流通設備計画ルール

2020 年 4 月 1 日改定

東京電力パワーグリッド株式会社

まえがき

本ルールは，電力広域的運営推進機関が定める送配電等業務指針に基づき，当社の流通設備に関する設備形成の基本的な考え方について記載した「設備形成ルール」である。

なお，本ルール中の「お客さま」とは，当社エリア内の需要者を指す。

構　成

Ⅰ．総　則 …… 1

Ⅱ．設備増強基準 …… 5

Ⅲ．系統一般 …… ２２

Ⅳ．架空送電設備 …… ３９

Ⅴ．地中送電設備 …… ５２

Ⅵ．変電設備 …… ６５

Ⅶ．配電設備 …… ７８

Ⅷ．給電設備 …… ８４

Ⅸ．保護・制御設備 …… ９４

Ⅹ．電子通信設備 ……１０３

Ⅰ．総　則

目　　次

１．系統の分類 …… 2

２．計画策定に当たっての基本的考え方 …… 2

３．計画策定の手順 …… 3

１．　系統の分類

本ルールにおける基幹系統流通設備（以下「基幹系統」という）及び地域供給系統流通設備（以下「地域供給系統」という）の定義は次のとおりである。

(1) 基幹系統

基幹系統とは，電力系統全体の骨格をなし，全系統に重要な影響を及ぼす系統であり，その新増設に関して全系統的観点からの計画・工事が必要な 275kV 以上の外輪系統，連系系統，都心系統等をいう。

これに基づき，具体的には次のとおりとする。

(a) 275kV 以上の送電線（都区内以外の 275／66kV 変電所に関するものを除く。）

(b) 1,000kV 変電所，500kV 変電所，275／154kV 変電所

(c) 都区内の 275／66kV 変電所

(d) 電源関連送変電設備*1

※1 154kV 以下の小容量発電所に関するものを除く

(e) 他電力会社などとの広域連系に関する送変電設備

(f) 275kV 以上の変電所に設置する調相設備

(2) 地域供給系統

地域供給系統とは，基幹系統以外の地域的な供給を主眼とした系統であり，地域特性に適応した計画・工事が必要な系統をいう。

(a) 154kV 以下の送電線，変電所並びに特別高圧供給関連の 275kV 送電線

(b) 都区内以外の 275／66kV 変電所並びに関連する 275kV 送電線

(c) 154kV 以下の変電所に設置する調相設備

(3) 配電系統

(a) 22kV 配電設備

(b) 6.6kV 高圧配電設備

(c) 低圧配電設備

(d) 計器などお客さまの屋内設備

２．　計画策定に当たっての基本的考え方

計画策定に当たっては，電力需要の伸びが鈍化する中でも電力品質の高度化要請などに対処し，系統一貫の観点から設備間の調和を図りつつ，長期にわたる安定供給の確保と系統全体としての効率性を追求することを基本とする。

このため，必要な供給信頼度の確保を前提に，需要動向の的確な把握，既設設備の徹底活用，設計・工事・保守・運用などとの協調に十分配慮することとする。その際，今後の社内外情勢に先見的，機動的に対処し，総合効率化を推進するため，特に次の事項に留意する。

(1) 環境保全，安全確保など社会的要請への対応

企業の社会性を十分認識して，環境保全・人身及び設備の安全確保などについて特に配慮する。

(2) 用地事情に対する配慮

用地，ルート確保の円滑化を図るため，国，地方公共団体，他企業などの動向について，情報の総合化に努め，公共用地の活用，地域開発計画との協調，他企業における事業計画との調整必要に応じ用地・ルートの確保を図るほか，取得する変電所土地等については，その地上部，地下部の高度利用についても配慮する。

(3) 新技術の導入

系統の簡素化，設備の大容量化・縮小化，設計・工法の合理化などに加え余寿命診断技術等の新技術開発の見通しについて十分調査検討を行い，新技術の活用を図るとともに，将来導入が円滑に行えるよう配慮する。系統や需給状況に応じた，電源の出力制御技術の活用を検討し，効率的な設備形成を図る。

(4) 設備運用の効率化

電力供給設備の安定かつ効率的運用と省力化を図るため，総合自動化を指向した設備運転の自動化・集中化，給電運用の自動化及び能力開発をも勘案した機器の保守・点検の合理化など設備運用の効率化を推進する。

(5) 広域系統長期方針，広域系統整備計画等との整合

電力広域的運営推進機関が策定する広域系統長期方針，広域系統整備計画その他の将来計画との整合を図る。

(6) 国，地方公共団体，他企業との協調

国，地方公共団体並びに公営電気事業，ガス，電信電話，地下鉄などの他企業との協調により，共同溝，共同施設の建設などそれぞれの設備の相互有効利用によって総合的な効率化を図る。

(7) サイバー攻撃に対するセキュリティの確保

社外及び社内からの電子的攻撃(サイバー攻撃)に対し，電力系統全体の保全，ならびに情報資産の保護を図り，円滑な企業活動を継続させることは，重要な経営課題の一つである。

サイバー攻撃からの当社の電子制御システム並びに事務処理システムを守るため，当社のシステムセキュリティポリシーに基づき，電力系統設備を形成する際は，必要な対策を講じるものとする。

3． 計画策定の手順

個別計画の策定は，次の手順を標準とする。

(1) 計画策定方針の具体的展開

長期計画などで示される系統増強の方向性，年度の業務運営方針並びに設備計画に関する策定方針などの主旨に沿って，計画の具体的展開を図る。

(2) 対策要否の検討

計画の具体的策定方針に基づき，需要想定と既設設備の実態から対策を要すると予測される個々の系統・設備を摘出するとともに，必要対策時期を検討する。

(3) 計画諸案の作成

対策を要すると予測される系統・設備のうち当該時期に計画の立案を必要とするものについて，設備間の調和・整合に十分配慮して計画諸案を作成する。

なお，計画諸案は，原則として諸案比較上必要な期間について時系列的に作成する。

(4) 計画諸案の比較と最適計画案の選定

計画諸案について，関係部門と十分連絡をとり，総工事費，年度別支出工事費並びに竣工後の費用及びそれによる効果を的確に分析・把握して経済性の比較検討を行うとともに，投資と予測される効果の関連を十分吟味し，諸案の中から最も効率性の高い最適計画案を選定する。

(5) 計画の機動的補正

計画を決定した後において，想定需要，地域特性などの情勢変化や工事工程の面から計画の変更を要することが明らかになった場合は，速やかに計画を見直し，代替案の採用など計画の機動的補正を行う。

以上の手順中対策諸案の作成については，配電設備も原則的にこれによるべきであるが，配電設備では小規模な工事を多量に実施する場合が多いので，計画策定の合理化を図るため，特別な場合を除き，あらかじめ総合的な観点から，回線別等により経済性の検討を行い，これに基づく標準的な設備とすることができる。

なお，工事が完成した後においても，その実施結果と計画を対比して，万一所期の効果を発揮していない場合には，その原因を検討して改善を図るとともに，その結果を将来の計画に反映し，よりよい設備形成を図るよう心がけることが必要である。

Ⅱ．設備増強基準

目　　次

１．適　用　範　囲 …… 7
２．一　般　事　項 …… 7
2.1　対策要否の判定と必要対策時期 …… 7
2.2　計画策定時期 …… 8
2.3　最適計画案の選定 …… 8
2.4　経済性の評価 …… 9

３．電　圧　維　持 …… 9
3.1　基本的考え方 …… 9
3.2　電圧の運用目標 …… 9
3.3　電圧維持対策 ……１０

４．系統周波数維持 ……１１
4.1　基本的考え方 ……１１
4.2　周波数調整の標準 ……１２
4.3　設備計画への反映 ……１２

５．供 給 信 頼 度 ……１３
5.1　基本的考え方 ……１３
5.2　計画に用いる予想最大電力 ……１４
5.3　設備計画への反映 ……１４

６．系 統 安 定 性 ……１６
6.1　基本的考え方 ……１６
6.2　系統安定性確保のための条件 ……１６
6.3　系統安定性向上対策 ……１７

７．短絡・地絡電流 ……１７
7.1　基本的考え方 ……１７
7.2　短絡・地絡電流 ……１８
7.3　短絡・地絡電流抑制対策 ……１８
7.4　都内地下式超高圧変電所の短絡・地絡電流 ……１９

８．高調波・フリッカなどの対策 …… １９

９．電磁誘導（参考） …… １９
9.1 基本的考え方 …… ２０
9.2 誘導電圧制限値 …… ２０
9.3 誘導障害対策 …… ２１

１．適　用　範　囲

送変電系統及び配電系統の設備計画において定めなければならない事項の立案作成に適用する。

２．一　般　事　項

2.1　対策要否の判定と対策必要時期

電力の供給に際して，適切な設備保守，運用を含めた既設設備の最大限の活用を図っても，なお設備の状態が次の項目に該当する場合は，設備の拡充又は更新を計画する。この場合，必要に応じた用地，管路等の先行確保の計画又は社外的な事情から必要な改修計画等を含むものとする。

なお，計画に当たっては，既設設備の最大限の活用に努める。

(1) 電源あるいは需要設備新設の場合

(2) 送電電力又は対象区域の需要に対し，当該既設設備の常時容量※2が不足すると予想される場合。

(注)※２　常時容量は次による。

発変電所：機　器……定格電流又は負荷率，温度管理面等から機器別に定められる連続許容電流

〃　　：母　線……連続許容電流

架空送配電線：電　線……連続許容電流

地中送配電線：ケーブル……線路ごとに算定される連続許容電流

(3) 系統の短絡・地絡等の際に流れる事故電流が，既設設備の瞬間許容量※3を超過することが予想される場合，若しくは既設設備が短絡・地絡時の機械的強度に耐えられなくなることが予想される場合

(注)※３　瞬間許容量は次による。

発変電所：遮断器……定格遮断電流

発変電所：その他の直列機器…定格短時間電流

〃　　：母　線……瞬時許容電流

架空送配電線：電　線……瞬時許容電流

地中送配電線：ケーブル……線路ごとに算定される瞬時許容電流

(4) 電源及び需要の増加に対し，「Ⅱ設備増強基準　５．供給信頼度」に定める条件を満足できないと予想される場合

(5) 既設設備では，系統安定性並びに需要端電圧を適正※4に維持できないと予想される場合

a. 設備健全時及び単一設備事故時において，系統の電圧安定性が維持できないと予想される場合

b. 設備が平常運転の状態において，電圧が適正範囲におさまらないと予想される場合

c. 発電機端子電圧又は発変電所母線電圧が，運用目標値におさまらないと予想さ

れる場合

d. 単一設備事故において，健全区間の需要端電圧が，需要設備の保全上許容される範囲におさまらないと予想される場合

(注)※４ 電圧不平衡，フリッカ，高調波についても考慮する。

(6) 既設設備の経年化及び設備環境等を考慮し，供給信頼度，設備安全，人身安全面から設備を更新することが必要と判断される場合※5

(注)※５ 設備を更新する場合は，将来の需要対応も考慮し厳選実施する。

(7) 既設設備で送電損失又は維持費等のコストが大となり，設備を更新することが有利と判断される場合

(8) 各種電源の総合的な運用面から設備増強することが有利と判断される場合

(9) 次に示す社外的な事情などにより対策が必要な場合

a. 道路の建設・改修又は区画整理，地下施設の建設，軌道の高架化など都市計画によって当社設備の改修・移設が必要な場合

b. 都市化等に関連して設備の改修・移設が必要な場合

c. 既設設備のままでは，安全並びに環境対策上問題があり，設備の改修が必要な場合

d. 将来の需要の増加に対応して，送配電線ルート並びに変電所用地の確保が現時点で必要と判断できる場合

2.2 計画策定時期

計画策定の時期は，次の事項の所要期間を考慮し，必要運転開始時期を確保できるよう決定する。

(1) 送変配電用地取得

(2) 社内外関係諸手続き

(3) 社内外関連工事との調整

(4) 機器，資材の納期

(5) 地域との協調，経済性，安全性を考慮した工事実施　など

2.3 最適計画案の選定

計画の策定に当たっては，長期的な観点から需要動向，電源立地はもちろん地域開発，技術革新等を先見的に反映し，既設電力系統の徹底活用及び拡充する設備を含めた新しい系統の適切な保守・運用を前提として，電源から流通設備末端に至る系統の合理的かつ円滑な発展を図ることを基本とする。

具体的には，この趣旨に沿って種々の計画案を作成し，経済性，信頼度，電源・需要等の不確実性への対応の柔軟性，社会環境への適応性，保守・運用体制等を考慮のうえ計画諸案の比較を行い，最適な計画案を選定する。

2.4 経済性の評価

計画作成に当たっては諸案を作成し，これに対する投資及び費用と予測される効果を十分吟味し，最も効率性の高い最適計画案を選定する。このため，送変配電設備の経済性評価は，下記により行う。

経済性の評価手法は，評価期間における経費の現価比較を原則とするが，工事費の現

価比較により経済性の優劣を比較できる比較的単純な計画の場合は，工事費の現価比較によってもよい。

なお，送電線の電圧並びに太さの選定に当たっては，適切な送電損失評価を織り込む。

評価期間は，電源系統並びに外輪系統など系統の骨格となるものについては 10～20 年程度，その他の流通系統については５～ 10 年程度を基本としつつ，個々のケースについて個別に判断する。

３．電　圧　維　持

3.1　基本的考え方

系統電圧の適正維持は，お客さまへの供給電圧適正維持に関する電気事業者の基本責務であるばかりでなく，電力系統の安定運転を継続するうえで基本となるため，電圧調整設備及び調相設備を設置して適正な電圧維持を図る。

(注)電気事業法第 26 条及び同施行規則第 44 条第一項で定める，供給場所で維持するよう努めなくてはならない電圧は，以下のとおりである。

標準電圧	維持すべき値
100V	101V±６V
200V	202V±20V

これらの設備の設置に当たっては，基幹系統の電圧安定性確保のため，電源から配電に至る系統各部の適切な無効電力バランスをとって，無効電力損失を極力抑制するとともに，系統電圧並びに需要端電圧を適正に維持するよう発電機からの無効電力の有効利用，電圧調整設備及び調相設備の設置等を総合的に勘案し，系統全体として最も効率的となるよう計画する。

3.2　電圧の運用目標

(1) 発電所では発電機端子電圧あるいは発電所送り出し電圧，500kV変電所では500kV系統で大量の無効電力が消費されるため一次及び二次電圧を，その他変電所では，二次母線電圧を運用目標値に維持することに努める。また，お客さま供給電圧への影響の少ない発電所では発生無効電力及び力率を，調相設備を有する275kV以下の変電所では無効電力潮流抑制による送電損失の低減や上位500kV変電所へ的確な無効電力の供給を行うため，二次母線電圧とともに一次母線電圧あるいはバンク一次通過無効電力（あるいは一次母線電圧）を適正な値に維持することを目標とする。

(2) 運用目標とする電圧及び力率，無効電力

運用目標電圧とは，維持目標とすべき電圧を，季節・系統構成及び時間帯に応じて予め定めたものである。特別高圧において，平常時は，運用目標電圧に対する目標調整範囲は±１％程度で運用するため，これを満足するよう設備形成に配慮する。また，事故時においても，調相設備などによる電圧調整後に，運用目標電圧を極力維持できるよう設備形成に配慮する。

電圧維持対策に当たっては，系統各部の無効電力のバランス，電圧の状況を的確に把握し，送電損失の軽減，運転保守体制等を総合勘案のうえ，系統全体で最も効率的

に運用目標電圧の維持が可能となるよう計画する。なお，275kV以上の系統，電源や他電力会社との連系系統及び特別な事情のある系統については，前記基本的な考え方に基づき個別に検討して定める。

(a) 水力，火力，原子力発電所

ＰＳＶＲで発電所送り出し電圧を維持する場合は，発生無効電力を有効に活用できるように発電所送り出し母線電圧を定める。

ＡＶＲで発電機端子電圧を維持する場合には，発電機定格電圧に対し，数%の変化幅を持たせることとする。

ＡＱＲにより運転する場合には，発生無効電力を有効に活用することとし，当該系統の所要無効電力（近傍変電所の負荷消費無効電力と送電線及び変圧器の無効電力損失）をも供給できるよう定める。

ＰＳＶＲ：Power System Voltage Regulator（送電電圧制御励磁装置）

ＡＶＲ：Automatic Voltage Regulator(自動電圧調整装置)

ＡＱＲ：Automatic Q Regulator(自動無効電力調整装置)

(b) 送電用変電所

送電用変電所の運用目標電圧は，電圧安定性の確保，効率的な電圧調整，無効電力源の有効利用等を考慮して定める。

運用目標電圧は， 500kV 変電所では系統の安定性を確保する観点から，需要，電源，系統構成に応じた基幹系のシミュレーション計算等により，またそれ以外の変電所では，下位系統の変電所及び特別高圧のお客さまの受電電圧が適正となるように，その系統の負荷実態に応じて定める。

(c) 配電用変電所

配電部門が電源,負荷の実態に応じて決定した軽負荷時と重負荷時の基準値をもとに，電圧調整リレー装置により電流に応じて基準値を自動修正し，ＬＴＣを自動調整する。

3.3 電圧維持対策

電圧維持の具体的設備対策は次のとおりである。

(1) 発電機端子電圧，送電線送り出し電圧又は発生無効電力の制御※6

(2) 電力用コンデンサの設置
(3) 分路リクアトルの設置
(4) 負荷時電圧調整装置の設置
(5) ＳＶＣ，同期調相機，ＳＴＡＴＣＯＭの設置

※7

(6) 高圧配電線路用自動電圧調整器の設置

(注)※６・火力，原子力発電所及び超高圧以上の系統に接続される水力発電所においては，主として，ＡＶＲ又はＰＳＶＲにより，発電機端子電圧又は送電線送り出し電圧を制御

・その他発電所においては，ＡＶＲ又はＡＱＲにより，発電機端子電圧又は発生無効電力を制御

※７・送電用変電所においては，ＶＱＣにより一次及び二次母線電圧また

は，二次母線電圧及びバンク一次側無効電力を制御

・配電用変電所においては，電圧調整リレー・ＬＤＣにより二次母線電圧を制御

・線路充電電流補償用分路リアクトルの自動開閉装置により，地中送電線路発生無効電力を制御

ＶＱＣ　：Voltage Q Control(電圧無効電力制御装置)

ＬＤＣ　：Line Drop Compensator(線路電圧降下補償器)

ＳＶＣ　：Static Var Compensator（静止型無効電力補償装置）

ＳＴＡＴＣＯＭ　：STATic synchronous COMpensator（自励式無効電力補償装置）

４．系統周波数維持

4.1　基本的考え方

系統の周波数を標準周波数に維持するため，平常時における全系統の負荷変動（含む発電機出力変動。以下同じ。）による周波数変動並びに大電源脱落事故等の異常時における急激な周波数変動を，それぞれ次に示す範囲内に維持できるよう発電所の調整能力を確保する。

(1) 平常時の周波数変動は，主として全系統の負荷変動に起因し，その変動様相は長周期成分と短周期成分に分けて考えることができる。

これらの負荷変動に対応して，発電力を調整し周波数調整を行うが，そのためには，負荷変化速度に対応する発電所の出力制御能力及び負荷変動量に対応し得る発電所調整容量の確保が必要である。

この調整は，保有する運転予備力の範囲内で行うこととなるが，一般の発電所特性として，出力変化速度が速いほど，出力の調整可能幅（調整容量）は制約される。

また，調整は，短周期変動のうち，鉄鋼など大型，急変負荷に起因して周波数が著しく変動する場合は，需要家側に対策を要請し，これらを総合的に考慮する必要がある。

(2) 異常時としては，大電源の脱落又は基幹系統の分離等による周波数異常低下と大容量負荷（含む揚水用動力）の脱落又は基幹系統の分離等による周波数の異常上昇が考えられる。

前者の場合には，自エリア内の発電機の調整だけでなく，広域機関指示による電力融通，揚水負荷の遮断並びに緊急負荷遮断などの対策を併用する。

後者の場合には，一般的には発電機の調速機能など回転数上昇に対する危険防止の機能により電源余剰量が比較的少ない場合，許容限度以内におさまると考えられるが，基幹系統の分離等により著しい電源余剰量が発生する場合の対策としては，緊急電源遮断等の対策を考慮する。

4.2　周波数調整の標準

(1) 平常時

電気事業法第 26 条及び同施行規則第 44 条第２項に，一般電気事業者はその供給する電気の周波数を標準周波数に維持するよう努めることが義務付けられている。

当社は標準周波数 50Hz に対し，平常時は，この標準周波数±0.2Hz 以内に維持する

ことを目標に周波数調整を行うこととしている。

(2) 異常時

系統事故の発生などにより，大量の電源又は負荷（揚水動力含む）が脱落し，周波数が異常低下又は上昇した場合は，系統に並列している発電機の安定運転継続が困難となり，連鎖的に発電機が系統から脱落し，停電が広範囲に及ぶ可能性がある。

これを防止するため，周波数は速やかに発電機の連続運転可能範囲内（48.5Hz～50.5Hz）に回復させる必要がある。

4.3 設備計画への反映

電力需要の総合負荷形状に適合した，各種電源の最適な組合せと適正な供給予備力が確保された中で，さまざまな周期を持つ需要変動に対応した出力調整容量と調整速度を確保するため，必要な対策を設備計画に反映する。

(1)負荷変動の様相と制御能力

負荷変動様相は，１日の負荷変動傾向を示すような長周期成分とランダムな変動を示す短周期成分に分けて考えることができる。

前者は，変動幅が大きく発電機出力の最低から最大までの間で調整する必要があるが，負荷変動を先行予測して調整するため，出力変化速度は，日負荷変動に対応できる速度を確保できていれば，調整可能である。

後者は，予測の不可能な微小負荷変動を対象とするため，調整容量は小さくてよいが，需給不均衡発生による周波数偏差を検出した後に調整するため，出力変化速度は，より大きなものが望まれる。

このような周波数調整能力の確保は，先に述べたとおり電力需要の総合負荷形状に適合した，各種電源の最適な組合せと適正な供給予備力の確保が前提となるので，電源計画及び電源設備に関連した送変電設備計画との整合には十分配慮する必要がある。

(2)制御機能と調整容量

ａ．発電機運転基準出力制御（ＤＰＣ；Dispatching Power Control）

ＤＰＣは，負荷変動のうち，十数分程度以上の周期を持つ比較的大きな日負荷変化に対して，予測先行制御を行うことにより，需給バランスを保つことを目的とする。

また，調整容量については，日負荷変化に対し常に需給バランスを保つため，揚水式発電（動力）並解列の最適な組み合わせやパターン運転を行う発電機の運転カーブの見直しにより必要容量を確保することはもちろんのこと，火力機のＤＳＳ（Daily Start Stop；日間起動停止）の適用拡大，最低運転出力の引下げ，給水ポンプやミルの運転台数切替時間の短縮や切替省略による広範囲な出力調整の実現など発電設備の対策の推進やＤＰＣに制限を加える潮流制約（過負荷，系統安定度など)の緩和に向けた系統面の設備対策などについても適宜行う必要がある。

ｂ．自動周波数制御（ＡＦＣ；Automatic Frequency Control）

ＡＦＣは，負荷変動のうち数分～十数分程度の周期を持つ比較的短周期な負荷変動及びＤＰＣのミスマッチにより発生する需要と供給のアンバランスを周波数偏

差により検出して，偏差量に応じたフィードバック制御を行うことにより，需給バランスを保つことを目的とする。

個々の発電機に必要とされる調整能力については，系統に並列する発電機に占めるＡＦＣ可能な発電機比率により異なることや，調整能力に制御系の応動遅れを加味する必要があることから，ＡＦＣ可能発電機数を増やして調整容量を可能な限り並列する各発電機が分散保有すること，及びＡＦＣの制御系における遅延時間（むだ時間）を極力排除した制御システムとすることが望まれる。

また，ＡＦＣの分担する負荷変動領域の変動要因の一つである揚水動力並解列については，近年スケールメリットの追求により単機容量の増大が進んでいるが，ＡＦＣの調整能力を踏まえた並解列時の系統周波数への影響を十分検討・評価した上で，単機容量の選定を行う必要がある。

ｃ．ガバナ・フリー（ＧＦ；Governor Free）運転による周波数制御

ガバナ・フリー運転は，ＡＦＣでは追従が困難な，瞬時～数分程度以下の周期負荷変動に対し，需要と供給のアンバランスをタービン（又は水車）の回転数（周波数）偏差により検出して，この回転数偏差と調速機の速度調定率により決まる発電力をタービンに流入する蒸気量（水力の場合は水車への流入水量）の調整により発電機出力を制御し，定格回転数に保つことを目的とする。

ガバナ・フリー運転は，上記短周期の負荷変動に対する調整量に加え，電源脱落時の周波数低下に対して即時に応動を開始し，周波数が最低に達する数秒程度までに急速に出力を上昇し，少なくとも瞬動予備力以外の運転予備力が発動されるまでの間，継続して自動発電可能な供給力として必要な量を確保する必要がある。

さらに，大電源送電線のルート事故などによる大量電源脱落に対しては，現実的にガバナ・フリー必要量の確保が困難であることから，不足周波数リレー（ＵＦＲ）など事故波及防止リレーの応動を含めた対策により，周波数を速やかに発電機連続運転可能範囲内（48.5Hz～50.5Hz）に回復させる必要があるので，大量の発電力が集中する大容量電源設備に関連した送変電設備計画時は，大量電源脱落による影響を十分に検討・評価し，設備形成に反映する必要がある。

５．供 給 信 頼 度

5.1　基本的考え方

供給設備の事故及びその復旧の実態を十分勘案して，次により供給信頼度の確保を図る。

(1) 通常予想される設備事故に対しては，電源から配電設備に至る設備間の供給信頼度の協調を図り，系統全体として調和のとれた設備計画を策定する。

(2) 事故発生が極めて稀でも，一旦発生した場合には全系統の崩壊に至るような重大事態が予想されるものについては，この種の設備事故が発生しても重大事態に陥らないよう設備計画面においても，あらかじめ万全の対策を講じるよう配慮する。

(3) 大規模な台風，洪水，地震等による災害事故に対しては，地域実態に応じ技術的，

経済的に可能な限り速やかな復旧が行えるよう設備計画面でも考慮する。

5.2　計画に用いる予想最大電力

全系に及ぶ重大事態に至る事故に対しては最大電力とするが，その他については基幹系統及び地域供給系統の計画に用いる予想最大電力は最大三日平均電力（H_3）とする。

これは，最大三日平均を超えるピークの発生時に設備事故が起きる確率は極めて少なく，供給信頼度レベルはほとんど変わらないと考えられるためである。

なお，流通設備計画には，実際の設備を通過する流通予想最大電力を使用する。

5.3　設備計画への反映

供給信頼度は，通常予想される設備事故と，その時の供給支障の条件を明らかにし，計画に反映するが，その標準は次のとおり。

なお，事故発生が極めて稀でも，重大事態に至るような事故に対しては，個別に検討して対策をたてる。

(1) 基幹系統

a. 単一設備事故※8 の場合には，

(a) 供給支障を生じないこと

ただし，都区内供給を除き供給支障が局地的な範囲にとどまり，かつ，短時間に供給回復が可能な場合にはこの限りではない。

(b) 主要な電源の発電力制限を生じないこと

ただし，系統周波数の変動など系統に及ぼす影響が許容され，かつ，発電所の運転面でも支障がない場合はこの限りではない。

b. 二重設備事故※9 の場合には，大幅な供給支障を生じないものとし，かつ，電源脱落並びに系統分断をできるだけ生じないようにする。

なお，系統が分断した場合でも，分断後の両系統は極力供給支障を生ぜず，安定した運転が継続できるようにする。

c. 工事，補修等のため，軽負荷時に設備を一部停止する場合においても，a，b に示す供給信頼度が極力低下しないようにする。（地域供給系統も同じ）

（注）※８　単一設備事故とは，電力系統を構成する発電機１台，変圧器１台，送・配電線１回線など設備１単位の事故をいう。ただし，母線１区間の事故は除く。

※９　二重設備事故とは，電力系統を構成する発電機２台，変圧器２台，送電線２回線又は送電線１回線と変圧器１台など設備２単位の同時事故をいう。ただし，母線１区間事故及び母線連絡用遮断器の事故は二重設備事故相当として扱う。

