

電力系統の構成及び運用について

**電力系統の構成及び
運用に関する研究会
平成 1 9 年 4 月**

目 次

1. はじめに	2 -
2. 検討の視点	3 -
3. 我が国及び欧米の電力系統構成の特徴	4 -
3.1. 我が国の電力系統の特殊性	4 -
3.2. 系統構成（ループ（メッシュ）／放射状）の一般的特徴	9 -
4. 近年の内外における大規模停電の教訓	12 -
4.1. 近年の大規模停電	12 -
4.2. 事例検討	13 -
5. 停電に対する需要家意識	27 -
5.1. 停電時間の推移	27 -
5.2. 需要家の意識（日米欧の比較）	28 -
6. 我が国の設備形成及び系統運用の基本的な考え方	34 -
6.1. 電力系統の形成に関するルール	34 -
6.2. 電力系統の運用に関するルール	37 -
7. ケーススタディ	41 -
7.1. 東京電力	41 -
7.2. 中部電力	49 -
7.3. 関西電力	56 -
7.4. 九州電力	63 -
8. 事故影響の極小化に向けて	68 -
8.1. 系統構成の現状	68 -
8.2. 考慮すべき稀頻度事故	69 -
8.3. 稀頻度事故を念頭においた平常時対策	70 -
8.4. 稀頻度事故を念頭においた異常時の事前措置	72 -
8.5. 事故影響の極小化のための系統構成・系統運用	73 -
8.6. 早期復旧に対応可能な系統構成・系統運用	76 -
8.7. 供給信頼度からみた現状の系統構成及び運用の評価	77 -
8.8. 稀頻度事故による停電の影響を極小化していくための方策	80 -
9. おわりに	82 -

1. はじめに

我が国の電気事業は、日本経済の発展に伴う電力需要の拡大とともに継続的な発展を遂げてきた。かかる状況において、電力系統は、電力需要の伸張や電源構成の多様化等を踏まえ、基幹送電線の整備や系統規模の拡大、広域運用を目的とした系統間連系の強化などが図られてきた結果、世界的に見ても信頼性の高い系統として構築・運用されてきた。

この間、電気事業制度改革が平成 7 年度から 3 次にわたって実施され、特に、第 3 次制度改革の提言である総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告「今後の望ましい電気事業制度の骨格について」（平成 15 年 2 月）を踏まえ、同年 6 月に改正電気事業法が成立し、その後、制度の実効あらしめるための措置に関する検討が行われ、平成 16 年 5 月には同分科会報告「今後の望ましい電気事業制度の詳細設計について」にて、新しい電気事業制度の詳細な制度設計案が提示され、電気事業者以外の系統利用が拡大されてきたところである。

電力系統の利用については、これら分科会報告及び改正電気事業法を受けて、中立機関である有限責任中間法人電力系統利用協議会が平成 16 年 2 月に設立され、当該機関によって電力系統利用に関するルール（電力系統利用協議会ルール）が策定・公開されるなど、電力系統の利用に関し従来に増して公平性・透明性の確保が図られてきたところである。

他方で、IT 化の進展などによって、特に、従来の通信、情報処理サービスのみならず、金融・保険業、精密機械・医療機関等の産業部門を中心に、より高品質の電力供給が求められている。

かかる状況の下、平成 15 年 8 月には、米国において北米大停電が、同年 9 月にはイタリアで大停電が発生しており、我が国においても平成 18 年 8 月に河川を横断している架空送電線にクレーン船が接触としたことに伴い首都圏で広域停電が発生するなど、国内外での大規模停電の発生等を背景に、電力安定供給への要請が高まっているところである。

このような背景の下、資源エネルギー庁電力・ガス事業部では、我が国の電力系統の構成及び運用の現状をあらためて把握するとともにその考え方を整理し、自由化環境下においても、社会的な影響が大きい大規模停電の発生抑制に加え、停電の範囲の極小化や復旧時間の短縮などを含めた安定供給確保の視点からの検討を行う場として、研究会を設置し、平成 18 年 10 月から合計 5 回にわたり議論を重ねてきた。

本報告は、大規模停電の影響極小化に向け、我が国の電力系統の構成及び運用の現状の把握と評価及び将来に向けての提言をとりまとめたものである。

2. 検討の視点

我が国の電力系統は、電力需要の伸張等に伴い系統規模の拡大・強化などが図られてきた結果、世界的に見ても信頼性の高い系統として構築・運用されてきたことは前述のとおりである。

しかしながら、稀頻度ではあるが、大規模停電をもたらす事故という過去の苦い経験を通じて培った対策やノウハウ等を反映して、信頼度維持・向上のための機器・設備の導入や系統運用の改善等を図ることにより、信頼性の高い系統を維持・運用してきたこともまた事実である。

大規模停電をもたらす事故は、短時間であったとしても一旦発生した場合、その影響は広範囲に及び、社会的・経済的な損失は非常に大きいことは言うまでもない。

このような認識を踏まえ、今後とも稀頻度ながらも発生する可能性のある大規模停電を検討の対象とし、過去の経験や自由化の現状を踏まえ、供給信頼度に係る電気事業者等の専門家と一般需要家の評価に関する認識の差を勘案しながら、停電の影響を極小化する方策について、以下の視点から検討を行った。

- (1) 考慮すべき稀頻度事故は、類型ごとに発生頻度、影響度等の観点を適切に考慮して選定するとどのようなものが挙げられるか。
- (2) 稀頻度事故を念頭においた平常時対策としての系統構成及び系統運用とはどのようなものか。
- (3) 稀頻度事故を予見した場合の異常時の事前措置としての系統構成及び系統運用とはどのようなものか。
- (4) 稀頻度事故発生時の事故影響の極小化に係る対応ができる系統構成及び系統運用とはどのようなものか。
- (5) 稀頻度事故後の早期復旧に係る対応ができる系統構成及び系統運用とはどのようなものか。
- (6) 稀頻度事故においても、早期復旧に係る対応ができる通報連絡を含む体制及びマニュアルの整備としてどのようなものが考えられるか。
- (7) 稀頻度事故においても、早期復旧に係る対応ができる訓練としてどのようなものが考えられるか。
- (8) 今後、稀頻度事故による停電の影響を極小化していくための方策としてどのようなものが考えられるか。

3. 我が国及び欧米の電力系統構成の特徴

3.1. 我が国の電力系統の特殊性

電力系統は、国土や需要や資源の分布、電気事業の発展の形態など様々な要因と深く関わっている。我が国の電力系統もこれらの要因の下で、現在の固有の姿がある。ここではまず、我が国の電力系統の一般的特徴を、海外と比較しつつ、需要分布、電源の配置、送電距離、送電密度、地域分割構造の観点から見ていく。

3.1.1. 需要分布

日本の国土は細長くかつ狭く、特に、太平洋沿岸に電力の大消費地が密集して存在する。これに対して、欧米の国土は広く、需要は、図 3.1-1 にて示す米国の例のように面的に広く分布している。

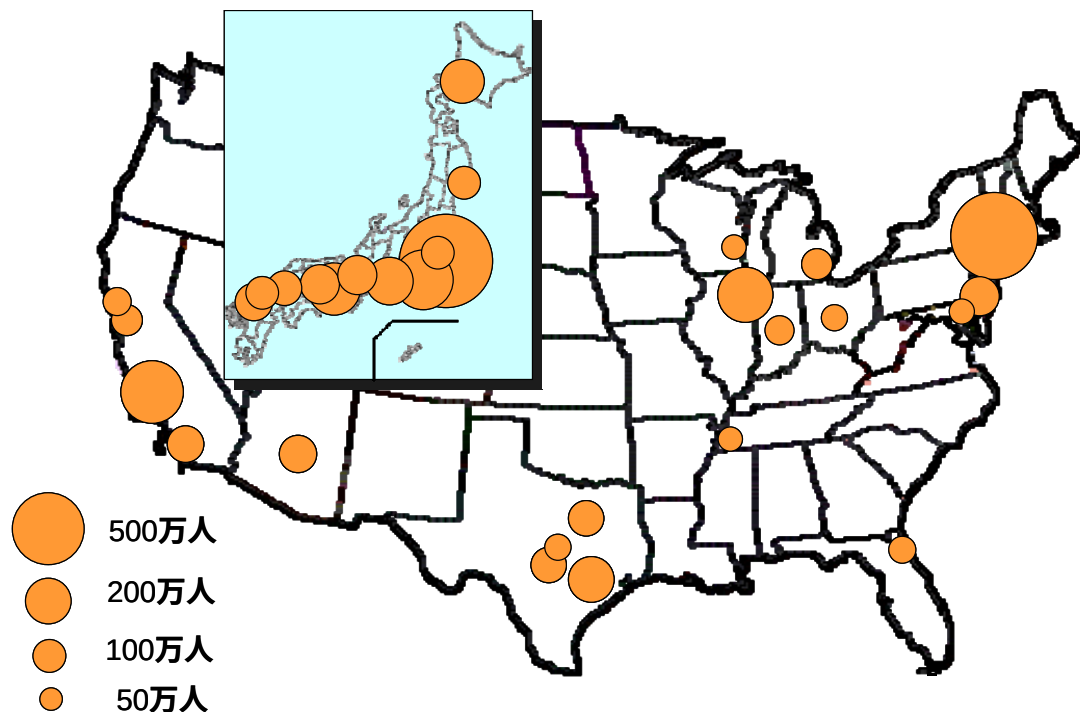


図 3.1-1 米国の主要都市の人口

3.1.2. 電源の配置

日本では、燃料を海外に依存していることや冷却水の確保の関係から、水力発電や地熱発電を除くと、ほとんどの電源が沿岸に立地している。これに対して欧米では、石炭産地が内陸にあることや、ガスパイプライン網が完備されていることに加え、河川の水量が豊富で冷却用にご利用できることから、火力発電及び原子力発電についても内陸に立地している（図 3.1-2）。

日本南西部



●火力 ●原子力 ●水力

米国北東部



図 3.1-2 日本及び米国の電源の配置

3.1.3. 送電距離

日本の送電線において、大規模集中電源から大消費地に向けて電力を輸送することが主な目的となる電源線については、図 3.1-3 のように比較的長いものもある（図 3.1-3 において、千葉県の東京湾岸の電源は見かけの直線距離としては都心から近いが、都心を中心とした大規模需要地を取り囲む外輪線を経由して送電されるなど実際の送電距離としては100km圏となっている）。これに対し、フランスのパリ周辺（図 3.1-4）など、欧州では電源が需要地の近くに散在している。



【出典】東京電力ホームページ資料より作成

図 3.1-3 日本における大電源地帯から大需要地への送電

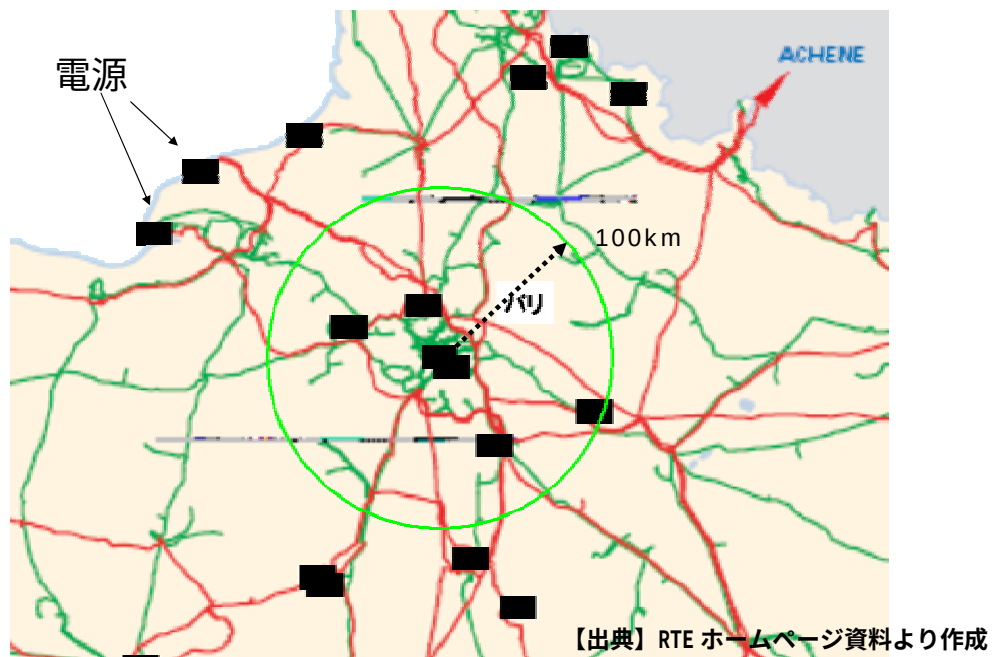


図 3.1-4 電源と需要地を結ぶ網の目（欧州：フランス）

3.1.4. 送電密度

日本の送電線には欧米に較べて多くの電気が流れている。具体的には、日米の代表的な重潮流線路についてみると、1回線当たりで、米国（PJM¹）では150万kW程度であるので対し、日本（東京電力）は250万kW程度になる。回線数の相違も考慮した1ルート当たりで見ると、米国150万kWに対して、日本500万kWと、日本は米国の3倍以上になる（表3.1-1）。

表 3.1-1 日本及び米国における重潮流線路の潮流

	PJM（米国）	東京電力（日本）
500kV 1回線	150万kW	250万kW
500kV 1ルート	150万kW	500万kW（2回線）

3.1.5. 地域分割構造等

（1）連系系統の特徴

日本では電気事業法による供給区域に基づき、各電力会社の供給区域内で需給バランスをとることを基本としてきたため、電力会社の供給区域を単位として考えると、電力会社の供給区域間を結ぶ送電線が連系線となっており、ほとんどが1点連系となっている（図3.1-5）。このため、全国的に見ると、連系系統は構造的には串型の構造となっている。連系線には、広域運営（全国レベルでの需給バランス維持）の実現という役割があり、他社供給区域内に自社電源を有する電力会社や広域開発電源もあることから、連系線には電源線的な用途も含まれているため、図3.1-6に示すような電力の融通等が行われている。

欧州においては国を単位に需給エリアを考えるのが妥当であり、国家間を結ぶ送電線が国際連系線となる。図3.1-7のように国家間は多点連系されている。欧州ではイタリアが電力の大

¹ PJM(Pennsylvania New Jersey Maryland)：米国北東部地域における地域送電機関。

輸入国、フランスが大輸出国であるが、その他の国では、ある程度需給のバランスがとれている。ただし、近年、自由化の下で国家間の電力取引が増大してきており、国際連系線については常時電力流通に混雑が発生しているところも多い（図 3.1-8）。

米国では制御区域（Control Area）や RT0²（PJM や MISO³）を単位として考えた場合、連系線といった概念があまり明確ではなく、また、前者では数が多く単一の制御区域内のみで需給バランスが取れているわけではない。

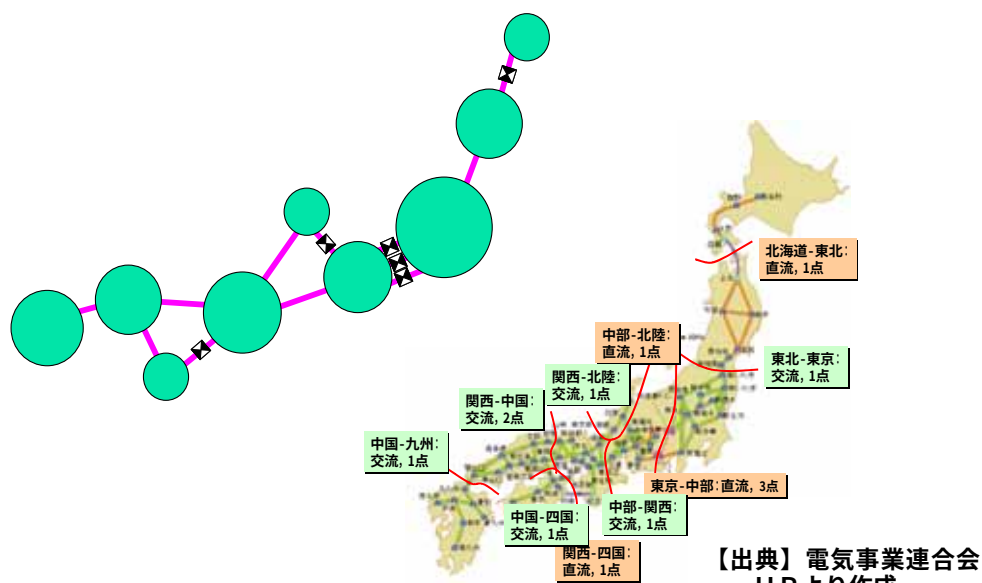


図 3.1-5 日本の連系系統の特徴

※各地域の最大3日平均需要電力(H14/8計画値)と長期の連系線計画潮流から見た各地域の流入量

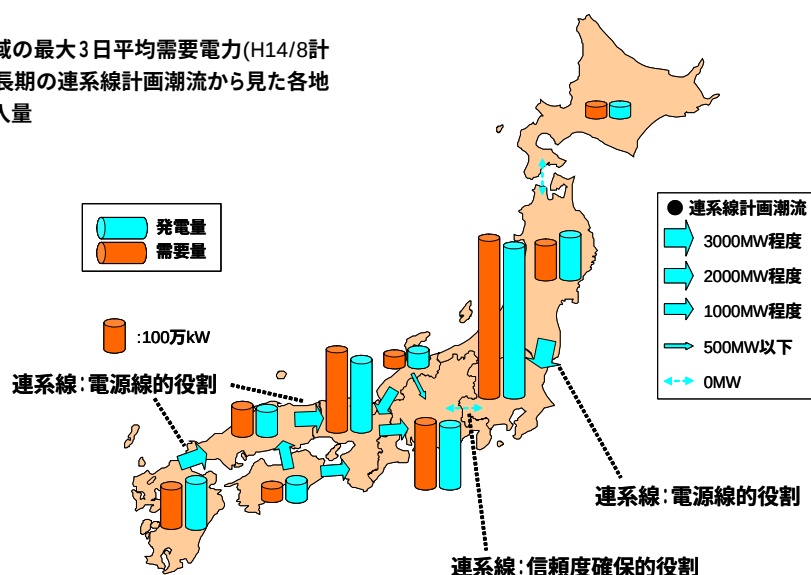


図 3.1-6 日本における需給バランスと連系線潮流

² RT0(Regional Transmission Organization)：米国の地域送電機関。ISO（Independent System Operator：送電部門の系統運用機能を独立した機関が行う形式。）の機能に①広域性、②送電拡張計画策定の責任を要件として加えた形式。

³ MISO(Midwest Independent System Operator)：米国中西部地域における地域送電機関。

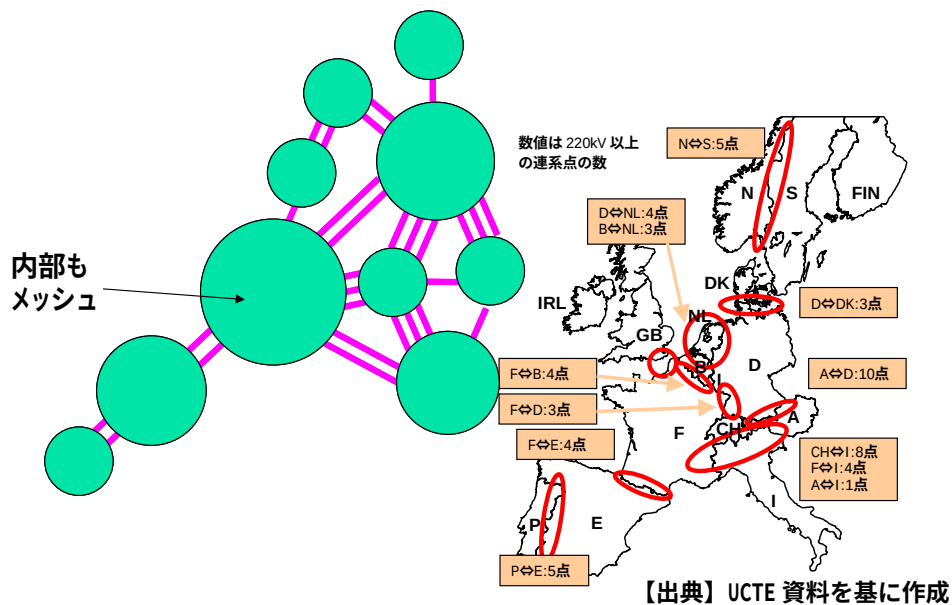


図 3.1-7 欧州（米国）における連系系統の特徴

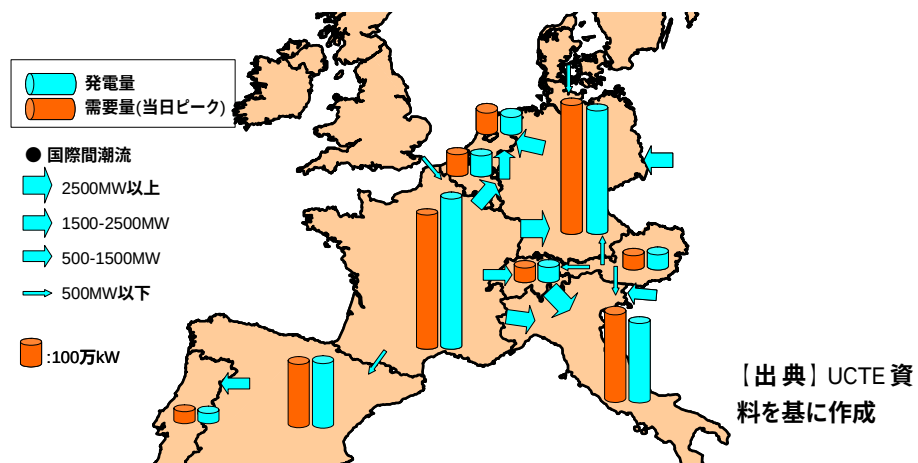


図 3.1-8 UCTE 地域での地域需給バランスと輸出入(2004/01/21 の実績値)

