

設備形成ルール

平成31年 3月 28日



沖縄電力株式会社

目次

1. 総則	1
1. 1 目的	1
1. 2 適用範囲	1
1. 3 用語の定義	1
2. 流通設備の整備計画	2
2. 1 流通設備の整備の検討の開始	2
2. 2 流通設備の整備計画の策定	3
2. 3 流通設備の整備の完了時期	4
3. 流通設備の整備の前提となる諸条件	4
3. 1 流通設備の整備の前提となる諸条件の考え方	4
3. 2 系統構成	7
4. 設備形成の考え方	9
4. 1 流通設備の規模の考え方.....	9
4. 2 送電設備	9
4. 3 変電設備	15
4. 4 保護リレー方式	22
5. 流通設備の設備形成時の基準	26
5. 1 電力系統の性能に関する基準	26
5. 2 系統安定度	34
5. 3 電圧維持	35
5. 4 系統周波数維持	36

1. 総則

1. 1 目的

1. 1. 1 本ルールは、当社の送電設備や変電設備等の流通設備の整備計画に際し、準拠すべき計画上の主要事項、設備の標準形態、標準規模などを定め、これによって電源から流通設備末端まで電力系統全体の合理的かつ経済的な設備形成を図るとともに、あわせて系統計画業務や調査・設計業務の効率化に資することを目的とする。

1. 2 適用範囲

1. 2. 1 本ルールは、当社電力流通部が策定する流通設備の整備計画の立案作成に適用する。

1. 3 用語の定義

1. 3. 1 以下に示す用語は、本ルールにおいてそれぞれの意味で使用する。

(1) 基幹系統

基幹系統とは、電力系統全体の骨格をなし、電力系統に重要な影響を及ぼす系統であり、その新增設に関して全系統的観点から計画・工事が必要な 132kV 系統および電源設備をいう。

(2) 負荷供給系統

基幹系統以外の地域的な供給を主眼とした系統であり、地域性に適応した計画工事が必要な 66kV 以下の系統をいう。

(3) 流通設備

電線路（送電線路、配電線路）、変電所および開閉所など電力の輸送・分配を行う設備の総称をいう。なお、本ルールにおける配電線路としては特別高圧の配電線路を対象とする。

(4) 送電系統

当社が維持し、及び運用する流通設備をいう。

(5) 電力設備

流通設備又は発電設備をいう。

(6) 供給支障

電気の供給の支障をいう（但し、電路が自動的に再開路されることにより電気の供給の支障が終了した場合を除く。）。

(7) 発電抑制

給電指令により発電設備等の出力の抑制又は電力系統から電氣的に切り離しが行われることをいう。

(8) 電源脱落

電力設備の故障に起因し、発電設備等が電力系統から電氣的に切り離されること

をいう（但し、給電指令による場合を除く。）。

(9) 発電支障

電源脱落及び発電抑制をいう。

(10) 常時容量

設備に連続して流し得る潮流の値（連続許容温度により定まる）をいう。

(11) 短時間熱容量

流通設備に電流が流れた際の当該設備の温度が、当該設備を短時間に限り使用することができる上限の温度となる潮流の値をいう。

2. 流通設備の整備計画

2. 1 流通設備の整備の検討の開始

2. 1. 1 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、供給信頼度を維持できないような、以下に掲げる場合には、電力の安定供給確保のため、流通設備の整備（設備の拡充または更新）の検討を開始する。

- (1) 発電設備等又は需要設備に関する契約申込みを受け付けた場合
- (2) 需要の動向、電源の新增設、電源の広域的な利用、電源の廃止等によって、既設設備の最大限の活用を図っても電力系統が[5. 1. 3～5. 1. 5]に定める電力系統性能基準を充足できなくなると予想される場合
- (3) 既設の流通設備における送電損失や維持費用等のコストが大きく、供給信頼度、設備安全および人身安全面から流通設備の増強等を行うことに経済合理性が認められる場合
- (4) 送電電力または対象区域の需要に対し、当該既設設備の常時容量が不足すると予想される場合
- (5) 電力系統において短絡・地絡故障が発生したときに流れる電流が、既設設備の瞬間許容量※1を超過することが予想される場合、もしくは既設設備が短絡・地絡故障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)※1 瞬間許容量とは遮断器にあっては定格遮断電流、その他設備にあっては定格短時間耐電流をいう。
- (6) 既設設備では、系統電圧ならびに需要端電圧を適正※2に維持できないと予想される、以下に掲げる事項
 - ① 発電機電圧または発電所母線電圧が運用目標範囲におさまらないと予想される場合
 - ② 設備健全時において、需要端電圧が所要のサービスレベルの範囲におさまらないと予想される場合
 - ③ 設備の単一故障（N－1故障）発生時において、設備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)※2 電圧不平衡、フリッカ、高調波についても考慮する。

- (7) 社外的な諸事情等により対策が必要な、以下に掲げる事項
- ①道路の建設または改修、区画整理、地下施設の建設等都市計画によって当社設備の改修、移設が必要な場合
 - ②都市化等に関連して設備の改修、移設が必要な場合
 - ③既設設備のままでは、安全もしくは環境対策上問題があり、設備の改修が必要な場合
- (8) その他電気の安定供給の確保、品質の維持、広域的な系統利用の円滑化、経済合理性等の観点から流通設備の整備を行うことが合理的と考えられる場合

なお、流通設備の整備による対策検討においては、当社が所有する設備以外の設備の活用も含め効率的な設備を形成するよう考慮するものとする。

2. 2 流通設備の整備計画の策定

2. 2. 1 流通設備の整備計画の策定にあたっては、広域系統長期方針を基礎としつつ、需要の量的増大、質的高度化および過密化の進展などに対処し、発電設備から流通設備に亘る電力系統全体の合理的かつ経済的な設備形成を図る観点から各設備間の調和・整合に十分配慮しつつ、長期にわたる電力の安定供給および品質維持の確保ならびに電力系統全体としての効率性を追求する。また、年度経営方針ならびに整備計画に関する策定方針などの主旨に沿って、整備計画策定方針の展開を図る。

具体的には、以下に掲げる事項（将来の見通しに係る事項については、その蓋然性も含む。）を考慮の上、増強に経済合理性が認められる合理的な流通設備の整備計画を策定する。

ただし、計画の策定後、需要動向、地域事情などの情勢変化や工事工程の面から計画変更が明らかに必要となった場合は、すみやかに当該計画の見直しを行い、必要に応じて代替計画案を採用する。

- (1) 需要の見通し
- (2) 電源の開発計画
- (3) 流通設備の更新計画
- (4) 系統アクセス業務の状況
- (5) 送電系統への電源の連系に制約が生じている地域の状況
- (6) 電力系統性能基準の充足性
- (7) 電気設備に関する技術基準を定める省令、その他の法令又は政省令による制約
- (8) 広域系統長期方針、広域系統整備計画その他の将来の計画との整合性
- (9) 流通設備の整備により発生、増加又は減少する費用（工事費、維持・運用費用、送

配電損失を含む。)

- (10) 流通設備の整備が電力システムの安定性に与える影響（電力システムの運用に関する柔軟性の向上、工事実施時の作業停止による電気の供給信頼度への影響を含む。）
- (11) 自然現象（雷、土砂災害、津波、洪水等）等により流通設備に故障が発生するリスク
- (12) 工事の実現性（用地取得のリスク、工事の難易度を含む。）
- (13) 流通設備の保守（流通設備の故障発生時の対応を含む。）の容易性
- (14) 電力品質への影響
- (15) その他合理的な流通設備の形成・維持・運用のために必要な事項

2. 3 流通設備の整備の完了時期

2. 3. 1 以下に掲げる事項を考慮し、流通設備の整備の完了までに要する期間を見込んだ上で、整備が必要となる時期までに整備を完了するよう努める。

- (1) 電気事業法その他の法令に基づく手続き※³に必要となる期間
- (2) 地域事情※⁴を考慮した用地の取得に要する期間
- (3) 資機材の調達に必要となる期間
- (4) 電力設備の作業停止、自然条件その他の工事の実施に関する制約
- (5) 流通設備の整備の実現性及び経済性等に影響を与える可能性がある他の工事（公共事業等の他の者が行う工事※⁵を含む。）と協調して工事を行う必要性
- (6) 流通設備の整備が大規模又は広範囲に及ぶ場合において、設計・施工等の能力を確保する観点から、段階的に流通設備の整備を行う必要性
- (7) その他流通設備の整備を実施するために必要となる期間