(2) 地域供給系統

a.　単一設備事故の場合には，短時間に供給回復ができることを原則とする。

b.　需要密度が高いなど停電の社会的影響が高い地域に対しては，単一設備事故の場合において，極力供給支障を生じないようにする。（配電系統も同じ）

(3) 配電系統

高圧配電系統においては，単一設備事故後の場合に事故区間を除く健全区間に対して，短時間に供給回復ができることを原則とする。

この場合，自動化配電線においては，多段切替をも考慮し健全区間に対して，短時間に供給回復が可能なように計画する。

22kV 配電系統においては，本・予備線系統や分割連系系統等の系統構成の特徴を考慮し，短時間に事故復旧が可能なように計画する。

(4) 計画に当たって配慮すべき事項

ａ．変電所

(a) 負荷潮流が支配的な変電所の通過電力

変電所の通過電力は，変電所の主変圧器１台の事故停止の際に，残る健全バンクに許容し得る短時間過負荷容量①と，短時間に切替え可能な負荷切替量②[送電線・配電線(配電自動化)]の合計値を超過しないことを原則とする。(変電所の通過電力≦①＋②)

なお，変圧器の短時間過負荷容量は，変圧器をはじめ他の直列機器の能力並びに周囲温度，最大負荷の継続時間等によっても異なるが，一般には次のとおり。

送電用変圧器　・・・・・・・・・・　定格出力の 120%

配電用変圧器　・・・・・・・・・・　定格出力の 130%

(b) 発電潮流が支配的な変電所の通過電力

変電所の通過電力は，変電所の主変圧器１台の事故停止の際に，残る健全バンクに許容し得る短時間過負荷容量①と，過負荷中に設備が損傷することなく，過負荷保護リレー装置（ＯＬＲ：Over Load Relay）によって抑制又は遮断可能な発電力③の合計値を超過しないことを原則とする。

(変電所の通過電力≦①＋③)

ｂ．送電線

（ａ）負荷潮流が支配的な送電線の通過電力

送電線の通過電力は，送電線１回線の事故停止の際に，残る健全送電線の短時間許容容量①と，短時間に切替え可能な負荷切替量②（送電線・配電線）と，予備線契約以外の特別高圧のお客さま負荷④の合計値を超過しないことを原則とする。(送電線の通過電力≦①＋②＋④)

（ｂ）発電潮流が支配的な送電線の通過電力

送電線の通過電力は，送電線１回線の事故停止の際に，残る健全送電線の短時間許容容量①と，過負荷中に設備が損傷することなく，ＯＬＲによ

って抑制又は遮断可能な発電力③の合計値を超過しないことを原則とする。

（変電所の通過電力≦①＋③）

6．系 統 安 定 性

6.1 基本的考え方

電源の拡充に伴う送電計画の検討に当たっては，全系的観点から系統安定度・電圧安定性の検討を慎重に行い，必要な場合は電源から送変電設備に至る各種の系統安定度向上対策を検討し，効率的な対策を施すことにより必要な送電容量を確保する。

基幹系統において，系統計画を行う際は，将来にわたって系統安定度・電圧安定性を検討し，目標信頼度の確保を図る。

6.2 系統安定性確保のための条件

設備健全時及び所定の条件において，系統安定性を確保する。そのため，系統安定性の検討は，以下の条件で行い，定められた供給信頼度を確保する。

(1) 定態安定度

２回線以上を併用する系統については１区間１回線停止

(2) 過渡安定度

a. 事故の種類

２回線以上の線路については１回線三相地絡事故，さらに放射状大電力送電線路については２回線にまたがる同相１線地絡事故

b. 保護装置と遮断器動作

主保護遮断について検討する。

なお，必要に応じ２回線同相１線地絡並びにルート事故，遮断失敗等の条件についても，広範囲，長時間停電等の重大事故に発展しないよう保護・制御面を含めて適切な対策を行う。

(3) 電圧安定性

次のいずれか厳しい場合

a. ２回線以上を併用する系統については１区間１回線停止状態

b. 主要電源の１台が停止した状態

なお，必要に応じ送電線ルート停止や電源２台停止などについても，極力，一般のお客さまに及ぶ重大事故に発展しないよう，制御面・運用面を含め適切な対策を行う。

6.3 系統安定性向上対策

系統安定性向上対策は，運転・保守面も含めて次の諸対策を総合的に検討し，適切な対策を行う。

(1) 通常検討する対策

a. 発電機，変圧器など直列機器のリアクタンスの低減（定・過・圧）※10

b. 速応励磁，ＰＳＳの採用　（定・過）
c. ＰＳＶＲの設置　（圧）
d. 系統連系の強化　（定・過・圧）
e. 中間開閉所の設置　（定・過・圧）
f. 送電線の並列回線の増加　（定・過・圧）
g. 高速度保護リレー方式，高速度遮断器の採用　（過）
h. 多相再閉路方式の適用　（過・圧）
i. 静止型無効電力補償装置（ＳＶＣ）の設置　（定・圧）
j. 同期調相機の設置　（定・過・圧）
k. 複導体送電線路の採用時に素導体間隔の検討　（定・過・圧）
l. 発電機励磁回路頂上電圧の格上げ　（過）
m. 低定格力率発電機の採用　（定・過・圧）
n. 自励式無効電力補償装置（ＳＴＡＴＣＯＭ）の設置　（定・過・圧）

(2) (1)以外に考えられる系統安定度・電圧安定性向上対策
a. 直列コンデンサの設置　（定・過・圧）
b. 制動抵抗の採用　（過）
c. タービン高速バルブ制御の採用　（過）

(注)※10 定：定態安定度向上に効果がある対策
過：過渡安定度向上に効果がある対策
圧：電圧安定性向上に効果がある対策
ＰＳＳ：Power System Stabilizer(系統安定化装置)

７．短絡・地絡電流

7.1 基本的考え方

系統各所の短絡・地絡電流最大値は，系統規模の拡大に伴い増加するので，特に電源新設の影響を直接受けやすい基幹系統においては，短絡・地絡電流は，大幅に増加しやすい。

短絡・地絡電流増加により，主に次のような課題発生のおそれが増加する。

(1) 遮断器等の直列機器及び送電線の容量不足
(2) 通信線への電磁誘導障害
(3) 事故電流による設備の損傷

このため，障害の許容範囲，お客さまの受電設備実態，機器の製作限度，事故電流による誘導障害等を総合勘案して，次の値以下におさめることを目標とする

7.2 短絡・地絡電流

短絡・地絡電流最大値は，第Ⅱ－１表のとおりとする。

第Ⅱ－１表　系統の短絡・地絡電流最大値

電圧階級（kV）	短絡電流（kA）	地絡電流（kA）
500	63	63
275※11	50(63)※12	50(63)※12
154	31.5(40)※13	—※14
66	25※15(31.5)※16	—※14
22	25	—※14
6.6	12.5	－

（注）※11 都内超高圧地中系統においては，超高圧変圧器・ケーブルの事故拡大防止対策を考慮して系統，機器両面より個別に検討する。

※12 500／275kV 変電所及びこれに隣接する 275kV 変電所等のうち，将来短絡・地絡電流が 50kA を超過することが予想される場合に適用する。

※13 40kA は，500／154kV 変電所架空系統で，既設設備，将来構想，電磁誘導，お客さま設備等を総合的に検討のうえ，効果的な場合に適用する。

※14 過電圧の抑制効果，リレーの保護特性の面からの必要量と，電磁誘導の面からの許容値を総合勘案して個別に検討する。

※15 最大値 21.9kA(2,500MVA)を適用してきた系統においては，既設設備，将来構想，電磁誘導，お客さま設備等について検討し，問題がない場合には 21.9 kA を適用する。

※16 自家用発電設備が連系されている系統や 275／66kV 変電所の２次系など，短絡電流を 25kA 以内に抑制することが困難な場合で，かつ，既設設備，将来構想，電磁誘導，お客さま設備等を総合的に検討のうえ，効率的な場合に適用する。

7.3 短絡・地絡電流抑制対策

短絡・地絡電流抑制対策は，系統の安定度・電圧安定性，経済性等を総合的に検討し，適切な対策を行う。

(1) 通常検討する対策

a. 系統の分割，電源の分散

b. 発変電所母線の常時分割

c. 高インピーダンス変圧器の採用

(2) (1)以外に考えられる対策

d. 直列リアクトルの採用

e. 直流送電，直流連系等の非同期連系方式の採用

なお，発変電所の母線設計に当たっては，上記対策などによって，母線が分割された場合でも，必要に応じて母線自動併用方式を採用するなど，系統運用及び運転・保守上支障を生じないよう計画する。

7.4 都内地下式超高圧変電所の短絡・地絡電流

都内地下式超高圧変電所については，短絡・地絡電流増加による万一の事故発生時の社会的影響，供給信頼度等を考慮し，変圧器など機器の短絡・地絡電流耐量の強化，高信頼度化（保護リレー，遮断回路），的確な予防保守，変電所設備の防災強化など設備

面の対策を行うことにより最大電流 31.5kA までの対応は可能なものの，更なる短絡・地絡電流の増加に対しては，その抑制に向け系統面の対策を的確に行う必要がある。

８．高調波・フリッカなどの対策

電力系統における高調波・フリッカ及び電圧不平衡の許容値は，第Ⅱ－２表を目標とし，当社又は他の電気事業者の電気設備や，お客さまの電気の使用に支障を及ぼさないよう適切な防止対策を実施する。

なお，これらの許容目標値を超過する要因が，お客さま等の電気設備にある場合は，原則として当該お客さま等に防止対策を要請する。

また，電力設備の新増設に当たっては，適用系統における高調波電流，逆相電流，地磁気誘導電流等の実態を調査・分析のうえ，その実態に見合った耐量を有する機器を選定する必要がある。

第Ⅱ－２表　高調波などの許容目標値

種　　別	許 容 目 標 値（対 策 例）	備　　考
フ リ ッ カ (ｱｰｸ炉の場合)	ΔV_{10} が 0.45Ｖ以下 （対策例）同期調相機，リアクトル，静止型無効電力補償装置（ＳＶＣ）など	当該お客さま側の需給地点を規制地点とする。
電 圧 不 平 衡	不平衡率が３％以下 （対策例）負荷設備の接続変更，逆Ｖ結線 スコット結線　など	電気設備に関する技術基準(省令第 55 条，解釈 212 条)
高　調　波	総合電圧歪み率 6.6kV　　５％以下 22kV 以上　３％以下	高圧又は特別高圧で受電するお客さまについては「高圧又は特別高圧で受電する需要家の高調波抑制対策ガイドライン」（高調波抑制対策技術指針(JEAG9702)）に基づき対策をお願いする

９．電磁誘導（参考）

（注）　当社送電設備の新増強等に伴う電磁誘導障害対策は，通信線管理者（ＮＴＴなど）への依頼により施工され，当社はその対策費を適正負担することから，送電線の新増強等の計画に際しては，対策に必要な期間（調査～対策完了）及び対策費を確保する必要があるため参考扱いとした。

9.1　基本的考え方

都市化の進展に伴い当社系統と通信設備は，今後ますます輻輳するすう勢にあり，かつ当社系統は，系統の発展に伴い直接接地系統が拡大する傾向にある。

送電線の通信線への電磁誘導障害として，主に次のものがある。

(1) 常時誘導

送電線及び 22kV 架空配電線の負荷電流によって，商用周波数又は高調波の誘導障害が発生し，通信機器の誤動作や雑音が生じる。このため，特に大容量地中送電線等では，常時誘導障害防止に留意する必要がある。

(2) 事故時誘導

送電線の事故電流によって，通信線に一時的に誘導電圧が発生し，通信機器および人身の安全を脅かす。これらの障害は，電力系統の地絡電流が系統規模の拡大に伴って必然的に増大する傾向にあること，また通信線が著しく伸びていることなどから，今後増加することが予想されるので，適切な対策を図る必要がある。

一方，通信設備の対策工事は長期を伴い，かつ当社独自で工事ができないことから，対策工事に対しては，十分なリードタイムを確保し，繰り返し工事が生じないように系統構成の変化等も十分考慮し，長期的な当社計画に基づき効率的な対策を行う。

9.2 誘導電圧制限値

(1) 常時誘導電圧

わが国では常時誘導電圧の制限値はなく，国際的にはこの問題について，最も権威のあるものとされている国際電気通信連合（ＩＴＵ）の推奨値がある。これによると商用周波の危険電圧（実効値）は 60V，高調波の雑音電圧（実効値）はケーブル回線で１mV，裸回線で 2.5mV となっている。したがって，これらの推奨値等を参考に電気通信事業者と協議することが望まれる。

(2) 事故時誘導電圧

事故時誘導電圧の制限値は，「電磁誘導電圧計算書の取扱いについて」（平成７年１月 19 日公益事業部長通達）に基づき，154kV 以下の送電線は 300V（実効値）以下，275kV 以上の送電線では，その地絡事故電流の除去時間により，650V（実効値）以下若しくは 430V（実効値）以下のいずれかとする。

ただし，154kV 以下の送電線についても，地絡事故電流の除去時間が通達に示される所要条件を満足する場合，制限電圧を 650V（実効値）以下若しくは 430V（実効値）以下とすることができる。

a. 公称電圧 100kV 以上で，地絡事故電流が 0.06 秒以内に除去される送電線にあっては，誘導電圧の許容値は 650V を基準とする。

なお，ここでいう地絡事故電流の除去時間とは，保護装置と遮断器の総合動作時間を指し，以下の組合せのものに適用する。

保護リレー：電流差動方式（ディジタル形）

遮断器：２サイクル遮断

b. 公称電圧 100kV 以上で，地絡事故電流が 0.1 秒以内に除去される送電線にあっては，誘導電圧の許容値は 430V を基準とする。

c. 上記 a，b 以外の送電線にあっては，誘導電圧の許容値は 300V を基準とする。

9.3 誘導障害対策

誘導障害対策は，電気通信事業者とも協議のうえ，次の諸対策を総合的に検討し，適切な対策を行う。

(1) 地絡電流抑制対策

7.3 に示す「短絡・地絡電流抑制対策」による。

(2) 誘導電圧軽減対策

a. 送電線と通信線の相互離隔及び接近区間長の調整

b. 地中送電線の遮へい化

c. 地中送電線（単心ケーブル）の相配置の検討

d. 22kV 架空配電線のねん架

e. 需要側における高調波発生防止対策の要請

f. 通信線の遮へい体の接地抵抗の低減化

g. 通信線の一部機器の取替

h. 通信線に遮へいコイルの設置

i. 通信線の遮へいケーブル化又は移設

j. 送電線や通信線への遮へい線の添架

k. 非金属通信線への取替

l. 保護装置，監視，計測，制御等に使用する当社信号ケーブルについては，絶縁トランス及び通信用アレスタ等の設置

(3) 通信設備の絶縁対策

誘導電圧が 430V を越え 650V 以下の場合には，通信設備に設備上の対策を実施するなどにより，屋外作業において通信作業者の胴体の接触部が誘導電流の経路とならないようにする。

Ⅲ．系統一般

目　　次

１．一　般　事　項 …… ２４
1.1　系統構成の基本 …… ２４
1.2　系統構成の方向 …… ２４

２．電　圧　階　級 …… ２４
2.1　基本的考え方 …… ２４
2.2　標準電圧 …… ２４
2.3　電圧変成階級 …… ２５

３．系統の具体的構成 …… ２７
3.1　系統構成一般 …… ２７
3.2　基幹系統 …… ２７
3.3　地域供給系統 …… ２８
3.4　配電系統 …… ３１

４．電圧調整装置の配置 …… ３３
4.1　負荷時電圧調整装置 …… ３３
4.2　電力用コンデンサ …… ３３
4.3　分路リアクトル …… ３４
4.4　その他の調相設備 …… ３４

５．短絡・地絡電流抑制対策の機器選定 …… ３４
5.1　高インピーダンス変圧器 …… ３４
5.2　直列リアクトル …… ３４
5.3　遮断器 …… ３４
5.4　その他の直列機器 …… ３５

６．異周波数連系 …… ３５

７．系　統　保　護　…… ３５
7.1　基本的考え方　…… ３５
7.2　具備すべき一般的機能　…… ３５
7.3　保護の対象と保護リレー方式　…… ３５
7.4　保護リレー方式選定に当たって特に考慮すべき事項　…… ３６
7.5　275kV 以上の送電線保護リレーの２系列化　…… ３６

８．中性点接地方式　…… ３６
8.1　基本的考え方　…… ３６
8.2　中性点接地方式の標準　…… ３７
8.3　各中性点接地方式を採用するに当たって特に考慮すべき事項　…… ３８

1．一　般　事　項

1.1　系統構成の基本

電力系統は，生産と消費の同時性という電力の特質上，発電から配電に至る各設備を有機的一体として形成し，需要実態への適合を図りつつ，所要の信頼度を確保することが必要である。このように系統一貫の観点から既設系統の徹底活用を前提として，将来の系統拡大への適応，設備の保守・運用との協調，地域社会との調和等を考慮しつつ，個々の設備を総合して系統全体が最適かつ最経済的となるよう構成する。

1.2　系統構成の方向

長期的な需要の動向，都市の過密化，環境・安全等に対する社会的要請の高度化とこれに伴う用地取得の困難化等の諸情勢に先見的に対応し，系統の長期効率的な形成を図るため，新技術の積極的開発導入を進めつつ，次に示す方向を指向して系統の拡充強化を図る。

(1)外輪系統の構成

a. 需要の増加とこれに対応する電源開発の大規模・遠隔化並びに広域的観点にたった他電力会社との連系機能の確保を考慮し，高需要地域の東京を取りまく外輪系統と電源あるいは他電力会社の系統とを結ぶ，放射状の電源送電系統を組合せて，500kV 基幹系統を構成する。

b.設備事故による影響を軽減するため，グリッド化を図りつつ，さらに遠隔化・集中化する電源に伴う系統の巨大化に対応し，骨格となる外輪系統の一部については，1000kV 設計も考慮する。

(2) 需要中心地に対する供給系統の導入

需要動向に対応して，長期にわたる効率的な安定供給を確保するため， 500kV 基幹系統を拠点とし，地域的な需要動向，既設系統の状況などを勘案のうえ，需要中心地に対し 275kV 又は 154kV 供給系統を導入する。

a. 需要が大規模に集中する過密圏に対しては，500kV 外輪系統を拠点として 275kV 系統を逐次導入し，これを連系して高安定性の供給系統を構成する。

なお，需要動向に対して効率的な送電が図れる場合は，500kV 系統を外輪系統から直接都内に導入し，これを拠点とした 275kV 系統により供給系統を構成する。

b. 周辺圏，地方圏に対しては，500kV 変電所を拠点とし，既設設備との協調など地域実態に配慮しつつ，275kV 又は 154kV 供給系統を構成する。

(3) 配電方式適用の考え方

需要の実態，地域特性及び既設設備の実態を勘案しつつ，適用を検討する。

また，特定の地域で経済的に有利な場合は 22kV 配電方式を採用する。

(4) 流通プロセスの簡素化

系統総合の効率化を図るため，下位系統との協調に留意した電圧変成段階の節減による流通プロセスの簡素化や系統運用，供給信頼度への影響等を総合勘案した変電所結線の単純化や多端子方式の採用などを推進する。

2．電　圧　階　級

2.1　基本的考え方

電圧階級は，電力系統の基本形態を定める極めて重要な要素であるので，それぞれの地域における電圧階級の選定に当たっては，基幹系統計画，既設系統の発展状況，地域需要の動向，お客さまサービス等を長期的観点にたって総合勘案し，効率的な電力系統を構成するよう配慮する。

2.2　標準電圧

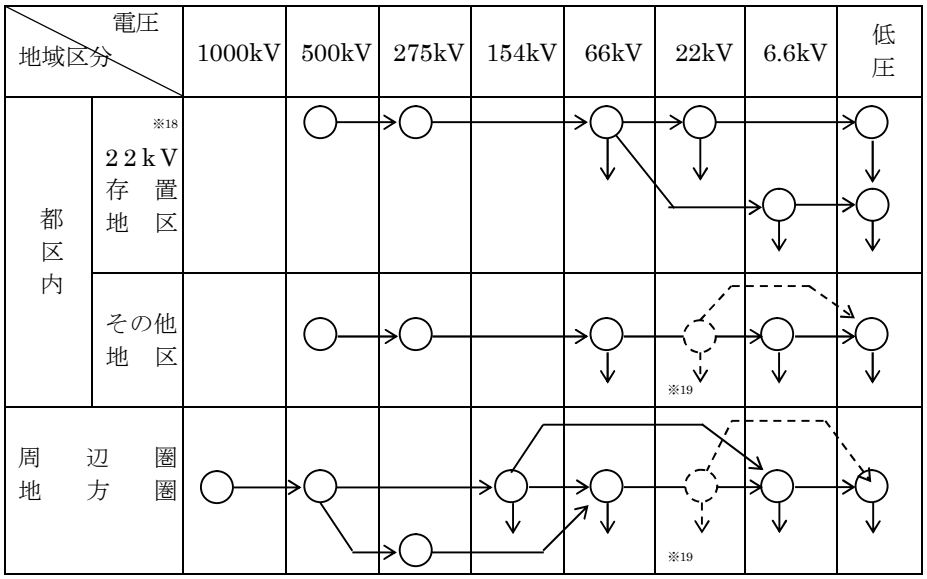
電圧階級は公称電圧で示し，次の値を標準とする。

1,000kV， 500kV， 275kV， 154kV， 66kV，22kV， 6.6kV， 400Ｖ， 230Ｖ，
200Ｖ， 100Ｖ

2.3　電圧変成段階

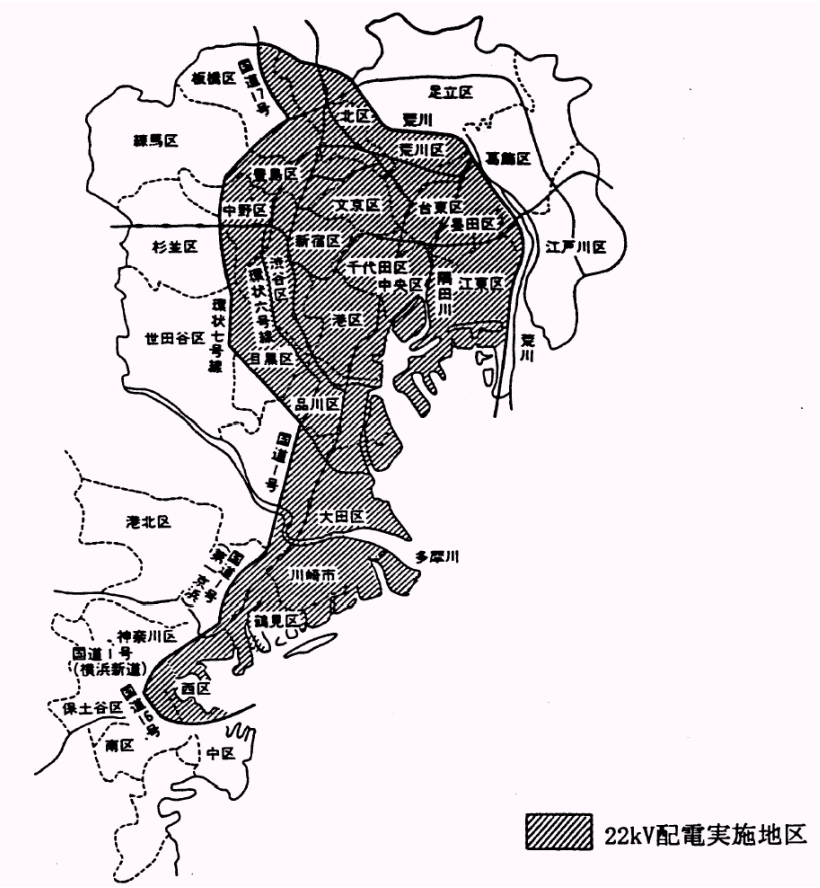
電圧変成段階としては，第Ⅲ－１表を指向する。

第Ⅲ－１表　電圧変成段階の標準



(注)※18 a.「都区内等の 22kV 配電実施地区」とは，都区内における荒川以西の地域で，国道 17 号，環状 7 号，国道 1 号の以東で区切られる地域及び横浜市，川崎市内における国道 1 号以東で国道 16 号，中村川で区切られる地域

22kV 配電実施地区図



b.「都区内等のその他地区」とは，都区内等の 22kV 配電実施地区以外の地域

c.地域需要の実態，既設設備の有効利用，154kV 火力電源との関連，隣接地域との関連，将来への移行過程等の観点から個別に検討し，効率的である場合には，次のような電圧及び電圧変成段階を採用する。

○その他地区

275kV → 154kV　154kV → 66kV　154kV → 22kV

○周辺圏，地方圏

275kV → 154kV　154kV → 22kV

66kV → 22kV（ニュータウン，工業地区，地方都市，埋立地区など）

22kV → 6.6kV(過疎地など 6.6kV では電圧降下が大きく負荷中心まで 22kV を導入する場合)

※19 経済性，保守運用面等で総合的に有利と考えられる地域に適用する。

３．系統の具体的構成

系統構成の標準とその適用は，次のとおりである。

3.1　系統構成一般

(1) 送配電線は可能な限り架空線とする。ただし，次の事項のいずれかに該当する場合には，地中線を採用することができる。

a. 架空線の建設が次により不可能であるか，極めて困難な場合

(a) 法規上の制限

(b) 用地事情による制約

b. 地域環境との調和，経済性等の面から架空線より総合的に有利な場合※２０

(注)※20　架空・地中混在系統となる場合は，再送電等の系統運用条件について考慮する。

(2) １回線送電線は，単一事故時に供給支障となる場合があるため，２回線以上の回線構成とする。ただし，電源送電線については，事故時の系統に及ぼす影響度等を勘案し，問題がなければ１回線構成とする。

(3) 変電所の新設に当たっては，地域需要動向，立地環境条件，経済性等について総合的に検討し，最も効率的な形式を選定する。

(4) 併用端子数の最大は，275kV 以上の送電系統では６端子，154kV 以下の送電系統では８端子とする。

ただし，275kV 以上３端子以上，154kV 以下４端子以上については，系統構成により，リレー整定面で問題となる場合もあるので個別に検討する。

3.2　基幹系統

(1) 電源系統

a. 電源送電線の亘長が長く，過渡安定度等から所要の送電容量が得られない場合には，回線数の増加，中間開閉所の設置など系統側の対策と併せて速応励磁，ＰＳＳ，ＰＳＶＲの採用など電源側の対策も考慮し，電源と系統を総合した最適な対策を行う。

なお，開閉所位置の選定に当たっては，将来の周辺需要に対する供給拠点との関連等を考慮する。

b. 電源の送電方式は，送電線の事故頻度，系統規模等を総合的に勘案し，事故時に発電力脱落を生じても周波数の変動など系統に及ぼす影響が許容され，かつ発電所の安全面，運転面で支障がない場合には，発電所母線を省略したユニット送電方式※２１ とする。