(2) 系統構成の特徴

系統構成は「ループ」、「メッシュ」、「放射状」に分類され、それぞれ以下のとおり定義される。

表 3.1-2 系統構成に係る定義

ループ	発電所間または変電所相互間が複数の異なるルートの送電線で環状に接続・運用されている系統。
メッシュ	ループが複数連系した系統。
放射状	発電所間または変電所相互間が1ルートの送電線で直線的に接続・運用されている系統。ただし、設備上はループ（メッシュ）になっている系統において、そのままループ（メッシュ）で運用せず、一部の送電線を開放し運用するような場合を含むものとする。

日本においては、需要地へ向けて大潮流が流れる基幹系統はループ系統、また、都市部供給や地域供給については放射状系統が基本である。

欧米においては、国内の系統構成はメッシュ状となっており、また、上述のとおり、国家間も多点連系されているため、全体がメッシュ系統となっている。

3.1.6. まとめ

以上をまとめると、日本と欧米の系統構成の特徴は以下のとおりとなる。

表 3.1-3 系統構成に関わる主な要因の相違のまとめ

	地勢	需要	電源	需給バランス	系統構成	連系
日本	細長く狭い	沿岸に密集	沿岸	地域内バランスが基本	放射状、ループ	疎
欧米	広い	各地に散在	内陸にもある	地域・国単位でバランス。輸出入が多いところもある	メッシュ（ループもある）	密

3.2. 系統構成（ループ（メッシュ）／放射状）の一般的特徴

3.2.1. 常時の運用から見た評価

常時の系統運用の観点から見たループ（メッシュ）系統と放射状系統の一般的な評価は表 3.2-1 のとおりとされている。

常時の供給能力について見ると、一般に考え得る事故を想定した場合においても供給能力が確保されること（停電が生じないこと）をアデカシーが確保された状態と呼ぶが、ループ（メッシュ）系統の方が事故時の潮流が複数の送電線に分担されることから設備利用度も高くなり、放射状系統に比べて相対的に供給能力が大きくなるためアデカシーの確保は容易である。一方、放射状系統として、設備的にはループ化されている送電線の一部を開放して運用を行っている場合には、事故時に一旦は停電が発生するものの、逆側の健全系統から適切な系統切替を行うことにより新たな放射状系統を構成することで、停電を解消することができる。しかしながら、この場合も、供給能力という面ではループ（メッシュ）系統に比較して小さいとされる。

潮流や電圧の調整といった電力流通の混雑管理の観点からは、ループ（メッシュ）系統は複雑となるのに対し、放射状系統は簡単であるとされる。これはリレーの整定においても同様である。放射状系統の場合は、潮流の大きな状況変化に対しても潮流分布が容易に想定できるとされる。これに対して、ループ（メッシュ）系統では、微小な状況変化以外は基本的に潮流計算を行わないと想定すら困難とされる。

表 3.2-1 常時の運用から見たメッシュ系統及び放射状系統の評価

	（常時の）供給の能力 （アデカシー）	混雑管理（潮流調整、電圧調整）	リレーの整定	系統状態の把握 や推定
ループ （メッシュ）系統	大（設備利用度大）	複雑	複雑	難しい（潮流計算）
放射状系統	小	簡単	簡単	容易

：長所

3.2.2. 事故時の挙動・対応から見た評価

事故時の挙動、対応から見たループ（メッシュ）系統と放射状系統の相違については表 3.2-2 のとおりとされている。

まず、ある程度の厳しさまでの事故については、ループ（メッシュ）系統では停電が発生しないのに対して、放射状系統では基本的に事故（設備停止）地点の下流側では停電が発生する。

（ループ（メッシュ）系統において、実際にどの程度の厳しさまで耐えられるかは系統の構成や事故の状況によって異なるとされる。）

事故波及の防止能力、すなわち、一般にセキュリティと呼ばれる系統の能力については、ループ（メッシュ）系統では一般に放射状系統よりも小さいとされている。特に、系統攪乱があるレベルを超えると、連鎖的に事故波及が拡大、場合によっては大規模停電につながることもある。これに対して、放射状系統では送電線にルート停止（断）などの事故が発生すると事故地点以下の下流側では一旦停電が発生するが、連鎖的な事故波及による停電範囲の拡大の可能性は低く、停電は限定的である。関連して、事故拡大を防止するための保護リレーについて、ループ（メッシュ）系統では、並列運用している複数の送電線間での適切な保護動作を確保するための保護協調が複雑化したり、事故波及防止のための電源制限等の保護動作設定が難しくなる。特定の状況においては事故波及防止に有効な動作であっても、潮流状態が大きく変化した状況では逆に状況を悪化させるような場合も生じてくる。これに対して、放射状系統では対象とする送電線を特定できるため、リレーの整定も容易で、有効に作用するとされる。また、停電復旧についても一般にループ（メッシュ）系統の方が複雑である。

以上から、大規模停電防止に対する基本的考え方としては、ループ（メッシュ）系統では事故が拡大する前に抑えることが基本となり、放射状系統では、供給範囲を分割し停電範囲を限定することに力点が置かれる。

表 3.2-2 事故時の挙動・対応から見たメッシュ系統及び放射状系統の評価

	ある程度の事故	事故波及防止能力（セキュリティ）	事故波及防止リレーの有効性	短絡電流	停電復旧	大規模停電防止の基本的考え方
ループ（メッシュ）系統	停電は発生しない	小（場合によっては大停電）	場合によっては悪影響（整定が複雑）	大（場合によっては遮断容量超える）	複雑	波及する前に抑える
放射状系統	下流側に停電	大（停電範囲の限定）	有効	抑制できる	系統切替（逆側から供給）	停電範囲の限定

■：長所

3.2.3. 電気的特性（制約）の相違

欧米のメッシュ系統と我が国の放射状系統の電気的制約（過負荷、電圧、周波数、安定度、短絡容量からの制約）について、国別の電源・需要の分布状況と上記の系統構成による特徴を踏まえて総括すると表 3.2-3 となる。欧米では周波数、安定度といった制約は比較的ゆるいのにに対し、3.2.1 で述べたように設備利用度が大きく、混雑管理も複雑なことから過負荷制約が

厳しい。また、事故電流の回り込みが発生することにより短絡容量が大きくなる。これに対して、我が国では大規模集中電源からの高密度送電や、電源と需要の遠隔化などから安定度問題が厳しく、過負荷、電圧、周波数もそれなりの厳しさをもった制約となっている。なお、これは一般的な評価であり、実際は地域や系統状況による相違があるとされる。

表 3.2-3 欧米のメッシュ系統と我が国の放射状系統の電気的特性（制約）の相違

	電気的制約				
	過負荷	電圧	周波数	安定度	短絡容量
メッシュ系統 (欧米)	★★★	★★	★	★	★★
放射状系統 (日本)	★★	★★	★★	★★★★	★

★が多いほど制約として厳しい。

注) 一般的評価であって、地域や状況による特殊性がある。

4. 近年の内外における大規模停電の教訓

4.1. 近年の大規模停電

図 4.1-1 は 1975 年から現在までの世界の主な停電について描いたものである。大規模停電はこれまでに散発的に発生しており、近年、特に自由化が開始されてから増加しているという関係にはなっていないと考えられる。

これらの停電を個別（一例として表 4.1-1）に見ていくと、単一事故が多重事故に発展したケースや、単一事故に他の故障や誤動作が重なったケース、自然災害などが原因で多重事故が発生したケースなどが多いことがわかる。

また、図 4.1-2 は、世界の大規模停電に対して、停電電力(kW)と復旧時間（時間）との関係をプロットしたものであるが、供給設備が損傷した場合などは復旧に時間がかかるものの、一般の停電の場合は、停電規模に対して復旧時間は比例し、ほぼ直線の関係になることがわかる。

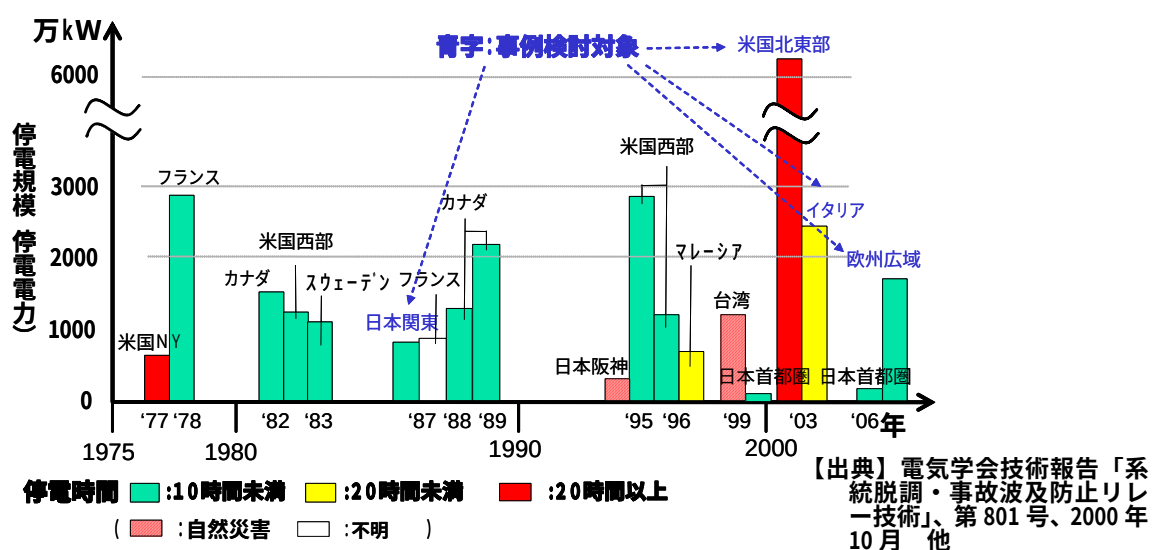


図 4.1-1 近年の大規模停電

表 4.1-1 個別停電の概要例

	アメリカ西部	スウェーデン	カナダケベック州
日時	1982/12/22	1983/12/27	1989/3/13
停電電力	1240 万 kW	1140 万 kW	2150 万 kW
復旧時間	最長 3 時間 30 分	最長 5 時間 20 分	最長 9 時間以上
経緯	強風で複数鉄塔倒壊→500kV 送電線 2 回線停止→系統分離の転送信号遅延→連系系統動揺→4 系統分離→2 系統で周波数低下→2 系統で停電	断路器の加熱破損→母線停止→連系線ルート断→回り込み潮流で電圧低下→南北 2 系統に分離→南系統は周波数低下、電源線遮断で停電（北系統は安定化）	磁気嵐で変圧器飽和→高調波電流発生→7 台の SVC ⁴ 停止→無効電力不足で系統不安定→全送電線停止（電源脱落）→大停電
対策	鉄塔の強度向上	原子力所内単独運転の高度化、系統分断防止のためのリレー導入	SVC ⁴ の改良

⁴ SVC(static var compensator)：調相設備の一種である静止形の無効電力補償装置。

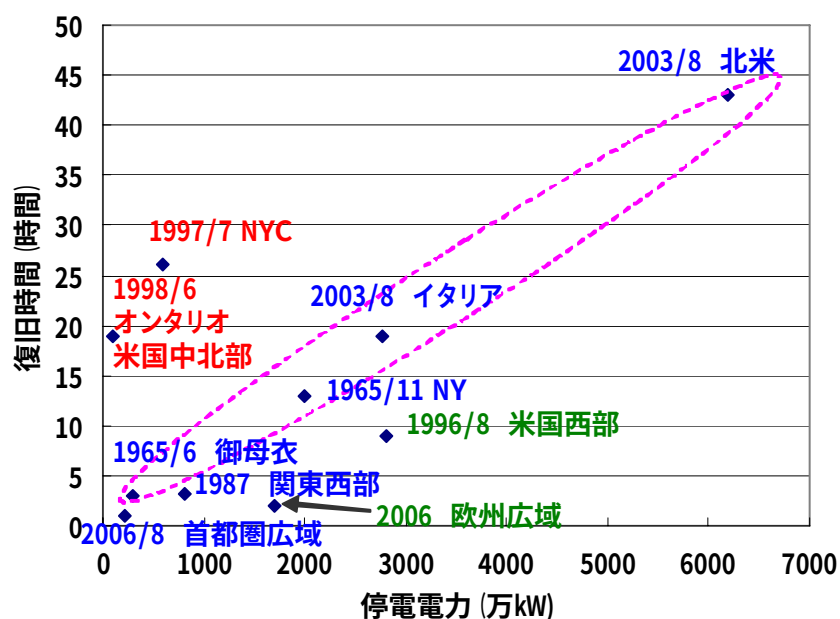


図 4.1-2 停电規模と停电時間の関係

4.2. 事例検討

図 4.1-1 において青字で示した関東地域の停电（1987 年）、北米停电（2003 年）及びイタリア停电（2003 年）、並びに、2006 年に発生した欧州広域停电について詳しく紹介する。

4.2.1. 関東西部大停电（1987 年）

（1）事故の概要

1987 年 7 月 23 日 13 時 19 分に発生した東京電力管内の停电は停电電力 816.8 万 kW（約 280 万軒）、全ての変電所の復旧に最長で 3 時間 21 分かかった（表 4.2-1）。

当日は、フェーン現象で記録的な暑さが観測されたが、予備率は 3.8%が確保され需給上の問題は特になかった。13 時以降、昼休み明けとともに需要は増加を始めたが、40 万 kW/分という前例のない速さでの増加が起きた。これとともに無効電力消費量が急増し、系統電圧が低下し始め、電圧降下対策として 13：07 までに系統内のコンデンサの全量が投入された。しかし、その後も電圧低下が進行し、50 万 V 送電線において 37 万 V（西部系統）、39 万 V（中央部）にまで低下した。これによって複数地点で保護リレーが動作し、停止系統の下流側の地域が停电となった（表 4.2-2）。

表 4.2-1 1987 年 関東西部大停电の概要

日時	1987 年 (S62) 7 月 23 日 13：19
停电電力	816.8 万 kW（約 280 万軒）
停电地域	関東南西部（神奈川県南西部、静岡県東部、山梨県西部）、関東中央部（埼玉県東部、東京多摩地区）
復旧時間	最長 3 時間 21 分
原因	無効電力消費量に対する供給力の追従不能（電圧安定性問題）

表 4.2-2 1987 年 関東西部大停電発生の経緯

項目	詳細な状況
13 時以降、前例のない需要増加速度	40 万 kW/分（前年の 2 倍）
無効電力消費量の急増	13：07 までにコンデンサ全量投入
13：19 電圧低下の進行	西部系統で 37 万 V、中央部で 39 万 V（50 万 V 系統）
保護リレーの動作（停電発生）	リレー動作状況：電圧 70-75%、電流 170-240%
需要減で周波数上昇、一部電源が停止	火力 3 機

（2）復旧状況

関東中央部については約 30 分で供給が再開された一方、関東南西部については復旧が遅れ、最終的に停電が解消されたのは発生から 3 時間 21 分後である。

なお、停電で需要（負荷）が減少したことにより系統の周波数が上昇し、3 台の火力発電の停止に至ったが、これらは 1 時間 30 分前後に再並列された。

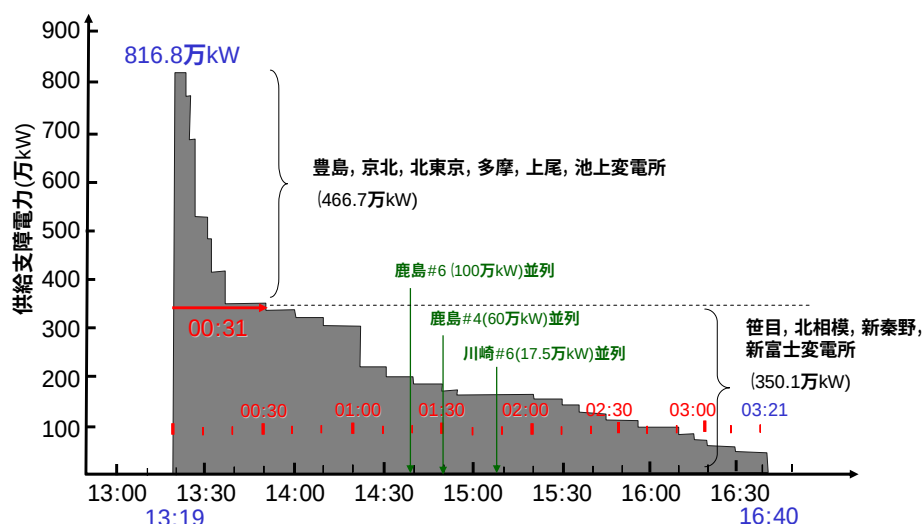


図 4.2-1 1987 年 関東西部大停電の復旧状況

（3）事故原因

事故原因は、無効電力の急増に対して供給が追従できなかったことによる、いわゆる電圧安定性問題と呼ばれる現象であった。図 4.2-2 に示すように無効電力の増加に対してコンデンサの投入で対応したが対応しきれず、その間、系統電圧が不安定領域の動作点に移行してしまい電圧崩壊に至った。無効電力が急増した背景としては、インバータエアコンなど、電圧が低下しても一定電力を消費するような定電力特性を持った機器が普及し、結果的に電流が増加し、これが電圧低下を助長することにもなった。この停電は、通常の停電のように何らかの設備上の事故が原因となっただけではないところが特徴である。

- 無効電力の急増に対して追従できなかった：(n-0)事故
 - インバータ機器の定電力特性が電圧低下を助長

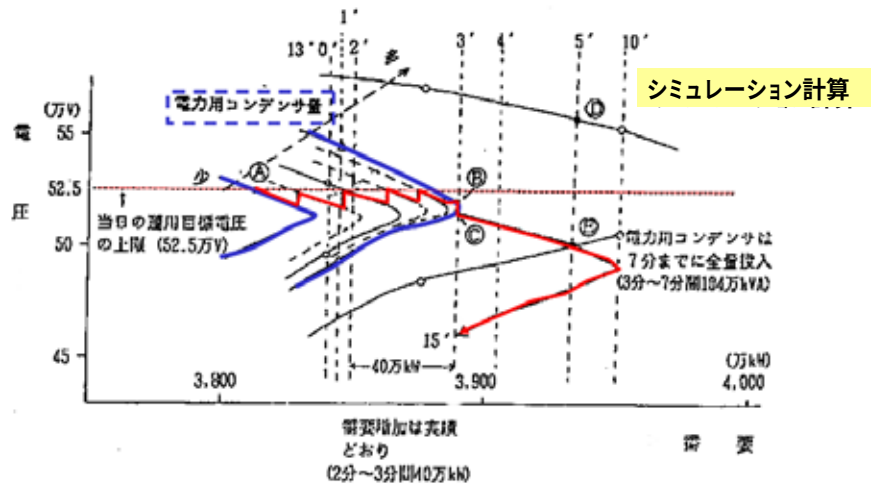


図 4.2-2 1987 年 関東西部大停電の原因（電圧安定性）

（４）再発防止対策

再発防止対策は、設備形成と運用の両面で図られた。

設備形成面では、表 4.2-3 のように、まず調相設備の即応性向上及び増強対策として、SVC の設置、同期調相機の設置及び電力用コンデンサの増強が図られた。

設備運用面では、表 4.2-4 のように、基幹系統の電圧高め運用として、高需要時の発電機端子電圧の 103% 運転、PSVR⁵（変圧器高圧側の電圧で発電機励磁系を制御）の設置、5% を限度とした基幹系統の電圧高め運用などが採用された。また、需要特性の把握と予測手法の向上、無効電力監視装置の整備、VQC⁶の改善などが図られた。さらに、電圧低下が発生した場合の対策として、電圧低下に対する保護システムの開発などが行われた。

