्यूनिकेशन प्रणाली उपलब्ध कराए जाएंगे।

4.5.3 राज्य ग्रिड के क्षेत्रीय ग्रिड से समन्वय में प्रभावी संचालन के लिए, वितरण अनुज्ञप्तिधारी सहित राज्य पारेषण उपक्रम, और पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों और राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं पर एस.एल.डी.सी. द्वारा विनिर्दिष्ट के अनुसार नवीनतम तकनीक (डाटा एक्युजेशन एवं कम्यूनिकेशन) का उपयोग करते हुए रियल टाइम/ ऑन लाईन आधार पर आवश्यक सिस्टम ऑपरेशन पैरामीटरों को उपलब्ध कराने, का उत्तरदायित्व होगा।

4.5.4 एस.एल.डी.सी. द्वारा आर.एल.डी.सी. से एक विश्वसनीय कम्यूनिकेशन चैनल सुनिश्चित किया जाएगा। एस.एल.डी.सी. दूरभाष निर्देशों और जानकारी को रिकार्ड करने के लिए वाइस-लॉगिंग सिस्टम को प्रतिष्ठापित और संधारित करेगी।

4.5.5 01 मेगा वाट और उससे अधिक के राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली अथवा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के नेटवर्क से संयोजन चाहने वाले और ओपन एक्सेस का लाभ लेने वाले राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं के लिए टेलीमीटरी आवश्यक है। ऐसे राज्यांतरिक उपयोगकर्ता वाइस एंड डाटा कम्यूनिकेशन सिस्टम के लिए आवश्यक सुविधाएं तथा ऑन लाईन संचालन डाटा, जैसे-वोल्टेज फ्रिक्वेंसी, भार प्रवाह आदि उपलब्ध कराएंगे। राज्य पारेषण उपक्रम अथवा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जैसे भी स्थिति हो इन सुविधाओं के लिए अधोसंरचना-सुविधाएं, राज्यांतरिक उपयोगकर्ता के व्यय पर प्रतिष्ठापित करेंगे।

4.5.6 स्टेशन सर्विस लोड में अलग टेलीमीटरी की आवश्यकता होगी यदि वह भिन्न लोड कंट्रोल क्षेत्र से आता है। एनर्जी (kw, kwh, KvAr, Kvarh, वोल्टेज (kv), एक्टिव व रिएक्टिव पावर तथा अन्य पैरामीटरों जैसे ब्रेकर, स्टेट्स व कंट्रोल आदि की telemetry सामान्यतः आवश्यक है।

4.6 सुरक्षा:-

ग्रिड के अंतर संयोजन बिन्दु पर एक आईसोलेटिंग डिवाइस, (आईसोलेटर/ डिसकनेक्ट स्विच) उपलब्ध करना होगा, जो परियोजना (प्रोजेक्ट) से ग्रिड को भौतिक (physically) रूप से अलग करता है। आईसोलेटिंग डिवाइस की सुरक्षा तथा आपरेटिंग प्रक्रिया अधिनियम की धारा 73(सी) के अंतर्गत प्राधिकरण द्वारा उल्लेखित सुरक्षा मानकों के अनुपालन के अनुसार होंगे। आईसोलेटिंग डिवाइस, राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) तथा प्रभावित पक्षकारों की सहमति से इंटरकनेक्शन पाईट के स्थान से अलग जगह स्थापित किये जाना चाहिये। किसी भी दशा में, डिवाइस :

1. अंतर्राज्यीय उपयोगकर्ता के परियोजना (प्रोजेक्ट) के समस्त फेजेज (गैंग आपरेटेड) को एक ही समय में एक साथ खुलना चाहिये;

2. राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) द्वारा सुलभ/सुगम (accessible) तथा अल्टीमेट एस. एल.डी.सी. के अधिकार क्षेत्र के अंतर्गत होना चाहिये;
3. एस.टी.यू. द्वारा खुली स्थिति (ओपन पोजिशन) में लॉकेबल होना चाहिये;
4. उभयपक्षकारों को अग्रिम सूचना दिए बिना आपरेट नहीं किया जाना चाहिये जब तक कि आपातकाल की ऐसी स्थिति न हो, कि प्रोजेक्ट को आईसोलेट अत्यंत आवश्यक हो जाए;
5. उपयोग की स्थिति में सुरक्षित प्रचालन के लिए उपयुक्त होना चाहिये; तथा
6. इसे खुली स्थिति (पोजिशन) में एस.टी.यू. कार्मिकों द्वारा ताला तथा सुरक्षा पटल (बोर्ड) लगाया जाना चाहिये जबकि :-
 - (i) डि-इनर्जाईज्ड सर्किट पर काम करते समय संधारण कार्मिकों की सुरक्षा के लिए यदि आवश्यक हो ;
 - (ii) यदि प्रोजेक्ट, अंतर्राज्यीय उपयोगकर्ता, अथवा एस.टी.यू. के उपकरण खतरनाक स्थिति पैदा करते हों;
 - (iii) यदि प्रोजेक्ट, अंतर्राज्यीय उपयोगकर्ता, अथवा एस.टी.यू. के उपकरण ग्रिड के प्रचालन में बाधा पैदा करते हों ;
 - (iv) यदि ग्रिड, प्रोजेक्ट, अंतर्राज्यीय उपयोगकर्ता, के प्रचालन में बाधा पैदा करती हो।

चूंकि डिवाइस प्रथमतः सुरक्षा के लिए है और लोड करंट में सामान्यतः आपरेट नहीं करता, अतः डिवाइस की क्षमता, खोलने की प्रक्रिया तथा उसके लगाने के स्थान पर विचार अवश्य किया जाना चाहिये।

4.7 अन्य विचारणीय बिन्दु:

4.7.1 जनरेटिंग यूनिट के ग्रिड से संयोजकता (कनेक्टिविटी) के लिए उपकरण निम्नलिखित आवश्यकताओं के अनुरूप होना चाहिए ।

समस्त प्रणाली इस प्रकार से डिजाईन की जानी चाहिये जिससे अधिकतम वोल्टेज वेरिएशन $+/- 5\%$ तथा 400 के.व्ही. प्रणाली के लिए फाल्ट लेवल 40 के.ए. (किलो एम्पियर) हो। फ्रिक्वेंसी वेरिएशन $+3$ से -5% तथा उपकरण 50° सेल्सियस के वातावरण में भी काम करने हेतु उपयुक्त हो।

(1) जनरेटर के लिए:

वोल्टेज वेरिएशन	$\pm 7.5\%$ निर्धारित पॉवर फेक्टर पर निरंतर। Reduced MVA operation at 110% of rated voltage
फ्रिक्वेंसी वेरिएशन	47.5 हर्ट्ज से 51.5 हर्ट्ज
कम्बाईन्ड वोल्टेज व फ्रिक्वेंसी वेरिएशन	$\pm 5\%$
पॉवर फेक्टर वेरिएशन	0.85 (लैग) से 0.95 (लीड)
असंतुलित लोड में संचालन जैसा कि	आई.ई.सी. 34-1 में उल्लेखित
शार्ट सर्किट अनुपात	आई.ई.सी 34-1 के अनुसार
अनसिमेट्रीकल शार्ट सर्किट में संचालन	Negative sequence current I_2 expressed in per unit of rated current for a duration of 't' second as in compliance value $(I_2)^2t$, IEC 34-1

वोल्टेज वेव फॉर्म (Voltage wave form)	आईईसी 34-1 में उल्लेखित सीमा के भीतर कुल हार्मोनिक फेक्टर टीएचएफ (Total harmonic factor) ।
शार्ट सर्किट विथस्टैंडिंग केपेसिटी	निर्धारित MVA तथा पावर फेक्टर पर 5 प्रतिशत over voltage की स्थिति में कम से कम 3 second की अवधि के लिये 3 phase short circuit generator terminal पर width standing क्षमता सहित
विशेष संचालन शर्तें	फॉस्ट रिक्लोजिंग हाई वोल्टेज लाईन, ट्रांसमिशन लाईन, स्वीचिंग, फॉल्ट, ऑपरेशन तथा फेज सिन्क्रोनाइजेशन आदि के दौरान निर्मित इलेक्ट्रिकल मेकेनिकल तथा थर्मल स्ट्रेस सहन करने योग्य
लाईन चार्जिंग योग्यता	शून्य पावर फेक्टर पर निर्धारित एमवीए के 30 प्रतिशत से कम नहीं ।

(2) एक्साइटेशन प्रणाली के लिए :

- (i) लक्षण (Characteristic): एक्साइटेशन प्रणाली में संयंत्र के अन्य जनरेटर के साथ संतोषजनक समानांतर (पेरेलल) ऑपरेशन के लिये उपयुक्त मैचिंग लक्षण होना चाहिये ।
- (ii) उपकरण डिजाइन एवं साइजिंग मानदण्ड :

ए)	सामान्य	जब जनरेटर में निर्धारित पावर फेक्टर पर रेटेड आउटपुट अचानक कम होने लगे तो प्रणाली में नगण्य समय (negligible time) के भीतर नॉमिनल प्री सेट वोल्टेज वेल्यू के 2% के अंदर वोल्टेज बहाली की क्षमता होनी चाहिये ताकि प्रोटेक्शन उपकरण चालू न हो ।
बी)	आई.ईईई 421-ए के अनुसार एक्साइटेशन सिस्टम रिस्पांस टाइम	0.5 सेकण्ड से कम
सी)	एक्साइटेशन रिस्पांस अनुपात	2 से अधिक
डी)	एक्साइटेशन सिस्टम सीलिंग वोल्टेज	निर्धारित लोड एक्साइटेशन वोल्टेज के 1.5 गुने से अधिक
ई)	फील्ड फोर्सिंग क्षमता (Field forcing capability)	प्रत्येक एक्साइटेशन सिस्टम चैनल को 10 सेकण्ड की अवधि के लिये फील्ड फोर्सिंग वोल्टेज व सिस्टम के करंट को ताप की सीमा के अंदर (without exceeding limit of temperature) बिना किसी भाग को क्षति पहुंचाये आपूर्ति सक्षम हेतु होना चाहिये ।
एफ)	पावर सिस्टम स्टेबलाइजर	पावर सिस्टम स्टेबलाइजर (पीएसएस) को परिवर्तित जनरेटर लोडिंग व पावर सिस्टम नेटवर्क के अंतर्गत समस्त 0 से 3 हर्ट्ज फ्रिक्वेंसी रेंज में इलेक्ट्रो मेकेनिकल ऑसिलेशन के विभिन्न मॉडल की डैम्पिंग के लिये उपयुक्त होना चाहिये। पी.स.एस. को जनरेटर के बाहरी रियेक्टेंस (external reactance) के पहचान के उपयुक्त स्कीम सहित ऑप्टीमम स्टेबलाइजिंग संकेत कम्प्यूट करने के फीचर्स सहित वेरिफिंग ऑपरेटिंग कंडिशन के अनुकूल होना चाहिये । रिमोट/मेन्यूअल स्विच ऑफ-ऑन की सुविधा भी

		इन्डीकेशन के साथ होनी चाहिये । ऑटोमेटिक सुपरविजन तथा ब्लाकिंग/स्विच ऑफ सुविधा, इंडिकेशन्स आदि के साथ उपलब्ध होनी चाहिये ।
जी)	रोटर एंगल लिमिटर	प्रणाली में rotar angle limiter लगा होना चाहिये इसके एक्साइटेशन समन्वय द्वारा मशीन के डॉयरेक्ट अक्ष (axis) तथा नेट work vector के मध्य कोण को स्थितिता (stabilizer) के निर्धारित संदर्भ मान के भीतर रखने में काम आवेगा ।
एच)	स्टेटर करंट लिमिटर	स्टेटर करंट लिमिटर को अंडर एक्साइटेड रेंज में अविलंब कार्य करना चाहिये । अंडर एक्साइटेड रेंज में समय विलंब से मशीन में अस्थाई रूप से ओवर लोडिंग होगी ।
आई)	रोटर करंट लिमिटर	समय विलंब के साथ regulator को काम करना चाहिये, ताकि fault की दशा में regulation dynamics में कमी न हो
जे)	वोल्टेज फ्रिक्वेंसी (वी/एचजेड) लिमिटर	सभी ऑपरेटिंग कंडीशन पर जनरेटर वोल्टेज व फ्रिक्वेंसी का अनुपात वेल्यू इस प्रकार सीमित रखना ताकि अधिकतम जनरेटर ट्रांसफार्मर की कोर फ्लक्स डेनसिटी उल्लेखित मान से अधिक न हो ।
के)	एचवी स्विच यार्ड निम्नलिखित पैरामीटर के लिये उपयुक्त होना चाहिये	
i)	सिस्टम का एक्स/आर अनुपात	14
ii)	डिजायन बीआईएल (बेसिक इन्सूलेशन लेवल)	400 KV / 1425 KVP 220 KV / 1050 KVP 132 KV / 650 KVP
iii)	लाइटिंग अरेस्टर वोल्टेज रेटिंग KVrms में	400 KV 336, 220 KV 198, 132 KV 120,
iv)	सुरक्षा (protection) की आवश्यकता	आउटगोइंग लाईनों पर मेन 1 व मेन-2 डिस्टेंस प्रोटेक्शन
v)	मीटरिंग की आवश्यकता	0.2Sएक्यूरेसी मीटरिंग class
vi)	लोड शोडिंग, आईलेंडिंग की आवश्यकता	आवश्यक है
vii)	अर्थ मैट डिजाइन क्राइटेरिया	40 किलो एम्पियर एक सेकण्ड

राज्य पारेषण उपक्रम(एस.टी.यू.) प्रणाली (सिस्टम) में विद्युत उपकरण जैसे ट्रांसफार्मर पॉवर सर्किट ब्रेकर, डिसकनेक्ट स्विच, अरेस्टर तथा लाईन कंडक्टर आदि प्रणाली के विस्तार के रूप में इस प्रकार लगाया जाना चाहिये जैसे दीर्घकालिक योजना के रूप में चिन्हित किये गए हों । यदि नए जनेरेटिंग संयंत्र के इन्टरकनेक्शन के कारण उपकरण कम क्षमता के (अण्डर-रेटेड) हो जाते हैं तो उन्हें अवश्य बदला जाए ।

4.7.2 प्रणाली स्थायित्व एवं विश्वसनीयता :

व्यवधान (डिस्टरबेन्स) के दौरान प्रणाली की स्थायित्व एवं विश्वसनीयता के लिये सावधानीपूर्वक विचार कर राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) द्वारा प्रणाली विकसित की जाए । प्रोजेक्ट आकार (साईज), ब्रेकर का कॉन्फिगरेशन, जनरेटर करेक्टरस्टिक तथा प्रोटेक्टिव रिले को सेट करने की क्षमता का प्रभाव इस पर निर्भर करेगा कि इन्टरकनेक्शन पॉइन्ट को कैसे बनाया गया है ।

प्रोजेक्ट को विशेष सुरक्षा योजना (रेमेडियल एक्शन) जैसे लोड ड्रापिंग में भाग लेने की आवश्यकता होगी।

4.7.3 नियंत्रण एवं सुरक्षा (Control & Protection):

राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) को अपने protection relays एवं control system को coordinate करना होगा। ताकि वैयक्तिक सुरक्षा एवं उपकरणों की सुरक्षा हो सके एवं व्यवधान के दौरान सेवा में न्यूनतम कमी हो। प्रोजेक्ट इन्टरकनेक्शन में सामान्यतः प्रोटेक्टिव रिले तथा/अथवा कन्ट्रोल स्कीम के रूपांतरण (मॉडिफिकेशन) अथवा परिवर्धन (एडिशन) की आवश्यकता होती है। नया प्रोजेक्ट वर्तमान प्रोटेक्टिव रिले योजना से मेल खाना चाहिये। इन्टरकनेक्शन पाईंट के आधार पर कभी-कभी वोल्टेज ट्रांसफार्मर (वीटी), करंट ट्रांसफार्मर (सीटी) अथवा पाइलेट स्कीम (ट्रांसफर ट्रिप) भी आवश्यक होता है।

4.7.4 प्रेषण एवं संधारण (Despatching and maintenance):

उपकरण आउटेज व बाधाओं के दौरान भी मौसमी (सीजनल) तथा दैनिक पीक लोड की स्थिति में भी एस.एल.डी.सी. विश्वसनीय उपभोक्ता सेवा देने हेतु प्रणाली (ग्रिड) का संधारण करते हैं। प्रोजेक्ट एकीकरण में यह आवश्यक होता है कि इन्टरकनेक्शन पॉइन्ट पर लगे उपकरण timely outage coordination, automatetime switching equipment maintenance तथा schedule में बाधा न पहुंचाए। विश्वसनीय सेवा बनाये रखने के लिए इन्टरकनेक्शन पाइंट पर, अतिरिक्त स्वचालित उपकरण रिडनडेंसी अथवा बाईपास केपेबिलिटी जो सिस्टम संचालन के लिए मान्य हो, की आवश्यकता हो सकती है।

यदि एस.एल.डी.सी. द्वारा अपेक्षित हो तो अधिकतम उपलब्ध रिएक्टिव क्षमता तक आपूर्ति तथा/अथवा जनरेशन स्तर को समंजित करने के लिए इसे शून्य तक कम करने हेतु जनरेटर से अपेक्षा की जानी चाहिये। यह हमेशा अत्यावश्यक क्षणों में केवल विश्वसनीयता हेतु होगा।

4.7.5 वायुमंडलीय तथा भूकम्पीय स्थितियाँ (Atmospheric and Seismic conditions):

आंधी-तूफान, बाढ़, अतिशय गर्मी, बिजली गिरने, एलीवेशन तथा भूकंप से उत्पन्न प्रभाव पर भी प्रोजेक्ट के डिजाइन व संचालन पर विचार करना चाहिये। राज्यांतरिक उपयोगकर्ता का दायित्व है कि वह उपयुक्त मानक, संहिता, मानदण्ड, प्रथा, मार्गदर्शक तथा prudent utility practices का अनुपालन अनिवार्यतः सुनिश्चित करेगा।

4.8 स्थल दायित्व शेड्यूल (site responsibility schedule) :

4.8.1 प्रत्येक पारेषण प्रणाली संयोजन हेतु सी.ई.ए. के विनियम तथा आयोग द्वारा ओपन एक्सेस विनियम में दर्शित विस्तृत प्रक्रिया (डिटेल् प्रोसीजर) के अनुसार स्थल जिम्मेदारी सारणी (साइट रेस्पान्सिबिलिटी) शेड्यूल तैयार किया जाएगा।

4.8.2 एक रेखीय मानचित्र

(i) एस.टी.यू. तथा एस.एल.डी.सी. को उपयोगकर्ता द्वारा प्रत्येक संयोजन बिन्दु (कनेक्शन पाइंट) के लिये एक रेखीय मानचित्र प्रस्तुत करना होगा। इस मानचित्र (डायग्राम) में समस्त एच.वी./ई.एच.वी. से जुड़े उपकरण तथा बाह्य (एक्सटरनल) सर्किट से जुड़े सभी कनेक्शन सम्मिलित होंगे तथा जिसमें इनकी नम्बरिंग, नामनक्लेचर व लेबलिंग आदि शामिल होंगी। मानचित्र का उद्देश्य ले-आउट तथा सर्किट कनेक्शन, रेंटिंग, नम्बरिंग, नामनक्लेचर एच.वी./ई.एच.वी. अपरेटस व संबंधित संयंत्र के वास्तविक रिकार्ड को प्रदर्शित करना होगा।

(ii) जब कभी भी किसी उपकरण को बदलने की जरूरत पड़ेगी, तब संबंधित राज्यांतरिक उपयोगकर्ता राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) और समस्त संबंधित लोगों को आवश्यक

बदलाव की जानकारी अनिवार्यतः देगी । जब परिवर्तन कर लिया जावेगा, तब राज्यांतरिक उपयोगकर्ता द्वारा, परिवर्तित सिंगल लाइन डायग्राम, एस.एल.डी.सी./एस.टी.यू. को प्रेषित करना अनिवार्य होगा ।

4.8.3 स्थल सामान्य रेखाचित्र (Site common drawing)

- (i) प्रत्येक कनेक्शन पाइंट के लिये स्थल सामान्य रेखाचित्र तैयार करना होगा जिसमें स्थल ले आउट, विद्युत ले-आउट, सुरक्षा की तथा कॉमन सेवा ड्राइंग शामिल होंगे । एसटीयू को राज्यांतरिक उपयोगकर्ता आवश्यक ब्यौरा अनिवार्यतः देगा ।
- (ii) प्रत्येक कनेक्शन पाइंट हेतु राज्यांतरिक उपयोगकर्ता तथा राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.)/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को अपने-अपने भाग के लिये विस्तृत रेखांकन (detailed drawing) तैयार करना होगा तथा उसे उपयोगकर्ता व राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) के बीच आदान-प्रदान करना होगा ।
- (iii) आवश्यकता पड़ने पर यदि ड्राइंग में कोई परिवर्तन किया जाता है तो उसका यथाशीघ्र उपयोगकर्ता और राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) के मध्य आदानप्रदान अनिवार्यतः करना होगा ।

4.9 प्रणाली निष्पादन (system performance):

- 4.9.1 पारेषण प्रणाली से जुड़े समस्त उपकरणों का डिजाइन व निर्माण प्रासंगिक भारतीय मानक विनिर्देशों (ISI) के अनुरूप अनिवार्यतः होना चाहिये । उपकरण जिसके लिये भारतीय मानक विनिर्देश उपलब्ध नहीं है, वहां उपयुक्त आईसी, अथवा आई.ई.ई अथवा अंतर्राष्ट्रीय मानक अनिवार्यतः लागू होंगे ।
- 4.9.2 समस्त विद्युत उपकरणों की स्थापना केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के मानदण्डों/ विनियमों के अनुसार अनिवार्यतः होना चाहिये, जो कि फिलहाल प्रचलन में हैं, तथा भविष्य में नवीन मानदण्डों/ विनियमों के अनुसार प्रतिस्थापनीय होंगे ।
- 4.9.3 पारेषण अनुज्ञप्तिधारी प्रत्येक नये कनेक्शन हेतु कनेक्शन पाइंट/इण्टरफेस पाइन्ट तथा मीटरिंग कोड में यथा उल्लेखित अपेक्षित मीटरिंग आवश्यकताओं के साथ आपूर्ति वोल्टेज का स्पष्ट उल्लेख करेगा ।
- 4.9.4 पर्यवेक्षण नियंत्रण एवं डाटा एक्विजिशन (एस.सी.ए.डी.ए.) (स्काडा): पारेषण अनुज्ञप्तिधारी ऑपरेशनल मीटरिंग डाटा के कलेक्शन भण्डारण, प्रदर्शन तथा डाटा के प्रोसेस हेतु एस.सी.ए.डी.ए. के अंतर्गत एक प्रणाली लगायेगा तथा उसे प्रचालित करेगा । समस्त राज्यांतरिक उपयोगकर्ता अपने-अपने ऑपरेशनल मीटर के आउटपुट को एस.सी.ए.डी.ए. इण्टरफेस उपकरण में एस.एल.डी.सी. में प्रदर्शन हेतु उपलब्ध करायेंगे ।
- 4.10 अपेक्षित सुरक्षा (Protection requirement): राज्यांतरिक उपयोगकर्ता तथा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (ग्रिड की संयोजकता के लिए तकनीकी मानदण्ड) विनियम, 2007 के भाग-1 में विनिर्दिष्ट ग्रिड संयोजकता हेतु सुरक्षा प्रणाली तथा समन्वय का अनुपालन करेंगे । उन्हें केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युतगृहों तथा विद्युत लाईनों के निर्माण हेतु तकनीकी मानदण्ड) विनियम, 2010 की अनुसूची में वर्णित सुरक्षा कार्यों का अनुपालन भी करना होगा । इनका वर्णन इस संहिता के सुरक्षा संहिता संबंधी अध्याय में भी किया गया है ।

4.11 मीटरिंग आवश्यकताएं :

राज्य पारेषण प्रणाली के उपयोगकर्ता को इस संहिता के अध्याय-8 में दर्शायी गई पारेषण मीटरिंग संहिता प्रयोज्य होगी। मीटरों के प्रतिष्ठापन तथा संचालन संबंधी आवश्यकताएं अधिनियम की धारा-55 के अंतर्गत केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटरों का प्रतिष्ठापन और संचालन) विनियम, 2006 तथा इसके संशोधित विनियम, 2010 के अनुरूप होंगी, मीटर का स्थान (लोकेशन) समय-समय पर यथा संशोधित सी.एस.ई.आर.सी. (संयोजकता तथा राज्यांतरिक ओपन एक्सेस) विनियम, 2011 के प्रावधानों के अनुरूप रहेगी।

4.12 प्रतिक्रियात्मक पॉवर क्षतिपूर्ति:

4.12.1 जहां तक संभव हो सके अधिक और कम वोल्टेज से प्रभावित होने वाले क्षेत्रों में राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं द्वारा प्रतिक्रियात्मक ऊर्जा क्षतिपूर्ति और/अथवा अन्य सुविधाएं उपलब्ध करानी चाहिए जिससे राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली (इंटर एस्.टी.एस्.) से/को प्रतिक्रियात्मक ऊर्जा के आदान-प्रदान की आवश्यकता से बचा जा सके और सभी समय पर राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली के वोल्टेज को विनिर्दिष्ट सीमाओं के भीतर बनाए रखा जा सके। राज्यांतरिक उपयोगकर्ता तथा राज्य पारेषण उपक्रम द्वारा सुनिश्चित किया जाएगा कि रीयल टाइम में आवश्यकता के अनुसार प्रणाली का स्वस्थ संचालन किया जा सके।

4.12.2 संयोजन अनुबंधों के प्रावधानों के भीतर अस्थायी ओवर वोल्टेज को नियंत्रित करने के लिए लाईन रिएक्टर लगाए जा सकेंगे।

4.12.3 राज्यांतरिक उपयोगकर्ता द्वारा संयोजकता के दौरान उपलब्ध कराई जाने वाली प्रतिक्रियात्मक क्षतिपूर्ति, यदि कोई हो तो उसे राज्य पारेषण उपक्रम द्वारा अनुपालन के लिए संयोजन अनुबंध में उल्लेखित किया जाएगा।

4.12.4 संपूर्ण ग्रिड में समस्त 400KV बस तथा लाईन रिएक्टर के स्विचिंग इन/आउट राज्य भार प्रेषण केन्द्र के निर्देशों के अनुसार किया जाना चाहिए। 400KV/ 220KV के समस्त इंटर कनेक्टिंग ट्रांसफार्मरों पर टेप परिवर्तन (चेंजिंग) भी राज्य भार प्रेषण केन्द्र के निर्देशों के अनुसार किया जाना चाहिए।

4.13 प्रमादी (असावधान) प्रवाह :

फ्लोटिंग टाई-लाइन के साथ जब दो प्रणालियां समान्तर कार्य (ऑपरेट) करती हैं, तब नेटवर्क पैरामीटर के डॉयनेमिक्स के कारण टाई लाईन को पूर्णतयः फ्लोटिंग करना संभव नहीं होता। फलतः उसमें एक प्रणाली से दूसरे प्रणाली को एनर्जी फ्लो होगा। ऊर्जा के ऐसे इनएडवर्टेंट फ्लो की वाणिज्यिक बिलिंग के उद्देश्य हेतु गणना की जानी चाहिए।

4.14 आवेदन निरस्त करने का अधिकार:-

4.14.1 कोई अपूर्ण आवेदन, और/अथवा ऐसा आवेदन जो आयोग द्वारा अनुमोदित विनियमों प्रक्रियाओं के अनुरूप न पाया जाए, निरस्त कर दिया जाएगा।

निम्नलिखित शर्तों के अंतर्गत पारेषण प्रणाली को उपयोग करने तथा/अथवा कनेक्शन हेतु किसी भी आवेदन को पारेषण अनुज्ञप्तिधारी निरस्त कर सकता है:

1. यदि प्रस्तावित संयोजन पारेषण अनुज्ञप्ति के किसी भी उपबंध का उल्लंघन करता है।
2. यदि आवेदन में प्रस्तावित कार्य, अनुज्ञप्तिधारी (लाइसेंसी) के कार्य क्षेत्र के भीतर नहीं आता है अथवा अधिनियम की धारा 177 के अंतर्गत केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के विनियम तथा ग्रिड संहिता के उपबंधों के अनुरूप नहीं हैं।
3. प्रणाली क्षमता यदि अनुमति नहीं देती है।

4.14.2 वैध अवधि के अंदर प्रस्ताव अवैध होने अथवा निरस्त होने की दशा में संयोजन आवेदन पर राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा तब तक कोई कार्यवाही नहीं की जाएगी, जब तक कि मूल आवेदन से हटकर कोई ठोस बात प्रणाली परिवर्तन के संबंध में नहीं हो।

4.15 संयोजन अनुबंध:

4.15.1 जैसा कि शर्तों और दशाओं में समुचित हो, उपभोक्ता के राज्य पारेषण प्रणाली से अथवा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के संयोजन अनुबंध में निम्नलिखित जानकारी सम्मिलित होगी:

- (i) ग्रिड संहिता, एस.ई.आर.सी. द्वारा विनिर्दिष्ट भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता, यदि प्रयोज्य हो, और सी.ई.ए. द्वारा ग्रिड संयोजकता, सुरक्षा और संरक्षा संबंधी अधिसूचित अन्य विनियम के दोनों पक्षकारों द्वारा अनुपालन के संबंध में शर्त;
- (ii) संयोजन का विवरण तकनीकी वांछाएं और वाणिज्यिक अनुबंध;
- (iii) आवश्यक उन्नयन (रीइनफोर्समेंट) अथवा प्रणाली के विस्तार से उद्भूत किसी पूंजी व्यय, डाटा कम्यूनिकेशन आदि की आवश्यकता तथा इनका संबंधित पक्षकारों के बीच सीमांकन संबंधी विवरण;
- (iv) साईट उत्तरदायित्व अनुसूची ;
- (v) संरक्षण (प्रोटेक्शन) पर सामान्य दर्शन (फिलासॉफि) और दिशा निर्देश;
- (vi) संरक्षण प्रणाली;
- (vii) सिस्टम रिकार्डिंग के उपकरण;
- (viii) संचार सुविधाएं;
- (ix) कोई अन्य जानकारी जो राज्य पारेषण उपक्रम अथवा आयोग द्वारा उचित समझी जाएं।

4.15.2 राज्य पारेषण उपक्रम द्वारा छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (संयोजकता तथा राज्यांतर्गत खुली एक्सेस) विनियम, 2011 में उल्लेखित अनुसार एक आदर्श संयोजन अनुबंध विकसित किया जाएगा। राज्य पारेषण उपक्रम अंतर्राज्यीय पारेषण प्रणाली से नई परियोजनाओं के अंतर संयोजन की प्रगति के बारे में अग्रिम जानकारी केन्द्रीय पारेषण उपक्रम को देगा जिससे वह मीटरों के प्रतिष्ठापन, स्काडा डाटा इंटीग्रेशन, स्पीच एंड प्रोटेक्शन आदि के संबंध में समन्वय स्थापित कर सके।

अध्याय-5
संचालन संहिता

5.1 संचालन नीति:

- (1) राज्य ग्रिड के एकीकृत संचालन का प्राथमिक उद्देश्य समग्र संचालन मितव्ययिता एवं संपूर्ण विद्युत पॉवर नेटवर्क, जो राज्य के विस्तृत भौगोलिक क्षेत्र में फैला हुआ है, की विश्वसनीयता का विस्तार करना है। पारेषण प्रणाली का संचालन ई.आई.जी.सी., 2010 और इसके रूपांतरण, यदि कोई हों, के संगत के अनुसार किया जाएगा। तथापि राज्यांतरिक उपयोगकर्ता एस.एल.डी.सी. द्वारा विहित ग्रिड अनुशासन के अंतर्गत रहेंगे।
- (2) राज्य ग्रिड का समग्र समय (Overall real time) संचालन राज्य भार प्रेषण केन्द्र (एस.एल.डी.सी.) द्वारा परिवेक्षित होगा। एस.एल.डी.सी. एवं एस.टी.यू. की भूमिका अधिनियम तथा सी.एस.ई.आर.सी.(संयोजकता तथा राज्यांतरिक ओपन एक्सेस) विनियमन, 2011 के उपबंधों के अनुसार होगी। समस्त राज्य हस्ती (इकाईयों) (इनटाइटी), एकीकृत संचालन से अधिकतम लाभ प्राप्त करने हेतु इन संचालन निर्देशों का अनुपालन करेंगे व दायित्वों का समान रूप से निर्वाह करने के लिए एक दूसरे के साथ समन्वय करेंगे। प्रत्येक उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अपने कंट्रोल रूम में प्रत्येक उपकरण के संचालन के अनुक्रम को दर्शाते हुए संचालन प्रक्रिया के लिखित संचालन निर्देश उपलब्ध कराएंगे। पालन किए जाने वाले संचालन निर्देश उपकरण निर्माता के निर्देशों से असंगत नहीं होंगे। उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जैसी भी स्थिति हो द्वारा संचालन निर्देश और प्रक्रिया को पुनरीक्षित किया जा सकेगा।
- (3) राज्य भार प्रेषण केन्द्र (एस.एल.डी.सी.) द्वारा राज्यांतरिक हस्तियों व आर.एल.डी.सी. के परामर्श से राज्य ग्रिड के लिए आंतरिक विस्तृत संचालन प्रक्रिया विकसित और संधारित की जाएगी, जो राज्य ग्रिड संहिता तथा आई.ई.जी.सी., 2010 और इसके संशोधन से संगत होगी। इन आंतरिक संचालन प्रक्रियाओं में निम्नलिखित का समावेश रहेगा:—
 - (i) ब्लैक स्टार्ट प्रक्रियाएं.
 - (ii) आयोग द्वारा अनुमोदित लोड शेडिंग प्रक्रिया.
 - (iii) आईलैडिंग प्रक्रिया.
 - (iv) ऐसे अन्य प्रक्रिया जो राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा समुचित समझी जाए।राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा तथा क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र द्वारा फोन, फैक्स, ई-मेल, आदि के माध्यम से दिए गए समस्त संचालन निर्देशों को एक विशिष्ट संचालन कोड नंबर दिया जाएगा। राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा टाईम टैग अथवा स्टॉम्प से हुए वार्तालाप को अभिलिखित तथा पुनः उत्पादित करने के लिए एक वाइस रिकार्डर संधारित करना होगा। इन निर्देशों का अभिलेख न्यूनतम छः महिनों तक रखा जाएगा।
- (4) एस.एल.डी.सी., का नियंत्रण कक्ष, उत्पादन संयंत्र और अति उच्चदाब उपकेन्द्र तथा राज्य हस्तियों के अन्य किन्हीं नियंत्रण केन्द्रों पर चौबिसों घंटे संधारण अर्हता प्राप्त तथा समुचित प्रशिक्षण उपरांत व्यक्तियों की तैनाती होगी।

5.2 प्रणाली सुरक्षा के पहलू:

- (1) समस्त राज्यांतरिक उपयोगकर्ता तथा राज्य ग्रिड में भाग लेने वाले सभी व्यक्ति हर समय अपने-अपने पॉवर प्रणाली व पॉवर केन्द्र सिंक्रोनस हेतु एक दूसरे के साथ इस प्रकार सिंक्रोनाइज करेंगे कि पूरे राज्य में सम्पूर्ण प्रणाली एक सिंक्रोनाइज्ड प्रणाली के रूप में कार्यरत् रहे।
- (2) राज्य ग्रिड से, ग्रिड का कोई भी भाग जानबूझकर कदापि अलग नहीं किया जाएगा, सिवाय:

- (i) अपातकाल व ऐसी दशा मे जब आइसोलेशन समग्र ग्रिड को ध्वस्त (collapse) होने से रोकता हो तथा/अथवा पॉवर आपूर्ति की बहाली शीघ्र करता हो;
- (ii) जब किसी कीमती उपकरण को बहुत बड़ी गंभीर क्षति संभावित हो तथा केवल आइसोलेशन ही उसे रोक सके; तथा
- (iii) जब ऐसा आइसोलेशन विशेषकर एस.एल.डी.सी द्वारा अनुदेशित हो।

जैसे ही परिस्थिति अनुमति देती है सम्पूर्ण ग्रिड का सिंक्रोनाइजेशन बहाली फिर से यथाशीघ्र की जानी चाहिए। एस.एल.डी.सी द्वारा बहाली प्रक्रिया अलग से तैयार संचालन प्रक्रिया के अनुसार पर्यवेक्षित होनी चाहिए।