(注)※21 ユニット送電方式とは，送電線の１回線単位に発電機を接続して送電する方式で，送電線１回線事故停止で発電機が脱落することとなる。

これに基づき，具体的には次のとおりとする。

(a) 水力発電所

周波数変動や供給力確保面等の供給信頼度並びに経済性等を総合的に検討し，問題がなければユニット送電方式を採用する。

(b) 火力発電所

周波数変動や供給力確保面等の供給信頼度並びに起動電源供給方式，局配設備との関連，経済性等を総合的に検討し，問題がなければユニット送電方式を採用する。

(c) 原子力発電所

母線を設ける併用送電方式※２２を標準とする。ただし,周波数変動や供給力確保面等の供給信頼度並びに起動電源供給方式，保安電源確保，経済性等を慎重に検討し，問題がなければユニット送電方式を適用できる。

(注)※22 併用送電方式とは，送電線の複数回線を母線で接続する方式で，送電線１回線事故停止しても，発電機が脱落することはなく，系統から分離されることはない。

c. 発電所周辺の地域需要に対し，発電所から直接供給することが有利な場合には，需要に見合った供給用バンクの設置を考慮する。

(2) 外輪系統

a. 外輪系統の容量は常時潮流のほか，発電所の保修，事故停止の際の応援潮流，需要の時間的変化に対応する変動潮流，電源の経済運用等も考慮して適切な容量を選定する。また，長期的な需要動向，電源開発等にも適応できる容量を確保するとともに，系統規模の拡大に伴う短絡，地絡電流抑制対策を勘案した高次電圧の採用を考慮する。

b. 外輪系統の事故は影響が広範囲に及ぶので，その形成に当たっては，単一設備事故において系統安定性等により供給支障，大幅な発電力制限を生じないようにする。

また，送電線１ルート事故あるいは発変電所や開閉所母線事故においても広範囲・長時間停電等の重大な影響が生じないよう保護制御システム面も含めて検討し，必要と判断される場合，多ルート化，グリッド化等の対策を行う。

c. 送電線の経過地域に対する供給系統形成の拠点として，地域需要動向，下位系統の形成状況等を勘案し，500／275kV 又は 500／154kV 供給拠点変電所を設置する

(3) 275kV 都内導入系統

a. 負荷が集中している都内等に対しては，システムの簡素化，大容量化，縮小形機器の採用等による効率的な設備形成を指向しつつ，外輪系統から複数の 275kV 系統を逐次導入し，系統運用面も考慮しながら相互の連系強化を図って，高信頼度の 275kV 系統を構成する。

また，長期的な需要動向に対し，効率的な供給力確保の観点から 500kV 系統を導入する。

b. この 275kV 系統を拠点に地域需要動向，下位系統との連系に配慮しながら，地域的にバランスのとれた配置に留意しつつ，相互連系機能も兼ねた 275／ 66 kV 供給用変電所を設置する。

c. 都心導入架空線と地中線を連系する地点の選定に当たっては，周辺地域供給のための変電所新設計画との整合を図る。

3.3 地域供給系統

(1) 地域供給主幹系統の構成

a. 需要過密地域については，275kV 変電所を拠点とする 66kV 系統を構成する。

ただし，154kV 系統が発達している地区においては，これら既設 154kV 系統の活用を配慮する。

b. 275kV 外輪系統に隣接している地域や 275kV 電源送電線が通過している地域で，66kV 架空系統が発達している地域においては，275kV→ 66kV 系統を供給の標準とする。

c. 周辺及び外辺部の比較的広い地域に需要が分布し，将来にわたって相当規模の需要が見込まれる地域にあっては，500／154kV 拠点変電所から 154kV 架空系統を逐次導入し，既設 154kV 系統との連系を図りつつ，地方供給幹線としての 154kV 系統を構成する。

なお，既設配電用変電所，特別高圧供給等のために，総合的にみて 66kV を必要とする地域にあっては，154kV 送電線に 66kV を併架するなどの対策を考慮する。

d. 500kV 又は 275kV 電源変電所間の二次側連絡については，電源変電所のバンク構成等を勘案し，電源変電所の事故時等に有効活用が図られるよう適宜連系を図る。

(2) 一般供給系統

a. 154kV，66kV 架空送電系統

(a) 配電用変電所の一次側送電線は，２回線引込みとし，原則として常時１回線受電，１回線予備とする。

(b) 配電用変電所バンクの常時併用運転は行わない。

(c) 亘長の極めて長い場合あるいは分岐数の多い場合には，送電線の中間の適当な変電所等において２回線π引込みを行い選択区間※23の分割を図るよう考慮する。

(注)※23 選択区間とは，送電線の作業又は事故の際遮断器等の開閉装置により，速やかに分離できる区間をいう。

(d) 多回線送電線は，回線併用を行うことによって，稼動率を高めつつ供給信頼度の向上を図ることができるので，系統の実態に応じて可能な限り併用する。

(e) 既設 22kV 架空系統については，設備の老朽度，既設需要設備との関連などを総合勘案し，有効活用に配慮する。

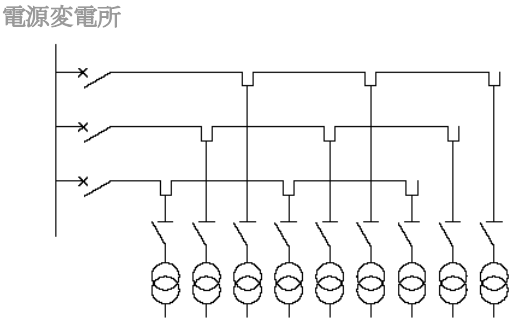
b. 66kV 地中送電系統

(a 当該系統の選択区間がすべて地中線の場合は，多端子ユニット方式※24を標準とする。

ユニット方式では，変圧器一次側遮断器及び一次母線を省略し，線路と変圧器を直接又は開閉器を介して接続するために，変電所スペースの節約ができ，建設費の低減と併せて変電所の用地取得を比較的容易に行い得る利点を有している。

また，66kV 以上の地中送電線の事故は極めて少ないため，設備の稼動率を適正に維持すれば，多重事故を除いて，極めて高い供給信頼度を維持できる。

(注)※24 多端子ユニット方式とは，第Ⅲ－１図のような電源送電線の各回線に数箇所の配電用変電所の各バンクが順次に，しかも受電用遮断器及び一次母線を介さないで，直接接続する方式をいう。



第Ⅲ－１図　多端子ユニット方式の系統図

(b) 多端子ユニット方式の適用時は以下を考慮する。

電源送電線の回線数は最終３回線，接続変電所数は最終３箇所（ 30MVA バンクのみで構成する場合は２箇所）を原則とする。

ただし，系統の発展過程等でやむを得ない場合は，暫定措置として接続変電所数を４箇所とすることも考慮する。

１変電所の最終バンク数は３バンクを原則とする。

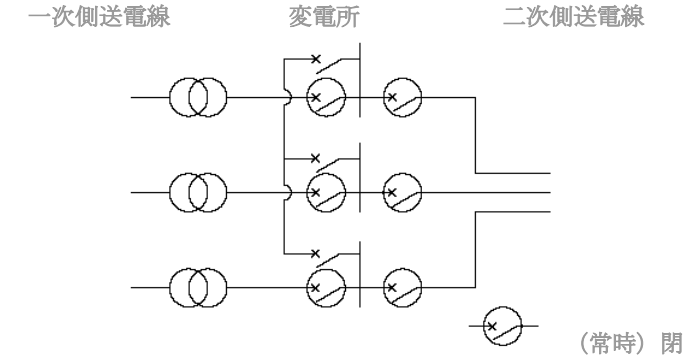
なお，送電線の容量と接続する変電所バンク容量とが適合するようバンク出力と箇所数を計画する。

(i) 電源変電所間の二次側連絡については，供給地域の状況並びに電源変電所のバンク構成等を勘案し，電源変電所の事故時における所要の供給信頼度確保並びに保守・運用等に有効活用が図られるよう連系について考慮する。

(ii)送電線から特別高圧需要設備は分岐しないことを原則とするが，特高供給のコスト低減策として有効な場合は暫定対策として実施することも考慮する。

(iii)電源変電所がユニット形式で，その二次母線が単母線の場合には，当該送電線は第Ⅲ

－２図のような各バンクに対応した各母線区間から引出すことを原則とする。



第Ⅲ－２図　ユニット式電源変電所の引出し接続図

（iv）同一系統の送電線に接続する配電用変電所の供給区域は，なるべく相互に隣接しないよう配慮する。

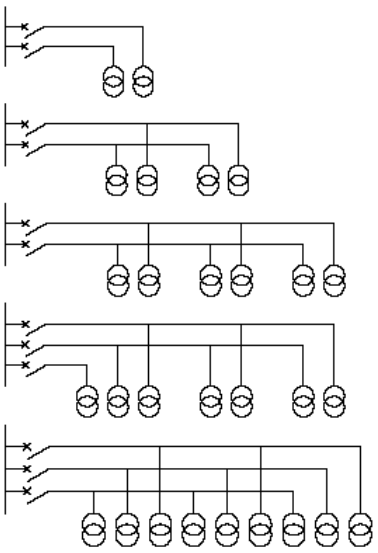
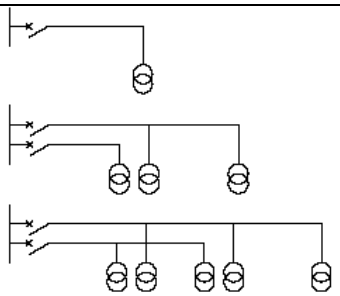
（c）多端子ユニット方式の供給信頼度からみた移行過程

この方式は，稼動率の適正維持とあいまって，最終形態において高い供給信頼度を有するものであるが，その移行過程においてもできるだけ供給信頼度が低下しないように努める事が必要である。このような観点から，移行過程においては第Ⅲ－２表の標準的系統を採用することが望ましい。なお，個々の実情に応じ採用される系統は，暫定的な移行過程として，次の対策が考慮されている場合に適用する。

（i）　至近年に標準的系統になる可能性がある

（ii）１バンク変電所の事故時に，配電線による隣接他系統変電所の負荷切替えにより供給信頼度の確保が可能

第Ⅲ－２表　多端子ユニット方式の移行過程※２５

標準的系統	個々の実情に応じ採用する系統
	

（注）※25 その地区の需要密度並びに電源変電所のバンク構成等を勘案し，電源変電所の事故時における信頼度確保並びに保守・運用などに有効活用が図れる連系について考慮する。

c．66kV 架空・地中混在系統

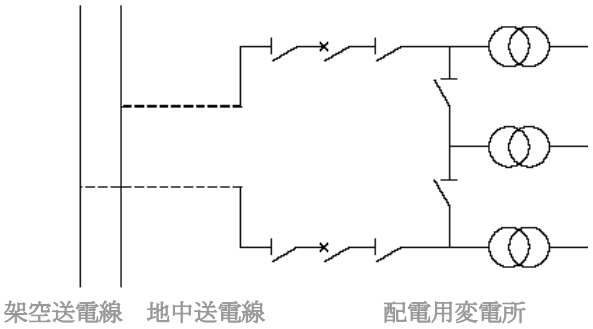
送電線は極力架空による増強を基本とするが，地域事情等から一部地中送電線となる場合は，送電線の容量にネックを生じないよう留意する。

（a）架空送電線に一部地中送電線が混在する系統は架空送電系統に準じて計画する。

（b）架空送電線から分岐する地中送電線を電源とする変電所は，第Ⅲ－３図のように架空送電線分岐の場合に準じて，受電用遮断器及び一次母線を設ける。

(c) 架空送電線から地中送電線を分岐する場合，接続点開閉器は設置しない。ただし，系統運用及び保守作業の立場から特に必要な場合は接続点開閉器を設ける。

(d) 地中送電線部分が将来多端子ユニット方式に移行することが予想される場合は，あらかじめその形態に移行できるよう系統構成並びに変電所設計に考慮する。



第Ⅲ－３図　架空送電線より分岐する地中送電線系統図

3.4 配電系統

3.4.1 電圧及び方式

・22kV 配電線の電圧及び方式の標準は，22kV 三相三線式（中性点抵抗接地方式）とする。

・高圧配電線の電圧及び方式の標準は，6.6kV 三相三線式（非接地方式）とする。

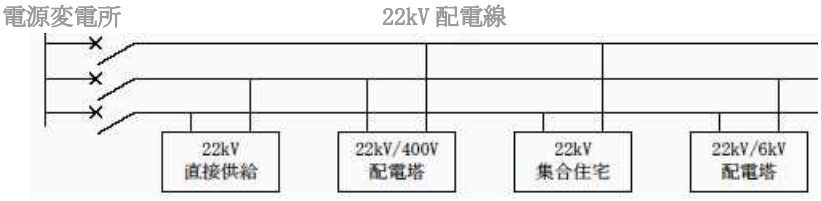
3.4.2 系　　統

(1) 22kV 地中配電系統

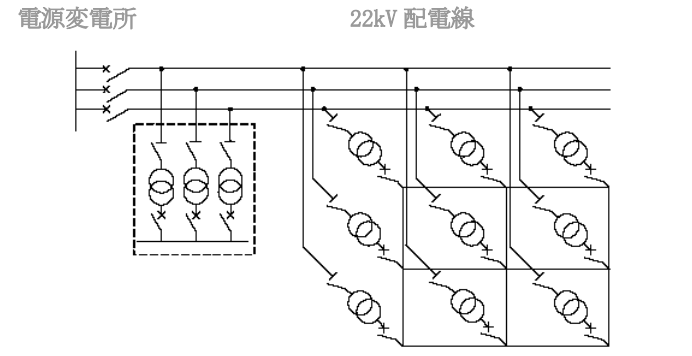
(a) 22kV 地中配電方式は，22kV「配電実施地区」※26に加え，需要密度が高く６kV 配電方式では供給設備設置スペースの確保や供給力確保が困難な場合で，22kV 配電方式が有利と判断される場合に適用するものとし，本線・予備線方式，スポットネットワーク式とする。

※26 22kV「配電実施地区」は，「系統一般，電圧変成段階」の（注）参照

(b) 22kV ループ方式は拡大しない。



第Ⅲ－４図　22kV 本線・予備線方式の形態



第Ⅲ－５図　22kV ネットワーク方式の形態

(2) 22kV 架空配電系統

(a) 22kV 架空配電方式は，地域供給又は特高供給の方式として経済性，保守運用面等で総合的に有利と考えられる地域に適用する。

（例）

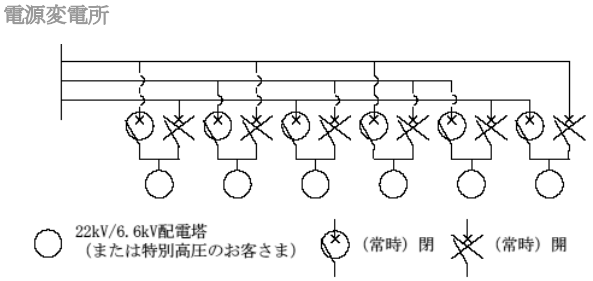
・配電線路亘長が長く需要が過疎で配電線電圧降下が著しく６kV 方式では設備形成が困難であり将来需要面ともに 22kV 架空配電適用が有利な地域

・埋立地区，内陸工業団地，ニュータウンなどで，その地域形態，需要動向が明らかな箇所で，22kV 直接供給負荷（22kV／低圧負荷を含む。）の割合が多く，かつ道路，ルートなどの状態が 22kV 架空配電建設に有利な地域

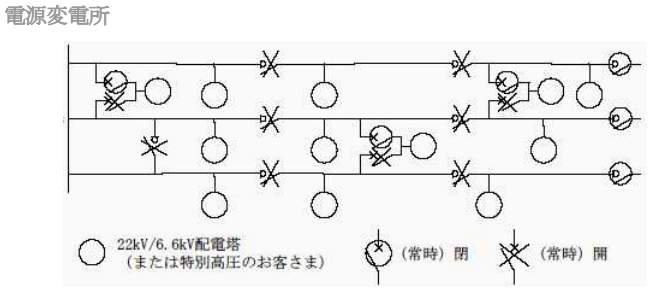
・その他新規発展の一般地域で道路状況，需要構成等から 22kV 架空配電方式が最も効率的と考えられる地域など

(b) 系統方式は，本線・予備線方式，分割連系方式，ループ方式の中から地域特性や需要構成・規模等から個別に検討し適用する。

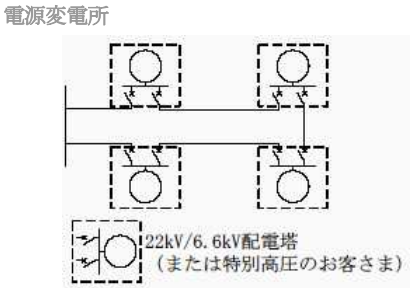
（ｉ）本予備系統



（ⅱ）分割連系系統



（ⅲ）ループ系統



第Ⅲ－６図　22kV 架空配電線方式の形態例

(3) 高圧配電系統

(a) 系統構成は，多分割多連系方式を標準として適用する。
（第Ⅲ－７，８図参照）

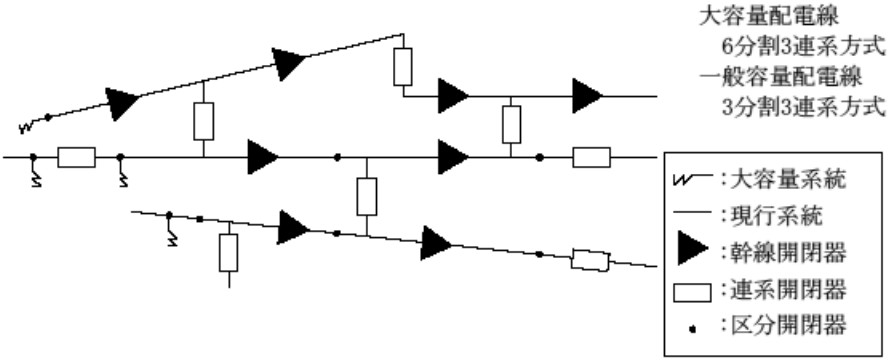
(b) 高圧配電系統相互間は配電線の事故時に，健全区間を切替送電できるよう考慮する。この場合，自動化配電線においては，多段切替をも考慮し健全区間の切替送電が可能であることとする。

また，配電用変電所の変圧器など電源側事故時にも一部負荷の切替ができるよう配慮し，この場合も，自動化配電線においては，多段切替をも考慮し健全区間の切替送電が可能であることとする。

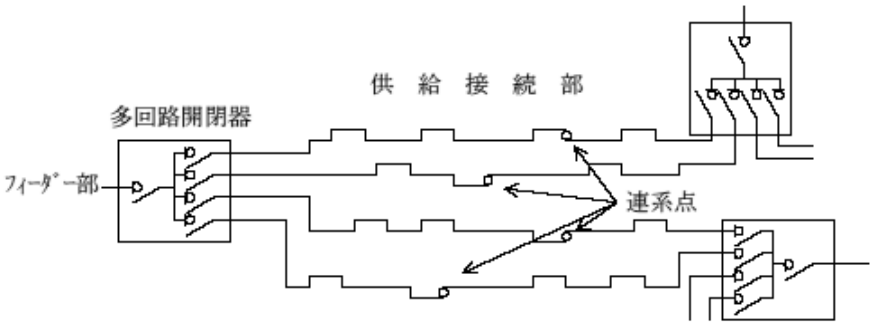
(c) 非常災害時の復旧拠点等を含む供給系統については，その供給地点の単位区間※27に対し連系を図るよう努める。

（注）※27　系統における線路開閉器で区分される最小区間

(d)　地域実態等に応じ，停止工事，その他点検などに際しての停電範囲を縮小化するため，事故時対応以外の連系についても配慮する。



第Ⅲ－７図　架空配電系統の形態例



第Ⅲ－８図　地中配電系統の形態例（大容量方式４分割２連系）

４．電圧調整装置の配置

4.1　負荷時電圧調整装置

(1) 発電所には，系統の電圧安定性，電圧調整の効果などを個別に検討のうえ，必要に応じて設置する。

(2) 送電用変電所には，二次母線電圧を運用目標電圧値に維持するため設置する。

4.2　電力用コンデンサ

(1) 送配電系統の各部で消費する無効電力を供給する電力用コンデンサは，系統の電圧安定性を確保するため，適切な送電用変電所及び屋外式配電用変電所へ設置する。

なお，その際発電所あるいはケーブル系統の無効電力の活用を考慮する。

(2) 屋内式及び地下式配電用変電所には，電源線の電圧降下が特に大きい場合など，個別に検討のうえ，必要に応じ設置する。

4.3 分路リアクトル

500kV，275kV 長距離架空送電線や地中送電線など，無効電力の大きな発生源に近接した発変電所には個別に検討のうえ，必要に応じ設置する。

4.4 その他の調相設備

設備停止時に瞬時に無効電力を供給する設備や電圧安定性面からみた系統特性を改善するために，下記の調相設備を個別に検討のうえ，必要に応じ設置する。

(1) ＳＶＣ（静止形無効電力補償装置）

(2) 同期調相機

(3) ＳＴＡＴＣＯＭ（自励式無効電力補償装置）

5 短絡・地絡電流抑制対策の機器選定

5.1 高インピーダンス変圧器

短絡・地絡電流抑制対策は，「Ⅱ設備増強基準」によるが，その際，高インピーダンス器を採用する場合は，原則として第Ⅲ－３表とする。

なお，高インピーダンス器を採用する場合は，インピーダンスの異なる他のバンクと併用する可能性がなく，かつ系統安定度，電圧安定性等の面で支障のないことに配慮する。

第Ⅲ－３表　変圧器規格による標準インピーダンス電圧値

公称電圧 (kV)	標準インピーダンス電圧値 (%)	短絡・地絡電流抑制を考慮する場合の高インピーダンス電圧値（%）
500	14.0	火力・原子力発電所用 15.0 変電所用 23.0
275	14.0	火力・原子力発電所用 20.0 変電所用 18.0 又は 22.0
154	11.0（9.0）※28	火力・原子力発電所用 16.0 又は 22.0 変電所用 16.0 又は 22.0
66	7.5	変電所用 11.5 又は 16.0
22	5.5	

ただし，既設設備との関連などから，第Ⅲ－３表の値が不適当な場合は，個別に検討して決定する。

(注)※28 154／66kV 変圧器の 9.0% については，母線分割運用の可否や，二次側発電機の接続の可能性，特高需要家設備の状況などを踏まえて，個別検討する。

5.2 限流リアクトル

過渡回復電圧，系統安定度，電圧調整等の面で支障がなく，経済的な場合は，抑制の目的に応じて限流リアクトルの採用を考慮する。

5.3 遮断器

(1) 遮断器の定格遮断電流は，現状及び将来の系統構成と予想される運用状態において，保護区間内に事故が発生した場合に，安全に事故電流を遮断し得るようにする。

(2) 系統の発展に伴い既設遮断器の定格遮断電流が不足する場合並びに新設遮断器の定格遮断電流を定める場合は，供給信頼度を配慮した系統構成の変更など，事故電流抑制対策について総合的な検討を加え，長期的観点にたって必要定格遮断電流を的確に把握するとともに，転用計画等にも配慮して適切な容量の遮断器の新設及び取替を行う。

なお，直列機器の新設並びに瞬時許容電流容量の不足による取替えに際しても，同様な考え方とする。

(3) 使用する遮断器の定格遮断電流は，原則として第Ⅲ－４表による。

第Ⅲ－４表　定格遮断電流

遮断器の電圧階級（kV）	定格遮断電流（kA）
500	50，63
275	50 ,63
154	25，31.5，40
66	20，25，31.5
22	25

5.4　その他の直列機器

現状及び将来予定されている系統構成において予想される運用状態のもとで，系統内のいかなる所に事故が発生しても，事故電流とその継続時間とから決まる機械的応力　並びに熱的エネルギーに対し，安全に耐え得る直列機器を採用する。

６．異周波数連系

広域連系などのため周波数が異なる系統と連系する場合は，周波数変換装置（ＦＣ）を設置する。（ＦＣ：Frequency Converter）

７．系　統　保　護

7.1　基本的考え方

(1) 電力系統の安定性確保，電力設備の損傷防止及び人身，社会安全の確保を図るとともに電力系統設備形成の効率面をも配慮する。
(2) 系統保護は，伝送設備，遮断器等の関連設備，並びに中性点接地方式，平常時，事故時の電圧，電流分布等の系統条件を総合的に勘案して，適切な保護リレー方式を選定する。

7.2　具備すべき一般的機能

保護リレー方式の具備すべき一般的機能は，次のとおり。
(1) 事故が発生した場合，事故を極力小範囲で迅速，的確に除去すること
(2) 主保護のほか，原則として後備保護を設けること
(3) 隣接区間等の保護リレー方式と協調が得られ，無保護となる区間が生じないこと
(4) 保護範囲外の事故あるいは電圧・電流の過渡的な振動及び電磁・静電誘導等の諸現象に対し誤動作しないこと
(5) 架空送電線では，原則として自動再閉路を行うこと
　なお，地中送電線との混在系統においては個別に検討する。
(6) 6.6kV 配電線では，原則として架空，地中ともに再閉路を行うこと

7.3　保護の対象と保護リレー方式

送配電線，母線及び機器等の設備事故を確実に除去するとともに，系統安定度を確保するため必要なときには，脱調，設備過負荷，周波数異常時並びに電圧異常時の事故波及防止を図る。

7.4　保護リレー方式選定に当たって特に考慮すべき事項

(1) 主保護

主保護は事故を最も早く，また最小の範囲で除去するものであり，したがって，系統条件に応じた情報伝送方式を含めて，適切な保護リレー方式でなければならない。

なお，主保護が不動作時に系統に大きな影響を及ぼすおそれがある場合は，主保護機能を２系列化し，不動作の皆無を期する。

(2) 後備保護

後備保護は，主保護が使用できない場合並びに主保護が何らかの原因で不動作となった場合に隣接する電気所において事故を検出し，迅速かつ確実に事故除去を図るため設置する。

また，送電線，母線，機器及び中性点接地装置等の各設備の後備保護リレー方式は，他設備の後備を兼ねる場合があるので，その間の協調に留意する。

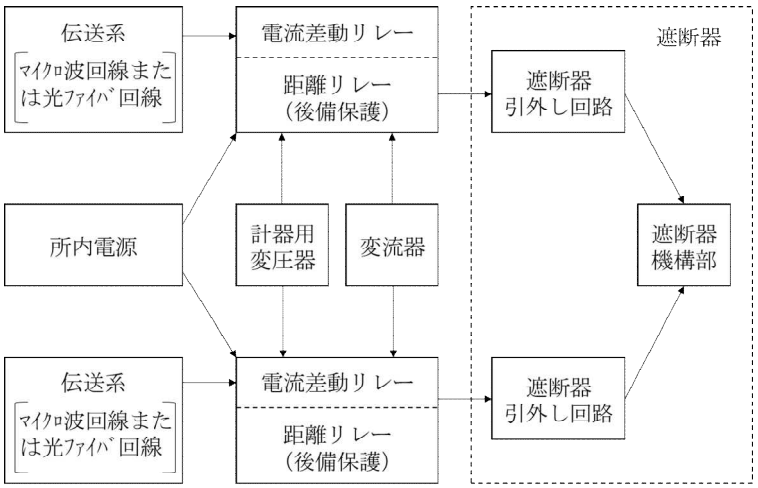
(3) 保護リレー方式と中性点接地方式との関連

中性点接地の目的の一つは，保護すべき系統内に地絡事故が発生したとき，保護リレーを確実に動作させることにあるが，過電圧の抑制等，他の重要な目的も有しており，後記「８．中性点接地方式」に示すように系統の電圧や架空，地中の別に応じて種々の中性点接地方式がある。したがって，中性点接地方式に応じた適切な保護リレー方式を選定する。