表 4.2-3 1987 年 関東西部大停電の再発防止対策（設備形成面）

対策の方向性	具体的対策
調相設備の即応性向上と増強	SVC の設置 (計画：H2 までに 60 万 kVA、実績：H1 までに 60 万 kVA)
	同期調相機の設置（実績：5 箇所の変電所、10 台、117 万 kVA）
	電力用コンデンサの設置 (計画：H2 までに約 350 万 kVA、実績：H2 までに 590 万 kVA)
西側需要地域への電力供給の改善	実施中及び計画中の西部基幹系統強化、西部から東部への負荷切替など

⁵ PSVR(Power System Voltage Regulator)：送電電圧制御励示装置。送電線送り出し電圧を基準値に自動的に調整する装置。

⁶ VQC(voltage reactive power controller)：電圧無効電力制御装置。電圧、無効電力調整を自動で行う装置。

表 4.2-4 1987 年 関東西部大停電の再発防止対策（設備運用面）

対策の方向性	具体的対策
基幹系統の電圧高め運用	高需要時の発電機端子電圧 103%、PSVR 基幹系統の電圧高め運用（5%を限度）
需要特性の把握と予測手法の向上	
無効電力の監視装置の整備、VQC の改善	電圧安定性監視支援システム 変電所 VQC の改善
他社融通の積極活用、需要地近傍の電源の活用	
電圧低下が発生した場合の対策	系統電圧に対する保護システムの開発 電源の周波数変動に対する応答性の改善
その他、要員の教育・訓練	

4.2.2. 北米大停電（2003 年）

（1）事故の概要

2003 年 8 月 14 日 16 時 10 分に発生した米国北東部とカナダ東部の停電はこれまでにない規模となった。停電地域は図 4.2-3 に示すエリー湖、オンタリオ湖の周辺地域で、ニューヨークの停電は特に関心を集めた。停電電力は東京電力の需要規模に匹敵する約 6,180 万 kW、停電の影響は約 5,000 万人に及んだ。また、完全復旧には 2 日以上を要した（表 4.2-5）。

表 4.2-5 2003 年 北米大停電の概要

発生日時	2003/8/14（木）16:10 頃（日本時間 8/15 5:10AM 頃）、NY の気温 33℃
地域	エリー湖、オンタリオ湖周辺地域
停電電力	約 6,180 万 kW（米国連系地域の約 8%）
影響範囲	約 5,000 万人
停電時間	完全復旧までに 2 日以上
被害想定額	（米）40 億～100 億ドル、（加）8 月 GDP：-0.7%
火災	60 件、死者：4 名（火災によるもの 3 名他）

【出典】以下より作成。以下の図表も同様。

- ・ Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada Causes and Recommendations April, 2004
- ・ Final Report on the Implementation of the Task Force Recommendations, U.S.-Canada Power Outage Task force, September, 2006

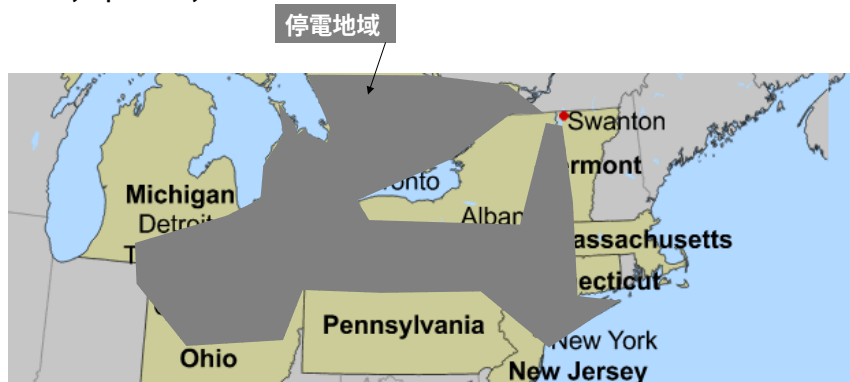


図 4.2-3 2003 年 北米大停電の停電地域

停電発生前の状況は、図 4.2-4 に示すように、特段の異常を示す要因は見られなかった。しかし、停電の発端となった電力会社（First Energy 社）の系統制御所と、関連地域のより広範囲の状況を監視する信頼度コーディネータ（MISO が兼務）では、系統を監視するシステム等において故障や異常が起きており、系統状態を正しく認識することが出来ない状況であった。15 時 03 分、樹木接触により送電線が停止するが、それに気づくことが出来ず対応が遅れ、別の送電線が再び樹木接触で停止することが続いた。そして、16 時 05 分、樹木接触でない送電線の停止が発生。事故調査報告書では、この送電線停止までに適切な負荷遮断を実施していれば、大規模停電は回避できたのではないかと述べている。これ以降、もはや人間では対応できないカスケード状の停電範囲の広域化が始まった。これはメッシュ系統の特質として、ある外乱があるレベルを越えると事故は一瞬にして雪崩的に拡大する典型例である。

- ・ 夏の暑い日ではあったが、それほどでもない
- ・ 電力需要も予想の範囲内
- ・ 潮流状態も過去の範囲内
- ・ 電圧は若干低めの地域もあったが許容範囲内
- ・ 周波数も運用範囲内

図 4.2-4 2003 年 北米大停電の停電前の状況

（２）復旧状況

停電復旧は、ほぼ 1 日で、一部で輪番停電⁷を残すまでに回復した。しかし、完全復旧までには 2 日以上を要した。

（３）事故原因

事故原因については、米加調査団によって 4 点が挙げられた（表 4.2-6）。

表 4.2-6 2003 年 北米大停電の原因分析（米加調査団による 4 点の指摘）

項目	詳細
1) (FE 社等の) 不十分な系統理解	事故が起きた場合に系統が安定かどうかの事前チェックが不十分 特に電圧面の問題／電圧運用基準が不適切
2) (FE 社の) 不適切な系統状況把握	系統監視装置の故障、バックアップの問題、再起動後のチェックの問題
3) (FE 社の) 不十分な樹木管理	それほどの重潮流（送電線のたるみ）でないのに、樹木接触（樹木の剪定や伐採が不十分）
4) (信頼度コーディネータの) 不適切な状況判断支援	状態把握の遅れ（不完全な状態推定装置）、地域的に入り組んだ監視体制、コミュニケーションの問題

⁷ 輪番停電：広範囲の一斉停電を防ぐため、地域ごとに順番に 1～2 時間程度の停電を行って不足する電力を補うこと。

(4) 再発防止対策

事故調査委員会は、再発防止に向けた 46 の勧告を行った。勧告は 4 つのグループからなり、Ⅰ) 信頼度に係る制度的対応、Ⅱ) 直接原因への対応、Ⅲ) サイバーセキュリティへの対応、Ⅳ) カナダ原子力部門の対応である。このうち、停電に直接関係するのはⅠ、Ⅱであり、事故後、特に注目された強制力（罰則規定）のある供給信頼度基準については、2005 年のエネルギー政策法の制定とともに実現した。また、主なものとして、信頼度維持に必要な経費の明確化（送電料金による回収）、停電拡大を防止できた可能性のある負荷遮断を実施する運転員の保護、樹木等の離隔に関する強制的基準などについては実現している。また停電防止や系統状態把握のための実行可能な技術の適用も進んでいる。しかし、供給信頼度基準の作成・監視機関の独立性確保のための資金メカニズム構築や、系統運用関係者の役割、責任、権限の明確化など、進んでいない事項もある（表 4.2-7）。

表 4.2-7 2003 年 北米大停電の再発防止への対応状況

項目	詳細
Ⅰ) 信頼度に係る制度的対応（抜粋）	・ 強制力のある（罰則を伴う）信頼度基準（○） ・ 信頼度基準の作成・監視機関の独立性確保のための資金メカニズム構築（×） ・ 信頼度維持に必要な経費の明確化（送電料金によって回収）（○） ・ 負荷遮断を実施する運転員の保護（負荷遮断の正当性）（○） ・ 電力再編成、競争と信頼度の関係についての研究実施（○） ・ 信頼度に関係するツール、技術の研究開発（○）
Ⅱ) 直接原因への対応（抜粋）	・ 樹木等離隔に関する強制的基準（○（△）） ・ 運転員、信頼度コーディネータらの訓練と認証（△） ・ 平常時、警戒時、緊急時の明確な定義。系統運用関係者の役割、責任、権限の明確化（×） ・ 実行可能な技術の適用（リアルタイムツール（×）、無効電力制御の強化（○、△）、コミュニケーションハード・ソフト（○）、時刻同期データ（○、△）） ・ 線路定格に関する強制的な基準（△） ・ 系統復旧時の教訓の評価と活用（○）

注) ○実施済、△制度化中、×未完 (2006/9 現在)

4.2.3. イタリア大停電（2003 年）

(1) 事故の概要

2003 年 9 月 28 日（日）の深夜 3 時 25 分頃に発生したイタリアの停電は、サルジニア島を除くイタリア全土の大停電になった（停電前 3 時現在の総需要 2,770 万 kW）。停電電力は 2,770.2 万 kW で、完全復旧には 18 時間 12 分を要した。イタリアは元来、電力の大量輸入国であり、当時も 25% 弱の電力を主にフランス、スイスとの国境間連系線を経由して輸入していた。

イタリアの大停電は 3 時 01 分にスイスとの連系線が樹木接触により停止したことに端を発する。通常のシーケンスにしたがって、自動単相再開路が実施されたが失敗し、3 相遮断となった。このため、手動で再開路を試みたが位相が開きすぎていたため、再開路できなかった。停止送電線を流れていた潮流は別のルートに分流し、別の送電線が 110% の過負荷

状態になった。この送電線では 110% の過負荷状態が 15 分程度しか許容できないことから、15 分以内に過負荷解消の処置が必要であるにもかかわらず、対応が遅れ、結局 24 分後に遮断されることになった。その後、ドミノ状に送電線停止が続き、イタリアと欧州系統 (UCTE⁸ 系統) の連系線は遮断された。

イタリア系統の分離後、UCTE 系統は周波数が若干上昇したが、発電抑制が適切に行われ周波数は平常に復帰した。一方、イタリア系統は、分離直後、安定度問題から電圧が低下し、50 基の大型火力のうち 21 基が周波数限界の 47.5Hz になる前に脱落した。1,000 万 kW にのぼる負荷遮断が実施されたが有効には作用しなかった。こうして、系統分離後 2 分 30 秒で、イタリアは全土が停電した。

(2) 復旧状況

復旧は、表 4.2-8 のように北部の水力電源の活用と国境との連系の回復によって開始された。復旧は大きく分けて 4 つのステージに分けられ、ステージ 1 では約 4 時間半をかけて北部系の復旧が行われた。ステージ 2 では復旧地域の拡大がなされ、約 6 時間半でイタリア全土の 50% が復旧した。ステージ 3 は本島の復旧で、10 時間後には約 70%、15 時間後には 98% が復旧した。ステージ 4 は、シシリー島を含む最終復旧段階で、18 時間 12 分後に完全復旧となった。

表 4.2-8 イタリア大停電の復旧状況

復旧段階	復旧地域	時刻	経過時間	復旧量 (経過時間/復旧%)
ステージ 1	北部系の復旧	3:28~8:00	0:00~4:32	—
ステージ 2	復旧地域の拡大	8:00~12:00	4:32~8:32	6:30/50%
ステージ 3	本島の復旧	12:00~17:00	8:32~13:32	10 時間/70% 15 時間/98%
ステージ 4	最終復旧とシシリー島	17:00~21:40	13:32~18:12	18:12/100%

【出典】以下より作成。以下の図表も同様。

- ・ Interim Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy , UCTE Report - 27 October 2003
- ・ FINAL REPORT of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy , UCTE Report - April, 2004

(3) 事故原因

事故原因は 4 つに整理される (表 4.2-9)。

⁸ UCTE (the Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) : 欧州大陸の 23 カ国、33 の TSO が加盟する、送電会社の事業者団体。UCTE がカバーする地域の電力消費量は、EU 全体の 8 割。

表 4.2-9 2003 年 イタリア大停電の原因

事故原因	備考
1) 位相差が開きすぎて、最初の停止送電線の再閉路ができなかったこと	・ 位相差は 30 度を越えると手動でも再閉路不可（当時は 42 度の開きあり） ・ 重潮流とネットワーク構成が一因 ・ （2 番目に停止した送電線は 15 分しか過負荷状態がもたないのにもかかわらず）これに対してどうするかの検討などに 10 分が費やされた。
2) 2 番目に停止した送電線の過負荷に対する危機認識の欠如とイタリアでの適切な対処対応の失敗	・ 過負荷は 15 分が限度だが対応が遅れた。 ・ ETRANS⁹はイタリアに対し計画輸入量の超過分の 30 万 kW 減少を要請（3：11）。イタリアは 10 分後に対応。 ・ ただし、これは過負荷解消に十分な量ではなかった ・ 問題の基本はヒューマンファクター
3) 系統分離後のイタリアの単独系統移行失敗	・ 系統安定度問題と電圧崩壊が起きていた（分離直後、北部は極めて低い電圧）
4) 送電線の保守の問題（樹木管理）	・ それぞれの国の問題（国によって（植生などの）相違がある）

（４）再発防止対策

事故調査の最終報告書では再発防止に向けた 11 の提言を行っている（図 4.2-5）。

- 1) 関係する TS0¹⁰間での緊急時の手順の確認、設定、改善
- 2) UCTE 内でのルールの見直しと運用ハンドブックの作成（N-1 基準の遵守状況の整合性や、電圧安定性などを想定事故解析に含めることなどが含まれる）
- 3) 翌日の混雑予測の充実（連系線の潮流評価）
- 4) 近隣の TS0 間でのリアルタイムデータ交換の充実
- 5) UCTE レベルでの、発電機としての最低要求（外乱へのロバスト性：特に分散型電源）、予防制御計画、復旧計画の設定
- 6) 系統分離が起きた場合、適切な LFC 戦略の実施（UCTE 内は TBC、連系線計画潮流が系統分離で狂う）
- 7) WAMS（Wide Area Measurement Systems）¹¹の設置拡大の加速
- 8) 各国のグリッドコードでの最低要求（特に電源の外乱に対する能力）の強化
- 9) 負荷遮断と電源遮断の協調（予防制御計画）、単独運転、ブラックスタート機能（復旧計画）などの充実
- 10) 樹木管理状況の確認と結果の監査
- 11) 電圧低下時の変圧器タップロックの実施

図 4.2-5 2003 年 イタリア大停電の再発防止に向けた提言（11 の提言）

4.2.4. 欧州広域停電（2006 年）

（１）事故の概要

2006 年 11 月 14 日 22 時 10 分に発生した欧州広域停電は停電電力約 1,700 万 kW、復旧時間が最大 2 時間程度に及んだ（表 4.2-10）。

⁹ ETRANS：スイスの電力網管理会社

¹⁰ TS0(Transmission System operators)：送電系統運用者

¹¹ WAMS：GPS の時刻情報を活用して欧州大で同時刻の潮流、電圧などの系統データを収集し、状態の監視に用いるシステム

表 4.2-10 2006 年 欧州広域停電の概要

日時	2006 年 11 月 4 日 (土) 22 : 10
停電電力	約 1,700 万 kW (UCTE 史上最も深刻、事故直前の UCTE 全系発電量：約 2 億 7 千万 kW)
停電地域	ドイツ、フランス、イタリア、オーストリア、スペイン、ベルギー、ポルトガル、オランダなど 11 ケ国
復旧時間	最大 2 時間程度
原因	ドイツ E.ON ネット社の管内で船の安全通過のため送電線を保安停止。過負荷発生と、推測に基づく対処ミスによる送電線遮断を契機に、連続的な過負荷遮断が発生。UCTE 系統が 3 系統に分離し、大幅な周波数低下となった一つの系統において、自動負荷遮断等による停電発生。

【出典】 以下より作成。以下の図表も同様。

- Final Report “System Disturbance on 4 November 2006” union for the co-ordination of transmission of electricity, 2007/1/30 (①)
 - Interim Report “System Disturbance on 4 November 2006” union for the co-ordination of transmission of electricity, 2006/11/30 (②)
 - Report on the status of the investigations of the sequence of events and causes of the failure in the continental European electricity grid on Saturday, November 4, 2006, after 22:10 hours (Investigation status as at Tuesday, November 14, 2006 10:00 hours) E.ON
- ※復旧時間は、上記①及び②のレポートにおける「平常状態の確立に要した時間」の記述を基にしている。

停電前の状況は図 4.2-6 に示すとおりであり、E.ON ネット社の潮流は北東部から南西部方向となっていたが、これは取引による通過潮流及び沿岸部にある風力発電によるもので通常の状態であった。しかしながら、実際には、図 4.2-7 に示すように国家間電力取引計画値と実潮流との間に大きな差が生じていた。

- 系統負荷：1,370 万 kW
- 発電合計：1,410 万 kW
(風力発電：320 万 kW)
- 取引潮流：730 万 kW (21 : 30 頃)

図 4.2-6 2006 年 欧州広域停電の停電前の状況

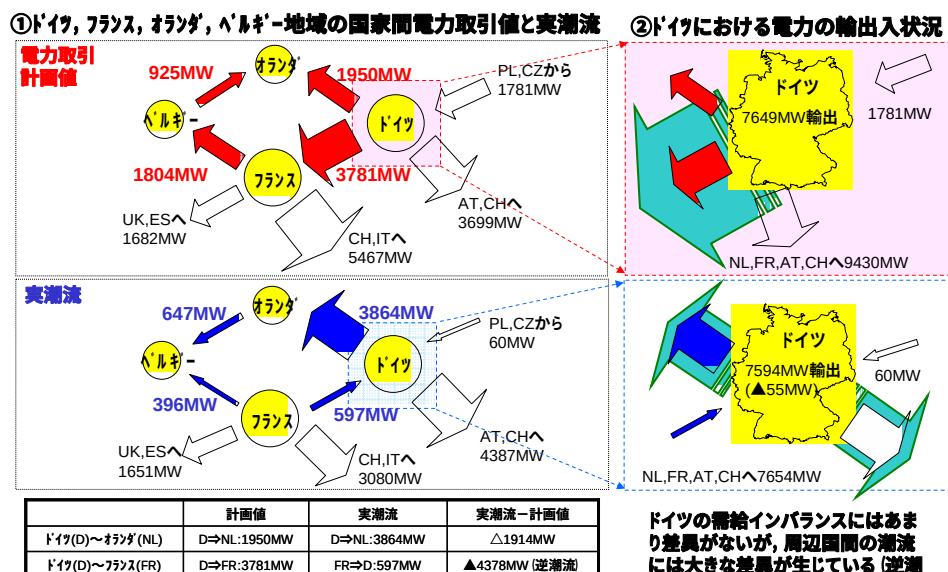


図 4.2-7 2006 年 欧州広域停電の停電前の状況（電力取引計画値と実潮流）

当初の計画では大型客船のエムス川通過のために 11 月 5 日 1:00 に Conneforde-Diele 線 (C-D 線) の停止を予定していた。その後 E.ON ネット社に対し船舶通過時間の前倒しの通知があり、E.ON ネット社は、11 月 4 日 22:00 の方が、E.ON 内の北東部の系統において、需要が大きく、かつ、風力発電量が小さくなるため連系線潮流が軽くなると判断し、通過時間の変更を受け入れた。

21:38/39 に C-D 線 (2 回線) を開放したところ、Landesbergen- Wehrendorf 線 (L-W 線) の西向き潮流が大幅に増加した。このため、22:07 に E.ON 社に隣接した系統を運用する RWE 社は L-W 線の安全限界超過による緊急対応の必要性を認識し、E.ON ネット社に早急な負荷抑制を要請した (図 4.2-8)。これを受けて 22:10:11 に E.ON ネット社は、L-W 線の潮流抑制のため、L 変電所の母線 (当時分離運用していた) を連結したところ、かえって潮流が増加し、22:10:13 に送電線が保護リレートリップした。その後、他の送電線の過負荷→遮断が domino 的に発生 (この際、長周期の動揺が発生・拡大して脱調に至ったようなところが見られる)、22:10:28 に欧州系統は 3 つに分離 (約 30 回線遮断) した (図 4.2-9)。分離系統のうち、周波数の低下した西部系統では計 16,061MW の負荷遮断が行われ、また、10,909MW の発電機が遮断された。遮断された発電機のうち、約 75% (4,892MW) は周波数低下耐力の制約がそれほど厳しくない (風力: 49.5Hz、通常の発電機 47.5Hz) 風力発電によるものであり、この風力発電の一斉解列が周波数低下を増長した。