- (3) राज्य ग्रिड के उपरोक्त किसी भी एलिमेंट का चाहे वह मेनुअल अथवा अटोमेटिक हो की कोई भी ट्रिपिंग संबंधी सूचना एस.एल.डी.सी. को संबंधित राज्यांतरिक उपयोगकर्ता द्वारा यथाशीघ्र की जानी चाहिए। इसका कारण (जहाँ तक अभिनिश्चित किया गया हो) तथा संभावित बहाली का समय भी सूचित करना चाहिए।
- (4) समस्त उत्पादन ईकाईयां, जो राज्य ग्रिड के साथ सिंक्रोनाइज्ड है, चाहे उनका स्वामित्व, टाइप व साइज कुछ भी हो, अपना गवर्नर सभी समय सामान्य संचालन स्थिति में रखेंगे। यदि 50 मेगावाट से ऊपर के किसी जनरेटर को सामान्य संचालन में बिना गवर्नर के चलाई जाने की आवश्यकता हो तो एस.एल.डी.सी. को तत्काल ऐसे संचालन के कारण और उसकी अवधि की जानकारी देनी होगी। सभी गवर्नर में ड्रूप 3% से 6% के बीच रखा जाएगा। गवर्नर मुक्त कार्य से संबंधित समस्त प्रावधान, आई.ई.जी.सी. में उपलब्ध सुसंगत प्रावधानों की संगति में होंगे, जैसे वे समय-समय पर यथा संशोधित अधिनियम की धारा-79 (एच) के अंतर्गत सी.ई.आर.सी. द्वारा विनिर्दिष्ट किए जाएं।
- (5) लोड लिमिटर, आटोमेटिक टर्बाइन रन अप सिस्टम (एटीआरएस), टर्बाइन सुपरवाइजरी कंट्रोल, कोऑर्डिनेटर कंट्रोल सिस्टम आदि में स्थित सुविधा का उपयोग सामान्य गवर्नर एक्शन को किसी भी तरह दबाने हेतु उपयोग में नहीं लानी चाहिये। किसी भी प्रकार से डेड बैंड तथा/अथवा टाइम डिले को जानबूझकर शामिल (इण्ट्रोड्यूस) नहीं करना चाहिये।
- (6) समस्त उत्पादन ईकाईयां अपने अधिकतम निरंतर रेटिंग (एम.सी.आर) के 100% / 100% तक, में कार्यरत हों सामान्यतः 5% अतिरिक्त लोड कम से कम 5 मिनट के लिए अथवा निर्माता द्वारा निर्धारित तकनीकी सीमा में बढ़ाने के लिए सक्षम हो। जब फ्रिक्वेन्सी अचानक गिर जाती है तो जनरेटिंग यूनिट जो अपने एम.सी.आर. के 100% से अधिक पर प्रचालन कर रही हो, उसे कम से कम अपने एम.सी.आर. के 105% तक जाने से नहीं रोका जाना चाहिए। एस.एल.डी. से अनुमति प्राप्त करने के बाद ही 50 मेगावाट साइज से अधिक के किसी भी जनरेटिंग यूनिट, जो उपरोक्त आवश्यकता के साथ काम नहीं करता, को संचालन में रखना चाहिए (अर्थात् राज्य ग्रिड के साथ सिंक्रोनाइज्ड करना चाहिए)। तथापि, संचालन इनटिटी तद्संबंधी शर्टफाल अपने अन्य जनरेटिंग यूनिट के स्पिनींग रिजर्व मैटेन कर पूरा कर सकता है।
- (7) समस्त जनरेटिंग यूनिट के लिये, चाहे उनका टाइप व साइज कुछ भी हो, के लिये गवर्नर सेटिंग अर्थात् पूरक नियंत्रण आउटपुट (जनरेशन लेवल) बढ़ाने या घटाने हेतु अनुशंसित दर एक प्रतिशत प्रतिमिनट अथवा निर्माता द्वारा दी गई सीमा के अनुसार होगी। तथापि यदि फ्रिक्वेन्सी 49.5Hz, के नीचे गिरती है, तो समस्त आंशिक लोडेड जनरेटिंग यूनिट अपनी क्षमता के अनुसार तीव्र दर पर अतिरिक्त लोड पिकअप करेंगे।
- (8) सिवाय आपातकाल के अथवा कार्मिक अथवा उपकरण को तत्काल क्षति से रोकने, कोई भी इनटिटी एस.एल.डी.सी. के बिना पूर्व अनुमति व सहमति के अपने जनरेटिंग यूनिट

के आउटपुट को अचानक 50 मेगावाट से अधिक कम नहीं करेगा, विशेषकर तब जब फ्रिक्वेंसी गिर रही हो अथवा 49.5 या सी.ई.0आर.सी. द्वारा जो समय-समय पर निर्धारित किया जाए, के नीचे हो। उसी तरह कोई एन्टाईटी बिना एस.एल.डी.सी. के पूर्व सूचना व सहमति के 50 मेगावाट से अधिक अपने लोड में अचानक वृद्धि नहीं करेगा।

- (9) समस्त जनरेटिंग यूनिट उपयुक्त सेटिंग के साथ सामान्यतः अपने-अपने आटोमेटिक वोल्टेज रेगुलेशन (ए.वी.आर.) कार्यरत् रखेंगे। विशेषकर, यदि 50 मेगावाट क्षमता से ऊपर के जनरेटिंग यूनिट को ए.वी.आर. के बिना चालू करने की आवश्यकता हो तो एस.एल.डी.सी. को इसके कारण व समयावधि के बारे में तत्काल सूचित किया जाना चाहिये, तथा अनुमति अवश्य प्राप्त करनी चाहिये। जनरेटिंग इकाईयों (जहां कहीं उपलब्ध हो)के एवीआर में पॉवर सिस्टम इस्टेबीलाईजर्स को संबंधित उत्पादन इकाई का स्वामी केन्द्रीय पारेषण उपक्रम/राज्य पारेषण उपक्रम द्वारा समय-समय पर इस हेतु बनाए गई योजना के अनुसार समुचित रूप से ट्यूनिंग करेगा। केन्द्रीय पारेषण उपक्रम/राज्य पारेषण उपक्रम द्वारा समय-समय पर आवश्यकता अनुसार पॉवर सिस्टम इस्टेबीलाईजर्स की जांच और उनकी अग्रेतर ट्यूनिंग की अनुमति रहेगी।
- (10) संपूर्ण राज्य ग्रिड पर इस संबंध में पृथक से तैयार योजना के अनुसार राज्य पारेषण उपक्रम द्वारा समस्त हस्तियों (इनटिटीस) के समन्वय से सुरक्षा और रिलेस सेटिंग का कार्य सावधिक रूप से समन्वित किया जा सकेगा।
- (11) ग्रिड फ्रिक्वेंसी सदैव 49.0–50.0Hz बैंड के अंदर आई.ई.जी.सी.,2010 जैसा कि समय-समय पर यथा संशोधित के अनुसार रखने हेतु समस्त राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं को हरसंभव प्रयास कर सुनिश्चित करना चाहिये। तथापि, सी.ई.ए. के तकनीकी मानदण्डों के अनुसार जनरेटर को -5% से $+3\%$ (47.5 से 51.5) फ्रिक्वेंसी रेंज के भीतर ग्रिड आवृत्ति परिवर्तन (वेरिएशन) के अंतर्गत एम.सी.आर. आउटपुट देने की संचालन क्षमता होनी चाहिए।
- (12) समस्त राज्यांतरिक उपयोगकर्ता अपने-अपने प्रणाली (सिस्टम) में एस.टी.यू. द्वारा अलग से निर्मित योजना के अनुसार फ्रिक्वेंसी डिक्लाइन जिससे ग्रिड में व्यवधान/असंयोजित हो सकता है, को अरेस्ट करने हेतु ऑटोमेटिक अंडर फ्रिक्वेंसी तथा डीएफ/डीटी/लोड शेंडिंग रिले उपलब्ध कराएंगे, तथा उसका प्रभावी क्रियान्वयन सुनिश्चित करेंगे, ताकि किसी तरह की कंटिजेन्सी की दशा में जनरेटिंग यूनिट में कास्केड ट्रिपिंग (cascaded tripping) न हो। समस्त राज्य इनटिटी को सुनिश्चित करना चाहिये कि अंडर फ्रिक्वेंसी व डीएफ/ डीटी लोड शेंडिंग/आई लैडिंग स्कीम कार्यशील (functional) है तथा एस.एल.डी.सी. से प्राप्त पूर्व सहमति के बिना कोई भी अंडर फ्रिक्वेंसी रिले बाइपास अथवा हटाया नहीं जाना चाहिये।
- (13) राज्यांतरिक उपयोगकर्ता, पारेषण प्रणाली को उसकी निर्धारित सीमा के समीप कार्यरत् रहने हेतु प्रमाणी में वोल्टेज, कोलेप्स तथा कास्केडिंग तथा महत्वपूर्ण कारीडोर में ट्रिपिंग से बचने हेतु प्रणाली संरक्षा योजना (सिस्टम प्रोटेक्शन स्किम) (इण्टरट्रिपिंग व रन बेक सहित) के आइडेंटिफिकेशन स्थापना तथा कमीशन करने की सुविधा पॉवर सिस्टम में उपलब्ध कराएगा। इस योजना को एसटीयू द्वारा अंतिम रूप दिया जाएगा और इसे सदैव कार्यरत् में रखा जाएगा। यदि इनमें से किसी को भी आउट ऑफ सर्विस किया जाता है, तो एस.एल.डी.सी. को तत्काल इसका कारण तथा संभावित बहाली का समय सूचित कर एस.एल.डी.सी. से अनुमति लेना होगा।
- (14) सभी जनरेटिंग यूनिट एचटी/एलटी बाइपास व्यवस्था जहां कहीं भी उपलब्ध हो का क्रियान्वयन सुनिश्चित करेंगे, ताकि कम से कम एक जनरेटर इन हाऊस लोड के लिए उपलब्ध रहे।

- (15) ग्रिड के आंशिक/समग्र ध्वस्त हो जाने से उबारने की प्रक्रिया एस.एल.डी.सी. द्वारा, आर.एल.डी.सी. के परामर्श से केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (ग्रिड मानदण्ड, विनियम, जैसा और जब से प्रभावशील हों) के अनुरूप विकसित की जाएगी और उसे सावधिक रूप से आईईजीसी विनियम, 2010 की धारा 5.8 में दी गई अपेक्षाओं के अनुसरण में अद्यतन किया जाएगा। ये प्रक्रियाएं संगत (कंसिस्टेंट), विश्वसनीयता तथा तत्काल बहाली सुनिश्चित करने हेतु सभी राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं, राज्य पोरषण उपक्रम तथा एस.एल.डी.सी. द्वारा अपनाई जाएंगी।
- (16) राज्यांतरिक उपयोगकर्ता तक डिस्टर्बेन्स रिकार्डर/सिक्वेनसियल इवेंट रिकार्डर आउटपुट सहित सूचना/डाटा, ग्रिड डिस्टर्बेन्स/घटना (इवेंट) का विवरण, विश्लेषण करने के लिये एस.एल.डी.सी. को भेजेगा। घटना का विश्लेषण करने के लिये तथा ग्रिड की सुरक्षा व विश्वसनीयता बनाये रखने हेतु एस.एल.डी.सी. द्वारा अपेक्षित कोई डाटा/सूचना देने से राज्यांतरिक उपयोगकर्ता कदापि इन्कार नहीं कर सकता।
- (17) समस्त राज्यांतरिक उपयोगकर्ता, राज्य पोरषण उपक्रम(एस.टी.यू.) तथा एस.एल.डी.सी. ग्रिड वोल्टेज को सदैव आई.ई.जी.सी., 2010 के अनुरूप निम्नानुसार बनाये रखने हेतु सभी संभव प्रयास करेंगे:

वोल्टेज— (KV rms)		
नॉमिनल	अधिकतम	न्यूनतम
765	800	728
400	420	380
220	245	198
132	145	122
33	36	30

अनुज्ञप्तिधारी अपनी वितरण प्रणाली को पारेषण प्रणालियों के साथ जोड़कर रूपांकित (डिजाइन) और संचालित करेंगे। अनुज्ञप्तिधारी उपभोक्ता के प्रदाय बिन्दु पर वोल्टेज को निम्नानुसार घोषित वोल्टेज से कम-ज्यादा न होने देगा:

- (ए) निम्न अथवा मध्यम वोल्टेज के प्रकरण में, 6% से अधिक अथवा
- (बी) उच्चदाब के प्रकरण में, हायर साईड पर 6% से अधिक अथवा लोवर साईड पर 9% से अधिक; अथवा
- (सी) अति उच्चदाब के प्रकरण में, हायर साईड पर 10% से अधिक अथवा लोवर साईड पर 12.5% से अधिक;

उपर्युक्त में कोई अपवाद केवल उपभोक्ता की लिखित अनुमति से अथवा आयोग के पूर्व अनुमोदन से ही होगा।

- (18) राज्यांतरिक उपयोगकर्ता एकाएक लोड रिजेक्शन और वोल्टेज अनबैलेंस के कारण अस्थायी ओवर वोल्टेज स्तर को निम्नानुसार बनाए रखना सुनिश्चित करेगा:

क्रमांक	नॉमिनल सिस्टम वोल्टेज (KV rms)	फेस टु न्यूट्रल वोल्टेज (KV peak)	वोल्टेज असंतुलन (%)
1	765	914	1.5
2	400	514	1.5
3	220	283	2
4	132	170	3

33 KV की प्रणाली पर वोल्टेज असंतुलन अर्थात् किन्हीं दो फेस में वोल्टेज का अंतर प्रदाय बिन्दु पर 3% से अधिक नहीं जाना चाहिए।

(19) तीन फेस के समस्त उपभोक्ता अपने भार को इस प्रकार संतुलित करेंगे जिससे प्रत्येक फेस के बीच लोडिंग का अंतर औसत लोडिंग के 5% से अधिक नहीं जाना चाहिए।

(20) हार्मोनिक्स की अधिकतम अनुमति योग्य सीमा जैसे कि आई.ई.ई.ई. मानक 519 (1992) में विनिर्दिष्ट और जिसे केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (ग्रिड के संयोजकता के तकनीकी मानदण्ड) विनियम, 2007 (एतस्मिनपश्चात् सी.ई.ए. तकनीकी मानदण्ड विनियम) निम्नानुसार है:

(ए) वोल्टेज विकृति सीमा-यू.टी.लिटी का उत्तरदायित्व

बस वोल्टेज	अधिकतम एकल वोल्टेज विरूपण	अधिकतम कुल वोल्टेज विरूपण
33 KV & 132 KV	3.0	5.0
220 KV	2.0	2.5
400 KV	1.5	2.0

(बी) करंट विकृति सीमा-राज्यांतरिक उपयोगकर्ता का उत्तरदायित्व

किसी संयोजन बिन्दु पर पारेषण प्रणाली से लिए जा रहे करंट हेतु कुल हार्मोनिक्स विकृति 8% से अधिक नहीं जाएगा।

(21) 400/220 केवी तथा 220/132 केवी आईसीटी का टेप ऑपरेशन्स, एस.एल.डी.सी. से अनुमोदन प्राप्त के बाद ही किया जाना चाहिए।

(22) 400 केवी पर कोई भी स्वचिंग ऑपरेशन डब्ल्यू.आर.एल.डी.सी./एस.एल.डी.सी. जैसा भी प्रकरण हो, की सूचना व उसके अनुमोदन के पश्चात् ही किया जा सकेगा।

(23) राज्य पारेषण उपक्रम, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी वोल्टेज रिले के माध्यम से पर्याप्त वोल्टेज नियंत्रण के उपाय उपलब्ध कराएंगे और इसके प्रभावी उपयोग से वोल्टेज ध्वस्त न हो सके, यह सुनिश्चित करेंगे।

(24) कंडेन्सर मोड में संचालित होने की क्षमता वाले हाइड्रो जनरेटर को ऐसा करने की आवश्यकता, एस.एल.डी.सी. से प्राप्त निर्देशों के अनुसार रहेगी। पंप मोड में संचालित होने की क्षमता वाले हाइड्रो जनरेटर को ऐसा करने की आवश्यकता, एस.एल.डी.सी. से प्राप्त निर्देशों के अनुसार रहेगी।

(25) एस.एल.डी.सी. हर संभव प्रयास करेगा कि उपलब्ध सोलर, छोटे हाइड्रो तथा पवन ऊर्जा ग्रिड में डाले जाएं तथा उन्हें अवश्य चलने वाले (मस्ट रन) केन्द्र के तौर पर व्यवहृत किया जाए। तथापि, प्रणाली के संचालक ऐसे सोलर, छोटे हाइड्रो और/ पवन ऊर्जा जनरेटरों को जनरेशन बैक डाउन के लिए सिर्फ तभी निर्देशित कर सकेंगे, जब ग्रिड सुरक्षा/संरक्षा अथवा किसी उपकरण की सुरक्षा अथवा कार्मिक की सुरक्षा खतरे में हों और ऐसे सोलर, छोटे हाइड्रो और पवन ऊर्जा जनरेटर उस का अनुपालन करेंगे। इस कार्य के लिए एस.एल.डी.सी. को जानकारी देने के लिए डाटा अर्जन (एक्विजिशन) प्रणाली की सुविधा उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

(26) एस.एल.डी.सी. किसी पवन (विंड) जनरेटर को अपना वी.ए.आर. आहरण/निकासी में कटौती करने हेतु कह सकेगी यदि ग्रिड की संरक्षा अथवा किसी उपकरण अथवा कार्मिक की सुरक्षा संकट में हो।

(27) विंड जनरेटर चालू करने के दौरान यह सुनिश्चित किया जाएगा कि प्रतिक्रियात्मक ऊर्जा आहरण (ड्राल) (इनरस करंट ऑफ इंडक्सन जनरेटर) ग्रिड के कार्य निष्पादन को प्रभावित नहीं करेगा।

5.3 परिचालन प्रयोजन के लिए मांग का आंकलन (डिमांड एस्टीमेशन फॉर ऑपरेशनल परपज) :

- (ए) एस.एल.डी.सी. द्वारा चालू वर्ष के भार-उत्पादन संतुलन की योजना हेतु मांग, सक्रिय ऊर्जा और प्रतिक्रियाशील ऊर्जा दोनों के लिए आकलन दैनिक/सप्ताहिक/मासिक/वार्षिक आधार पर किया जाना है। संचालन योजना के उद्देश्यों से इस मांग अनुमान का उपयोग करते हुए एस.एल.डी.सी. द्वारा प्रणाली का अध्ययन संपन्न किया जाएगा।
- (बी) एस.एल.डी.सी. द्वारा दैनिक/समाप्ताहिक/मासिक/वार्षिक आधार पर अनुमान लगाने के लिए पद्धतियां/प्रणालियां (मैथोडोलॉजी/मेकेनिजम) विकसित की जाएगी। इन मांग-अनुमान तथा विभिन्न स्रोतों से अनुमानित उपलब्धता के आधार पर एस.एल.डी.सी. मांग प्रबंध उपायों जैसे लोड शेंडिंग, बिजली कटौती आदि की योजना बनाएगी तथा यह सुनिश्चित करेगी कि पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इसका अनुपालन किया जाए। पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, एस.एल.डी.सी. के मांग प्रबंध उपायों से आबद्ध रहेगा तथा मांग आकलन के लिए ऐतिहासिक डाटा बेस संधारित भी करेगा।
- (सी) एस.एल.डी.सी. ऐतिहासिक डाटा तथा समय-समय पर मौसम के पूर्वानुमान के आंकड़ों के आधार पर मांग आकलन, तैयार करेगा। वितरण अनुज्ञप्तिधारी तथा अन्य संबंधित व्यक्ति मांग आकलन के लिए एस.एल.डी.सी. द्वारा वांछित सुसंगत डाटा तथा अन्य जानकारी उपलब्ध कराएंगे।
- (डी) संचालन के उद्देश्य से मांग आकलन का कार्य एस.एल.डी.सी. द्वारा दैनिक/सप्ताहिक/मासिक आधार पर किया जाना है। एस.एल.डी.सी. पर प्रत्येक 15 मिनट के समय खंड में दैनिक परिचालन उपयोग के लिए मांग का ऑन लाईन आकलन करने के लिए उपयुक्त पद्धतियां और सुविधाएं निर्मित की जानी चाहिए।
- (ई) एस.एल.डी.सी. क्रियाशील और प्रतिक्रियाशील ऊर्जा आवश्यकता की पूर्ति के लिए सोलर और विंड एनर्जी के पूर्वानुमानों को भी ध्यान में रखेगी।

5.4 मांग प्रबंधन (डिमांड मनेजमेंट) :

यह धारा एस.एल.डी.सी. द्वारा बनाए जाने वाले प्रावधानों से संबंधित है जिनके द्वारा अपर्याप्त जनरेटिंग क्षमता तथा मांग पूरा करने बाह्य अंतर संयोजन (इन्टर कनेक्शन) से ट्रांसफर अनुपलब्ध की दशा में अथवा ब्रेकडाउन अथवा राज्यांतरिक या अंतरराज्यीय पारेषण प्रणाली में कन्जेशन अथवा ग्रिड के किसी भी भाग में संचालन समस्या (जैसे फ्रिक्वेन्सी, सामान्य संचालन सीमा से अधिक वोल्टेज लेवल अथवा थर्मल ओवर लोड आदि) अथवा एस.ईआर.सी. के यू.आई. विनियम में उल्लेखित सीमाओं से परे जा कर क्षेत्रीय इन्टीटीस द्वारा ऊर्जा की आधिक्य आहरण की दशा में डिमांड में कमी करने को प्रभावशील किया जा सकेगा।

(1) मांग विच्छेदन:-

- (i) राज्यांतरिक उपयोगकर्ता को भरसक प्रयास करना चाहिए कि जब कभी सिस्टम फ्रिक्वेन्सी 49.5 हर्ट्स के नीचे हो तो वह अपनी संबंधित ड्राल शेड्यूल के भीतर रहते हुए ग्रिड से कुल ड्राल को प्रतिबंधित कर ले। जब कभी सिस्टम फ्रिक्वेन्सी 49.5 हर्ट्स के नीचे हो तो अतिरिक्त ड्राल को प्रतिबंधित करने के लिए मैनुवेल लोड शेडिंग किया जाएगा। ऐसा लोड शेडिंग अंडर फ्रिक्वेन्सी के प्रत्येक स्तर के लिए पूर्व नियोजित होगा।
- (ii) आगे यह कि, निश्चित कंटिंजेन्सी तथा/अथवा सिस्टम सिक्युरिटी को खतरे की स्थिति में एस.एल.डी.सी. उपकेन्द्रों को अपनी ड्राल निर्धारित मात्रा तक कम करने हेतु निर्देशित कर सकता है। ऐसे निर्देश पर तत्काल कार्यवाही करना अनिवार्य है।

- (iii) प्रत्येक राज्यांतरिक उपयोगकर्ता को ऐसी व्यवस्था करनी होगी, जिससे कि सामान्य तथा/अथवा कन्टिजेन्स कंडिशन की स्थिति में एस.एल.डी.सी. द्वारा यथा अनुदेशित दस्ती मांग विच्छेदन (मैन्यूअल डिमांड डिस्कनेक्शन) किया जा सके।
- (iv) जब तक एस.एल.डी.सी. द्वारा विशिष्ट रूप से अनुमति न दी गई हो, राज्यांतरिक उपयोगकर्ता को ग्रिड से झाल कम करने के उपाय को वापस (विथड्रॉ) नहीं करना चाहिए, जब तक फ्रिक्वेंसी/वोल्टेज निम्न स्तर पर बना रहता है।
- (v) प्रणाली की सुरक्षा और विश्वसनीयता को सुनिश्चित करने के लिए, पारेषण में संकुलन (कन्जेशन) की दशा में समस्त राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं, पारेषण अनुज्ञप्ति अथवा बड़े उपभोक्ता और आवश्यक लोड शेडिंग अथवा उत्पादन में कमी (बैकिंग डाऊन) संबंधी एस.एल.डी.सी. के निर्देशों का पालन करेंगे। संकुलन से छुटकारा पाने के उपायों को रियल टाईम में अपनाने की प्रक्रिया के साथ-साथ संकुलन को वापस लेने के प्रावधान केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग (वास्तविक समय प्रचालन में संकुलन से छुटकारे के उपयोग) विनियम, 2009 समय-समय पर यथा संशोधित के अनुसार रहेंगे।

(2). लोड शेडिंग नीति:

- (i) मांग की तुलना में विद्युत की उपलब्धता कम होने की दशा में, एस.एल.डी.सी. द्वारा विभिन्न लोड कैटेगिरी फिडर्स पर वितरण कम्पनी के परामर्श से आर्थिक सिद्धांत पर लोड शेडिंग का सहारा तब तक लिया जाएगा जब तक इस संबंध में आयोग द्वारा कोई नीति/आदेश विनिर्दिष्ट नहीं कर दिया जाता।
- (ii) किन्हीं आकस्मिकता की दशाओं में और/अथवा प्रणाली की सुरक्षा को खतरा होने पर एस.एल.डी.सी. किसी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता को यह निर्देशित कर सकेगी कि वह अपने नियंत्रण क्षेत्र में झाल को एक निश्चित मात्रा में कम करें, ऐसे निर्देशों का पालन तुरन्त किया जाएगा।
- (iii) उपर्युक्त के संबंध में एस.एल.डी.सी. निगरानी तथा नियंत्रण का कार्य करेगा।

5.5 नियत कालिक प्रतिवेदन (पिरियाडिक रिपोर्ट):

एस.एल.डी.सी. द्वारा एसटीयू को एक साप्ताहिक रिपोर्ट भेजी जावेगी तथा उसमें विगत सप्ताह में राज्य ग्रिड के निष्पादन का विवरण होगा। साप्ताहिक रिपोर्ट में निम्न तथ्य होंगे :

- (i) फ्रिक्वेंसी प्रोफाइल : प्रतिदिन के अधिकतम व न्यूनतम फ्रिक्वेंसी रिकार्डेड व प्रतिदिन के फ्रिक्वेंसी वेरीयेशन इन्डेक्स (एफ.वी.आई.)
- (ii) वोल्टेज प्रोफाइल : चयनित उपकेन्द्र के वोल्टेज प्रोफाइल
- (iii) मेजर जनरेशन व ट्रांसमिशन आउटतेज
- (iv) ट्रांसमिशन कान्सट्रेंट: तथा
- (v) ग्रिड कोड, के अनुपालन न होने के लगातार/विशिष्ट उदाहरण

5.6 अन्य प्रतिवेदन-

एस.एल.डी.सी. त्रैमासिक रिपोर्ट भी तैयार करेगा जिसमें कान्सट्रेंट्स, यदि कोई सुरक्षा मानक व सेवा गुणवत्ता प्राप्त न किया जा सका हो तो अपेक्षा प्राप्त न करने के कारण विभिन्न राज्यांतरिक उपयोगकर्ता द्वारा लिये गये विभिन्न कदमों का विवरण, तथा कान्सट्रेंट पैदा करने

के लिये जिम्मेदार राज्यांतरिक उपयोगकर्ता के नाम समाहित होंगे। एस.एल.डी.सी द्वारा राज्य पारेषण उपक्रम, सी.एस.पी.डी.सी.एल. और अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों का त्रैमासिक एनर्जी बैलेंस तैयार किया जाएगा तथा उसे संबंधित को तथा आयोग को प्रस्तुत किया जाएगा।

5.7 परिचालन सहकार (ऑपरेशनल लायसन)–

यह भाग समग्र ग्रिड प्रणाली पर संचालन तथा/अथवा घटना के संबंध में निम्न संबंधी सूचना विनिमय के लिये आवश्यकता निर्धारित करती है :

- (i) राज्य ग्रिड :
- (ii) अंतर राज्य लिंक : तथा
- (iii) इन्ट्रास्टेट इनटिटी की प्रणाली

सामान्यतः उपरोक्त अधिसूचित करते हैं कि क्या होने की संभावना है अथवा क्या हो चुका है। ऑपरेशनल लायसन फंक्शन एस.एल.डी.सी. तथा अन्य राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं का मैन्डेटरी बिल्ट इन हायरआर्चीकल फंक्शन (mandatory built in hierarchical function) है जो ऑपरेशनल स्टॉफ को त्वरित सूचना देने हेतु है। यह आवश्यक इनपुट को परस्पर संबद्ध करेगा, जो निर्णय लेने एवं कार्य करने को अनुकूल करेगा।

5.7.1 परिचालन सहकार हेतु प्रक्रिया:

(1) स्टेट ग्रिड में संचालन तथा घटनाएं–

स्टेट ग्रिड में किसी संचालन के पूर्व, एस.एल.डी.सी. उस प्रत्येक इन्टाइटी को सूचित करेगा, तथा होने वाले संचालन का विवरण देगा, जिसका सिस्टम इस परिचालन प्रभाव का अनुभव कर सकता है अथवा करेगा। राज्य ग्रिड में घटना के तत्काल बाद, एस.एल.डी.सी. इवेन्ट के तत्काल बाद, घटना में क्या हुआ, उसका विवरण उस प्रत्येक राज्यांतरिक उपयोगकर्ता को सूचित करेगा जिसकी प्रणाली इस प्रचालन प्रभाव का अनुभव कर सकती है या करेगी।

(2) राज्यांतरिक उपयोगकर्ता के प्रणाली पर प्रचालन तथा घटनाएं–

किसी ऐसे संचालन को जिससे राज्य ग्रिड ऑपरेशनल प्रभाव का अनुभव कर सकता है अथवा करेगा, अपनी प्रणाली पर करने के पहले, राज्यांतरिक उपयोगकर्ता एस.एल.डी.सी. को सूचित करेगा, तथा इसमें किये जाने वाले संचालन का ब्यौरा देगा। राज्यांतरिक उपयोगकर्ता की प्रणाली पर घटना के तुरन्त पश्चात् राज्यांतरिक उपयोगकर्ता यदि राज्य ग्रिड ऑपरेशनल effect से प्रभावित हो सकता है/होगा, तो घटना में क्या हुआ का विवरण भी एस.एल.डी.सी. को बताएगा।

400/220 केवी या 220/132 केवी के ट्रिप (बंद) हुए आई.सी.टी. के रिजार्जिंग हेतु अनिवार्यतः एस.एल.डी.सी. द्वारा राज्य पारेषण उपक्रम के पदांकित प्राधिकरण से अनुमति प्राप्त करना चाहिये।

5.8 निकासी योजना (आउटटेज प्लानिंग):

5.8.1 सामान्य:

1. राज्य प्रणाली ऑपरेटिंग कंडिशन तथा जनरेशन व डिमांड बैलेंस को ध्यान में रखते हुये को समन्वित (ऑर्डिनेटेड) तथा अनुकूल तरीके (ऑप्टिमल मेनर) में राज्य ग्रिड के तत्व (एलीमेंट) के लिये निकासी सूची (आउटटेज शेड्यूल) तैयार करने हेतु इस भाग में

प्रक्रिया निर्धारित की गई है। इन विनिर्देशों के अंतर्गत सम्मिलित ग्रिड के एलीमेंट की सूची तैयार की जानी चाहिये तथा एस.एल.डी.सी. के पास उपलब्ध होनी चाहिये।

2. इस धारा के उद्देश्य निम्नानुसार है :
 - (i) सभी उपलब्ध संसाधनों को ध्यान में रखते हुये तथा ट्रांसमिशन कांस्ट्रेंट तथा विद्युत के मौसमी आवश्यकता को ध्यान में रखते हुये राज्य ग्रिड के लिये को समन्वित (ऑर्डिनेटिंग) जनरेशन आउटटेज कार्यक्रम तैयार करना।
 - (ii) प्रणाली में पॉवर तथा एनर्जी की आवश्यकता के आधार पर आधिक्य (सरप्लस) सरप्लस अथवा कमी (डेफिसिट) यदि कोई हो, को न्यूनतम करना तथा सुरक्षा मानक के अंदर प्रणाली संचालन में सहायता करना।
 - (iii) उत्पादन आउटटेज शेड्यूल, प्रणाली के अंश में आउटटेज तथा प्रणाली के सुरक्षा मानकों का निर्वाह करते हुए। ग्रिड ऑपरेशन पर बिना प्रतिकूल प्रभाव डाले राज्य ग्रिड के एलीमेंट के ट्रांसमिशन आउटटेज को अनुकूल बनाना।
3. आउटटेज की स्थिति में सुरक्षा मानक प्राप्त करने हेतु जनरेशन आउटपुट तथा ट्रांसमिशन सिस्टम समुचित होना चाहिये।
4. चालू वर्ष के लिये अग्रिम प्लानिंग तैयार की जानी चाहिये तथा वर्ष में त्रैमासिक व मासिक आधार पर उसकी समीक्षा की जानी चाहिये।

5.8.2 निकासी (आउटटेज) योजना के दायित्व:

1. समस्त राज्य इनटाइटी द्वारा प्रदत्त आउटटेज शेड्यूल के विश्लेषण आगामी वर्ष के लिए ड्राफ्ट आउटटेज शेड्यूल तथा चालू वर्ष हेतु अंतिम योजना जुलाई माह तक बनाने का दायित्व एस.एल.डी.सी. का है।
2. एस.टी.यू. द्वारा आउटटेज प्लान की समीक्षा की जावेगी।
3. दीर्घकालिक योजना में पर्याप्त सिस्टम प्लांट मार्जिन व रेटिंग सुनिश्चित करने तथा लघुकालिक योजना में फ्रिक्वेंसी कंट्रोल में मदद करने हेतु दोनों प्रकरणों में सही डिमांड एस्टीमेशन आवश्यक है। वर्ष पूर्व, माह पूर्व आधार पर अपेक्षित अवधि के लिये वितरण कंपनी अपने डिमांड के एस्टीमेट एसटीयू को उपलब्ध करावेगा। इस आधार पर, एस.टी.यू. मासिक पीक तथा कम मांग (लीन) अवधि में उत्तरवर्षीय डिमांड एस्टीमेट करेगा। घंटे आधार पर एस.टी.यू. जनरेशन समेशन आंकड़े तथा आयात/निर्यात आंकड़े डिमांड एस्टीमेशन बनाने हेतु उपयोग करेगा। वितरण कंपनी एस.एल.डी.सी. को उस लोड का एस्टीमेट उपलब्ध करायेगी, जिसे आवश्यकता के आधार पर कम (शेड) किया जा सकता है। इससे वह अलग-अलग समयावधि हेतु लोड शेडिंग की व्यवस्था के विवरण के साथ देगा। एस.टी.यू. तथा प्रत्येक अवयव (कांस्टीट्यूट) के मध्य सहमत प्रक्रिया के अनुसार सभी डाटा एकत्रित किये जावेंगे। एस.एल.डी.सी. प्रत्येक घंटे का राज्य डिमांड का डाटा बेस रखेगा।

5.8.3 निकासी योजना की प्रक्रिया (आउटटेज प्लानिंग प्रोसेस):

1. एस.टी.यू. तथा जनरेटिंग प्लांट, एस.एल.डी.सी. को अपने प्रस्तावित आउटटेज कार्यक्रम वर्तमान वर्ष के अगस्त माह के अंत तक अगले वर्ष के लिये लिखित में प्रस्तुत करेंगे। ये जानकारी प्रत्येक जनरेशन यूनिट/लाइन/आई.सी.टी. के लिए प्रत्येक आउटटेज की प्रस्तावित तिथि तथा जहाँ इसमें परिवर्तन (फ्लेक्सिबिलिटी) संभव हो वहाँ जल्दी से प्रारंभ होने वाली तथा देर से समाप्त होने वाली तिथि के सहित होंगे।
2. एस.एल.डी.सी. अनुकूल तरीके (आप्टिकल मेनर) तथा सुरक्षा मानक का निर्वहन करने में उपलब्ध संसाधन को ध्यान में रखते हुये स्टेट ग्रिड के लिये चालू वर्ष के सितंबर माह

के अंत तक अगले वर्ष के लिये आउटेज कार्यक्रम तैयार करेगा। यह प्रणाली के आवश्यक अध्ययन करने के बाद यह तैयार किया जावेगा, तथा यदि आवश्यकता पड़े तो आउटेज कार्यक्रम को पुनःनिर्मित किया जाएगा। जब आउटेज कार्यक्रम को अंतिम रूप दिया जा रहा हो तो जनरेशन तथा लोड के बीच उपयुक्त संतुलन सुनिश्चित किया जाना चाहिए।

3. पारेषण निकासी योजना को जनरेटर निकासी योजना के साथ समन्वित (हार्मोनाईज) किया जाएगा तथा वितरण प्रणाली की निकासी योजना को उत्पादन तथा पारेषण निकासी योजना के साथ समन्वित (हार्मोनाईज) किया जाएगा।
4. अगले वर्ष हेतु इस योजना को समस्त राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं को अधिकतम जनवरी माह के अंत तक अथवा ऐसे किसी पूर्ववर्ती दिनांक को जो राज्य पारेषण उपक्रम द्वारा निश्चित की जाए, क्रियान्वयन हेतु सूचित किया जाएगा।
5. अगले वर्ष की इस योजना को एस.एल.डी.सी. /राज्य पारेषण उपक्रम द्वारा त्रैमासिक और मासिक आधार पर सर्वसंबंधित पक्षकारों के समन्वय से पुनरीक्षित किया जाएगा।
6. प्रणाली में आपातकाल जैसे जनरेशन में कमी, प्रणाली को प्रभावित करने वाला ट्रांसमिशन लाईन ब्रेकडाउन, ग्रिड में व्यवधान (डिस्टरबेन्स), प्रणाली का आइसोलेशन, अवधि की दशा में एस.एल.डी.सी. निकासी आयोजना को स्वीकृति देने के पहले पुनः अध्ययन करा सकता है।
7. निम्न में से किसी भी अवस्था के होते एस.एल.डी.सी. निकासी आयोजना को स्थगित करने अधिकृत है :
 - i. प्रणाली में कोई बड़ा व्यवधान ;
 - ii. प्रणाली का अलग हो जाना ;
 - iii. प्रणाली के किसी भाग में ब्लेक आऊट ; तथा
 - iv. प्रणाली में अन्य कोई घटना जो प्रस्तावित निकासी के कारण प्रणाली की, सुरक्षा पर प्रतिकूल प्रभाव डालता है।
8. (निकासी) आउटेज प्राप्त करने के पूर्व प्रत्येक राज्य इन्टाइटी को एस.एल.डी.सी. से अंतिम अनुमोदन अनिवार्यतः प्राप्त करना चाहिये।

5.9 बहाली (रिकवरी) प्रक्रिया:

1. समस्त राज्य इन्टाइटी के परामर्श से एस.एल.डी.सी. द्वारा आंशिक/समग्र ब्लेक आउट की स्थिति में ग्रिड के बहाली हेतु व्यापक योजना तथा प्रक्रिया विकसित की जावेगी तथा हर वर्ष उसकी समीक्षा/अद्यतन की जावेगी।
2. एस.एल.डी.सी. के समन्वय से संबंधित इन्टाइटी द्वारा राज्य के भीतर अपने प्रणाली के आंशिक/समग्र ब्लेक आउट के बाद बहाली के लिए व्यापक योजना तथा प्रक्रिया अंतिम रूप दिया जावेगा।
3. ब्लैक स्टार्ट सुविधा वाले उत्पादन केन्द्रों, अंतर्राज्यीय सिंक्रोनाइजिंग प्वाइंट तथा प्राथमिकता के आधार पर अत्यावश्यक किये जाने वाले लोड बहाली की सूची एस.एल.डी.सी. तैयार करेगा तथा उपलब्ध रखेगा।
4. ब्लैक आउट के बाद ग्रिड के शीघ्रतम संभावित बहाली प्राप्त करने आवश्यक कदम के रूप में, एस.एल.डी.सी. बहाली प्रक्रिया के दौरान सुरक्षा मानक से कम वोल्टेज एवं फ्रिक्वेंसी पर ग्रिड संचालन करने अधिकृत है।

5. बहाली (रिकवरी) की प्रक्रिया की प्रत्येक परवर्ती वर्ष में समीक्षा, पुष्टिकरण और/अथवा पुनरीक्षण की जाएगी। राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं और पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों के समन्वय और परामर्श से विभिन्न उपप्रणालियों की प्रक्रिया के लिए कार्यशाला और पद्धति का सिमुलेशन अभ्यास सहित प्रशिक्षण कार्यक्रम आयोजित किए जा सकेंगे।
6. बहाली प्रक्रिया के लिए वांछित समस्त संचार चैनलों का उपयोग, ग्रीड के सामान्य दशा में आने तक मात्र संचालन संचार हेतु किया जाएगा।

5.10 घटना (इवेन्ट) की सूचना—

यह भाग समस्त राज्यांतरिक उपयोगकर्ता तथा एस.एल.डी.सी. के प्रणाली में सूचित करने योग्य घटना के रिपोर्टिंग प्रक्रिया से संबंध रखता है। इस धारा का उद्देश्य उस घटना को, जिसकी रिपोर्ट की जानी है, अपनाया जाने वाला रिपोर्टिंग मार्ग तथा आपूर्ति की जाने वाली सूचना को परिभाषित करना है ताकि घटना की सुसंगत रिपोर्टिंग सुनिश्चित हो सके।

5.10.1 दायित्व—

राज्यांतरिक उपयोगकर्ता द्वारा एस.एल.डी.सी. को रिपोर्ट करने योग्य घटनाओं के अलावा रिले इंडिकेशन सहित किसी उत्पादन इकाई की ट्रिपिंग अथवा राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली के ट्रांसमिशन अवयव (एलिमेंट) की ट्रिपिंग के बारे में रिपोर्टिंग करना होगा। एस.एल.डी.सी. इन घटनाओं को राज्य पारेषण उपक्रम को रिपोर्ट करने हेतु दायित्वाधीन रहेगी। मानीटरिंग तथा घटना में विशलेषण के लिए एस.एल.डी.सी. को समस्त आवश्यक डाटा के कलेक्शन तथा रिपोर्टिंग के लिए सभी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता उत्तरदायी होंगे।

5.10.2 प्रतिवेदनीय घटनाएं (रिपोर्टेबल इवेन्ट)—

200 मेगावाट से अधिक की कोई भी घटना जो जेनेटिंग यूनिट की क्षमता या लोड को प्रभावित करता हो, उसे एसएलडीसी द्वारा संक्षिप्त में एस.टी.यू. को बताना आवश्यक है।

- (i) सुरक्षा मानको का उल्लंघन.
- (ii) संचालनीय अवज्ञा.
- (iii) अनुदेशों की अवमानना/अनुपालन न होना.
- (iv) सिस्टम आइलैंडिंग/सिस्टम ब्लैक आउट.
- (v) राज्य ब्लैक आउट/आंशिक प्रणाली ब्लैक आउट.
- (vi) वृहत सुरक्षा असफलता.
- (vii) सिस्टम इनस्टेविलिटी (प्रणाली में अस्थिरता)
- (viii) राज्य ग्रीड के किसी भी ई.एच.व्ही. अवयव (एलिमेंट) की ट्रिपिंग.
- (ix) बड़े उपकरण की खराबी (failure).