7.5　送電線保護リレーの２系列

送電線の主保護の不動作により，系統に大きな動揺を及ぼし，大事故に発展するおそれがある場合は，主保護を２系列化し，不動作の皆無を指向する。

また後備保護リレーは，遮断失敗等においてリモートバックアップ遮断を行い，事故範囲を極力狭い範囲に限定する役割を有しており，275kV 以上の重要度の高い系統については，後備保護リレー故障時の設備停止に伴う系統運用上の影響を考慮し，後備保護リレーの２系列化を検討する



第Ⅲ－９図　送電線保護リレー装置の２系列化

８．中性点接地方式

8.1　基本的考え方

(1) 具備すべき一般条件

a. 過電圧の抑制

系統の不平衡事故時における健全相の商用周波電圧上昇の抑制，事故発生直後及び事故除去直後における地絡過渡電圧を抑制するとともに，速やかにその減衰を図って系統の絶縁を保護しなければならない。そのために系統構成などに応じて，適当な接地方式を採用し，過電圧発生の防止を図る。特に大規模なケーブル系統では，対地静電容量が大きいため，過電圧が発生しやすいので，補償リアクトルによる対地静電容量の補償並びに過渡振動抑制が十分可能な中性点抵抗値の選定等の対策を行う。

b. 保護リレーの確実な動作

対象とする系統内のいかなる箇所に事故が発生しても，保護すべきリレーが確実に動作できるように，十分かつ安定な電流を供給し得るものでなければならない。

特にケーブル系統では，事故発生及び事故直後における地絡過渡電圧が大きいので，保護リレーの誤動作を生じないよう補償リアクトル接地方式の採用など，接地方式について配慮する。

c. 電磁誘導障害対策

事故時の地絡電流による通信線への電磁誘導電圧制限値は，本文「Ⅱ．9．電磁誘導（参考)」のとおり規制されているので，この値以下に維持するよう地絡電流抑制対策，保護リレー方式なども勘案し，系統構成に適した対策を採用する。

リレーの動作の確実化及び過電圧抑制などの面からは，一般に中性点の接地インピーダンスを減少し，事故電流（特に有効分電流）を増大させることが有効であるが，一方通信線やその他の弱電流電線に与える誘導障害を過大にさせないためには中性点の接地インピーダンスを増大して事故電流を減少させるか，あるいは接地箇所を分散させるなどの対策が必要である。

d. 事故時の機器損傷低減

事故時における機器の損傷低減を図るため事故点に流れる電流の低減，早期遮断を図る必要がある。特に超高圧系統では地絡電流が大きいので，有効接地条件の範囲内で地絡電流抑制対策を行うとともに，早期遮断を行う必要がある

8.2 中性点接地方式の標準

中性点接地方式の適用に当たっては，原則として第Ⅲ－5表によるが，特殊な系統については，系統の実態を総合的に勘案のうえ，8.1 に述べる基本事項を満足するよう接地方式を決定する。

第Ⅲ－5表　中性点接地方式の標準

種別		中性点接地方式	参考
機器	発電機 調相機	非接地	小容量で過電圧が発生するおそれのない場合
		抵抗接地	上記以外の場合
送電系統	275kV 以上の系統	直接接地	
	154kV 系統	抵抗接地	一　般
		補償リアクトル接地※29	主にケーブル系統など充電電流が大きい場合
	66kV 系統	抵抗接地	一　般
		消弧リアクトル接地	消弧リアクトル接地方式が有利と判断される場合
		補償リアクトル接地	主にケーブル系統など充電電流が大きい場合
	22kV 系統	抵抗接地	
配電系統	6.6kV 系統	非接地	

(注)※29 154kV 系統の補償リアクトルには，直列抵抗を挿入する。

8.3　各中性点接地方式を採用するに当たって考慮すべき事項	(1) 事故発生時に地絡保護リレー装置の確実な動作，過電圧の抑制を図るとともに，消弧リアクトル接地方式では，消弧作用等の機能を十分発揮できること (2) 地絡事故時の過渡安定度へ悪影響がないこと，通信設備への電磁誘導障害上の問題がないこと，補償リアクトル接地方式の場合の事故除去時における地絡過渡電圧の抑制と早期減衰が行われること (3) 非接地及び消弧リアクトル接地方式の場合，共振現象又は誘導等により過電圧を発生しないこと (4) 系統構成の変更，保護リレー装置の動作による系統の分離時も，中性点接地の効果が十分期待できること

Ⅳ．架空送電設備

目　　次

１．適用範囲 …… ４０

２．電圧 …… ４０

３．経過地の選定 …… ４０

４．回線数と支持物設計 …… ４０

５．電線の選定 …… ４２

６．送電線付帯設備 …… ４５
6.1　相配列及びねん架 …… ４５
6.2　分岐方式 …… ４６
6.3　故障点標定装置の適用 …… ４７
6.4　OPGW の適用検討 …… ４７

７．塩じん害及びその他災害に対する配慮 …… ４７

８．地域環境に対する配慮 …… ４８

９．送電容量表（付録） …… ４９

１．適用範囲

架空送電線（以下「送電線」という。）の新設・増設等の設備計画の立案作成に適用する。

２．電圧

電圧は次の５種を標準※３０とする。

1,000kV，500kV，275kV，154kV，66kV

(注)※30 33kV，22kV，11kV の電圧は原則として採用しない。ただし，やむを得ずこれらを採用する場合は，地域の実態，需要動向等を勘案のうえ，将来昇圧可能なよう，あらかじめ考慮して計画する。また， 66kV 以上を採用する場合でも，地域の実態などから将来上位電圧に昇圧することが必要と考えられる場合は，これを考慮して計画する

３．経過地の選定

経過地は，次の諸条件を総合勘案して選定する。

(1) 将来の送電系統，需要分布の動向

(2) 公共用地の有効利用

(3) 自然環境，社会環境との適正な調和

a. 地域の土地利用に関連する諸開発計画との調整

b. 安全，公障害（通信線への電磁誘導，テレビ障害，コロナ障害，風騒音など），都市美観，自然環境等に対する配慮

c. 土地利用に関する法的制限

(4) 既設設備並びに関連諸工事との協調

(5) 水害，塩じん害，地すべり，なだれ，雪害，地盤沈下など各種災害の影響

(6) 送電線の施工及び保守上の容易性と安全性

(7) 用地取得の難易・時期

(8) 用地費及び地盤補強費等を含む総合工事費の低減

(9) 送電損失及び保守経費の低減

４．回線数と支持物設計

支持物は原則として鉄塔とし，同一支持物に架線する送電線の回線数は，1,000kV，500kV は２回線，その他は２回線又は４回線を標準とする。※３１

(注)※31 多回線送電線で異系統併架を行う場合には，許容併架亘長を検討する必要がある。また，同一系統であっても零相循環電流により保護リレーの誤動作を生じないよう特に注意する。

なお，適用に当たっては次の事項を考慮する。

(1) １回線送電線を採用する場合

送電線事故時に周波数変動等の面で系統に与える影響が少なく，系統運用並びに運転上許容される電源送電線に採用する。

(2) 需要想定から将来４回線化が必要な場合，また，需要，用地事情等から４回線設計が有利と考えられる場合

支持物を４回線架線が可能な設計として当面２回線架線するものとし，また，当初より４回線架線とすることが経済的に有利な場合は４回線架線を行う。

(3) 需要動向，地域環境から４回線を越える回線を必要とする場合

信頼度，施工，運用，保守等について個別に検討し，特に支障がなければ６回線以上とする。※32

(注)※32 ６回線以上の構成に当たっては，分岐方法，航空障害対策，既設線との交差方法及び保守上の問題など十分検討を行う。

(4) 支持物の構造

支持物の構造は運用並びに保守上の安全のほか，地域環境を考慮して定めるものとし，また，支持物の高さは，その地域に応じた適切な電線地上高が確保できるよう選定する。電線地上高は「電気設備に関する技術基準」に定められる最低地上高及び必要離隔を確保するほか，送電線が静電誘導作用により人に与える不快感，不安感を防止するため，送電線下の地上１ｍの電界強度が以下のとおりとなるようにする。

a. 日常人の立ち入る場所は，30V/cm 以下

b. そのほかの場所は，50V/cm 以下

(5) 将来，増容量等のため，大サイズ，大容量電線に張替え及び昇圧等が予想される場合には，これを考慮して支持物設計及び電線地上高の選定を行う。

〔 解 説 〕

(1) ４回線設計２回線架線について

架空送電線の用地の確保は，今後ますます困難度を増す傾向にあり，土地有効利用の観点からも，多回線化が要請されてきている。一般的に２回線送電線設計後，約 10～15 年以内にこれを４回線に建替えることは経済的に有利でない場合が多く，また，過密化の進展に伴い，仮工事ルートの取得難などにより事実上工事ができなくなる可能性もあるので，これらの点を考慮して支持物回線数を選定する。

(2) 許容併架亘長について

多回線送電線で異系統併架を行う場合は，上位電圧回線の１線地絡電流によって下位電圧回線に作用する電磁誘導電圧が，機器類に及ぼす絶縁設計上の問題の有無を検討し，共架亘長を決定する。

(3) 零相循環電流について

抵抗接地系の多回線送電線においては，上下回線間の電磁誘導によって生ずる零相循環電流によって保護リレーが誤動作するおそれがあるので，これを防止するために保護リレー方式を総合的に検討する必要がある。その結果，中性点接地抵抗器の容量を増加する必要がある場合は，併せて電磁誘導対策についても検討する。

(4) 支持物の構造

用地費，保守面等を勘案し，総合的に有利な場合には，狭線間支持物を採用することができる。また，水路をまたぐ場合，道路，鉄道敷を利用する場合などについては，個別に検討のうえ最適な支持物構造を選定する。

環境調和形支持物については，その効果及び経済性を十分に考慮しながら，都市近郊等でその効果が期待される地域では，個別に検討して採用する。

(5) 分岐設計

将来的に特別高圧供給・配電用変電所新設が予定される場合は，計画の確実性・再工事の困難性・経済性等を勘案のうえ，分岐設計を考慮する。

(6) 他企業設備との共架

他企業設備との共架など，用地の共同利用について周囲環境，保守及び経済性等を検討し，特に支障のない場合は，これを採用して効率性の向上を図る。

(7)設計荷重

設計荷重は，「電気設備に関する技術基準」，「電気設備の技術基準の解釈」に基づくほか，鉄塔建設地点の気象条件，地形条件並びに鉄塔規模などに応じ，「JEC127 送電用支持物標準設計」及び「架空送電規程」などの民間規定に基づき定める。

5．電線の選定

(1) 電線線種は，原則として鋼心耐熱アルミ合金より線（TACSR/AC），鋼心アルミより線（ACSR/AC）を採用する。

ただし，通過地域の塩じん汚損条件，気象条件など各種の諸条件並びに電線　　張替え等による増容量化を勘案して，これ以外の特殊電線も考慮する。

(2) 電線太さは，原則としてⅣ－１表によるものとし，その選定に当たっては次のａ，ｂ を考慮する。

第Ⅳ－１表　電線太さの標準※33

電　圧（kV）	線　種	電線太さ（㎜²）
500	TACSR/AC	610，　810，
	ACSR/AC	410，　610，　810
275	TACSR/AC	610，　810
	ACSR/AC	410，　610，　810
154	TACSR/AC	610，　810
	ACSR/AC	160※，240，　410，　610
66	TACSR/AC	610，　810
	ACSR/AC	160※，240，　410，　610

(注)※33 154kV，　66kV の ACSR/AC 160㎜² の使用は，将来とも特別高圧供給や，小水力用分岐線等の短い区間に限られる場合

a. 長期的な観点にたち，送電電力増加の今後の見通し，用地事情，送電線の建設工事費，送電線の維持に必要な経費，送電損失，信頼度及び送電線の電圧降下並びに雷害，氷雪害，公障害（テレビ障害，コロナ障害，風騒音など），経過地条件等を総合勘案し選定するが，長期的にみて支持物の建替え，数次にわたる電線の張替え等を必要としないよう留意する。※34

(注)※34 用地費の高い所で，送電線工事費に占める用地費の比率が，相当大きい場合は，特に長期的観点から送電容量を考慮し，電線太さを選定する。

b. 連続，短時間及び瞬時の許容電流容量が，電線を通過する最大電流に対して，安全なものとする。

瞬時の許容電流容量については，故障除去時間に流れる短絡，地絡電流に対して安全なものとし，66,154kV 系統の故障除去時間は，送電線全線が保護範囲となる当該送電線保護距離リレー２段の整定時間と遮断器の遮断時間（標準 0.25 秒）の合計値とする。ただし，その合計値が１秒を下回る際には，１秒とする。

基幹系統については，個別検討とする。

(3) 送電線の導体方式は，原則として，必要な送電容量，電圧安定性面からのインピーダンス低減効果，送電損失を含めた経済性並びに氷雪害，公障害（テレビ障害，コロナ障害，風騒音等）などの諸条件を総合勘案し，第Ⅳ－２表の中から選定する。

第Ⅳ－２表　導体方式※35

電圧(kV)	電線太さ (mm²)	導体数
500	410，610，810	4，6
275	410，610，810	2，4
154	610，810	1，2
	160，240，410	1
66	160，240，410，610，810	1

(注)※35 154kV（160，240，410 mm²）及び 66kV については，一般的には単導体を使用するが，単導体では所要送電電力が得られない場合には，２導体とすることができる

〔 解 説 〕

(1) 線 種

電線の線種としては， TACSR/AC 又は ACSR/AC を原則として使用する。

ただし，次に該当する場合などには， TACSR/AC 又は ACSR/AC 以外の鋼心超耐熱アルミ合金より線（UTACSR），インバー心超耐熱アルミ合金より線（UTACIR），特強鋼心イ号アルミ合金より線（IACSR／Est）などの特殊電線の使用や，66kV への TACSR/AC 240mm²・410mm²の採用について考慮する。

a. 機械的強度上，特に必要な場合

b. 腐食のおそれがある場合

c. 電線張替えにより効率的な供給力確保が可能な場合

(2) 電線太さ

送電線の断線事故をみると，その原因は雷，風雨，氷雪等の自然環境によるものが大半を占めており，これらの事故は細い電線に集中している。このため，供給信頼度並びに保安確保の見地から断線実績が非常に少なく，電気的，機械的強度の大きい ACSR/AC 160mm^2 以上を原則として使用する。

(3) 許容電流

電線の許容電流を第Ⅳ－３表，瞬時許容電流を第Ⅳ－５表に示す。なお，増容量電線の許容電流を第Ⅳ－４表に示す。ただし，設備実態によっては，これによらない場合も考慮する。

第Ⅳ－３表　架空送電用電線の連続許容電流と短時間許容電流※３６

線　種	公　称 断面積 (mm^2)	より線構成 素線数／素線径		計　算 断面積 (mm^2)	夏季許容電流 (A)		冬季許容電流 (A)	
		アルミ	鋼　心		連　続	短時間	連　続	短時間
ACSR /AC	810	45/4.8	7/3.2	831.3	1,273	1,730	1,496	1,886
	610	54/3.8	7/3.8	636.2	1,088	1,469	1,276	1,601
	410	26/4.5	7/3.5	433.9	873	1,172	1,023	1,278
	240	30/3.2	7/3.2	258.1	635	844	742	920
	160	30/2.6	7/2.6	168.4	484	639	565	697
TACSR /AC	810	45/4.8	7/3.2	831.3	2,061	2,362	2,181	2,459
	610	54/3.8	7/3.8	636.2	1,747	1,998	1,849	2,081
	410	26/4.5	7/3.5	433.9	1,388	1,583	1,469	1,650
	240	30/3.2	7/3.2	258.1	992	1,127	1,051	1,176

(注)※36 a. 電線の許容温度は，ACSR/AC では連続 90℃，短時間 120℃，TACSR/AC では連続 150℃，短時間 180℃とする。

b. 短時間許容電流の通電を許容できる年間累積継続時間は，ACSR/AC，TACSR/AC とも 10 時間とする。

c. TACSR/AC は導電率 60%の場合の計算値である。

d. 計算断面積はアルミ線のみのものである。

第Ⅳ－４表　増容量電線の連続許容電流と短時間許容電流※３７

線　種	公　称 断面積 (mm^2)	より線構成 素線数／素線径		計　算 断面積 (mm^2)	夏季許容電流 (A)		冬季許容電流 (A)	
		アルミ	鋼　心		連　続	短時間	連　続	短時間
UTACSR UTACIR (導電率 60%)	610	54/3.8	7/3.8	612.4	2,177	2,385	2,245	2,444
	410	26/4.5	7/3.5	413.4	1,712	1,873	1,767	1,920
	240	30/3.2	7/3.2	241.3	1,203	1,312	1,242	1,346
	160	30/2.6	7/2.6	159.3	908	989	938	1,015

(注)※37　a. 電線の許容温度は連続 210℃，短時間 240℃とする。

b. 計算断面積はアルミ線のみのものである。

第Ⅳ－５表　架空送電用電線の瞬時許容電流※３８

線　種	公　称 断面積 (mm²)	計　算 断 面 積 (mm²)	許　容　時　間　(秒)					
			０．２	０．４	０．６	０．８	１．０	２．０
ACSR /AC	810	831.3			87,300	75,600	67,600	47,800
	610	636.2		81,800	66,800	57,800	51,700	36,600
	410	433.9	78,900	55,800	45,500	39,400	35,300	24,900
	240	258.1	46,900	33,200	27,100	23,400	21,000	14,800
	160	168.4	30,600	21,600	17,600	15,300	13,700	9,600
TACSR /AC	810	831.3			89,900	77,800	69,600	49,200
	610	636.2		84,200	68,800	59,500	53,300	37,600
	410	433.9	81,300	57,400	46,900	40,600	36,300	25,700
	240	258.1	48,300	34,100	27,900	24,100	21,600	15,200
UTACSR (UTACIR)	610	612.4	97,400	68,900	56,200	48,700	43,500	30,800
	410	413.4	65,700	46,500	37,900	32,800	29,400	20,800
	240	241.3	38,400	27,100	22,100	19,200	17,100	12,100
	160	159.3	25,300	17,900	14,600	12,600	11,300	8,000

(注)※38 a. 瞬時許容電流とは，短絡，地絡等の事故電流を対象とし，事故発生より遮断完了までのごく短い時間ならば流し得る電流である。

b. 空欄は瞬時許容電流 100,000 A 以上

６．送電線付帯設備

6.1　相配列及びねん架

相配列とねん架は，系統全体の各相インピーダンスを極力均等に保ち，電圧不平衡による逆相電流の抑制を図るとともに，電磁誘導・静電誘導障害の防止及び保護リレーへの影響等を考慮して決定する。

(1) 相配列

相配列については，電磁誘導・静電誘導障害，及びＴＶ画像揺れ対策の点から逆相配列※３９を基本とする。

ただし，零相循環電流が問題となるような場合には，〔解説〕に記載の，同相配列※３９と逆相配列の得失を考慮のうえ，以下の検討を行い決定する。

また，４回線送電線で，４回線併用する場合は，上回線と下回線で上下対称な相配列を標準とする。

a. 1,000kV，500kV の架空送電線及び 275kV 電源関連架空送電線は，電磁誘導・静電誘導の抑制及び発電機に流入する逆相電流の抑制等を考慮し，相配列・相の順番を決定する。

b. その他の場合は以下の要因について検討し決定する。

(a) 既設設備実態との整合を考慮するとともに，将来の系統変更を見込み，ねん架や相接続変更が回避出来るように相配列及び相の順番を検討する。

(b) 既設送電線との併架箇所がある場合は，零相循環電流のリレーへの影響について検討する。

(c) 電磁誘導・静電誘導対策が必要な箇所については，逆相配列の適用も検討する。

(注)※39 平行２回線送電線に垂直な断面において，左右線対称の配列を同相配列，点対称の配列を逆相配列という。

(2) ねん架

ねん架の要否については次のとおり。

a. 基幹系統の架空送電線においては，ねん架の要否について，実現性や経済性を考慮して検討する。

b. 地域供給系統においては次の場合ねん架を検討する。

(a) 亘長 10㎞以上の消弧リアクトル接地系統

なお，既設のねん架鉄塔を移設や建替え等の改修の際には，ねん架の要否や経済性・実現性を含めて再検討し決定する。

〔 解 説 〕

(1) 同相配列と逆相配列の得失は次のとおりである。

a. 零相循環電流

同相配列は逆相配列に比べて零相循環電流は小さい。(理想的に左右完全対称な送電線において，電流はバランスし，零相循環電流は物理的に発生しない。)

高抵抗接地系統等で，保護リレーへの影響か予想される線路においては，同相配列の適用を考慮する。

b. 送電線下での電界・磁界強度

１，２号線の各相の電圧・電流によって生じる電界・磁界を合成すると，送電線下での電界・磁界強度は，一般に逆相配列は同相配列に比べて小さい。

(2) ねん架の要否についての検討は次のとおり。

消弧リアクトル接地系統においては，静電不平衡により中性点に常時生じる零相電流のため，直列共振を生じ保護リレー誤動作のおそれがあるため，中性点残留電圧を十分小さくする必要がある。このため消弧リアクトル系統においては，亘長10㎞以上の送電線についてねん架する。

その他の場合，ねん架は基本的に不要である。

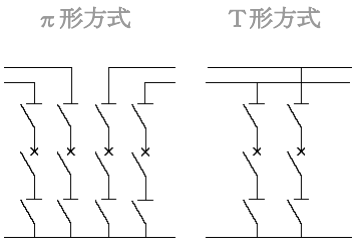
6.2 分岐方式

(1) 送電線からの分岐方式は，原則として２回線又は１回線のπ形方式及びT 形方式とする。(第Ⅳ－１図参照)

なお，T形方式を採用する場合で，275kV 以上３端子以上，154kV 以下４端子以上の送電線を構成する場合は，保護リレー面の対応についても個別に検討する。

(2) 送電線を分岐する場合分岐点には原則として開閉器を設けない。※40

(注)※40 系統運用及び保守作業上から特に必要な場合には，個別に検討して開閉器を設ける。



第Ⅳ－１図　分岐方式

〔 解　説 〕 (1) 分岐用開閉器

線路途中の開閉器は，一般に点検保守が困難であり，また，送電線の一部としてみた場合，そこが弱点となる可能性が強い。一方，開閉操作の面からみると，操作のための現場到達時間を考えれば，ジャンパ開放等による場合に比べ，特に大幅な操作時間の短縮は期待できない。このため，原則として分岐用開閉器は設置しない。ただし，線路の開閉を特に頻繁に行う必要のある箇所，ジャンパ開放作業が不安全となる箇所等については，設備信頼度及び保守面より個別に検討のうえ，必要に応じ開閉器を設ける。

6.3 故障点標定装置の適用

故障点標定装置は，原則として次のとおり設置する。

(1) 電気所に総合記録装置を設置済み又は設置する場合

オシロＦＬシステムを適用する。

(2) 電気所に総合記録装置を設置しない場合

a. 275kV 以上で亘長５㎞以上の送電線はすべて設置する。

b. 154kV，66kV で亘長 10 ㎞ 以上の送電線については，保守条件，系統構成による標定精度等を勘案し，個別に検討のうえ適用する。

c. 故障点標定装置は，ディジタルリレー形故障点標定装置を適用する。

〔 解　説 〕 故障点標定装置の適用検討における留意事項

ディジタルリレー形故障点標定装置の標定誤差は，275kV 以上で±１㎞，154kV 以下で±２～３㎞程度である。したがって事故巡視に有効な標定値を得られる亘長としては，275kV 以上で５㎞，154kV 以下で 10 ㎞程度が限界となる。

6.4　OPGW の適用

送電線の新設，支持物の建替，架空地線の張替等の計画に当たっては，電子通信部門と協議のうえ ＯＰＧＷの適用を検討する。

７．塩じん害及びその他災害に対する配慮

(1) 塩じん害地域を通過する送電線は，塩じん害に対する汚損条件を検討して必要な対策を行う。

(2) 雷害対策については，その地域の実情を十分調査して雷害をできるだけ軽減するよう経過地の選定に努めるとともに，系統の重要度，その送電線による供給区域の信

頼度基準等を考慮する。

(3) 多雪地域を通過する送電線は，雪害をできるだけ軽減するよう経過地を選定するとともに，電線太さ，電線配列，導体方式，径間長等について必要に応じ配慮する。

(4) その他，水害，地震，地盤沈下等の諸対策についても十分留意して計画する。

８．地域環境に対する配慮

(1) 電波障害

地域のテレビ受像状況並びに放送電界強度等の調査により，視聴覚障害等をできるだけ軽減するよう経過地を選定するとともに，電線太さ，導体方式の選定に配慮する。

なお，障害の発生が予想される場合には，地域との協調を図りつつ有効な対策を行う。

(2) 通信線に対する電磁，静電誘導障害

地域の通信線の実態を十分調査して，障害をできるだけ軽減するよう経過地の選定に努めるとともに，通信線側における諸対策をも含めて，最も経済的な軽減方策をとるよう配慮する。

(3) 公衆災害防止への配慮

人家密集地等を経過する場合は，外柵，昇塔防止装置等を設け，災害防止に努める。

(4) 自然環境との調和

景勝地から目立たないルートの選定を行うとともに，鉄塔の環境調和塗装，艶消し電線を採用するなど，自然環境との調和に配慮する。

(5) 航空障害

経過地付近の飛行場，航空路等を避けてルートを選定するとともに，極力高鉄塔を避けるよう努める。

(6) 重要無線伝搬路障害

地域のマイクロ通信ルートを十分調査し，極力交差を避けるとともに，重要無線伝搬路指定地域に鉄塔を入れないよう努める。

(7) 人体に対する静電誘導

送電線の電圧に応じて，電線地上高，送配列及び経過地の選定に考慮を払い，誘導感知防止に努める。

(8) 風音障害

地域の季節風等の調査により，できるだけ風音を軽減するよう経過地を選定するとともに，電線太さ，導体方式の選定に配慮し，障害の発生が予想される場合には，地域との協調を図りつつ有効な対策を行う。

(9) その他

地磁気観測所，航空関係電波送受信所，自動列車停止装置（Ａ．Ｔ．Ｓ），各種パイプライン等への影響を考慮に入れルートを選定する。

９．送電容量表（付録１）

電　圧		許容電流（夏期）　(A)			６６ｋＶ			１４７ｋＶ			２７５ｋＶ			５００ｋＶ			備　　考
線種	㎜²×導体数	90℃	150℃	120℃ 180℃	90℃	150℃	120℃ 180℃	90℃	150℃	120℃ 180℃	90℃	150℃	120℃ 180℃	90℃	150℃	120℃ 180℃	
		（A）	（A）	（A）	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	P(MW)＝√３・ＶＩｃｏｓθ Ｖ：電圧（ｋＶ） Ｉ：電流（ｋＡ） ｃｏｓθ：力率９５％ 小数点以下四捨五入
ＡＣＳＲ／ＡＣ (61%)	810	1,273		1,730	138		188	308		418							
	610	1,088		1,469	118		160	263		355							
	410	873		1,172	95		127	211		283							
	240	635		844	69		92	154		204							
	160	484		639	53		69	117		155							
	810 × 2	2,546		3,460				616		837	1,152		1,566				( )内はパーセント導電率を示す
	610 × 2	2,176		2,938				526		711	985		1,329				
	410 × 2	1,746		2,344				422		567	790		1,061				
	810 × 4	5,092		6,920							2,304		3,131	4,189		5,693	（注）許容電流
	610 × 4	4,352		5,876							1,969		2,659	3,580		4,834	上段　ＡＣＳＲ／ＡＣ
	410 × 4	3,492		4,688							1,580		2,121	2,873		3,857	下段　ＴＡＣＳＲ／ＡＣ
	810 × 6	7,638		10,380							3,456		4,697	6,284		8,540	
ＴＡＣＳＲ／ＡＣ (60%)	810		2,061	2,362		224	257		499	571							夏期の条件 ・放射率　：0.9 ・周囲温度　：40℃ ・日射　：0.1W／ｃ㎡ ・風速　：0.5m／ｓ ・風向　：45度斜風 ・周波数　：50Hz
	610		1,747	1,998		190	217		423	483							
	410		1,388	1,583		151	172		336	383							
	240		992	1,127		108	122		240	273							
	810 × 2		4,122	4,724					997	1,143		1,865	2,138				
	610 × 2		3,494	3,996					845	967		1,581	1,808				
	410 × 2		2,776	3,166					671	766		1,256	1,433				
	810 × 4		8,244	9,448								3,730	4,275		6,783	7,773	
	610 × 4		6,988	7,992								3,162	3,616		5,749	6,575	
	410 × 4		5,552	6,332								2,512	2,865		4,568	5,209	
	810 × 6		12,366	14,333								5,596	6,486		10,174	11,792	