(注)※³ 電気事業法に基づく工事計画届出、条例等に基づく環境アセスメント、道路法に基づく占用許可申請など

(注)※⁴ 都市開発状況、都市開発計画、法規制の状況（自然公園法、河川法、森林法、都市計画法、文化財保護法など）

(注)※⁵ 公共事業計画（道路掘削規制、橋梁建設に伴う橋梁添架管路工事、共同溝計画など）、大規模土地造成計画、再開発計画に整合した先行工事等

3. 流通設備の整備の前提となる諸条件

3. 1 流通設備の整備の前提となる諸条件の考え方

3. 1. 1 流通設備の整備の前提となる諸条件は、原則として、以下に掲げる考え方に基づいて決定する。

3. 1. 2 電気方式

特別高圧の場合、交流三相 3 線式とする。但し、交流三相 3 線式を採用することが技

術上困難な場合、大規模長距離送電の場合、整備に関する費用がより低廉となる場合、その他経済合理性が認められる場合は、直流方式の採用も考慮する。

3. 1. 3 標準周波数

60Hz とする。

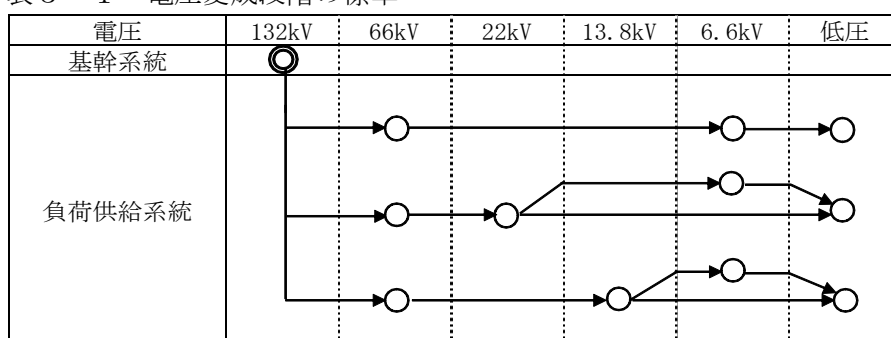
3. 1. 4 電圧階級

電圧階級は、発電機及び発電所所内電圧を除き、132kV、66kV、22kV (13.8kV) ※1、6.6kV とし、既設設備との整合性並びに需要及び電源の規模を考慮の上、決定する。

また、電圧変成段階としては、原則として表 3-1 に示すとおりとする。なお、それぞれの地域における電圧階級の選定にあたっては、基幹系統計画、既設流通設備の整備計画、地域需要の動向等を長期的な観点にたつて総合的に勘案するとともに、新しい電圧階級への移行過程についても慎重な検討を加え、極力電圧階級の簡素化を図りつつ効率的な送電系統を構成するよう配慮するものとする。

(注)※1 13.8kV 系統については、設備の拡充または更新の機会をとらえ、22kV、6.6kV 系統へ整理・移行する方向であることから、既設系統に対して適用するものとし、原則として今後採用しない。但し、やむを得ず 13.8kV を採用する場合は地域の実態、需要動向等を総合的に勘案のうえ、将来 22kV、6.6kV 系統へ整理することが可能となるように考慮して計画する。

表 3-1 電圧変成段階の標準※2



(注)※2 地域需要の実態、既設設備の有効利用、隣接地域との関連、将来への移行過程等の観点から検討し、効率的な電圧および電圧変成段階を採用する。

3. 1. 5 中性点接地方式

電力系統において地絡故障が発生した場合の保護装置の確実な動作、過電圧の抑制を図るために、適切な接地インピーダンスにて中性点接地を行う必要がある。

中性点接地方式の適用にあたっては、原則として表 3-2 のとおりとする。但し、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、適切な接地方式（直接接地方

式、抵抗接地方式、リアクトル接地方式、非接地方式、補償リアクトル接地方式など)を採用する。なお、中性点接地を行う際は、地絡故障時の過渡安定度への影響、通信設備への電磁誘導障害上の問題を考慮するものとする。また、系統構成の変更、保護装置の動作による系統の分離等の場合にも、中性点接地の効果が十分に期待できるように考慮するものとする。

表 3-2 中性点接地方式の標準

種別	中性点接地方式
132kV 系統	直接接地
66kV 系統	直接接地
22kV 系統	抵抗接地
(13.8kV 系統)	抵抗接地
	直接接地
6.6kV 系統	非接地

3. 1. 6 回線数

以下に定める場合以外、送電線路 1 回線故障時の供給信頼度、送電線路作業停止を考慮して、送電線路の回線数は、原則として 2 回線とする。

- (1) 機器装置の単一故障時に供給支障や発電支障（電力設備の故障に起因する当該電力設備以外の電源脱落及び発電抑制をいう。以下、本ルールにおいて同じ。）の影響が限定的と考えられる送電線路
 - 1 回線とする。
- (2) 配電線路（契約に基づき 2 回線以上の供給方式を合意した場合を除く。）
 - 1 回線とする。
- (3) 電力設備の単一故障（N-1 故障）または 2 箇所同時喪失を伴う故障（N-2 故障）発生時に、影響が広範囲に及ぶと考えられる 132kV 基幹系統
 - 4 回線（2 回線×複ルート）とする。

3. 1. 7 送電線路の端子数

系統故障時に発生する供給支障又は発電支障の影響、停止作業の容易性、保護方式による制約、経済性等を考慮の上、整備の際の端子数及び運用時に遮断器を開放せず併用する端子数を決定する。

端子数は、原則として 132kV の基幹系統においては 2 端子、66kV 以下の負荷供給系統においては 3 端子以下とする。なお、66kV 以下の負荷供給系統の 4 端子以上については、保護装置との協調面で問題となることから、系統構成によっては個別検討を行うこととする。

3. 1. 8 短絡・地絡故障電流の許容値

電圧階級ごとの許容最大値を超えない範囲で決定する（[5. 1. 5 表5-2]参照）。

3. 1. 9 変電所及び開閉所の母線方式

供給信頼度、系統運用の柔軟性、運転保守及び経済性を考慮の上、決定する（[4. 3. 2 図4-2]および[4. 3. 3 図4-3]参照）。

3. 1. 10 系統保護方式

電圧階級、系統構成、中性点接地方式、既設系統保護方式との整合性等を考慮の上、決定する。

電力系統の安定性確保、電力系統設備の損傷防止および人身・社会的安全の確保を図るとともに、電力系統設備形成の効率面も考慮し、適切な保護を行う必要がある。具体的には、送電線溶断等の設備損傷防止や電力系統の安定性確保のため、送電線容量や遮断器の遮断時間、保護端子数などを踏まえた上で適切な保護方式を選定する。また、中性点接地方式や平常時・故障時の電圧・電流分布等の保護装置の動作感度に影響を与える系統条件に基づいて、適切な系統保護方式を選定する。さらに、電力系統の安定性確保のため高速遮断や確実な故障部位判別が必要な場合は、適切な伝送設備と組み合わせた系統保護方式を選定する。系統保護方式については、系統の重要性、系統構成、既設保護方式との協調などを考慮して適切な系統保護方式を選定する必要がある。

具体的な系統保護方式の適用にあたっては、系統構成、接続する他設備の保護リレー方式などを配慮し、系統を一貫して所期の目的を満足する必要がある（[4. 4. 2 表4-15～19]参照）。

3. 2 系統構成

3. 2. 1 系統構成の基準

系統構成の適用にあたっては、供給信頼度、短絡・地絡故障電流等を考慮のうえ、原則として以下に示すとおりとする。

(1) 電源の配置

電力系統全体の経済性と安定性を確保するため、基幹系統の形成と十分協調のとれた電源地点の確保のほか、地域的なバランスがとれるよう電源配置の適正化を推進する。

(2) 基幹系統

主要電源や高密度重要負荷が連系される基幹系統においては、系統全体が強固で高信頼度となるよう、主力発電所間を複ルートで連系し、その地区間に需給バランスのとれるような拠点変電所を設置したループ状系統を原則とする。

①132kV 基幹系統

- (a) 132kV 基幹系統の故障は影響が広範囲に及ぶので、具体的な系統構成にあたっては、N－1 故障において供給支障、発電支障を生じないようにすることはもちろん、頻度の稀な送電線路 1 ルート 2 回線故障あるいは発電所、開閉所母線故障においても重大な支障が生じないよう、短絡・地絡故障電流の増加傾向に配慮しつつ、132kV 送電線路による 2 回線複ルート化（2 回線×複ルート）、中間開閉所の設置等を考慮するものとする。また、送電線路の経過地域に対する基幹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総合的に勘案し、132/66kV 供給拠点変電所を設置するものとする。
- (b) 132kV 基幹系統の送電容量は、常時潮流のほか、発電所の補修、故障停止の際の潮流、需要の時間的変化に対応する潮流、安定度、電源の経済運用等も考慮して十分な容量を選定する。また、長期的な需要動向、電源開発計画等にも適用できるように考慮するものとする。