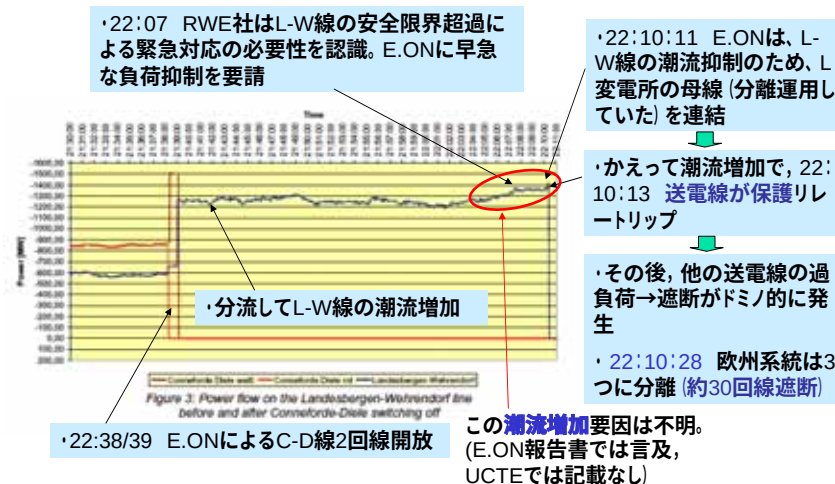


図 4.2-8 2006 年 欧州広域停電における停電発生の経緯

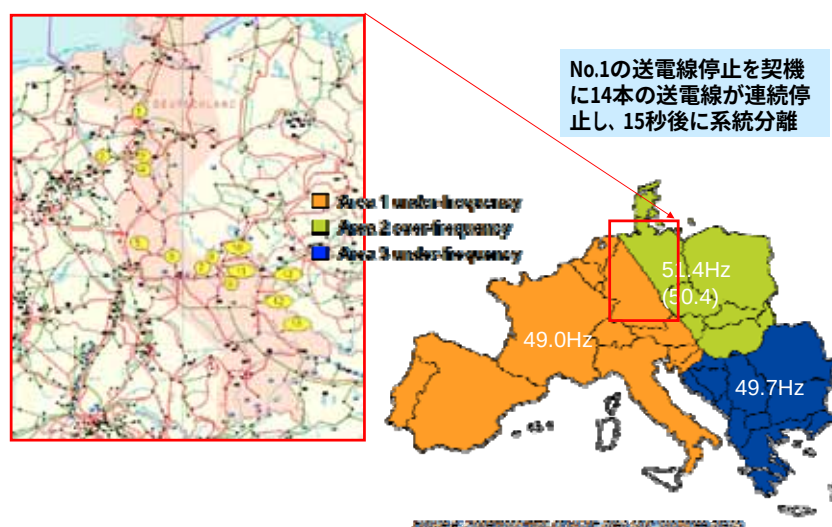


図 4.2-9 2006 年 欧州広域停電における欧州系統の分離

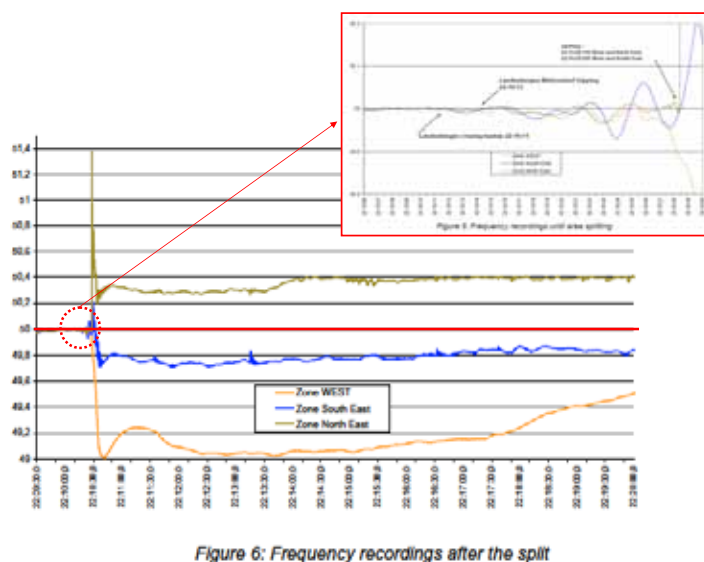


図 4.2-10 2006 年 欧州広域停電における分離系統の周波数

(2) 復旧状況

北東部系統においては系統分離により周波数が上昇したことで、風力発電約 620 万 kW が一斉遮断され、また、その他火力等の発電機の自動出力制御が進んだことで、一旦上昇した周波数が低下した（図 4.2-10）。しかしながら、この周波数低下により、解列していた風力発電の自動再連系が進み、再び周波数が上昇。ドイツ内の火力発電は既に最低出力になっていたことから、それ以上発電出力が絞れず、周辺国の発電抑制で対応がなされたため、この過程で潮流パターンが大幅に変化した（図 4.2-11）。このため、分離系統の再連系がなされるまでの間、N-1 基準を満たさない綱渡りの潮流調整が行われていた。

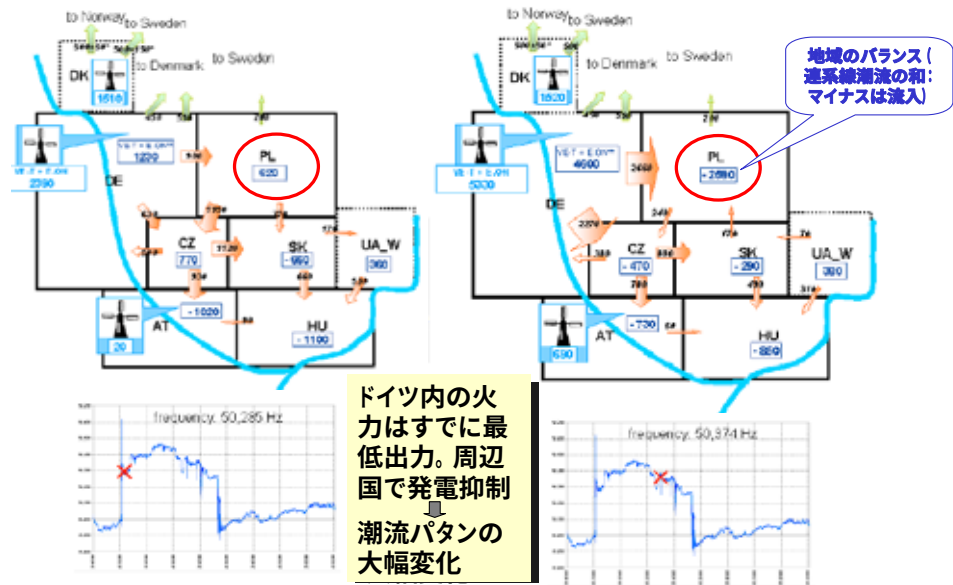


図 4.2-11 2006 年 欧州広域停電における北東部系統での風力の問題

分離された系統では、同期投入の試みが数回なされ、事故発生から 38 分後に再連系された（図 4.2-12）。UCTE 報告書では、遮断負荷の復旧時間についての詳細は不明であるが、概ね数分から 2 時間で系統復旧がなされた。

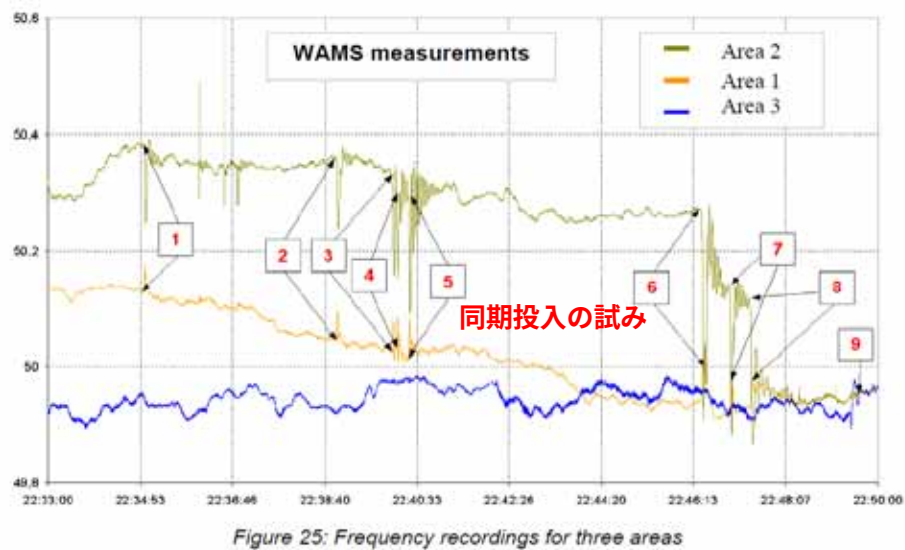


図 4.2-12 2006 年 欧州広域停電における分離系統の再連系

(3) 事故原因

事故原因については、表 4.2-11 の 3 つに整理できる。

表 4.2-11 2006 年 欧州広域停電の原因分析

項目	詳細
①事前の N-1 数値解析の未実施	C-D 送電線(船舶航行) 停止前に、送電線停止後の系統で N-1 基準を満たすかどうかの数値解析による確認をしなかった。L 変電所の母線構成変更の際も同様。 推測に基づいて判断（これまでもこうしたケースは 14 回実施）
②系統運用者 (TSO) 間の協調不足	送電線停止時刻変更連絡が遅れたため、関係 TSO で確認する時間が無かった。 潮流抑制措置の実施前に関係する TSO との協議や調整を行わなかった。 E.ON は L-W 送電線の両端でリレーの整定値が異なることに十分な注意を払っていなかった。
③その他のクリティカルな要因	発電機の解列と再投入（風力発電とコジェネレーション） 混雑解消に対して運転員にできることの限界 復旧や緊急時予防制御で TSO/DSO ¹² の非協調（配電系の再送電も一部では全体様相の把握なしで開始） 再同期時の不適切な協調 運転員の訓練不足

(4) 再発防止対策

UCTE の最終報告書では、再発防止に向けた提言が行われおり（図 4.2-13）、これらの実施状況について 2007 年末に UCTE から報告される予定となっている。

1) N-1 基準の適用の見直し • 系統解析範囲や条件の明確化 等 2) UCTE 全域/地域における緊急時運用方法の見直し • 系統保護や負荷抑制の考え方の再検討 • TSO と DSO 間の協調 等 3) TSO 間の協調を図る基準の策定 4) UCTE 全体の系統状態をリアルタイムで把握できるシステムの構築 5) 規制や法的枠組みの整備 • TSO による発電状態の把握 等
--

図 4.2-13 2006 年 欧州広域停電の再発防止に向けた提言（UCTE 最終報告書）

¹² DSO(Distribution System Operator)：配電系統運用者

(5) 欧州広域停電により想定される系統構成・運用上の課題

想定される系統構成・運用上の課題（(4)の再発防止対策を含む）を検討し、それぞれの課題に対して日本が置かれている状況を整理した（表 4.2-12）。

表 4.2-12 2006 年 欧州広域停電から想定される系統構成・運用上の課題及び日本の状況

想定される系統構成・運用上の課題	日本の状況
[系統状態の正確な把握や推定の難しさ] - メッシュ系統と不確実性増大（→図 4.2-13 1）に相当） - 国際間の電力取引拡大によるループフローの深刻化 - 風力やコジェネレーション等の増加（計画なし、予測できない、制御できない） - 精度の高い系統解析自体が困難（外部系統の模擬など） ⇒欧州系統全体の解析を、高速かつ高精度に行える体制の整備や、系統解析ツールの高度化が今後重要	日本では、ほとんど一点連系であるため供給区域を跨ぐループフローの問題がほとんど存在しない。供給区域内のループ系統は欧州ほど複雑ではなく、供給系統については放射状系統であることから、系統状況の正確な把握や推定が比較的容易
[事故波及を招きやすい系統制御方法] 欧米では、送電設備過負荷時には当該設備が遮断されることが多く、他設備の連鎖的な過負荷を招きやすい ⇒複数の事業者が管理するメッシュ系統では、電源・需要を自動的に調整するような過負荷抑制制御の全面的な導入は困難が伴う可能性	日本では、送電設備過負荷時には、過負荷設備そのものの遮断よりもむしろ、供給区域内の発電制御や系統切替等により過負荷を解消
[分散型電源の大量導入の系統影響評価や対策検討の不十分さ] - EU 指令による再生可能エネルギーの導入促進 - 事故後の需給バランス維持の困難化（→図 4.2-13 2）、5）に相当） - 分散型電源の多くが 0.5Hz 程度の周波数低下で脱落 - 給電指令とは無関係に自動的に並列 ⇒系統事故時の一斉脱落防止のための連系要件等が整備されつつあるが対応が遅れた感。分散型電源の普通の電源化や、緊急時には発電機を遮断できるなど、系統運用者側から制御できるようにすることも重要	日本では、中立機関ルールに基づいて系統への影響評価や対策を実施しながら導入を図っている
[メッシュ系統全体の統括的な管理の不足] ある TS0 の系統操作や事故が、他 TS0 にも影響を与える（図 4.2-13 3）、4）に相当） ⇒欧州系統全体を統括的に管理する体制が必要との声	日本では、ほとんど一点連系であるため供給区域を跨ぐループフローの問題がほとんど存在せず、供給区域内のループ系統は当該区域の系統運用者が統括的に管理可能
[国際連系線容量（系統の余裕）が減少] - 電力取引量の増大 - 風力発電による潮流増加 - 計画通りに増強が進まない ⇒自由化のもとの流通設備形成	日本では、中立機関ルールに基づいて連系線の設備形成、運用が図られるものとなっている

5. 停電に対する需要家意識

5.1. 停電時間の推移

我が国で発生した停電のうち、事故による停電は、台風等の自然災害の影響により増減があるものの、近年は概ね横ばいで推移しており、平成 17 年度の一需要家当たりの停電回数は 0.15 回、停電時間は 19 分となっている（図 5.1-1）。なお、作業停電については、安全対策等に係る大型工事の一巡や無停電工法の採用等により減少傾向を示している。

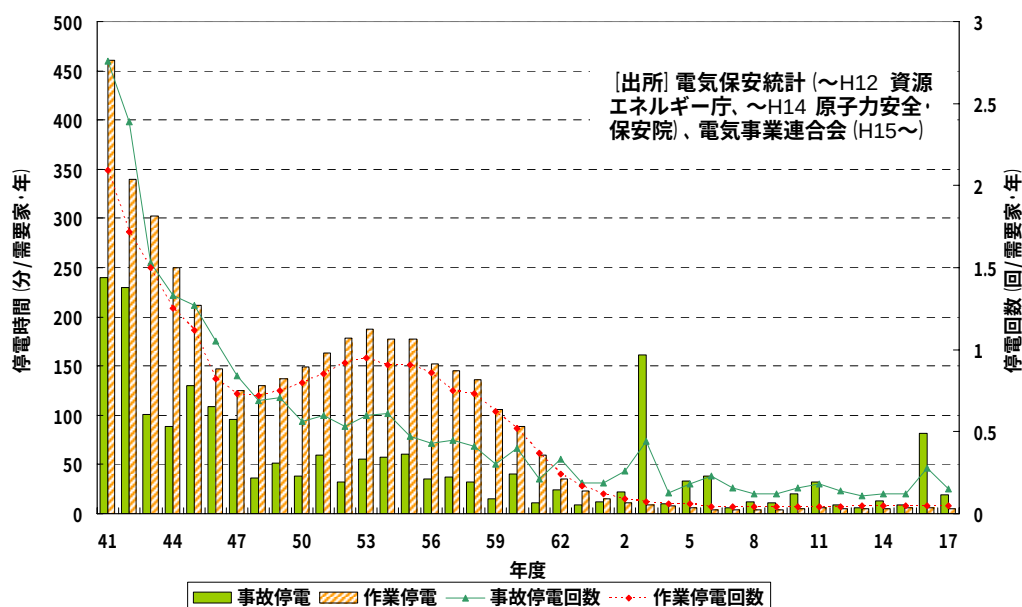


図 5.1-1 日本における 1 需要家当たりの停電時間の推移

事故停電時間を諸外国と比較すると、我が国の停電時間は短く、総じて信頼性は高いものとなっている（図 5.1-2）。

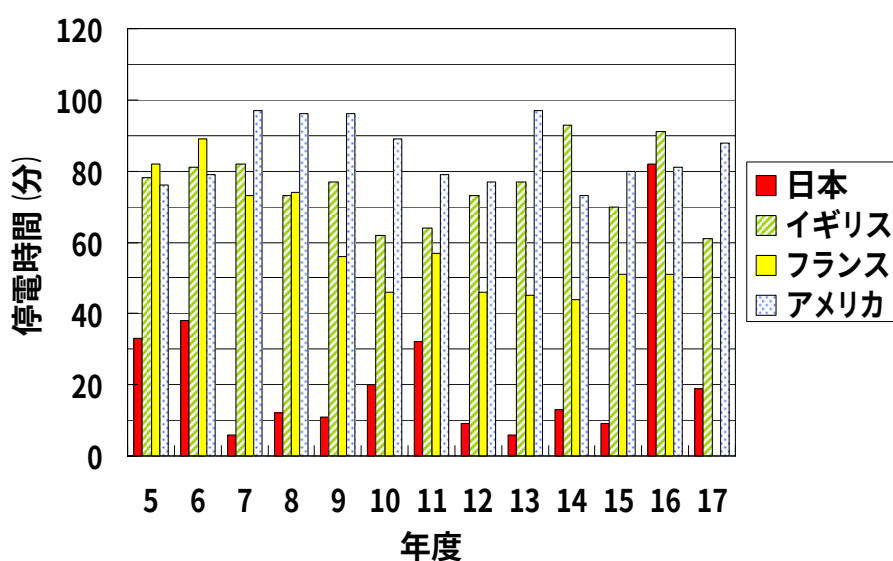


図 5.1-2 事故停電時間の各国比較

5.2. 需要家の意識（日米欧の比較）

5.2.1. 供給信頼度に対する満足度

日米欧の需要家を対象として電気料金や供給信頼度などに関して、（財）電力中央研究所においてアンケート調査を実施している。

当該調査によれば、供給信頼度については、日本では一般需要家から特別高圧事業所までの各類型にわたり、現状に不満のない需要家が多い（不満なし：80%以上）（図 5.2-1）。一方で、満足度としては、欧米の方が高いものとなっている（満足+やや満足の割合：日本・70%以上、欧米・80%以上）（図 5.2-2）。前述のとおり、停電時間から見た供給信頼度は日本が欧米に比べてより高いことを勘案すると、供給信頼度に関する満足度は、単に停電時間が短いことだけでなく、サービス面等他の要素も重要であるものと考えられる。

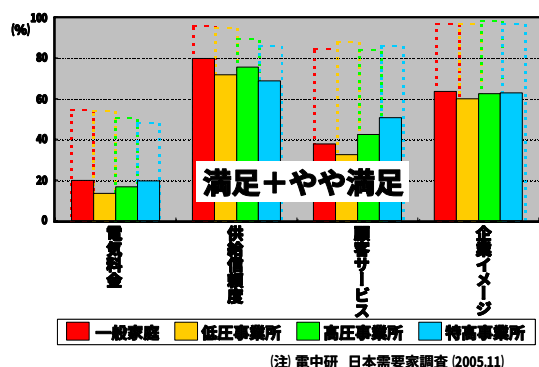


図 5.2-1 国内需要家の「満足している」割合

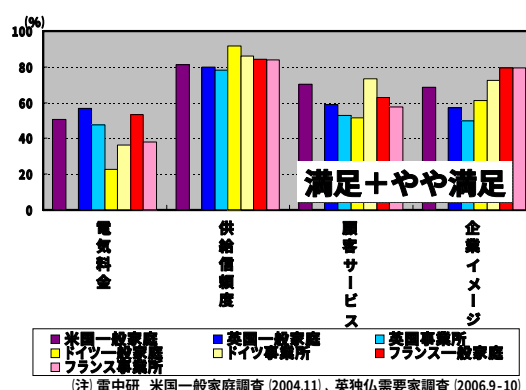


図 5.2-2 米英独仏需要家の満足度

5.2.2. 供給信頼度の重要度

電気料金と供給信頼度の重要性に関する需要家意識では、日本の場合、一般家庭で供給信頼度よりも電気料金に多少の重きをおいているが、他の事業所では供給信頼度の高さにより重きをおいている（図 5.2-3）。一方、欧州（英・独・仏）では、いずれの種類の需要家においても供給信頼度の高さをより重視する傾向が見られる（図 5.2-4）。