９．送電容量表（付録２）

電　圧 線種　㎟×導体数		許容電流（夏期）(A)		６６ｋＶ		１４７ｋＶ		２７５ｋＶ		５００ｋＶ		備　　考
		210℃	240℃	210℃	240℃	210℃	240℃	210℃	240℃	210℃	240℃	
		(A)	(A)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	P(MW)＝√３・ＶＩｃｏｓθ
U	810	2,607	2,861	283	311	631	692					
	610	2,177	2,385	236	259	527	577					
T	410	1,712	1,873	186	203	414	453					Ｖ：電圧（ｋＶ）
	240	1,203	1,312	131	142	291	317					Ｉ：電流（ｋＡ）
A	810 × 2	5,214	5,722			1,261	1,384	2,359	2,589			ｃｏｓθ：力率９５％
	610 × 2	4,354	4,770			1,053	1,154	1,970	2,158			小数点以下四捨五入
C	410 × 2	3,424	3,746			828	906	1,549	1,695			
	810 × 4	10,428	11,444					4,719	5,178	8,579	9,415	(　)内はパーセント導電率を示す
S	610 × 4	8,708	9,540					3,940	4,317	7,164	7,849	
	410 × 4	6,848	7,492					3,099	3,390	5,634	6,164	
R	810 × 6	15,642	17,166					7,078	7,768	12,869	14,123	夏期の条件
(60%)												・放射率　：0.9
												・周囲温度：40℃
												・日射　　：0.1W／ｃ㎡
												・風速　　：0.5m／ｓ
												・風向　　：45度斜風
												・周波数　：50Hz

参考．送電容量表（付録）

電圧		許容電流（夏期） (A)			６６ｋＶ			１４７ｋＶ			２７５ｋＶ			５００ｋＶ			備考
線種	㎜²×導体数	90℃ 130℃	100℃ 150℃	120℃ 180℃	90℃ 130℃	100℃ 150℃	120℃ 180℃	90℃ 130℃	100℃ 150℃	120℃ 180℃	90℃ 130℃	100℃ 150℃	120℃ 180℃	90℃ 130℃	100℃ 150℃	120℃ 180℃	
		(A)	(A)	(A)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	P(MW)＝√3・ＶＩｃｏｓθ
	810	1,258	1,426	1,709	137	155	186	304	345	413							Ｖ：電圧（ｋＶ）
A	610	1,062	1,201	1,434	115	130	156	257	290	347							Ｉ：電流（ｋＡ）
	410	847	955	1,138	92	104	124	205	231	275							ｃｏｓθ：力率９５％
C	240	608	682	808	66	74	88	147	165	195							小数点以下四捨五入
	160	467	522	616	51	57	67	113	126	149							
S	810 × 2	2,516	2,852	3,418				609	690	827	1,138	1,291	1,547				( )内はパーセント導電率を示す
	610 × 2	2,124	2,402	2,868				514	581	694	961	1,087	1,298				
R	410 × 2	1,694	1,910	2,276				410	462	551	767	864	1,030				
	810 × 4	5,032	5,704	6,836							2,277	2,581	3,093	4,140	4,693	5,624	（注）許容電流
	610 × 4	4,248	4,804	5,736							1,922	2,174	2,596	3,495	3,952	4,719	上段 ＡＣＳＲ，ＨＤＣＣ
(61%)	410 × 4	3,388	3,820	4,552							1,533	1,729	2,060	2,787	3,143	3,745	下段 ＴＡＣＳＲ
	810 × 6	7,548	8,556	10,254							3,415	3,872	4,640	6,210	7,039	8,436	
	1,520		3,112	3,596		338	391		753	870							夏期の条件
T	810		2,040	2,337		222	254		493	565							・放射率 ：0.9
	610		1,710	1,954		186	212		414	473							・周囲温度 ：40℃
A	410		1,350	1,541		147	167		327	373							・日射 ：0.1W／ｃ㎡
	240		955	1,085		104	118		231	262							・風速 ：0.5m／ｓ
C	1,520 × 2		6,224	7,192					1,505	1,740		2,816	3,254				・風向 ：45度斜風
	810 × 2		4,080	4,674					987	1,131		1,846	2,115				・周波数 ：50Hz
S	610 × 2		3,420	3,908					827	945		1,548	1,768				
	410 × 2		2,700	3,082					653	745		1,222	1,395				
R	1,520 × 4		12,448	14,384								5,633	6,509		10,241	11,834	
	810 × 4		8,160	9,348								3,692	4,230		6,713	7,691	
	610 × 4		6,840	7,816								3,095	3,537		5,627	6,430	
(60%)	410 × 4		5,400	6,164								2,443	2,789		4,443	5,071	
	810 × 6		12,240	14,022								5,539	6,345		10,070	11,536	
	250	769	862		84	94		186	209								
H	240	745	836		81	91		180	202								
D	200	676	757		73	82		164	183								
C	150	562	628		61	68		136	152								
C	100	434	484		47	53		105	117								
(97%)	55	299	332		32	36		72	80								
	38	231	255		25	28		56	62								

Ⅴ．地中送電設備

目　　次

１．適　用　範　囲 …… ５３

２．電　圧 …… ５３

３．ルートの確保 …… ５３

４．経過地の選定 …… ５４

５．回　線　数 …… ５４

６．布　設　方　式 …… ５５

6.1　布設方式の選定 …… ５５

6.2　管路・洞道の規模と構成 …… ５６

７．ケーブル設備 …… ５９

８．付　帯　設　備 …… ６２

９．塩じん害及びその他災害に関する配慮 …… ６３

10. 誘導障害に対する配慮 …… ６４

11. 電流不平衡に対する配慮 …… ６４

12. 環境保全対策 …… ６４

１．適用範囲

地中送電線（以下「送電線」という。）の新設，増設等の設備計画の立案作成に適用する。

２．電圧

電圧は次の５種を標準※41とする。

500kV，275kV，154kV，66kV，22kV

(注)※41 33kV，11kV の電圧は原則として採用しない。ただし，やむを得ずこれらを採用する場合は，地域の実態，需要動向等を勘案のうえ，将来昇圧可能なようあらかじめ考慮して計画する。また，22kV 及び 66kV 以上を採用する場合でも，地域の実態等から,将来，上位電圧に昇圧することが必要と考えられる場合は，これを考慮して計画する

３．ルートの確保

地中線用管路・洞道（共同溝を含む）網の計画に当たっては，電力設備としての長期的観点から，既設設備の有効利用，新技術の適用計画等を含め，規模，ルート数を検討し，かつ都市計画，道路調整計画，共同溝整備計画との整合を考慮して，都市化の進展及び地域社会と協調した効率的設備形成が図れるよう計画する。

この具現化に当たり，次の事項に該当する場合は，長期計画，使用時期を検討のうえ他のルート確保の可否並びに経済性を十分勘案し，必要に応じ管路又は洞道を建設し，ルート確保に努める。

(1) 道路の新設・舗装・補修等が実施され，将来，必要時期に再掘削が困難になることが予想される場合

(2) 地下鉄，地下駐車場など他企業による大規模な地下施設工事により，将来の地下占用スペースの確保が困難となることが予想される場合

(3) 道路の立体交差，橋りょうの新設・改修・架け替え等により，その部分の占用が将来不可能で，他の方法によっては実施が極めて困難と予想される場合

(4) 共同溝路線の指定を受けて，長期間にわたり道路占用が規制されるため，将来必要時期に再掘削が困難となる場合

なお，具体的な規模，ルート等の計画に当たっては，電力ケーブルのみならず，電力保安用通信線等の収容を配慮し計画する。

〔 解 説 〕

地中線ルートの確保について

都市部における道路掘削の規制の強化，交通量の増大及び他企業埋設物の輻輳，さらに環境保全面よりみた道路関係諸工事に対する付近住民の関心度の増加などから，地中線ルートの確保は極めて困難な情勢にあり，この趨勢は今後もますます助長されていくものと考えられる。

したがって，長期的観点にたち，都市計画，道路計画，他企業地下利用計画の動向などとの整合に留意し，必要なルート確保を図ることとするが，投資リスク等を考慮し原則として

以下に示す先行確保条件で実施する。

1．管路整備は，原則として竣工後３年以内に使用計画のあるもののみ実施。

2．橋梁添架，地下鉄駅舎工事に合わせた管路工事などで，後年度の工事が困難となるために実施する先行管路は，必要最小限の工事亘長に留めて実施。

3．管路規模は原則９条以下とする。（ただし，変電所引出部は除く）

4．特高供給用管路の規模は本予備系統で原則４条，ＳＮＷでは原則５条とする。

5．ルートとして互換性が無い場合を除き，二重占用以上の管路は同一道路で予備管１条とする。

4．経過地の選定

経過地の選定に当たっては，次の諸条件を総合勘案するとともに，都市過密化の進展による道路状況の悪化に伴い，大規模かつ長区間にわたるルート確保が極めて困難になってきているので，共同溝，地下鉄等との協調について十分配慮する。

(1) 将来の送電系統・変電所・特高供給計画との整合

(2) 公共用地の有効利用

(3) 地域環境との調和

a. 地域の土地利用など関連する諸計画との調整

b. 安全，公障害（通信線への電磁誘導等），都市美観に対する要請，地元との協調

c. 道路並びに土地利用に関する法的制限

(4) 水害，塩じん害，火災，山くずれ，地くずれ，地盤沈下など各種災害の影響

(5) 送電線の施工及び保守上の容易性と安全性

(6) 工事費（用地費を含む）の低減

(7) 送電損失及び保守経費の低減

(8) 既設管路，洞道及び共同溝との連係並びに有効利用

(9) 多条数布設による送電容量への影響

(10) 防災対策の確保

5．回　線　数※42

(1) 電源送電線等は，布設方式，ルート，亘長等を考慮して，個別に検討する。

(2) 多端子及び単一ユニット方式は，３回線を標準とする。

(3) 架空・地中混用の供給幹線においては，架空送電線の回線数にあわせ，２回線又は４回線を標準とする。

（注）※42　架空・地中混用系統においては，必要容量を確保する目的で，地中線の送電容量を架空線に合わせる場合がある。この場合，大サイズケーブルの適用や１相当たり２条のケーブルの布設など送電容量を確保するための最適な方法（経済性等を十分考慮）について個別に検討する。

６．布設方式

6.1　布設方式の選定

布設方式は，「地中電線路」を原則とし，「水底電線路」や，「特殊場所の電線路」などは布設ルート上の制約状況により適宜選択するものとし以下による。

(1) 地中電線路

a. 直接埋設式※43

直接埋設式は，掘削工事に制約条件の少ない発変電所，開閉所，お客さま構内等で，暫定線路に適用する。

b. 管路式※44

管路式は，効率的に引入・引抜工事が容易な一般的に適用される方法で，同一ルートにケーブルを多回線布設する場合，又は布設することが予想される場合に適用する。

c. 暗きょ式※45

暗きょ式は，同一ルートにケーブルを多回線布設する場合，又は布設することが予想される場合で，送電容量，ケーブル配置，将来新技術適用の可能性などの諸面より，管路式では不適切と考えられる場合，例えば，需要密度が大きいか，又は大きくなると予想される地区の主要道路，あるいは変電所取付部分等に適用する。

(2) 水底電線路（水底式）※46

水底式は，比較的布設距離が長く，他の方式によることが困難な場合で，水の流れが激しくない湖，運河及び海底の布設に適用する。

(3) 架空電線路（架空式）※47

架空式は，河川横断等で橋りょう式の採用が困難な場合などに適用する。

(4)特殊場所の電線路

a. 橋並びに電線路専用橋などに施設する電線路（橋りょう式）※48

橋りょう式は，利用し得る橋りょうがある場合は添架式を適用し，添架が不適当な場合は専用橋方式による。

b. 地上に施設する電線路（地上式）※49

蓋付開きょ……発変電所，開閉所，受電所構内等に適用する。

（注※43 直接埋設式とは， 地中電線を原則として堅牢なトラフ等の防護を施し，一定の土冠（どかむり；埋設深さの意）をもって埋設する方式をいう。なお，パイプ形ケーブルを直接埋設する場合も含む。

※44 管路式とは，ケーブルを車両等の重量物が上部を通過しても破損しない「管」に収容する布設方式をいい，管路の途中や末端にマンホールを有するものと有しないものがある。なお，鞘管内に多数の管を布設し，発泡モルタル等を充てんしたもの及び推進管内にケーブルを布設する場合も管路式とする。

※45 暗きょ式とは，内部に地中電線を布設できる空間を有する構造物（洞道又は共同溝）にケーブルを布設する方式をいう。

※46 水底式とは，水底にケーブルを直接布設する方式をいう。

※47 架空式とは，メッセンジャワイヤ等によりケーブルを空中に布設する方式をいう。

※48 橋りょう式とは専用橋，橋りょう等にケーブルを布設する方式をいう。

※49 地上式とは工場構内等において,堅牢かつ取扱者以外が容易に開けることができない構造の蓋を有する開きょ又はトラフ等にケーブルを布設する方式をいう。

〔 解　説 〕

管路・洞道の適用区分

管路の計画に当たり，管路に比べ洞道工事費が安価な場合や，管路での施工が困難な場合には，式を選択可能とする。

6.2 管路・洞道の規模と構成

直接埋設式等，その他の布設方式の規模は個別に検討する。

(1) 管路

a. 管路の孔数は，送電容量確保等の観点から 20 孔以下とし，計画に当たっては，需要動向，地域環境を十分考慮のうえ，条数及び分線を決定する。

b. 管路には，通信ケーブル用管を所要条数設ける。

c. 管路には，点検及び事故時対応として，点検管(最大管径)を１孔設ける。

d. 管材は収容ケーブル，地質，施工環境等を勘案し，最も適したものを選定する。

e. 管内径は，収容ケーブル，引入方式及び将来の増容量を考慮して選定する。

なお，66kV 以下の管路計画で，本来系統容量的に 200 ㎜ 以上の管内径を必要とする場合でも，ケーブルのダブル化等により大容量系統に対応可能で，かつ効率的設備形成が図れる場合は，ルートの管内径を 150 ㎜に統一して計画する。

ｆ．マンホールの設置間隔，大きさは次による。

マンホールの設置間隔（管路の亘長）は，ケーブルの許容張力及び許容側圧を越えない範囲で，マンホール設置場所を考慮に入れ，可能な限り延伸化するものとする。

マンホールの大きさは，布設ケーブルの接続部を極力省略することを念頭に，収容する接続部数及び引通しケーブル数から，個々のケーブルの所要オフセット，さばき，引入れや接続作業スペース等を十分検討して決定する。

〔 解　説 〕

(1) 管材

使用する管材は次を標準とする。

a. ヒューム管（ＨＰ）

b. 亜鉛メッキ鋼管（ＧＰ）

c. 強化プラスチック複合管（ＰＦＰ，ＣＰＦＰ）　…　非磁性管

d. ガラス繊維強化プラスチック管（ＦＲＰ）　…　非磁性管

ただし，１孔に１条を収容する単心ケーブルの場合は非磁性管を使用する。

(2) ケーブル種類別標準使用管内径

管　内　径※５０

電圧・ケーブル種類・単心・３心別	引　入方式別	引入ケーブル導体サイズ(mm²)	標準使用管路内 径(㎜)	備　　考
275kV　OF・単心	１孔３条	2,000　1,800　1,600 1,400　1,200	350	
		1,000　800　600　400　200	300	
	１孔１条	2,000　1,800　1,600　1,400 1,200　1,000　800	200	
		600　400　200	150	
275kV　CV・単心	１孔３条	2,500　2,000　1,600　1,400	350	
		1,200　1,000　800	300	
	１孔１条	2,500　2,000　1,600 1,400　1,200　1,000	200	
		800	150	
154kV　OF・単心	１孔３条	1,400　1,200	300	
		1,000　800　600 400　200	250	
	１孔１条	全サイズ	150	
154kV　CV・単心	１孔３条	2,500	350	
		2,000　1,800　1,600　1,400 1,200　1,000	300	
		800　600　400　200	250	
	１孔１条	2,000　1,800	200	
		1,600　1,400　1,200　1,000 800　600　400　200	150	
154kV CVT	－	1000　800	250	
		600　400　200	200	
66kV　OF・単心	１孔３条	800,600,400	250	
	１孔１条	〃	150	
66kV　CV・単心	１孔３条	3,500　3,000　2,500	300	
		2,000　1,600　1,400	250	
		1,000　800　600	200	
	１孔１条	全サイズ	150	
66kV　OF・３心	－	400	200	
		325　250	150	
66kV CVT	－	1,000　800　600	200	
		500　400　325　250 200　150　100　80	150	
22kV　CV・単心	１孔３条	1,200　1,000　800	200	
		600	150	
	１孔１条	全サイズ	150	
22kV CVT	－	全サイズ	150	
6kV CVT	－	全サイズ	130 150	当該管路計画に対し
通信ケーブル	－	－	130 150	同　　上

(注)※50 a. 管路計画にあたっては，既設管路の有効活用を積極的にはかる。

b. 154kV 以下の単心ケーブルは，１孔３条布設，275kV 以上の単心ケーブルは１孔１条布設を標準とする。

(3) マンホールの間隔

管路式のマンホールの間隔は，ケーブルの許容張力及び許容側圧を超えない範囲で最大長さとする。この場合，マンホールの間隔が計画送電容量（短時間，瞬時容量も含む）に基づく最小導体太さの許容張力により制限を受けるときは，総工事費（マンホールを含めた管路工事費と同管路に布設される全ケーブルの接続を含めたケーブル工事費の和），工事・保守面等を総合勘案し，最高効率となる導体太さの許容張力及び許容側圧により定められる長さとする。

また，単心ケーブルを布設する管路にあっては，クロスボンド方式を適用した場合のシース誘導対地接地電圧が，50V を超えない長さを標準とする。なお，曲管の使用，特殊工法の採用，ケーブル運搬能力なども考慮する。

(2) 洞道

a. 洞道の規模は，将来計画を含めて収容されるケーブルの種類・条数・ケーブル支持方法，換気冷却の要否，作業スペース，道路条件及び防災対策等を総合的に検討して決定する。

b. 洞道の最小内空寸法は，作業性，保守面，安全性等を考慮したうえで，次のとおりとする。

第Ⅴ―１表　洞道の最小内空寸法

洞　道　形　状	ケーブルの配列	最 小 内 空 寸 法
矩　　形	片　側　配　列	幅 1.3m×高さ 2.0m
矩　　形	両　側　配　列	幅 1.8m×高さ 2.0m
円　　形	－	直径 2.1m

c. マンホールの設置間隔は，施工及び保守面を総合勘案し極力長くする。また，その大きさについては管路式に準ずる。

〔 解　説 〕

d. 換気孔は，立坑部並びに管路分岐箇所に設けることを標準とし，出入口（常時・非常時）としての機能を兼ね備えたものとする。

過密地域における立坑は，用地手配・施工性など工事面以外の要因も含めて，将来の洞道網形成のための，連系に対する弾力性確保等を十分考慮し，設置位置を決定する。

洞道の最小内空寸法

人間が歩行時必要とする高さは，通常 1.8m 程度とされているが，実際には照明器具の取付，歩床板コンクリートの打設等により制約を受けるため，これらを考慮して最小高さを 2.0m とする。

なお，洞道幅は，ケーブル受金物及び通路幅を勘案して，ケーブル両側配列の場合は 1.8m，ケーブル片側配列の場合は 1.3m とする。

７．ケーブル設備

(1) 送電線に使用するケーブルは，原則として，第Ｖ－２表のとおりとし，次項の考え方に基づき選定する。

a. ＣＶケーブルを標準的に使用する。

b. 既設送電線に使用されているケーブルがＯＦケーブルであって，その一部を引替る場合には，ビニル防食アルミ被ＯＦケーブルを使用する。

ただし，給油系統上，問題がない場合には，経済性，設備保守・管理面等を考慮して，ＣＶケーブルの使用も検討する。

c. 経過地の状況などにより特殊な使用条件の場合は，技術面並びに経済性等を含めて個別に検討する。

第Ｖ－２表　ケーブル種類の標準

電圧 (kV)	種　　類	単心，３心 トリプレックス別
500	ビニルシース架橋ポリエチレンケーブル（ＣＶ）	単　　心
275	ビニル防食アルミ被ＯＦケーブル（ＯＦＡＺＶ）	単　　心
	ビニルシース架橋ポリエチレンケーブル（ＣＶ）	単　　心
154	ビニル防食アルミ被ＯＦケーブル（ＯＦＡＺＶ）	単　　心
	ビニルシース架橋ポリエチレンケーブル（ＣＶ）	単心又はトリプレックス
66	ビニル防食アルミ被ＯＦケーブル（ＯＦＡＺＶ）	単心又は３心
	ビニルシース架橋ポリエチレンケーブル（ＣＶ）	単心又は トリプレックス
22	ビニルシース架橋ポリエチレンケーブル（ＣＶ）	単心又は トリプレックス

(2) ケーブルの太さは第Ｖ－３表によるものとし，その選定に当たっては，次項について考慮する。

a. 長期的な観点にたち，送電電力の増加の今後の見通し，建設工事費，維持経費，送電損失並びに布設条数による送電容量の低減，経過地条件等を総合勘案し選定する。

b. それぞれの電線を通過する連続及び短時間の負荷電流，並びに三相短絡等　　による瞬時の最大事故電流が連続，短時間※51 及び瞬時の許容電流容量に対し　　て安全なようにする。※52

(注) ※51 275kV ケーブルの短時間許容容量は，二次側系統での負荷切替ができることを条件に対応時間を４時間とする。また，154kV 以下ケーブルの短時間対応時間については，個別に検討する。

※52 ケーブルの許容電流容量は線路ごとに個別算定する。

第Ｖ－３表　ケーブルの太さの標準※５３

電圧 (kV)	種　類	公称断面積 (mm²) 単心	公称断面積 (mm²) ３心
500	ＣＶケーブル	2,500　2,000　1,600　1,400 1,200　1,000　800	－
275	ＯＦケーブル	2,000　1,800　1,600　1,400 1,200　1,000　800　600 400　200	－
	ＣＶケーブル	2,500　2,000　1,600　1,400 1,200　1,000　800	－
154	ＯＦケーブル	1,400　1,200　1,000　800 600　400　200	－
	ＣＶケーブル	2,500　2,000　1,800 1,600　1,400　1,200　1,000 800　600　400　200	1,000　800　600　400　200
66	ＯＦケーブル	800　600　400	400　325　250
	ＣＶケーブル	3,500　3,000　2,500　2,000 1,600　1,400　1,200　1,000 800　600	1,000　800　600　500 400　325　250　200 150　100　80
22	ＣＶケーブル	1,200　1,000　800　600	500　400　325　250　200

（注）※53 a. 特別高圧供給における線種，太さの選定については，極力これに準ずる。なお，22kV におけるＣＶケーブル３心 150㎟ 以下の使用は，将来とも特別高圧供給に限られる場合とする。

b. ３心のＣＶケーブルの場合はトリプレックスを示す。

c. 大サイズケーブル（2,500㎟以上）については，個別検討のうえ採用する。

d. 上記以下の小サイズケーブルの使用は，短絡容量並びに必要容量を分満足する場合で，将来的にも小サイズケーブルで問題ない場合とする。

(3) 各種ケーブルの許容最高温度は第Ｖ－４表による。

第Ｖ－４表　ケーブルの許容最高温度

ケーブルの種類	定格電圧 (kV)	許容最高温度※５４ 常時	短時間	故障瞬時
ＣＶケーブル	２２	９０	１０５	２３０
	６６	９０	１０５	２３０
	１５４	９０	１０５	２３０
	２７５	９０	１０５	２３０
	５００	９０	１０５	２３０
ＯＦケーブル	６６	８０	９０	１５０
	１５４	８５(80)	９５(90)	１５０
	２７５	８５	９５	１５０

154kVＯＦケーブルの（　）は鉱油の場合の値

(注)※54 定義

a. 常時許容最高温度とは，毎日一定時間又は連続に維持して支障のない温度

b. 短時間許容最高温度とは，累積 3,000 時間（全使用期間中）その温度に維持して支障のない温度。ただし，一年間に 120 時間を超えない範囲で，その温度に維持して支障の無い温度

c. 故障瞬時許容最高温度とは，故障除去時間に流れる短絡，地絡電流により到達して支障のない温度

66,154kV系統の故障除去時間は，送電線全線が保護範囲となる当該送電線保護距離リレー２段の整定時間と遮断器の遮断時間（標準0.25秒）の合計値とする。ただしその合計値が1秒を下回る際には，1秒とする。

基幹系統については，個別検討とする。

(4) 地中送電線から地中送電線を分岐する場合は，信頼度，分岐箇所スペースの確保，保守の難易性を考慮して，次のものから選定する。※55

a. 分岐接続部方式

b. 気中分岐方式

(注)※55 a. 架空送電線と地中送電線が接続された系統の場合には，ケーブル区間の事故検出のため，原則として事故区間検出装置を取付ける。

b. 架空線から地中線を分岐する場合及び地中線から地中線を分岐する場合は，接続点開閉器は原則として設置しない。ただし，系統運用及び保守作業の立場から特に必要な場合は，個別に検討して接続点開閉器を設けることができる。

8．付帯設備

(1) 冷却方式の適用

ケーブルの冷却は，所要の送電容量を確保するために，ケーブルの大サイズ化，別ルート化等との比較により，経済性及び保守上等から総合効率が得られる場合に行う。

第Ⅴ－5表　冷却方式の分類と特徴

冷　却　方　式	冷却媒体	特　　徴
直接冷却方式 ケーブル外部に直接接して冷却媒体が通る。 ・強制換気冷却方式	空気	ケーブルが多条数布設されている場合に適する方式であり，洞道内布設のケーブル一般に適用可能
間接冷却方式 ケーブルに近接してパイプを設け，この中を冷却媒体が通る。 ・管路間接冷却方式 ・トラフ内間接冷却方式 ・洞道内間接冷却方式	水	長距離送電線路に適した方式であり，直接冷却方式より比較的容易にケーブル一般に適用可能

〔 解　説 〕　冷却方式の選定

ケーブルの冷却を行う場合は，当面並びに最終所要送電容量を勘案した冷却方式について検討し，原則として次の方式より選定する。

(1) 直接冷却方式

a. 強制換気冷却方式

洞道内強制風冷による洞道冷却であり，通常は送風機を使用した大気による強制風冷システムが行われるが，これによっても洞道内温度を 40 ℃以下に抑えることができない場合には，トラフ内間接冷却等を併用する方式