(3) 負荷供給系統

負荷供給系統においては、短絡・地絡故障電流の抑制、故障遮断の確実化、故障の上位系波及防止および系統運用の簡素化を図るため、基幹系統上の変電所単位の放射状系統を原則とする。

①66kV 架空、地中系統

- (a) 66kV 架空、地中系統は、原則として 2 回線放射状系統とする。但し、既設系統との関連で有効な場合および供給信頼度上必要な場合は、両端電源方式とする。
- (b) 配電用変電所の一次側送電線路は、原則として 2 回線引き込みとする。但し、運用上特に問題がなければ、常時 2 回線受電とする。
- (c) 配電用変電所バンクの常時並列運転は、原則として行わないものとする。
- (d) 分岐数の多い場合は、送電線路の中間の適当な変電所において 2 回線 π 引き込みを行い、選択区間※³の分割を図るよう考慮する。

(注)※³ 選択区間は、送電線路の作業時または故障時において、遮断器などの開閉装置により、すみやかに分離することができる区間をいう。

②66kV 架空・地中混用系統

架空送電線路に一部地中送電線路が混在する系統については、原則として架空系統に準ずるものとする。

③特高需要家供給系統

需要家供給電圧は、原則として当社約款等に基づくこととする。なお、需要家供給電圧の選定にあたっては、系統の現状と将来、地域需要の実態と動向、需要家の管理体制ならびに所要工事の経済性等を総合的に勘案のうえ、個別に検討するものとする。

4. 設備形成の考え方

4. 1 流通設備の規模の考え方

4. 1. 1 流通設備の整備は、大規模な設備投資を必要とし、その設備はいったん建設すると長期間にわたって使用されるため、将来の系統構成、需要の伸び、経済性など総合的な視点に立ち、整備規模を選定する必要がある。

流通設備の規模（電線の太さ、変圧器の容量等）については、以下に掲げる事項を考慮の上、決定する。

- (1) 需要※¹及び電源の動向、設備の最終規模※²、将来の系統構成※³、その他将来の見通し
- (2) 短絡・地絡故障電流の大きさ、電力系統の安定性、機器の電力系統への電氣的な接続時又は電力系統からの電氣的な切り離し時に発生する電圧変動の抑制、潮流による電圧降下その他技術上考慮すべき事項
- (3) 流通設備の整備により発生、増加又は減少する費用（工事費用、維持・運用費用、送配電損失を含む。）

(注)※¹ 需要の伸びの傾向、地域の開発状況、工業団地など局地的な需要増加の可能性を考慮し想定。

(注)※² 変電所においては、最終形態の容量（バンク数）、引出回線数。送電線路においては、関連する変電所、発電所の最終規模と整合した送電容量、回線数。

(注)※³ 地区ごとの需要想定や電源分布、ならびに、現在の系統構成、設備実態を考慮しつつ将来の電力需給が効率的になるように設定。

4. 2 送電設備

4. 2. 1 送配電線路の形態及びルート of 考え方

送配電線路の形態及びルートは、以下に掲げる考え方に基づき、決定する。

(1) 送電線路の形態

架空送電線路とする。但し、法令上又は技術上制約がある場合、用地取得が困難である場合、過大な費用がかかる場合、地域環境との調和や経済性等の面から架空線より総合的に有利な場合、その他架空送電線路の建設が困難な場合は地中送電線路とする。

(2) 配電線路の形態

電線共同溝の整備等に関する特別措置法により電線共同溝を整備すべき道路として指定された場合又は国が定める無電柱化に係るガイドラインに沿って無電柱化を図る場合は、地中配電線路その他無電柱の形態を採用することとし、その他の場合は、法令上又は技術的制約がある場合、その他架空配電線路の建設が困難なときを除き架空配電線路とする。

(3) 送配電線路のルート

以下に掲げる事項（但し、⑤及び⑥については、地中送配電線路を設置する場合に限る。）を考慮の上、送配電線路のルートを決する。

①将来の見通し

将来の系統構成、需要分布の動向等

②用地・環境面

自然条件、社会環境との調和、用地取得の難易度、津波や地滑り等の各種災害の影響等

③工事・保守面

工事の難易度、設備保守の容易性等

④経済性

建設工事費等

⑤都市計画等との整合性

都市計画法に基づく都市計画、共同溝の整備等に関する特別措置法に基づく共同溝整備計画、電線共同溝の整備等に関する特別措置法に基づく電線共同溝整備計画との整合性

⑥技術面

敷設ルートが同じ他の地中送配電線路の送電容量への影響等

4. 2. 2 架空送配電線路

(1) 電圧

架空送配電線路の電圧は、以下に示すとおりとする。

132kV、66kV、22kV（13.8kV）

なお、電圧の選定にあたっては、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ものとする。

(2) 送配電線の支持物および架線する回線数

送配電線の支持物は、原則として鉄塔とする。但し、22kV送配電線の支持物は、コンクリート柱とする。また、同一支持物に架線する送配電線路の回線数は、2回線または4回線を標準とする※4。但し、22kV送配電線路の回線数は、1回線を原則とする。

(注)※4 多回線送電線の併架を行う場合には、零相循環電流による保護リレー方式の誤動作を生じないように特に注意する。

(3) 電線の選定

①電線の種類の選定

電線の種類は、原則としてアルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線（TACSR/A）、アルミ覆鋼心アルミより線（ACSR/A）および水密形屋外用架橋ポリエチレン絶縁電線（OCW）を採用する。但し、通過地域の塩じん汚損条件、気象条

件など各種の諸条件ならびに電線張替え等による増容量化を総合的に勘案して、これ以外の特殊電線を採用する場合がある。

②電線の太さの選定

電線の太さは、原則として表4-1に示すとおりとし、その選定にあたっては以下に示す事項を考慮するものとする。

- (a) 長期的な観点に立ち、送電電力増加の今後の見通し、用地事情、送配電線路の建設工事費、送配電線路の維持に必要な経費、送電損失、信頼度および送配電線の電圧降下等を総合的に勘案のうえ選定するが、長期的にみて数次にわたる電線の張替え、支持物の建替え等を必要としないよう留意するものとする。
- (b) 常時容量、短時間熱容量および瞬時の許容電流が、それぞれの電線を通過する常時および短時間の潮流ならびに3相短絡等による瞬時の最大故障電流に対して安全なものとする。

表4-1 電線の太さの標準

電圧(kV)	線種	電線の太さ(mm ²)
132	TACSR/AC	410 610
	ACSR/AC	410
66	TACSR/AC	240 410
	ACSR/AC	240 410
22	OCW	100 150
(13.8)	OCW	80 100 150

(4) 導体方式の選定

導体方式の選定にあたっては、必要な送電容量、送電損失を含めた経済性などの諸条件を総合的に勘案し、原則として表4-2に示すとおりとする。

表4-2 導体方式

電圧(kV)	導体数
132	単・複※5
66	単
22	単
(13.8)	単

(注)※5 一般的には単導体を使用するが、単導体では所要送電容量が得られない場合には複導体とする場合がある。

(5) 分岐方式

- ①架空線路からの分岐方法は、原則として π 形分岐方式およびT形分岐方式の2種類（図4-1参照）とする。なお、多端子送電線路を構成する場合は、保護リレー方式の対応について個別に検討するものとする。
- ②架空線路を分岐する場合、原則として分岐点には開閉器を設けないこととする。但し、系統運用および保守作業上から特に必要な場合には、個別に検討して閉閉器を設けることができる。