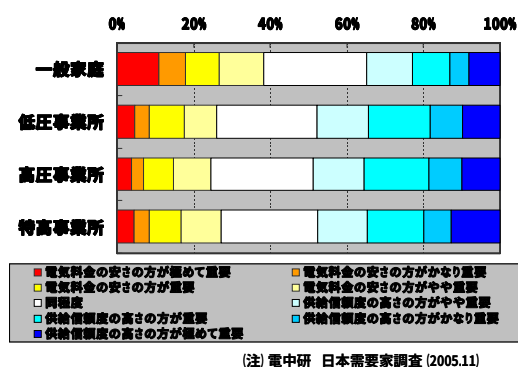


図 5.2-3 国内需要家による価格と供給信頼度の一体比較

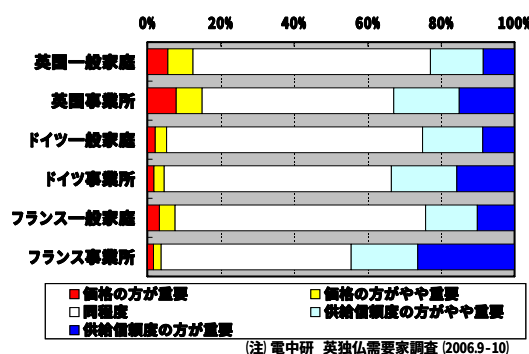


図 5.2-4 英独仏需要家による価格と供給信頼度の一体比較

国内の産業需要家を業種別に供給信頼度の重要度ウェイトを見ると、金融・保険、通信、情報処理サービスなどの業種で信頼度をより重視していると見受けられる（図 5.2-5）。

また、国内需要家が電力会社を評価する要因のウェイトを見ると、いずれの需要家も「供給信頼度」を最も重視している（図 5.2-6）。

これらから、供給信頼度は日本のみならず、諸外国においても重要視されており、日本においては需要家の類型を問わず最も重視されているものと見られる。

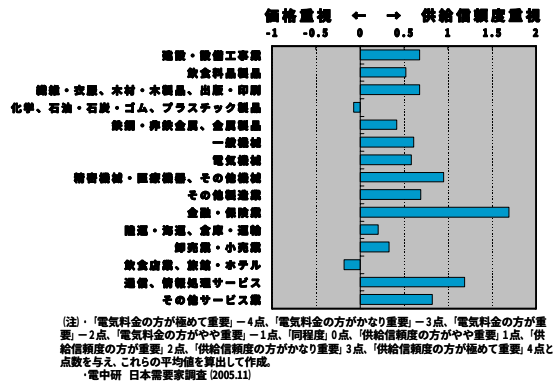


図 5.2-5 国内需要家における価格・供給信頼度の重要度ウェイト

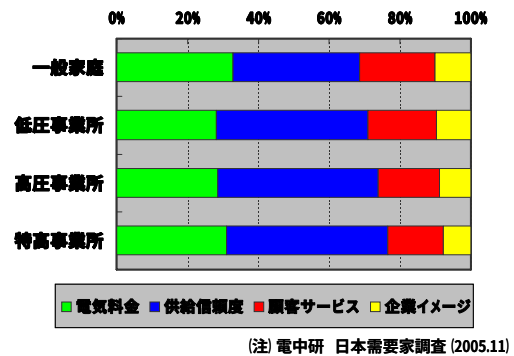


図 5.2-6 国内需要家の電力会社評価の要因ウェイト

5.2.3. 停電時間増加の許容について

国内の産業需要家に対して、仮に、電気料金が半額になったと仮定した場合の、現在よりも停電が増加する場合の許容時間を見ると、「1分未満」が最も多く、こうした極端な仮定をおいたとしても停電に対する許容時間が極めて短いという回答が多いことから、供給信頼度に対する期待は非常に高いものと考えられる（図 5.2-7）。また、平成 14 年に行われた非製造業需要家に対する同様な調査結果と比較すると、3 年間で「1分未満」と回答した比率は増えており、供給信頼度に対する期待はより高くなっているものと考えられる（図 5.2-8）。

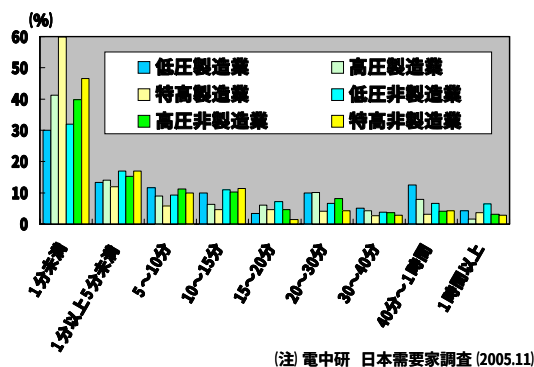


図 5.2-7 国内事業所の電気料金半額に見合う停電増加許容時間 (2005 年)

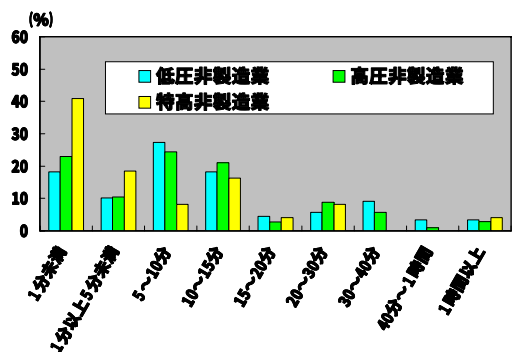


図 5.2-8 国内事業所の電気料金半額に見合う停電増加許容時間 (2002 年)

5.2.4. 停電時間と需要家被害について

停電による被害額を停電の継続時間との関係で見ると、我が国では10分を過ぎると被害額が急増するという傾向が見られる（表5.2-1、図5.2-9）。一般家庭と産業需要家の別で見ると、一般家庭では80分程度で、産業需要家では40分程度で50%の需要家で金銭的被害が発生するものと推定される（一般家庭は500円以上、産業需要家は特別高圧で100万円以上の被害を対象）（図5.2-10,11）。

これを米国と比較すると、米国では産業需要家の金銭的被害の発生が急増するのは発生後5時間程度であり、1日経過しても金銭的被害の発生割合は33%程度であり、我が国とは大きな相違が見られる（図5.2-12,13）。

表 5.2-1 国内需要家の停電時間に対する平均被害額

	一般家庭		事業所					
	被害額 (円)	1時間換 算 (円)	低圧		高圧		特高	
	被害額 (円)	1時間換 算 (円)	被害額 (万円)	1時間換 算 (万円)	被害額 (万円)	1時間換 算 (万円)	被害額 (万円)	1時間換 算 (万円)
1回の瞬低	—	—	0.8	—	7.3	—	45	—
10分未満	175	2,100	3.4	41	20	240	166	1,992
10分以上1時間未満	1,007	1,726	14	24	71	122	503	862
1時間以上3時間未満	3,156	1,578	36	18	186	93	1,248	624
3時間以上6時間未満	6,925	1,539	75	17	376	84	2,463	547
6時間以上	14,823	1,482	137	14	715	72	4,156	416
平均値	—	1,706	—	22.2	—	112	—	763

(注) 5%トリム平均値、電中研 日本需要家調査 (2005.11)

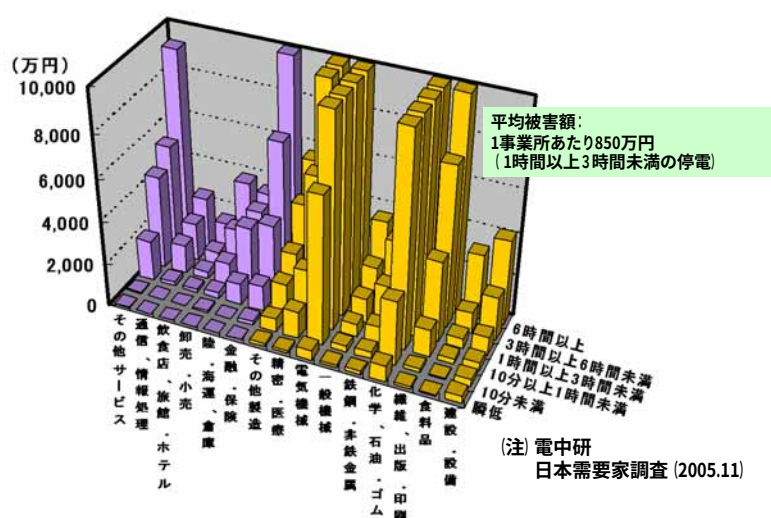


図 5.2-9 国内事業所における停電被害の推定額

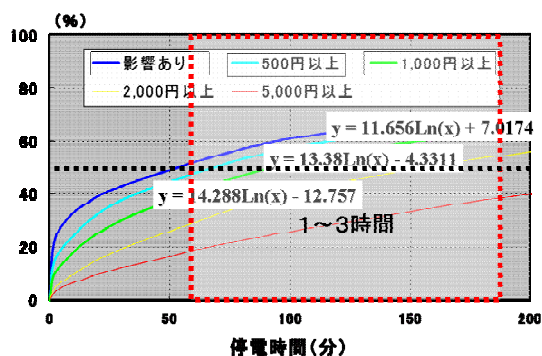


図 5.2-10 国内一般家庭の停電時間と被害の発生確率

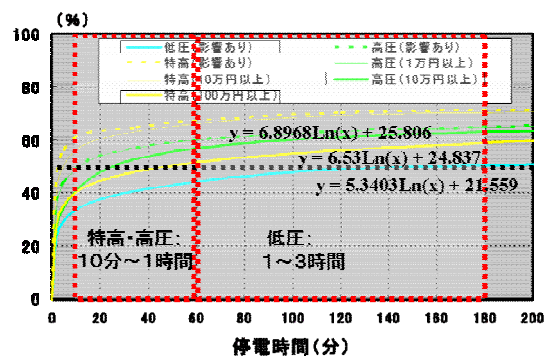


図 5.2-11 国内事業所の停電時間と被害の発生確率

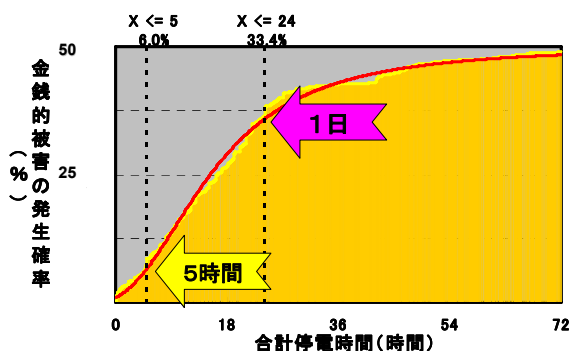


図 5.2-12 米国における停電時間ごとの金銭的被害の発生確率

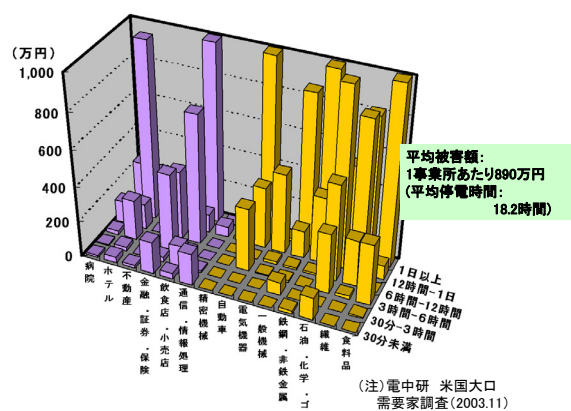


図 5.2-13 2003 北米大停電の被害額

このような相違は、需要家側の自衛策の実施状況にも影響されると考えられる。欧米では停電に対する自衛策を施していない事業所が全体の 15%以下であるのに対し、日本は約半数の事業所で自衛策を行っていない（図 5.2-14）。自衛策を講じている比率の相違は、前述の停電時間から見た系統電力の供給信頼度が国ごとに異なることによるところが大きいと考えられるが、この自衛策を講じている比率の低さが、日本国内でひとたび停電が発生した際には、被害額は諸外国より多く、また被害額が増加する時間はより短くなるという結果につながっているものと考えられる。また、これが電気事業者に対して高い供給信頼度を求めることにつながっているものと考えられる。

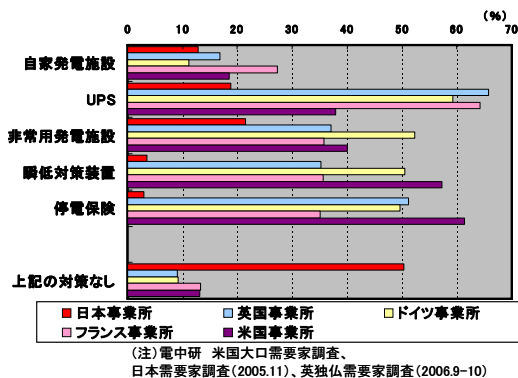


図 5.2-14 事業所の供給信頼度対策の国際比較

5.2.5. 供給信頼度に関する顧客サービスについて

供給信頼度に関する需要家対応サービスとしては、「停電・電圧不良等の原因、復旧の情報提供」が需要家の類型を問わず最も重要（60～80%程度）にとらえられている（図 5.2-15）。一方で、満足度を見ると 20～40%程度となっており、停電時の適切な情報提供の重要性も示すものとなっていると考えられる（図 5.2-16）。また同時に、上述の供給信頼度に対する満足度として停電時間のみならず停電時の適切な情報提供などソフト的な対応によってさらに満足度を上げる余地があるものと考えられる。

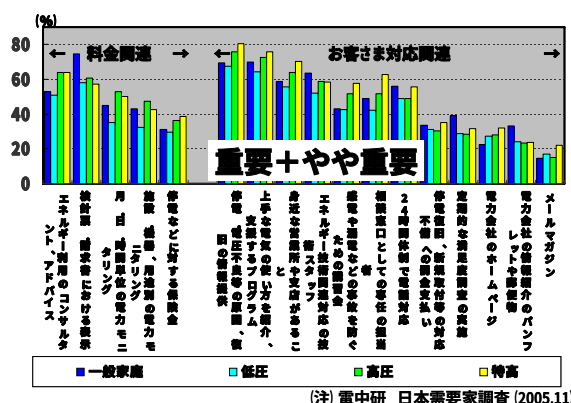


図 5.2-15 国内需要家の供給信頼度関連サービスの重要度

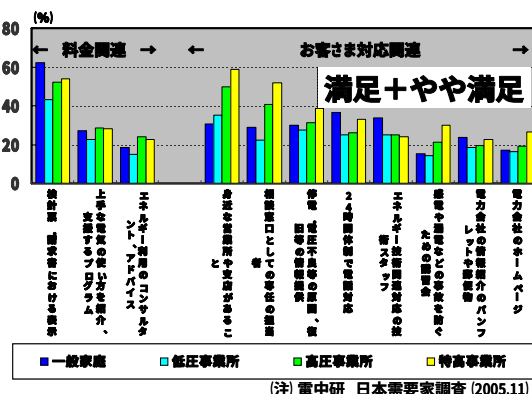


図 5.2-16 国内需要家の顧客サービスに対する満足度

5.2.6. 平成18年8月の停電に関する需要家調査

平成18年8月に発生した首都圏広域停電によって停電した一般需要家に対して行われた調査によると、81%の需要家で何らかの被害があったという結果となっている。被害の内容としては、「時計の時刻停止・不具合」、「エアコン停止による暑さ」、「固定電話の不通」がいずれも30%以上と高い(図5.2-17)。被害が発生した時間は1時間未満が80%以上となっている。

また、金銭的被害の発生割合は 36%であり、一般需要家の被害額の平均値は約 2,500 円となっている。

需要家がとっていた停電対策は、懐中電灯などの非常用照明器具が 90%以上と最も多く、次いで携帯ラジオ 70%以上、非常用飲料水 60%以上と続いている（図 5.2-18）。

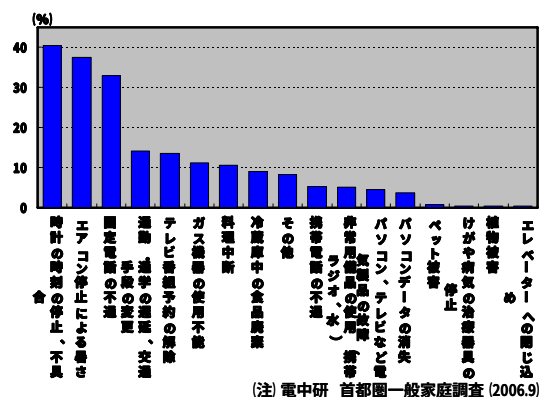


図 5.2-17 首都圏大停電による一般家庭の被害

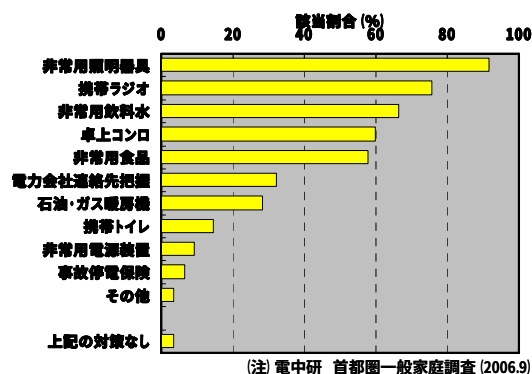


図 5.2-18 一般家庭の停電対策の現状

停電に関する情報入手は、「周囲の人からじかに聞いた」が25%以上と最も多く、次いで「テレビ」、「ラジオ」、「携帯電話の通話」、「携帯電話のメール」と続いている。携帯電話は、近年の高機能化に伴って、停電時でも使用できる情報入手手段として有効性が高くなってきているものと考えられる。また、「電力会社からの情報提供」よりも「自治体からの情報提供」が多いという結果からは、電気事業者の広報の在り方を考える上で、自治体への早期の情報提供が有効な手段であるとも考えられる（図 5.2-19）。

停電対策としての教訓としては、「電力会社の連絡先把握」、「携帯トイレ」、「非常用発電機」、「事故停電保険」などに対する有用性を挙げる需要家が多かった（図 5.2-20）。

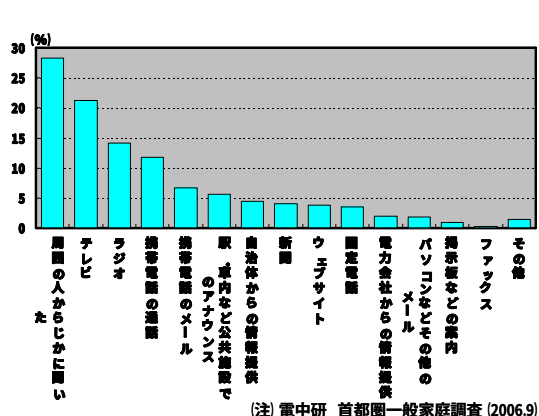


図 5.2-19 大停電に関する情報入手

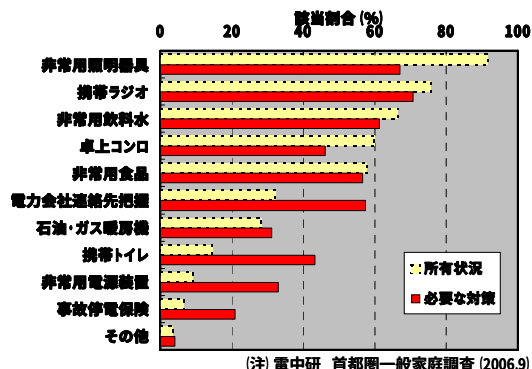


図 5.2-20 停電対策へのニーズ・教訓

参考：（財）電力中央研究所におけるアンケート調査の概要

上述したアンケート調査は、以下の方法により調査されている。

①日本需要家調査

- ・調査時期：2005 年 11 月
- ・回 収：一般家庭：2,736 件（全国）、事業所：1,911 件（全国）

②英独仏需要家調査

- ・調査時期：2006 年 9-10 月
- ・回 収：一般家庭 3,005 件（英国 1,005 件、ドイツ 1,000 件、フランス 1,000 件）
事業所 1,800 件（英国 600 件、ドイツ 600 件、フランス 600 件）

③北米大停電事業所調査

- ・調査時期：2003 年 10 月
- ・回 収：604 件（NY、OH、MI など大停電の影響を受けた地域）

④首都圏大停電一般家庭調査

- ・調査時期：2006 年 9 月 8、9、10 日
- ・回 収：1,035 件（停電を受けた地域）

6. 我が国の設備形成及び系統運用の基本的な考え方

電気事業法に基づく送配電等業務支援に係る指定機関である電力系統利用協議会においては、系統利用の公平性・透明性を確保するため、電力系統の形成・運用等に関する基本的な考え方を示した「電力系統利用協議会ルール」（以下、「協議会ルール」という。）を策定している。