(2) 間接冷却方式

a. 管路間接冷却方式

ケーブル管路と平行に冷却水管を埋設し，冷却水を同方向又は往復循環させケーブルから発生熱を除去する方式

b. トラフ内間接冷却方式

トラフ内にケーブルを布設し，このケーブルに併設した専用冷却水管に冷却水を流すことによりケーブルからの発生熱を除去する方式

c. 洞道内間接冷却方式

洞道内に配管した冷却水管に冷却水を通水し，ケーブルからの発生熱を吸収して洞道内温度を下げる方式

(2) 情報伝送装置

系統運用面，設備保守・運用面等から要求される異常時の情報検出，並びに伝達に必要な諸装置を設置する。なお，給電，変電，営業等の関連部門とも密接な関係があることから，総合的に検討のうえ計画する。

〔 解 説 〕 標準的な情報伝送表示内容の例を次に示す。

情報項目	故障状況 ※56	表示内容
冷却装置異常	重故障	・線路名称・設置場所名・冷却重故障
同上	軽故障	・線路名称・設置場所名・冷却軽故障
冷凍装置異常	重故障	・線路名称・設置場所名・冷凍重故障
同上	軽故障	・(冷却装置に含め一括表示)
給油装置異常	重故障	・線路名称・設置場所名・給油重故障
同上	軽故障	・線路名称・設置場所名・給油軽故障
漏油警報動作	重故障	・線路名称・線路番号・区間又は場所名
事故区間検出装置動作	〃	・線路名称・線路番号・区間又は場所名
火災警報動作（建物）	〃	・場所名
同上（洞道・人孔）	〃	・区間又は場所名
電源そう失	重故障	・設置場所名・電源重故障
同上	軽故障	・設置場所名・電源軽故障
制御・信号線異常（再閉路阻止線路）	重故障	・線路名称・線路番号・区間又は場所名
制御・信号線異常	軽故障	・線路名称・線路番号・区間又は場所名
その他諸装置警報動作	軽故障	・設置場所名・諸装置名称

（注）※56 a. 重故障…短時間のうちに設備事故又は機能低下へ発展するもの

b. 軽故障…重故障以外で，早期に重故障に発展しないと考えられる軽微なもの

9．塩じん害及びその他災害に対する配慮

地中送電線路は，事故時の復旧に比較的長時間を要することなどから，次に示す事項についてきめ細かな対策を施す。

(1) 塩じん害地域に設置するケーブルヘッドは，塩じん害に対する汚損条件を検討して必要な対策を行う。

(2) 地中送電線を新設する場合のルートは，地盤の不均等沈下のおそれがある箇所及び地盤の軟弱な箇所は極力避けるよう努めるが，これらの箇所を避けられない場合には，線路の重要度を勘案し，地震対策をも含めて，構造及び材料の選定に特に留意するなど被害を極力防止するよう努める。

(3) 送電線路が河川横断を必要とする場合は，道路橋への添架，ケーブル専用橋，河底横断等いずれの方法によるとしても，長期間にわたり安定した構造を維持するよう留意し，船舶の航行，地盤沈下，風水害，地震等による被害を防止するよう努める。

(4) 高潮又は洪水のおそれのある地域に布設する送配電線は，洪水位を考慮してケーブルヘッド，付属設備等の取付位置を選定し，その被害を極力防止するよう努める。
大雨，台風時の洞道内浸水対策として換気孔部へ防潮板を設置する。

(5) その他，火災，雷害等の諸対策についても十分留意して計画する。

10. 誘導障害に対する配慮

通信線など地中弱電流電線に対する誘導障害防止については，電気設備技術基準に定めるところにしたがって，対策を施すものとするが，275kV 以上の中性点直接接地系の超高圧地中送電線路における常時及び異常時の電磁誘導電圧等についても十分配慮し，誘導障害の防止に努める。

11. 電流不平衡に対する配慮

電流不平衡は，地中線各相の配置によって線路インピーダンスが不平衡となり生じることから，電流不平衡が発生しやすい以下の設備構成の場合は，回線間に発生する零相循環電流の保護リレーへの影響について，事前に検討する。

(1) 単心１孔１条管路布設で，近接して多回線平衡布設される布設形態の区間が長い場合

(2) 複数回線の起点・終点が同一母線に接続される場合

(3) 片端接地方式の採用により，シース電流が発生せず，導体－導体間の電磁誘導を低減させる効果が低い設備形態となる場合

電流不平衡対策が必要な箇所は，相配置の見直しや保護リレー整定値の変更などについて，その得失や実現性を含めて検討のうえ，対策を決定する。

12. 環境保全対策

工事に伴う環境保全対策については，主として交通障害，掘削時における地盤崩壊及び騒音・振動面等について諸対策を講じる必要がある。また，設備の運転に伴う環境保全対策については，主として洞道換気孔，調整所等の騒音面についての諸対策を講じる。

VI. 変電設備

目　　次

1. 適用範囲 …… ６６

2. 電　圧 …… ６６

3. 用地の選定 …… ６６

4. 変圧器単位容量とバンク数 …… ６７

5. 遮断器 …… ６８

6. 調相設備 …… ６８

7. 変電所引出し回線数 …… ７０

8. 結線方式 …… ７０

8.1　基本的考え方 …… ７０

8.2　一次側送電線の引込み …… ７０

8.3　母　線 …… ７１

8.4　変圧器の開閉設備 …… ７２

8.5　二次側送配電線の引出し …… ７３

8.6　変電所標準結線 …… ７４

9. 監視制御方式 …… ７５

10. 変電所形式 …… ７６

11. 各種災害対策への配慮 …… ７６

12. 変圧器の防災対策 …… ７７

13. 環境対策 …… ７７

１．適用範囲

変電所の新設，増設などの設備計画の立案作成に適用する。なお，発電所に設置される変電設備並びに開閉所設備にも準用する。

２．電　圧

送電用変電所の一次及び二次電圧は第Ⅵ－１表のとおりとする。

第Ⅵ－１表　標準一次・二次電圧※５７（送電用変電所）

一次電圧(kV)	1000	500	275	154	66
二次電圧(kV)	500	275,154	154，66,(22)	66,(22)	22

（注）※57 a　（　）内の電圧は，増設又は個別検討で有利な場合に適用する。

b　新設又は増設の 500/275kV 変圧器の定格電圧は 525kV，500/154kV 変圧器の定格電圧は 512.5kV とする。

また，配電用変電所の一次及び二次電圧は，第Ⅵ－２表のとおりとする。

第Ⅵ－２表　標準一次・二次電圧（配電用変電所）

一次電圧(kV)	154	66
二次電圧(kV)	6.6	6.6

３．用地の選定

用地の選定に当たっては，長期的にみても変電所地点として適切となるよう，次の事項を考慮して総合的に検討しなければならない。

（１）　系統・供給区域に対する変電所の位置

（２）　送配電線引込み又は引出しの難易（管路の布設の難易を含む。）

（３）　地域環境を考慮した形式の選定と，必要最小限の敷地面積あるいは容積の確保及び地形

（４）　公共用地，社有地の有効利用又は借室の利用

（５）　水害，塩じん害，火災，山くずれ，地すべり，地盤沈下，なだれなどの各種災害の影響

（６）　運転・保守の便

（７）　機器の搬出入の難易

（８）　重量物基礎の難易

（９）　敷地工事費を含む土地の価格及び取得の難易，時期

(10)　地域環境との調和

a　地域の土地利用に関連する諸計画との調整

b　環境，安全，都市美観に対する要請，地元との協調など

c　土地に関する法的制限

４．変圧器単位容量とバンク数

（１）送電用変電所

長期的観点にたって需要規模・地域開発の動向を的確に把握するとともに，当該変電所の系統における位置づけ，引出し送電線規模，系統連系，運転・保守などの条件の協調を考慮したバンク容量，バンク数を選定する。

送電用変電所の地域別標準規模は，第Ⅵ－３表のとおりである。

第Ⅵ－３表　送電用変電所の地域別標準規模※５８

地　域　別	電　圧　(kV)	バンク容量(MVA)		最終バンク数
		一次～二次	三次（%）	
地中線地域	500／275	1,500	30	3
	275／147	450,(300)	30	3
	275／66	300	30	6
	(154／66)	(200，100)	30	3
	(147／22)	60，(45)	20	3
	66／22	(60),45,20	20	3
架空線地域	500／275	1,500	30	4
		(1,000)	30，50	4
	500／147	750	30，50	4
	275／147	450,(300)	30	4
	275／66	300	30	4
	154／66	200,(100)	30，50	4

（注）※58ａ　（　）内は，増設などにおいて個別検討で有利な場合に適用する。

ｂ　新設当初のバンク数は，２バンク以上を原則とするが，二次側連系送電線の切替能力を考慮することにより，所要の供給信頼度を満足する場合には，当該変電所を１バンクとすることができる。

ｃ　送電用変圧器の三次容量は，原則として二次巻線容量の 30%とする。

但し，系統の充電容量が十分期待できない場合など特殊な事情がある場合は，50%の適用についても総合的に検討する。

ｄ　地中線地域の 275/66kV 変圧器の 300MVA×６は，個別検討で有利な場合に適用する。

ｅ　安定巻線の容量は，定格容量の 20%とする。

（２）　配電用変電所

変圧器単位容量とバンク数は，二次系統と配電系統を総合した経済性，供給信頼度，電圧降下，需要の伸び，変電所・送電線の用地確保，送配電線の引出し入れの難易，配電線ルート選定のための道路状況，機器の流用計画などを総合的に考慮して選定するものとし，その標準を第Ⅵ－４表に示す。

なお，新設時の変圧器バンク数は，バンク事故時に配電線による負荷切替，その他により所定の供給信頼度が得られる場合は１バンクとすることができる。

第Ⅵ－４表　配電用変電所の地域別標準規模

適　　用　　地　　域	変　電　所　規　模
高需要密度地域	30MVA ×３台
都内並びに周辺・地方都市の市街地及び近郊など	20MVA ×３台
上記以外の地域	10,15MVA×３台，２台

５．遮断器

(１)遮断器の連続定格電流は，接続する送電線路，変圧器などの短時間過負荷容量に見合ったものを選定する。電圧別に選定する連続定格電流を第Ⅵ－５表に示す。なお，詳細については交流遮断器規格を参照。

第Ⅵ－５表　遮断器の標準連続定格電流

電　圧(kV)	標　準　連　続　定　格　電　流（A）
500	2,000，4,000，6,000，8,000
275	2,000，4,000，6,000，8,000
154	600，1,200，2,000，3,000，4,000，6,000
66	800，1,200，2,000，3,000，4,000

(２)遮断器の定格遮断電流は，現状及び将来の系統構成で予想される運用状態において保護区間のいかなる所に事故が発生しても，安全に事故電流を遮断し得るものを選定する。

電圧別に標準的に選定する定格遮断電流は，「Ⅲ系統一般　第Ⅲ－５表」による。

６．調相設備

(１)　送電用変電所

調相設備は，原則として変圧器三次側回路に設置する。

ただし，

ａ　変圧器三次容量だけでは調相設備容量が不足する場合は，個別に検討する。

ｂ　275kV ケーブル系統補償のために設置する調相設備は，275kV 都心導入系統の電源変電所ではケーブルに直結，その他では変電所母線に設置する。

(２)　配電用変電所

調相設備は，原則として変圧器二次側回路に設置する。

ａ　原則として，屋外式配電用変電所※５９に電力用コンデンサを設置することとし，

設計面で配慮する。

b　電力用コンデンサ設置のため，取得面積とそれに伴うコストが大きく増大する場合は，群構成の縮小等を考慮する。

c　既設変電所については，余剰地を利用するとともに，今後変電所改造等を行う際には，電力用コンデンサの設置を考慮した機器配置を検討し，設置スペースの確保に努める。

（注）※59 地下式の配電用変電所への電力コンデンサの設置は，効果面，及びコスト面から不利なため，対象外とした。

（3）　調相設備の標準容量は第Ⅵ－６表による。

第Ⅵ－６表　調相設備の標準容量※60

種　　類	電　圧（kV）	容　　量　（MVA）
電力用コンデンサ	154	――
	66	10，15，20，30，40，60，80，120
	22	15，20，30
	6.6※61	6.0，（4.0）
分路リアクトル	500	300
	275	150，200
	66	20，30，40，60，80
	22	20，30，40

（注）※60　標準容量は１群当たりの容量
なお，系統末端などの電圧対策として設置する場合は，電圧変動幅などを検討し，必要に応じて 10，15 MVA の採用も考慮する。

※61　6.6kV 電力用コンデンサは，配電用変電所に設置するものであり，バンク当たりの容量を示す。

6.0MVA は 20MVA バンク，15MVA バンクに適用する。

（　）内は 10MVA バンクの場合を示す。

また，30MVA バンクの場合，個別に検討するが，当面は 20MVA バンクに準じて設置する。

〔　解　説　〕

配電用変電所に設置する電力用コンデンサの標準容量6.0MVA は次の考えで決定した。

・一次変電所 66kV 送り出し無効電力を，すべて配電用変電所に設置する電力用コンデンサで補償すると考えると，20MVA ×３台×３箇所，稼働率 90%，負荷力率 0.95 の系統をモデルとして，必要な電力用コンデンサ量は約 50MVA，１バンク当たり５～６MVA となる。

・配電用変電所ミニクラッドの配電線用引出口遮断器定格電流は 600Ａであり（この上位容量のものを開発して適用すると，コスト増となるので， 600Ａを適用），この場合，設置できる電力用コンデンサ量は 6.0MVA 以下となる。

７．変電所引出し回線数

（１） 送電用変電所

送電線の送電容量，系統連系能力，送電線の稼動率などを総合勘案して，変電所規模に見合うよう回線数を選定する。

（２） 配電用変電所

変圧器の単位容量に対応する引出し配電線数は，第Ⅵ－７表を標準とする。

第Ⅵ－７表　標準引出し配電線数※62，63

バンク容量 (MVA)	標準引出数
30	8
20	7
15	6
10	4

（注）※62　将来にわたって，バンク容量に見合った適正負荷を個別に検討し，最終引出し線数を決定する。

※63　標準引出数には電力用コンデンサ設置等を考慮していないため，必要な場合は追加する。

８．結線方式

8.1　基本的考え方

変電所の結線は，変電所を構成する各設備の相互間並びに変電設備と送電線又は配電線を相互に結合し，電力系統としての機能を最高度に発揮するよう，特に次の事項を考慮して総合的に検討する。

（１） 日常の運転・保守が安全，確実に行い得るものであること

（２） 結線はできるだけ簡素化し，しかもその性能を最高度に発揮し得ること

（３） 万一事故が発生しても，その影響する範囲を最小限にとどめるとともに，負荷切替などの操作を速やかに行い得ること

（４） 設備の停止が系統全般に著しい影響を及ぼさないこと

（５） 将来の増改修工事が容易であるこ

（６） 経済的に有利であること

8.2　一次側送電線の引込み

（１） 送電用変電所

a　架空系統での一次側送電線引込みは，原則として各回線ごとに遮断器を介して母線に接続するものとする。

また，特に重要な変電所では，将来の母線運用，母線事故なども考慮し引込みは交叉引込みとすることも検討する。

b　地中系統での一次側送電線引込みの際の線路用遮断器設置は，個別に検討する。

（2） 配電用変電所

一次側送電線は，各回線ごとに引込用遮断器を介して母線に接続することを原則とする。

ただし，一次側送電線がユニット系統の場合には，一次側遮断器を省略して，変圧器バンクを送電線の各回線ごとに接続する。

8.3 母 線

（1） 送電用変電所

a 母線方式

供給信頼度上，関連送電系統との協調，運転・保守面などの諸条件を考慮し，第Ⅵ－８表の母線方式を適用する。

ただし，新設する屋外送電用 GIS 変電所の複母線については，複母線が必要となる時期を見極め，経済的に有利な場合は，単母線から複母線への段階的な建設を行う。

第Ⅵ－８表 母線方式※64

母線方式		適用
二重母線方式	1ブスタイ	送電用変電所は，原則としてこの方式とする。
	4ブスタイ	1,000kV，500kV 変電所，275／154kV 変電所など基幹系統における大容量変電所で，供給信頼度上並びに運転・保守面から必要のある場合
単母線方式		a 送電線の回線数が少なく，かつ系統切換操作を行う可能性の少ない場合 b 屋内・地下変電所で接続される線路が地中線で，かつユニット系統の場合 c ループ及びスポットネットワーク供給 22kV 母線（ミニクラッド）の場合，異母線供給方式又は区分開閉器の設置を標準とする。
一次側母線省略		一次側に接続する送電線の選択区間がすべて地中線の場合は，ユニット系統とし，一次側母線を省略する。

（注）※64 a 都内変電所の 275kV ケーブルは，２ルート導入，母線方式は単母線ユニット方式を標準とする。

b 上記母線方式により難い場合は，個別に検討して最適な方式を定めることとする。

c 複母線を指向した単母線の適用は２回線引込みの一次変電所において，単母線（２バンクまで）から複母線（２バンクから）へ段階的に建設することが，供給信頼度面及び系統運用面で問題なく経済性で有利な場合適用する。

d スポットネットワーク及びループ供給 22kV 単母線（ミニクラッド）においては，変電所の引出しが同一母線の場合には区分開閉器の設置を

標準とする。

b　母線の標準容量

母線の標準容量（連続値）は，第Ⅵ－９表のとおりとする。

第Ⅵ－９表　母線の標準連続容量※65，66，67，68

電　圧(kV)	標　準　母　線　容　量（A）
500	4,000，6,000，8,000，(12,000)(18,000)
275	4,000，6,000，8,000
154	2,000，3,000，4,000，6,000
66	2,000，3,000

（注）※65　（　）内の電流は，増設又は個別検討で有利な場合に適用する。

※66　母線容量算定の標準的な条件は次による。

常時の運用条件並びに次の設備事故・停止時の条件を考慮した最大電流値とする。

単母線の場合　；送電線１回線あるいは変圧器１バンク事故・停止

二重母線の場合；母線停止中の送電線１回線あるいは変圧器１バンク事故・停止

ただし，母線の作業停止は，重負荷時期を除く端境期に実施するため，検討需要については，この期間（３月下旬～６月下旬，10・11月）の実態に応じて３日最大想定需要（夏期）に想定される低減率を乗じる。

※67　母線容量算定値が，標準連続容量を若干超過する場合は，母線及び関連直列機器の使用条件等を踏まえた短時間耐量を評価し，適切なものを選定する。

※68　電源系統の母線については，関連する発電所の定検台数などを含めて個別に検討する。

（２）　配電用変電所

a　一次母線

一次母線は，原則として２回線受電の場合には単母線とし，地中線ユニット系統受電の場合には母線を省略する。この場合，バンクごとに区分し得るような開閉設備を設ける。

b　二次母線※69

二次母線は，単母線を原則とし，バンクごとに区分し得るような開閉設備を設ける。さらに，30MVA ユニットについては，信頼度確保及び稼働率向上面から，母線を２系列にするとともに，区分毎に隣接バンクとの連系を設ける。

（注）※69　短格電流抑制対策上，バンク二次側の常時併用は行わない。

8.4　変圧器の開閉設備

（１）　送電用変電所

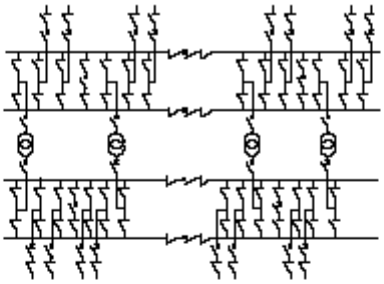
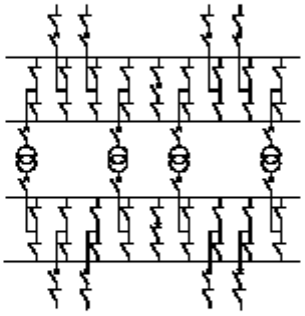
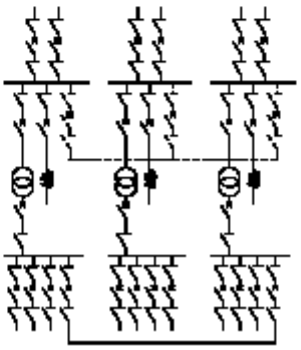
変圧器及び母線事故の除去あるいは保守上などの都合により一部の変圧器を停止する場合，これにより他の設備が同時に停止する時間を極力短縮し得るよう，原則と

	して変圧器一次側及び二次側に遮断器を設けるものとする。ただし，一次側に接続する送電線がすべて地中線でユニット系統受電（電源側以外に連糸がない）の場合は，一次側遮断器を省略する。 （2） 配電用変電所 変圧器及び二次母線事故の除去あるいは保守上などの都合により，一部の変圧器を停止する際，これに付随して他の設備が同時に停止する時間を極力短縮し得るよう，原則として変圧器二次側に開閉設備を設けるものとする。
8.5 二次側送配電線の引出し	二次側送電線は，原則として二次母線より各回線ごとに引出用遮断器を介して引出す。また，二次側配電線は，原則として引出用遮断器を介して二次母線より引出すものとする。

8.6 変電所標準結線

（1） 送電用変電所

第Ⅵ－10 表　送電用変電所標準結線

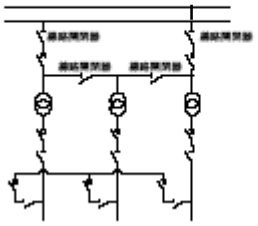
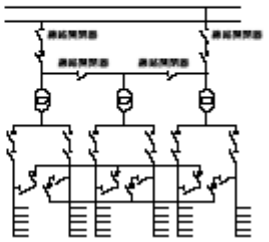
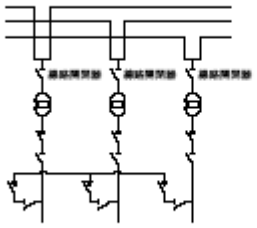
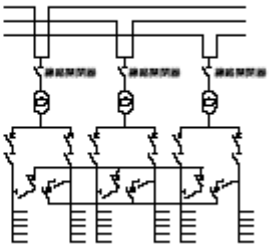
分　類	結　線	備　考
二重母線 4ブスタイ方式		基幹系統における大容量変電所で供給信頼度上並びに運転・保守面から必要な場合 ただし，二次側電圧が154kV以下の場合は，個別に検討する。
二重母線 1ブスタイ方式		
単母線 ユニット方式		275kV地下変電所の場合

（2） 配電用変電所

a　標準結線

配電用変電所結線の標準は，第Ⅵ－11 表のとおりとする。

第Ⅵ－11 表　配電用変電所標準結線※７０

分　類	結線	
	変圧器単位容量20MVA以下	変圧器単位容量30MVA
2回線受電で3バンク結線方式		
多端子ユニット方式で3バンク結線方式		

（注）※70　　１バンク事故の際には，健全バンクへの負荷切替が可能なように結線を考慮する。

b　その他

系統構成面，系統運用面から個別検討のうえ，必要に応じ次の変電所結線とすることができる。

- o 線路亘長が長く，かつ分岐負荷が多いため，系統を分割したり，負荷切替を必要とする場合は，２回線冗引込みとする。
- o 強固な電源を有して，他の系統に多回線を引出す必要がある場合は，系統の重要度，などを考慮して二重母線とする。
- o 配電系統が強固であり，配電切替において従前と同等の信頼度が確保できる場合は，区分開閉設備の省略も個別に検討する。

９．監視制御方式

変電所の監視制御方式は，常時監視制御方式又は遠隔常時監視制御方式とする。

10. 変電所形式

変電所形式は，地域及び周囲環境などによって，次の各形式を単独又は組合せ，総合効率が得られるよう選定する。

なお，機器配置に当たっては，経済性についても十分検討のうえ，縮小形機器の採用による設備のコンパクト化，運転・保守性の向上などに十分留意する。

（1） 屋外式※71

変電所形式は，屋外式を標準とする。

（注）※71 屋外式とは，主要変圧器，開閉設備など主要回路機器をすべて屋外に設置するものをいう。

（2） 屋内式※72

次の各項に該当する場合は屋内式とする。

a 土地価格が高く，屋内式とする方が経済的に有利である場合

b 市街地の家屋密集地帯で，都市美観，騒音，防火などの観点により屋内式とする必要がある場合

c 塩じん害を受けやすい地域，又は海岸から至近距離にあり，屋外式では困難な場合。

d その他敷地利用の制約条件など特殊事情があり，屋外式では困難な場合。

（注）※72 屋内式とは，主要変圧器など主要設備を屋内に設置するものをいう。

（3） 地下式※73

次の各項に該当する場合は地下式とする。

a 都内及び地方の繁華街など用地取得が困難で，ビル地下の借室又は区分所有，公園地下などに変電所を設置する場合

b 土地価格が著しく高く，変電所を地下におさめ地上の有効利用を図ることが経済的な場合

（注）※73 地下式とは，主要変圧器など主要設備を地下に設置するものをいう。

11. 各種災害対策への配慮

（1） 塩じん害対策

塩じん害地域に設置する変電所は，その地域において予想される汚損の程度により，適切な対策を実施する。

（2） 雷害対策

変電所の雷害対策については，系統条件，地域特性などを総合勘案して適切な対策を実施する。

（3） 水害対策

高潮，洪水のおそれのある地域に設置する変電所は，その被害を軽微にとどめ，速やかに送電できるよう適切な対策を実施する。

（4） 雪害対策

雪害のおそれのある地域に設置する変電所は，その重要度，地域特性などを総合勘

案し，適切な対策を実施する。

（5） 火災対策

変電所の火災対策については，人身・設備を火災・爆発から保護するとともに，万一内部から火災が発生した場合は，その局限化を図るよう適切な対策を実施する。

（6） 耐震対策

変電所の機器及び建物は，過去に経験した最大級の地震に耐えることを目標に，変電所並びに設備の重要度，経済性を考慮した対策を実施する。

なお，特に重要変電所については，地震活動，地盤特性など地域固有の特性も考慮する。

12. 変圧器の防災対策

主要変圧器については，事故波及を防止するため，機器の延焼防止，噴出油の構外流出の防止などについて対策を実施する。

13. 環境対策

（1） 騒音対策

変電所の新増設に当たっては，変電所騒音が騒音規制法に基づく当該地域の規制基準値以下となるように対策を実施する。

なお，新設時に未指定区域であっても，付近の都市化並びに宅地化進展の状況，将来予想される規制基準値などを総合勘案して，至近年度に問題が生じないよう必要な対策を実施する。

（2） 振動対策

変電所の新増設に当たっては，変電所振動が，振動規制法に基づく当該地域の規制基準値以下となるように対策を実施する。

なお，新設時に未指定地域であっても，付近の都市化並びに宅地化進展の状況，将来予想される規制基準値などを総合勘案して，至近年度に問題が生じないよう必要な対策を実施する。

（3） 環境調和

変電所の新増設に当たっては，緑化・遊水池・調整池の設置など周辺地域の自然環境の保護並びに日照，美化，電波障害など生活環境の保全に十分留意し，地域社会との協調を図るものとする。

Ⅶ. 配電設備

目　　次

1.適用範囲 …… ７９

2.電圧及び方式 …… ７９

3.配電設備の容量 …… ７９
- 3.1　配電線 …… ７９
- 3.2　変圧器 …… ８０
- 3.3　その他機器 …… ８０

4．架空配電線と地中配電線の適用区分 …… ８０

5．架空配電線 …… ８０
- 5.1　経過地の選定 …… ８０
- 5.2　併架回線数 …… ８１
- 5.3　支持物の選定 …… ８１
- 5.4　電線の選定 …… ８１

6．地中配電線 …… ８１
- 6.1　経過地の選定 …… ８２
- 6.2　布設方式 …… ８２
- 6.3　ケーブルの選定 …… ８２
- 6.4　管路 …… ８２
- 6.5　横断管路の施設 …… ８３
- 6.6　地中配電用機器の適用と施設 …… ８３