5.10.3 रिपोर्टिंग प्रक्रिया:

- (i) घटना की लिखित रिपोर्टिंग एस.एल.डी.सी. को राज्यांतरिक एंटाईटीज़ द्वारा:

ऐसे प्रकरण में जहाँ किसी घटना की प्रारंभिक रिपोर्ट किसी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता द्वारा एस.एल.डी.सी. को मौखिक रूप से की जाती है वहाँ ऐसा उपयोगकर्ता घटना की रिपोर्ट एस.एल.डी.सी. को लिखित रूप में इस धारा के प्रावधानों के अनुसार प्रस्तुत करेगा।

- (ii) एस.एल.डी.सी. द्वारा घटना की लिखित रिपोर्ट राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं को :

जहां किसी घटना की प्रारंभिक रिपोर्ट एस.एल.डी.सी. द्वारा किसी उपयोगकर्ता को पूर्व में मौखिक रूप से दी गई है वहां एस.एल.डी.सी. द्वारा उपयोगकर्ता को लिखित साप्ताहिक रिपोर्ट इस धारा के प्रावधानों के अनुसार प्रस्तुत की जाएगी।

5.10.4 लिखित प्रतिवेदन का प्रारूप—

यथा प्रकरण लिखित रिपोर्ट एस.एल.डी.सी. अथवा उपयोगकर्ता द्वारा अनिवार्यतः दी जावेगी तथा घटना के निम्नलिखित ब्यौरों सहित मौखिक सूचना की पुष्टि भी करनी होगी :

- (i) घटना का समय व तिथि.
- (ii) स्थल (लोकेशन).
- (iii) सीधे शामिल संयंत्र तथा/अथवा उपकरण.
- (iv) घटना का कारण तथा विवरण.
- (v) मांग तथा/अथवा जनरेशन (मेगावाट) बाधित एवं अवधि.
- (vi) समस्त प्रासंगिक प्रणाली डाटा, व्यावधान रिकार्डर (disturbance recorder), इवेन्ट लागर, डी.ए.एस. आदि सहित समस्त रिकार्डिंग इन्स्ट्रूमेंट्स (recording instruments) के रिकार्ड की प्रतियां सहित .
- (vii) समय सहित ट्रिपिंग का क्रम.
- (viii) रिले फ्लैग का ब्यौरा.
- (ix) उपचारक उपाय (remedial measures).

—000—

अध्याय-6
अनुसूचीकरण व प्रेषण संहिता

6.1 इस धारा का संबंध एक दिन पूर्व आधार पर राज्यांतरिक हितग्राहियों द्वारा नेट इनजेक्शन/आहरण(ड्राल) के अनुसूचीकरण तथा एस.जी.एस./ इन.एस.जी.एस./ एस.एल.डी. सी./हितग्राहियों / बड़े उपभोक्ताओं तथा अन्य राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं के बीच जानकारी के प्रवाह से संबंधित अपनाई जाने वाली पद्धति से है। यह पद्धति प्रत्येक एस.जी.एस./इन.एस. जी.एस. द्वारा क्षमता की घोषणा (इनजेक्शन शेड्यूल) की प्रस्तुति और प्रत्येक हितग्राही/थोक उपभोक्ता तथा अन्य राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं की आवश्यकता/ आहरण(ड्राल) शेड्यूल की प्रस्तुति को विनिर्दिष्ट करती है ताकि एस.एल.डी.सी. एस.जी.एस./एन.एस.जी.एस. के लिए प्रेषण शेड्यूल तथा प्रत्येक राज्यांतरिक उपयोगकर्ता के लिए आहरण(ड्राल) शेड्यूल बना सके। यह धारा शेड्यूल से विचलन हेतु वाणिज्यिक व्यवस्था सहित वास्तविक समय प्रेषण/ आहरण(ड्राल) अनुदेश तथा जहाँ भी आवश्यक हो पुनः शेड्यूलिंग और प्रतिक्रियात्मक ऊर्जा प्रवाह के लिए अपनाई जाने वाली पद्धति से भी संबंधित है। ये मार्ग निर्देश एसएलडीसी, राज्य पारेषण उपक्रम और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को प्रयोज्य तथा दीर्घ अवधि एवं मध्यम अवधि वाले राज्यांतरिक खुली खुली (उनमुक्त) पहुंच (ओपन एक्सेस) के निम्नलिखित उपयोगकर्ताओं को भी प्रयोज्य होंगे:

- (ए) राज्य उत्पादन केन्द्र
- (बी) राज्यांतरिक उत्पादन केन्द्र (पुनर्नवीनीकरण आधारित उत्पादन संयंत्रों को छोड़कर)
- (सी) राज्य में स्थित केन्द्र क्षेत्रीय उत्पादन संयंत्र, जैसा कि भारतीय विद्युत ग्रिड कोड विनियम, 2010 के अनुच्छेद 6.4 में विनिर्दिष्ट है,
- (डी) हितग्राहियों,
- (ई) थोक उपभोक्ताओं

इस संहिता में विनिर्दिष्ट अनुसूचीकरण व प्रेषण की प्रक्रियाएं लघु अवधि के किसी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता अथवा लघु अवधि के किसी अंतर्राज्यिक खुली (उनमुक्त) पहुंच (ओपन एक्सेस) उपयोगकर्ता को लागू नहीं होंगी। किन्तु दीर्घ तथा मध्यम अवधि के खुली (उनमुक्त) पहुंच (ओपन एक्सेस) उपभोक्ताओं पर लागू किया जाएगा। दीर्घ, मध्यम तथा लघु अवधि के अंतर्राज्यीय खुली (उनमुक्त) पहुंच (ओपन एक्सेस) का विनियमन आई.ई.जी.सी. और सी.ई.आर. सी. के अंतर्राज्यीय खुली (उनमुक्त) पहुंच (ओपन एक्सेस) विनियम, समय-समय पर यथा संशोधित के अनुसार होगा। केन्द्रीय क्षेत्र के उत्पादन केन्द्र से पॉवर की आहरण(ड्राल) तथा अंतर राज्यांतरिक पॉवर अंतरण के लिए एस.एल.डी.सी. द्वारा आई.ई.जी.सी. का अनुसरण किया जाएगा तथा डब्लू.आर.एल.डी.सी. से समन्वय रखा जाएगा।

6.2 अनुसूचीकरण और प्रेषण का दायित्व-

6.2.1 एस.एल.डी.सी. समग्र रूप से निम्नलिखित के प्रति उत्तरदायी रहेगी:

- (i) राज्य उत्पादन केन्द्रों का अनुसूचीकरण व प्रेषण;
- (ii) आई.एस.जी.एस. से आहरण(ड्राल)का अनुसूचीकरण (संबंधित संयंत्रों की संभावित क्षमता में उनके भाग के भीतर रहते हुए);
- (iii) राज्य के हितग्राहियों की मांग का विनियमन;
- (iv) द्विपक्षीय/सामुहिक अंतर परिवर्तनों का विनियमन, यदि कोई हो;

- (v) सी.ईआर.सी. के संबंधित विनियमन के अनुसार क्षेत्रीय ग्रिड से अपने नियंत्रण क्षेत्र में शुद्ध (नेट) आहरण(ड्राल) का विनियमन;
 - (vi) राज्य ग्रिड से संयोजित खुली (उनमुक्त) पहुंच (ओपन एक्सेस) वाले उपभोक्ता के अंतरभरण (इनजेक्शन)/ आहरण(ड्राल) का विनियमन;
 - (vii) राज्यांतरिक एस.जी.एस. का विनियमन;
 - (viii) राज्य यूआई खाते का संधारण/उपयोगकर्ताओं/राज्यांतरिक उपयोगकर्ता के यूआई भुगतान का संकलन तथा संवितरण;
 - (ix) राज्य विद्युत लेखों (स्टेट इनर्जी एकाउंट) का संधारण।
- 6.2.2** हितग्राही, एस.एल.डी.सी. के माध्यम से केन्द्रीय उत्पादन केन्द्रों तथा अन्य उत्पादन संयंत्रों से अपनी शुद्ध आहरण(ड्राल) को हमेशा स्वयं के लिए निर्धारित आहरण(ड्राल) सारणी की सीमा में सदैव बनाए रखने का प्रयास करेंगे।
- 6.2.3** हितग्राहियों/थोक उपभोक्ताओं से प्राप्त दैनिक आहरण(ड्राल) अनुसूची के आधार पर एस.एल.डी.सी. द्वारा दिए गए सलाह अनुसार पॉवर उत्पादन के लिए सामान्यतः राज्य व राज्यांतरगत जनरेटिंग संयंत्र जिम्मेदार होंगे। तथापि, संयंत्र और प्रणाली की दशा पर निर्भर रहते हुए वे प्रदत्त शेड्यूल से विचलित भी हो सकते हैं। विशेष कर न्यूनता की दशा में प्रदत्त शेड्यूल से अधिक उत्पादन हेतु उन्हें अनुमति/प्रोत्साहन प्रदान किया जाएगा। एक्सबस जनरेशन शेड्यूल से विचलन के लिए आयोग द्वारा समयक कीमत लगाई जाएगी। परन्तु यह कि जब फ्रिक्वेंसी 50.2 हर्टज से अधिक हो, वास्तविक कुल इन्जेक्शन उस अवधि हेतु शेड्यूल प्रेषण से अधिक न हो। जब फ्रिक्वेंसी 50.2 हर्टज से अधिक हो तो जनरेटिंग संयंत्र (अपने विवेक से) फ्रिक्वेन्सी वृद्धि को सीमित करने एस.एल.डी.सी. के सलाह की प्रतीक्षा किये बिना बैकडाउन कर सकती है। जब फ्रिक्वेन्सी 49.7 हर्टज से नीचे गिरता है तो सभी केन्द्रों में (सिवाय पिकिंग ड्यूटी वाले) जनरेशन में बिना एस.एल.डी.सी. के सलाह के कम से कम उस स्तर तक वृद्धि किया जाना चाहिये जहाँ ग्रिड को स्थिर बनाये रखा जा सकता है। उपरोक्त के होते हुये भी एसएलडीसी, आकस्मिकता की दशा जैसे लाईन्स/ट्रांसफार्मर का ओव्हरलोड, असामान्य वोल्टेज, प्रणाली सुरक्षा को खतरा होने की स्थिति में अपने जनरेशन/ड्राल को बढ़ाने/घटाने हेतु जनरेटिंग संयंत्र/हितग्राहियों को निर्देश दे सकता है। इन निर्देशों पर अनिवार्यतः अविलंब कार्यवाही करनी होगी।
- 6.2.4** संबंधित वितरण अनुज्ञप्तिधारी, राज्यांतरिक उपयोगकर्ता तथा एस.एल.डी.सी. यह सुनिश्चित करेंगे कि उनकी स्वतः मांग प्रबंधन योजना (आटोमेटिक डिमांड मैनेजमेंट स्कीम) इस प्रकार से काम करे जिससे यह सुनिश्चित हो कि जब फ्रिक्वेंसी 49.5 हर्टज या उससे नीचे हो तो किसी प्रकार की अतिरिक्त आहरण(ड्राल) न हो। यदि उनकी स्वतः मांग प्रबंधन योजना अभी तक प्रारंभ नहीं हुई है तो वैसी दशा में जब फ्रिक्वेंसी 49.5 हर्टज या उससे नीचे हो तो मैन्यूवल मांग प्रबंधन योजना के अनुसार शुन्य ओवर ड्राल सुनिश्चित की जाएगी।
- 6.2.5** जनरेशन व ट्रांसमिशन प्रणाली के आउटेज की सभी स्थिति में, जो राज्य ग्रिड पर प्रभाव डालते हों, सभी इनटार्टी अलग से अंतिम रूप दी गई प्रक्रिया के अनुसार अनिवार्यतः एक-दूसरे के साथ सहयोग व समन्वय करेंगे। अधिकतम अनुकूलता प्राप्त करने हेतु विशेषकर जनरेशन को सीमित करने हेतु, आउटेज करने की आवश्यकता संबंधी योजना जिसका वाणिज्यिक प्रभाव हितग्राहियों को प्राप्त हो सकता है सावधानी पूर्वक तैयार करना चाहिये।
- 6.2.6** बिलिंग के उद्देश्य से खुली (उनमुक्त) पहुंच (ओपन एक्सेस) के उपभोक्ता/राज्यांतरिक उपयोगकर्ता समस्त वांछित जानकारी एस.एल.डी.सी. को उपलब्ध कराएंगे।

6.2.7 सभी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता फ्रिक्वेंसी समन्वित (लिन्कड) लोड प्रेषण की अवधारणा तथा शेड्यूल से विचलन अर्थात् असूचित अंतर परिवर्तन (अनशेड्यूल इंटरचेंज) पर आधारित कीमत (राज्य के एबीटी एंड यूआई विनियमन) से अनिवार्यतः बंधे होंगे। आयोग के किसी आदेश अथवा विनियमन से छूट प्राप्त संयंत्रों के सिवाय सामान्यतः राज्यांतर्गत अन्य उपयोगकर्ता यथासंभव एस.एल.डी.सी. द्वारा जारी निर्धारित फ्रिक्वेंसी समन्वित (लिन्कड) लोड प्रेषण मार्गदर्शन के अनुसार संचालित होंगे, जब तक कि एस.एल.डी.सी. द्वारा अन्यथा सलाह न दी गई हो।

6.2.8 ऐसे दीर्घ अवधि अथवा मध्यम अवधि में राज्यांतर्गत ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं जो एक मेगावॉट से अधिक सीमा तक पॉवर का आयात (इम्पोर्ट) और/अथवा निर्यात (एक्सपोर्ट) करते हैं का अनुसूचीकरण तथा प्रेषण एस.एल.डी.सी. के अंतर्गत रहेगा, सिवाय आयोग द्वारा किसी आदेश अथवा विनियमन से छूट प्राप्त संयंत्रों के मामले में। एस.एल.डी.सी./एस.टी.यू./वितरण अनुज्ञप्तिधारी नियमित रूप से अपने राज्यों/क्षेत्रों के लिए लघु अवधि की माँग का अनुमान लगाएंगे जिससे वे पर्याप्त समय पहले इस बात की योजना बना सकें की उपभोक्ताओं के भार की पूर्ति बिना ग्रिड से अतिरिक्त निकासी के कैसे संभव हो सके।

6.3 अनुसूचीकरण और प्रेषण प्रक्रिया:

1. राज्य उत्पादन केन्द्र, राज्य के राज्यांतरिक विक्रेता प्रतिदिन प्रातः 9 बजे तक एस.एल.डी.सी. को अगले दिन के लिए अर्थात् 0000 बजे से 2400 बजे केन्द्रवार एक्स पॉवर प्लांट मेगावॉट तथा मेगावॉट अवर की पूर्वदृष्ट (फोरसीन) क्षमताओं की जानकारी देंगे।
2. राज्य उत्पादन केन्द्रों व राज्यांतर्गत उत्पादन केन्द्रों से पूर्वदृष्ट उत्पादन क्षमता तथा पश्चिम क्षेत्र भार प्रेषण केन्द्र से केन्द्रीय उत्पादन केन्द्रों की हितग्राहियों और थोक उपभोक्ताओं हेतु अगले दिवस के विभिन्न घंटों में मेगावाट तथा मेगावाट घंटे की पात्रताओं से संबंधित समस्त जानकारी एस.एल.डी.सी. द्वारा प्रतिदिन एकत्र की जाएगी और पूर्वान्ह 11 बजे तक हितग्राहियों/थोक उपभोक्ताओं को सूचना जारी कर दी जाएगी।
3. प्रतिदिन अपरान्ह 2 बजे तक राज्य उत्पादन केन्द्र राज्यांतर्गत उत्पादन केन्द्र, हितग्राही तथा थोक उपभोक्ता उपर्युक्त उपलब्ध कराई गई सारणी में यदि कोई परिवर्तन वांछित हों तो उसकी सलाह एस.एल.डी.सी. को देंगे।

6.4 प्रतिदिन रात्रि 08 बजे तक एस.एल.डी.सी. संसूचित करेगा:

- (ए) प्रत्येक राज्य उत्पादन केन्द्र, राज्यांतर्गत उत्पादन केन्द्र को अगले दिन के लिए विभिन्न समय खंडों में, मेगावॉट में एक्स पॉवर संयंत्र प्रेषण सारणी (प्लांट डिस्पेच शेड्यूल)। हितग्राहियों/थोक उपभोक्ताओं द्वारा एक्स पॉवर प्लांट आहरण(ड्राल) सारणी के सुझाव के योग (समेशन) केन्द्रवार एक्स पॉवर प्लांट प्रेषण सारणी होगी।
- (बी) प्रत्येक हितग्राही/थोक उपभोक्ता के लिए, अगले दिन के विभिन्न समय खंडों के लिए मेगावॉट में **शुद्ध आहरण(ड्राल) सारणी** का निर्धारण उत्पादन केन्द्रवार राज्य उत्पादन केन्द्रों, राज्यांतर्गत उत्पादन केन्द्रवार राज्य पावर प्लांटवार, सारणी तथा राज्य ग्रिड से दीर्घ, मध्यम, लघु अवधि के अन्य ओपन एक्सेस के तहत आहरण(ड्राल) के योग पर प्राक्लित पारेषण हानि कम कर दी जाएगी।

6.5 राज्य के उत्पादन केन्द्र, राज्यांतर्गत उत्पादन केन्द्र, हितग्राही और बड़े उपभोक्ता प्रेषण/आहरण(ड्राल) शेड्यूल की पूर्वदृष्ट क्षमताओं में होने वाले किन्ही सुधार/परिवर्तन यदि कोई हों की जानकारी एस.एल.डी.सी. को रात्रि 10 बजे तक अथवा यथा संभव पहले देंगे।

- 6.6 उत्पादन केन्द्रों के लिए उपर्युक्त दैनिक जनरेशन शेड्यूल को अंतिम रूप देते समय एस.एल.डी.सी. यह सुनिश्चित करेगा की वे संचालन की दृष्टि से उपयुक्त हों विशेषकर रैंपिंगअप/रैंपिंगडाउन दर तथा न्यूनतम और अधिकतम उत्पादन स्तर के अनुपात के संबंध में।
- 6.7 एस.एल.डी.सी. को रात 11 बजे तक अगले दिन के लिए अंतिम प्रेषण/ आहरण(ड्राल) शेड्यूल की जानकारी राज्य उत्पादन केन्द्रों, राज्यांतरिक विक्रेताओं, हितग्राहियों तथा राज्यांतरिक क्रेताओं को देनी होगी।
- 6.8 राज्यांतरिक पारेषण (जैसा एस.एल.डी.सी. द्वारा प्रमाणित है) अथवा वितरण अनुज्ञप्तिधारी जिसे उत्पादन में कमी करने की आवश्यकता है अथवा राज्य पारेषण उपक्रम राज्यांतर्गत पारेषण से सम्बद्ध (एस.एल.डी.सी. से प्रमाणित) अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अथवा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के स्वामित्व के संबद्ध स्विचयार्ड और उपकेन्द्रों पर किसी बाधा, आउटेज, विफलता अथवा पारेषण प्रणाली की सीमाओं के कारण पॉवर (निकासी) इवेक्युवेशन में कोई कठिनाई उत्पन्न होने की दशा में यदि जनरेशन में कमी करने की आवश्यकता पड़े तो एस.एल.डी.सी. ऐसी अनुसूचियों को पुनरीक्षित करेगा जो उस टाईम ब्लॉक से गणना करते हुए जिसमें पॉवर के निकासी की समस्या सर्वप्रथम उत्पन्न हुआ, से चौथे टाईम ब्लॉक से प्रभावशील होगी। यह भी कि पहले, दूसरे और तीसरे टाईम ब्लॉकों में ऐसी दशा में जनरेटरों (सीजीपी को समाविष्ट करते हुए) का अनुसूचित उत्पादन, वास्तविक उत्पादन के समान पुनरीक्षित किया मान लिया जाएगा, और हितग्राहियों/क्रेताओं की अनुसूचित आहरणों(ड्राल्स) को तदनुसार पुनरीक्षित किया मान लिया जाएगा।
- ग्रिड व्यवधान के प्रकरण में समस्त उत्पादन केन्द्रों (सीजीपी को समाविष्ट करते हुए) का अनुसूचित उत्पादन और समस्त हितग्राहियों/क्रेताओं की अनुसूचित आहरण(ड्राल) को ग्रिड व्यवधान के समस्त प्रभावित टाईम ब्लॉक में वास्तविक उत्पादन/ आहरण(ड्राल) के समान पुनरीक्षित किया मान लिया जाएगा। ग्रिड व्यवधान और उसकी अवधि को एस.एल.डी.सी. द्वारा प्रमाणित किया जाएगा।
- राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा जारी/पुनरीक्षित उत्पादन अनुसूचियां और आहरण(ड्राल) अनुसूचियां निर्दिष्ट समय ब्लॉक, चाहे संचार की सफलता कुछ भी हो, से प्रभावशील होंगी।
- 6.9 उपर्युक्तानुसार आहरण(ड्राल) और प्रेषण अनुसूचियों को अंतिम रूप देते समय एस.एल.डी.सी. यह भी जाँच करेगा कि परिणामी ऊर्जा प्रवाह की वजह से पारेषण में कोई रूकावट न हो। किसी प्रकरण में यदि गैर अनुमति योग्य बाधाएं पूर्वदृष्ट की जाती हैं तो एस.एल.डी.सी. वांछित सीमा तक ऐसी अनुसूचियों में संबंधित राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं को सूचित करते हुए कमी करेगा।
- 6.10 संचालन दिवस की समाप्ति पर, 24.00 घंटे तक, (राज्य उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में पीएएफ को सम्मिलित करते हुए), जनरेटिंग केन्द्र का डिस्पेच शेड्यूल तथा उपयोगकर्ता का ड्राल शेड्यूल में तथ्य परिवर्तन को ध्यान में रख, एस.एल.डी.सी. द्वारा दिन में अंततः अनुपालित अनुसूची जारी करना चाहिये। एस.एल.डी.सी. की वेबसाईट पर अनुसूची के प्रकाशन के तीन दिवस के भीतर पाई गई/ध्यान में आई किसी त्रुटि/चूक के प्रकरण में एस.एल.डी.सी. द्वारा उसकी जाँच और सुधार कार्य कर लिया जाएगा। यह अनुसूची वाणिज्यिक लेखांकन के लिए आधार होगा। एस.एल.डी.सी. को प्रत्येक जनरेटिंग केन्द्र के लिए वस्तुस्थिति पर आधारित औसत एक्स बस क्षमता भी वर्क आउट करना चाहिये।
- 6.11 एस.एल.डी.सी. उपर्युक्त सभी सूचनाओं अर्थात राज्य उत्पादन केन्द्र, राज्यांतर्गत उत्पादन केन्द्र द्वारा सूचित केन्द्रवार पूर्वदृष्ट (फोरसीन) एक्स-पावर संयंत्र क्षमता, हितग्राहियों तथा बड़े उपभोक्ताओं द्वारा प्रदत्त सभी आहरण(ड्राल) शेड्यूल, एस.एल.डी.सी. द्वारा जारी, उपरोक्त सभी संशोधित/ अद्यतन शेड्यूल का समुचित प्रपत्र (डाक्यूमेंट) तैयार करेंगे।

- 6.12 ऐसे बायोमास, स्मॉल हायडल, वायु (विण्ड) सोलर तथा बगासी आधारित पॉवर स्टेशन जो राज्य में प्रतिष्ठापित किए गए हैं और जो राज्य में किसी वितरण अनुज्ञापतिधारी को विद्युत का प्रदाय कर रहे हैं, वे आयोग के यथा प्रचलित आदेशों के अनुसार विद्युत का प्रदाय करते रहेंगे।
- 6.13 अंतर राज्यीय एबीटी स्कीम के अंतर्गत आने वाले समस्त जनरेटरों के लिए अनुसूचीकरण (शेड्यूलिंग) तथा यूआई प्रभारों के वाणिज्यिक व्यवस्थापन हेतु केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के विनियमन प्रयोज्य होंगे।
- 6.14 जनरेशन उत्पादन का अनुसूची से विचलन का रिकार्ड संधारण तथा निगरानी कार्य एस.एल.डी.सी. करेगा। राज्यांतरिक उपयोगकर्ता द्वारा आयोग के ओपन एक्सेस विनियम के अनुसार अथवा यथा प्रकरण, पी.पी.ए. की शर्तों के अनुसार लागू दर पर संबंधितों को भुगतान किया जाएगा। राज्य/राज्यांतर्गत उत्पादन केन्द्र, जिन पर केपेसिटी चार्ज और एनर्जी चार्ज (हाइड्रोस्टेशनों को छोड़कर) दो भागों में टैरिफ लगता है की घोषित क्षमता और हितग्राही/थोक उपभोक्ता द्वारा मांग (रिक्वूजेशन), का पुनरीक्षण दिन की शेष अवधि के लिए पूर्व सूचना पर अनुमति योग्य रहेगा। ऐसे प्रकरणों में पुनरीक्षित अनुसूचियां/घोषित क्षमता छटवे टाइम ब्लॉक से प्रभावशील होगी और ऐसे टाइम ब्लॉक की गिनती एस.एल.डी.सी. में प्राप्त पुनरीक्षण के अनुरोध की प्राप्ति के टाइम ब्लॉक से पहला मान कर गिनती में लिया जाएगा।
- 6.15 तुच्छ पुनरीक्षण (रिविजनों) को हतोत्साहित करने की दृष्टि से एस.एल.डी.सी. अपने संपूर्ण स्वविवेक से पूर्ववर्ती अनुसूची/क्षमता के 02% से कम की अनुसूची/क्षमता के पुनरीक्षण से इंकार कर सकेगी। तापीय उत्पादन केन्द्रों में ईंधन की कमी को दर्शाते हुए अपनी घोषित क्षमता की अनुसूची में एस.एल.डी.सी. / आर.एल.डी.सी. को सूचित करने वालों के लिए पुनरीक्षण तब तक नहीं होगा जब तक उत्पादन इकाई में बलात् (फोर्स) आउटटेज का प्रकरण नहीं हो।
- 6.16 एस.एल.डी.सी. सावधिक रूप से प्रेषण और शुद्ध आहरण(ड्राल) अनुसूचियों में हुए वास्तविक संपरिवर्तन का पुनरीक्षण यह जाँचने के लिए करेगी कि क्या किसी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता द्वारा अनुचित खेल (अनफेयर गेमिंग) अथवा सॉट-गॉट तो नहीं की जा रही है। यदि ऐसी कोई बात पकड़ में आए तो मामले का प्रतिवेदन अग्रेतर जाँच/कार्यवाही के लिए आरपीसी और सी. एस.ई.आर.सी. को भेजा जाएगा।
- 6.17 जब और जैसा राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा कहा जाए तो राज्य/राज्यांतर्गत उत्पादन केन्द्र व उपयोगकर्ता ग्रिड इंटरफेस बिन्दु पर इसकी घोषित क्षमता प्रदर्शित करेंगे। यदि कोई राज्यांतरिक उपयोगकर्ता ऐसी घोषित क्षमता को प्रदर्शित करने में विफल रहता है तो दंड के रूप में जनरेटर के क्षमता प्रभार कम कर दिए जाएंगे।
- 6.18 **अनुज्ञापतिधारी द्वारा दिवस पूर्व अनुसूची-**
यदि अनुज्ञापतिधारी की प्रणाली में अतिरिक्त क्षमता उपलब्ध है जिसे या तो पूर्णतः अथवा अंशतः अभिव्यक्त रूप से समर्पित किया गया है, अथवा पूर्व में तीन दिवस से अधिक अवधि में उपयोग में नहीं लिया गया है तो ऐसे प्रकरण में दिवस-पूर्व संव्यवहार (ट्रांजेक्शन) की अनुमति रहेगी।
ऐसे ओपन एक्सेस की स्वीकृति के लिए आवेदन अनुसूचीकरण की दिनांक से तीन दिवस के भीतर, किन्तु दिवस पूर्व संव्यवहार हेतु अनुसूचीकरण के ठीक पूर्व दिवस 13.00 बजे के बाद नहीं, एस.एल.डी.सी. को प्रस्तुत किया जा सकेगा।
उदाहरण के लिए जुलाई की 25वीं दिवस को दिवस पूर्व संव्यवहार हेतु आवेदन 22वे दिवस अथवा 23वे दिवस अथवा उस माह के 24वे दिवस के 13.00 बजे तक प्राप्त किए जाएंगे।

कन्जेशन के लिए नोडल एजेंसी जाँच करेगी और अनुमोदन की स्वीकृति अथवा अन्यथा को, विस्तृत प्रक्रिया द्वारा अनुमोदित प्रारूप में सूचित करेगी।
लघु अवधि की ओपन एक्सेस हेतु समस्त अन्य प्रावधान लागू होंगे।

6.19 प्रतिक्रियाशील पावर तथा वोल्टेज नियंत्रण:

1. राज्य ग्रिड से वी.ए.आर. आहरण/शोषण के सम्बन्ध में एस.एल.डी.सी. को आई.ई.जी.सी. का अनुपालन करना होगा। 97 प्रतिशत वोल्टेज के नीचे वी.ए.आर. उपयोग तथा 103 प्रतिशत निर्धारित वोल्टेज से ऊपर वी.ए.आर. के प्रेषण (इंजेक्शन) से बचना चाहिये।
2. सभी वितरण लाईसेंसी, ट्रांसमिशन लाईसेंसी तथा एस.टी.यू. से अपेक्षा की जाती है कि वे स्थानीय (लोकल) वी.ए.आर. क्षतिपूर्ति (कम्पनसेसन) उपलब्ध करावे, ताकि वे अति उच्चदाब ग्रिड से वी.ए.आर. ड्रा नही करे। निम्नलिखित क्रम में वी.ए.आर. कम्पनसेसन होगा:—
 - (i) उपभोक्ता छोर
 - (ii) वितरण ट्रांसफार्मर छोर
 - (iii) 11/33 केवी उपकेन्द्र या 11 केवी वितरण फीडर पर
 - (iv) अति उच्चदाब उप-केन्द्र
 - (v) जनरेटिंग केन्द्र
3. राज्य पारेषण उपक्रम (सी.टी.यू.) के सभी 400/220 किलो वोल्टेज आई सी टी पर टैप परिवर्तन राज्य भार पारेषण केन्द्र के अनुदेशों के अनुसार होंगे।
4. केप्टिव जनरेटिंग प्लांट को छोड़कर अन्य जनरेटिंग केन्द्र द्वारा अपने अपने क्षमता सीमा (केपेबिलिटी लिमिट) के भीतर एस.एल.डी.सी. के अनुदेशों के अनुसार प्रतिक्रियाशील पॉवर जनरेट/एबजार्ब करना चाहिये। ऐसे वी.ए.आर. जनरेशन/एबजार्बशन के लिये कोई भुगतान जनरेटिंग कंपनी को नहीं किया जाएगा।
5. वी.ए.आर. कम्पेनसेशन इएचवी बस पर पॉवर फैक्टर 0.98. तथा उससे अधिक मेन्टेन करने के लिए लागू किया जाएगा।

6.20 संचालनीय मुद्दों का अपालन:

- (i) एस.एल.डी.सी. द्वारा आयोग को राज्य ग्रिड संहिता के किसी भी प्रावधान के बारंबार अथवा गंभीर उल्लंघन के मामले और एस.एल.डी.सी. द्वारा ग्रिड संचालन व उसके स्थायित्व को सुनिश्चित करने और राज्य में ऊर्जा प्रणाली के संचालन में दक्षता तथा अधिकतम मितव्ययिता हेतु नियंत्रण व अनुपालन के उद्देश्य से दिए गए दिशा निर्देशों के सतत् अपालन के मामले रिपोर्ट किए जाएंगे।
- (ii) आयोग उपर्युक्त (i) में संदर्भित एस.एल.डी.सी. की रिपोर्ट प्राप्त होने पर समुचित कार्यवाही प्रारंभ करेगा।
- (iii) एस.एल.डी.सी. अथवा किसी अन्य व्यक्ति द्वारा राज्य ग्रिड संहिता के किसी प्रावधान के अपालन की दशा में ऐसा मामला किसी भी व्यक्ति द्वारा सीएसईआरसी को रिपोर्ट किया जा सकेगा।
- (iv) इन विनियमों में किसी अन्य बात के होते हुए भी आयोग राज्य ग्रिड संहिता के किसी प्रावधान के अपालन की दशा में, ऐसे व्यक्ति के विरुद्ध स्वतः (सूओ-मोटो) कार्यवाही कर सकेगा।