協議会ルールは、系統運用者である各一般電気事業者がルールを策定・公表するための指針として基本的・標準的・原則的な事項を包含したものであり、一般電気事業者は、協議会ルールに基づき各々の詳細な考え方を記載したルールを作成している。

本項では、協議会ルールのうち、「7kVを超える（特別高圧）送変電設備」の「設備形成ルール」及び「系統運用ルール」の主要な項目について整理した¹³。

6.1. 電力系統の形成に関するルール

電力系統の設備形成は以下のとおり、一定の基準（信頼度基準）に基づき行われる。

6.1.1. 信頼度基準

「信頼度基準」の定義は様々であるが、ここでは「単一の事故、多重事故などの事故が起きた場合を想定した系統信頼度に関する目標とすべき水準」と定義する。

「協議会ルール」では、「設備故障の頻度や影響などを踏まえ、設備健全時及び設備故障時（N-1 故障、N-2 故障）における信頼度基準を満足した設備増強計画を策定する必要がある」と規定されており、具体的な設備健全時及び設備故障時の信頼度基準は表 6.1-1 のとおりである。

表 6.1-1 設備健全時、設備故障時の信頼度基準

設備健全時	◇潮流が設備の常時容量 ¹⁴ を超過しない。 ◇電圧が適正に維持される。 ◇発電機が安定に運転可能、
設備故障時 （N-1 故障）	◇原則として供給支障を生じさせない。ただし、その影響が限定的な供給支障は許容。 ◇電源の連系する系統：その影響が限定的な発電支障にとどめる。
設備故障時 （N-2 故障）	◇稀頻度であることから一部の電源脱落や供給支障はこれを許容。ただし、供給支障規模が大きく社会的影響が懸念される場合などは対策を行うよう考慮

※N-1 故障：送電線 1 回線、変圧器 1 台、発電機 1 台の故障を原則

※N-2 故障：送電線 2 回線故障時の機器装置 2 箇所以上同時損失を伴う故障など

設備増強計画の策定に当たっては、表 6.1.1 の信頼度基準を満足しているか適切に評価する必要がある（表 6.1-2）。

¹³ 本項目には、説明の都合上「協議会ルール」に記載されていない図表や説明が含まれている。また必ずしもルール文を忠実に記述しているわけではない。

¹⁴ 常時容量：設備を連続して運転可能な熱的容量

表 6.1-2 信頼度基準の評価方法

項目	評価方法
設備の常時容量と過負荷容量	送電線、変圧器等の機器損傷を防止するため、潮流が設備の「常時容量」、「過負荷容量 ¹⁵ 」を超過しないことが必要である。
系統安定度	交流の電力系統では「系統安定度 ¹⁶ 」が保たれなくなると発電機が脱調 ¹⁷ し、電力系統に大きな影響を与えることから系統安定度の確保が必要である。具体的には、「過渡安定度 ¹⁸ 面」、「定態安定度 ¹⁹ 面」から安定であることが必要であり、系統安定度が確保できない場合は、送電線の多ルート化、中間開閉所の設置等適切な対策を行う。
電圧安定性	電力系統では、夏季の重負荷期における負荷の急激な増大、送電線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とから、電圧安定性の確保が必要である。電圧安定性が確保できない場合は、無効電力補償装置の設置等適切な対策を行う。
周波数維持	大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広範囲な供給支障に至ることがあることから、適切に周波数を維持する必要がある。周波数面での基準を満足できない場合は、送電線の多ルート化等適切な対策を行う。

6.1.2. 設備形成における基本的考え方（前提となる条件）

信頼度基準が満足されない場合には設備増強による対策を検討する必要があるが、検討に当たり前提となる基本的な考え方のうち、主なものは以下のとおりである。

（1）系統構成

①系統構成

系統構成は、必要とされる供給信頼度、短絡・地絡故障電流等を考慮して「ループ系統」又は「放射状系統」を採用する。

②送電線の回線数の選定

送電線 1 回線故障時の供給信頼度や送電線作業停止を考慮して、回線数は「2 回線を原則」とする。ただし、N-1 時に供給支障が限定的と考えられる場合（1 回線）やスポットネットワーク方式²⁰（3 回線）など原則によらないケースもある。

③端子数

端子数は、系統故障時の影響や送電線作業の容易性、保護方式により定まる上限値、経済性などを考慮する必要がある。多端子系統の一例を示したのが図 6.1-1 である。

¹⁵ 過負荷：送電線や変圧器などの流通設備において、定格容量（設備容量）以上の潮流が流れること。

¹⁶ 安定度：電力系統に攪乱が発生した場合の発電機の同期の安定性をいう（安定度が厳しい場合には攪乱発生時に大きな電力動揺が生じる）。

¹⁷ 脱調：同期運転が保てなくなった状態

¹⁸ 過渡安定度：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

¹⁹ 定態安定度：電力系統が定常状態にあって微小なじょう乱が加わった場合の安定度

²⁰ スポットネットワーク方式：配電方式の一つ。電力会社の変電所から、直接需要家の変圧器に 3 回線で電気を送るもの。

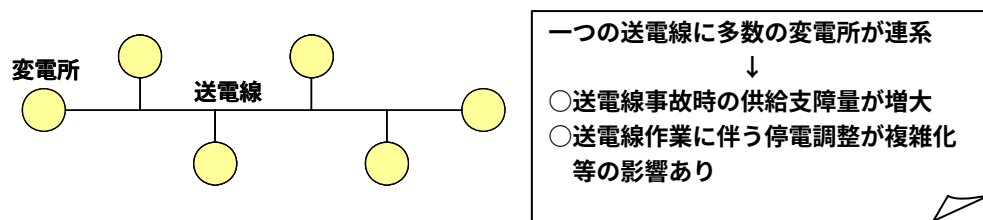


図 6.1-1 多端子系統の一例（6 端子）

（２）短絡・地絡故障電流の許容最大値

電力系統の故障時に、故障電流が既設設備の設備容量を超過した場合、設備損傷の可能性がある。このため、故障箇所を確実に遮断することを目的として、電力系統が許容し得る短絡・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。

（３）変電所母線方式

変電所の母線方式は、供給信頼度、系統運用の自由度、運転保守及び経済性を総合的に考慮し適切な方式を選定する必要がある。図 6.1-2 で主な母線方式の例と特徴を示す。

単母線方式	二重母線方式	1 1/2 母線方式
・単純な方式で機器及びスペースが少ない ・母線故障時変電所が一旦全停	・単母線に比べ機器及びスペースが増加 ・母線故障時変電所の全停は回避	・二重母線方式に比べ遮断器台数が増加 ・母線故障による系統への影響はほとんどない

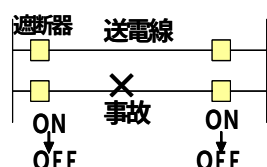
図 6.1-2 変電所母線方式の例と特徴

（４）系統保護

電力系統の安定性確保、電力系統設備の損傷防止及び人身・社会的安全の確保を図るとともに設備形成の効率面も考慮し、適切な系統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、保護端子数等を踏まえた上で適切な保護方式を選定する。系統保護の一例を図 6.1-3 で示す。

(設備の損傷防止の一例)



設備損傷防止等のため送電線保護リレーにより当該送電線両端の遮断器をOFF (開放)

(電力系統の安定性確保の一例)

発電機や送電線等の局所的な故障の影響により系統安定度の低下や周波数の低下や上昇など系統全体に波及するおそれあり



一部の発電機や負荷遮断などの緊急制御により電力系統全体の安定性を確保

図 6.1-3 系統保護の一例

6.2. 電力系統の運用に関するルール

6.2.1. 給電指令

電力系統の運用に関するルールを説明する前に「給電指令」について説明する。

電力系統を運用する際に各発電所や変電所等が勝手に操作などを行うと安定供給を損なうおそれがある。このため、操作等は基本的に「給電指令」と呼ばれる「指令」に基づき行われる。「給電指令」とは、電力の品質を維持し、安定した電力を需要者に供給すること及び保安の確保を目的として、一般電気事業者及び卸電気事業者の送電部門が当該事業者内及び系統接続者の関係箇所に行う指令をいう。また、「給電指令」は、電力設備の運転操作や供給信頼度確保を目的とした作業の中止指令、発電機の出力増加、出力抑制、遮断又は需要者の需要抑制、負荷遮断、更に特定規模電気事業者に対する指令に適用される。

6.2.2. 平常時・異常時の運用

電力系統の運用は、大きく「平常時の運用」と「異常時の運用」に分けられ、それぞれ以下に整理される (表 6.2-1、表 6.2-2)。

表 6.2-1 平常時の系統運用

系統構成の決定	目標電圧や供給信頼度の維持、平常時及び故障時の円滑な運用操作等を考慮して系統構成を決定する。
電力系統の監視	発電機及び送変電設備の運転状況、需要状況、周波数・電圧・潮流等の系統状況を系統監視装置、関係箇所からの連絡等により常に把握する。
潮流調整	設備保安及び供給信頼度を考慮の上、電力品質の適正維持を図るとともに、送電損失の軽減に努める。なお、運用容量を超過する場合や超過が予想されると判断した場合には、発電機及び需要の系統切替により運用容量以内に調整する。

表 6.2-2 異常時の系統運用

異常時の事前処置	一般電気事業者の送電部門及び関係箇所は、電力系統に故障が発生する懸念のある場合に、その状況に応じた態勢をとり、故障が生じた場合を予測し、未然防止処置及び拡大防止処置を行い、安定運用に努める。具体的な事前処置は、以下のとおり。 ①情報連絡 一般電気事業者の送電部門は、発雷、地震及び台風等の情報収集に努め、必要な対策を行うとともに、対策として実施した内容について関係箇所へ連絡する。関係箇所は故障発生時の懸念を察知した場合等に一般電気事業者送電部門へその状況を連絡する。 ②事前処置 一般電気事業者の送電部門は、電力系統に故障発生時の懸念がある場合、必要に応じて系統構成の変更、作業の中止、潮流調整等の未然防止処置及び拡大防止処置を行う。なお、関係箇所は感電・爆発・火災等により人身の安全や社会に重大な影響を与える場合等に一般電気事業者送電部門に連絡することなく電力設備を緊急停止することができる。ただし、緊急停止後ただちに報告を行う。
故障発生時の処置	一般電気事業者の送電部門及び関係箇所は電力系統に故障が発生した場合、故障状況を的確に把握し、人身及び電力設備の保安並びに発電支障、供給支障の低減を考慮し、安全かつ迅速に復旧する。具体的な処置は、以下のとおり。 ①系統異常時の状況把握 一般電気事業者の送電部門は、監視装置の確認、保護リレーの動作状況等により故障の実態を的確に把握する。また、著しい潮流、電圧の変動等の異常事態を認めた場合又は連絡を受けた場合は原因を調査する。関係箇所は故障の状況及び自主復旧操作の結果を一般電気事業者送電部門へ報告する。 ②復旧操作の基本的考え方 一般電気事業者の送電部門は、系統復旧に先立ち、人身の安全確保等に留意して緊急処置を実施する。引き続き復旧操作を実施し、事前系統へ復旧することを原則とする。 ③復旧操作における発電機の出力調整、緊急停止、需要抑制、負荷遮断 一般電気事業者の送電部門は、復旧操作において運用容量超過時や単独系統が発生した場合等に、管轄制御エリア内の発電者の出力増加や出力抑制、遮断、あるいは需要者の需要抑制又は負荷遮断の処置を行う。なお、処置においては、発電機の出力増加を優先することが基本である。
需給逼迫時の処置	一般電気事業者の送電部門は、渇水、故障及び異常高・低温による高需要等により「運転予備力」が不足し、需給が逼迫、又は逼迫が予想される場合、需給の均衡を確保するため、需要動向や気象状況の変化などを見ながら以下の措置を行う。 ①供給力増加対策 待機予備力の追加並列や火力発電機の増出力等により供給力を確保する。 また、取引所取引、需給相互応援融通の受電等他電気事業者から供給力を調達する。 ②需要抑制・負荷遮断の実施 上記処置を行ってもなお供給力が不足する場合、一般電気事業者の送電部門は需要者に対して需要抑制や負荷遮断を行う。

6.2.3. 電力の品質維持に必要な調整能力の確保

電力系統の運用では電力品質の維持が必要であり、以下により電力品質を維持している。

- ・ 平常時、異常時の周波数調整

- ・ 平常時、異常時の電圧・無効電力制御
- ・ 運転予備力、瞬動予備力の確保

系統に連系する発電機には、電力の品質維持に必要な調整能力が求められており、必要な技術要件が「協議会ルール」及び各一般電気事業者の定めるルールに規定されている。

(1) 平常時の周波数調整

一般電気事業者の送電部門は、需要動向に応じて一般電気事業者が調達した発電機又はその制御箇所に対して、出力増加又は抑制・停止を指令し、需要と発電出力の合計との均衡を維持する。周波数調整に当たっては、原則として、系統容量の 1～2% 程度の周波数調整能力 (LFC 容量) を確保して、各管轄制御エリアが採用する自動周波数制御方式により同エリアの需要変動に応じて出力指令値を補正し、周波数を標準周波数に維持するよう努める。なお、平常時の周波数の制御分担の概念図を示したのが図 6.2-1 である。

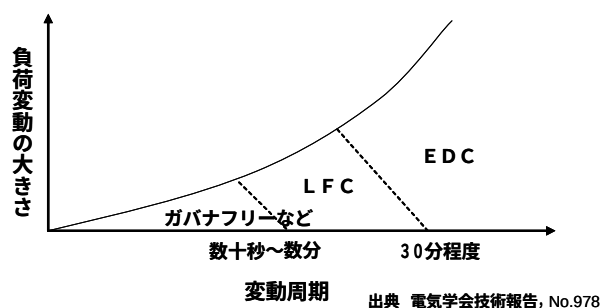


図 6.2-1 制御分担概念図

(2) 異常時の周波数調整

一般電気事業者の送電部門は、発電機の故障等により周波数が大幅に低下又は上昇する場合等に、発電者の発電機の出力増加又は出力抑制、遮断及び需要者の需要抑制又は負荷遮断を実施する。なお、処置に当たっては発電者の発電機の出力増加や出力抑制、遮断を優先することを基本とする。また、一般電気事業者の送電部門は、周波数異常が広範囲に波及することを回避するため、必要に応じ、地域間連系線を分離する。

(3) 平常時の電圧・無効電力制御

一般電気事業者の送電部門は、系統電圧の運用目標値を定め、適正な系統電圧の維持に努める。具体的には、電力系統の電圧・無効電力潮流を監視し、需要の時間的变化の予測等により常に先行制御に努め系統電圧の維持を図る。

(4) 異常時の電圧・無効電力制御

一般電気事業者の送電部門は、送電線・発電機の故障等により電力系統の系統電圧が異常低下、又は低下が予想される場合、発電者の発電機の無効電力調整、変電所等の電圧調整、系統切替、調相設備の運転及び需要者の需要抑制又は負荷遮断により系統電圧を目標とする電圧に回復することに努める。なお、処置に当たっては、発電者の無効電力調整等系統電圧の調整による対策を優先することを基本とする。

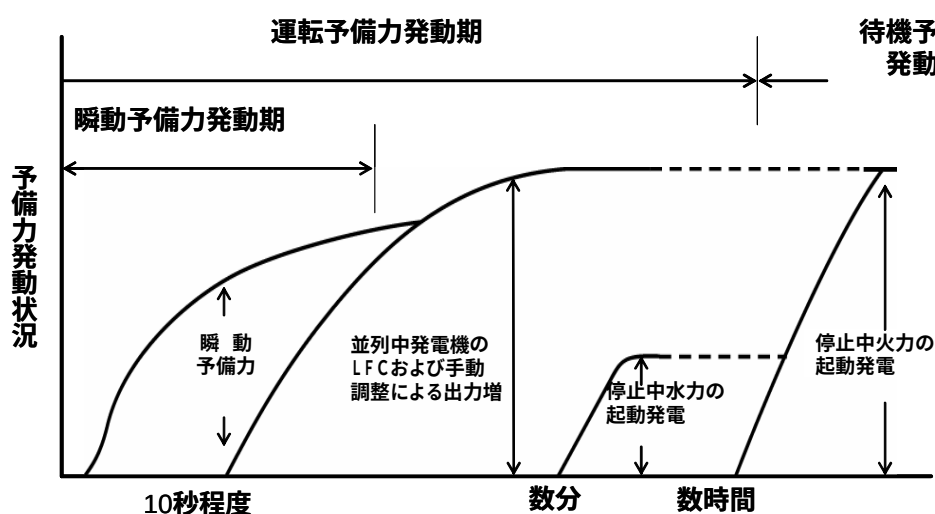
(5) 運転予備力・瞬動予備力の確保

一般電気事業者の送電部門は、気温予想誤差等による最大需要予測差や電力系統の故障による発電機の停止又は発電機自体の故障等を考慮し、原則として、当日の最大需要に対して少なくとも 3～5%又は最大電源ユニット相当量の運転予備力の確保に努める。また、瞬時性の需要変動や発電機の故障など極めて短時間内に生じる需給アンバランスに対応するため、原則として、系統容量に対して 3%程度の瞬動予備力の確保に努める。なお、予備力の定義を示したのが表 6.2-3 である。また、大電源脱落時の周波数、予備力応動状況例を示したのが図 6.2-2 である。

表 6.2-3 予備力の定義

分類	対象要因	定義と具体的設備
待機予備力 (コールド)	相当の時間的余裕をもって予測し得るもの ・需要想定値に対する持続的増加 ・渇水 ・停止までに相当の時間的余裕のある電源、又は電源送電系統の不具合	起動から定格出力運転までに数時間を要する供給力 [停止待機中の火力で、起動後は長時間継続発電可能]
運転予備力 (ホット)	・天候急変等による需要の急増 ・電源を即時、又は短時間内に停止、出力抑制しなければならない場合	即時発電可能なもの、及び短時間内（10 分以内）で起動して負荷追従を図ることができ、待機予備力が起動して負荷追従を図ることができるまで継続して発電し得る供給力 [部分負荷運転中の火力発電機余力、及び停止待機中の水力発電機（揚水発電機を含む）]
瞬動予備力 [上記運転予備力の一部]	・電源脱落事故	電源脱落時の周波数低下に対して即時に応動を開始し、急速に出力を上昇し（10 秒程度以内）、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時間、継続して自動発電可能な供給力 [ガバナフリー運転中の発電機のガバナフリー余力]

出典：日本電力調査委員会・電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説



出典：日本電力調査委員会・電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説

図 6.2-2 大電源脱落時の周波数、予備力応動状況例

7. ケーススタディ

7.1. 東京電力

7.1.1. 東京電力の系統構成

(1) 系統構成の現状と特徴

電源分布及び需要分布を東西別に見た場合、電源の配置は、太平洋岸及び東京湾東側に多く、東側に偏在している。一方、需要については、東西でほぼ均衡しており、また、都区部及びその周辺に集中している（表 7.1-1、表 7.1-2）。

表 7.1-1 電源と需要の分布

	西側 系統	東側 系統
電源	41%	59%
需要	53%	47%

表 7.1-2 東京電力管内における地域別の需要密度

地域	面積 (km ²)	最大電力 (万 kW)	需要密度 (万 kW/km ²)
東京都区部	617	1,524	2.47
東京市部、埼玉、 千葉、神奈川	12,681	3,116	0.25
栃木、群馬、茨城、 山梨、静岡東部	25,861	1,520	0.06
計	39,159	6,106	0.16

（最大電力は 2001 年夏期実績）

このような電源と需要の特徴等を踏まえ、以下のような系統構成としている。

- ・ 東京都区部を中心とした需要集中地域を取り囲む 500kV 系統（外輪系統）で大容量発電所を連系し、電源の偏在に対応
- ・ 需要密度の高い都区部において、275kV 地中ケーブル系統を導入（一部は 500kV 地中ケーブルを導入）
- ・ 事故電流抑制等の観点から、都区部へ供給する 275kV 系統は放射状で運用。ただし、都心部で相互に連系できる構成（ループ構成・放射状運用）としており、異なる 500kV 変電所から供給可能

(2) 東京電力のネットワークの変遷

電力設備は、長期的な構想に基づき計画的に構築しており、1970 年代より、500kV 系統の構築や 275kV 地中送電線系統による都内導入を開始した。

- ・ 275kV 地中ケーブル系統の導入（1971 年）
- ・ 500kV 送電開始（1973 年）
- ・ 500kV 外輪系統多重化
- ・ 500kV 地中ケーブル系統導入（2000 年）

(3) 設備計画の基準と具体的系統構成（考慮すべき稀頻度事故）

東京電力の基幹系統の設備増強に係る信頼度基準は、単一設備事故の場合に停電が発生しないこと、また、ルート事故等二重設備事故の場合に大幅な停電が発生しないこととしており、当該基準に基づき、基幹系統は表 7.1-3 のような構成となっている。