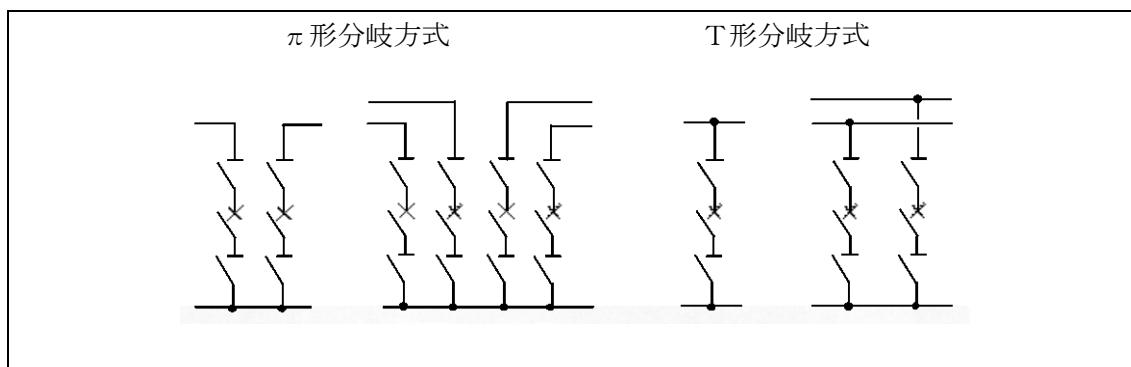


図4-1 分岐方式

4. 2. 3 地中送配電線路

(1) 電圧

地中送配電線路の電圧は、以下に示すとおりとする。

132kV、66kV、22kV (13.8kV)

(2) 回線数

地中送配電線路の回線数は、[3. 1. 6 回線数]に基づくが、実際の地中送配電線路の回線数選定にあたっては、布設方式、ルート、亘長などを総合的に勘案して、個別に検討する。なお、架空・地中混用系統については、原則として[4. 2. 2 架空送配電線路 (2) 送配電線路の支持物および架線する回線数]に準ずるものとする。

(3) ケーブルの選定

①ケーブルの種類を選定

ケーブルの種類は、原則として表4-3に示すとおりとする。但し、経過地の状況などにより特殊な使用条件の場合は、技術面ならびに経済性等を含めて個別に検討する。

表 4-3 ケーブルの種類標準

電圧 (kV)	種 類	単心・トリプレックス別
132	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル (CV)	単心
66	OF紙絶縁アルミ被ビニル防食ケーブル※6 (OFAZV)	単心
	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル (CV)	単心またはトリプレックス
22	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル (CV)	単心またはトリプレックス
(13.8)	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル (CV)	トリプレックス

(注)※6 OFケーブルについては、設備の拡充または更新の機会をとらえ、CVケーブルへ順次張り替えを実施していく方向であることから、既設系統に対して適用するものとする。

②ケーブルの太さの選定

ケーブルの太さは、表 4-4 を標準とし、その選定にあたっては以下に示す事項を考慮するものとする。

- (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、送電損失なら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的に勘案し選定するが、過度にケーブル引替えなどを必要としないよう留意する。
- (b) 常時、短時間および瞬時の許容電流が、それぞれの電線を通過する常時および短時間の負荷電流ならびに 3 相短絡、地絡故障等による瞬時の最大故障電流に対して安全なものとする。

表4-4 ケーブル太さの標準※7

電圧(kV)	種類	公称断面積(mm ²)					
		単心			トリプレックス		
132	CVケーブル	2,500	2,000	1,600			
66	OFケーブル	1,500	1,000				
	CVケーブル	2,000	1,500	1,200	325	200	100
22	CVケーブル	1,000	800				
		500			500	400	325
(13.8)	CVケーブル				150	100	60
					325	150	125

(注)※7 ・特高需要家供給における電線の種類、電線の太さの選定にあたっては、原則これに準ずるものとする。

・電線の太さ(2,500 mm²以上)については、個別に検討のうえ採用する。

(4) 分岐方式

①地中線路からの分岐方法は、原則としてπ形分岐方式およびT形分岐方式の2種類(〔4.2.2 図4-1〕参照)とする。なお、多端子送電線路を構成する場合は、保護リレー方式の対応について個別に検討するものとする。

②地中線路から地中線路を分岐する場合は、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、以下に示すもののいずれかを選定する※8。

(a) 気中分岐方式

(b) ガス(SF6ガス)中分岐方式

(c) 分岐接続部方式

(注)※8 架空線路と地中線路が接続された系統の場合には、ケーブル区間の故障検出のため、個別検討のうえ必要に応じて故障区間検出装置を取付ける。架空線路から地中線路を分岐する場合および地中線路から地中線路を分岐する場合は、接続点开閉器は原則として設置しないものとする。但し、系統運用およ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开閉器を設けることができる。

4.2.4 開閉所の設置場所の考え方

開閉所の設置場所については、以下に掲げる事項を考慮の上、長期にわたり効率的に電力供給が可能となる地点とする。

(1) 将来の見通し

将来の系統構成、需要分布の動向等

(2) 設計面

送電線路の開閉所への引込みの難易度、型式（屋外式、屋内式、地下式等）及びそれに応じた所要面積等

(3) 用地・環境面

自然条件、社会環境との調和、用地取得の難易度、津波や洪水等の各種災害の影響等

(4) 工事・保守面

重量が大きい機器の搬出入等

(5) 経済性

建設工事費等

4. 3 変電設備

4. 3. 1 変電所の設置場所の考え方

変電所の設置場所については、以下に掲げる事項を考慮の上、長期にわたり効率的に電力供給が可能となる地点とする。

(1) 将来の見通し

将来の系統構成、需要分布の動向等

(2) 設計面

送配電線路の変電所への引込みの難易度、型式（屋外式、屋内式、地下式等）及びそれに応じた所要面積等

(3) 用地・環境面

自然条件、社会環境との調和、用地取得の難易度、津波や洪水等の各種災害の影響等

(4) 工事・保守面

重量が大きい機器の搬出入等

(5) 経済性

建設工事費等

4. 3. 2 送電用変電所

(1) 電圧

送電用変電所の標準一次および二次電圧は、表 4-5 に示すとおりとする。

表 4-5 標準一次・二次電圧

一次電圧(kV)	132	66
二次電圧(kV)	66	22(13.8)

(2) 送電用変電所の標準規模

送電用変電所のバンク容量、バンク数は、長期的な観点に立って需要規模・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総合的に勘案のうえ選定するものとする※9。

送電用変電所の標準規模は、表4-6に示すとおりとする。

表4-6 送電用変電所の標準規模

電 圧 (kV)	標準バンク容量 (MVA)	標準バンク数
132/66	125 140 200	2
66/22	10 15 20 30	2
(66/13.8)	10 15 20 30	2

(注)※9 新設当初のバンク数は、原則として2バンクとする。但し、当該地域における将来の需要動向によっては、原則によらない場合がある。

(3) 遮断器の標準定格電流

遮断器の定格電流は、原則として接続する送電線路、変圧器などの短時間熱容量を考慮のうえ選定する。また、遮断器の定格遮断電流は、現状およ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箇所にも故障が発生しても、安全に故障電流を遮断し得るものを選定する（[5. 1. 5 表5-2] 参照）。

遮断器の標準定格電流は、表4-7に示すとおりとする。

表4-7 遮断器の標準的な定格電流

電圧 (kV)	標準定格電流 (A)
132	1,200 2,000 3,000 4,000※10
66	800 1,200 2,000 3,000※10
22	600 800 1,200
(13.8)	600 800 1,200

(注)※10 個別に検討のうえ採用する。

(4) 調相設備の標準容量

調相設備は、原則として変電所母線に設置する。但し、変圧器が三次回路を備える場合には、個別に検討し、総合的に有利な場合は三次回路への設置も考慮する。

なお、電力システムの末端などの電圧対策として設置する場合や、比較的大容量の調相設備が必要となる場合は、変動幅などを検討し、必要に応じて標準容量以外や可変容量タイプの採用も考慮する。

調相設備の標準容量は、表4-8に示すとおりとする。

表4-8 調相設備の標準的な容量※11

種 類	電圧 (kV)	容量 (MVA)
電力用コンデンサ	66	10 20 30
	22	5 10 20
分路リアクトル	132	20 30 40 60
	66	10 20 30
	22	5 10 20

(注)※11 上記標準容量は1群あたりの容量

(5) 変電所引出し回線数

送電線の送電容量、系統連系能力、送電線路の稼働率などを総合的に勘案して、変電所規模に見合うよう回線数を選定する。

(6) 結線方式

①結線方式の基本的考え方

変電所の結線は、変電所を構成する各設備の相互間ならびに変電設備と送電線路を相互に結合し、送電系統としての機能を十分に発揮できるよう、特に次の事項を考慮して総合的に検討する。

- (a) 日常の運転・保守を安全、確実に言い得るものであること
- (b) 結線はできるだけ簡素化し、しかもその性能を十分に発揮し得ること
- (c) 万一故障が発生しても、その影響する範囲を最小限にとどめるとともに、負荷切替えなどの操作をすみやかに言い得ること
- (d) 設備の停止が系統全般に著しい影響を及ぼさないこと
- (e) 将来の増改修工事が容易であること
- (f) 経済的に有利であること