6.21 देय राशि का भुगतान न करना—

किसी भी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता/ओपन एक्सेस उपभोक्ता द्वारा ओपन एक्सेस प्रभारों, गैर अनुसूचित अंतर परिवर्तन (यू.आई.) प्रभार, आदि का भुगतान न करने अथवा भुगतान करने में असामान्य विलंब की दशा में, प्रभावित पक्षकार, प्रकरण की रिपोर्ट आयोग को सम्यक निर्देशों के लिए करेगा।

—000—

अध्याय-7 प्रोटेक्शन संहिता

7.1 सामान्य सिद्धांत-

किसी भी इनटाईटी के प्रणाली में होने वाले दोष के संभावित गंभीर इंटरयूजर बाउण्ड्री रिपरकशन के कारण, इंटरफेस समस्या के समाधान के रूप में प्रोटेक्शन मानक को माना जाता है। इस धारा में न्यूनतम प्रोटेक्शन आवश्यकता निर्धारित है, क्योंकि किसी इनटाईटी के प्रोटेक्शन प्रणाली में अपर्याप्त प्रोटेक्शन अथवा कुप्रचालन का दूरगामी परिणाम, व्यवधान (डिस्टरबेन्स) तथा अन्य इनटाईटी के प्रणाली में भी भारी नुकसान हो सकता है।

विद्युत उपकरण के किसी भी भाग को राज्य पारेषण प्रणाली से तब तक संयोजित रहने की अनुमति कदापि नहीं होगी, जब तक कि इसे न्यूनतम उल्लेखित विश्वसनीय, उत्कृष्ट, गतिशील व संवेदनशील प्रोटेक्शन प्रणाली से युक्त न किया गया हो। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युतगृहों तथा विद्युत लाईनों के निर्माण हेतु तकनीकी मानदण्ड) विनियम, 2010 में उल्लेखित प्रावधानों का पालन करना होगा। समस्त उत्पादन कंपनियां और वितरण अनुज्ञप्तिधारी, प्रोटेक्शन हेतु सही और समुचित निर्धारण (सेटिंग) करने के लिए पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के साथ सहयोग करेंगे जिससे इस संहिता के अनुच्छेद 7.4 में विनिर्दिष्ट समय के भीतर प्रभावी रूप से चयन कर त्रुटिपूर्ण लाईन/उपकरण को विलग करने, की कार्यवाही की जा सके।

इस धारा में उल्लेखित, खराब उपकरण को प्रभावी रूप से चयन कर निर्धारित समय के भीतर विलग करने हेतु सभी राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं द्वारा प्रोटेक्शन के सही व उपयुक्त सेटिंग सुनिश्चित करने अनिवार्यतः सहयोग करना होगा।

सभी प्रभावी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता से परामर्श व सहमति के बिना प्रोटेक्शन सेटिंग को न बदला जावे न बाईपास किया जाये तथा/अथवा न ही विच्छेद किया जाये। जहां सहमति के आधार पर प्रोटेक्शन प्रणाली अस्थायी रूप से बाईपास किया गया है तथा/अथवा विच्छेद किया गया है, तब जितनी जल्दी हो सके इसके कारण दूर कर लेना चाहिए तथा प्रोटेक्शन की बहाली सामान्य करनी चाहिये। यदि इस सम्बन्ध में सहमति नहीं होता है तो तत्काल विद्युत उपकरण को सेवा से हटा दिया जाएगा।

7.2 निम्नलिखित के संबंध में राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू) द्वारा डब्लू.आर.पी.सी. के निर्देशों और सलाह का अनुपालन करेगा :

1. राज्य पारेषण प्रणाली में ग्रीड व्यवधान तथा आंशिक/पूर्ण ब्लेक आउट के विश्लेषण पर आधारित प्रोटेक्शन प्रणाली के उन्नयन व सशक्तिकरण के लिए योजना।
2. आइलेडिंग व सिस्टम इसप्लिट योजना तथा अंडर फ्रिक्वेंसी रिले व डीएफ/डीटी रिले लगाने की योजना।
3. विभिन्न उपकेन्द्रों में लगे आइलेडिंग स्कीम, डिस्टरबेन्स रिकार्डर तथा फाल्ट लोकेटर के लिए लगाए गए रिले, लोड शेडिंग के लिए लगाए गए अंडर फ्रिक्वेंसी रिले का परीक्षण (टेस्टिंग) तथा परिगणना (केलिब्रेशन) किया जाना चाहिए, प्रोटेक्शन प्रेक्टिसिस एवं प्रोटोकाल मेन्यूअल में इनका समावेश होना चाहिए।

7.3 प्रोटेक्शन समन्वयन (Protection Coordination)-

राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं द्वारा एस.एल.डी.सी. के निर्देशानुसार किसी प्रोटेक्शन संबंधी खराबी को दूर करने के लिए तत्परतापूर्वक कार्यवाही की जाएगी। उत्पादन इकाई से लगाकर 132 केव्ही/ 33 केव्ही और 11 केव्ही की लाईन के दूर छोर तक प्रोटेक्शन रिले की सेटिंग इस प्रकार की जानी चाहिए जिससे सभी परिस्थितियों में मात्र त्रुटियुक्त भाग को अलग किया जा सके। पारेषण अनुज्ञप्तिधारी प्रारंभिक सेटिंग्स तथा समय-समय पर होने वाले बाद के परिवर्तनों को राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं में अधिसूचित करेगा। प्रोटेक्शन रिले के कार्य निष्पादन की

नियमित जाँच की जाएगी तथा कोई खराबी, यदि हो तो उसे अंकित किया जाएगा तथा यथाशीघ्र सुधारा जाएगा। पारेषण अनुज्ञप्तिधारी रिले सेटिंग्स का निश्चय करने हेतु राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं से प्राप्त आकड़ों का वांछित अध्ययन कराएगा। समस्त राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं के प्रतिनिधि सावधिक रूप से मिलकर ऐसी खराबियों, प्रणाली के ढांचे (कॉन्फिगरेशन) में परिवर्तनों, यदि कोई हों और रिले की संभावित पुनरीक्षित सेटिंग्स के संबंध में चर्चा करेंगे।

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, उत्पादक कंपनियों और वितरण अनुज्ञप्तिधारियों के साथ प्रोटेक्शन समन्वय (कोऑर्डिनेशन) के संबंध में विचार विमर्श करने हेतु सावधिक बैठकें आयोजित करने हेतु उत्तदायी होगा। पारेषण अनुज्ञप्तिधारी प्रोटेक्शन संबंधी किसी खराबी अथवा अन्य असंतोषजनक प्रोटेक्शन मुद्दों की जाँच कराएगा। संबंधित अनुज्ञप्तिधारी इनसामयिक बैठकों में विचार विमर्श व सहमति जन्य किसी समस्या अथवा प्रोटेक्शन खराबी को सुधारने के संबंध में त्वरित कार्यवाही अनिवार्यतः करेगा।

7.4 फाल्ट क्लीयरेंस समय तथा अल्पकालिक रेटिंग (Fault clearance time and short time rating)–

स्थायित्व की दृष्टि से, न्यूनतम शार्ट सर्किट करेंट रेटिंग तथा समय व राज्य पारेषण प्रणाली से सीधे जुड़े किसी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता प्रणाली में खराबी की स्थिति में अधिकतम फाल्ट क्लीयरेंस समय तथा स्वयं राज्य पारेषण प्रणाली में कोई खराबी होने पर केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युतगृहों तथा विद्युत लाईनों के निर्माण हेतु तकनीकी मानदण्ड) विनियम, 2010 और केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण(ग्रिड मानदण्ड) विनियम, 2010 के संदर्भ निम्नानुसार हैं :

नामिनल वोल्टेज	न्यूनतम शार्ट सर्किट करेंट रेटिंग तथा स्विचगेयर की अवधि		सीबी हेतु अधिकतम रेटेड ब्रेकटाईम	प्राथमिक (प्रोटेक्शन) से लक्षित फॉल्ट क्लीयरेंस समय
KV	KA (rms)	Second(s)	m.sec.	m.sec.
765केवी	40 और 50	1	40	100
400केवी	40 और 50	1	40	100
220केवी	40	1	60	160
132केवी	31.5	1 अथवा 3	100	160

राज्यांतरिक उपयोगकर्ता प्रणाली पर खराबी के लिए मंदगति फाल्ट क्लीयरेंस समय पर सहमति हो सकती है, परन्तु वह तभी जब एस.टी.यू. के विचार में, प्रणाली की परिस्थिति इस हेतु अनुमति दे। पारेषण प्रणाली से सीधे जुड़े वितरण कंपनी/ओपन एक्सेस कस्टमर तथा एसटीयू के लिए विभिन्न स्थलों पर सर्किट ब्रेकर की अपेक्षित ओपनिंग समय व रपचरिंग क्षमता का निर्धारण एस.टी.यू. करेगा। किसी भी सबस्टेशन में सर्किट ब्रेकर की दर्शित (रेटेड) रपचरिंग क्षमता सबस्टेशन के फाल्ट (स्तर) लेवल के 120 प्रतिशत से कम नहीं होनी चाहिए (20 प्रतिशत अधिक का प्रावधान भविष्य में प्रणाली में वृद्धि होने पर बढ़ने वाले फाल्ट स्तर को ध्यान में रख कर किया गया है)। जनरेटिंग केन्द्र में सिंक्रोनिजम बनाये रखने के लिए लाईन फाल्ट, क्रिटिकल क्लीयरिंग टाईम के भीतर जनरेशन केन्द्र छोर पर ही क्लीयर किया जाना चाहिये।

7.5 जनरेटर प्रोटेक्शनकी आवश्यकताएं–

सीबीआईपी के 274 संख्यक प्रकाशन "मेन्यूअल आन प्रोटेक्शन ऑफ जनरेटर्स, जनरेटर ट्रांसफार्मर, व 220 केवी व 400 केवी नेटवर्क" में लिखित मार्गदर्शन को अनिवार्यतः ध्यान में सदैव रखा जाना चाहिए तथा केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युत संयंत्र व विद्युल लाईन निर्माण हेतु तकनीकी मानदंड) विनियम, 2010 समय-समय पर यथा संशोधित का पालन करना चाहिए। राज्य पारेषण प्रणाली से जुड़े सभी जनरेटिंग इकाई व उनके सभी संबंधित विद्युत उपकरण की

प्रोटेक्शन उपयुक्त प्रोटेक्शन व्यवस्था से की जानी चाहिये ताकि जनरेशन इकाई से शुरू हुए किसी प्रकार के व्यवधान के कारण राज्य पारेषण प्रणाली में कोई संकट उत्पन्न न हो। जनरेटर प्रोटेक्शन योजना में कम से कम, डिफरेंशियल प्रोटेक्शन, बेकअप प्रोटेक्शन, स्टेटर अर्थ फाल्ट प्रोटेक्शन, फिल्ड ग्राउण्ड/फील्ड फैल्यूर प्रोटेक्शन (ब्रश-लेस एक्सआईटेशन प्रणाली पर अप्रयोज्य), नेगेटिव सिक्वेन्स प्रोटेक्शन, अण्डर फ्रिक्वेंसी, ओव्हर फलक्स प्रोटेक्शन, बेकअप इम्पिडेन्स प्रोटेक्शन तथा पोल स्लिपिंग प्रोटेक्शन (200 मेगावाट से ऊपर इकाई में प्रयोज्य), लॉस ऑफ फिल्ड प्रोटेक्शन, रिवर्श पॉवर प्रोटेक्शन आदि अनिवार्यतः समाहित होंगे। उत्पादन संयंत्र के विद्युत प्रोटेक्शन कार्य (इलेक्ट्रिकल प्रोटेक्शन फंक्शन) की सूची का अनुसरण केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण(विद्युतगृहों तथा विद्युत लाईनों के निर्माण हेतु तकनीकी मानदण्ड) विनियम, 2010 में विनिर्दिष्ट किए अनुसार होगा।

7.6 पारेषण लाईन की प्रोटेक्शन आवश्यकताएं-

7.6.1 सामान्य-

पावर स्टेशन अथवा उपकेन्द्र से निकली प्रत्येक ईएचवी लाईन में निम्नलिखित प्रोटेक्शन व बेकअप प्रोटेक्शन लगे होना चाहिए। समय समय पर प्रोटेक्शन पर अपने नीति में किसी तरह के परिवर्तन से राज्यांतरिक उपयोगकर्ता को राज्य पारेषण उपक्रम अवगत कराएगा।

पावर जनरेटिंग केन्द्र से निकलने वाली एस.टी.यू. की लाईन के प्रोटेक्शन के लिए रिले पेनल का स्वामित्व जनरेटर का होगा और उसका रखरखाव भी उसके ही द्वारा किया जावेगा। ट्रांसमिशन लाईन से संबंधित रिले सेटिंग अथवा रिले सेटिंग में कोई परिवर्तन जनरेटर द्वारा एस.टी.यू. से सघन समन्वयन व उसके सलाह से व अनुमोदन पश्चात् ही किया जावेगा। वेव ट्रेप्स व संचार केबल सहित केरियर केबिनेट/उपकरण, लाईन मेचिंग यूनिट का स्वामित्व तथा उसका संधारण एस.टी.यू. का रहेगा, जिसके लिए आयोग से अनुमोदित शुल्क लिया जाएगा। समस्त जनरेटर ऐसे काम के लिए जगह, कनेक्शन सुविधा तथा पहुंच, राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) को अनिवार्यतः उपलब्ध कराएंगे।

समस्त राज्यांतरिक उपयोगकर्ता पॉवर सिस्टम में, प्रणाली प्रोटेक्शनस्कीमों को (एस.पी.एस.) (इंटरट्रिपिंग और रनबैक को सम्मिलित करते हुए) चिन्हित, प्रतिष्ठापित और प्रारंभ करने को सुविधाजनक बनाएंगे ताकि अपनी सीमाओं के निकट पारेषण प्रणाली संचालन कर सकें और वोल्टेज कोलेप्स तथा महत्वपूर्ण कारीडोरों/फ्लोगेट आदि की ट्रिपिंग व कैसकेड ट्रिपिंग जैसी स्थितियों से बचाव हो सकें। यदि किसी प्रणाली प्रोटेक्शनस्कीम में (एस.पी.एस.) को सेवा से बाहर लिया जाना हो तो ऐसी सेवा से निकासी की अपेक्षित अवधि और कारण दर्शाते हुए एस.एल.डी. सी. से अनुमति प्राप्त की जाएगी।

7.6.2 400 केवी पारेषण लाईन

सभी एसटीयू के स्वामित्व वाले 400 केवी ट्रांसमिशन लाईन में दो फास्ट एक्टिंग प्रोटेक्शन योजना होगी। दोनों रिले के वोल्टेज को लाईन सीटी के दो विभिन्न कोर से फीड किया जावेगा तथा दोनों रिले के करंट को लाईन सीटी के दो विभिन्न कोर से फीड किया जावेगा। मेन 1 प्रोटेक्शन स्कीम न्यूमेरिकल, 3 जोन, नॉन स्वीचड, फास्ट एक्टिंग, डिस्टेंस सुरक्षा योजना (प्रोटेक्शन स्कीम) सहित जोन-2 फाल्ट के प्रकरण में, रिमोट छोर पर परमिसिबल अंतर ट्रिप योजना होगी। मेन 2 सुरक्षा स्कीम या तो उसी प्रकार का न्यूमेरिकल 3 जोन, नान स्वीचड, फास्ट एक्टिंग, डिस्टेंस सुरक्षा स्कीम (प्रोटेक्शन स्कीम) तथा जोन-2 फाल्ट के प्रकरण में रिमोट छोर पर परमिसिबल अंतर ट्रिप योजना होगी अथवा ट्रांसीएन्ट वेव डिटेक्शन, डायरेक्शनल, कम्पेरिजन अथवा फेज कम्पेरिजन केरियर रिलेयिंग स्कीम युक्त यूनिट प्रोटेक्शन स्कीम होगी। एक पोल ट्रिपिंग एवं सिंगल शाट आटो रिक्लोसिंग, एडजस्टेबल डेड टाइम सहित होना आवश्यक है।

स्टेडी स्टेट तथा ट्रांजियेन्ट ओव्हर वोल्टेज राईज के लिए ओव्हर वोल्टेज रिले भी लगाना होगा।

400 केवी तथा 220 केवी प्रणाली में ब्रेकर बैकअप प्रोटेक्शन सदैव लगाना होगा।

400 केवी लाईन/220 केवी लाईन के प्रोटेक्शन में कैरियर के माध्यम से इंटरट्रिप व्यवस्था होनी चाहिये ताकि लाईन के एक छोर का ट्रिपिंग को अन्य छोर पर भी ट्रांसमीट हो सके।

7.6.3 400 केवी बस बार

सभी 400 केवी सबस्टेशन में ट्रांसमिशन लाईन के लिए ऑटोरिक्लोजर सहित लोकल ब्रेकर बैकअप (एल.बी.बी.) व बस बार डिफरेंसियल प्रोटेक्शन योजना भी अनिवार्यतः होनी चाहिए।

7.6.4 220 केवी पारेषण लाईन

सभी एसटीयू के स्वामित्व वाले 220 केवी ट्रांसमिशन लाईन में, सिंगल, न्यूमेरिकल, 3 जोन, नान स्वीच, फास्ट एक्टिंग डिस्टेंस, प्रोटेक्शन स्कीम, प्रथमतः स्वीकार्य इंटरट्रिप फीचर सहित रिमोट छोर पर (जोन 2 फाल्ट के प्रकरण में) सिंगल पोल ट्रिपिंग व सिंगल शाट सिंगल पोल आटोरिक्लोजिंग एडजेस्टेबल डेड टाइम सहित अवश्य होना चाहिये।

बेकअप प्रोटेक्शन के लिए तीन डायरेक्शनल आईडीएमटी ओव्हर करेंट रिले तथा एक डायरेक्शनल अर्थ फाल्ट रिले होना चाहिये।

छोटे (शार्ट) ट्रांसमिशन लाईन के लिए उपयुक्त वैकल्पिक प्रोटेक्शन योजना अपनाई जा सकती है।

7.6.5 220 केवी बस बार (Bus Bar)

चयनित महत्वपूर्ण 220 केवी उपकेन्द्र (जैसे जनरेशन इनफीड युक्त, पीजीसीआईएल इंटरफेसिंग उपकेन्द्र आदि) में ट्रांसमिशन लाईन के लिए एलबीबी व आटोरिक्लोजर सहित बस बार डिफरेंसियल प्रोटेक्शन योजना होनी चाहिये।

7.6.6 132 केवी लाईन

एकल 3 जोन, स्वीच/नान स्वीच स्टेटिक डिस्टेंस प्रोटेक्शन योजना मुख्य प्रोटेक्शन के रूप में अवश्य उपलब्ध होना चाहिये। बेकअप प्रोटेक्शन में कम से कम 2 डायरेक्शनल आईडीएमटी ओव्हर करेंट रिले तथा 1 डायरेक्शनल अर्थ फाल्ट रिले होना चाहिये।

छोटे ट्रांसमिशन लाईन के लिए उपयुक्त वैकल्पिक प्रोटेक्शन योजना अवश्य अपनाई जानी चाहिये।

7.7 ट्रांसफार्मर प्रोटेक्शन की आवश्यकताएं—

- (i) आटो ट्रांसफार्मर, पावर ट्रांसफार्मर तथा वितरण ट्रांसफार्मर की प्रोटेक्शन, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युत संयंत्र तथा विद्युत लाईन निर्माण हेतु तकनीकी मापदंड) विनियम, 2010 यथा संशोधित के अनुसार, होना चाहिये।
- (ii) ईएचटी क्लास के आटो ट्रांसफार्मर तथा पावर ट्रांसफार्मर की समस्त वाईन्डिंग का प्रोटेक्शन परसेंट बायस तथा हार्मोनिक रिस्ट्रेन्ट फीचर युक्त डिफरेंसियल रिले द्वारा किया जाना चाहिये।
- (iii) ईएचटी ट्रांसफार्मर के लिए ओव्हर फ्लक्सिंग रिले उपलब्ध होनी चाहिये।
- (iv) सभी 400 केवी /200 केवी क्लास ट्रांसफार्मर में वाईन्डिंग के लिए अनिवार्यतः रिस्ट्रिक्टेड अर्थ फाल्ट (आर ई एफ) प्रोटेक्शन होनी चाहिये।

- (v) इसके अतिरिक्त उसमें बैकअप इनवर्स डेफिनिट न्यूनतम समय (आई डी एम टी) ओव्हर करेंट तथा अर्थ फाल्ट प्रोटेक्शन होना चाहिये।
- (vi) समानांतर संचालन (Parallel Operation) के लिए ऐसे बैकअप प्रोटेक्शन में डायरेक्शनल फीचर होना चाहिये। हेवी शार्ट सर्किट के विरुद्ध प्रोटेक्शन के लिए जहां कहीं भी ओव्हर ऑल समन्वयन (Overall coordination) की अनुमति देता है वहां ओव्हर करेंट रिले में हाई सेट इंसटेनटेनियस एलिमेंट होना चाहिये। तथापि, मेगनिटाईजिंग करेंट के इनरस (Inrush) के कारण इसे ट्रिप नहीं करना चाहिये तथा इसे ऐसे उच्चस्तर (वैल्यू) में सेट नहीं किया जाना चाहिये, जो ट्रांसफार्मर के हित में न हो।
- (vii) इसके अतिरिक्त विद्युत प्रोटेक्शन में, गैस आपरेटेड रिले, वाईडिन्ग टेम्परेचर प्रोटेक्शन तथा ऑयल टेम्परेचर प्रोटेक्शन भी अनिवार्यतः उपलब्ध होनी चाहिये।
- (viii) ट्रांसफार्मर के लिए निम्नलिखित न्यूनतम प्रोटेक्शन प्रदान करने की सिफारिस की जाती है:—
- (ए) सभी 400 केवी पावर ट्रांसफार्मर में डिफरेंसियल, आरईएफ, ओपन डेल्टा (न्यूट्रल डिस्प्लेसमेंट रिले) तथा ओव्हर फ्लक्सिंग रिले होना चाहिए। इसके अतिरिक्त बैकअप आईडीएमटी ओव्हर करेंट तथा अर्थ फाल्ट प्रोटेक्शन उपलब्ध होनी चाहिये। समानांतर प्रचालन के लिए ऐसे बैकअप प्रोटेक्शन में एचटी व एलटी ब्रेकर्स के लिए इंटरट्रिपिंग होना चाहिये। हेवी शार्ट सर्किट से प्रोटेक्शन के लिए ओव्हर करेंट रिले में हाई सेट इंसटेनटेनियस एलिमेंट होना चाहिये। विद्युत प्रोटेक्शन के अलावा ट्रांसफार्मर की खुद के प्रोटेक्शन जैसे बूकोल्ज, ओव्हरलोड टेप चेंजर (ओएलटीसी), ऑयल सर्ज, गैस आपरेटेड रिले, वाईडिंग टेम्परेचर प्रोटेक्शन, ऑयल टेम्परेचर प्रोटेक्शन, प्रेशर रिलीफ वाल्व (पीआरवी) डिवाइस में अलार्म व ट्रिप फंक्शन भी अनिवार्यतः उपलब्ध होने चाहिये। ट्रांसफार्मर टैंक के लिए डबल पीआरवी प्रोटेक्शन योजना की सिफारिस की जाती है। ?
- (बी) सिवाय आरईएफ प्रोटेक्शन के viii(ए) में लिखित प्रोटेक्शन सभी 220 केवी क्लास पावर ट्रांसफार्मर में अनिवार्यतः उपलब्ध होना चाहिये।
- (ix) आईसीटी की डेल्टा टरशरी वाईडिंग, यदि लोडिंग उद्देश्य से उपयोग की जाती है तो उसका लाईटिंग अरेस्टर, सर्ज कैपेसिटर तथा न्यूट्रल डिस्प्लेसमेंट रिले (एनडीआर) प्रोटेक्शन सहित, पीटी को ओपन डेल्टा वाईडिंग के रूप में कनेक्ट कर अनिवार्यतः समुचित प्रोटेक्शन किया जाना चाहिए।

7.8 लोकल ब्रेकर बैकअप सुरक्षा (एलबीबी प्रोटेक्शन)—

किसी सर्किट ब्रेकर के प्रोटेक्टिव रिले से ट्रिप कमांड प्राप्त होने पर ट्रिप विफलता की दशा में, त्रुटिपूर्ण सर्किट ब्रेकर के बस सेक्शन से संयोजित सभी सर्किट ब्रेकर, एलबीबी प्रोटेक्शन के माध्यम से न्यूनतम संभव देरी से ट्रिप होने की आवश्यकता होगी। ऐसी सुरक्षा, सर्किट ब्रेकर और करेंट ट्रांसफार्मर के बीच के दोषों को भी कवर करती है, जो कि किसी अन्य प्रोटेक्शन से कवर नहीं हो पाते। 220 केवी और 400 केवी के समस्त सर्किट के साथ-साथ 132केवी के महत्वपूर्ण परिपथों पर भी लोकल ब्रेकर बैकअप सुरक्षा लगी होनी चाहिए।

7.9 डिस्टर्बेंस रिकार्डर, इवेंट लॉगर तथा टाईम सिंक्रोनाईजेशन उपकरण—

प्रत्येक 765 केवी तथा 400 केवी लाईन के साथ व्यवधान अभिलेखन (डिस्टर्बेंस रिकार्डर), फाल्ट लोकेटर से दूरी और टाईम सिंक्रोनाईजेशन उपकरण (टीएसई) की सुविधा उपलब्ध करानी होगी। प्रत्येक 220 केवी और उच्चतर वोल्टेज श्रेणी के उपकेन्द्र अथवा स्विचयार्ड पर इवेंट लॉगर, अलग से अथवा उपकेन्द्र के भाग के रूप में अथवा स्विचयार्ड स्वचालित प्रणाली

के रूप में उपलब्ध कराई जाएगी। उपकेन्द्र अथवा स्विचयार्ड में जीपीएस के माध्यम से सिंक्रोनाईजिंग पल्स प्राप्त कर इवेंट लॉगर, डिस्टर्बेस रिकार्डर और एससीएडीए (स्काडा)/ की स्वचालीकरण प्रणाली को सिंक्रोनाईजेशन हेतु, टाईम सिंक्रोनाईजेशन उपकरण की सुविधा मय एंटीना, समस्त केबलों और प्रक्रिया उपकरणों आदि के साथ उपलब्ध करानी होगी।

7.10 वितरण प्रणालियों में ट्रांसफार्मर की सुरक्षा (प्रोटेक्शन)–

वितरण प्रणाली पर उच्चदाब श्रेणी के छोटे ट्रांसफार्मरों 10 MVA और उससे अधिक की क्षमता पर समानांतर परिचालन हेतु डिफरेंसियल प्रोटेक्शन सहित बैकअप टाईम लेग ओवर करेंट और डायरेक्शनल फिचर सहित अर्थ फॉल्ट प्रोटेक्शन उपलब्ध कराया जाएगा। 1.6 MVA क्षमता और अधिक किन्तु 10 MVA से कम क्षमता के ट्रांसफार्मरों की सुरक्षा (प्रोटेक्शन) टाईम लेग ओवर करेंट, अर्थ फॉल्ट तथा इंस्टेनियस प्रतिबंधित (रिसटिकटेड) अर्थ फॉल्ट रिले द्वारा की जाएगी। इसके साथ ही 1.6 MVA क्षमता और उससे अधिक के ट्रांसफार्मर के साथ Buchholtz Relays, वाइंडिंग तथा आईल टेम्प्रेचर सुरक्षा उपलब्ध कराई जाएगी।

7.11 वितरण लाईनों पर सुरक्षा (प्रोटेक्शन)–

33 केव्ही और 11 केव्ही की समस्त लाईनों के संयोजन बिन्दुओं/इंटरफेस बिन्दुओं पर न्यूनतम ओवर करेंट और अर्थ फॉल्ट रिले निम्नानुसार उपलब्ध कराए जाएंगे:-

- सामान्य रेडियल फीडर:-** समीप के (एडजासेंट) रिले सेटिंग्स के बीच विभेद प्राप्त करने हेतु समयक सेटिंग्स के साथ अर्थ फॉल्ट रिले तथा नॉन-डायरेक्शनल ओवर करेंट रिले।
- समानांतर/मुद्रिका (मेन्स) फीडर:-** डायरेक्शनल टाईम लेग ओवर करेंट और अर्थ फॉल्ट रिले।

7.12 उपकेन्द्र का भूसंयोजन (अर्थिंग)–

अर्थिंग की प्रणाली को न्यूनतम 40 वर्ष की जीवन प्रत्याशा हेतु और एक सेकंड के लिए 40 किलो एम्पियर या उससे अधिक प्रणाली करेंट के लिए रूपांकित (डिजाइन) किया जाएगा। कंडक्टर के आकार को निश्चित करते समय अर्थिंग कंडक्टर के लिए उपयोग में लाई गई स्टील की न्यूनतम जंग खाने की दर 0.12 मिलीमीटर प्रतिवर्ष ली जाएगी। संपूर्ण केन्द्र के लिए ग्राउंडिंग और तडित (लाईटिंग) सुरक्षा सुसंगत भारतीय मानक/आई.ई.ई.ई. मानदंडों में उपलब्ध अनुसार रहेगी।

7.13 पारेषण लाईनों, ट्रांसफार्मरों, रियक्टरों और बस बारों के लिए प्रोटेक्शन विवरण केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युतगृहों तथा विद्युत लाईनों के निर्माण हेतु तकनीकी मानदण्ड) विनियम, 2010 में विनिर्दिष्ट निम्नानुसार दिया गया है:-

पारेषण लाईनों, ट्रांसफार्मरों, रियक्टरों और बस बारों के लिए प्रोटेक्शन अनुसूची का विवरण

1. पारेषण लाईन सुरक्षा

स.क्र.	सुरक्षा	765 kv	400 kv	220 kv	132 kv or 66 kv
(क)	मेन-1 दूरी सुरक्षा	Y	Y	Y	Y
(ख)	मेन-1 दूरी सुरक्षा अथवा दिशागत तुलना सुरक्षा अथवा फेज़ सेग्रीगेटेड लाईन डिफरेंसियल सुरक्षा	Y	Y	Y/N	Y

(ग)	डायरेक्शनल इंस्टाटेनियस डेफिनेट मिनिमम टाईम प्रकार के अर्थ फॉल्ट रिले	Y	Y	Y यदि दोनों, मेन-1 और मेन-2 दूरी सुरक्षा है अन्यथा N	N
(घ)	डायरेक्शनल इंस्टाटेनियस डेफिनेट मिनिमम टाईम ओवर करंट और अर्थ फॉल्ट बैकअप सुरक्षा	N	N	Y यदि मेन-2 उपलब्ध नहीं कराया गया है अन्यथा N	Y
(ड.)	दो स्तर ऊपर की वोल्टेज सुरक्षा	Y	Y	N	N
(च)	ऑटो रिक्लोजिंग	Y (एकल फेस और तीन फेस)	Y (एकल फेस और तीन फेस)	Y (एकल फेस और तीन फेस)	Y (तीन फेस)

टिप्पणी :

- (1) Y-वांछित; N-वांछित नहीं, और Y/N-रैच्छिक
- (2) डिस्टेंस प्रोटेक्शन वाले पारेषण लाईनों में सामान्यता कैरियर एडेड इंटर ट्रिपिंग अथवा ब्लॉकिंग फीचर रहेंगे मेन-1 और मेन-2 के लिए पृथक करंट ट्रांसफार्मर कोर तथा वोल्टेज ट्रांसफार्मर कोर उपयोग में लिए जाएंगे।

2. ट्रांसफार्मर सुरक्षा-

क्रमांक	सुरक्षा	765 kv	400 kv	220kv r 132 kv	66 kv
(क)	डिफरेंशियल सुरक्षा	Y	Y	Y	Y
(ख)	ओवर फ्लकसिंग सुरक्षा	Y	Y	Y	N
(ग)	रेस्ट्रिक्टेड अर्थ फॉल्ट सुरक्षा	Y	Y	Y	Y
(घ)	बैकअप डायरेक्शनल ओवर करंट तथा अर्थ फॉल्ट सुरक्षा (उच्चदाब और निम्नदाब साईड अथवा इम्पिडेंस सुरक्षा)	Y	Y	Y	Y
(ड.)	Buchholtz WTI और OTI (1 MVA और ऊपर), MOG विद लो आईल लेबल अलार्म, OLTC के लिए ओएसआर, पीआरडी, एसए बाहर ट्रांसफार्मरों के लिए प्राथमिक और द्वैतियिक दोनो साईडों पर और ओवर हेड लाईनों से संयोजित	Y	Y	Y	Y
(च)	टरसरी वाइंडिंग सुरक्षा	Y	Y	Y (100 MVA रेटिंग के उपर)	Y
(छ)	ओवर लोड अलार्म	Y	Y	Y	N

टिप्पणी :

- (1) Y-वांछित
- (2) WTI-वाइंडिंग तापक्रम संकेतक; OTI - आईल तापक्रम संकेतक; OLTC अथवा लोड टेप चेंजर; PRD - प्रेशर रिलिव डिवाइस; OSR - आईल सर्ज रिले; MOG - मेग्नेटिक आईल गेज; SA - सर्ज एरेस्टर

3. रियेक्टर सुरक्षा

क्रमांक	सुरक्षा	765 kv	400 kv
(क)	डिफरेंशियल सुरक्षा	Y	Y
(ख)	आरईएफ सुरक्षा	Y	Y
(ग)	रियेक्टर की बैकअप सुरक्षा (इम्पिडेंस टाईप अथवा डेफिनेट टाईम ओवर करेंट और अर्थ फॉल्ट सुरक्षा)	Y	Y
(घ)	Buchholtz, WTI और OTI (1 MVA और ऊपर के लिए), MOG विद लो आईल लेबल अलार्म, एस.ए. (यदि आवश्यक हो)	Y	Y

टिप्पणी :

- (1) Y—वांछित
- (2) WTI— वाइंडिंग तापक्रम संकेतक; OTI— आईल तापक्रम संकेतक; MOG— मेग्नेटिक आईल गेज; SA— सर्ज एरेस्टर

7.14 बस बार प्रोटेक्शन और लोकल ब्रेकर बैकअप प्रोटेक्शन—

220 केव्ही. और उच्चतर वोल्टेज के अंतर संयोजित उपकेन्द्रों के साथ-साथ सभी जनरेटिंग स्टेशन स्विचयार्डों पर बस बार प्रोटेक्शन और लोकल ब्रेकर बैकअप प्रोटेक्शन उपलब्ध कराई जाएगी।

7.15 उपकेन्द्र की अग्नि से प्रोटेक्शन—

भारतीय मानक विनिर्देश और/अथवा केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युतगृहों तथा विद्युत लाईनों के निर्माण हेतु तकनीकी मानदण्ड) विनियम, 2010 तथा केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सुरक्षा और विद्युत प्रदाय से संबंधित उपाय) विनियम, 2010 के उपबंधों के अनुसार राज्यांतरिक उपयोगकर्तागण अपने समस्त उपकरणों को अग्नि के जोखिम से बचाने हेतु अनिवार्यतः समुचित सुरक्षा व्यवस्था करेंगे तथा सावधानी रखेंगे।

7.16 परिगणना (केलिब्रेशन) व परीक्षण (टेस्टिंग)—

वर्ष में एक बार अथवा बड़ी खराबी मेजर फाल्ट के तत्काल बाद, जो भी पहले हो एस.टी.यू. प्रत्येक 400 केवी, 220 केवी, 132 केवी उपकेन्द्र के प्रोटेक्शन योजना की अनिवार्यतः जांच करेगा। जनरेटिंग यूनिट/केन्द्र की सभी प्रोटेक्शन योजनाओं की सेटिंग, समन्वयन, परीक्षण व परिगणना का दायित्व अनिवार्यतः संबंधित का है।

7.17 डाटा संबंधी आवश्यकताएं—

इस संहिता के डाटा पंजीयन धारा (रजिस्ट्रेशन सेक्शन) में उल्लेखित आंकड़े राज्यांतरिक उपयोगकर्ता अनिवार्यतः राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) को उपलब्ध कराएगा।

अध्याय – 8 मीटरिंग संहिता

8.1 सामान्य सिद्धांत:

- 8.1.1** ग्रिड संहिता के इस भाग में विद्युत पारेषण, के विभिन्न पेरामीटर जैसे क्रियाशील/प्रतिक्रियाशील/प्रत्यक्ष शक्ति/उर्जा पॉवर फेक्टर, वोल्टेज, फ्रिक्वेंसी आदि के अंकन (रिकार्डिंग) तथा नाप की सुविधा जो उपलब्ध होना चाहिये तथा कार्य प्रणाली जो अपनाया जावेगा, को शामिल किया गया है।
- 8.1.2** यह संहिता जनरेटिंग केन्द्र, उपकेन्द्र तथा इंटरफेस में मीटरिंग की आवश्यकता हेतु केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटरों का प्रतिष्ठापन और संचालन) विनियम, 2006 समय-समय पर यथासंशोधित, में यथा उल्लेखित मुख्य मीटर, चेक मीटर, उपभोक्ता (कन्ज्यूमर) मीटर (टेरिफ मीटर), स्टैंड बाई मीटर व एनर्जी एकाउंटिंग व ऑडिट मीटर, को संदर्भित करता है।
- 8.1.3** यह संहिता मीटरिंग उपकरण जैसे एसोसिएटेड एसेसरीज़ यथा, करेंट ट्रांसफार्मर व वोल्टेज ट्रांसफार्मर सहित एनर्जी मीटर के परीक्षण परिगणना तथा कमीशनिंग की आवश्यकता प्रतिपादित भी करता है। यह संहिता विस्तार से, डाटा संप्रेषण, टेस्टिंग व केलिब्रेशन प्रणाली, व मीटरिंग के विभिन्न तत्वों के तकनीकी फीचर्स को, खराब तथा बंद मीटर की दशा में उपयोग के आंकलन के लिए प्रक्रिया तथा विभिन्न अभिकरणों के मध्य विवाद सुलझाने के लिए मार्गदर्शन भी विनिर्दिष्ट करता है।
- 8.1.4** ओपन एक्सेस उपभोक्ता को विद्युत आपूर्ति करने वाले जनरेटिंग संयंत्र एबीटी स्कीम के अनुसार मीटरिंग करेगा तथा दोनो छोर अर्थात इंजेक्शन पॉइन्ट तथा ड्रॉल पॉइन्ट में एबीटी मीटर्स लगाये जावेंगे।
- 8.1.5** यदि ओपन एक्सेस ग्राहक/उपभोक्ता/राज्यांतरिक उपयोगकर्ता मीटर प्रदाय करते हैं तो लाईसेंस की बिलिंग हेतु तथा प्रचालन के लिए साफ्टवेयर तथा वी-सेट अथवा लीज लाइन के माध्यम से वास्तविक टाइम डाटा के अंतरण के लिए एस.एल.डी.सी. को संचार सुविधा उपलब्ध कराना होगा।

8.2 संदर्भ मानक:

- 8.2.1** मीटर तथा संबद्ध उपकरण के संदर्भ में निम्नलिखित भारतीय मानक (यथा अद्यतन संशोधित) प्रयोज्य होंगे :-

क्रमांक	मानक संख्या	मानक शीर्ष
(i)	आईएस 13779	एसी.स्टेटिक वॉट घंटे मीटर फॉर वर्ग 1 व 2
	आईएस 14697	एसी.स्टेटिक ट्रांसफार्मर आपरेटेड वॉट घंटे तथा व्ही. ए.आर घंटे मीटर। वर्ग 0.2एस व .0.5 एस
	आईएस 2705	करेंट ट्रांसफार्मर हेतु भारतीय मानक
	आईएस 3156	व्होल्टेज ट्रांसफार्मर हेतु भारतीय मानक
	आईएस 9348	कप्लिंग केपेसिटर व केपेसिटर डिवाइडर हेतु भारतीय मानक
	आईएस 5547	केपेसिटर व्होल्टेज ट्रांसफार्मर हेतु भारतीय मानक
(ii)	सीबीआईपी तकनीकी रिपोर्ट-88	एसी.स्टेटिक इलेक्ट्रिकल इनर्जी मीटर हेतु विनिर्देश

(iii)	सीबीआईपी तकनीकी रिपोर्ट-111	कॉमन मीटर रीडिंग उपकरण हेतु विनिर्देश
(iv)	आईएस 9000	इलेक्ट्रॉनिक व विद्युत आयटम हेतु मूलभूत पर्यावरण टेस्टिंग प्रक्रिया।
(v)	आईएस 12063	प्रोटेक्शन डिग्री के वर्गीकरण हेतु भारतीय मानक

8.2.2 निम्नलिखित अंतर्राष्ट्रीय मानक (यथा अद्यतन संशोधित), मीटर व संबद्ध उपकरण जो भारतीय मानक का अनुपालन नहीं करते तथा भारत में जिसका उत्पादन नहीं होता, प्रयोज्य होंगे।

क्रमांक	मानक नंबर	मानक शीर्ष
(i)	आई.ई.सी. 687	क्रियाशील इनर्जी हेतु एसी.स्टेटिक वॉट घंटे मीटर के लिए विनिर्देश (वर्ग 0.2 एस व 0.5 एस)
(ii)	आई.ई.सी.1036	क्रियाशील इनर्जी हेतु एसी.स्टेटिक वॉट घंटे मीटर के लिए विनिर्देश (वर्ग 1 व 2)
(iii)	आई.ई.सी.1268	प्रतिक्रियाशील इनर्जी हेतु एसी.स्टेटिक वॉट घंटे मीटर के लिए विनिर्देश (वर्ग 2 व 3)

8.3 मीटरिंग ठिकानों पर उपलब्ध की जाने वाली सुविधाएं—

राज्यांतरिक उपयोगकर्ता जहां कहीं प्रयोज्य हो, मीटरों तथा संबद्ध उपकरणों के प्रतिष्ठापन को उपयुक्त बनाने के लिए आवश्यक स्थान उपलब्ध कराएंगे।

8.4 मीटरिंग प्रणाली की प्रयोज्यता (स्वामित्व और स्थान)—

मीटर का स्वामित्व और स्थान निम्नानुसार रहेगा :-

- 8.4.1** (ए) विद्युत की गणना और बिलिंग के उद्देश्य से अंतर राज्यीय पारेषण प्रणाली के समस्त अंतर संयोजन बिन्दुओं पर प्रतिष्ठापित इंटरफेस मीटर, केन्द्रीय पारेषण उपक्रम के स्वामित्व में रहेंगे;
- (बी) विद्युत की गणना और बिलिंग के उद्देश्य से उपर्युक्त उप अनुच्छेद (क) अंतर्गत प्रणाली को छोड़कर राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली के अंतर संयोजन बिन्दुओं पर प्रतिष्ठापित समस्त इंटरफेस मीटर, राज्य पारेषण उपक्रम के स्वामित्व में रहेंगे। मीटर का मूल्य राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं द्वारा वहन किया जाएगा।
- (सी) विद्युत की गणना और बिलिंग के उद्देश्य से उपर्युक्त उप अनुच्छेद (क) और (ख) के अंतर्गत प्रणालियों को छोड़कर दो अनुज्ञप्तिधारियों के अंतर संयोजन बिन्दुओं पर प्रतिष्ठापित समस्त इंटरफेस मीटर, संबंधित अनुज्ञप्तिधारी के स्वामित्व में रहेंगे। मीटर का मूल्य संबंधित अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा वहन किया जाएगा।
- (डी) विद्युत की गणना और बिलिंग के उद्देश्य से अंतर संयोजन बिन्दुओं पर प्रतिष्ठापित समस्त इंटरफेस मीटर जो उपर्युक्त उप अनुच्छेद (क),(ख) और (ग) के अंतर्गत नहीं आते जैसे ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं के परिसरों में, का स्वामित्व विद्युत के प्रदायकर्ता अर्थात् अनुज्ञप्तिधारी का रहेगा। मीटर का मूल्य ओपन एक्सेस उपभोक्ता द्वारा वहन किया जाएगा।
- (ई.) अति उच्चदाब वोल्टेज उपभोक्ताओं के लिए जो सीधे पारेषण प्रणाली से संयोजित हैं, उपभोक्ता के परिसरों में मीटरिंग, ऊर्जा की गणना तथा बिलिंग छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत प्रदाय संहिता के प्रावधानों के अनुसार रहेंगे।

8.4.2 उत्पादन संयंत्र (जनरेटिंग प्लांटस)–

गैर पारंपरिक स्रोतों पर आधारित ऊर्जा उत्पादन संयंत्रों सहित प्रत्येक उत्पादन संयंत्रों के लिए, चाहे वे राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली से प्रत्यक्ष रूप से अथवा राज्य पारेषण उपक्रम के अलावा किसी अन्य प्रणाली के माध्यम से संयोजित हों प्रत्येक जनरेटर टर्मिनल, एचव्ही साइड ऑफ जनरेटर स्टेप अप ट्रॉसफार्मर (स्टैंड बाई मीटर), युनिट आकजीलरी ट्रॉसफार्मर (यूएटी), स्टेशन ट्रान्सफार्मर के.एस.व्ही. साइड पर मीटर लगाना होगा, तथा ग्रिड में पॉवर केन्द्र द्वारा इनर्जी जनरेट करने तथा डिलीवर करने जनरेटिंग संयंत्र में सभी आउट गोइंग फीडर पर लगाने होंगे।

8.4.3 राज्य पारेषण उपक्रम –वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मध्य मीटरिंग–

राज्य पारेषण उपक्रम द्वारा वितरण अनुज्ञप्तिधारी (स्टेशन ट्रॉसफार्मर को छोड़कर), को पॉवर वितरण के माप के लिए, उप केन्द्र में स्थापित इएचव्ही पॉवर ट्रॉसफार्मर के एल व्ही साइड अर्थात् 132/33 के 33 केव्ही साइड तथा 132/11 केव्ही के 11 केव्ही साइड पर मीटरिंग स्थापित करना होगा।

एकाधिक वितरण अनुज्ञप्तिधारी की दशा में ऊर्जा की गणना करने वाले मीटर समस्त बाहर जाने वाले (आउट गोविंग) 33 केव्ही तथा 11 केव्ही फीडरों पर उपलब्ध कराए जाएंगे और इएचव्ही पॉवर ट्रॉसफार्मर के एल व्ही साइड पर लगाई गई आडिट मीटर से एनर्जी के रिकन्शिलियेशन किया जाएगा।

8.4.4 उपकेन्द्र सहायक उपभोग (आकजीलरी कन्जम्शन) मीटरिंग–

राज्य पारेषण उपक्रम उपकेन्द्र के सहायक उपयोग की खपत स्टेशन ट्रॉसफार्मर के एल व्ही साइड पर रिकॉर्ड किया जाना चाहिए, यदि ऐसा ट्रॉसफार्मर स्टेशन लोड के अतिरिक्त अन्य स्थानीय लोड (कालोनी क्वॉर्टर, स्ट्रीट लाइट आदि) को भी विद्युत प्रदाय फीड करता हो तो अलग-अलग फीडर हेतु अलग-अलग मीटर की व्यवस्था की जानी चाहिए।

8.4.5 प्रचालन मीटरिंग (ऑपरेशनल मिटरिंग)–

टैरिफ मीटरिंग को छोड़कर अन्य प्रयोजन के लिए जहां कहीं भी राज्य पारेषण उपक्रम/जनरेटिंग कम्पनी द्वारा युक्तियुक्त अपेक्षित हो, प्रचालन मीटरिंग की जानी चाहिए। राज्य पारेषण उपक्रम द्वारा प्रचालन आवश्यकता पर आधारित मापदंड व अन्य आवश्यकता को अंतिम रूप दिया जाना चाहिए।

8.5 मीटरिंग प्रणाली का संचालन एवं संधारण–

मीटर के संचालन व संधारण का दायित्व पूर्णतः मीटर के मालिक का होगा जिसमें मीटरिंग सिस्टम की समुचित स्थापना, मीटरिंग प्रणाली की नियमित देखभाल, सी.टी. व्ही.टी. तथा मीटर के त्रुटियों की जाँच, केबल को समुचित रूप से बिछाना तथा उसकी सुरक्षा, कनेक्शन/जोड़ की सफाई, सी.टी., व्ही.टी. मीटर लीड में व्होल्टेज ड्रॉप की जाँच, मीटर बाक्स व एनक्लोजर व सील की स्थिति, नियमित/दैनिक रीडिंग मीटर तथा कॉमन मीटरिंग रीडिंग इस्टूमेंट (सी.एम.आर.आई.) के द्वारा रेग्यूलर डाटा रिट्राइव तथा डाटा प्रोसेसिंग प्रणाली (डी.पी.एस.) तथा मीटरिंग प्रणाली आदि पर किसी भी ब्रेक डाउन/खराबी शामिल हैं।

8.6 एनर्जी मीटर हेतु न्यूनतम तकनीकी आवश्यकताएं–

8.6.1 मापन एलिमेंट : मीटरिंग परिगणना (एक्यूरेसी) तथा अन्य अनिवार्य मापदंडों को प्रभावित किये बिना मीटर 3 फेस 4 वायर, के फुल चार क्वाड्रेंट टाइप स्टैटिक ट्राइ-वेक्टर मीटर (टी.व्ही.एम.) होंगे, जिसे 3 फेस 3 वायर प्रणाली अथवा 2 फेस 2 वायर प्रणाली (ट्रेक्शन एप्लीकेशन) के होंगे।

- 8.6.2** ऐसी दशा में जहाँ केपटिव पॉवर जनरेटरों/उपभोक्ताओं द्वारा उसी संयोजकता/लाईन से विभिन्न मात्रा की ऊर्जा आवश्यकताओं के अनुसार आयात और निर्यात की आवश्यकता होती है वहाँ अनुज्ञप्तिधारी द्वारा मीटरिंग प्रणाली की पर्याप्तता और पर्याप्त परिशुद्धता सुनिश्चित करना चाहिए।
- 8.6.3** बाह्य रूप से जुड़े सी.टी. व व्ही.टी. के अनुपात (रेश्यो) त्रुटि तथा फेस एंगल त्रुटि को ठीक करने की सुविधा ए.बी.टी. मीटर में होनी चाहिए।
- 8.6.4** मीटर को विद्युत के फंडामेंटल आर.एम.एस. मूल्य एवं हार्मोनिक्स को मापना चाहिए।
- 8.6.5** (संतुलित व असंतुलित लोड के लिए) आपरेटिंग प्रणाली मानदंड :
- (ए) आपरेटिंग वोल्टेज रेंज :- -20% से + 15% के वेरियेशन रेंज सहित 110 वोल्ट्स ए. सी. (लाइन-लाइन) पर मीटर को संतोषजनक कार्य करना चाहिए।
- (बी) आपरेटिंग फ्रिक्वेंसी रेंज :- -5% से + 5% के वेरियेशन रेंज सहित 50 हर्ट्ज पर मीटर को संतोषजनक कार्य करना चाहिए।
- (सी) आपरेटिंग पॉवर फेक्टर : 0 लैग से यूनिटी से 0 लीड तक के पॉवर फेक्टर रेंज पर मीटर को संतोषजनक कार्य करना चाहिए।
- 8.6.6** निर्धारित नामिनल करंट तथा निर्धारित अधिकतम करंट— मीटर को सी.टी. सेकेन्डरी सर्किट से 1 एम्पीयर अथवा 5 एम्पीयर पर काम करना चाहिए। नामिनल करंट के 120 प्रतिशत से अधिक निर्धारित सेकेन्डरी करंट कदापि नहीं होना चाहिए।
- 8.6.7** निर्धारित शार्ट टाइम करंट : 0.5 सेकेन्ड के लिए मीटर को निर्धारित नामिनल करंट के 20 गुना तक सहन करने की क्षमता होनी चाहिए।
- 8.6.8** न्यूनतम स्टार्टिंग करंट : यूनिटी पॉवर फेक्टर पर नामिनल करंट के 0.1 प्रतिशत के बराबर न्यूनतम स्टार्टिंग करंट पर मीटर का प्रचालन तथा अंकन प्रारंभ करना चाहिए।
- 8.6.9** भार (बर्डन) तथा पॉवर उपभोग : मीटरिंग प्रणाली का भार करंट सर्किट पर 1 वाट से अधिक तथा वोल्टेज सर्किट पर 8 वोल्ट एम्पियर से अधिक कदापि नहीं होना चाहिए, ताकि व्ही.टी. तथा सी.टी. लीड में अधिक वोल्टेज ड्रॉप न हो।
- 8.6.10 ऐक्यूरेसी श्रेणी—**
मीटर द्वारा ऐक्यूरेसी श्रेणी के निम्नलिखित वांछाओं की पूर्ति की जाएगी (उल्लेखित ऐक्यूरेसी श्रेणी से उच्चतर स्वीकार्य होगी):

इंटरफेस मीटर्स	0.2एस	
उपभोक्ता मीटर	11 KV और 33 KV	0.5एस अथवा बेहतर
	33 KV के ऊपर	0.2एस अथवा बेहतर
ऊर्जा गणना तथा अंकेक्षण मीटर	(1) उत्पादन केन्द्र में मीटरों की परिशुद्धता श्रेणी, जनरेटर स्टेटर टर्मिनलों के बाद और यूनिट आक्विज़लरी ट्रांसफार्मरों के टेप से पूर्व बिन्दु पर 0.2 एस परिशुद्धता श्रेणी से निम्नतर नहीं होगी। तथापि अन्य मीटर की परिशुद्धता 1.0 एस से निम्नतर नहीं होना चाहिए।	

	(2) पारेषण प्रणाली में मीटरों की परिशुद्धता श्रेणी 0.2 एस परिशुद्धता श्रेणी से निम्नतर नहीं होगी।
	(3) वितरण प्रणाली में मीटरों की परिशुद्धता श्रेणी 0.5 एस परिशुद्धता श्रेणी से निम्नतर नहीं होगी।

(संदर्भ— केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण(मीटरों का प्रतिष्ठापन और संचालन) विनियम, 2006 समय—समय पर यथा संशोधित)

8.6.11 भूयोजन (अर्थिंग) प्रणाली—

मीटरिंग प्रणाली सॉलिडली अर्थ पॉवर प्रणाली के लिए उपयुक्त होनी चाहिए।

8.6.12 मीटर बॉक्स—

मीटर बाक्स के प्रोटेक्शन स्तर को आई.एस. 12063 में दर्शित आई.पी.—51 से कम कदापि नहीं होना चाहिए, तथा उसे इनडोर, अवातानुकूलित स्थापना में संतोषजनक प्रचालन के लिए सक्षम भी होना चाहिए।

8.6.13 स्थापन एवं माउन्टिंग :

मीटर इनडोर अथवा आउटडोर एप्लीकेशन स्थापित करने के लिए उपयुक्त होना चाहिए। जहां सी.टी. व व्ही.टी. मीटर के अवयव हों, मीटर उपकरण ट्रांसफार्मर के जितना पास हो सके लगाना चाहिए ताकि सेकंडरी लीड में कम वोल्टेज ड्रॉप हो सके। मीटर को न्यूनतम आई.पी.—31 मानक के अनुरूप धूल रहित, ताला लगाने योग्य तथा टेम्पर प्रूफ पैनल अथवा रैक अथवा मेटल बाक्स में स्थापित किया जाना चाहिए।

मीटर को हटाए या निकाल लिए जाने की स्थिति के लिए मीटरिंग प्रणाली में सी.टी. शार्टिंग की सुविधा भी होना चाहिए।

8.6.14 डाटा प्रदर्शन (डिस्प्ले) की क्षमताएं — तात्कालिक डाटा :

मीटर को कम से कम निम्नलिखित जानकारियां (मांगने पर) अंकित करने तथा प्रदर्शित करने में समर्थ होना चाहिए :

- (ए) तीन आर.एम.एस. लाइन वोल्टेज
- (बी) तीन आर.एम.एस. लाइन करंट
- (सी) प्रणाली फ्रिक्वेन्सी (हर्ट्ज)
- (डी) लैग/लीड के प्रतीक सहित पॉवर फेक्टर
- (ई) वॉट—आयात
- (एफ) वॉट—निर्यात
- (जी) व्ही.ए.आर.—लीड
- (एच) व्ही.ए.आर.—लैग
- (आई) व्ही. ए.— आयात
- (जी) व्ही. ए.— निर्यात
- (के) माह के दौरान अधिकतम मांग (आयात) तिथि व समय सहित वॉट और व्ही. ए. में

- (एल) माह के दौरान अधिकतम मांग (निर्यात) तिथि व समय सहित वॉट और व्ही. ए. में
(एम) मीटर सरल क्रमांक

8.6.15 डाटा संग्रहण की क्षमताएं – संचित डाटा :

मीटर में कम से कम निम्नलिखित संचित जानकारियों को (मांग पर) रिकार्ड करने, संग्रहण करने तथा प्रदर्शन करने में सक्षम/समर्थ होना चाहिए। प्रत्येक जानकारी के लिए कम से कम 5 पंजी (रजिस्टर) उपलब्ध होना चाहिए, 1 पंजी दिन के चौबीस घंटों के एनर्जी रिकार्ड करेगा जबकि अन्य 4 पंजी मार्निंग पीक, मार्निंग आफ-पीक, इवनिंग पीक तथा इवनिंग आफ-पीक अवधि को दिन के समय (टी.ओ.डी.) के एनर्जी को अंकित करेगा:-

- (ए) वॉट घंटा- आयात
(बी) वॉट घंटा- निर्यात
(सी) व्ही.ए.आर घंटा-लीड व्हाइल वॉट घंटा- आयात
(डी) व्ही.ए.आर घंटा-लैग व्हाइल वॉट घंटा- आयात
(ई) व्ही.ए.आर घंटा-लीड व्हाइल वॉट घंटा- निर्यात
(एफ) व्ही.ए.आर घंटा-लैग व्हाइल वॉट घंटा- निर्यात
(जी) व्ही.ए.घंटा- आयात
(एच) व्ही.ए.घंटा- निर्यात
(आई) व्ही.ए.आर घंटा निम्न वोल्टेज के दौरान (97 प्रतिशत से कम वोल्टेज) *
(जे) व्ही.ए.आर घंटा उच्च वोल्टेज के दौरान (103 प्रतिशत से अधिक वोल्टेज) *
* ये मानदंड केवल उपलब्धता आधारित टैरिफ (ए.बी.टी) उद्देश्य के लिए ही हैं, अतः टी. ओ.डी.पंजी की कोई आवश्यकता नहीं है।

8.6.16 डाटा लागिंग की क्षमताएं 1 – एकीकृत डाटा

15 (पंद्रह) मिनट के लागिंग अंतराल में न्यूनतम 40 (चालीस) दिन के लिए कंडिका 8.6.14 व 8.6.15 में से कम से कम 10 (दस) सूचीबद्ध जानकारियों के किसी भी संयोजन को भण्डारण करने हेतु मीटर में पर्याप्त स्मरण (मेमोरी) क्षमता होनी चाहिये। राज्य ट्रांसमिशन यूटिलिटी, सी. एम.आर.आई. तथा/अथवा रिमोटली उपयोग करते हुए ऑप्टिकल पोर्ट के माध्यम से इन जानकारियों को स्थानीय रूप से चयन (सेलेक्ट) करने को सक्षम/समर्थ होना चाहिये। 15 मिनट के अंतराल से कम से कम निम्नलिखित अनिवार्य जानकारियों को लॉग किया जाना चाहिये:

- (ए) वॉट – आयात
(बी) वॉट – निर्यात
(सी) वीएआर-लीड व्हाइल वॉट-आयात
(डी) वीएआर-लेग व्हाइल वॉट-आयात
(ई) वीएआर-लीड व्हाइल वॉट-निर्यात
(एफ) वीएआर-लेग व्हाइल वॉट-निर्यात
(जी) वीएआर घंटा निम्न वोल्टेज के दौरान (97% से कम वोल्टेज)

(एच) वीएआर घंटा उच्च वोल्टेज के दौरान (103% से अधिक वोल्टेज)

(आई) औसत फ़िक्वेंसी (हर्ट्ज)

(जे) औसत तीन फेज वोल्टेज

आपरेशनल मीटरिंग की दशा में, जानकारियों की संख्या तथा उनका लागिंग अंतराल उनके प्रचालन आवश्यकता के अनुसार अनुज्ञप्तिधारी द्वारा तय होंगे।

8.6.17 अन्य कसौटी:

कम से कम 12 (बारह) महीने की अवधि के लिए माह के अंतिम दिन 24 वें घंटे में अंकित (रिकार्डेड) सक्रिय एनर्जी (आयात), सक्रिय एनर्जी (निर्यात), प्रतिक्रियाशील एनर्जी (लेग) तथा प्रतिक्रियाशील एनर्जी (लीड) अलग-अलग सक्रिय एनर्जी (आयात) व सक्रिय (निर्यात) दशाओं में अंकित मूल्य को भण्डारण करने में प्रत्येक मीटर को सक्षम/समर्थ होना चाहिये। राज्यांतरिक उपयोगकर्ता वह समय व तिथि प्रोग्राम करने सक्षम होना चाहिये, जिस पर मेमोरी में एनर्जी के वेल्यू को भंडारित (स्टोर) किया जाना हो।

8.6.18 इवेन्ट तथा असामान्यताओं की लागिंग क्षमता :

कम से कम 1 (एक) सेकण्ड के रिजालुशन में तिथि व समय सहित घटना को लाग करने में मीटर को सक्षम होना चाहिये। कम्पार्टमेंट वार, फर्स्ट इन फर्स्ट आउट (एफ.आई.एफ.ओ.) प्रणाली पर आधारित मीटर में कम से कम 100 घटनाओं (इवेन्ट) को स्टोर करने की परन्तु निम्नलिखित तक सीमित नहीं, पर्याप्त मेमोरी क्षमता होनी चाहिये :-

(ए) मिसिंग पोटेन्सियल (वीटी सप्लाई मिसिंग)

(बी) सीटी/वीटी पोलरीटी रिवर्सल

(सी) किसी एक फेज अथवा एक फेज से अधिक में करंट अनबलेंसेज (मेग्निट्यूड व फेज अनबलेंसेज)

(डी) किसी एक फेज अथवा एक से अधिक फेज में वोल्टेज अनबलेंसेज (मेग्निट्यूड व फेज अनबलेंसेज)

(ई) प्रत्येक बाधा की अवधि सहित आपूर्ति बाधा (इनटरप्शन)

(एफ) टेम्पर सूचना/एनॉमली आकरेन्स/एनॉमली बहाली।

(जी) मीटर आंतरिक सेट-अप/प्रोग्राम चेन्ज सूचना।

8.6.19 रिअल टाइम क्लाक (आरटीसी) तथा कलेण्डर-

मीटर में इन बिल्ट क्वार्ट्ज क्रिस्टल पर आधारित एक्यूरेट रिअल टाइम क्लाक होना चाहिए। 24 घंटे के फारमेट (घंटा:मिनट:सेकंड) में मीटर को रिअल टाइम प्रदर्शित करना चाहिये।

दिनांक-माह-वर्ष के फारमेट में भारतीय कलेण्डर के अनुसार तिथि का प्रदर्शन भी मीटर में होना चाहिये। मीटर में 30 (तीस) वर्षीय कलेण्डर आटोमेटिक लीप ईअर एडजस्टमेंट सहित होना चाहिये।

कलेण्डर और घड़ी की विश्वसनीयता एक मिनट प्रतिवर्ष या उससे भी अच्छा होनी चाहिये।

8.6.20 समय सिंक्रोनाइजेशन -

ग्लोबल पोजीशनींग प्रणाली (जी.पी.एस.) अथवा केन्द्रीय कम्प्यूटर (सी.डी.सी.सी.) के माध्यम से रिमोट डाटा संचार के लिए उसी पोर्ट के उपयोग सहित, सभी मीटरों में समय सिंक्रोनाइजेशन की स्थानीय तथा/अथवा रिमोटली सुविधा होनी चाहिये।

8.6.21 डाटा रिटेंशन –

बिना किसी बैटरी बैकअप के न्यूनतम 10(दस) वर्षीय रिटेंशन अवधि सहित मीटर में नॉन-वोल्टेटाईल मेमोरी में लागू डाटा संग्रहण करने की क्षमता होनी चाहिये।

8.6.22 डाटा कंसंट्रेशन तथा नेटवर्क इंटीग्रेशन–

उपकेन्द्र में लगे सभी मीटर का लोकल नेटवर्क, माडेम/मल्टिप्लेक्सर/डाटा कंसंट्रेटर/लेन हब स्वीच का उपयोग करते हुए निर्मित करना चाहिये। इस लोकल नेटवर्क को उपयुक्त मानक प्रोटोकाल का उपयोग करते हुए संचार नेटवर्क से एकीकृत होना चाहिये।

रेडियो फ्रिक्वेंसी, माईक्रोवेव, पब्लिक स्वीचड टेलिफोन नेटवर्क (पी.एस.टी.एन.), पावर लाईन कैरियर संचार (पी.एल.सी.सी.), वेरी स्माल अपेरचर टर्मिनल (वी.एस.एटी.) नेटवर्क, ऑप्टिकल फाईबर केबल (ओ.एफ.सी.), जीएसएम, रेडियो अथवा किसी अन्य टेलिमीटरी साधन पर भी संचार नेटवर्क आधारित हो सकता है।

8.6.23 पल्स आउटपुट –

डब्ल्यूएच व वीएआरएच माप का एक्यूरेसी चेक तथा टेस्ट केलिब्रेशन के लिए मीटर के सामने उच्च तीव्रता (इंटेनसिटी) के लाईट एमिटींग डायोड्स (एलईडी) होना चाहिये।

8.6.24 डिस्प्ले –

ब्राईट बेक लाईट व आटोमेटिक बेक लाईट टाईम आउट फीचर सहित मीटर में न्यूनतम 7 डिजीट्स अल्फा न्यूमेरिक लिक्विड क्रिस्टल डिस्प्ले (एलसीडी) अथवा लाईट एमिटींग डायोड (एलईडी) टाईप डिस्प्ले होना चाहिये। डिस्प्ले को स्वीच ऑन करने तथा एक इंडीकेशन से दूसरे इंडीकेशन में बदलने के लिए मीटर फ्रंट पर टच की पेड अथवा पुश बटन होना चाहिये। अलग अलग दो पुश बटन स्क्रालिंग तथा एमडी रिसेटिंग के लिए भी होना चाहिये।

8.6.25 डाटा सेक्यूरिटी –

- (ए) डाटा एनक्रिप्शन (कोडिंग) क्षमता
- (बी) मेकेनिकल सील तथा लॉक अर्थात सीलिंग प्रोविजन फार टर्मिनल ब्लॉक, मीटर कव्हर, एमडी रिसेट प्रीडिफाईन्ड डेट एवं टाईम अथवा सीएमआरआई व सभी संचार पोर्ट्स।
- (सी) मेसेज आथेन्टिकेशन एल्गोरिथम क्षमता/मल्टीलेवल पासवर्ड प्रोटेक्शन
- (डी) इंडिपेंडेंट सेक्यूरिटी एक्रास संचार चैनल्स

8.6.26 सेल्फ डायग्नोस्टिक फीचर –

आंतरित अवयव (इंटरनल कम्पोनेंट) तथा सर्किट्री के सही होने को स्कैन करने मीटर में सेल्फ डायग्नोस्टिक फीचर होना चाहिये। किसी असामान्य घटना अथवा त्रुटि का पता लगने पर मीटर द्वारा अविलंब मेसेज डिस्प्ले करना चाहिये।

8.6.27 संचार पोर्ट्स –

कम से कम निम्नलिखित संचार पोर्ट्स मीटर में होना चाहिए :-

- (ए) आईईसी 1107 के अनुसार स्थानीय संचार के लिए एक ऑप्टिकली आईसोलेटेड इन्फ्रारेड संचार पोर्ट (ऑप्टिकल पोर्ट)

(बी) रिमोट संचार हेतु एक गैल्वनिकली आईसोलेड ईथरनेट (एलएएन) पोर्ट अथवा आरएस485 सिरीअल पोर्ट अथवा आरएस 232 सिरीअल पोर्ट।

8.6.28 संचार का प्रोटोकाल –

बाह्य तंत्र से संचार के लिए मीटर सप्लायर को मीटर में ओपन प्रोटोकाल जैसे एम.ओ.डी.बी.यू. एस. आर.टी.यू., एम.ओ.डी.बी.यू.एस., टी.सी.पी./आई.पी., आई.ई.सी. 870-5-102, आई.ई.ई.ई. 1377, डी.एन.पी. 3.0, डिवाइस लेन्वेज मेसेज स्पेशिफिकेशन (डी.एल.एम.एस.) अथवा कोई इंडस्ट्री मानक प्रोटोकाल स्थापित करना चाहिये।

प्रोप्राइटरी प्रोटोकाल की दशा में मीटर सप्लायर को उसके द्वारा अपनाई गई प्रोटोकाल का साफ्टवेयर तथा ब्यौरा प्रस्तुत करना चाहिये। मानक प्रोटोकाल में किसी भी बदलाव की आप्टिमाइजिंग संचार संसाधन के स्थिति के लिए विवरण देना चाहिये।

8.6.29 मीटर का रिप्रोग्रामिंग :

यूटिलिटी को पेरामीटर्स के डिस्प्ले व लागिंग, टाईमिंग्स ऑफ टीओडी पंजी, बिलिंग तिथि, लागिंग इंटरवल अथवा कोई अन्य मानदंड आप्टिकल पोर्ट तथा/अथवा रिमोटली। सी.एम.आर. आई. का स्थानीय स्तर पर उपयोग कर सी.सी.डी.सी. में स्थापित रिप्रोग्रामिंग साफ्टवेयर के माध्यम से चयन करने में सक्षम होना चाहिये।

8.6.30 डाटा की डाउनलोडिंग

आप्टिकल पोर्ट तथा/अथवा रिमोटली कम्यूनिकेशन पोर्ट के माध्यम से सीडीसीसी में लगे मीटर इंटरगेशन साफ्टवेयर व सी.एम.आर.आई. का उपयोग करते हुए यूटिलिटी को मीटर में अंकित डाटा डाउनलोड करने में सक्षम होना चाहिये। किसी भी इंटरगेशन/रीड प्रचालन से कभी भी किसी भी स्टोर्ड मीटर डाटा को गायब अथवा परिवर्तित नहीं होना चाहिए।

8.6.31 बाह्य सहायक आपूर्ति-

मीटरिंग प्रणाली अपनी संचालन संबंधी प्रणाली को एसी अथवा डीसी सहायक प्रदाय से ग्रहण करेगी। सहायक प्रदाय के लिए आंतरिक डीसी बैटरी जो कि मीटर का अविभाज्य भाग है अथवा मीटर में लगाए गए कैपेसिटर, का उपयोग किया जाना चाहिए।

8.7 इंस्ट्रुमेंटेशन ट्रांसफार्मर के लिए न्यूनतम तकनीकी आवश्यकता :

8.7.1 3 फेज 4 वायर तथा 3 फेज 3 वायर अथवा 2 फेज 2 वायर प्रणाली (ट्रेक्शन एप्लीकेशन) मापन प्रणाली के लिए सिंगल फेज टाईप करंट ट्रांसफार्मर का ही उपयोग होना ही चाहिये। टोटल सर्किट बर्डन पर निर्भर करते हुए करंट ट्रांसफार्मर (सीटी) का सेकण्डरी करंट रेटिंग एक एम्पीयर अथवा 5 एम्पीयर होना चाहिये। निम्न बर्डन सर्किट के लिए 5 ए सेकण्डरी का उपयोग किया जा सकता है।

8.7.2 मीटरिंग के लिए डेडिकेटेड सेट आफ सीटी/वीटी अथवा करंट ट्रांसफार्मर का डेडिकेटेड कोर ही उपलब्ध होना चाहिये, तथा जहां कहीं भी संभाव्य हो, मुख्य मीटर तथा चेक मीटर के सीटी (अथवा उसका कोर) की फीडिंग अलग अलग होना चाहिये। प्रयोगशाला अथवा स्थल पर ही सीटी/वीटी के त्रुटि की जांच होनी चाहिये। नेशनल एक्रेडिटेड मोबाईल लेब्रोटरी (एन.ए.बी.एल.) अथवा किसी मान्य एन.ए.बी.एल. प्रयोगशाला में सीटी/वीटी के दोषों की जांच की जानी चाहिये।

8.7.3 प्रत्येक करंट ट्रांसफार्मर में लगे कुल भार निर्धारित सीटी/वीटी के निर्धारित भार से अधिक कदापि नहीं होना चाहिये। न्यूनतम त्रुटि के लिए सीटी का कुल सर्किट भार निर्धारित भार के करीब होना चाहिये, तथा वीटी लीड में प्रतिशत वोल्टेज ड्राप को स्वीकार्य सीमा के भीतर ही होना चाहिये।

8.7.4 मीटरिंग प्रयोजन के लिए इलेक्ट्रोमैग्नेटिक वोल्टेज ट्रांसफार्मर (ईवीटी) अथवा केपेसिटिव वोल्टेज ट्रांसफार्मर (सीवीटी) का उपयोग किया जा सकता है। सामान्यतः ईवीटी अथवा सीवीटी को कवर करने वोल्टेज ट्रांसफार्मर (वीटी) का उपयोग किया जाता है। प्रति फेज सेकण्डरी वोल्टेज $110/\sqrt{3}$ वोल्ट होगा। वीटी की सुरक्षा के लिए सर्किट में उपयुक्त उपकरण जैसे एमसीबी लगाए जाएंगे।

8.7.5 इंस्ट्रुमेंटेशन ट्रांसफार्मर के लिए न्यूनतम स्वीकार्य विवरण विनिर्दिष्टताएं निम्नलिखित हैं:-

ए) मीटरिंग के लिए करंट ट्रांसफार्मर (सीटी) डेडिकेटेड सिंगल फेज ईएचवी व एचवी के न्यूनतम स्वीकार्य विनिर्दिष्टताएं