表 7.1-3 基幹系統の構成と運用

電源系統	事故時に発電機が脱落したとしても、系統に重大な影響が及ばないよう、電源の規模等に応じてルート数等を決定。
500kV 系統	ループで運用し、事故の影響が広範囲に及ぶので、ルート事故が発生した場合でも大規模・長時間の停電が極力発生しないよう設備形成を図る。また、保護リレーを活用した対策（事故波及防止リレー等）も併せて行う。
275kV 系統	放射状とし、ルート事故時には停電を伴うことから、需要密度等を考慮して短時間で復旧できる構成とする。

このため、考慮すべき稀頻度事故としては、都区部への導入送電線（都内導入系統）におけるルート事故が発生した場合があげられる（都内導入系統の事故頻度については表 7.1-4 参照）。

なお、経年劣化等に起因する事故を低減するため、定期的な点検による劣化等の状況把握を行い、必要に応じて改修や取替を実施している。

表 7.1-4 275kV 架空送電線の事故頻度(S51 年度～H17 年度の 30 年間)

事故回数 (%)		492 回 (100%)
内訳	停電なし	478 回 (97.2%)
	1 回線事故（停電が 1 分を超えたもの）	7 回 (1.4%)
	2 回線事故（停電が 1 分を超えたもの）	7 回 (1.4%)
	うち、都内導入架空送電線のルート事故	1 回 (0.2%)

（４）都区部の供給系統の構成

都内導入系統は、500kV 外輪系統に設置された各拠点変電所から都区部に向けて、275kV 架空送電線（途中からは地中送電線）で構成されている。

○275kV 地中送電系統

- ・ 500kV 変電所から 275kV 系統を都心に向けて多方面から導入している。

都区部付近まで送電容量の大きい 275kV 架空送電線（2 回線）を導入し、都区部は 275kV 地中ケーブルで構成している。

- ・ 各方面からの 275kV 地中ケーブルは、都区部において他の 500kV 変電所からの 275kV 系統と連系できる構成としている。

運用は放射状系統とし、架空線及び地中線ともに稀頻度のルート事故の際には、都心部の連系機能を活用し、異なる 500kV 変電所から受電することが可能な構成としている。

○500kV 地中送電系統

- ・ 都区部系統の供給力及び信頼度を強化するため、500kV 外輪系統から 500kV 地中ケーブル系統を導入し、275kV 地中ケーブル系統と連系している。

○都内 2 次系火力発電機の接続（154kV）

- ・ 都区部の需給不均衡緩和を目的としている。
- ・ 275kV 系統のルート事故等の際には、発電出力と需要とがバランスするよう 2 次系の負荷の調整を行い、単独系統として運転を継続することを目指している。

○154kV 系統、66kV 系統

- ・275kV 変電所の二次側である 154kV 系統及び 66kV 系統については、その大半を異なる 275kV 変電所間で連系している。

275kV 系統のルート事故等の際には、上記連系機能を活用して、異なる 275kV 変電所から系統切替を行うことで、供給可能な構成としている。

7.1.2. 東京電力の系統運用

(1) 系統運用の役割、主要項目（表 7.1-5）

電力品質の維持、安定した電力供給及び設備保安を確保するため、平常時においては、電圧・周波数など電力品質を維持するとともに、単一設備事故又は送電線ルート事故等を想定し、必要な信頼度の確保と停電発生時の迅速な復旧が図れるよう運用している。

台風等の異常時においては、人身安全及び設備保安を確保し、同時に系統の安定を維持するための対応を図っている。

事故時には、状況把握、緊急処置、事故設備判別、復旧方針確立、復旧操作を的確、迅速に実施し、停電の早期復旧を図るとともに、停電復旧後の適切な信頼度対策を実施している。また、事故発生日時、事故設備、停電の発生状況等の必要な事項については、関係箇所へ情報連絡を行っている。

表 7.1-5 系統運用の主要項目

(1) 常時の系統運用	a. 需給運用 需給計画の策定、運転予備力や瞬動予備力の確保など。	
	b. 周波数調整 系統周波数を安定に維持する。	
	c. 系統構成の決定 安定、効率的で信頼性が高く、常時・事故時の系統運用操作が円滑にできる系統構成を検討・決定する。	
	d. 系統の監視・操作・潮流調整 系統状況を系統監視装置、関係箇所からの連絡等により常に把握し、電力品質を維持する。また、常時・事故時に必要な系統の操作を実施するとともに、電力設備の潮流を運用目標値以下に調整する。	
	e. 系統電圧調整 電力系統における電圧安定性の確保と、供給系統の適正電圧維持のため無効電力潮流を調整する。	
	f. 事故復旧対策書の作成及び事故復旧訓練 単一設備事故、送電線ルート事故を想定し、事故直後の状況と復旧方法を検討し、事故復旧対策書を作成する。また、机上及びシミュレータを用いた訓練を実施する。	
	g. 作業停止調整 電気工作物の作業停止時に、需給の均衡及び供給信頼度の維持を図り、効率的な停止作業を実施する。	
(2) 異常時の対応	a. 台風及び塩害時の対応	異常時に、人身安全、設備保全に配慮しつつ系統の安定を維持する。
	b. 降雪時の対応	
	c. 大規模地震警戒時の対応	
(3) 事故時の対応	a. 事故復旧処置	事故時の速やかな停電の解消。また、必要な事項について、関係各所に情報連絡する。
	b. 事故発生時の情報連絡	

(2) 系統運用の体制（図 7.1-1）

各給電指令箇所及び機器操作箇所の役割は以下の通りである。

- ・中央給電指令所

需給調整に関する給電指令業務を行うとともに、系統給電指令所の給電指令業務を総括する。

- ・系統給電指令所

基幹系統の給電指令業務を行うとともに、当該給電指令系統に属する支店給電所の給電指令業務を総括する。

- ・支店給電所

地域供給系統の給電指令業務を行う。

- ・制御所・変電所

電力設備の監視及び系統給電指令所・支店給電所からの操作指令に基づき機器操作を行う。

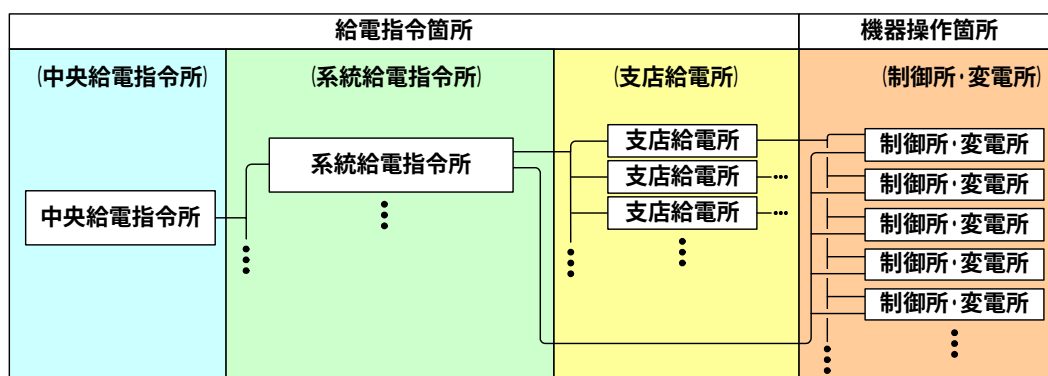


図 7.1-1 システム運用体制

（３）事故復旧対策書の作成

①事故復旧対策検討の考え方

想定する事象に対して、事故時の状況、系統復旧手順を検討する。

②運用計画作成から事故復旧対策書作成までのフロー

(a)系統運用計画の作成

電圧安定性、系統安定度、過負荷等の系統運用を検討し、系統運用計画を作成する。

(b)夏期系統における事故復旧対策書の作成

系統運用計画を用いて、夏期重負荷時期の単一設備事故（母線、変圧器、送電線）、架空送電線ルート事故に対する標準的な復旧方法を検討し、事故復旧対策書を作成する。

(c)作業停止時における事故復旧対策書の作成

当該設備を停止した場合の、供給信頼度、需給バランス、電圧安定性、系統安定度、短地絡電流等を検討するとともに、事故復旧対策書を作成する。

（４）事故復旧訓練の実施

様々な系統状況（夏期重負荷時の系統、作業停止時の系統等）下において、複数の訓練ケース（事故復旧対策書をベースとする架空送電線ルート事故等）を実施している（表 7.1-6）。

表 7.1-6 訓練方法と内容

訓練方法	訓練内容
机上訓練	電力系統図と事故復旧対策書を用いた机上での事故復旧訓練
シミュレータを用いた訓練	事故時の系統状況を模擬する訓練用シミュレータを用いての事故復旧訓練
合同訓練	大規模・広範囲な停電や需給逼迫・系統電圧低下などの非常事態に備えた各所合同での事故復旧訓練

(5) 作業停止調整

電気工作物の作業停止時に、需給の均衡及び供給信頼度の維持を図り、効率的な停止作業を実施している（表 7.1-7）。

表 7.1-7 作業停止調整の際の検討項目

①信頼度の確保	：単一設備事故、架空送電線ルート事故時の停電の影響、復旧方法
②電圧安定性、系統安定度、短地絡電流	
③保安の確保	
④需給の均衡	：発電機停止・発電抑制を伴う場合は全系統の需給バランスの確保
⑤停止時期	：設備に余力のできる負荷レベルの時期に調整、復旧先系統での作業停止計画との整合、発電機定期点検作業との整合、同一設備停止が必要な他の作業との同調
⑥コスト	：高効率発電機の停止・抑制回避

(6) 事故時の情報連絡

事故時において、機器操作箇所（制御所・変電所）および給電所は、事故発生の日時、停電の状況、事故設備、実施した処置の内容等についてあらかじめ定められた箇所に報告する。

(7) 事故復旧操作（2006 年 8 月 14 日江東線ルート事故の例）

①江東線ルート事故の概要

- ・発生日時 平成 18 年 8 月 14 日（月）7 時 38 分
- ・事故箇所 江東線 78～79 号鉄塔間の 275kV 送電線（旧江戸川横断）
- ・事故原因 当該送電線ヘクレーン船のクレーンブームが接触
- ・設備被害 江東線 1 号線アルミ線切断と鋼心に傷、2 号線アルミ線切断
- ・停電規模 約 216 万 kW（約 139 万軒）
- ・停電復旧 同日 8 時 37 分全系統送電（一部地域の配電区間では停電継続）

②復旧経過

- ・7 時 38 分 江東線 1,2 号事故発生（約 121.7 万軒が停電）
（一部の江東線内負荷は、都内発電所より供給継続）
- ・～7 時 57 分 超高圧変電所を含む、約 67.8 万軒の停電を復旧
- ・7 時 58 分 朝の需要の伸びに伴い供給力とのバランスが崩れ、発電所が自動停止（約 17.4 万軒が停電：合計約 71.3 万軒停電）
- ・～8 時 08 分 超高圧変電所を含む、約 40.3 万軒の停電を復旧
- ・～8 時 18 分 超高圧変電所を含む、約 11 万軒の停電を復旧

- ・～8 時 26 分 超高圧変電所を含む，約 14 万軒の停電を復旧
- ・～8 時 37 分 全系統送電
- ・8 時 37 分 配電機器不具合による停電継続（約 1.5 万軒の停電）
- ・9 時 00 分 江東線損傷状況最終確認，クレーン線接触による事故と確定
- ・～10 時 44 分 配電機器不具合による停電継続（約 200 軒の停電）
- ・12 時 20 分 配電機器不具合による停電解消

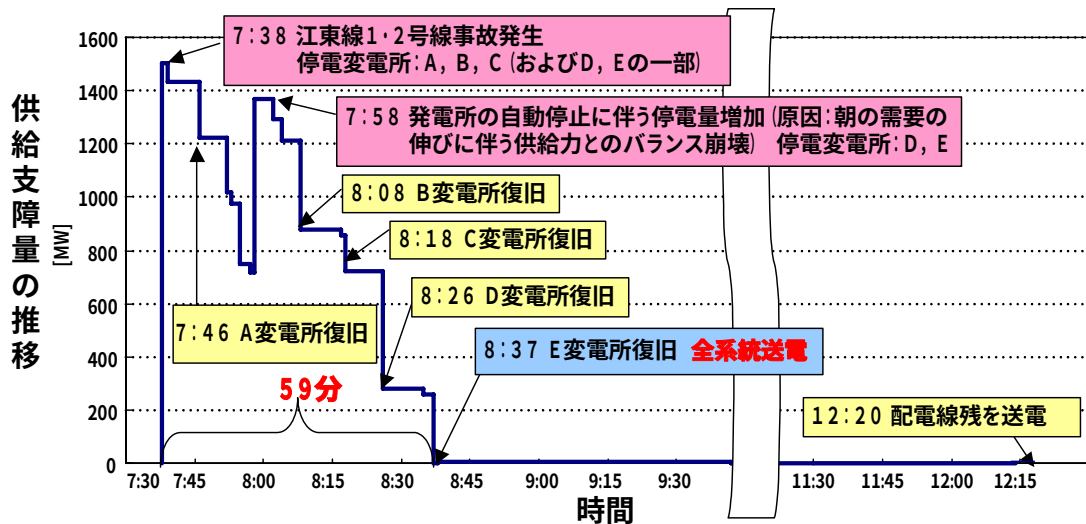


図 7.1-2 停電量の推移

③設備復旧

- ・8 月 15 日(火) 0 時 27 分 江東線 2 号復旧完了
- ・8 月 16 日(水) 23 時 32 分 江東線 1 号復旧完了

④江東線ルート事故の復旧操作

事故発生直後においては、一旦は単独運転成功の手順で復旧操作を開始したものの、その後、単独運転不成功により、単独系統停止（20 分後）となった。しかし、単独運転不成功の手順に切り替えて復旧する等事前の事故復旧対策書による訓練のとおり概ね 1 時間で復旧が完了した。今後、復旧時間の更なる短縮に向け、系統状況の変化に応じた事故復旧対策書の改定と、これに基づく復旧訓練を継続実施するとともに、2 給電所が同時訓練可能なシミュレータ（開発中）の活用による連携力強化を図る予定である。

7.1.3. 更なる事故影響の極小化と早期復旧に向けて

都区部に供給する送電線（都内導入系統）のルート事故に対しては、275kV 系統の都区部における連系機能を活用し、系統切替によって他の 500kV 変電所から送電することにより復旧が行われる。また、154kV 系統及び 66kV 系統についても、その大半を異なる 275kV 変電所に連系し、系統切替により、より迅速に停電を復旧できる構成とされている。

また、系統運用の面では、需給バランス、潮流分布、系統安定度、電圧安定性等についての解析・検討を行い、あらかじめ電力流通設備の運用管理値を決定し、その範囲内に潮流を

管理している。また、送電線ルート事故に備えられた事故復旧対策書の作成と事故復旧訓練が実施され、早期復旧のために備えられている。

都内導入 275kV 送電線ルート事故時に想定される停電の規模を更に極小化するための系統構成面での方策としては、以下(a)～(f)の 6 つが考えられ、更なる事故影響の極小化に向け、(d)、(e)及び(f)について着実に実施する予定である。

(a)都区部へ供給する 275kV ルートの新設

1 ルート新設することにより停電の規模を約 14%程度減少させることが考えられる。ただし、実現には、500kV 外輪線における変電所の新設及び数十 km におよぶ新たな架空送電線のルート確保が必要となる。

(b)都内導入架空送電線の地中化

都内導入送電線の地中化を図ることにより、雷害・風雪等の影響や他物接触による事故の可能性を減少させ、信頼性を向上させることが考えられる。ただし、地中ケーブルの場合、架空線と比べ送電容量が小さいことから、現状と同等の設備容量を確保するためには複数ルートの構築が必要となる。また、ケーブルの事故時には、架空送電線と比較して復旧が大幅に長期化する。

(c)都区部における 275kV 系統の運用を、放射状からループ運用への変更

現在、放射上で運用している都内導入送電線を異なる 500kV 変電所からのループ運用とすることにより、都内導入送電線ルート事故の際にも停電を発生させないことが考えられる。ただし、地中ケーブルはインピーダンスが小さいことから、500kV 外輪系統の東から西への潮流が都区部に重畳し、ループ系統を構成する送電線の送電容量を超えるとともに、大幅に増加する事故電流が地中ケーブルの防災対策レベル、場合によっては遮断器の定格遮断電流を超過するような状況が想定され、運用の変更だけではなく、設備面での対策も必要となる。

(d)単独系統並列操作の自動化

都心系統単独運転制御装置の動作により維持した単独系統を自動で系統並列する装置を導入する（図 7.1-3）。

2006 年 8 月に発生した江東線ルート事故では当初、都心系統単独運転制御装置の動作により運転を維持した単独系統内の負荷を除く 150.5 万 kW の停電であったが、約 20 分後に単独系統内電源の自動停止により 65 万 kW が追加で停電となった。本装置により運転中の単独系統を迅速に本系統に並列することが可能になる。

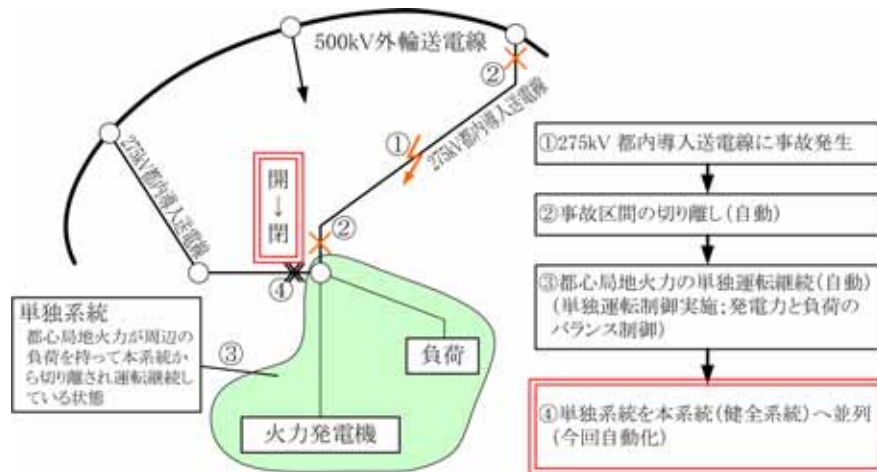


図 7.1-3 システムの自動並列

(e) 都区部へ直接供給可能な火力発電所の増設

都区部への直接的な供給力の強化を図るとともに、更なる供給信頼度の向上に資するべく、275kV 送電線を新設し、川崎火力 1 号系列を都区内の 275kV 供給系統に接続する。

(f) 275kV 都区部供給系統の強化

都区部への 275kV 供給系統に設置されている 2 つの 275kV 変電所を新たに連系する 275kV 地中送電線を新設し、都区部への供給系統の連系強化を図ることにより、系統切替を可能とし、供給信頼度の向上を図る。

また、現状の停電復旧目安時間の更なる短縮を図るため、以下に取り組むこととしている。

(g) 復旧操作の自動化装置の開発・導入に向けた技術課題等の検討

都心地域において停電が発生した場合の迅速な復旧を目的として、一部の都内超高压変電所全停止時の復旧操作の自動化装置を開発・導入するに当たり、必要な技術課題等の検討に着手する。

(h) 復旧時間の更なる短縮に向けた訓練の高度化及び充実

系統状況の変化に応じた事故復旧対策書の改定と、これに基づく復旧訓練を継続実施するとともに、2 給電所が同時訓練可能なシミュレータ（開発中）の活用による給電所間の連携力強化及び朝や昼休み後など需要が急激に変化する時に発生する事故を想定した訓練の実施を図る（再掲）。

7.2. 中部電力

7.2.1. 中部電力の系統構成

(1) 系統構成の基本的考え方

①設備形成上の信頼度基準

中部電力における設備形成に係る信頼度基準は、表 7.2-1 のとおりである。

表 7.2-1 中部電力における信頼度基準

設備健全時	・潮流が設備の常時容量を超過しないものとする。 ・電圧が適正に維持できるものとする。 ・発電機が安定に運転できるものとする。	
設備故障時	基幹系統	a. 単一事故(N-1 故障 ^{※1})の場合には、供給支障停電が生じないものとする。 b. 稀頻度事故(N-2 故障 ^{※2})の場合には、短時間で供給支障を解消することを目標とする。
	負荷系統	a. 単一事故(N-1 故障)の場合には、一次変電所、二次変電所およびこれらに供給する送電線では短時間で供給支障を解消するものとする。ただし、供給支障による社会的影響が大きい地域では極力供給支障が発生しないものとする。 b. 稀頻度事故(N-2 故障)については考慮しない。ただし、供給支障による社会的影響が大きい地域では、短時間で供給支障を解消することを目標とする。
	電源線	a. 単一事故(N-1 故障)の場合には、原則として発電支障が生じないものとする。 b. 稀頻度事故(N-2 故障)については考慮しない。ただし、系統に与える影響が大きい場合は、送変電設備の拡充による対策を検討する。