②一次側送電線路の引込み

一次側送電線路引込みは、原則として回線ごとに遮断器および断路器を介して母線に接続するものとする。

③母線

(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、表4-9の母線方式を適用する。

表 4-9 母線方式※13

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	132/66kV 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		送電線路の回線数が少なく、かつ系統切換操作を行う可能性の少ない場合

(注)※13 上記母線方式により難しい場合は、個別に検討して最適な方式を定めることとする。

(b) 母線の標準容量

母線の標準容量は、表 4-10 に示すとおりとする。

表 4-10 母線の標準容量

電圧 (kV)	標準母線容量 (A)		
132	2,000	3,000	4,000
66	2,000	3,000	
22	600	1,200	2,000
(13.8)	1,200	2,000	

④変圧器の開閉設備

変圧器および母線故障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ことにならないよう、変圧器一次側および二次側に遮断器および断路器を設けるものとする（二次側電圧が 22(13.8)kV の場合は引出用遮断器を設けるものとする。）。

⑤二次側送電線路の引出し

二次側送電線路は、二次母線より回線ごとに遮断器および断路器を介して引出す（二次側電圧が 22(13.8)kV の場合は引出用遮断器を介して引出す。）。

⑥変電所母線構成

送電用変電所母線構成の標準は、図 4-2 に示すとおりとする。

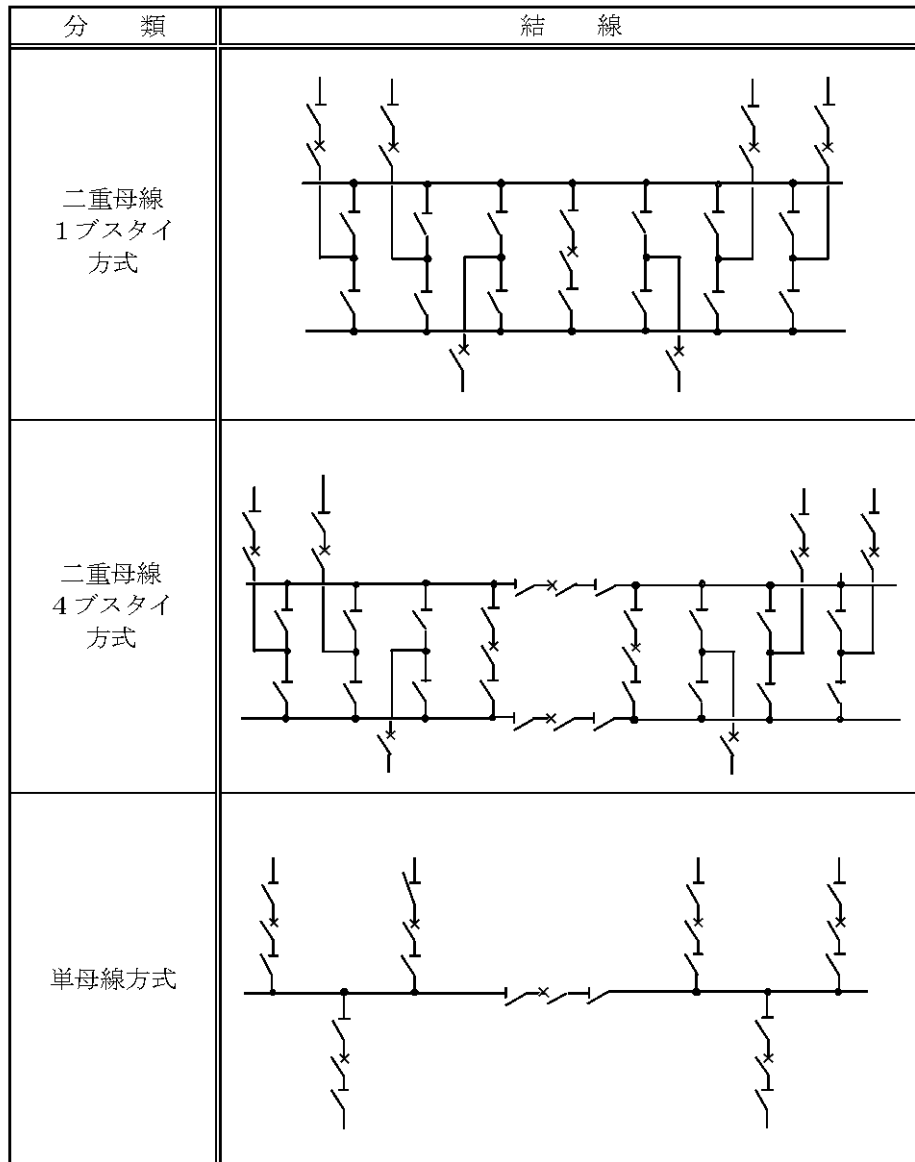


図 4 - 2 送電用変電所母線構成の標準

4. 3. 3 配電用変電所

(1) 電圧

配電用変電所の標準一次および二次電圧は、表 4 - 1 1 に示すとおりとする。

表 4 - 1 1 標準一次・二次電圧

一次電圧 (kV)	66	66	22 (13.8)
二次電圧 (kV)	22 (13.8)	6.6	6.6

(2) 配電用変電所の標準規模

配電用変電所のバンク容量とバンク数は、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・送電線路の用地確保、送配電線路の引出し入れの難易、配電線路ルート選定のための道路状況、機器の流用計画等を総合的に勘案のうえ選定するものとする※14。

標準的なバンク容量とバンク数は、表4-12に示すとおりとする（66/22 kV（66/13.8kV）の標準規模については〔4.3.2 表4-6〕参照）。

表4-12 配電用変電所の標準規模

電圧(kV)	標準バンク容量(MVA)	標準バンク数
66/6.6	10 15 20 30	2
22(13.8)/6.6	3 6 10 15 20	2

(注)※14 新設当初のバンク数は、原則として1バンクとする。但し、バンク故障時に配電線による負荷切替、その他により供給信頼度を満足できない場合は、原則によらない場合がある。

(3) 遮断器の標準定格電流

遮断器の定格電流は、原則として接続する変圧器などの短時間熱容量を考慮のうえ選定する。また、遮断器の定格遮断電流は、現状およ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箇所に故障が発生しても、安全に故障電流を遮断し得るものを選定する（〔5.1.5 表5-2〕参照）。

遮断器の標準定格電流は、表4-13に示すとおりとする（66kV、22 kV（13.8 kV）の定格電流については〔4.3.2 表4-7〕参照）。

表4-13 遮断器の標準的な定格電流

電圧(kV)	標準定格電流(A)
6.6	600 1200 2000 3000

(4) 変電所二次側配電線路数

変圧器の単位容量に対応する引出し配電線路数は、表4-14を標準とする。但し、変電所単位の引き出し配電線路数は、原則として最大18回線を限度とする。

表 4-14 二次側引出し配電線路数の標準

単位容量(MVA)	標準引出し配電線路数
30	8
20	6
15	6
10	4
6	2
3	2

(5) 結線方式

①結線方式の基本的考え方

変電所の結線は、変電所を構成する各設備ならびにそれらと送配電線路を相互に有機的に結合して、系統としての機能を十分に発揮するよう特に以下に示す事項を考慮して総合的に検討する。

- (a) 日常の保守・運用が安全確実に実行可能なものであること
- (b) 結線はできるだけ簡素化し、しかもその性能を十分に発揮し得ること
- (c) 万一故障が発生しても、その影響する範囲を最小限にとどめ得るとともに、負荷切替などの操作をすみやかに実行可能なこと
- (d) 将来の増改修工事が容易であること
- (e) 経済性に有利であること

②一次側送電線路の引込み

一次側送電線路は、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。

③一次母線

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、バンクごとに区分し得るような開閉設備を設ける。

④変圧器の開閉設備

変圧器および二次母線故障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ことにならないよう、変圧器の一次側には遮断器および断路器、二次側には引出用遮断器を設けるものとする（一次側電圧が 22(13.8)kV の場合は引出用遮断器を設けるものとする。）。