क्र.	विवरण	11 केवी	33 केवी	132केवी	220केवी
1	नामिनल सिस्टम वोल्टेज (केवी आरएमएस)	11	33	132	220
2	उच्चतम प्रणाली वोल्टेज (केवी आरएमएस)	12	36	145	245
3	संदर्भ मानक	अद्यतन संशोधन सहित आईएस 2705			
4	मानक सीटी अनुपात	2000 अथवा 1000/1-1	800 अथवा 400/1-1	800 अथवा 400/1-1-1	1200 अथवा 600/1-1-1-1
		1600 अथवा 800/1-1	600 अथवा 300/1-1	400 अथवा 200/1-1-1	800 अथवा 400/1-1-1-1
		1200 अथवा 600/1-1	400 अथवा 200/1-1	200 अथवा 100/1-1-1	
		800 अथवा 400/1-1	300 अथवा 150/1-1	100 अथवा 50/1-1-1	
		600 अथवा 300/1-1	100 अथवा 50/1-1		
		400 अथवा 200/1-1			
		300 अथवा 150/1-1			
		150 अथवा 75/1-1			
5	मीटरिंग कोर की संख्या	दो			
6	निर्धारित सतत थर्मल करंट	निर्धारित प्राईमरी करंट का 120 प्रतिशत			
7	निर्धारित शार्ट टाईम थर्मल प्राईमरी करंट	13.1 केए प्रति सेकंड	26.2 केए प्रति 2 सेकंड	31.5/40 केए प्रति 1 सेकंड	40 केए प्रति 1 सेकंड
8	सीटी लक्षण				

ए.	निर्धारित प्राथमिक करंट (एंपीयर)	2000 अथवा 1000	800 अथवा 400	400	800
		1600 अथवा 800	600 अथवा 300	200	
		1200 अथवा 00	400 अथवा 200	100	
		800 अथवा 400	300 अथवा 150	50	
		600 अथवा 300	100 अथवा 50		
		400 अथवा 200			
		300 अथवा 150			
		150 अथवा 75			
बी.	निर्धारित सेकंडरी करंट (एम्पियर)	1 अथवा 5	1 अथवा 5	1 अथवा 5	1 अथवा 5
सी	एक्यूरेसी श्रेणी	0.5एस	0.5एस	0.2एस	0.2एस
डी.	अधिकतम इंस्ट्रूमेंट सेक्युरिटी फेक्टर (आईएसएफ)	5	5	5	5
ई.	निर्धारित सेकंड्री भार (व्हीए)	30	30	15	15
9	इंसूलेटिंग ऑयल के लिए संदर्भ मानक	अद्यतन संशोधन सहित आई एस 335			

बी. मीटरिंग के लिए डेडिकेटेड थ्री फेज एचवी सीटी-पीटी सेट के न्यूनतम स्वीकृत विनिर्देश

क्र.	विवरण	33 केवी
सीटी (सीटी-पीटी सेट के लिए) का विनिर्दिष्ट		
1	नामिनल सिस्टम वोल्टेज (केव्ही आरएमएस)	33
2	उच्चतम प्रणाली वोल्टेज (केवी आरएमएस)	36
3	संदर्भ मानक	अद्यतन संशोधन सहित आईएस 3156
4	मानक सीटी रेशियो (एंपीयर)	200 अथवा 100/1-1 100 अथवा 50/1-1
5	निर्धारित सतत थर्मल करंट	निर्धारित प्राईमरी करंट का 120%
6	निर्धारित शार्ट टाईम थर्मल प्राईमरी करंट प्रति 1 सेकंड (केए में)	25
7	सीटी लक्षण	
ए	निर्धारित प्राईमरी करंट (एंपीयर)	200 अथवा 100 100 अथवा 50
बी	निर्धारित सेकंड्री करंट (एंपीयर)	1 अथवा 5
सी	एक्यूरेसी श्रेणी	0.5एस
डी	अधिकतम इंस्ट्रूमेंट सेक्युरिटी फेक्टर	10 से कम

	(आईएसएफ)	
इ.	निर्धारित सेकंड्री भार (वीए)	30
8	इंसूलेटिंग ऑयल के लिए संदर्भ मानक	अद्यतन संशोधन सहित आईएस 335
पीटी (सीटी-पीटी सेट के लिए) का विनिर्दिष्ट		
1	नामिनल सिस्टम वोल्टेज (केवी आरएमएस)	33
2	उच्चतम प्रणाली वोल्टेज (केवी आरएमएस)	36
3	संदर्भ मानक	अद्यतन संशोधन सहित आईएस 3156
ए	पोटेंसियल मापन यंत्र के लिए सेकंड्री वाईडिंग की संख्या	दो
बी	मानक वोल्टेज अनुपात	33 के.व्ही / $\sqrt{3}$ / 110वी / $\sqrt{3}$
सी	निर्धारित सेकंड्री भार (वीए) प्रति वाईडिंग	50
डी	एक्यूरेसी क्लास (निर्धारित वीए भार का 10% से 100% पर)	0.5 एस.
ई	निर्धारित वोल्टेज फेक्टर और अवधि	1.2 सतत तथा 1.5 प्रति 30 सेकंड

सी. मीटरिंग के लिए डेडिकेटेड सिंगल फेज ईएचवी केपेसिटर वोल्टेज ट्रांसफार्मर (सीवीटी) का न्यूनतम स्वीकार्य विनिर्देश

क्र.	विवरण	132 केवी	220 केवी
1	नामिनल सिस्टम वोल्टेज (केवीआरएमएस)	132	220
2	उच्चतम सिस्टम वोल्टेज (केवीआरएमएस)	145	245
3	संदर्भ मानक	अद्यतन संशोधन सहित आईएस 3156	
4	निर्धारित केपिसिटेंस (पीएफ)	4400 पीएफ टालरेन्स सहित + 10% व - 5%	
5	संपूर्ण करियर फ्रिक्वेंसी पर निम्न वोल्टेज टर्मिनल के लिए		
	अ) स्ट्रे केपिसिटेंस	200 पीएफ से कदापि अधिक नहीं	
	ब) स्ट्रे कडक्टेंस	20 माईक्रो साईमन्स से कदापि अधिक नहीं	
6	अ) संपूर्ण करियर फ्रिक्वेंसी रेंज के लिए उच्च फ्रिक्वेंसी केपिसिटेंस	निर्धारित केपिसिटेंस के 80% से 150% के भीतर	
	ब) संपूर्ण फ्रिक्वेंसी रेंज पर इक्विवेलेंट सिरीज रेजिस्टेंस	40 ओम से कम	
7	पोटेंसियल मापन यंत्र के लिए सेकंड्री वाईडिंग की संख्या	तीन	तीन
8	मानक वोल्टेज अनुपात		
	अ) वाईडिंग - 1, 2, 3	132 के व्ही / $\sqrt{3}$ / 110 के व्ही / $\sqrt{3}$	220 के व्ही / $\sqrt{3}$ / 110 के व्ही / $\sqrt{3}$
9	निर्धारित सेकंड्री भार (व्ही ए)		
	अ) वाईडिंग -1
	ब) वाईडिंग -2 और 3	50	50
10	एक्यूरेसी वर्ग		
	अ) वाईडिंग-1	3 पी	
	ब) वाईडिंग -2	0.2	

	स) वाईडिंग-3	0.2
11	निर्धारित वोल्टेज फेक्टर और अवधि	
	अ) वाईडिंग-1	1.2 सतत् तथा 1.5 प्रति 30 सेकंड
	ब) वाईडिंग -2	1.2 सतत् तथा 1.5 प्रति 30 सेकंड
12	इंसूलेटिंग ऑयल के लिए संदर्भ मानक	अद्यतन संशोधन सहित आईएस 335

टीप- इलेक्ट्रोमैग्नेटिक वीटी को 220 केवी वर्ग तक उपयोग किया जा सकता है।

डी) मीटरिंग के लिए डेडिकेटेड सिंगल फेज ईएचवी पोटेंसियल ट्रांसफार्मर (पीटी) का न्यूनतम स्वीकार्य विनिर्देश

क्र.	विवरण	132 केवी	220 केवी
1	नामिनल सिस्टम वोल्टेज (केवी आरएमएस)	132	220
2	उच्चतम सिस्टम वोल्टेज (केवी आरएमएस)	145	245
3	संदर्भ मानक	अद्यतन संशोधन सहित आईएस 3156	
4	पोटेंसियल मापन डिवाइस के लिए सेकंड्री वाईडिंग की संख्या	तीन	तीन
5	मानक वोल्टेज अनुपात		
	अ) वाईडिंग -1, 2, 3	132केवी / $\sqrt{3}$ / 110 केवी / $\sqrt{3}$	220 केवी / $\sqrt{3}$ / 110 केवी / $\sqrt{3}$
6	निर्धारित सेकंड्री भार (वीए)		
	अ) वाईडिंग -1
	ब) वाईडिंग -2 और 3	50 और 100	50 और 100
7	एक्यूरेसी वर्ग		
	अ) वाईडिंग -1	3 पी	
	ब) वाईडिंग -2	0.2	
	स) वाईडिंग -3	0.2	
8	निर्धारित वोल्टेज फेक्टर तथा अवधि		
	अ) वाईडिंग - 1	1.2 सतत् तथा 1.5 प्रति 30 सेकंड	
	ब) वाईडिंग -2	1.2 सतत् तथा 1.5 प्रति 30 सेकंड	
9	इंसूलेटिंग ऑयल के लिए संदर्भ मानक	अद्यतन संशोधन सहित आईएस 335	

ई) मीटरिंग के लिए डेडिकेटेड सिंगल फेज एचवी पोटेंसियल ट्रांसफार्मर का न्यूनतम स्वीकार्य विनिर्देश

क्र.	विवरण	33 केवी	11 केवी
1	नामिनल सिस्टम वोल्टेज (केवीआरएमएस)	33	11
2	उच्चतम सिस्टम वोल्टेज (केवीआरएमएस)	36	12
3	संदर्भ मानक	अद्यतन संशोधन सहित आईएस 3156	

4	पोर्टेसियल मापन डिवाइस के लिए सेकंड्री वाईडिंग की संख्या	तीन	तीन
5	मानक वोल्टेज अनुपात	33 केवी / $\sqrt{3}$ 110 केवी / $\sqrt{3}$	11 केवी / $\sqrt{3}$ 110 केवी / $\sqrt{3}$
6	निर्धारित सेकंड्री भार (वीए) प्रति वाईडिंग		
	अ) वाईडिंग - 1
	ब) वाईडिंग -2	50	50
	स) वाईडिंग -3	50	50
7	एक्यूरेसी वर्ग (निर्धारित व्ही ए भार का 10% से 100% पर)	0.2	0.2
	अ) वाईडिंग -1	3 पी	
	ब) वाईडिंग -2	0.5	
	स) वाईडिंग -3	0.5	
8	निर्धारित वोल्टेज फेक्टर तथा अवधि	1.2 सतत् तथा 1.5 प्रति 30 सेकंड	

8.8 जाँच की व्यवस्थाएं :

8.8.1 प्रत्येक इन्टरफेस मीटर का कमीशनिंग के समय मालिक द्वारा स्थल पर बेहतर परिशुद्धि के संदर्भित मानक मीटर से परीक्षण करना चाहिए। मीटर्स की टेस्टिंग को सुविधाजनक बनाने सभी मीटरों पर टेस्ट टर्मिनल ब्लाक होने चाहिये। जांच के लिए उच्च परिशुद्धि स्टेटिक सोर्स तथा 5 गुना अधिक (या बेहतर) परिशुद्धि इलेक्ट्रानिक संदर्भ मानक मीटर सहित पोर्टेबल टेस्ट सेट का उपयोग किया जाना चाहिये। इसका तात्पर्य है कम से कम वर्ग 0.2 एस मीटर के लिए वर्ग 0.1 एस संदर्भ मानक मीटर, वर्ग 0.5 एस मीटर के टेस्टिंग के लिए वर्ग 0.1 एस संदर्भ मानक मीटर तथा वर्ग 1.0 एस मीटर के टेस्टिंग के लिए वर्ग 0.2 एस संदर्भ मानक मीटर का उपयोग करना चाहिए। इन बेंचों का उपयोग पोर्टेबल परीक्षण उपकरण की जांच व परिगणना के लिए भी किया जाना चाहिये। ये प्रावधान मीटर के प्रयोगशाला में परीक्षण के लिए लागू होंगे, तथापि आईएस-12346-1999 के प्रावधानों के अनुसार स्थल पर परीक्षण के लिए परीक्षण के अधीन मीटर की अपेक्षा एक वर्ग उच्चतर परिशुद्धि सहित परीक्षण उपकरण होना चाहिये।

8.8.2 मुख्य व जाँच मीटर टेस्टिंग के लिए अलग-अलग टेस्ट टर्मिनल ब्लाक होने चाहिये। ताकि जब एक मीटर टेस्टिंग में हो तो दूसरा मीटर टेस्टिंग अवधि में वास्तविक इनर्जी को रिकार्ड करना जारी रखे। जहाँ केवल एक/मुख्य मीटर ही है वहाँ मुख्य मीटर के परीक्षण अवधि में सर्किट में एक अतिरिक्त मीटर लगाया जाना चाहिये, ताकि जब तक मुख्य मीटर परीक्षण में रहे तो अन्य मीटर, एनर्जी रिकार्ड कर सके।

8.9 इंटरफेस मीटर के संयुक्त निरीक्षण, जांच, केलिब्रेशन की प्रणाली :-

8.9.1 जनेरेटिंग संयंत्र, राज्य ट्रांसमिशन यूटिलिटी तथा वितरण लाईसेंसी के मध्य कम से कम वर्ष में एक बार (अथवा परस्पर सहमति से एक साल से कम के अंतराल में) इनर्जी प्रेषण तथा प्राप्ति (आहरण) से संबंध दोनो अभिकरणों द्वारा मीटरिंग पाइन्ट में स्थापित मीटरिंग प्रणाली का संयुक्त रूप से नियमित निरीक्षण, परीक्षण तथा परिगणना किया जाना चाहिये। चूंकि निर्माता कंपनी के परिसर में साफ्टवेयर के माध्यम से स्टेटिक ट्राईवेक्टर मीटर केलिब्रेट किया जाता है। अतः संयुक्त निरीक्षण के दौरान मीटर की परिशुद्धता तथा कार्य की ही जांच की जानी चाहिये। किसी तरह की संशय अथवा त्रुटि की दशा में मीटर को तत्काल बदल देना अथवा केलिब्रेट करना चाहिये। बाद की दशा में बिलिंग के प्रयोजन के लिए जांच के अनुसार मीटर रिडींग में त्रुटि सुधार किया जाएगा। अभिकरण, जो मीटर/मीटरिंग पाइन्ट का स्वामी है, को समय क्षति को दूर करने अतिरिक्त मीटर सदैव उपलब्ध रखना चाहिये। जांच के बाद मीटर को समुचित

रूप से सील करना चाहिये तथा व्यापक संयुक्त रिपोर्ट में, किए गए टेस्टिंग, पुराने हटाए गए सील का विवरण तथा लगाए गए नये सील का ब्यौरा, परीक्षण परिणाम तथा आगे की जाने वाली कार्यवाही (यदि कोई हो) आदि, का विवरण होना चाहिये।

8.9.2 मुख्य व जांच मीटर के मीटर रिडींग (इस प्रकार परिशोधित) जब कभी उनके परिशुद्धता श्रेणी के अनुसार अधिकतम त्रुटि सीमा लांघता है, तो संयुक्त निरीक्षण किया जाना चाहिये। स्टेटिक फेन्टम भार के माध्यम से सुसंगत मानक के अनुसार सभी भार व पावर फेक्टर पर मीटर की संयुक्त जांच/केलिब्रेट की जानी चाहिये।

8.10 मीटर सीलिंग का प्रावधान:-

8.10.1 पॉलीकार्बोनेट अथवा एकरायलिक अथवा प्लास्टिक अथवा होलोग्राफिक सीलें अथवा किसी अन्य श्रेष्ठतर सील का उपयोग किया जाएगा।

8.10.2 नये मीटरों में सीसे (लैड) की सील उपयोग में नहीं ली जाएगी। पुरानी मीटरों में सीसे (लैड) की सील को चरणबद्ध रूप से प्रतिस्थापित किया जाएगा और वैसा करने के लिए अनुज्ञप्तिधारी आयोग को अनुमोदन हेतु एक समयबद्ध कार्यक्रम प्रस्तुत करेगा।

8.10.3 संबंधित पक्षकारों के अधिकृत प्रतिनिधियों द्वारा मीटरिंग प्रणाली को संयुक्त रूप से सील किया जाना चाहिये। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण(मीटरों का प्रतिष्ठापन और संचालन) विनियम, 2006 के प्रावधानों के अनुसार मीटर सीलिंग की व्यवस्था की जानी चाहिये।

8.10.4 इस मीटरिंग संहिता के अनुसरण में सिवाय सील लगाने वाले अभिकरण की अथवा जिसकी तरफ से सील लगाया गया हो, उसकी उपस्थिति अथवा उसके पूर्व सहमति के कोई भी सील न टूटना चाहिये अथवा न हटाया जाना चाहिये जब तक कि परिस्थितियों में ऐसा करना आवश्यक न हो जाये जहां (1) आग लगने अथवा उसी के समान कोई खतरा पैदा हो गया हो तथा उसे हटाना अति अनिवार्य हो एवं तत्काल सहमति प्राप्त करना संभव नहीं हो, (2) मीटर के खराब होने की दशा में ऐसी कार्यवाही की आवश्यकता है। ऐसी दशा में मौखिक सहमति तत्काल ली जानी चाहिये और बाद में उसकी पुष्टि लिखित में की जानी चाहिये।

8.11 खराब तथा/अथवा बंद (स्टक-अप) मीटर की दशा में उपयोग आकलन हेतु प्रक्रिया:-

8.11.1 (क) जब कभी मुख्य मीटर और चैक मीटर के वाचन में किसी माह हेतु 0.5 प्रतिशत से अधिक का अंतर आता हो, तो निम्नलिखित कार्यवाही किए जाएंगे:

(i) सीटी और वीटी संयोजनों की जांच करना;

(ii) स्थल पर लगे हुए इंटरफेस मीटर की परिशुद्धता की, उच्चतर श्रेणी की परिशुद्धता वाले मानक मीटर के संदर्भ में जांच।

यदि ऐसी जांच अथवा पड़ताल के बाद भी अंतर बना रहता है तो ऐसे त्रुटिपूर्ण मीटर को, सही मीटर से प्रतिस्थापित कर दिया जाएगा।

(ख) संदिग्ध खराबी की दशा में जैसे मीटर का जल जाना और मीटर परामानकों का त्रुटिपूर्ण दृष्टिगोचर (डिस्प्ले) होना और जहाँ उपलब्ध सुसंगत मानक से अनुमति योग्य त्रुटि सीमा से अधिक की त्रुटि मीटर की जांच में पायी जाती है, वहाँ ऐसा मीटर, सही मीटर से प्रतिस्थापित कर दिया जाएगा।

- (ग) वैसी दशा में जहाँ मुख्य मीटर और जॉच मीटर दोनों ही खराब पाए जाते हैं, वहाँ इनमें से कम से कम एक मीटर, शीघ्र ही सही मीटर से प्रतिस्थापित कर दिया जाना चाहिए।
- 8.11.2** जहाँ मुख्य मीटर त्रुटिपूर्ण पाया गया है अथवा बंद हो गया है, बिलिंग के उद्देश्य से जॉच मीटर का वाचन विचार में इस शर्त के साथ लिया जाएगा कि ऐसा चैक मीटर सम्यक् रूप से काम करता पाया जाए।
- 8.11.3** ऐसे प्रकरण में जहाँ मुख्य और जॉच मीटर दोनों ही खराब हों, और यदि अंतरवर्ती अवधि में किसी ऊर्जा का अंतर परिवर्तन हुआ हो तो इसका आकलन जनरेटर के प्रेषण छोर पर लगे मीटर (स्टैंड बाई मीटर) के आधार पर किया जाएगा, यदि वह सम्यक् रूप से काम कर रहा हो। ऐसा करने में पूर्ववर्ती उन तीन महिनों का प्रतिशत लाईन हानि को विचार में लिया जाएगा, जिस समय इंटरफेस मीटर और जनरेटर के मीटर दोनों सम्यक् रूप से कार्य करते रहे हों।
- 8.11.4** ऐसे प्रकरण में जहाँ मुख्य, जॉच मीटर तथा जनरेटर के प्रेषण छोर का मीटर (स्टैंड बाई मीटर) तीनों ही खराब हों, तो राज्य ग्रिड में प्रविष्ट की गई ऊर्जा को विगत तीन महिनों में अनुज्ञप्तिधारी के संबंधित उपकेन्द्र से औसत ऊर्जा हानि के आधार पर परिगणित किया जाएगा, जबकि मुख्य/जॉच मीटर सम्यक् रूप से कार्य करते रहे हों। मुख्यजॉच तथा स्टैंड बाई मीटरों द्वारा दर्ज रीडिंगों का प्रत्येक टाइम स्लॉट के लिए विश्लेषण, परस्पर जॉच तथा पुष्टिकरण राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा किया जाएगा। विसंगतियां, यदि कोई हों जो रीडिंग में पकड़ी जाएं की जानकारी राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा राज्य पारेषण उपक्रम अथवा अनुज्ञप्तिधारी को दी जाएगी जो जॉच, परिगणना अथवा संबंधित त्रुटिपूर्ण मीटरों के बदलने के संबंध में पूर्वगामी अनुबंधों में दर्शाए अनुसार आवश्यक कार्यवाही करेंगे।
- 8.11.5** ऐसे प्रकरण में जहाँ मीटर ऐसे थोक उपभोक्ता के परिसर में प्रतिष्ठापित हैं जो ओपन एक्सेस का लाभ ले रहा है अथवा जिसे पारेषण प्रणाली से सीधे प्रदाय किया जा रहा है, यदि खराब हो जाता है तो ऊर्जा निकासी का आकलन छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत प्रदाय संहिता में समय-समय पर उल्लेखित उपभोक्ताओं के लिए विनिर्दिष्ट प्रावधानों के अनुसार किया जाएगा।
- 8.11.6** राज्य पारेषण उपक्रम क्षेत्रीय इंटाइटियों और अन्य चिन्हित बिन्दुओं के बीच समस्त अंतर संयोजनों पर वास्तविक शुद्ध एम.डब्लू.एच. अंतर परिवर्तन और एम.व्ही.ए.आर.एच. आहरणों को दर्ज करने के लिए विशेष ऊर्जा मीटर प्रतिष्ठापित करेगा। ऐसे विशेष ऊर्जा मीटरों का प्रतिष्ठापन, संचालन और संधारण केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटरों का प्रतिष्ठापन और संचालन) विनियम, 2006 के अनुसरण में किया जाएगा। समस्त संबंधित इंटाइटियां (जिनके परिसरों में विशेष ऊर्जा मीटर प्रतिष्ठापित किए गए हैं) सप्ताहिक रूप से ऐसे मीटरों के रीडिंग लेंगे तथा उसे प्रति सोमवार दोपहर तक एस.एल.डी.सी. को भेज देंगे। एस.एल.डी.सी. को यह सुनिश्चित करना होगा कि उनके नियंत्रण क्षेत्र में सभी प्रतिष्ठापनों से मीटर का ऐसा डाटा आरएलडीसी को अनुसूची के अनुसार भेज दिया जाए।
- 8.12 खराब अथवा स्टक-अप मीटर का प्रतिस्थापित किया जाना—**
- खराब अथवा बंद (स्टक अप) मीटर को 15 दिवस के भीतर प्रतिस्थापित करना चाहिये। मीटर के स्वामी को मीटर का स्पेयर इनवेंटरी अपने पास अवश्य ही रखना चाहिये ताकि डाउन टाइम को न्यूनतम किया जा सके।

8.13 विवाद के निराकरण हेतु तंत्र—

राज्य पारेषण उपक्रम तथा किसी भी जनेरेटिंग कंपनी/वितरण लाईसेंसी/ राज्यांतर्गत उपयोगकर्ता के मध्य यूटिलिटी मीटरिंग संबंधित किसी विवाद का निपटान, पावर पर्चेस अनुबंध (पीपीए)/संयोजन अनुबंध अथवा सुसंगत अनुबंध के अधीन प्रक्रिया के अनुसार यथा प्रकरण, किया जावेगा। विवाद का निपटान न होने की दशा में, प्रकरण आयोग के समक्ष प्रस्तुत किया जावेगा।

8.14 मीटरिंग तथा संचार प्रौद्योगिकी में सतत तथा तीव्र उन्नयन के अनुसरण में मीटरिंग संहिता की सावधिक समीक्षा, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण(सीईए) विनियमन/मार्गदर्शन के अनुसार, समय-समय पर आयोग निर्देश दे सकता है।

—000—

अध्याय-9
आकस्मिकता-योजना
(कन्टिनेन्सी प्लानिंग)

9.1 सामान्य सिद्धांत:

9.2 यह अध्याय पारेषण प्रणाली के खराब होने, अथवा किसी प्रकार जनरेशन में अचानक क्षति अथवा वेस्टर्न ग्रीड में खराबी के कारण या ब्लैक आउट की दशा में ग्रीड की अतिशीघ्र संभावित बहाली प्राप्त करने के लिए राज्यांतरिक उपयोगकर्ता के उत्तरदायित्व को परिभाषित करने हेतु है। आकस्मिकता से निपटने के लिए समस्त जलीय (हाइड्रो) केन्द्रों के पास अनिवार्यतः ब्लैकस्टार्ट की सुविधा होनी चाहिए और 220 kV और ऊपर के समस्त अति उच्च दाब उपकेन्द्रों में सिंक्रोनाइजेशन सुविधा होनी चाहिए। ब्लैक आउट की स्थिति में तीव्र बहाली के लिए अपनायी जाने वाली प्रक्रिया में निम्नलिखित बातों को ध्यान में रखा जाएगा:-

- (i) अंतर्राज्यीय ट्रांसमिशन लाईन के माध्यम से पड़ोसी प्रणाली से संभावित पावर अंतरण;
- (ii) केन्द्रीय सेक्टर जनरेटिंग केन्द्र तथा जनरेटिंग संयंत्र से अविलंब पावर की उपलब्धता की स्थिति;
- (iii) राज्य ग्रीड से संयोजित किसी निहित (इम्बेडेड) जनरेटर से ऊर्जा की उपलब्धता ।

9.1.1 निम्नलिखित को प्राप्त करना मुख्य उद्देश्य है:-

- (i) आवश्यक अनिवार्य लोड की तत्काल बहाली ।
- (ii) अल्पतम संभावित समय में समग्र प्रणाली तथा संबद्ध मांग की बहाली ।
- (iii) प्रणाली के इन अंशों का रिसिंक्रोनाइजेशन जो सिंक्रोनिजम में नहीं रहे हैं ।
- (iv) यह सुनिश्चित करना कि प्रणाली में गंभीर बाधा की स्थिति में एस.एल.डी.सी, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा राज्यांतरिक उपयोगकर्ता के वरिष्ठ प्रबंधन प्रतिनिधित्व के उपयोग के लिए संचार व्यवस्था, उपलब्ध हों, जो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अथवा राज्यांतरिक उपयोगकर्ता की तरफ से निर्णय लेने के लिए अधिकृत है ।
- (v) यह सुनिश्चित करना कि किन्हीं कारणों से एस.एल.डी.सी. के क्षमताबाह्य (इनकेपेसिटेटेड) हो जाने की दशा में भी पारेषण प्रणाली का प्रचालन जारी रहे ।
- (vi) समग्र ब्लैक आउट की दशा में जनरेटिंग केन्द्रों, ट्रांसमिशन लाईन की उपलब्धता लोड की डिमांड की आकस्मिकता (कंटिनेन्सी) आने के पूर्व की स्थिति व्यापक रूप से बहाली अपनाने की प्रक्रिया तय करेगा ।
- (vii) समस्या की सीमा तय करने में डब्ल्यूआरएलडीसी व एस.टी.यू. के साथ एस.एल.डी.सी. समन्वयन करेगा । बहाली के लिए एस.एल.डी.सी. अधिकतम राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं को परिस्थिति के बारे में जानकारी देगा तथा बहाली हेतु इस धारा में लिखित रणनीति का पालन करने उन्हें सलाह देगा ।
- (viii) संपूर्ण कंटिनेन्सी अवधि में सभी संचार चैनलों का उपयोग, सामान्य दशा (नार्मल्सी) की बहाली तक केवल आपरेशनल संचार तक ही सीमित होगा ।

9.2 समग्र क्षेत्रीय ब्लैक आउट (Total regional blackout)-

समग्र क्षेत्रीय ब्लैक आउट की दशा में पश्चिमी क्षेत्र के सभी घटक के साथ परामर्श कर डब्ल्यूआरएलडीसी द्वारा तैयार ब्लैक स्टार्ट प्रक्रिया के अनुसार बहाली की जानी चाहिये। जैसा

कि ये प्रक्रिया सामयिक रूप से अद्यतन की जाती है। अतः समग्र क्षेत्रीय ब्लेक आउट के दौरान अंतिम अद्यतन प्रक्रिया का ही पालन किया जाना चाहिये।

9.3 आंशिक राज्य पारेषण प्रणाली ब्लेक आउट (Partial transmission system blackout) :

आंशिक राज्य पारेषण प्रणाली ब्लेक आउट की दशा में राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं से परामर्श कर एस.एल.डी.सी. द्वारा बनाई गई ब्लेक स्टार्ट/रिस्टोरेशन प्रक्रिया के अनुसार बहाली की जानी चाहिये। चूंकि ये प्रक्रिया सामयिक अद्यतन है, अतः अंतिम अद्यतन प्रक्रिया का आंशिक राज्य ट्रांसमिशन प्रणाली ब्लेक आउट के दौरान पालन करना होगा। आंशिक ब्लेक आउट से प्रणाली की बहाली में एस.एल.डी.सी. द्वारा जारी अनुदेश का पालन उपयोगकर्ताओं द्वारा अवश्य किया जाना चाहिए, भले ही इसका स्पष्ट उल्लेख ब्लेक स्टार्ट प्रक्रिया/बहाली प्रलेख में न हो।

9.4 दायित्व :-

9.4.1 ब्लेक स्टार्ट क्षमता सहित जनेरेटिंग संयंत्रों तथा ब्लेक स्टार्ट आपरेशन प्लान का रिकार्ड एस.एल.डी.सी. द्वारा रखा जाएगा।

9.4.2 समग्र अथवा आंशिक ब्लेक आउट के बाद पारेषण प्रणाली की बहाली हेतु 'ब्लेक स्टार्ट' प्रक्रिया को एस.एल.डी.सी. तैयार करेगा, अद्यतन (अपडेट) करेगा एवं वितरण करेगा। राज्यांतरिक उपयोगकर्ता इस ब्लेक स्टार्ट प्रक्रिया से अनिवार्यतः सहमत होंगे तथा जहां भी वे कठिनाई का अनुभव करें एस.एल.डी.सी. को तत्परता से सूचित करेंगे।

9.4.3 सभी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता तथा डब्ल्यू.आर.एल.डी.सी. से निकट समन्वयन द्वारा समग्र पारेषण प्रणाली रेस्टोरेशन प्रोसेस निर्देश के लिए एस.एल.डी.सी. उत्तरदायी होगा।

9.4.4 भार के कनेक्ट न होने वाले ब्लाक, के सेंक्सनलाईजिंग के लिए वितरण लाईसेंसी उत्तरदायी होगा। सिंक्रोनाईज होने वाले संयंत्र में तुरंत आने वाले अपेक्षित भार की मात्रा से वे एस.एल.डी.सी. को अनिवार्यतः अवगत कराएंगे।

9.4.5 एस.एल.डी.सी. के सूचना पर अपना प्लान्ड 'ब्लेक स्टार्ट' प्रक्रिया शुरू करने के लिए जनरेटिंग संयंत्र ही जिम्मेवार होगा तथा एस.एल.डी.सी. द्वारा सूचित मांग के अनुसार अपना जनेरेशन बढ़ायेंगे।

9.5 विशिष्ट प्रावधान (Special Consideration) :-

9.5.1 पारेषण प्रणाली अथवा क्षेत्रीय प्रणाली में ब्लेक आउट की परिस्थिति में बहाली के प्रक्रिया के दौरान, वोल्टेज तथा फ्रिक्वेंसी का सामान्य मानदंड लागू करने की आवश्यकता नहीं है, तथा यह एस.एल.डी.सी. के विवेक पर ही छोड़ा जाता है कि वह विद्यमान परिस्थिति में निर्भर करते हुए जो उपयुक्त समझे।

9.5.2 वितरण लाईसेंसी को अनिवार्य भार के गैर आवश्यक अवयव को पहचानना चाहिये जिसे प्रणाली कंटीनजेंसी के दौरान अलग रखा जा सके। प्रत्येक प्रकरण में तदनुसारी भार ब्लाक सहित उन्हें उपयुक्त शेड्यूल भी बनाना चाहिये। गैर अनिवार्य भार को केवल तभी बहाल करना चाहिये जब प्रणाली सामान्य हो जाये तथा जैसा एस.एल.डी.सी. सलाह दे।

9.5.3 जल्दबाजी अथवा अनुपयुक्त भार के कारण प्रणाली के दूसरी बार ध्वस्त होने को रोकने के लिए सभी राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं को प्रक्रिया के पालन हेतु विशेष ध्यान देना अनिवार्य है।

- 9.5.4 परिस्थिति की अपरिहार्यता के बावजूद, घटना तथा बहाली प्रक्रिया के कुशलता के अनुवर्ती जांच को सुविधाजनक बनाने सभी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता द्वारा सभी संधारण कार्य तथा संधारणीय संदेशों को सावधानी पूर्वक व त्वरित लॉगिंग सुनिश्चित किया जाना चाहिये। घटना के बाद शीघ्रता से इसकी जांच की जानी चाहिए तथा एस.एल.डी.सी. द्वारा निकट भविष्य में होने वाली राज्य ग्रिड समन्वय समिति की अगली बैठक में जानकारी के लिए प्रस्तुत करना चाहिए।

—000—

अध्याय—10
सुरक्षा मानदण्ड

10.1 सुरक्षा मानदण्ड (Safety Standards):

10.1.1 ये सुरक्षा मानदंड सामान्य जनता, विद्युत उपभोक्ता तथा कामगारों की सुरक्षा सुनिश्चित करने के लिए तैयार किये गये हैं । यह इस संहिता का अविभाज्य अंग है तथा एस.टी.यू./पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा समस्त राज्यांतरिक उपयोगकर्ता को इन मानदंडों तथा केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा जारी मानदंडों, जैसे—केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युतगृहों तथा विद्युत लाईनों के निर्माण, संचालन तथा संधारण हेतु संरक्षा आवश्यकताएं) विनियम, 2011, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (संरक्षा और विद्युत प्रदाय से संबंधित उपाय) विनियम, 2010 का अनुपालन करना होगा ।

10.1.2 (i) इस मानदंड पर आधारित पारेषण लाईन, उपकेन्द्र के लिए एस.टी.यू./ पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अपना स्वतः का **सेफ्टी मेन्यूअल**, तैयार करेंगे। प्रत्येक उपकेन्द्र के लिए शिफ्ट आपरेटर के मार्गदर्शन के लिए **आपरेशन एण्ड मैटेनेंस मेन्यूअल** लाईसेंसी द्वारा बनाया जावेगा। उपकेन्द्र में लगे विभिन्न उपकरणों के निर्माताओं द्वारा की गई सिफारिश पर आधारित सभी संधारण तथा संधारण शेड्यूल इन मेन्यूअलों में समाविष्ट होंगे। प्राप्त अनुभव तथा उपकरणों को बदलने के आधार पर इन मेन्यूअलों की सामयिक समीक्षा होनी चाहिये। स्टेशन बैटरी सहित उपकरणों के लिए एक मैटेनेंस रजिस्टर संबंधित उपकेन्द्रों में होनी चाहिये। जब भी संधारण कार्य किया जाता है इन्हें अद्यतन अपडेट किया जाना चाहिये तथा उपयुक्त उच्चतर अधिकारी, जिसके नियंत्रण में उपकेन्द्र है, द्वारा इसकी सामयिक समीक्षा की जानी चाहिये। पारेषण की लाईनों के लिए भी ऐसा ही रजिस्टर रखा जाना चाहिए।

(ii) राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी समुचित रूप से आहर्ता प्राप्त किसी व्यक्ति को केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युतगृहों तथा विद्युत लाईनों के निर्माण, संचालन तथा संधारण हेतु संरक्षा आवश्यकताएं) विनियम, 2011 और केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सुरक्षा तथा विद्युत प्रदाय से संबंधित उपाय) विनियम, 2011 में विनिर्दिष्ट किए अनुसार, सुरक्षा उपायों तथा कार्य को सुनिश्चित करने हेतु सुरक्षा पद्धति/उपाय के समन्वय के लिए विद्युत सुरक्षा अधिकारी पदांकित करेंगे।

10.1.3 उपकरण पर कार्य करने के लिए स्पष्टतः आईसोलेशन तथा अर्थिंग का विवरण आपरेशन मेन्यूअल में होना चाहिये। उपकेन्द्र में विभिन्न आईसोलेटिंग यंत्रों की स्थिति बताने वाले सिंगल लाईन डायग्राम को उपयुक्त स्थान पर प्रदर्शित किया जाना चाहिये। प्रत्येक उपकेन्द्र पर प्रमुखता से आईसोलेटेड उपकरण पर काम करने वाले कामगारों के लिए स्पष्ट लाइव पार्ट से क्लीयरेंस (सेक्शन क्लीयरेंस) दिखाने वाले चार्ट्स प्रमुखता से प्रदर्शित किया जाना चाहिए।