7．塩じん害及びその他災害に対する配慮 …… ８３

１．適用範囲

標準的な配電設備の新設・増設等の設備計画の立案作成に適用する。

２．電圧及び電気方式

(1) 22kV 配電線の電圧及び方式の標準は，22kV 三相三線式（中性点接地方式）とする。
(2) 高圧配電線の電圧及び方式の標準は，6.6kV 三相三線式（非接地方式）とする。

３．配電設備の容量

3.1 配電線

配電線の容量は，需要密度，供給信頼度，支持物の強度などを考慮のうえ選定する。
その標準は，次のとおりである。

(1) 22kV 地中配電線
幹線部分の線路容量は，第Ⅶ－１表のとおりとする。
ただし，本線・予備線方式の線路容量は個別に検討のうえ適用する。

第Ⅶ－１表　22kV 地中配電線の幹線容量

種　　別	常時容量（A）
大容量配電線	６００
一般配電線	３００

(2) 22kV 架空配電線
幹線部分の線路容量は，第Ⅶ－２表のとおりとし，系統方式を考慮のうえ適用する。

第Ⅶ－２表　22kV 架空配電線の幹線容量

種　　別	常時容量（A）	短時間容量（A）※75
大容量配電線	５００	６００
一般配電線	３００	３５０

（注）※75　短時間容量の適用は，分割連系方式の採用の場合。

(3) 高圧配電線
高圧配電線における幹線部分の線路容量の標準は，第Ⅶ－３表のとおりとする。

第Ⅶ－３表　高圧配電線の標準容量

種　　別			幹線容量	
			常時容量（A）	短時間容量（A）
架空系統	大容量配電線	自動化	５１０（５３０※1）	６００
		その他	４５０	６００
	一般配電線	アルミ配電線	２７０	３６０
		銅配電線	２３０	３００
全地中系統	大容量配電線	自動化※２	４８０	６００
		その他	４００	６００
	一般配電線		２６０	４００

※1　５３０Ａ運用は太陽光逆潮流で，低圧未連系量の把握が可能な配電線に限る。
※2　以下の条件を満たす場合に採用する。なお基本系統構成は４分割２連系（多段切替），又は４分割４連系とする。
・事故時多段切替をループ切替にて可能な配電線。
・常時容量４００Ａと４８０Ａを比較し，効率的かつ効果的な設備形成が図れること。

3.2 変圧器

変圧器容量は，需要密度，最大負荷，負荷の伸び率などを考慮のうえ選定する。
標準は，次のとおりとする。
・22/6.6kV 配電塔用は，最大 10,000kVA とする。

3.3　その他機器

高圧配電線路の電圧降下が過大で,変電所の送り出し電圧の調整や柱上変圧器のタップだけでは適正なお客さま受電電圧が得られない場合の改善対策として，負荷分割，高圧線の太線化などの電圧降下軽減対策並びにＳＶＲ(Step Voltage Regulator)による電圧調整方式がある。
(1) ＳＶＲの適用
ＳＶＲの適用は，１段使用を標準とする。なお，他の改善手法の適用が困難な場合は２段使用を考慮する。
(2) ＳＶＲの標準容量
標準容量(kVA)は，3000，5000，6000 とする。

４．架空配電線と地中配電線の適用区分

配電線路は原則として架空配電線とするが，次の事項のいずれかに該当するときは地中配電線を採用する場合がある。
(1) 人身安全，設備安全，及び経済性などの面から，総合的に架空線より有利な場合
(2) 法令，協定などによる制約がある場合
(3) 設備建設，保安上の制約がある場合
ａ．高速道路，河川などの上部で架空配電線断線時の社会的影響が大きい箇所
ｂ．変電所引出口など回線数の多い箇所
(4) 「無電柱化推進検討会議」において策定された地中化の考え方に基づき，「無電柱化協議会」において合意が図られた箇所又は地域

５．架空配電線

5.1 経過地の選定

架空配電線の経過地は，次の点を勘案して選定する。
(1) 道路沿いを原則とすること
(2) 線路の形態が単純で，相互にさくそうしないようにすること
(3) 線路相互間の連絡並びに将来の線路延長，切替などが容易であること
(4) 他線路，他工作物との接近，交差並びに市街地における道路中心線との交差を極力避けること
(5) 樹木が著しく繁茂した場所，竹林などに極力接近しないようにすること
(6) 建設，保守が不適当な次のような場所は極力避けること
ａ．公園，墓地，送受信所付近，飛行場付近，お客さま構内など特殊な場所
ｂ．火薬製造所，火薬庫，ガソリンスタンド，その他爆発引火のおそれのある場所
ｃ．腐食性ガスのある場所
ｄ．がけ縁，傾斜地，河川敷，沼地，水田など地盤が不良な場所
ｅ．川越，谷越などで長径間となる場所

5.2 併架回線数

(1) 22kV 架空配電線

22kV 架空配電線の併架回線数は最大２回線（架空電線１回線，架空ケーブル１回線）までとする。なお，同一支持物に高低圧配電線を併架する場合がある。

(2) 高圧架空配電線

高圧架空配電線の併架回線数は２回線以下を標準とする。

5.3 支持物の選定

(1) 支持物の種類及び適用区分

支持物は，原則としてコンクリート柱の適用を基本とし，支持物の運搬に当たり所轄警察署あるいは道路管理者の定める運搬許可条件のもと，コンクリート柱が運搬できない場合に分割式複合柱を適用する。

なお，木柱，複合柱，パンザーマストなどを，建設，保守を考慮して，個別検討のうえ使用する場合がある。

(2) 支持物の長さ

支持物の長さは，８，10，12，14，15，16ｍを標準とし，選定に当たっては，次の事項を考慮する。

ａ．併架回線数（原則として，予想される最終併架回線数を考慮する。）

ｂ．共架設備（電力保安通信線，その他の通信線及び街路灯など）

ｃ．樹木，他電線，建造物などとの接近交差距離

ｄ．電線の地表上の高さ（電線弛度）

5.4 電線の選定

電線の種類，太さは，次の事項を考慮のうえ，第Ⅶ－４表の中から適切なものを選定する。

(1) 高圧線，高圧引込線には原則として，アルミ電線，耐塩害アルミ電を使用し，塩害地域では耐塩害アルミ電線，一般地域ではアルミ電線を適用する。

(2) 電線太さの選定に当たっては，負荷電流，電線の許容電流，電圧降下，短絡電流，機械強度等を総合的に考慮する。

第Ⅶ－４表　電線の標準

区分	電線種類	電線太さ			適用区分
		銅電線	アルミ電線	耐塩害アルミ電線	
22kV 配電線	HCVT-SS	200 ㎟	－	－	大容量系統に使用
	CVT-SS	100 ㎟	－	－	一般に使用
高圧配電線	SN-OC	－	HA1240 ㎟		大容量系統幹線に使用
	SN-OE	－	ACSR120 ㎟ ACSR 32 ㎟	ACSR/AC120 ㎟ ACSR/AC 32 ㎟	一般に使用
	HCVT-SS	200 ㎟	－	－	OC，OE 線では施設困難な場合に限定使用
	CVT-SS	100 ㎟	－	－	
高圧引込線	SN-OE	－	ACSR120 ㎟ ACSR 32 ㎟	ACSR/AC120 ㎟ ACSR/AC 32 ㎟	一般に使用

CVT-SS：トリプレックス形架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル（自己支持形）

HCVT-SS：耐熱性トリプレックス形架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル（自己支持形）

SN-OC：屋外用難着雪架橋ポリエチレン絶縁電線

SN-OE：屋外用難着雪ポリエチレン絶縁電線

HA1：硬アルミより線導体

ACSR：鋼心アルミより線，ACSR/AC：アルミ覆鋼心アルミより線

６．地中配電線

6.1 経過地の選定

地中配電線の経過地の選定に当たっては，次の諸条件を総合勘案する。また，都市過密化の進展によるルート確保の困難化を踏まえ，道路整備計画，共同溝，地下鉄などの計画との協調について十分配慮する。

(1) 将来の送配電系統計画，供給計画との整合
(2) 地域計画との協調
　ａ．地域の土地利用など関連する諸計画との調整
　ｂ．道路並びに土地利用に関する法的制限
(3) 水害，塩じん害，火災，山くずれ，地くずれ，地盤沈下など各種災害の影響
(4) 配電線の施工及び保守上の容易性と安全性
(5) 工事費（用地費を含む）の低減
(6) 配電線電力損失及び保守経費の低減
(7) 既設管路，洞道及び共同溝の有効利用
(8) 多条数布設による送電容量への影響
(9) 防災対策の確保

さらに，以下の次の事項に留意すること。

(10) ケーブル亘長を極力短くすること
(11) 道路施設を標準とすること
(12) 線路相互間の連系並びに線路延長，切替などが容易であること

6.2 布設方式

地中配電線の布設方式は，道路の状況，将来計画，工事・保守面などを総合的に勘案して，次の方式を標準として選定する。

(1) 直接埋設式（直埋式）
(2) 管路式
(3) 暗きょ式（共同溝）
(4) 開きょ式

6.3 ケーブルの選定

ケーブルの種類は，第Ⅶ－５表を標準とする。ケーブルの太さは，配電系統の最大負荷電流，電圧降下，ケーブルの連続許容電流，及び短時間許容電流を考慮のうえ適切なものを選定する。

第Ⅶ－５表　ケーブル種類の標準

電圧	種類	公称断面積（㎟）
22kV	CVT ケーブル	100，150，200，250，325，400，500
6.6kV	CVT ケーブル	60，150，250，325，500

・ CVT：トリプレックス形架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル
・ この表に示す以上の太さのケーブルを使用する場合は，個別に検討する。

6.4 管路

管路の規模は次による。

(1) 管路は将来需要の増加並びに再掘削防止など，地域環境を十分考慮のうえ，適正な条数を決定するものとし，その構成は第Ⅶ－６表を標準とする。

第Ⅶ－６表　管路構成の標準

管路の条数
４　６　９　１２　１５　２０

(2) 管路の管径は第Ⅶ－７表を標準とする。

第Ⅶ－７表　管径の標準

	管内径（㎜）
変電所～第１マンホール	洞道※76　150，130
幹線部	150，130
分岐部	130，100

引込線用(高圧)	130，100

※76 管路条数が多く所定のケーブル送電容量が確保できない場合，設備保守面や経済性など総合的に判断して適用する。

(3) マンホールは次の箇所に設置することを標準とする。

ａ．道路が屈曲している場所

ｂ．大きな橋の前後

ｃ．急勾配の坂道の上下

なお，マンホール設置場所としては，系統構成面あるいは分線の使用条件など諸条件を十分勘案し選定する。

(4) マンホール，ハンドホールには，将来のケーブル引出しを十分検討し，必要な引出管を施設する。

(5) 管路の分岐延長が予想される部分で，再度掘削を行うことが困難な場所においては，将来のケーブル分岐計画を十分検討し，必要条数の分岐管を施設する。

(6) 変電所引出口付近などケーブル条数の多い場所では，管路を２～４方向に分け，管路条数の低減を図る。

6.5 横断管路の施設

将来ケーブルを布設する必要のある道路,軌道などの横断箇所で舗装工事などにより先行工事の必要な場合には，横断管路を施設する。

なお，この場合将来のケーブル布設計画を十分検討し，適正な条数を選定する。

主要な地中配電用機器の適用区分は，第Ⅶ－８表に示す。

6.6 地中配電用機器の適用と施設

第Ⅶ－８表　主要地中配電用機器の適用区分

設置個所	適用区分	機器名
地上	変圧器を施設する場合	22kV 配電塔
	高圧ケーブルを分岐する場合	多回路開閉器，三回路型配電塔
地中	変圧器を施設する場合	22kV 地中用変圧器
	22kV ケーブルを分岐する場合	22kV 分岐接続体
	高圧ケーブルを分岐する場合	真空多回路開閉器, 地中高圧分岐装置, 高圧分岐接続体
お客さま構内 (供給用)	高圧ケーブルより供給する場合	供給用配電箱

(1)屋外に変圧器，開閉器を設置する場合には，地上用機器を標準とする。

(2)変圧器の設置は極力，配電線運用上の基点となる位置又は需要中心点とする。

(3)屋外機器の設置に当たっては次に留意する。

ａ．交通に支障となる場所を避けること。

ｂ．他の地上又は地下工作物に支障がない場所とすること。

ｃ．道路管理に関する規則に準拠すること。

(4)供給用配電箱

地中引込線によって高圧供給を行う場合に，接続装置として使用する。

７．塩じん害及びその他災害に対する配慮

(1)海岸線に近接して施設された配電線及びお客さま屋内装置に使用する計器用変成器においては，塩害実績，塩分付着量，地形等を考慮して対策を施す。

(2)配電線の雷害対策は，地域特性などを十分勘案し，適切な対策を実施する。

(3)雪害事故が発生するおそれのある配電線路は，着雪量及び設備実態を勘案のうえ，効果的に対策を実施する。

(4)その他火災，水害，地震などの諸対策に十分留意して計画する。

Ⅷ. 給電設備

目　　次

１．適用範囲 …… ８５

２．基本的考え方 …… ８５

３．給電所が収集する情報の整備 …… ８５

４．給電指令用電話設備 …… ９３

１．適用範囲

給電設備の新増設などの設備計画の立案作成に適用する。

２．基本的考え方

給電設備の新増設・更新計画は，電力系統の安全かつ効率的な運用の確保と給電所業務の効率化を図るため，以下の考え方を基本に信頼性，経済性を総合的に勘案して立案する。

給電設備の構成は，将来を含めシステム相互間の信頼度協調を図り，各給電所の担当電力系統及び関連電力系統の特性に十分適合したものとし，同一機能の設備は極力標準化する。

３．給電所が収集する情報の整備

給電所が収集する情報（以下，給電情報）の整備は，以下を基本に計画する。

(1) 給電情報の要素は，第Ⅷ－１表，第Ⅷ－２表による。

(2) 給電情報の標準的な収集範囲は次の考え方による。

ａ．中央給電指令所は需給運用・周波数調整業務，基幹系統の系統運用業務（系統信頼度・系統安定度・電圧安定性確保のための検討業務や監視業務など）に必要な情報。

ｂ．系統給電指令所は，担当給電指令範囲及び関連系統の系統運用業務（常時・事故時の系統操作指令，系統信頼度・系統安定度・電圧安定性確保のための検討業務や監視業務など）及び担当電気所の制御業務並びに中央給電指令所の需給運用・周波数調整業務代行時に必要な情報。

ｃ．地方給電所は担当給電指令範囲及び関連系統の系統運用業務（常時・事故時の系統操作指令，系統信頼度・系統安定度・電圧安定性確保のための検討業務や監視業務など）及び担当電気所の制御業務（常時・事故時の制御に係わる設備主要監視と遠方制御）並びに担当需要者（発電者含む）の運用業務に必要な情報。

(3) 給電情報の計測・伝送方式については，計測精度，スケール幅，有効桁数，符号，情報更新周期，計測や伝送処理に要する時間など，給電設備の処理性能や処理方法との整合に留意し，収集目的を満足できるものとする。

(4) 給電情報は，設備単位に収集し，必要な集約・集計処理は受信する給電設備で行うことを基本とする。ただし，送信元で集約・集計処理を行っても正確な需給状況や系統状況を把握する上で収集目的が満足でき，収集に要するトータルコストが有利な場合は，送信元と調整を行い，設備形成の効率化を図る。

第Ⅷ－１表　数値情報の送信箇所と要素

送信箇所	数値情報要素	備考
500kV 変電所	送電線有効電力	高精度型
	〃　無効電力	高精度型
	〃　電力量	他電力・他社との連系線
	主要変圧器二次有効電力	高精度型（500kV/275kV）
	〃　二次無効電力	高精度型（500kV/275kV）
	〃　三次無効電力	
	〃　三次電圧	VR，LVR 設置箇所は，Tr 側･母線側共
	〃　ＬＲタップ	三次 VR,LVR タップ含む
	同期調相機昇圧用変圧器ＬＲタップ	
	〃　端子電圧	
	母線電圧	高精度型
	母線周波数	単独運転可能な系統の代表箇所
	調相設備無効電力	母線に接続する調相設備
	同期調相機無効電力	
	ＳＶＣ発生（無効）電力	
	位相角	基幹系統の異系統突き合わせ箇所
超高圧変電所	送電線有効電力	高精度型
	〃　無効電力	高精度型
	〃　電力量	他電力・他社との連系線
	〃　電流	（※）
	主要変圧器二次有効電力	
	〃　二次無効電力	
	〃　二次電流	（※）
	〃　三次無効電力	
	〃　三次電圧	VR，LVR 設置箇所は，Tr 側･母線側共
	〃　ＬＲタップ	
	同期調相機昇圧用変圧器ＬＲタップ	
	〃　端子電圧	
	母線電圧	高精度型
	母線周波数	単独運転可能な系統の代表箇所
	調相設備無効電力	母線に接続する調相設備
	同期調相機無効電力	
	ＳＶＣ発生（無効）電力	
	位相角	基幹系統の異系統突き合わせ箇所（※）

送信箇所	数値情報要素	備考
一次変電所 中間変電所	・送電線有効電力 ・〃 無効電力 ・〃 電力量 ・〃 電流 ・主要変圧器二次有効電力 ・〃 二次無効電力 ・〃 二次電流 ・〃 三次無効電力 ・〃 ＬＲタップ ・母線電圧 ・母線周波数 ・ブスタイ・ブスセクション電流 ・調相設備無効電力 ・同期調相機無効電力 ・ＳＶＣ発生（無効）電力 ・位相角 ・周波数差 ・保安計器（Ｖo，Ｉo，ＦＨ） ・消弧リアクトルタップ ・ΔＶ１０ ・ＦＬ情報	 他電力・他社との連系線 （※） （※） （※） 単独運転可能な系統の代表箇所 母線に接続する調相設備 （※） （※） （※） （※）
配電用変電所	・バンク通過有効電力，無効電力 ・バンク二次電力量 ・受電電流 ・バンク二次電流 ・〃 二次母線電流 ・〃 二次母線電圧 ・ＬＲタップ	 ユニットタイプ，（※） 〃 〃 〃
水力発電所	・発電（揚水）機有効電力 ・〃 無効電力 ・〃 電力量 ・〃 端子電圧 ・貯水池・調整池水位 ・ＬＲＴ付昇圧用変圧器タップ ・変圧器有効電力 ・〃 無効電力 ・〃 ＬＲタップ ・母線電圧 ・母線周波数 ・調相設備無効電力 ・送電線有効電力 ・〃 無効電力 ・〃 電力量 ・線路周波数 ・線路電圧 ・揚水可能時間 ・発電可能電力量 ・ポンプ上限値，下限値	 主要発電機，高精度型 高精度型（揚水） 母線に接続する調相設備 高精度型（揚水） 高精度型（揚水） 他電力・他社との連系線

送信箇所	数値情報要素	備考
火力発電所 原子力発電所	・発電機有効電力 ・　〃　無効電力 ・　〃　電力量 ・　〃　端子電圧 ・　〃　周波数 ・ＬＲＴ付昇圧用変圧器タップ ・ＬＮＧ発電所抑制発電力 ・ＬＮＧガス導管圧力値 ・局配変圧器二次有効電力 ・　〃　二次無効電力 ・　〃　三次無効電力 ・　〃　ＬＲタップ ・母線電圧 ・母線周波数 ・調相設備無効電力 ・送電線有効電力 ・　〃　無効電力 ・位相角 ・最大，最小出力 ・ミル運用情報	ガスタービン，ガス圧発電を含む ガスタービン，ガス圧発電を含む ガスタービン，ガス圧発電を含む 高精度型 高精度型 母線に接続する調相設備 高精度型 高精度型 基幹系統の異系統突き合わせ箇所
発電者	275kV 以上の連系又は定格出力 250MW 以上の発電機 ・各発電機毎の有効電力と無効電力 ・連系する母線の電圧 ・連系点の有効電力と無効電力 ・　〃　電力量 上記以外の 66kV 以上の特別高圧電線路と連系する発電機 ・連系点の有効電力と無効電力 ・　〃　電力量 22kV の特別高圧電線路と連系する場合 ・連系点の有効電力 ・連系点の電力量	
需要者	66kV 以上の特別高圧電線路と連系する場合 ・連系点の有効電力と無効電力 ・連系点の電力量 22kV の特別高圧電線路と連系する場合 ・連系点の有効電力 ・連系点の電力量	

送信箇所	数値情報要素	備考
太陽光・風力発電事業者	66kV以上の特別高圧線路と連系する場合 ・連系する母線電圧 ・連系点の有効電力と無効電力 ・連系点の電力量 22kVの特別高圧電線路と連系する場合 ・連系点の有効電力 ・連系点の電力量	必要に応じて収集 必要に応じて収集
地方給電所	・エリア総需要 ・受持区域小水力発電電力総合 ・系統別小水力発電電力総合	中系給が当該系統の固有負荷算出を必要とする箇所
中央給電指令所	・エリア総需要 ・揚水機発電・揚水総合電力 ・全系・系統別無効電力 ・火力，原子力発電力合計 ・発電機出力指令値 ・ＦＣ指令値	
ＦＣ	・ＦＣ通過電力	

（※）収集可能な電力系統監視制御システムを導入している給電所のみ

第Ⅷ－２表　２値情報の送信箇所と要素

送 信 箇 所	数 値 情 報 要 素	備 考
500kV変電所 超高圧変電所	・全遮断器 ・全断路器 ・送電線接地用断路器 ・中性点接地用断路器 ・系統保護ﾘﾚｰ, 自動遮断を伴う機器保護ﾘﾚｰ ・ＯＬＲ，ＵＦＲ ・事故波及防止ﾘﾚｰ，欠相情報 ・再閉路ﾘﾚｰ ・母線ＵＶＲ　△ＵＶＲ　ＯＶＧＲ ・自動切替装置動作，使用ロック ・ブスタイ自動投入装置動作，使用ロック ・地中線事故区間検出装置動作 ・ＶＱＣ，ＳＶＣ制御装置，ＳＯＡＣ，充電電流補償用ＳｈＲ開閉制御装置の運転情報 ・事故相	送電線，変圧器，母線，調相設備用，ＤＣＢは集約情報及び個別情報とも収集 送電線，変圧器，母線，調相設備用 最終遮断情報を含む 使用ロック，運転パターン，制御モード，設備限界情報，ＬＲロック動作，調相高速制御動作など （※）
一次変電所 中間変電所	・全遮断器 ・全断路器 ・送電線接地用断路器 ・中性点接地用断路器，遮断器 ・所内変圧器一次遮断器，断路器 ・遠方制御可能な４３ＳＷ ｏ変圧器 保護リレー動作，保護リレー異常，脱調，転送受信，重故障，温度上昇，冷却装置異常，タップ異常，タップずれ，ケーブル異常，三次過電圧，三次不足電圧，調相保護，調相設備異常，ＬＲ選択，ＬＲ上下限，ＬＲ動作中など ｏ母線 保護リレー動作，保護リレー異常，母分転送受信，系統分離，周波数低下，ＯＶＧ遮断，調相設備保護，欠相，ＯＶＧ警報，母線無電圧，事故検出（短絡，地絡），事故相，転送線異常，中性点設備異常など ｏ送電線 保護リレー動作，保護リレー異常，脱調，再閉路，最終遮断，転送受信，FL異常，ルート異常，転送線異常，系統分離，地中線事故区間検出装置，線路側電圧有無など ｏ共通項目 ＤＣ故障，ＶＱ異常，タップずれ，ＣＢ・ＧＩＳ・ＳＰＣ異常，ＬＳ異常，冷却設備異常，浸水，火災，自切動作，同期装置異常，調相設備異常，過負荷遮断（ＯＬＲ），過負荷警報，同期完了など ｏ消弧リアクトル 短絡，地絡，消弧，地絡過電圧，系統異常，抵抗器保護，Ｃｒリレー遮断，Ｃｒ重故障 ・ＶＱＣ，ＳＶＣ制御装置の運転情報	送電線，変圧器，母線，調相設備用 送電線，変圧器，母線，調相設備用 送電線，変圧器，母線，調相設備用，VQ 装置，所内共通など 三次母線過電圧，不足電圧の懸念のある箇所 （※） 使用ロック，運転パターン，制御モード，設備限界情報，ＬＲロック動作，調相高速制御動作など

送信箇所	数値情報要素	備考
配電用変電所	・受電用遮断器 ・受電用断路器（線路側，母線側，母線連絡） ・受電線接地用断路器 ・調相設備用遮断器 ・２次母線ＯＬＳ o機器制御・機器表示情報 ４３－ＬＳ，４３－ＥＳ，４３－１０，５１－Ｌ，５１－Ｇ，４３－８５，４３－ＮＴ，ＬＲ自手動，昇降，４３－９０　など o動作復帰情報・発生復帰情報 ５１－Ｈ，５１－Ｌ，地絡リレー，バンク過電流リレー，比率作動リレー，母線地絡後備リレー,地絡後備動作中，ＬＲＴタップ渋滞，欠相リレー，受電検電器電圧有無，ＣＢ・ＧＩＳ・ＳＰＣ異常,逆潮バンク表示など o故障情報 浸水，火災，地中線故障，地中線故障一括，動確異常，自切動作・異常など	（※） （※）
水力発電所	・全遮断器 ・全断路器 ・送電線接地用断路器 ・中性点接地用断路器 ・系統保護ﾘﾚｰ，自動遮断を伴う機器保護ﾘﾚｰ ・事故波及防止ﾘﾚｰ，欠相情報 ・再閉路ﾘﾚｰ ・母線ＵＶＲ　△ＵＶＲ　ＯＶＧＲ ・発電機運転状態 ・ＰＳＶＲ運転状態 ・中給指令異常 ・ＡＰＦＣ情報	発電機，変圧器，母線，送電線，調相設備用 発電機，変圧器，母線，送電線，調相設備用 発電機内部事故ﾘﾚｰ，ＯＦＲを含む 最終遮断情報を含む ＡＦＣ，ＤＰＣ使用中，ＡＰＦＣアラーム(制御用計算機停止) 使用ロック，運転パターン，制御モード

送信箇所	数値情報要素	備考
火力発電所 原子力発電所	・全遮断器 ・全断路器 ・送電線接地用断路器 ・中性点接地用断路器 ・系統保護ﾘﾚｰ，自動遮断を伴う機器保護ﾘﾚｰ ・事故波及防止ﾘﾚｰ，欠相情報 ・再閉路ﾘﾚｰ ・母線ＵＶＲ　△ＵＶＲ　ＯＶＧＲ ・発電機運転状態 ・原子炉スクラム ・ランバック情報 ・ＯＲＶ，ＳＭＶ遮断器 ・ＬＮＧガス系統の運転状態 ・ＬＮＧガス系統異常時の緊急遮断情報 ・ＰＳＶＲ，ＡＶＱＲ運転状態 ・軸系列の並列情報 ・蒸気供給軸選択中，蒸気供給待機軸選択中	発電機，変圧器，母線，送電線，調相設備用 発電機，変圧器，母線，送電線，調相設備用 発電機内部事故ﾘﾚｰ，プラント事故ﾄﾘｯﾌﾟ，ＯＦＲを含む 最終遮断情報を含む ＡＦＣ，ＤＰＣ使用中，ＡＰＦＣアラーム 減圧弁などの状態 使用ロック，運転パターン，制御モード
発電者	275kV以上の連系又は定格出力250MW以上の発電機 ・連系用遮断器と発電機並列用遮断器の開閉状態 ・連系線線路用接地開閉器の開閉状態 ・保護ﾘﾚｰ動作表示（連系する遮断器と発電機並列用遮断器を開放する保護ﾘﾚｰ） ・連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態 ・線路側断路器の操作機能ロック状態 上記以外の66kV以上の特別高圧電線路と連系する発電機 ・連系用遮断器の開閉状態 ・連系線線路用接地開閉器の開閉状態 ・保護ﾘﾚｰ動作表示（連系する遮断器と発電機並列用遮断器を開放する保護ﾘﾚｰ） ・連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態 ・線路側断路器の操作機能ロック状態	
需要者	・連系用遮断器の開閉状態 ・連系線線路用接地開閉器の開閉状態 ・連系する遮断器を開放する保護リレー の動作表示 ・連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態 ・線路側断路器の操作機能ロック状態 ・地中線事故検情報	22kV の特別高圧電線路と連系する場合，連系する系統によっては，情報を伝送しない場合がある。 需要者資産の引込ケーブルがある場合