⑤二次母線※15

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遮断器を設ける。

(注)※15 短絡電流抑制対策上、バンク二次側の常時並列運転は行わない。

⑥二次側配電線路の引出し

二次側配電線路は、引出用遮断器を介して二次母線より引出すものとする。

⑦変電所結線

変電所結線の標準は、図4-3のとおりとする※16。

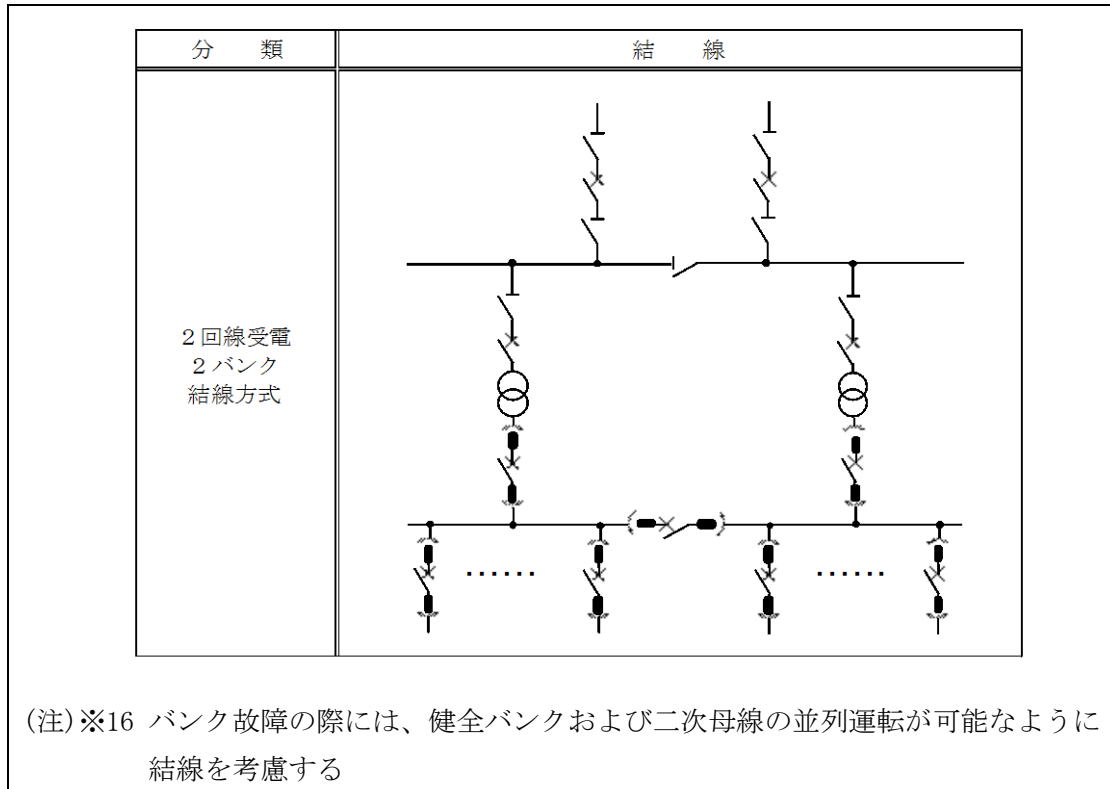


図4-3 変電所結線の標準

(12) その他

系統構成面、系統運用面から個別検討のうえ、必要に応じ以下に示す変電所結線とすることができる。

- ①線路互長が長く、かつ分岐負荷が多いため、系統の分割を必要とする場合や、負荷切替を必要とする場合は、2回線 π 引込みとする。
- ②強固な電源を有して、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。

4.4 保護リレー方式

4.4.1 保護リレー方式適用の考え方

保護リレー方式は、系統構成、接続する他設備の保護リレー方式などを配慮し、系統を一貫して所期の目的を満足する必要がある〔3.1.10 系統保護方式〕参照。

4.4.2 具体的な保護リレー方式

送配電線路、母線および機器にそれぞれ適用する具体的な保護リレー方式は、原則として表4-15～19に示すとおりとする。

表 4-15 送配電線路保護リレー方式※17

適用 送配電 線路	端子 数	適用リレー方式			
		主保護		後備保護	系列数
		リレー方式	伝送路		
132kV 送電線 路	2 端子	電流差動リレー方式 (電流循環パロツ トワリリレー方式を適 用する場合もある。) ※18	光ファイバ [°] -回線 (メタル回線) ※18	短絡、地絡： 距離方向リレー方 式	主保護 1 系列 ※19
66kV 送電線 路	2 ~ 4 端子	電流差動リレー方式 (電流循環パロツ トワリリレー方式を適 用する場合もある。) ※18	光ファイバ [°] -回線 (メタル回線) ※18	短絡、地絡： 距離方向リレー方 式	1 系列
22kV 送配電 線路	—	(方式 1) 回線選択リレー方式 (平行 2 回線) (電流循環パロツ トワリリレー方式を適 用する場合もある。) ※18	(メタル回線) ※18	短絡： 距離方向リレー方 式または過電流 リレー方式 地絡： 地絡方向リレー方 式	1 系列
		(方式 2) 短絡： 距離方向リレー方式 または過電流リレー 方式 地絡： 地絡方向リレー方式	—	—	1 系列
(13.8kV 送配電 線路)	—	短絡： 過電流リレー方式 地絡： 過電流リレー方式 (直接接地系) 地絡方向リレー方式 (抵抗接地系)	—	—	1 系列

(注)※17 系統末端の 66kV 送電線路は距離継電方式の 2 重化等についても検討する。

(注)※18 既設のパワートリヤについては、装置の経年化および伝送路の状況を鑑み、光ファイバ回線へ順次移行するものとする。

(注)※19 系統安定上問題となる送電線路については、主保護 2 重化についても検討する。

表 4 - 1 6 母線保護リレー方式

電圧	母線構成	適用リレー方式		系列数
		主保護	後備保護	
132kV 66kV	二重母線 (1ブスタイ方式および4ブスタイ方式)	差動リレー方式 (一括差動要素(電流または電圧)と分割差動要素(電流)の組合せ)	距離方向リレー方式 母線分離リレー、系統分離リレーおよび隣接変電所の送電線路保護用距離方向リレーによる。	1 系列
	単母線	差動リレー方式 (一括差動要素(電流または電圧)のみ) または (一括差動要素(電流または電圧)と分割差動要素(電流)の組合せ)		

表 4 - 1 7 機器保護リレー方式

機器名	区分	適用リレー方式		系列数
		主保護	後備設備	
変圧器	132/66kV	比率差動リレー方式	(132kV/66kV Tr) 距離方向リレー方式 過電流リレー方式 (66/22、13.8、6.6kV Tr) 過電流リレー方式 地絡過電圧リレー方式	1 系列
中性点 接地装 置	—	過電流リレー方式	—	
調相設 備	—	差動リレー方式または過電 流リレー方式 (電力用コンデンサの層間 短絡保護は電圧平衡リレー 方式を適用する。)	過電流リレー方式	

表 4 - 1 8 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
過負荷保護	(検出箇所) 過負荷が予想される送電線 路、変圧器 (制御箇所) 過負荷解消に最適な 66kV 以下の負荷供給線、配電線 路など	過負荷保護リレー方式	1 系列
周波数低下保 護	66kV 以下の負荷供給線、配 電線路など	周波数低下リレー方式	
分離系統対策	132kV 電源送電線路ルート断 により電源過剰となる系統 制御箇所は需給バランス確保 に最適な発電機	電源制限リレー方式	

表 4 - 1 9 自動再閉路方式

適用送配電線路	再閉路方式	装置	系列数
132kV 送電線路	3 相再閉路方式	自動復旧装置	1 系列
66kV 送電線路	3 相再閉路方式	自動復旧装置	
22kV 送配電線路	3 相再閉路方式	自動再閉路リレー装置	
(13.8kV 送配電線路)	3 相再閉路方式	自動再閉路リレー装置	

4. 4. 3 適用上の留意事項

流通設備の整備計画策定にあたっては、保護リレー方式適用上の問題点を十分検討し、保護機能の確保に万全を期する。

なお、保護リレー方式の適用にあたって、特に留意すべき保護対象設備を以下に示す。

(1) 多端子送電線路

①66kV 以下の系統※20

1 回線あるいは 1 回線運用の放射状送電線路を除く 4 端子送電線路

(注)※20 送電線路の端子数は 5 端子を限度とする。

(2) 併架送電線路

①誘導を受けた送電線に零相循環電流が発生し 30%地絡故障の検出が困難となる場合

②誘導を受けた送電線に零相電圧が発生し、その電圧が計器用変圧器三次回路において、定格値の 5%を超える場合

なお、一部送電線路停止の場合も配慮すること

③その他、保護リレー整定面で検討を要する重潮流送電線路など

5. 流通設備の設備形成時の基準

5. 1 電力系統の性能に関する基準

5. 1. 1 電力系統は、個々の需要家ならびに地域社会のサービス要請を的確に把握するとともに、供給設備および故障とその復旧の実態を十分に勘案して、電源から流通設備末端に至る系統の供給信頼度の協調が図られている必要がある。