10.1.4 केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (संरक्षा और विद्युत प्रदाय से संबंधित उपाय) विनियम, 2010 और सुसंगत भारतीय मानदंडों में अपेक्षित खतरा (डेन्जर) बोर्ड को आम जनता द्वारा दृष्टिगत होने वाले स्थान पर प्रदर्शित किया जाना चाहिये।

10.1.5 IS:5613 के अनुसार सभी पारेषण लाईनों पर नियमित संधारण कार्य अनिवार्यतः किया जाना चाहिये तथा इन सब का रिकार्ड भी रखा जाना चाहिये। जब भी संभव हो खराब हुए इन्सूलेटरों का प्रतिस्थापन और संधारण कार्य तथा हॉट लाईन चेकिंग मानसून से पहले और बाद में भी की जानी चाहिए। संवेदनशील पारेषण लाईनों और उपकेन्द्रों के संधारण में, जहाँ कहीं संभव हो हॉट लाईन तकनीकी का प्रयोग किया जाना चाहिए। हॉट लाईन तकनीक में सिर्फ प्रशिक्षित स्टाफ का उपयोग करना चाहिए और ऐसी तकनीक में प्रयुक्त औजारों के उपयोग के लिए

आवश्यक प्रमाण-पत्र किसी राष्ट्रीय अथवा अंतर राष्ट्रीय मान्यता प्राप्त प्रयोगशाला से, प्रयोगपूर्व प्राप्त करने होंगे।

10.1.6 रिसीवींग केन्द्र तथा उपकेन्द्र के सभी उपकरण निर्माता मैन्युअल तथा प्रासांगिक भारतीय तथा/अथवा अंतरराष्ट्रीय मानदंड जहां कहीं भी उपयुक्त हो, के अनुसार अच्छी दशा में रखा जाना चाहिये। रिले तथा सर्किट ब्रेकर को जब कभी उन्हें संधारण के प्रयोजन के लिए बाहर निकाला जाता है, उनके उचित संचालन के लिए जाँच किया जाना चाहिये। नियमित जाँच तथा संधारण कार्य द्वारा स्टेशन बैटरी को अच्छी चालू दशा में रखा जाना चाहिये। इन केन्द्रों में उपलब्ध डी.सी. प्रणाली को समुचित ढंग से इस प्रकार रखा जाना चाहिए कि लीकेज करंट न्यूनतम हो। लीकेज तथा ग्राउण्ड फाल्ट की मानिटरिंग हेतु ऑनलाईन मानिटरिंग प्रणाली उपलब्ध होना चाहिए। पारंपरिक समय आधारित संधारण की तुलना में संधारण की निदानात्मक पद्धतियों को अधिमान दिया जाना चाहिए। समस्त ओवर हेड लाईनों तथा उपकेन्द्रों के 220 के.वी. और अधिक के वोल्टेज स्तर वाले उपकरणों की हॉट स्पॉट जाँच हेतु थर्मोविज़न स्केनिंग वर्ष में न्यूनतम एक बार कराई जाएगी और जहाँ कहीं हॉट स्पॉट पाए जाएं वहां आवश्यक निदानात्मक उपाय अपनाए जाएंगे। ट्रांसफार्मरों, रियेक्टरों, ब्रेकरों सहित समस्त प्रमुख उपकरणों के लिए जैसा सुसंगत मानदंडों में निरूपित किया गया है, शेष जीवन काल का निर्धारण किया जाएगा। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (ग्रिड मानदण्ड) विनियम, 2010 के विनियम 25 के अनुसार उपकरणों की परिस्थिति आधारित निगरानी हेतु निदानात्मक तकनीक का उपयोग किया जाना चाहिए। समस्त संधारण कार्यों का अभिलेख प्रत्येक उपकरण के लिए उपयुक्त तालिका और प्रारूप में इलेक्ट्रॉनिक फार्म तथा हार्ड कॉपी सहित रखा जाना चाहिए तथा उसमें कार्य की प्रत्येक मद के संबंध में संधारण की अगली तिथि स्पष्ट रूप से अंकित की जाएगी।

10.2 लाईन क्लीयर परमिट (एलसीपी) :

इलेक्ट्रिकल लाईन अथवा उपकरण पर कार्य करने परमिट हेतु तथा जब इलेक्ट्रिक लाईन अथवा उपकरण पर काम समाप्त हो जावे, परमिट लौटाने के लिए अनुरोध का प्रारूप परिशिष्ट-“ग” तथा “घ” का ही उपयोग करना होगा।

—000—

अध्याय-11
संचालनगत घटनाएं (आपरेशनल इवेन्ट) तथा इन्सिडेंट रिपोर्टिंग

11.1 प्रतिवेदनीय घटना (रिपोर्टेबल इन्सिडेंट) :

11.1.1 पारेषण प्रणाली की समस्त घटनाएं (इवेन्ट्स) जो प्रणाली को प्रभावित करती हैं, राज्य पारेषण उपक्रम/ पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा एस.एल.डी.सी. तथा संबंधित राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं जिसकी प्रणाली प्रभावित हुई है, को सूचित किए जाएंगे।

11.1.2 राज्यांतरिक उपयोगकर्ता की प्रणाली में हुई सभी ऐसी घटनाएं (इवेन्ट्स) जो पारेषण प्रणाली पर संचालन प्रभाव (आपरेशनल इफेक्ट) डालती है, राज्यांतरिक उपयोगकर्ता द्वारा राज्य पारेषण उपक्रम /पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा एस.एल.डी.सी. को सूचित करनी होगी, जो आगे इन्हें उन राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं को अधिसूचित करेंगे, जिनकी प्रणाली पर ऐसी घटना संचालन प्रभाव डाल सकती हो। राज्यांतरिक उपयोगकर्ता इस संहिता के अनुच्छेद 11.2.2 में दर्शाए बिन्दुओं को समाहित करते हुए ऐसी घटनाओं (इवेन्ट्स) का प्रतिवेदन (रिपोर्ट) करेंगे।

11.1.3 पारेषण प्रणाली को प्रभावित कर सकने वाले प्रतिवेदनीय (रिपोर्टेबल इन्सिडेंट) के विशिष्ट उदाहरण निम्नानुसार हैं :

- ए) अपवादस्वरूप उच्च/निम्न वोल्टेज अथवा फ्रिक्वेंसी ;
- बी) गंभीर उपकरण समस्या अर्थात् मेजर सर्किट ब्रेकर, ट्रांसफार्मर, बस बार में खराबी ;
- सी) जनरेटिंग यूनिट में बड़ी समस्या ;
- डी) आईसीटी, ट्रांसमिशन लाईन अथवा केपेसिटर बैंक, रिएक्टर की ट्रिपिंग;
- ई) बड़ी आग दुर्घटना, आंधी-तूफान, भूकंप आदि ;
- एफ) बड़ी सुरक्षा विफलता (Major protection failure) ;
- जी) उपकरण अथवा ट्रांसमिशन लाईन का ओवर लोडिंग, जिससे लोगों पर संकट पैदा हो ;
- एच) किसी अलार्म का सक्रिय होना (एक्टिवेशन) अथवा असामान्य आपरेटिंग स्थिति का संकेत (इंडिकेशन) ;
- आई) अनुभव की जा रही अथवा पूर्वानुमान (फोरकास्ट) के अनुसार प्रतिकूल जलवायु दशा ;
- जे) संयंत्र तथा/अथवा उपकरणों की क्षमता में ब्रेक डाउन, अथवा फाल्ट, अथवा अस्थायी क्षमता परिवर्तन ;
- के) सुरक्षा संचालन (Protection operation) पर आसन्न संकट ;
- एल) भार की क्षति ;
- एम) दुर्घटनाएँ ;
- एन) अतिशय निकासी (ड्रॉल)-विचलन ;
- ओ) छोटे उपकरण में अलार्म ।

टीप – (i) अंतिम दो रिपोर्टेबल घटनाएं ऐसे विशिष्ट उदाहरण हैं, जिनका परिणाम नहीं के बराबर है, परन्तु फिर भी वे पारेषण प्रणाली को प्रभावित करती हैं तथा उन्हें गौण (माईनर) के रूप में उचित रूप से वर्गीकृत किया जा सकता है।

- (ii) ऊपर लिखित उदाहरण केवल उदाहरणस्वरूप ही है तथा किसी भी तरह रिपोर्ट करने की सामान्य आवश्यकता को सीमित नहीं करते।

11.2 रिपोर्टिंग प्रक्रिया

11.2.1 ग्रिड उपकेन्द्र में 33 केवी तथा उससे ऊपर के लाईन तथा उपकरण में होने वाले सभी रिपोर्टेबल घटना की त्वरित मौखिक रिपोर्ट, राज्यांतरिक उपयोगकर्ता जिसके उपकरण पर घटना घटी है, द्वारा सभी प्रमुख प्रभावित होने वाले राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं तथा एस.एल.डी.सी. को की जानी चाहिये। ऐसी मौखिक रिपोर्ट के एक घंटे के भीतर राज्यांतरिक उपयोगकर्ता अनिवार्यतः इसकी लिखित पुष्टि एस.एल.डी.सी. को भेजेगा। यदि घटना की प्रकृति बड़ी है तो इसकी लिखित रिपोर्ट दो घंटों के भीतर और उसके बाद प्रारंभिक लिखित रिपोर्ट प्रस्तुत करने के 48 घंटों के भीतर विधिवत व्यापक रिपोर्ट प्रस्तुत करना होगा। अन्य प्रकरण में रिपोर्टिंग उपयोगकर्ता एस.एल.डी.सी. को 5 कार्य दिवस के भीतर रिपोर्ट प्रस्तुत करेगा।

11.2.2 अन्य किसी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता को प्रभावित करने वाली किसी रिपोर्टेबल घटना पर किसी भी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता से एस.एल.डी.सी. रिपोर्ट की मांग कर सकता है, जिसका उपकरण रिपोर्टेबल इन्सिडेंट का स्रोत है, यदि उसने रिपोर्ट नहीं की हो। तथापि, इससे किसी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता को यथाविद्यमान केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (संरक्षा और विद्युत प्रदाय से संबंधित उपाय) विनियम, 2010 अनुसार घटना रिपोर्ट करने की अनिवार्यता से छूट नहीं मिलेगी। ऐसे प्रतिवेदन का प्रारूप ग्रिड समन्वय समिति के अनुमोदन के अनुसार होगा तथा इसमें निम्नलिखित विशेष रूप से समाविष्ट होंगे:—

- ए) घटना का स्थान ;
- बी) घटना की तिथि व समय ;
- सी) प्रभावित संयंत्र अथवा उपकरण ;
- डी) प्रदाय व्यवधान तथा अवधि, जहां प्रयोज्य हो ;
- ई) जनरेशन क्षति की मात्रा, जहां कहीं प्रयोज्य हो ;
- एफ) घटना के पूर्व तथा बाद में प्रणाली मानदण्ड, (वोल्टेज, फ्रिक्वेंसी, फ्लो , जनरेशन आदि);
- जी) घटना के पहले नेटवर्क कॉन्फिगरेशन ;
- एच) रिले इंटीकेशंस तथा सुरक्षा निष्पादन (performance) ;
- आई) घटना का संक्षिप्त विवरण ;
- जे) सेवा में वापसी का अनुमानित समय ;
- के) कोई अन्य प्रासंगिक सूचना ;
- एल) भावी सुधार हेतु अनुशंसा ; तथा
- एम) रिपोर्टिंग अधिकारी का नाम व पदनाम ।

11.2.3 रिपोर्ट में घटना का पर्याप्त विवरण होना चाहिए, जिससे कि प्राप्तिकर्ता, घटना से उत्पन्न स्थिति तथा जोखिम का आकलन कर सके। कारण को रिपोर्ट में लिखना आवश्यक नहीं है, परन्तु प्राप्तिकर्ता यथा आवश्यक स्पष्टीकरण देने के लिए कह सकता है तथा यह अनिवार्य है कि रिपोर्टिंग राज्यांतरिक उपयोगकर्ता आवश्यक तथा उचित समस्त जानकारी देने हेतु अपना भरसक प्रयास करे, तथा सभी आवश्यक व उचित जानकारियां अनिवार्यतः दें।

- 11.2.4 अन्य पक्ष द्वारा अनुरोध करने की दशा में मौखिक रिपोर्ट प्रेषक द्वारा टेलिफोन मेसेज के रूप में डिकटेड कराना चाहिये तथा प्राप्तकर्ता द्वारा लिख ली जानी चाहिये अथवा फ़ैक्स/ई-मेल से प्रेषित करना चाहिए। आपातकाल की दशा में रिपोर्ट केवल मौखिक दी जा सकती है तथा तत्काल उसके बाद लिखित पुष्टि की जानी चाहिये।
- 11.2.5 घटना की मौखिक रिपोर्ट के लिए स्वीकार्य अधिकतम समय सीमा, घटना होने के समय से 15 मिनट के भीतर अनुमति योग्य है।
- 11.2.6 आईईजीसी में लिखित प्रक्रिया के अनुसार इवेन्ट रिपोर्टिंग के लिए एस.एल.डी.सी. उत्तरदायी होगा।

11.3 महत्वपूर्ण घटनाएं (Significant event):-

- 11.3.1 महत्वपूर्ण घटना में ऐसे घटना शामिल होती हैं, जिसके कारण संचालनगत असर (इफ़ेक्ट) होता है, जैसे :-
- ए) संयंत्र तथा/अथवा उपकरण की मैन्यूअली अथवा स्वचलित ट्रिपिंग
 - बी) वैध सीमा के बाहर वोल्टेज
 - सी) वैध सीमा के बाहर प्रणाली फ़्रिक्वेंसी
 - डी) प्रणाली अस्थिरता अथवा
 - ई) प्रणाली ओवरलोड
- 11.3.2 जहां कहीं राज्यांतरिक उपयोगकर्ता घटना का रिपोर्ट करता है, जिसे एस.एल.डी.सी. अथवा राज्य पारेषण उपक्रम /पारेषण अनुज्ञप्तिधारी समझता है कि पारेषण प्रणाली, पर उसका अर्थपूर्ण प्रभाव पड़ा है, राज्य पारेषण उपक्रम /पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, राज्यांतरिक उपयोगकर्ता से घटना की रिपोर्ट लिखित में एक दिन के भीतर देने की आवश्यकता पर जोर दे सकता है।
- 11.3.3 जहां कहीं राज्य पारेषण उपक्रम /पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, एस.एल.डी.सी. तथा राज्यांतरिक उपयोगकर्ता को किसी घटना की अधिसूचना देता है, जिसे उपयोगकर्ता अथवा एस.एल.डी.सी. समझता है कि राज्यांतरिक उपयोगकर्ता प्रणाली पर उसका अर्थपूर्ण प्रभाव पड़ा है, तो एक दिन के भीतर पारेषण अनुज्ञप्तिधारी से घटना की लिखित में रिपोर्ट करने हेतु राज्यांतरिक उपयोगकर्ता अपेक्षा कर सकता है।

11.4 चेतावनियां :-

- 11.4.1 जब एस.एल.डी.सी. को पता चलता है कि समग्र, अथवा संपूर्ण प्रणाली अथवा उसके अंश को व्यापक तथा गंभीर बाधा का संकट है। तो एस.एल.डी.सी. द्वारा राज्य पारेषण उपक्रम /पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा राज्यांतरिक उपयोगकर्ता को मौखिक चेतावनी जारी की जावेगी तथा लिखित में उसकी पुष्टि की जावेगी,
- 11.4.2 जब पर्याप्त समय उपलब्ध है, चेतावनी में ऐसी सूचना होगी, जो एस.एल.डी.सी. उचित समझता है, जिसमें उपयोगकर्ता तथा एस.टी.यू./ट्रांसमिशन लाईसेंस को संकट की प्रकृति व पूर्वानुमानित बाधा की सीमा समझाने में सहायक होगी, बशर्ते कि ऐसी जानकारी एस.एल.डी.सी. के पास उपलब्ध हो।

11.4.3 ऐसी चेतावनी प्राप्ति पर प्रत्येक उपयोगकर्ता तथा एसटीयू/ट्रांसमिशन लाईसेंसी, अनिवार्यतः अपने आपरेशनल स्टॉफ को चेतावनी देते हुए आवश्यक कदम उठावेगा तथा ताकि वह संयंत्र व उपकरण को ऐसी दशा में रख सके, जिससे यथा पुष्टि/चेतावनी अवधि के लिए पूर्वानुमानित बाधा का सामना किया जा सके।

11.4.4 ऐसी चेतावनी अवधि के दौरान शेड्यूलिंग तथा प्रेषण प्रभावित हो सकते हैं।

11.5 एस.एल.डी.सी. के साथ संचार क्षति (Loss of communication with SLDC):-

11.5.1 एस.एल.डी.सी. के साथ संचार क्षति की दशा में उपर लिखित उपबंध लागू नहीं होंगे परन्तु उसके बदले निम्नलिखित प्रावधान लागू होंगे:

11.5.2 एस.एल.डी.सी. द्वारा जारी अंतिम प्रेषण अनुदेश के अनुसार प्रत्येक जनरेटिंग संयंत्र संधारण जारी रखेगा, परन्तु मॉनिटरिंग करते हुए फ्रिक्वेंसी को भारतीय विद्युत ग्रिड कोड विनियम, 2010 के अनुसार 49.5 हर्ट्ज से 50.2 हर्ट्ज के बीच प्रणाली फ्रिक्वेंसी को बनाये रखने हेतु सभी उचित प्रयास करेगा जब तक एस.एल.डी.सी. से कोई नया प्रेषण अनुदेश प्राप्त नहीं हो जाता।

11.6 मुख्य बाधा (Major Failure):-

जब कभी कोई बड़ी बाधा घटित होती है, राज्य पारेषण उपक्रम /पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा अन्य राज्यांतरिक उपयोगकर्ता सहयोग करेंगे तथा ऐसे असफलता के कारणों की जांच करेंगे तथा समुचित सिफारिश प्रस्तुत करेंगे। राज्य पारेषण उपक्रम जांच रिपोर्ट ग्रिड समन्वय समिति को प्रस्तुत करेगा।

11.7 दुर्घटना रिपोर्टिंग :

11.7.1 जनरेशन, ट्रांसमिशन, वितरण, आपूर्ति अथवा विद्युत उपयोग अथवा विद्युत लाईन के किसी भाग में अथवा किसी व्यक्ति के विद्युत संयंत्र के सम्बन्ध में कोई दुर्घटना जिसका प्रभाव किसी मानव जीवन की क्षति या चोट के रूप में पड़ा हो या संभावित हो तो उस पर केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण(विद्युतगृहों और विद्युत लाईनों के निर्माण, संचालन और संधारण हेतु संरक्षा आवश्यकताएं) विनियम, 2008, समय समय पर यथा संशोधित में उल्लेखित प्रक्रिया के अनुसार कार्यवाही किया जाना चाहिये।

11.7.2 समस्त दुर्घटनाओं की रिपोर्टिंग संबंधित प्राधिकरणको प्रचलित नियमों के अनुसार की जानी चाहिए।

---000---

अध्याय 12

डाटा पंजीयन (Data registration)

12.1 उत्तरदायित्व :-

- 12.1.1 समस्त राज्यांतरिक उपयोगकर्ता, ग्रिड संहिता के उपबंधों के अनुसार अद्यतन डाटा प्रस्तुत करने के लिए उत्तरदायी है । समस्त राज्यांतरिक उपयोगकर्ता डाटा भेजने के लिए उत्तरदायी व्यक्तियों के नाम, पते तथा टेलिफोन संख्या एस.एल.डी.सी./ राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) को अनिवार्यतः भेजेंगे। एस.एल.डी.सी./राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) सभी उपयोगकर्ताओं को ऐसा डाटा प्राप्त करने के लिए उत्तरदायी व्यक्तियों के नाम, पते तथा टेलिफोन संख्या सूचित करेगा।
- 12.1.2 ग्रिड संहिता के प्रासंगिक अध्याय में उपबंधित डाटा, एस.एल.डी.सी. राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं को देगा।
- 12.1.3 इन डाटा के सही होने का दायित्व, संबंधित डाटा उपलब्ध कराने वाले राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं का होगा।
- 12.1.4 डाटा प्रस्तुति के लिए मानदंड प्रारूप के रूप में डाटा अनुसूची बनायी गयी है तथा इन प्रारूपों का उपयोग लिखित डाटा प्रस्तुति के लिए किया जाना चाहिये। जहां-कहीं भी मानदंड डाटा प्रारूप नहीं दिये गये हैं, राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं के साथ परामर्श से इनको एस.एल.डी.सी./राज्य पारेषण उपक्रम (एस.टी.यू.) द्वारा विकसित किया जाना चाहिये।
- 12.1.5 जहां-कहीं राज्यांतरिक उपयोगकर्ता तथा एस.एल.डी.सी. के बीच कम्प्यूटर डाटा लिंक विद्यमान हो, वहां ऐसा डाटा इस लिंक के माध्यम से प्रस्तुत किया जा सकता है। पेपर ट्रांसमिशन के लिए यथा उल्लेखित प्रारूप में डाटा होना चाहिये, सिवाय इलेक्ट्रानिक एनकोडिंग के, जिसके लिए कुछ अन्य फॉर्मेट अधिक उपयुक्त हो सकते हैं। राज्यांतरिक उपयोगकर्ता एस.टी.यू./एस.एल.डी.सी./पारेषण अनुज्ञप्तिधारी से परामर्श कर उपयोग किए जाने वाले पद्धति का उल्लेख करेगा तथा प्रोटोकाल, ट्रांसमिशन का समय ट्रांसमिशन गति आदि जैसे विवाद को सुलझावेगा।

12.2 उपयोगकर्ता के डाटा में परिवर्तन –

लाईसेंस के अंतर्गत पंजीकृत डाटा के किसी मद में परिवर्तन की जानकारी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता को जब भी होती है, ऐसे उपयोगकर्ता को तत्काल ऐसे परिवर्तन को एस.एल.डी.सी. को सूचित करना चाहिये। परिवर्तन प्राप्ति पर एस.एल.डी.सी. को त्वरित तदनुसार डाटा बेस को सुधार लेना चाहिये। यही बात एस.एल.डी.सी. द्वारा स्वयं अपनी प्रणाली के बारे में एकत्र किसी डाटा के संबंध में लागू होगी।

12.3 डाटा अनापूर्ति (Data not supplied):

ग्रिड संहिता की विभिन्न धाराओं तथा ऊपर सूचीबद्ध संदर्भित डाटा की आपूर्ति करना सभी राज्यांतरिक उपयोगकर्ताओं के लिए अनिवार्य है। किसी डाटा की चूक (missing) तथा पूर्ति राज्यांतरिक उपयोगकर्ता द्वारा न किए जाने की दशा में, एस.एल.डी.सी. यथोचित कार्यवाही कर सकेगी। यदि एवं जब आवश्यक हो, परिस्थिति की अत्यावश्यकता पर निर्भर रहते हुए ऐसे डाटा का आकलन भी वह कर सकेगी। उसी तरह किसी डाटा के मिसिंग होने पर तथा एस.एल.डी.सी. द्वारा आपूर्ति न किए जाने की दशा में, संबंधित राज्यांतरिक उपयोगकर्ता यथोचित कार्यवाही कर सकता है। यदि एवं जब आवश्यक हो, वह परिस्थिति की अत्यावश्यकता पर निर्भर करते हुए ऐसे डाटा का आकलन कर सकता है। ऐसा आकलन, प्रत्येक दशा में, समान संयंत्र अथवा

उपकरण के तदनुरूप डाटा पर अथवा ऐसी अन्य सूचना पर, जिसे राज्यांतरिक उपयोगकर्ता अथवा एस.एल.डी.सी. यथाप्रकरण में जो भी उचित समझे, पर आधारित होना चाहिये ।

12.4 विशिष्ट विचार-विमर्श

यथा आवश्यक एस.एल.डी.सी. अथवा कोई भी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता, किसी भी समय अतिरिक्त डाटा के लिए यथोचित अनुरोध कर सकता है ।

—000—

अध्याय : 13
प्रकीर्ण (Miscellaneous)

13.1 अन्य संहिता एवं नियमन

उपयोगकर्ता को सुनिश्चित करना चाहिये कि नया भवन, ढांचा, परिवर्धन (एडिशन), उन्नयन (मोडिफिकेशन) तथा अन्य कोई निर्माण परियोजना, लाईसेंसी के विद्यमान आपूर्ति लाईन से अपेक्षित न्यूनतम दूरी रखें। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सुरक्षा तथा विद्युत प्रदाय से संबंधित उपाय) विनियम, 2011 में ये न्यूनतम दूरी उल्लेखित हैं।

13.2 अपालन तथा अनादर (Non-compliance and Derogation)

13.2.1 यदि कोई राज्यांतरिक उपयोगकर्ता ग्रिड संहिता के किसी भी उपबंध का अनुपालन करने की स्थिति में नहीं है, अथवा अनुपालन करने में असफल रहता है, उसे बिना विलंब किए अपने अपालन के कारणों सहित एस.एल.डी.सी. को सूचित करना चाहिये तथा पालन के लिए तत्परता से उपाय (remedy) करना चाहिये।

13.2.2 क्षमता की गलत घोषणा, एस.एल.डी.सी. के भार प्रेषण अनुदेश का अपालन, बिना उपयुक्त कारण के बेकिंग डाउन के लिए एस.एल.डी.सी. के अनुदेश का अपालन, डाटा अप्रस्तुति आदि, ग्रिड संहिता की अपालन परिधि में आवेंगे, जिस पर आयोग द्वारा दण्ड प्रक्रिया का निर्णय ले सकेगा।

13.2.3 इस ग्रिड संहिता के किसी अध्याय अथवा किसी धारा विशेष के अपालन की स्थिति, यदि कोई हो, तो वह आयोग की अनुमति से और उसके लिए एक विशिष्ट समय हेतु होगा। ग्रिड संहिता की किसी वांछा का अपालन अपवाद स्वरूप होगा और सामान्यतः इसकी अनुमति तभी दी जाएगी जब किसी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता के लिए इसे वांछित समय में अनुपालन करना कठिन अथवा असुविधाजनक नहीं अपितु असंभव हो। किसी राज्यांतरिक उपयोगकर्ता द्वारा ऐसे अपालन के लिए अनुमत समय अवधि के बाद आयोग द्वारा निश्चित दंड लगाया जाएगा।

13.3 नोटिस की तामिली :

कोई पत्र, आदेश या प्रपत्र लाईसेंसी द्वारा उपयोगकर्ता को विधिवत दिया गया माना जावेगा, यदि लिखित में तामिल किया गया, हमदस्त दिया गया, अथवा डॉक/कोरियर फ़ैक्स या ई-मेल द्वारा उपभोक्ता के आवेदन अथवा उपयोगकर्ता के अनुबंध में यदि अनुबंध किया गया अथवा लाईसेंसी को पश्चात अधिसूचित किया गया, में उल्लेखित पते पर प्रेषित किया गया हो। परिसर में नोटिस देने के लिए कोई व्यक्ति न मिले तो उसे परिसर के प्रमुख दृष्टव्य स्थान पर चिपका देना चाहिये और यह माना जावेगा कि नोटिस तामिल हो गई। लायसेंसी/एस.एल.डी.सी. को सभी संचार, लायसेंसी/एस.एल.डी.सी. को उपलब्ध कराए गए पते पर किया जाना चाहिए।

13.4 अदृष्ट परिस्थितियां (Unforeseen circumstances) / अपरिहार्य घटना (Force Majeure)

(ए) **अदृष्ट परिस्थितियां**, यदि ऐसी परिस्थिति जिसका ग्रिड संहिता के उपबंध में विचार नहीं किया गया है, और वह उत्पन्न हो जाता है, तो एस.एल.डी.सी./ लाईसेंसी इन परिस्थितियों में यथोचित सीमा तक, सदभावना पूर्वक सभी प्रभावित पक्षकारों से, शीघ्र सहमति करने के प्रयास में, कि क्या किया जाये, परामर्श कर सकता है। राज्यांतर्गत उपयोगकर्ता तथा एस.एल.डी.सी./ लाईसेंसी के मध्य उपलब्ध समय में यदि सहमति नहीं होता है तो लाइसेंसी/एस.एल.डी.सी. अपनी योग्यता अनुसार उचित ढंग से इस पर निर्णय ले सकता है। जब कभी लाईसेंसी/एस.एल.डी.सी. ऐसा निर्णय लेता है, तो

वह सदैव निर्णय लेते समय प्रभावित पक्षकारों के दृष्टिकोण का सम्मान करते हुए इसे यथा संभव ध्यान में रखेगा, कि ऐसी परिस्थितियों में क्या करना उचित है। ऐसे निर्णय के बाद प्रत्येक पक्षकार लाईसेंस / एस.एल.डी.सी. द्वारा दिए गए अनुदेश का पालन करेगा। एस.एल.डी.सी./लाईसेंस तत्परता से सभी ऐसे अदृष्ट परिस्थितियों, तथा कोई इस तरह के निर्णय की जानकारी आयोग को अविलंब देगा।

(बी) **अपरिहार्य घटना**, ऐसी कोई घटना जो राज्यांतरिक उपयोगकर्ता के नियंत्रण से परे हो अथवा जो उसके लिए अदृष्ट रही हो अथवा जो युक्तिपूर्ण विवेक के उपरांत भी अनुमान में न आ सके अथवा जिसे बचाया न जा सके और जो दोनों में से किसी एजेंसी के कार्य निष्पादन को सारभूत ढंग से प्रभावित करे किन्तु जो निम्नलिखित तक सीमित न हो :-

- (1) ईश्वरीय घटना, नैसर्गिक प्रघटना सहित किन्तु बाढ़, सूखा, भूकम्प तथा महामारियों तक सीमित नहीं ;
- (2) आंतरिक अथवा विदेशी सरकार के कोई कार्य किन्तु घोषित या अघोषित युद्ध विद्रोह, आतंकी हमले, निषेधाज्ञा व उपद्रव तक सीमित नहीं;
- (3) दंगे अथवा नागरिक विप्लव;
- (4) निहित एजेंसियों की वजह से न हो, ऐसी ग्रिड की असफलता ।

13.5 व्याख्या (Interpretation):

ये शर्तें सभी दृष्टि से भारतीय सरकारी विलेखों के संदर्भ में पढ़ी और अर्थान्वित की जाएंगी और विधि का बल रखेंगी तथा भारतीय विद्युत अधिनियम 2003 और समय-समय पर यथासंशोधित नियमों अथवा/और उसके अंतर्गत विरचित विनियमों, इनमें आयोग द्वारा समय-समय पर जारी/ विरचित यथासंशोधित अथवा समय-समय पर पुनः अधिनियमित विनियम भी सम्मिलित हैं, के अनुसार पूर्ण रूप से पढ़ा व समझा जाएगा।

इस संहिता के व्याख्या अथवा कार्यक्षेत्र अथवा अर्थ के सम्बन्ध में किसी तरह का विवाद होने की दशा में, आयोग की व्याख्या, सभी संबंधितों पर अंतिम व बंधनकारी होगा।

13.6 कठिनाईयां दूर करने की शक्ति (Power to remove difficulties):

इसके किसी भी प्रावधान को प्रभावशील बनाने में किसी तरह की कठिनाई आने पर, प्रकरण आयोग को भेजा जा सकता है, जो प्रभावित पक्षकारों से सलाह करने के बाद जहां आवश्यक समझे, ऐसा सामान्य अथवा विशिष्ट आदेश पारित कर सकेगा, जो अधिनियम अथवा तत्समय प्रभावशील विद्युत पारेषण व आपूर्ति के सम्बन्ध में किसी अन्य अधिनियमिति/अधिनियम से असंगत नहीं हो, जो कठिनाई दूर करने के प्रयोजन के लिए आवश्यक अथवा वांछनीय प्रतीत होता हो।

आयोग किसी पारेषण अनुज्ञापतिधारी अथवा राज्यांतरिक उपयोगकर्ता को, या तो स्वतः अथवा ऐसे पारेषण अनुज्ञापतिधारी अथवा राज्यांतरिक उपयोगकर्ता द्वारा प्रस्तुत आवेदन के आधार पर, उनको राज्य ग्रिड संहिता को लागू करने अथवा अनुपालन के दायित्व से अपने निर्देशों में विहित सीमा तक, छूट प्रदान करने निर्देश जारी कर सकेगा।

13.7 न्यायलय का क्षेत्राधिकार (Jurisdiction of Court):

इस संहिता तथा उसके अंतर्गत बने अनुबंध से उत्पन्न सभी कार्यवाहियां केवल उसी न्यायलय में प्रस्तुत होंगी, जिसके क्षेत्राधिकार में अनुबंध निष्पादित हुआ है।

13.8 निरसन (Repeal):

इस ग्रिड संहिता के राजपत्र में प्रकाशन के साथ ही, छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत ग्रिड संहिता, 2007 और इसके रूपांतरण, जो दिनांक 09/09/2008 को जारी किए थे, इस ग्रिड संहिता की अधिसूचना के दिनांक से संचालित होना बंद हो जाएंगे ।

13.9 व्यावृत्ति (Savings):

इस संहिता की कोई भी बात आयोग की प्रक्रिया के दुरुपयोग को रोकने तथा न्याय के उद्देश्य को प्राप्त करने, आयोग की आवश्यकतानुसार ऐसे आदेश पारित करने की अंतर्निहित शक्ति को सीमित करने अथवा अन्यथा नहीं करेगी ।

अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूप आयोग को अन्य कोई प्रक्रिया अपनाने से यह संहिता कदापि रोक नहीं सकेगी, जो इस ग्रिड संहिता के किसी भी प्रावधान से भिन्न हो, विषय अथवा विषयों के वर्ग की विशेष परिस्थितियों की दृष्टि से आयोग, कारणों को अभिलिखित करते हुए, ऐसे विषय अथवा विषयों के वर्ग को व्यवहार करने के लिए, जिन्हें वह आवश्यक अथवा वांछनीय समझता है, कार्यवाही कर सकेगा ।

ग्रिड संहिता में, जिसके लिए कोई प्रावधान नहीं है, उसके लिए अधिनियम के अंतर्गत आयोग को किसी विषय से व्यवहार करने अथवा किसी शक्ति का उपयोग करने से यह संहिता, परोक्ष अथवा अपरोक्ष रूप से नहीं रोकेगी तथा आयोग ऐसे विषयों, शक्तियों व विषय में अपने ढंग से कार्य कर सकता है, जो वह उचित या उपयुक्त समझे ।

टीप:- इन विनियमों के हिन्दी पाठ से अंग्रेजी पाठ के निर्वचन अथवा समझ में किसी तरह के मतभेद होने की दशा में, आयोग का निर्णय अंतिम व बंधनकारी होगा ।

आयोग के आदेश से,

(पी.एन. सिंह)
सचिव

योजना हेतु डाटा आवश्यकता (अनुच्छेद 3.4)

भाग-1

उत्पादन

(जनरेटिंग कंपनी द्वारा राज्य पारेषण उपक्रम को प्रस्तुत करने हेतु)

ए-1 मानदंड प्लानिंग डाटा (जनरेशन)

ए-1.1. तापीय (थर्मल)

I. सामान्य

1. स्थल	मार्ग, रेललाईन, ट्रांसमिशन लाईन, नदी, जलाशय (यदि कोई हो) प्रदर्शित करने वाला (स्कीमेटिक) लोकेशन नक्शा प्रस्तुत करें
2. निर्माण की अनुमानित अवधि	
3. एम.डब्ल्यू.एच. में वार्षिक उत्पादन	

II. कनेक्शन

1. कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट	अन्य आब्सट्रक्टेड आउटलेट के लिए राईट ऑफ वे हेतु संभावित स्पष्ट इंडिकेशन सहित ट्रांसमिशन प्रणाली के साथ प्रस्तावित कनेक्शन का सिंगल लाईन डायग्राम संलग्न करें।
2. कनेक्शन केवी हेतु स्टे अप वोल्टेज	

III. केन्द्र क्षमता

1. उत्पादन केन्द्र कुल क्षमता (मेगावाट)	
2. यूनिट तथा यूनिट साईज मेगावाट की संख्या	क्या चरणों में विकास किया जाना है ? यदि हां तो विवरण संलग्न करें

IV. जनरेटिंग यूनिट डाटा :

1.	वाष्प जनरेटिंग यूनिट	
	प्रकार, क्षमता, वाष्प प्रेशर, स्टीम ताप आदि	
2.	स्टीम टरबाईन प्रकार क्षमता	
3.	जनरेटर	
(ए)	मेक व प्रकार	
(बी)	रेटिंग (एमवीए)	
(सी)	टर्मिनल वोल्टेज (के वी)	
(डी)	निर्धारित पावर फेक्टर	

(ई)	प्रतिक्रियाशील पावर क्षमता (एमव्हीएआर) 0.95 लीडिंग रेंज तथा 0.85 लेगिंग में	
(एफ)	शार्ट सर्किट अनुपात	
(जी)	डायरेक्ट एक्सिस ट्रांजिएन्ट रिएक्टेंस (एमवीए रेटिंग के प्रतिशत में)	
(एच)	डायरेक्ट एक्सिस सब-ट्रांजिएन्ट रिएक्टेंस (एमवीए रेटिंग के प्रतिशत में)	
(आई)	सहायक पावर आवश्यकता	
(जे)	एमडब्लू अथवा एमडब्लूएआर क्षमता कर्व	
2.	जनरेटर ट्रांसफार्मर	
(ए)	प्रकार	
(बी)	निर्धारित क्षमता (एमवीए)	
(सी)	वोल्टेज अनुपात (एचवी/एलवी)	
(डी)	टेप चेंज रेंज (+% से -%)	
(ई)	प्रतिशत इम्पिडेन्स (फूल लोड पर पाजिटिव सिक्वेन्स)	