送信箇所	数値情報要素	備考
太陽光・風力発電事業者	・連系用遮断器の開閉状態 ・発電機並列用遮断器の開閉状態 ・連系線線路用接地開閉器の開閉状態 ・連系する遮断器を開放する保護リレーの動作表示 ・発電機並列用遮断器を開放する保護リレーの動作表示 ・連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態 ・線路側断路器の操作機能ロック状態	
中央給電指令所	・発電機運転モード ・系統分離	
ＦＣ	・ＥＰＰＳ，ＯＦＣ，転送ブロック	

（※）収集可能な電力系統監視制御システムを導入している給電所のみ

４．給電指令用電話設備

給電指令業務を行うために，給電所と有人発変電所，500kV 制御所，支社制御所，電力所の総合制御所，送電線保守担当グループ並びに関係給電所など（以下「事業所」という。）との間に必要となる，給電指令用電話設備は，下記事項を基本として計画する。

(1) 給電指令の通話は，他の通話に優先する。

(2) 保守，故障などによる停止時の対応や重要度により複数回線とし，それぞれの回線は別ルートで構成する。

(3) 複数箇所との通話が必要な場合は，極力回線の共用化などを行い効率化を図る。

(4) 電話の適用条件は次のとおりとする。

o 給電指令用電話適用条件

・系統給電指令所から給電指令を受ける事業所―――給電指令用交換機加入電話

・地方給電所１箇所から給電指令を受ける事業所――――――――直通電話

・２箇所以上の地方給電所から給電指令を受ける事業所

――――直通電話又は給電指令用交換機加入電話

Ⅸ　保護・制御設備

目　　次

１．適用範囲 …… ９５

２．保護リレー方式 …… ９５

2.1 送配電線保護リレー …… ９５

2.2 母線保護リレー …… ９８

2.3 変圧器，発電機，調相設備保護リレー …… ９９

2.4 事故波及防止リレー …… １００

３．記録装置 …… １０２

１．　適用範囲

発変電所，開閉所及び送配電線に設置する保護リレー，記録装置に適用する。

２．　保護リレー方式の適用

2.1 送配電線保護リレー

(1)適用の考え方

系統構成，重要度，伝送路確保などを考慮し，適切な保護方式を適用する。

(2)適用方式

第Ⅸ－１～２表に示す。

第Ⅸ－1表　送配電線保護リレー方式

<table>
<tr><th rowspan="3">電圧</th><th rowspan="3">線路構成</th><th colspan="3">適　用　リ　レ　ー　方　式※80</th><th rowspan="3">系列数</th></tr>
<tr><th colspan="2">主　保　護</th><th rowspan="2">後備保護</th></tr>
<tr><th>リレー方式</th><th>伝送方式</th></tr>
<tr><td rowspan="2">500kV
275kV</td><td>・多回線併用送電線
・１回線送電線
・ユニット送電線</td><td>各相電流差動リレー方式
必要により，零点推移対策を適用※79</td><td>マイクロ波回線又は光ファイバ回線※77</td><td>距離方向リレー方式</td><td>２系列</td></tr>
<tr><td>・多回線放射状送電線</td><td colspan="3">距離方向リレー方式</td><td>２系列</td></tr>
<tr><td rowspan="4">154kV</td><td rowspan="3">・多回線併用送電線</td><td>（架空）各相電流差動リレー方式</td><td>光ファイバ回線※78</td><td rowspan="3">短絡:距離方向リレー方式
地絡:地絡方向リレー方式</td><td rowspan="3">１系列※80,81</td></tr>
<tr><td>方向比較リレー方式</td><td>電力線搬送</td></tr>
<tr><td>（地中）各相電流差動リレー方式</td><td>光ファイバ回線※78</td></tr>
<tr><td>・１回線送電線
・多回線放射状送電線
・ユニット送電線</td><td colspan="3">短絡：距離方向リレー方式
地絡：地絡方向リレー方式</td></tr>
<tr><td rowspan="4">66kV</td><td rowspan="3">・多回線併用送電線</td><td>（架空）
各相電流差動リレー方式</td><td>光ファイバ回線※78</td><td rowspan="3">短絡:距離方向リレー方式
地絡:地絡方向リレー方式</td><td rowspan="4">１系列</td></tr>
<tr><td>回線選択リレー方式</td><td></td></tr>
<tr><td>（地中）
各相電流差動リレー方式</td><td>光ファイバ回線※78</td></tr>
<tr><td>・１回線送電線
・多回線放射状送電線
・ユニット送電線</td><td colspan="3">短絡：距離方向リレー方式
地絡：地絡方向リレー方式</td></tr>
<tr><td>・ループ送電線</td><td>環線系統保護リレー方式</td><td>光ファイバ回線※78</td><td>短絡:距離方向リレー方式
地絡:地絡方向リレー方式</td></tr>
<tr><td rowspan="2">22kV</td><td>・１回線送配電線
・多回線放射状送配電線
・ユニット送電線
・スポットネットワーク配電線</td><td colspan="3">短絡：過電流リレー方式
地絡：地絡方向リレー方式</td><td rowspan="2">１系列</td></tr>
<tr><td>・ループ送電線</td><td>環線系統保護リレー方式</td><td>光ファイバ回線※78</td><td>短絡:過電流リレー方式
地絡:地絡方向リレー方式</td></tr>
<tr><td>6.6kV</td><td></td><td colspan="3">短絡：過電流リレー方式
地絡：地絡方向リレー方式</td><td>１系列</td></tr>
</table>

(注)※77 洞道により構成する。伝送路は２ルート構成とする。

※78 ＯＰＧＷ，洞道又は地中管路により構成する。伝送路は２ルート構成とする。

※79 500kV,275kV 地中送電線で線路補償用 ShR が線路直付けの場合は，零点推移現象対策機能の適用を検討する。

※80 主保護・後備保護一体型装置を標準的に適用する。

※81 154kV 都心重要電源線のように負荷と電源が接続された系統で，主保護リレー不動作により電源が喪失すると著しく供給信頼度が低下する場合については，主保護リレーの２系列設置を検討する。

第Ⅸ－２表　送配電線再閉路方式

電　圧	線　路　構　成	標準再閉路方式	備　　考
500kV	・多回線併用送電線	・多相再閉路方式 ・三相再閉路方式	・500kV ループ系統（電源送電系統を除く）の送電線においては 1 端子三相再閉路し，他の端子は同期を確認し併用する「同期再閉路方式」とする。 ・500kV ループ系統以外の送電線については，1 端子のみ三相再閉路する「六相一端再閉路方式」（一回線送電線では三相一端） ・275kV 負荷供給系統においては，1 端子三相再閉路後，他の端子は母線が無電圧であることを条件として再閉路する方式の適用も考慮する。
	・１回線送電線 ・ユニット送電線	・単相再閉路方式 ・三相再閉路方式	
275kV	・多回線併用送電線	・多相再閉路方式 ・三相再閉路方式	
	・１回線送電線 ・ユニット送電線	・単相再閉路方式 ・三相再閉路方式	
	・多回線放射状送電線	・三相再閉路方式	
154kV	－	・三相再閉路方式	
66kV	－	・三相再閉路方式	
22kV 6.6kV	－	・三相再閉路方式	

(3)適用上の留意事項

①多端子送電線の併用端子数

a.　154kV 以下の系統

併用可能な端子数は最大８端子とする。

（注）ただし，上記端子数以内であっても，後備リレーの的確な整定が可能な範囲内とすること。

b.　275kV 以上の系統

併用可能な端子数は５端子程度とする。

（注）ただし，上記端子数以内であっても，後備リレーの的確な整定が可能な範囲内とすること。275kV 以上の系統で４端子以上併用端子を有する送電線については，代表端判定型の保護リレーを採用する。

②併架送電線

静電誘導による異常電圧，電磁誘導による不平衡電流や零相循環電流の影響により必要とする事故検出感度が得られなくなる場合もあるので，零相循環電流による影響の少ないリレー方式（電流差動リレー）や零相循環電流対策付リレーを適用する。なお必要により中性点抵抗器（ＮＲ）の増設も考慮する。

③再閉路方式

a.　同期再閉路方式の採用に当たっては，近傍発電機への影響を考慮する。

b. 再閉路は架空送電線（架空送電線扱いの架空・地中混在送電線と地中線事故検組み込みの架空・地中混在送電線も含む）のみ実施する。また，6.6kV 配電線については，架空・地中とも再閉路を実施する。

c. 電源送電線又はその近傍の送電線の再閉路方式は，発電機の軸トルクに影響するため，発電事業者等と調整のうえ決定する。

2.2.母線保護リレー

(1)適用の考え方

母線は，送電線と比べ保護すべき範囲が狭く，また雷や塩害に対しても十分絶縁を強化しているため，事故率は低いが，万一事故が発生した場合の影響を勘案し，以下の箇所を対象に母線保護リレーの設置を検討するとともに，事故除去を高速に行え，かつ事故母線を正しく選択遮断できるよう，適切な保護リレー方式を選定する。

a. 母線事故時の広範囲停電の回避及び系統安定度維持のため，500，275kV の母線と 500 kV 変電所・超高圧変電所の二次母線及び電源近傍の 154kV 母線には，母線保護リレーを適用する。

b. 上記に該当しない 154kV・66kV 母線のうち，以下の箇所については，母線保護リレーの適用を検討する。

・停電範囲の極小化が望まれる箇所

・ＧＩＳを採用しており，事故時における機器の損傷低減を図るため，早期遮断を行う必要がある箇所

(2)適用方式

第Ⅸ－３表に示す。

第Ⅸ－３表　母線保護リレー方式

電　圧	母線構成	母線保護リレー		母線分離リレー	
		適用リレー方式	系列数	適用リレー方式	系列数
500kV, 275kV	二重母線 １ブスタイ方式及び ４ブスタイ方式	差動リレー方式 （電流差動形）	２系列※82	距離方向リレー方式	１系列
	単母線 リング母線	差動リレー方式 （電流差動形）	１系列※83		
154kV, 66kV	二重母線 １ブスタイ方式及び ４ブスタイ方式	差動リレー方式 （電流差動形）	１系列※84	短絡： 距離方向リレー方式 地絡： 地絡方向リレー方式 地絡過電圧リレー方式	
	単母線	差動リレー方式 （電流差動形）			

※82 母線保護リレーの機能喪失時，当該母線を停止せず，後備保護リレーで事故を除去した場合の供給支障の拡大や電圧安定性，系統安定度への影響を十分検討・評価し，問題ない場合は１系列とすることができる。

※83 母線保護リレーによる事故除去失敗時，総需要の 10%を超える大量の電源喪失が想定される母線については，２系列設置を検討する。変圧器保護リレーの保護範囲に母線を含めることができる場合は，母線保護リレーの設置を省略する。

※84 154kV 都心重要電源系統のように負荷と電源が接続された系統で，母線保護リレー不動作時に電源が喪失すると著しく供給信頼度が低下する場合については母線保護リレーの２系列設置を検討する。

2.3　変圧器，調相設備保護リレー

(1)適用の考え方

それぞれの機器の想定される事故様相，機器の容量，系統の重要度及び影響度等を考慮して適用する保護リレー方式を選定する。

(2)適用方式

第Ⅸ－４～５表に示す。

第Ⅸ－４表　変圧器保護リレー方式

	適用リレー方式※86		系列数
	主保護	後備保護	
500/275kV	比率差動リレー方式 電流平衡リレー方式 ※85	距離方向リレー方式	２系列
500/154kV	比率差動リレー方式 地絡方向リレー方式	(500，275kV) 距離方向リレー方式	２系列
275/154kV 275/66kV	比率差動リレー方式 地絡方向リレー方式	(154，66kV) 短絡：距離方向リレー方式 過電流リレー方式	１系列
154/66kV 154/22kV 66/22kV	比率差動リレー方式 地絡方向リレー方式	地絡：地絡方向リレー方式 過電流リレー方式	

※85　調整変圧器が変圧器本体と同一タンク内にある場合には不要

※86　主保護・後備保護一体型装置を標準的に適用する。

第Ⅸ－５表　調相設備保護リレー方式

機器名	適用リレー方式	系列数
分路リアクトル	差動リレー方式※87 過電流リレー方式	１系列
電力用コンデンサ	電圧平衡リレー方式 過電圧リレー方式	

※87　275kV 以上の分路リアクトルへは必ず適用する。

(3)適用上の留意事項

保護リレーの動作時間は，被保護機器の損傷拡大防止のために事故に対する耐量から決まる事故継続時間を下回るものとする必要があり，保護リレー方式もこれを満足する方式を選定すること。

2.4 事故波及防止リレー

(1)適用の考え方

設備事故そのもの，あるいはその除去の遅延等に起因して２次的に発生する様々な系統の異常現象の波及拡大防止のため，系統の特性を十分に解析検討した上で，必要となる事故波及防止リレーを適用する。

(2)適用方式

第Ⅸ－７表に示す。

第Ⅸ－７表　事故波及防止リレー方式

保護目的		適　用　箇　所	適用リレー方式	系列数
脱調保護	脱調未然防止のための一部発電機・揚水機遮断	・過酷事故により大量の発電機・揚水機群が脱調に至り，全系の安定運転維持が困難となる 275kV 以上の系統	脱調未然防止リレーシステム	２系列※88 ※89
	脱調検出による発電機遮断	・275kV 以上の系統に接続する発電機 ・154kV 以下の系統に接続する 300MW 以上の大容量発電機	距離型脱調分離リレー方式（発電機側昇圧用変圧器高圧側より発電機向）	１系列
	脱調検出による系統分離	・275kV 以上送電線 ・二次系統に大容量発電機を有する送電線，変圧器	・電圧位相比較型脱調分離リレー方式 ・距離型脱調分離リレー方式（ユニット電源線変電所端より発電機向）	１系列※90
遮断失敗保護（自端後備保護）		・遮断失敗時，全系の系統安定度維持上問題のある 275kV 以上の架空送電線を引き出している電気所 ・主変圧器や起動用変圧器，母線連絡用遮断器の遮断失敗時，総需要の 10%を越える大量の電源喪失が想定される電気所 ・遮断失敗時，故障除去時間の遅延が地中ケーブルの耐量上問題となる 275kV 以上地中送電線を引き出している電気所	高速後備保護リレー方式（HBR）	１系列※91
周波数維持	周波数低下防止	・66kV 負荷供給送電線が接続される電気所及び揚水式発電所	周波数低下保護リレー方式	１系列
単独系統の安定運転維持		・単独運転の可能性を有し，単独運転を維持することにより全系の安定運転維持や供給信頼度の確保が図れる系統	単独系統維持制御システム	１系列※92
過負荷保護		・短地絡電流対策のため母線分割運用を行っている電気所で，母線併用により過負荷解消が図られる場合	母線自動併用方式	１系列※93
		・検出箇所 想定される事故停止により，過負荷が予想される送電線，変圧器 ・制御箇所※94 過負荷解消に最適な発電機，送電線など	過負荷保護リレー方式	１系列※93 ※95

※88 伝送路はマイクロ波無線回路による２ルート構成とする。ただし，自端処理のリレー方式の場合は伝送路は不要

※89 系統の重要度とシステムの動作信頼度を考慮し，１系列とすることができる。

※90　275kV 以上の系統において送電線保護リレーに内蔵する場合は，送電線保護リレーの系列数となる。

※91 母線保護リレーに内蔵する場合は，母線保護リレーの系列数となる。

※92 系統重要度に応じて２系列とすることができる。

※93 系統重要度に応じて２系列とすることができる。

※94 原則として検出箇所と同一箇所とするが，自端処理で必要な制御が行えない場合は，他電気所への転送制御を行う

※95 伝送路は，２ルート構成とする。

⑶適用上の留意事項

・次に該当する場合，過負荷保護対策についての検討を行う。

・単一事故（送電線１回線，変圧器１バンク，発電機１台事故）時に，残る送変電設備が短時間容量（送電線→短時間許容電流，変圧器→短時間過負荷容量）を超過する場合

・送電線１ルートや電気所１母線事故時に，残る送変電設備が大幅な過負荷となり，事故復旧の前に設備損傷が予想される場合

３．　記録装置

⑴適用の考え方

系統構成，重要度などを考慮し，必要な箇所に給電所等へ伝送する電気現象記録装置を適用する。

⑵適用方式

第Ⅸ－８表　記録装置の適用方式

設置箇所	電圧階級	適用装置	系列数
変電所 開閉所	500kV，275kV 154kV，66kV 22kV	総合記録装置 （オシログラフ記録 系統現象記録 負荷特性記録 高調波記録 電圧フリッカ記録）※96	１系列
変電所	6.6kV	高調波監視記録装置	１系列

※96 オシログラフ記録，系統現象記録，負荷特性記録，高調波記録，電圧フリッカ記録などの具備すべき機能については，必要性を検討のうえ適用する。

X．電子通信設備

目　　次

１．適用範囲 …… １０４

２．基本的考え方 …… １０４

３．電子通信設備の構成 …… １０５

４．電子通信設備の計画 …… １０６
4.1　伝送設備 …… １０６
4.2　交換設備 …… １０７
4.3　回線終端設備 …… １０８
4.4　自動監視・制御設備 …… １０８
4.5　電源設備 …… １０８

１．　適用範囲

電子通信設備の拡充並びに改良工事に適用する。

２．　基本的考え方

電子通信設備は，電力の安定供給確保，供給信頼度の向上，系統の効率運用並びに業務の効率的な運営を推進するため，次の考え方を基本に信頼性，経済性を総合的に勘案して計画する。

(1) 設備形成

a. 電子通信設備は，使用目的に応じた機能，品質，信頼度を確保するため，２系列化並びに２重化により高信頼度を確保する。なお，情報が集中する本社・総支社クラスの電子通信設備は，通信機械室の機能喪失時における店内の通信回線の途絶を防ぐため，分離設置可能な設備は，防火区画又は分離した２部屋に系列分離して設置する。

b. 系統保護，系統監視制御情報及び給電指令電話の伝送路は，マイクロ波無線による構成を基本とする。

ただし，都心部等，地理的要因や環境上の制約により，マイクロ波無線が確保できない一部区間は光ファイバ通信（地中洞道やＯＰＧW適用を基本）により構成する。

c. 電源，交換設備など同一機能の設備は，極力共用化し，統合効率化を図る。

d. 電子通信設備の構成に当たっては，これを構成する設備相互間で信頼度の協調を図る。

e. 将来計画を含めた情報の量，重要度，環境，保守，関係法令等の条件を十分配慮する。

ｆ. 電子通信設備は，その運転状況を常時自動監視し，信頼度の維持，保守・運用の効率化を図る。

(2) 網構成

a. 情報伝送網の骨格は，給電所（中央給電指令所，基幹系統給電指令所，地方給電所等）～第一線機関間，及び電気所相互間を結ぶそれぞれの伝送網を有機的かつ経済的に連系し，網状に構成する。

b. 第一線機関内情報伝送網は，総支社（電力所）を起点として受け持ち区域内事業所へ放射状に構成し，必要に応じ隣接事業所相互を連系する。総支社（電力所）の地震災害等による機能喪失時を考慮し，総支社機能を代替する代替総支社局を設置する。

c. 第一線機関内お客さまの情報伝送網は，情報連係の拠点となる事業所を起点として，ループ状又は放射状に構成し，お客さまへの引き込み線は放射状に構成する。

なお，託送供給における高圧連系小規模発電者・需要者（契約電力 500kW 未満

～50kW 以上）の同時同量用情報伝送に当たっては，当社採用の通信事業者（携帯電話方式）と光ファイバ通信方式でコスト等総合的に比較勘案して計画する。

d. 系統保護・系統監視制御情報，給電指令網は，各々独立して一般情報網とは別の網とする。

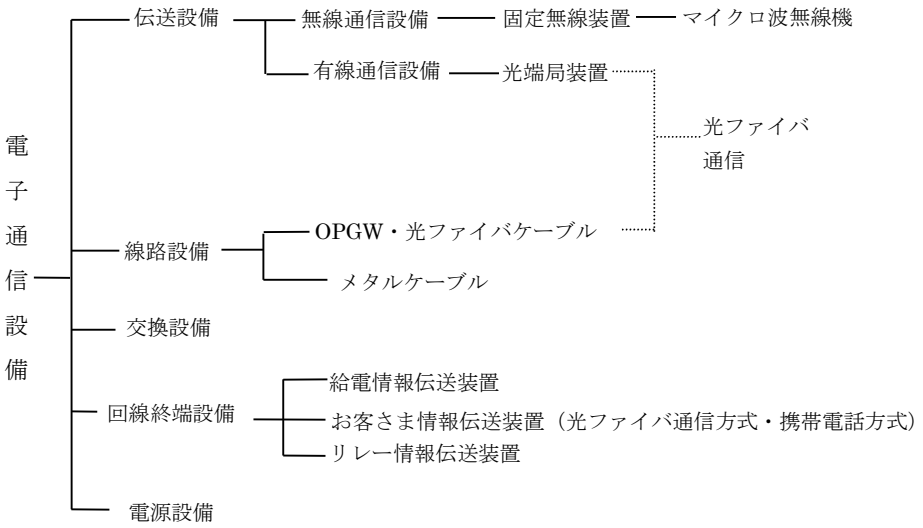
(3) 改良・機能維持

a. 電子通信設備の改良・機能維持については，信頼度への影響度合いや保守部品の確保状況を考慮して対象設備を絞り込んで計画する。

3．　電子通信設備の構成

電子通信設備は第Ｘ－１図の設備の組み合わせによりシステムを構成する。

第Ｘ－１図　電子通信設備の構成



4．　電子通信設備の計画

4.1　伝送設備

伝送設備は次を基本として構成する。

伝送設備の各区間については，将来計画を含めて情報量，重要度，施設環境を総合的に検討し，最適な通信方式，高安定的なルートを選定する。

(1) 無線通信設備

a. 適用区間

設　備　種　別	適　　用　　区　　間
マイクロ波無線通信	給電所，制御所，275kV 以上の電気所，154kV 以上の送電用変電所における保護，監視・制御情報，給電指令，非常災害連絡など電力保安に係わる情報の伝送区間

b. 設備構成上の基本事項

マイクロ波無線回線のルート構成は次による。

適　用　区　間	ル ー ト 構 成
275kV 以上の発・変電所相互間※94	２ルート
系統給電指令所～地方給電所※95・代表制御所	
地方給電所～制御所※95 制御所～154kV 以上の送電用変電所※95	
上　記　以　外	１ルート

※94 マイクロ波無線の確保が電波伝搬上困難で強固な洞道によりルートが確保できる場合は，光ファイバ通信とする。

※95 都心部等，地理的要因や環境上の制約によりマイクロ波無線の確保できない一部区間は光ファイバ通信（洞道やＯＰＧＷを基本）を適用する。なお，光ファイバ通信構成区間は，距離をできる限り最短とする。

c.　各設備の構成上の留意事項

・マイクロ波無線回線は，極力少ないスパン数で構成する。

・マイクロ波無線の電波伝搬上に高層建築物の建設が予想されるルートについては，十分なクリアランスを確保するとともに，電波法 第 102 条の「重要無線通信路の指定」を受ける。

(2) 有線通信設備・線路設備

a. 適用区間

設 備 種 別	適　　用　　区　　間
光ファイバ通信	・275kV 以上系統（マイクロ波無線の確保が困難な区間），及び 154kV 以下系統の保護，監視・制御，給電指令電話等の電力保安に係わる情報の伝送区間・お客さま情報の伝送区間
メタルケーブル	・154kV 以下系統の保護(転送トリップ方式) 並びに電力設備監視･制御，給電指令電話等の情報で，近距離区間でかつ情報量が少ない区間

b. 設備構成上の基本事項

施設ルートは地中洞道・管路又は架空地線（OPGW）ルートを基本とする。

これらにより構成できない区間は，情報ＢＯＸ，ＣＣ－ＢＯＸ及び配電柱添架によるルートで構成する。

(a) 事業所間の光ファイバ通信回線のルート構成は次による。

回 線 適 用 区 間	ル ー ト 構 成
総支社，支社，分散拠点局及び制御所以上　の有人事業所相互間	２ルート
・上　記　以　外	１ルート※96

(注)※96 重要度に応じてループ化等による効率的な２ルート化を指向する。

(b)系統保護，監視・制御情報用光ファイバ通信のルート構成については，各情報の所要ルート構成の考え方に基づき構築する。

c. 各設備の構成上の留意事項

(i) 将来計画を含めた情報の目的，量を十分配慮し，心線数・対数，伝送容量を選定する。

(ii)施設ルートは，将来の地域環境を十分検討し，移設など支障発生の少ない信頼度の高いルートとする。

4.2　交換設備

交換設備は，多地点相互間の情報の流れを円滑にするとともに，回線及び端末設備の効率的使用を図るもので，情報の輻輳する箇所あるいは情報回線の集中する箇所に設置し，これと伝送設備とを組み合わせて交換網を構成する。

4.3　回線終端設備

(1) 多様な形態の情報をその目的・内容に応じて伝送設備との間で送受する際の変換に適用する。

設　備　種　別	利　用　目　的　・　内　容
給電情報伝送装置	電力需給運用，電力系統運用のための計測･監視情報，出力指令情報等を伝送する。
お客さま情報伝送装置	お客さま設備の運用状況，負荷の常時把握のための遮断器・電力量情報など，必要な計量値情報を伝送する。
リレー情報伝送装置	送電線保護リレー，事故波及防止リレー等のための情報を伝送する。

4.4 自動監視・制御設備

自動監視・制御設備は，電子通信設備の信頼度の維持，保守，運用の効率化を図るために，その運転状況を常時自動監視するとともに，監視情報を保守担当箇所へ的確に自動通報する。また保守担当箇所から，必要により電子通信設備を制御する。

4.5　電源設備

(1) 基本事項

通信用電源設備は次の事項を基本として計画する。

a. 商用電源が停止しても，無瞬断で安定した電源を供給できること。

b. 電子通信設備の機種，取扱う情報の種類，設置場所等を考慮し，システム全体と　して信頼度の協調がとれた設備であること。

c. 将来導入される機種，負荷容量を十分考慮した設備であること。

(2) 電源方式並びに構成

a. 電源方式は直流 48Ｖ，交流 100Ｖ・ 200Ｖを標準とし，交流，直流の別は負荷の特性に応じて選定する。

b. 商用電源の受電は，極力信頼度の高い系統から受電するものとし，特に情報の集中する重要箇所については２系統から受電する。

c. 電子通信設備のシステム構成を２系列化する場合は，電子通信用電源設備も２系列化する。

d. 商用電源の予定停止作業，故障又は自然災害による長時間電源喪失に備え，非常用電源を設置する。非常用電源は，電子通信設備の重要度，所要電力及び必要保持時間を考慮し，発電機(ＥＧ若しくはＧＴＧ方式)，ＵＰＳ，蓄電池を単独又は併用設置する。

e. 発変電所，支社などで信頼度レベルにおいて類似する設備がある場合は，信頼性・保守性，経済性などを総合勘案のうえ，非常用電源設備の共用化を図る。

©東京電力パワーグリッド株式会社