流通設備の設備形成を行う場合は、設備故障の頻度や影響等を踏まえ、設備健全時、設備故障（N-1 故障、電力設備の 2 箇所同時喪失を伴う故障（N-2 故障））発生時において、供給支障及び発電支障の発生を抑制又は防止するため、電力系統が「5. 1. 3～5. 1. 5」に定める基準（以下、電力系統性能基準という。）を充足するよう設備形成を行わなければならない。

5. 1. 2 電力系統性能基準への充足性の評価における前提条件

電力系統性能基準への充足性の評価は、流通設備の設備形成が完了した状態において、通常想定される範囲内で評価結果が最も過酷になる電源構成、発電出力、需要、系統構成等を前提に、これを行う。

具体的には、以下に示す方法により電力系統性能基準の評価を行う。

(1) 電力系統性能基準評価に必要な条件

電力系統性能基準評価に必要な条件は、過去の実績値と将来の需要想定ならびに電源計画を踏まえ、以下に示すとおりとする。

①想定需要※1

基幹系統および負荷供給系統の計画に用いる予想最大電力は、原則として最大三日平均電力とする。但し、電力系統全体におよぶ重大事態に至る故障に対しては、最大電力を対象とする場合がある。

なお、電源が連系する系統等において、軽負荷時の潮流がさらに厳しくなる場合は、軽負荷時の需要も対象とするものとする。

(注)※1 流通対応需要（当社流通設備を通して供給される電力）とする。

②想定電源

想定電源に考慮される電源は、当社電力流通部と発電設備を系統に連系する者との間で確認（契約、計画決定）された電源とし、電源の役割・特性、契約等に基づく運転パターン、定期点検計画を考慮のうえ、上記①の想定需要の断面において、原則として需給上想定可能な範囲で潮流が過酷になる発電機出力とする。

5. 1. 3 設備健全時の基準

電力設備が健全に運用されている状態において、電力系統が充足すべき電力系統性能基準は、以下に掲げるとおりとする。

(1) 熱容量

各流通設備を流れる潮流が当該流通設備を連続して使用することができる熱的な容量を超過しないこと。

(2) 電圧

電力系統の電圧が以下に掲げる観点から適正に維持されること。

①流通設備の電圧が当社の定める範囲内に維持されること。

②電圧安定性が維持されること。

③機器操作による電圧変動※2の抑制

(注)※2 調相設備の開閉や変圧器タップ動作など、平常時の機器操作に伴って発生する。

(3) 同期安定性

電力系統に微小なじょう乱が加わった際に、発電機の同期運転の安定性が維持さ

れること。

5. 1. 4 電力設備の単一故障発生時の基準

送配電線路 1 回線、変圧器 1 台、発電機 1 台その他の電力設備の単一故障（N－1 故障）の発生時において、流通設備が充足すべき電力系統性能基準は以下(1)～(3)に掲げるとおりとする。また、(1)～(3)に掲げる電力系統性能基準を充足しない場合であっても、以下(4)、(5)に掲げる条件のいずれにも適合する場合には、当該電力系統性能基準を充足しているものとして取り扱う。

(1) 熱容量

電力系統から N－1 故障の発生箇所が切り離された後の各流通設備の潮流が、短時間熱容量を超過しないこと。

(2) 電圧安定性

電力系統から N－1 故障の発生箇所が切り離された後においても、電圧安定性が維持されること。

(3) 同期安定性

電力系統から N－1 故障の発生箇所が切り離された後においても、発電機の同期運転の安定性が維持されること。

(4) 供給支障が発生しない場合、又は、供給支障が発生する場合であっても、供給支障の社会的影響が限定的である場合（1 回線の配電線路から電気の供給を受ける需要場所において、当該配電線路の N－1 故障により供給支障が発生する場合を含む。）。

なお、N－1 故障に対しては、原則として供給支障が生じないようにする。但し、その影響が限定的な供給支障はこれを許容するが、基幹系統や需要密度が高いなど供給支障による社会的影響が大きい地域に対しては、N－1 故障の場合において、極力供給支障が生じないようにする。

(5) 発電支障が発生しない場合、又は、発電支障が発生する場合であっても、以下に掲げる事項を満たすとき。

- ①当該発電支障による電力系統の電圧安定性、同期安定性及び周波数に対する影響が限定的であること。
- ②発電抑制の対象となる発電設備等を維持・運用する電気供給事業者が N－1 故障時における発電抑制の実施に合意していること及び当該電気供給事業者が、当該同意に基づく給電指令に応じ、発電抑制を実施することができる体制及び能力を有すること（保護継電器等により確実に発電抑制を実施できる場合を含む。）。
- ③その他発電抑制を許容することによる電気の供給、公衆の保安等に対するリスクが大きいこと。

5. 1. 5 短絡等の故障発生時の基準

電力系統は、3相短絡故障時において、故障電流が各流通設備の許容量を超過してはならないものとする。但し、直接接地方式の系統においては、1相地絡故障時においても、故障電流が各流通設備の許容量を超過してはならないものとする。

(1) 短絡・地絡故障電流の基本的な考え方

電力系統においては、発電設備等の系統連系の増加により系統規模が拡大すると、電力系統故障時に発生する短絡・地絡故障電流が大きくなり、遮断器等の直列機器および送電線の容量不足、通信線への電磁誘導障害、設備の損傷等の問題が発生する可能性がある。

流通設備の整備計画の策定にあたり考慮される短絡・地絡故障電流については、需要設備を含めた既設設備の実態、機器の製作限度、故障電流による電磁誘導障害等を総合的に勘案し、設備の安全性と経済性を図る観点から、表5-2に示す値以下におさめることを基本とする。具体的には、表5-1により短絡・地絡故障電流を計算し、既設設備の設備容量超過の有無を確認するとともに、必要に応じ短絡・地絡故障電流抑制対策の検討を行うものとする。

(2) 短絡・地絡故障電流計算に必要な条件

短絡・地絡故障電流計算に必要な条件は、以下に示すとおりとする。

① 発電機併入条件

計画停止中の発電機を除いた運転可能な発電機の台数

② 想定故障

3相短絡故障および1相地絡故障（直接接地系統）

③ 使用する電気定数の種類

原則として表5-1に示すとおりとする。

表 5 - 1 使用する電気定数の種類

対象機器	使用する電気定数の種類
発電設備全般	定格電圧
	定格容量
	台数
	発電機の飽和特性
	直軸過渡リアクタンス
同期発電機	直軸過渡リアクタンス
	直軸同期リアクタンス
誘導発電機	拘束リアクタンス
	限流リアクトル容量
昇圧用変圧器	定格電圧
	定格容量
	漏れインピーダンス (定格容量ベース)
	タップ切換器の有無 (タップ点数, 電圧調整範囲)
受電用変圧器	定格電圧
	定格容量
	漏れインピーダンス (定格容量ベース)
	タップ切換器の有無 (タップ点数, 電圧調整範囲)

(3) 短絡・地絡故障電流の許容最大値

電力系統故障時に発生する短絡・地絡電流が既設設備の設備容量を超過した場合、設備に損傷を与える可能性がある。

このため、電力系統故障時において故障部位を確実に遮断することを目的として、電力系統に許容し得る短絡・地絡故障電流の最大値を定め、これに基づき遮断器の遮断容量を定めることが必要である。

流通設備の整備計画の策定にあたり考慮する短絡・地絡故障電流の許容最大値については、原則として表 5 - 2 に示すとおりとする。

表5-2 短絡・地絡電流の許容最大値

電圧階級 (kV)	短絡電流 (kA)			地絡電流 (kA)		
	25	31.5	40※3	25	31.5	40※3
132	25	31.5	40※3	25	31.5	40※3
66	25	31.5	40※3	25	31.5	40※3
22	25			—※4		
(13.8)	25			—※4		
6.6	12.5	20		—		

(注)※3 将来計画、電磁誘導等を総合的に勘案のうえ、効率的な場合に適用する。

(注)※4 過電圧の抑制効果、保護リレー方式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的に勘案して個別に検討する。

5. 1. 6 電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障（N-2故障）発生時の対策

送配電線路、変圧器、発電機その他の電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障（N-2故障）※5が発生した場合において、当該故障に伴う供給支障及び発電支障の規模や電力系統の安定性に対する影響を考慮し、系統崩壊に至る可能性があるなど社会的影響が大きいと懸念される場合には、保護・制御面を含め、これを軽減するための対策の実施について検討する。