ए.1.2 विस्तृत प्लानिंग डाटा (जनरेशन)

थर्मल जनरेटिंग केन्द्र :

I. सामान्य

- ए. जनरेटिंग केन्द्र का नाम :
- बी. जनरेटिंग यूनिट की क्षमता मेगावाट में :
- सी. जनरेटिंग केन्द्र व स्वीचयार्ड का सिंगल लाईन डायग्राम:
- डी. रिलेइंग व मीटरिंग डायग्राम
- ई. जनरेटिंग यूनिटों का न्यूट्रल ग्राउण्डिंग
- एफ. एक्सार्डेशन नियंत्रण
- जी. अर्थ रेजिस्टेंस वेल्यू सहित अर्थिंग व्यवस्था
- एच. संचार – स्थापित पीएलसीसी व अन्य संचार उपकरणों का विवरण

2. मीटरिंग व प्रोटेक्शन :

- जनरेटिंग यूनिट, जनरेटिंग यूनिट ट्रांसफार्मर, सहायक ट्रांसफार्मर तथा मेजर उपकरण के विद्युत मोटर जैसे बॉयलर फीड पम्प, आईडी फेन, कंडेनसेट एक्स्ट्रेक्शन पम्प आदि में लगे सभी रिले व प्रोटेक्शन प्रणाली हेतु सेटिंग सहित पूर्ण विवरण।
- जनरेटिंग केन्द्र स्वीचयार्ड, टाई सर्किट ब्रेकर, इनकमिंग सर्किट ब्रेकर से सभी आउटगोविंग फीडर पर स्थापित सभी रिले के लिए सेटिंग सहित पूर्ण विवरण।
- ट्रांसमिशन प्रणाली में कनेक्शन (पाईट/इंटरफेस पाईट पर) सर्किट ब्रेकर के इंटर ट्रिपिंग का पूर्ण विवरण।

4. उपयोगकर्ता प्रणाली पर विद्युत फाल्ट के लिए अतिशय संभावित फाल्ट क्लीयरेंस समय
5. आपरेशनल व कामर्शियल मीटरिंग स्कीम का पूर्ण विवरण
6. ब्रेकर के ओपनींग के सुरक्षात्मक रिले के पहल से ब्रेकर आपरेंटिंग समय की गणना

III. स्वीच यार्ड

1. ईएचवी/एचवी ट्रांसमिशन प्रणाली तथा जनरेटर ट्रांसफार्मर वोल्टेज प्रणाली के मध्य इंटरकनेक्टिंग ट्रांसफार्मर के सम्बन्ध में :
 - (ए) निर्धारित एमवीए
 - (बी) वोल्टेज अनुपात
 - (सी) वेक्टर समुह
 - (डी) पाजिटिव सिक्वेंस रिएक्टेंस (अधिकतम, न्यूनतम, सामान्य टेप (एमवीए के % में)
 - (ई) पाजिटिव सिक्वेंस रेजिस्टेंस (अधिकतम, न्यूनतम, सामान्य टेप (एमवीए के % में)
 - (एफ) जीरो सिक्वेंस रिएक्टेंस (एमवीए के % में)
 - (जी) टैप चेंजर रेंज (+ % से -%) तथा स्टेप्स
 - (एच) टेप चेंजर का प्रकार (ऑफ/आन)
 - (आई) आईसीटी के टरटिअरी वाईडिंग से कनेक्टेड सर्किट तथा रिएक्टर का पूर्ण विवरण
 - (जे) ग्राउण्डिंग पद्धति
2. कनेक्शन पाईट से कनेक्टेड स्वीच गेयर सहित सर्किट ब्रेकर, आइसोलेटर सभी सर्किट पर, के सम्बन्ध में:
 - (ए) निर्धारित वोल्टेज (केवी)
 - (बी) ब्रेकर के प्रकार (एमओसीबी/एबीसीबी/एसएफ6.....)
 - (सी) निर्धारित शार्ट सर्किट ब्रेकिंग करेंट (केए) 3 फेज
 - (डी) निर्धारित शार्ट सर्किट ब्रेकिंग करेंट (केए) 1 फेज
 - (ई) निर्धारित शार्ट सर्किट मेकिंग करेंट (केए) 3 फेज
 - (एफ) निर्धारित शार्ट सर्किट मेकिंग करेंट (केए) 1 फेज
 - (जी) ब्यौरा सहित आटो रिक्लोजिंग के प्रावधान
 - (एच) इंस्ट्रूमेंट ट्रांसफार्मर का विवरण
3. लाईटिंग अरेस्टर्स-तकनीकी डाटा
4. **संचार** :- कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट में लगे अन्य संचार उपकरण तथा पीएलसीसी का विवरण
5. बेसिक इन्सूलेशन लेवल (केवी)
 - (ए) बस बार
 - (बी) स्वीच गेयर

- (सी) ट्रांसफार्मर बुसिंग
(डी) ट्रांसफार्मर वाईडिंग

IV. जनरेटिंग यूनिट :

ए. जनरेटिंग यूनिट का मानदण्ड :

1. निर्धारित टर्मिनल वोल्टेज (केवी)
2. निर्धारित एमव्हीए
3. निर्धारित मेगावाट
4. जनरेटर का इर्नसिया कान्सटेन्ट एच (मेगावाट सेकण्ड/एमवीए)
5. शार्ट सर्किट अनुपात
6. डायरेक्ट एक्सिस सिंक्रोनस रिएक्टेंस (एमवीए के प्रतिशत में) (दोनो अनसेचूरेटेड व सेचूरेटेड)
7. डायरेक्ट एक्सिस ट्रांजिएन्ट रिएक्टेंस (एमवीए के प्रतिशत में) (दोनो अनसेचूरेटेड व सेचूरेटेड)
8. डायरेक्ट एक्सिस सब-ट्रांजिएन्ट रिएक्टेंस (एमवीए के प्रतिशत में) (दोना अनसेचूरेटेड व सेचूरेटेड)
9. क्वाडरेचर एक्सिस सिंक्रोनस रिएक्टेंस (एमवीए के प्रतिशत में) (दोनो अनसेचूरेटेड व सेचूरेटेड)
10. क्वाडरेचर एक्सिस ट्रांजिएन्ट रिएक्टेंस (एमवीए के प्रतिशत में) (दोनो अनसेचूरेटेड व सेचूरेटेड)
11. क्वाडरेचर एक्सिस सब-ट्रांजिएन्ट रिएक्टेंस (एमवीए के प्रतिशत में) (दोनो अनसेचूरेटेड व सेचूरेटेड)
12. डायरेक्ट एक्सिस ट्रांजिएन्ट ओपन सर्किट समय कांस्टेंट (सेकंड)
13. डायरेक्ट एक्सिस सब-ट्रांजिएन्ट ओपन सर्किट समय कांस्टेंट (सेकंड)
14. क्वाडरेचर एक्सिस ट्रांजिएन्ट ओपन सर्किट समय कांस्टेंट (सेकंड)
15. क्वाडरेचर एक्सिस सब-ट्रांजिएन्ट ओपन सर्किट समय कांस्टेंट (सेकंड)
16. स्टेटर रेजिस्टेंस (ओम)
17. स्टेटर लिकेज रिएक्टेंस (ओम) टी ए
18. स्टेटर टाईम कांस्टेंट (सेकंड)
19. निर्धारित फील्ड करंट (ए)
20. एक्सआईटिंग करंट देते हुए विभिन्न टर्मिनल वोल्टेज के लिए ओपन सर्किट सेचूरेशन करेक्टरिस्टिक
21. जनरेटर क्षमता कर्ह
22. निर्धारित स्टेटर करंट (ए)
23. फेज कनेक्शन
24. टर्मिनल ब्राट आउट की संख्या
25. निर्धारित स्पीड (आरपीएम)
26. निर्धारित फ्रिक्वेंसी (हार्टज)
27. एमसीआर कंडीशन में कुशलता प्रतिशत

28. नकारात्मक सिक्वेंस करेंट क्षमता (आई²टी)
29. प्रति फेज ग्राउण्ड से जनरेटर स्टेटर वाईडिंग का केपेसिटेंस (माईक्रो फैराडे में)
30. 20 डिग्री सेल्सियस पर रोटर का डीसी रेजिस्टेंस (ओम में)
31. जीरो सिक्वेंस रिएक्टेंस एक्स 0 (%)
32. नकारात्मक सिक्वेंस रिएक्टेंस एक्स 2 (%)
33. नकारात्मक सिक्वेंस रजिस्टेन्स आर 2 (%)
34. सब-ट्रांजिएन्ट एस-सी (शार्टसर्किट) समय कांस्टेंट (सेकंड में)
 - ए) डायरेक्ट एक्सिस टी" डी
 - बी) क्वाडरेचर एक्सिस टी" क्यू
35. ट्रांजिएन्ट एस-सी (शार्टसर्किट) समय कांस्टेंट (सेकंड में)
 - ए) डायरेक्ट एक्सिस टी' डी
 - बी) क्वाडरेचर एक्सिस टी' क्यू
36. मशीन सेचूरेशन 1.0 पीयू वोल्टेज पर पीयू में
37. मशीन सेचूरेशन 1.2 पीयू वोल्टेज पर पीयू में
38. प्रतिशत रेग्यूलेशन
39. शार्ट सर्किट करेक्टरिस्टिक कर्व

बी.) एक्सआईटेशन नियंत्रण प्रणाली का मानदण्ड :

1. एक्सआईटेशन का प्रकार
2. अधिकतम फील्ड वोल्टेज
3. न्यूनतम फील्ड वोल्टेज
4. निर्धारित फील्ड वोल्टेज
5. गैन फैक्टर
6. फील्ड बेक स्ट्रेन्थ
7. कंट्रोल एम्प्लीफायर के लिए टाईम कांस्टेंट
8. एक्सआईटर के लिए टाईम कांस्टेंट
9. फील्ड बेक के लिए टाईम कांस्टेंट
10. कंट्रोल एम्प्लीफायर का आउटपुट वोल्टेज
11. कंट्रोल एम्प्लीफायर का अधिकतम आउटपुट वोल्टेज
12. कंट्रोल एम्प्लीफायर का न्यूनतम आउटपुट वोल्टेज
13. सेट वेल्यू सहित आई ईईई प्रतिक उपयोग करते हुए इनडिवीजुअल एलिमेंट के ट्रांसफार्मर को देखते हुए ब्लाक डाईग्राम में एक्सआईटेशन लूप का विवरण।
14. ओव्हर-एक्सआईटेशन लिमिटर का डायनेमिक गुण
15. अण्डर-एक्सआईटेशन लिमिटर का डायनेमिक गुण

16. एक्सार्डटर आई ईईई माडल / टाइप सं०
17. एक्सार्डटर रिसपान्स समय

सी. गर्वनर / टरबाइन के मानदंड :

1. गर्वनर औसत गैन (मेगावाट / हार्टज)
2. स्पीडर मोटर सेटिंग रेंज
3. वाष्प अथवा ईंधन गर्वनर वाल्व का टाईम कांस्टेंट
4. गर्वनर वाल्व ओपनींग लिमिट्स
5. गर्वनर वाल्व रेट लिमिट्स
6. टरबाइन (एचपी, आईपी, एलपी) का टाईम कांस्टेंट
7. सेट वाल्व सहित आई ईईई प्रतीक उपयोग करते हुए इनडिवीजवल एलिमेंट का ट्रांसफार्मर फंक्शन दिखाने वाला गर्वनर ब्लॉक डायग्राम
8. गर्वनर का प्रकार, क्या आई ईईई मानक गर्वनर उपयोग हुआ है?
9. रेग्यूलेशन एण्ड ड्रूप
10. फ्रेक्शन आफ टोटल पावर जनरेटेड एचपी, आईपी, एलपी टरबाइन
11. अधिकतम वेलोसिटी सीमा एचपी, आईपी, एलपी टरबाइन
12. न्यूनतम वेलोसिटी सीमा एचपी, आईपी, एलपी टरबाइन

डी. प्रचालनीय मानदण्ड

1. डि-सिंक्रोनाईजेशन से जनरेटिंग यूनिट सिंक्रोनाईजिंग हेतु अपेक्षित न्यूनतम नोटिस
2. जनरेटिंग केन्द्र में डिफरेंट जनरेटिंग यूनिट के मध्य सिंक्रोनाईजिंग करने के लिए न्यूनतम आवश्यक समय
3. सिंक्रोनाईजिंग पर न्यूनतम ब्लॉक लोड आवश्यकता
4. निम्न दशाओं के लिए जनरेटिंग यूनिट को सिंक्रोनाईजिंग करने के लिए अपेक्षित समय :
 - ए) हॉट
 - बी) वार्म
 - सी) कोल्ड
5. निम्न दशाओं में जनरेटिंग यूनिट का अधिकतम लोडिंग दर:
 - ए) हाट
 - बी) वार्म
 - सी) कोल्ड
6. बिना ऑयल सपोर्ट न्यूनतम भार (मेगावाट)

5. **संयंत्र निष्पादन**

1. दैनिक मांग प्रोफाईल (विगत वर्ष)	पूरे दिन भर प्रति आधा घंटा एकीकृत मांग
2. यूनिट जनरेटेड (मिलियन के.डब्ल्यू.एच. में)	
3. आक्जिलरी यूनिट खपत (मिलियन के.डब्ल्यू.एच. में)	
4. सहायक भार को प्रणाली से यूनिट आपूर्ति	
5. सीजनल जनरेशन	

ए.1.3 **हाइड्रो इलेक्ट्रिक सामान्य :**

1. स्थल	मार्ग, रेललाइन, ट्रांसमिशन लाइन, नदी, जलाशय (यदि कोई हो) प्रदर्शित करने वाला (स्किमेटिक) लोकेशन नक्शा प्रस्तुत करे
क्या स्टोरेज टाईप, रन ऑफ रिवर टाईप है?	
पूर्ण जलाशय स्तर	
टेल रेस स्तर	
डिजाईन हेड	
न्यूनतम ड्रा डाउन स्तर	
जलाशय स्तर वी/एस एनर्जी पोटेनसियल कर्व	
2. निर्माण की अनुमानित अवधि	
3. वार्षिक उत्पादन (मिलियन के.डब्ल्यू.एच. में)	

II. **कनेक्शन**

(जैसे ऊपर लिखित थर्मल जनरेटिंग केन्द्र पर लागू)

III. **केन्द्र क्षमता**

(जैसे ऊपर लिखित थर्मल जनरेटिंग केन्द्र पर लागू)

IV. **जनरेशन यूनिट डाटा**

1. आपरेटिंग हेड	
(ए) अधिकतम	
(बी) न्यूनतम	
(सी) औसत	
हाइड्रो यूनिट	
ए) सिंक्रोनस कंडेनसर के रूप में प्रचालन करने की क्षमता	
बी) (पूर्ण व आंशिक भार में) वाटर हेड बनाम डिस्चार्ज का कर्व	

सी)	सिंक्रोनस कंडेनसर के रूप में प्रचालन करते समय आवश्यक पावर अथवा वाटर डिस्चार्ज की आवश्यकता	
2. टरबाईन		
टाईप, क्षमता		
3. जनरेटर		
ए)	मेक व प्रकार	
बी)	रेटिंग (एमवीए)	
सी)	टर्मिनल वोल्टेज (के.व्ही.)	
डी)	निर्धारित पावर फेक्टर	
ई)	0.95 लीडिंग तथा 0.85 लैगिंग रेंज में प्रतिक्रियाशील पावर क्षमता (एमवीएआर)	
एफ)	शार्ट सर्किट अनुपात	
जी)	डायरेक्ट एक्सिस ट्रांजिएन्ट रिएक्टेंस (एमवीए रेटिंग पर प्रतिशत)	
एच)	डायरेक्ट एक्सिस सब-ट्रांजिएन्ट रिएक्टेंस (एमवीए रेटिंग पर प्रतिशत)	
आई)	सहायक पावर की आवश्यकता	
4. जनरेटर ट्रांसफार्मर		
ए)	प्रकार	
बी)	निर्धारित क्षमता (एमवीए)	
सी)	वोल्टेज अनुपात (एचवी/एलवी)	
डी)	टेप चेंज रेंज (+% से -%)	
ई)	प्रतिशत इम्पेडेन्स (फूल लोड पर पाजिटिव सिक्वेस)	

ए.1.4 हाईवोल्टेजलेक्ट्रिक केन्द्र :

I. सामान्य :

- 1 जनरेटिंग केन्द्र का नाम :
- 2 जनरेटिंग यूनिट की क्षमता व संख्या (मेगा. में) :
- 3 जनरेशन यूनिट (एमयू) का अपेक्षित स्तर
- 4 प्रतिवर्ष जनरेशन की अवधि (माह में)
- 5 सिंचाई प्रयोजन के लिए बांध/नहर से छोड़े गये पानी पर क्या संयंत्र आधारित है?
- 6 सभी मेजर उपकरण की रेटिंग
- 7 जनरेटिंग केन्द्र तथा स्वीच यार्ड का सिंगल लाईन डायग्राम
- 8 रिलेईंग व मीटरिंग डायग्राम
- 9 जनरेटर का न्यूट्रल ग्राउण्डिंग

10. एक्सआईटेशन नियंत्रण
11. अर्थ रेजिस्टेंस वेल्यू सहित अर्थिंग व्यवस्था
12. संचार-पीएलसीसी तथा स्थापित अन्य संचार उपकरण का ब्यौरा

II. सुरक्षा (प्रोटेक्शन)
(जैसे ऊपर लिखित थर्मल जनरेटिंग केन्द्र पर लागू)

III. स्वीच यार्ड
(जैसे ऊपर लिखित थर्मल जनरेटिंग केन्द्र पर लागू)

IV. जनरेशन यूनिट :

ए. जनरेशन यूनिट का मानदण्ड
(जैसे ऊपर लिखित थर्मल जनरेटिंग केन्द्र पर लागू)

बी. एक्सआईटेशन नियंत्रण प्रणाली का मानदण्ड
(जैसे ऊपर लिखित थर्मल जनरेटिंग केन्द्र पर लागू)

सी. गवर्नर / टरबाईन का मानदण्ड
(जैसे ऊपर लिखित थर्मल जनरेटिंग केन्द्र पर लागू)

डी. प्रचालनीय मानदण्ड

1. जनरेटिंग यूनिट को डि-सिंक्रोनाइजेशन से सिंक्रोनाइजिंग हेतु न्यूनतम नोटिस अपेक्षित
2. जनरेटिंग केन्द्र में विभिन्न जनरेटिंग यूनिट के मध्य सिंक्रोनाइजिंग हेतु न्यूनतम समय
3. सिंक्रोनाइजिंग का अपेक्षित न्यूनतम ब्लाक लोड

ए1.5 थर्मल जनरेटिंग केन्द्र के लिए : एसटीयू की इच्छा पर

I. कनेक्शन :

1. ट्रांसमिशन प्रणाली के साथ सामानांतर प्रचालन के अध्ययन की रिपोर्ट :
 - ए) लोड फ्लो अध्ययन
 - बी) स्थायित्व अध्ययन
 - सी) शार्ट सर्किट अध्ययन
2. ट्रांसमिशन प्रणाली के साथ प्रस्तावित कनेक्शन
 - ए) वोल्टेज
 - बी) सर्किट की संख्या
 - सी) कनेक्शन की पाईट / इंटरफेस पाईट

II. हाईड्रोइलेक्ट्रिक उत्पादन केन्द्र
(जैसे ऊपर लिखित थर्मल जनरेटिंग केन्द्र पर लागू)

भाग-2-वितरण
(वितरण कंपनी द्वारा राज्य पारेषण उपक्रम को प्रस्तुत करने हेतु)

बी-1 मानदंड प्लानिंग डाटा वितरण

I. सामान्य :

1. सिंगल लाईन डायग्राम 33 केवी उपकेन्द्र तक लाईसेंसी वार
2. उपभोक्ता डाटा वितरण लाईसेंसी के सर्वोत्तम निर्णय के आधार पर उपभोक्ता की श्रेणीवार संख्या उनके कनेक्टेड लोड संलग्न करें।
3. वितरण के वर्तमान सभी प्रभारी अधिकारी का संदर्भ

II. संयोजन (कनेक्शन):

1. कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट :
कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट
बताने वाला सिंगल लाईन डायग्राम
संलग्न करें
2. कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट पर
वोल्टेज
3. कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट फीड
करने वाले ग्रिड उपकेन्द्र के नाम

III. लाईन व उपकेन्द्र :

1. लाईन डाटा लाईन की लंबाई तथा वोल्टेज(ईएचवी स्तर)
प्रस्तुत करें।
2. उपकेन्द्र डाटा उपकेन्द्र में स्थापित 220/132 केवी,
132/33केवी, 33/11केवी,
के ट्रांसफार्मर तथा
केपेसिटर का विवरण संलग्न करें।

IV. भार

1. कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट पर लोड ड्रान	काम्पेक्ट एरिया जो रिंग में इंटरकनेक्टेड है, में यदि वितरण लाईसेंसी कई कनेक्शन पाईट पर पावर प्राप्त करता है, तब ऐसा वितरण लाईसेंसी, एसटीयू के साथ परस्पर यथा चर्चा तथा सहमति वेरिफेशन अथवा टालरेंस के साथ प्रत्येक कनेक्शन पाईट पर आपूर्ति के ओव्हर ऑल क्षेत्र के लिए ड्रान ओव्हर आल लोड को फारवर्ड करेगा।
2. ईएचवी में दिए जाने वाले लोड का विवरण, यदि कोई हो	ग्रिड उपकेन्द्र से उपभोक्ता परिसर तक ईएचटी लाईन की ड्रान लंबाई से ग्रिड उपकेन्द्र का नाम तथा उपभोक्ता वोल्टेज आपूर्ति, कांटेक्ट मांग का नाम दें।

V. मांग डाटा (5 मेगावाट तथा उससे ऊपर, सभी भार हेतु) :

1. एचपी अथवा केडब्लू में लोड व रेटिंग का प्रकार	बतावे, यदि फर्नेस फार, रोलिंग मिल, ट्रेक्शन भार, अन्य औद्योगिक भार, पम्पिंग भार आदि हो।
2. निर्धारित वोल्टेज	
3. उपकरण का विद्युत भार	बतावे मोटर का आकार व संख्या, रेटिंग अथवा आक्र फर्नेसेस/इंडक्शन फर्नेस, ड्राईव तथा नियंत्रण व्यवस्था का प्रकार
4. आपूर्ति फ़िक्वेसी तथा वोल्टेज को लोड सेन्सिविटी	
5. लोड का अधिकतम हार्मोनिक कनटेन्ट	
6. लोड का औसत तथा अधिकतम फेज अनबेलेन्स	
7. निकटतम उपकेन्द्र जहां से लोड को फीड किया जाना है।	
8. माप के अनुसार लोकेशन नक्शा	उपकेन्द्र के आसपास लाईन के संदर्भ में लोड का ठिकाना दिखाने वाला नक्शा

VI भार पूर्वानुमान डाटा :

- कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट के लिए पीक लोड वैसे ही आने वाले बाद के 10 वर्ष के प्रत्येक वर्ष के लिए क्षेत्र की आपूर्ति के लिए एनर्जी तथा पीक लोड पूर्वानुमान ।
- मेथाडालाजी तथा धारणा का विवरण जिस पर पूर्वानुमान आधारित है।
- 5 मेगावाट तथा उससे ऊपर भार का विवरण :
 - भावी उपभोक्ता का नाम
 - लोड फेजिंग

बी-2 विस्तृत प्लानिंग डाटा (वितरण)

I सामान्य:

- वितरण प्रणाली (ट्रांसमिशन प्रणाली से यदि प्रत्यक्ष फीड कन्ज्यूमर बस को किया गया, तो ट्रांसमिशन प्रणाली 220/132केवी, 132/33केवी, व 33/11केवी उपकेन्द्रों के साथ कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट से वितरण लाईन बताने वाले) का स्किमेटिक सिंगल लाईन डायग्राम।
- (ट्रांसमिशन प्रणाली तथा संबंधित 220/132केवी, 132/33केवी, व 33/11केवी उपकेन्द्र के ग्रिड उपकेन्द्रों को फीडिंग सहित अभिज्ञापित) लाईन तथा उपकेन्द्रों के नम्बर लगाना तथा नामकरण ।

II संयोजन (कनेक्शन)

- कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट (कनेक्शन के विद्यतान व्यवस्था का विवरण संलग्न करें)
- कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट की मीटरिंग का विवरण

बी-3 विस्तृत प्लानिंग डाटा (वितरण)

(राज्य पारेषण उपक्रम के अनुरोध पर प्रस्तुति के लिए)

I. कनेक्शन :

1. कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट निम्नलिखित के लिए यथा प्रयोज्य :
 - ए) नया
 - बी) विद्यमान कनेक्शन का उन्नयन
2. कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट में मीटरिंग में परिवर्तन

II. भार :

1. आगामी 10 वर्षों के लिए संविदाकृत एक मेगावाट तथा उसे अधिक के मेजर भार का विवरण।

विस्तृत ट्रांसमिशन प्रणाली डाटा (अनुच्छेद 3.5)
(राज्य पारेषण उपक्रम/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के अनुरोध पर राज्यांतरिक उपयोगकर्ता को प्रदान करने हेतु)

बी-1 मानदंड प्लानिंग डाटा (ट्रांसमिशन)

1. लाईन का नाम (उत्पादन केन्द्र तथा कनेक्ट होने वाले उपकेन्द्र बताने वाला)
2. लाईन वोल्टेज (केवी)
3. सर्किट की संख्या
4. रूट लंबाई (सर्किट कि.मी.)
5. कंडक्टर साईज
6. लाईन मानदण्ड (100 एमवीए बेस पर पीयू या ओम में)
रेजिस्टेंस/कि.मी., इनडक्टिव रिएक्टेंस/कि.मी., ससप्टेंस/कि.मी.
7. अनुमानित पावर फ्लो मेगावाट तथा एमवीएआर
8. लाईन रूट (टोपोग्राफिक शीट)
9. **कनेक्शन का प्रयोजन** : स्कीम संदर्भ, अन्य राज्य को व्हीलिंग आदि
10. अनुमानित निर्माण अवधि

बी-2 विस्तृत प्रणाली डाटा (ट्रांसमिशन)

I. सामान्य :

1. ग्रिड उपकेन्द्र पर 33केवी तक ट्रांसमिशन प्रणाली का सिंगल लाईनिंग डायग्राम
2. उपकेन्द्र का नाम
3. उत्पादन केन्द्र कनेक्टेड
4. सर्किट की संख्या व लंबाई
5. इंटरकनेक्टिंग ट्रांसफार्मर
6. उपकेन्द्र बस लेआउट
7. पावर ट्रांसफार्मर
8. प्रतिक्रियाशील कम्पनसेसन उपकरण
(i) स्थापित केपेसिटर का विवरण
(ii) अतिरिक्त भार के साथ चालू होने वाला अतिरिक्त केपेसिटर
9. लाईटनिंग अरेस्टर
10. बस तथा/अथवा लाईन रिएक्टर

II. उपकेन्द्र ले आउट दिखाने वाले डायग्राम :

1. बस बार लेआउट

2. विद्युत सर्किट्री, लाईन, केबल, ट्रांसफार्मर, स्वीचगेयर आदि
3. फेजिंग व्यवस्था
4. अर्थिंग व्यवस्था
5. स्वीचिंग सुविधाएँ तथा इंटरलाकिंग व्यवस्था
6. आपरेटिंग वोल्टेज
7. नंबर लगाना तथा नामकरण
 - (i) ट्रांसफार्मर
 - (ii) सर्किट
 - (iii) सर्किट ब्रेकर
 - (iv) आईसोलेटिंग स्वीच

III. लाईन मानदण्ड (सभी सर्किट के लिए):

1. लाईन का नाम
2. लाईन की लंबाई (किलोमीटर)
3. सर्किट की संख्या, कंडक्टर का साईज व प्रकार, थर्मल रेटिंग
4. प्रति सर्किट वेल्यू
 - (i) आपरेटिंग वोल्टेज (केवही)
 - (ii) पाजिटीव फेज सिक्वेंस रिएक्टेंस – ओम प्रति कि.मी.
 - (iii) पाजिटीव फेज सिक्वेंस रेजिस्टेंस – ओम प्रति कि.मी.
 - (iv) पाजिटीव फेज सिक्वेंस ससेप्टेंस – ओम प्रति कि.मी.
 - (v) जीरो फेज सिक्वेंस रिएक्टेंस – ओम प्रति कि.मी.
 - (vi) जीरो फेज सिक्वेंस रेजिस्टेंस – ओम प्रति कि.मी.
 - (vii) जीरो फेज सिक्वेंस ससेप्टेंस – ओएचएमएस प्रति कि.मी.

IV. ट्रांसफार्मर मानदण्ड (पैरामीटर)

(उपकेन्द्रवार सभी ट्रांसफार्मर के लिए):

1. निर्धारित एमवीए
2. वोल्टेज अनुपात
3. वेक्टर समूह
4. निर्धारित एमवीए बेस पर अधिकतम, न्यूनतम व सामान्य पाजिटीव सिक्वेंस रिएक्टेंस
5. निर्धारित एमवीए बेस पर अधिकतम, न्यूनतम व सामान्य पाजिटीव सिक्वेंस रेजिस्टेंस
6. निर्धारित एमवीए बेस पर जीरो सिक्वेंस रिएक्टेंस
7. टैप परिवर्तन रेन्ज (+% से - %) तथा स्टेप
8. टैप चेंजर (आफ/आन) का विवरण

9. न्यूट्रल ग्राउण्डिंग ट्रांसफार्मर/रेजिस्टर वेल्यू
10. % इम्पिडेन्स अधिकतम/न्यूनतम/ सामान्य टैप पर

V. उपकरण विवरण (सभी उपकेन्द्रों के लिए) :

1. सर्किट ब्रेकर
2. आईसोलेटिंग स्वीच
3. करेंट ट्रांसफार्मर
4. पोटेंसियल ट्रांसफार्मर
5. लाईटनिंग अरेस्टर
6. अर्थिंग स्वीच

VI. रिलेईंग व मीटरिंग :

1. अन्य उपयोगकर्ता के साथ समन्वयन से उनके सेटिंग तथा स्तर के साथ सभी ट्रांसफार्मर तथा फीडर के लिए स्थापित रिले सुरक्षा
2. मीटरिंग विवरण

VII. प्रणाली अध्ययन

1. लोड प्लो अध्ययन (अधिकतम हाईड्रो तथा अधिकतम थर्मल जनरेशन के लिए पीक व लीन लोड)
2. क्रिटिकल लाईन में 3 फेज फाल्ट तथा 400केवी लाईन तथा क्रिटिकल 220केवी लाईन के लिए सिंगल पोल रिक्लोजिंग के लिए ट्रांजिएन्ट स्थायित्व अध्ययन।
3. डायनेमिक स्थायित्व अध्ययन
4. शार्ट सर्किट अध्ययन (3 फेज तथा सिंगल फेज अर्थ)
5. प्रणाली में ट्रांसमिशन व वितरण क्षति

VIII. मांग डाटा (सभी उपकेन्द्रों के लिए) :

1. मांग प्रोफाईल (पीक व ऑफ पीक लोड)
2. आगामी 5 वर्षों के लिए पूर्वानुमान

IX. प्रतिक्रियाशील क्षतिपूर्ति उपकरण :

1. उपकरण का प्रकार (फिक्स्ड अथवा वेरियेबल)
2. केपेसिटिव्ह तथा/अथवा इनडक्टिव रेटिंग (वोल्टेज व एमवीएआर) इसके आपरेटिंग रेन्ज पर
3. नियंत्रण विवरण
4. प्रणाली का कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट

बी.3 विस्तृत प्लानिंग डाटा (ट्रांसमिशन)

I. संयोजन (कनेक्शन) :

1. कनेक्शन स्थिति दर्शाने वाले सिंगल लाईन डायग्राम

2. उपकेन्द्र लेआउट डायग्राम
 - (i) नया
 - (ii) अतिरिक्त व आल्टरेशन
3. परिवर्तित मानदण्ड सहित संशोधित प्रणाली अध्ययन
4. कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट
 - (i) वोल्टेज
 - (ii) सर्किट लंबाई
 - (iii) सर्किट मानदण्ड
 - (iv) पीएलसीसी सुविधाएं
 - (v) फाल्ट को आईसोलेट करने कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट में इंटरट्रिप प्रणाली का इंटरट्रिपिंग व्यवस्था सहित रिलेईंग।
 - (vi) कनेक्शन पाईट/इंटरफेस पाईट में मीटरिंग
 - (vii) अन्य संचार सुविधा

मूल प्रति
(सुरक्षा) प्रपत्र

विद्युत उपकरण अथवा लाईन पर कार्य करने अनुज्ञा पत्र (अनुच्छेद 10.2.1)

----- को जारी,

मैं एतद्वारा घोषणा करता हूँ कि निम्नलिखित विद्युत उपकरण/लाईन डेड है। तथा सभी लाईन कंडक्टर से आईसोलेटेड है :-

सभी कंट्रोलिंग स्वीच पर काशन नोटिस चिपका दिया गया है,

यहां स्पष्ट लिखें कि विद्युत उपकरण/लाईन, जिस पर काम करना सुरक्षित हो-

यहां, पाईट, विद्युत उपकरण/लाईन अर्थ से कनेक्टेड है, ज्यों का त्यों लिखें-

सभी अन्य उपकरण/लाईन चालू (लाईव) है

यहां कोई विशेष सीमा अथवा अनुदेश लिखें, जिसे जारी करने वाला (इसुअर) व्यक्ति जोड़ना चाहे :

तिथि, समय, पदनाम सहित हस्ताक्षर

(जब अनुज्ञा फोन, पर दी गई हो दूसरे (अपोजिट) छोर के अधिकृत व्यक्ति का नाम अवश्य ही लिखा जावे)

(जारी करने वाला-प्रेषण छोर.....)

अनुज्ञा का क्रमांक (यदि फोन द्वारा है)

(जारी करने वाला-प्राप्ति छोर

- टीप- 1) सक्षम व्यक्ति द्वारा हस्ताक्षरित यह कार्ड किए जाने वाले काम के लिए काम के प्रभारी अधिकृत व्यक्ति को सौंपा जाना चाहिये, तथा जब तक काम पूरा न हो जावे अथवा अधिकृत व्यक्ति द्वारा रोका न जावे, वह व्यक्ति इसे अपने पास ही रखेगा।
- 2) यहां उल्लेखित विद्युत उपकरण को फिर से चालू न किया जाये जब तक कि अनुज्ञा जारी करने वाले निर्गामक यह कार्ड प्रभारी व्यक्ति द्वारा हस्ताक्षर कर वापस न लौटा दिया जावे।

मैं एतद्वारा घोषित करता हूँ कि मेरे प्रभार के सभी व्यक्ति, अर्थिग तथा सामग्री, स्थल, उपकरण/लाईन से हटा लिये गए है तथा लोगों को चेतावनी दे दी गई है कि कार्ड में उल्लेखित विद्युत उपकरण पर कार्य करना जरा भी सुरक्षित नहीं है।

हस्ताक्षर.....

पदनाम.....

दिनांक :-

समय :-

----- मैं एतद्वारा घोषित करता हूँ कि कार्ड निरस्त किया गया।

हस्ताक्षर.....

पदनाम.....

दिनांक:-

समय:-

**दूसरी प्रति
(सुरक्षा) प्रपत्र
विद्युत उपकरण अथवा लाईन पर कार्य करने का अनुज्ञा पत्र (अनुच्छेद 10.2.1)**

-----को जारी,
मैं एतद्वारा घोषणा करता हूँ कि निम्नलिखित विद्युत उपकरण/लाईन डेड है। तथा सभी लाईन कंडक्टर से आईसोलेटेड है।
सभी कंट्रोलिंग स्वीचेस पर काशन नोटिस चिपका दिया गया है।
यहां स्पष्ट लिखें कि विद्युत उपकरण/लाईन, जिस पर काम करना सुरक्षित हो।
यहां, पाईट, विद्युत उपकरण/लाईन अर्थ से कनेक्टेड है, ज्यों का त्यों लिखें।
सभी अन्य उपकरण/लाईन चालू (लाईव) है।
यहां कोई विशेष सीमा अथवा अनुदेश लिखें जिसे जारी करने वाला (इसुअर) जोड़ना चाहे :

तिथि, समय, पदनाम सहित हस्ताक्षर
(जब अनुज्ञा फोन, पर दी गई हो) दूसरे (अपोजिट) छोर के अधिकृत व्यक्ति का नाम अवश्य ही लिखा जावे :

(जारी करने वाला-प्रेषण छोर.....)

अनुज्ञा का क्रमांक (यदि फोन द्वारा है)

(जारी करने वाला-प्राप्ति छोर

(इसका उपयोग तभी किया जावे जब अनुज्ञा पत्र के लिए आवेदन टेलिफोन पर किया गया हो)

आवेदन

----- से
----- को

कृपया मुझे -----
पर काम करने अनुज्ञा पत्र जारी करें।

हस्ताक्षर.....

पदनाम.....