(注)※5 送電線路1ルート2回線、変圧器2台、発電機2台、母線1区間等の設備2箇所以上の同時故障をいう。

5. 1. 7 その他考慮すべき事項

(1) 常時容量、短時間熱容量適用の考え方

送電線路、変圧器等の機器損傷を防止するため、設備の常時容量、短時間熱容量を定める必要がある。

流通設備の平常時における潮流については常時容量を上限とし、2回線送電線路や並列運転している変圧器の単一故障時における潮流については短時間熱容量を上限として定める。

流通設備の整備計画策定にあたり考慮する常時容量、短時間熱容量およびその許容時間については、原則として表5-3に示すとおりとする。

表 5 - 3 流通設備の整備計画策定に用いる常時容量および短時間熱容量およびその許容時間

設備		常時容量	短時間熱容量	備考
送電線	架空	100%	線種・サイズ毎に定める短時間熱容量 (10~30分程度)	
	地中	100%	線種・サイズ毎に定める短時間熱容量 (1時間程度)	
変圧器	送電用	100%	150% (30分)	100MVA 以上
		100%	150% (1時間)	10MVA 以上 100MVA 未満
	配電用	100%	150% (1時間)	10MVA 以上 100MVA 未満

(2) 架空送電線

個々の架空送電線の許容電流は、表 5 - 4 に示す周囲条件・力率と表 5 - 5 に示す電線の許容温度により定まる。なお、実際の運用にあたっては、他の直列機器の能力等との協調に十分配慮するものとする。

表 5 - 4 周囲条件・力率

周囲条件	通年
周囲温度(°C)	40
日射量(W/cm ²)	0.1
風速(m/s)	0.5
放射率	0.9
力率(%)	95

表 5 - 5 電線の許容温度

周囲条件	連続許容温度(°C)	短時間許容温度(°C)
アルミ覆鋼心アルミより線 (ACSR/AC)	90	120
アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線 (TACSR/AC)	150	180

(3) 地中送電線

個々の地中送電線の許容電流は、表5-6に示す周囲条件・力率と表5-7に示すケーブルの許容温度により定まるが、実際の周囲状況や布設状態などにより異なるため、個別に検討することとする。なお、実際の運用にあたっては、他の直列機器の能力等との協調に十分配慮するものとする。

表5-6 周囲条件・力率

周囲条件	通年	
	管路・直埋	洞道・暗渠
基底温度(°C)	25	40
力率(%)	95	95

表5-7 ケーブルの許容温度

周囲条件	連続許容温度(°C)	短時間許容温度(°C)
OF紙絶縁アルミ被ビニル 防食ケーブル (OF)	80	90
架橋ポリエチレン絶縁ビニル シースケーブル (CV)	90	105

(4) 変圧器

変圧器の過負荷限度およびその時間は、油入変圧器運転指針〔電気学会変圧器専門委員会〕変圧器温度上昇試験等により定められているが、実際の周囲状況などにより異なるため、個別に検討することとする。なお、実際の運用にあたっては、他の直列機器の能力等との協調に十分配慮することとする。

(5) 負荷供給系統において考慮すべき事項

負荷供給系統については、電力設備の単一故障(N-1故障)の場合、短時間に供給回復が可能となるよう計画するが、供給回復を所期どおり行うために配慮すべき事項は以下に示すとおりとする。

①送電線路

2回線送電線路においては、設備健全時の最大三日平均電力値が、当該送電線路1回線故障時に残る健全回線に許容し得る短時間熱容量を、設備健全時において超過しないものとする。

また、両端電源化された変電所の送電線路においては、平常時は片端を開いて運用し、故障時には短時間にて相手端に切替え可能とし、そのことにより相手端が短時間熱容量を超過しないことを原則とする。

②変電所

一変電所内で並列運転している変圧器においては、設備健全時の最大三日平均電力値が、当該変圧器 1 台故障（バンク 1 台故障）の際に残る健全バンクに許容し得る短時間熱容量と、短時間に切替え可能な二次側送電線路または配電線路による負荷切替え量との合計値を、設備健全時において超過しないものとする。

また、短時間熱容量許容時間経過後においても設備復旧までに時間を要する場合は、対象グループ内健全設備の長時間熱容量限度内で対処できるようにする。但し、隣接変電所からの充分なる応援が不可能な場所は、当面移動用変圧器による応援も切替え能力として考える。

5. 2 系統安定度

5. 2. 1 系統安定度の基本的な考え方

交流の電力系統においては、同期発電機が同期を保ちながら連系して運転している。系統安定度とはこのような発電機の同期運転の安定性をいい、安定度が保たれなくなると発電機が脱調し電力系統に大きな影響を与えるため、系統安定度の確保が必要である。

流通設備の整備計画の策定にあたり考慮する系統安定度については、通常考えられる範囲で、系統安定度が厳しいと想定される潮流状態のもとで、定態安定度面※6、および想定故障に対して過渡安定度面※7 から安定であることを基本とする。これを満足できない場合は、送電線路の複ルート化、中間開閉所の設置等、適切な対策を行う。

(注)※6 電力系統が定常状態にあつて微小なじょう乱が加わった場合の系統安定度

(注)※7 電力系統に比較的大きなじょう乱が発生した場合の系統安定度

5. 2. 2 安定度検討に必要な条件

安定度検討に必要な条件については、以下に示すとおりとする。

(1) 定態安定度

定態安定度検討においては、系統の定常状態で微小なじょう乱に対し安定であることとし、2 回線以上を併用する系統については 1 区間 1 回線停止の想定故障により検討を行う。

(2) 過渡安定度

過渡安定度検討においては、3 相地絡主保護遮断（3LG-0）で安定であることを原則とする。但し、系統構成や故障確率を考慮して、以下に示す想定故障等により検討を行う場合もある。

①2 回線同相 2 線地絡主保護遮断（1φ2LG-0）

②主保護遮断失敗

③母線故障

④ルート断故障

⑤発電機 1 台の故障

5. 2. 3 電圧安定性の基本的な考え方

電力系統は、夏季の重負荷期における負荷の急激な増大、送電線路故障等による系統じょう乱をきっかけとして、電圧制御に有効な調相設備や変圧器タップ等の制御効果が不十分となり、電圧安定性が維持できなくなると、電圧が異常な水準まで低下し、最終的には広範囲な供給支障に至ることがある。このような現象を防止するため、電圧安定性の維持が必要である。

流通設備の整備計画の策定にあたり実施する電圧安定性検討の考え方については、通常考えられる範囲において、電圧安定性が厳しいと想定される潮流状態のもと、想定故障に対して電圧安定性が維持できることを基本とする。

5. 2. 4 電圧安定性検討に必要な条件

電圧安定性検討に必要な条件は、原則として電力設備の単一故障（N－1 故障）とする。但し、2 回線以上を併用する系統においては、1 区間 1 回線停止、主要発電機 1 台停止等を想定故障とする。また、系統特性等を考慮して、ループ系統のルート断故障等を想定故障とする。

5. 3 電圧維持

5. 3. 1 電圧維持の基本的な考え方

電力系統においては、電力系統の安定運用を継続するという観点から、設備健全時および設備故障発生時において、系統電圧ならびに需要端電圧を適正に維持するとともに、電源から流通設備末端に至る系統各部の適切な無効電力のバランスをとって送電損失の軽減を図る必要がある。

流通設備の整備計画の策定にあたり考慮する電圧維持（系統電圧の目標範囲および電圧変動の許容幅）については、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的に勘案のうえ、系統全体から効率的に電圧維持が可能となるようにすることを基本とする。

（参考）電気事業法施行規則第 44 条第 1 項において規定されている標準電圧およびその維持範囲は、表 5－8 に示すとおりである。

表 5－8 標準電圧およびその維持範囲

標準電圧 (V)	維持範囲 (V)
100	101±6
200	202±20

5. 4 系統周波数維持

5. 4. 1 系統周波数維持の基本的な考え方

電源の脱落等により周波数が大幅に低下すると、運転可能周波数を逸脱するために系統に連系している他の発電機も連鎖的に脱落し、さらに周波数が低下して系統崩壊に至る可能性がある。このような現象を防止するため、設備故障時においても適切に周波数を維持する必要がある。

流通設備の整備計画の策定にあたり考慮する系統周波数維持については、冬季のオフピークや夜間の周波数面で厳しい軽負荷時断面を考慮のうえ、電源脱落や送電線路のルート断故障等の想定故障で検討することを基本とする。なお、系統周波数を維持することが困難となる可能性がある場合は、系統規模に応じて送電線路の複ルート化等、適切な対策を行うものとする。