※1 N-1 故障：送電線の 1 回線故障、変圧器の 1 台故障

※2 N-2 故障：架空送電線の 2 回線故障、変電所の母線故障

また、N-1 故障となる一次原因を減らす取組については、雷・台風・雪等の自然現象に起因する故障低減対策として、必要な箇所には、各種設備対策や設計面の強化をしている。

経年劣化対策としては、設備の劣化状況や耐用寿命等を考慮して、設備更新（全体・部分的）を図っている。

②系統構成の考え方

500kV 系統はループ状、275kV 系統以下は放射状による構成を基本としている。

系統構成の選定に当たっては、ループ系統と放射状系統の特徴を総合的に考慮して決定する。

また、停電による社会的影響が大きい地域では、多ルート化により短時間で停電を解消できる系統構成とする。

送電線の種類については、架空送電線を標準とする。ただし、架空送電線とすることが技術上、経済上、又は地域事情により著しく困難な場合は、地中送電線とする。

(2) 系統構成の現状

① 基幹系統・電源構成の現状と特徴

中部電力管内は、北側に日本アルプス等の山々、南側に伊勢湾や遠州灘などの海岸を有する地形で、伊勢湾の北には濃尾平野が広がっており、この地域の経済活動の中心である名古屋市は中部電力管内において随一の大規模需要地となっている。

基幹系統は、濃尾平野を取り囲むように形成された 500kV の二重外輪系統と、500/275kV 変電所と発電所や負荷供給拠点変電所を繋ぐ 275kV 系統によって構成されている。

主要な火力電源の知多火力、川越火力、新名古屋火力等は伊勢湾奥にあり、電源と需要の大部分が共に 500kV 外輪系統の内側に位置しているのが特徴である。このため、発電所の発生電力は需要地に直接送電され、過不足分が 500kV 外輪系統を通じて送電される。

500kV 系統は、浜岡原子力発電所等の遠隔地電源の送電及び電源と負荷との地域間の偏りを吸収するとともに、他電力会社との連系を担っている。当初は一重系統であったが、電源開発に伴う安定化・重潮流対策及び供給信頼度確保の観点から二重外輪系統とし、現在はループ運用を行っていることから、稀頻度事故発生時にも停電は発生しない。

一方、275kV 系統は、電源送電及び負荷系統への供給を担うとともに、500kV 系統を補完する役割があるが、電源集中による短絡容量抑制の必要性等から、放射状運用としている。このため、稀頻度事故時には一時的に停電が発生するが、系統切替により短時間で復旧可能である。

また、1 ルートの電源線に稀頻度事故が発生した場合、発電停止となるが、必要に応じて、複数ルートを導入し送電系統を分散させていることから、系統に与える影響は小さくなっている。

② 大規模需要地域である名古屋市内の供給系統

大規模需要地域である名古屋市内の供給形態については、275kV 複数ルートの導入、供給拠点の分散化、154kV 変電所等の二電源化が図られている。

③ 想定する稀頻度ながらも広範囲に停電をもたらす事故

考慮すべき稀頻度事故としては、大規模需要地域である名古屋市内への導入送電線におけるルート事故が発生した場合があげられるが、275kV 送電線が複数ルート導入されており、他ルートへの切替により短時間で復旧可能である。

7.2.2. 中部電力の系統運用

(1) 系統運用体制

需給運用を担う中央給電指令所と系統運用を担う給電制御所により運用を行っており、給電制御所については、基幹給電制御所と各地域の支店給電制御所がそれぞれの管轄範囲の系統運用を行っている（図 7.2-1）。

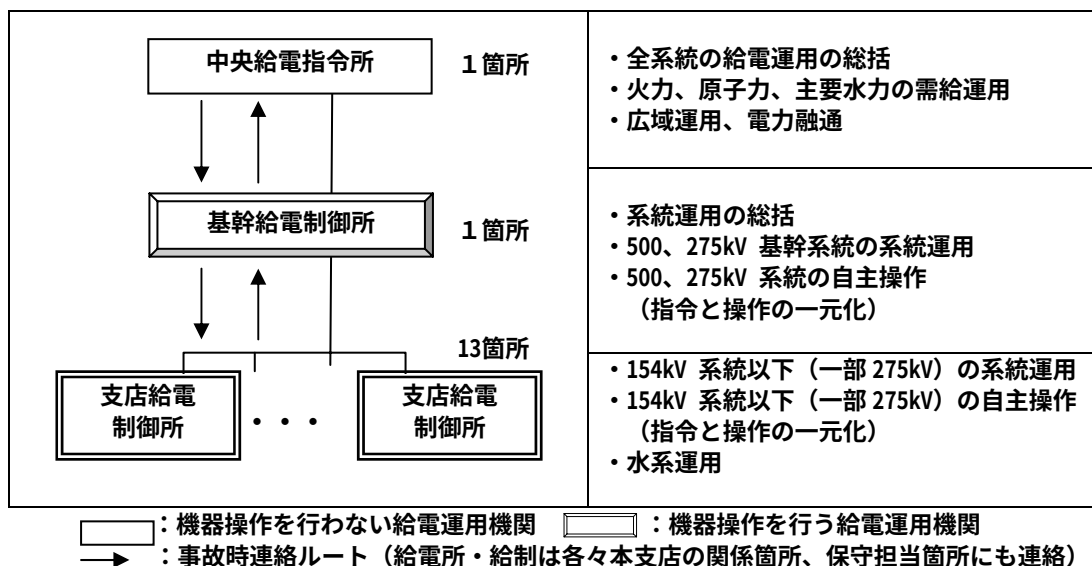


図 7.2-1 系統運用体制

（２）系統運用に関するルールの整備状況

①ルール体系

系統運用に関するルールとして、給電規程とともに、当該規程の下に平常時系統運用指針や異常時系統運用指針が定められている。

②平常時系統運用指針の概要

平常時運用指針には、表 7.2-2 のような内容が記載されている。

表 7.2-2 平常時系統運用指針の概要

- 適正潮流・適正電圧の維持・送電損失の軽減・事故発生時の停電範囲の縮減等を考慮した系統構成の決定
- 電力設備の運転状況、需給状況、周波数、電圧、潮流など電力系統の監視と潮流の調整
- 常時、関西電力と交流連系し、必要な運転予備力・瞬動予備力を確保した周波数の運用
- 供給電圧の適正維持・系統電圧及び系統安定度の維持・電圧の高品質確保を考慮した電圧・無効電力の運用

③異常時系統運用指針記載内容

（イ）異常時系統運用指針の項目

異常時系統運用の項目は表 7.2-3 のとおりとなっている。個別項目に記載している内容は次項以降のとおりである。

表 7.2-3 異常時系統運用指針の項目

- 第 1 章 総則 …目的、用語の定義等
- 第 2 章 事前措置 …状況の把握、異常気象に応じた措置等
- 第 3 章 故障の復旧 …故障復旧の基本事項、送電線故障時の復旧等
- 第 4 章 需給逼迫時の措置 …供給力の確保、負荷遮断等
- 第 5 章 給電故障報告とその他の報告 …給電故障報告・連絡等

(ロ) 異常時系統運用指針の概要

(a) 事前措置

異常気象・地震等電力系統に事故発生のおそれがある場合の事前の対応（電力設備作業の中止、供給力の確保、潮流調整の実施、要員の確保・待機 等）について記載している。

例：平常時には経済性を考慮し、発電機の出力を調整しているが、雷雲発生時は潮流調整を行うため、発電機出力の持替を実施。

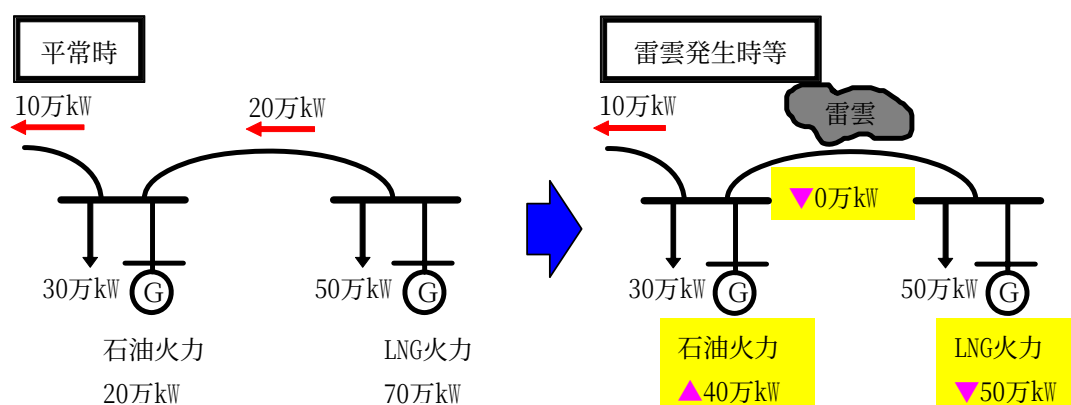


図 7.2-2 潮流調整

(b) 事故復旧

復旧の基本事項、設備毎（送電線・母線・変圧器等）および系統事故（全停、周波数・電圧変動）の復旧に関する考え方について記載している。

例：154kV 以下架空送電線の復旧

再送電により復旧するが、再送電が不良の場合は、送電線に接続する変電所を一旦切り離れたうえで送電線を加圧することで、送電線の事故か変電所構内の事故かを判定し復旧させる。

表 7.2-4（参考）復旧支援システム

配電用変電所	受電回線停止時、予備回線側に電圧がある場合は自動で受電回線を切り替える装置がある。
--------	---

ただし、275kV 変電所、154kV 変電所等では、設備余力・供給余力・系統状況・健全系統側に与える影響を総合的に判断する必要があることから、系統運用者が復旧操作している。

(c) 需給逼迫時の措置

電源の脱落・負荷の急増等による需給逼迫時の措置について、下記のような内容を記載している。

・供給力の確保

供給力不足が生じた場合、供給力不足を早急に解消するため、速やかに、火力・水力への緊急発電指令、調整池式水力の発電増加、需給相互応援融通の発動、火力

発電機の増出力運転指令、卸電気事業者等への発電出力増加要請等の措置を行う。

- ・需要の抑制

前項の供給力不足対策を実施してもなお、供給力の確保が困難と判断した場合には、需要抑制の措置を行う。ただし、時間的余裕のない場合などには、すべての対策が完了する前に需要抑制の措置を行うことがある。

- ・負荷遮断

諸対策を講じたとしても、需給バランスの維持が困難と判断した場合は、必要な量の負荷を遮断し、供給力の回復を待って送電する。

(3) 保護リレーシステム

設置している保護リレーシステムとしては、事故除去リレーシステムと事故波及防止リレーシステムがある。事故波及防止リレーシステムの概要は以下のとおりである。

【事故波及防止リレーシステムの概要】

2 回線事故等の重大事故時には、事故除去リレーにより事故を除去したとしても電力系統を安定に運転することができず、過負荷、電力動揺、周波数低下等などの系統じょう乱を発生させる場合がある。

このような系統じょう乱に対しては、事故波及防止リレーを適用することにより、事故による停電範囲を極小化し、安定運転を可能としている。

(例) 電源線供給系統の事故ケース

広域安定度を維持するため、発電機を系統から解列する電源制御装置がある（図 7.2-3）。

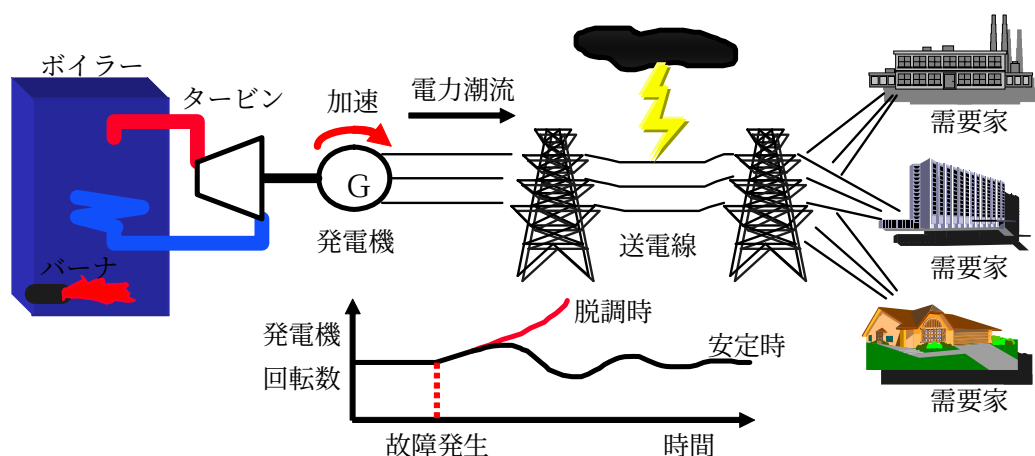


図 7.2-3 広域安定度を維持するための電源制御の概要

(4) 訓練実施状況

給電所・給電制御所当直員によるシミュレータ訓練を中心に、概ね表 7.2-5 のような訓練を実施している。

表 7.2-5 中部電力で実施している訓練

所別	研修件名	訓練内容
中央給電指令所 基幹給電制御所	合同シミュレータ訓練	事故復旧訓練
	合同被災訓練（単独） 同上（同時）	被災時の平常時運用 同上
	他部門合同重大事故復旧訓練	広域的な停電を想定した情報連絡・系統事故復旧訓練
支店給電制御所	シミュレータ訓練	事故復旧訓練
	支店内他部門合同情報訓練	情報連絡・系統事故復旧訓練

※1 回あたり 4～5 件程度の事故件名に関し、復旧訓練を実施

シミュレータ訓練では、送電線 2 回線停止等の事故についても実施している。

なお、復旧事例の追加作成（現在想定している稀頻度事故と同レベルの事例の追加）、訓練方法（支店給電制御所との合同訓練、需要変化時における対応等）に工夫の余地があると考ええる。

7.2.3. 更なる事故影響の極小化と早期復旧に向けて

大規模需要地域である名古屋市内への供給系統でのルート事故に対しては、275kV 及び 154kV 系統の名古屋市内における連系機能を活用し、系統切替によって他の 500kV 又は 275kV 変電所から送電することにより復旧が行われる。また、系統運用の面では、需給バランス、潮流分布、系統安定度、電圧安定性等についての解析・検討を行い、あらかじめ電力流通設備の運用管理値を決定し、その範囲内に潮流が管理されている。また、送電線ルート事故に備えた事故復旧対策書の作成と事故復旧訓練が実施され、早期復旧のために備えられている。

名古屋市内への供給系統でのルート事故時の停電規模の更なる極小化と早期復旧のための方策については、以下(a)～(c)の3つが考えられ、このうち、(c)について着実に実施する予定である。なお、停電範囲の極小化に資する事故時の単独系統への移行については、名古屋市内への供給系統の場合、火力発電所が当該供給系統に連系されており、電源と負荷とが比較的バランスしているケースにおいて事故時の単独系統への移行により停電回避が期待できることから、従来から異常気象時には事故時の系統単独への移行を期待した運転が行われている。

(a) 名古屋市内へ供給するルートのループ運用について

名古屋市内へ供給するルートをループ運用とした場合、送電線 2 回線故障時にも停電の発生を回避することが可能となる。ただし、地中ケーブルはインピーダンスが小さいことから、電源及び負荷状況により、潮流が変動し、275kV 地中送電線の送電容量を超過するとともに、多くの箇所で短絡容量の超過対策が必要となる。

(b) 新ルート、新変電所の建設

新ルート及び新変電所を新設した場合には、更なる停電範囲の極小化を図ることが可能である。ただし実現には、長期間の工事と莫大な投資が必要となる。

(c) 訓練方法の充実

稀頻度事故を想定した訓練事例の追加や、支店給電制御所との合同訓練、需要変化時における訓練などを充実させる。

7.3. 関西電力

7.3.1. 関西電力の系統構成

(1) 現在の関西電力系統の概要

- ・需要は、大阪湾岸の平野部に帯状に集中している。
- ・電源は、主に日本海側及び兵庫県西部方面並びに和歌山県方面に位置する。
- ・需要地を取り囲むように 500kV 二重外輪系統が構築されている。

(2) 基幹系統の変遷

① 154kV 系統時代（1951 年関西電力発足時）

関西電力発足時は、水力発電が主力の時代であり、水力発電で発生した電気を 154kV 系統中心の長距離送電により大阪方面へ送電していた。需要地周辺は 77kV で連系していた。

② 275kV 系統時代

戦後復興の電力需要増加で既設 154kV 系統では安定送電の限界がきており、また、北陸・中部山岳地帯の新規水力発電の開発が計画されており、更なる高電圧、大容量の送電系統が必要となっていた。

こうしたことを背景として、当時の機器製作技術等から 275kV 送電系統建設を決定した。1953 年、275kV 新北陸幹線（新愛本～枚方間 320km）を竣工させた。

新北陸幹線に続き、水力発電の建設に伴い、丸山、大黒部幹線が建設された。また、里側に外輪線系統を建設し、1963 年に 275kV 3 幹線ループ系統が完成した。

当時、系統全体を一体運用して、大量の電力が輸送された。また、「電源送電線」と「会社間を連絡する骨格となる送電線」との区別は行っていなかった。

③ 御母衣事故の発生

1965 年 6 月 22 日、電源開発(株)御母衣発電所付近で発生した落石により、送電線事故が発生した。その結果、電源地帯で発生された電力が一部の送電線に集中して流れることとなり、送電線の送電能力を超えたために送電不可能となった。この影響が他社との連系等にも影響を及ぼし、結果的に約 290 万 kW（当日の系統容量 410 万 kW の 70%）、全変電所復旧まで最大 3 時間 4 分にわたる停電が発生した。

御母衣事故の教訓から、基幹系統の構成においては大規模停電の防止を基本思想とした。この結果、当時の制御機器の能力や事故事象のシミュレーション技術を勘案し、ループ系統よりも事故時の影響の局限化が容易な放射状系統が指向された。これにより、想定外の稀頻度事故でも全系統崩壊を防止することとした。

④ 500kV 系統

(a) 500kV 系統構想の背景

1970 年頃、年平均 10%程度の需要増加が見込まれており、また、遠隔地の大容量原

子力発電所の開発計画に伴い、高電圧及び大容量の送電システムが必要となった。当時の系統容量の増加に伴い、275kV 系統での短絡電流が設備の能力を超過することが予想されていた。

この状況を受け、基幹系統と電源開発とが一体となった 500kV 系統構想を策定した。

(b)500kV 一重外輪系統の構成の基本思想

系統構築に当たっては、御母衣事故の教訓を生かし、想定外の稀頻度事故でも全系統崩壊を防止することを基本として、放射状系統を採用するとともに、電源と需要をブロックごとにバランスさせ、骨格となる部分（外輪線）にはできるだけ電力を流さないというものになった。

⑤ 500kV 系統の二重化

1985 年頃、電源開発の偏在によってブロックバランスがとれなくなり、外輪線潮流が増大したため、大規模停電の防止及び電源開発地点変更への対応という二大基本方針の下、500kV 二重外輪系統の導入が計画された。

二重外輪系統は、各ルートの電源と需要のバランスが取れるよう電源線及び外輪線を構築し、外輪線に大きな潮流を流さないことを目的とした。稀頻度事故時に全系統崩壊を防止する思想は継続した（図 7.3-1）。

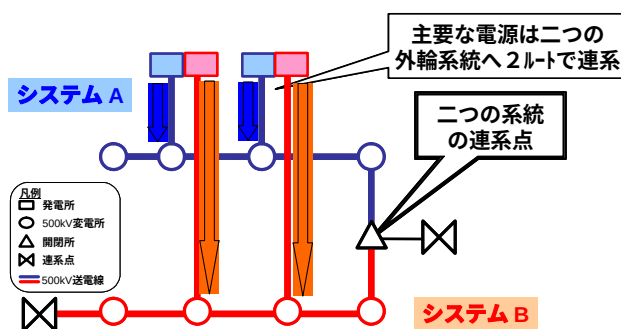


図 7.3-1 500kV 二重化の考え方

⑥ 500kV ループ系統の採用

2000 年頃、依然として、電源立地が計画通り進まなかったこと、潮流の状況、制御機器の能力及び事故事象のシミュレーション技術の飛躍的向上を背景として、稀頻度事故時に全系統崩壊を防止する思想は継続しつつ、500kV 外輪線に関し、シンプルなループ系統を採用することとした（図 7.3-2）。

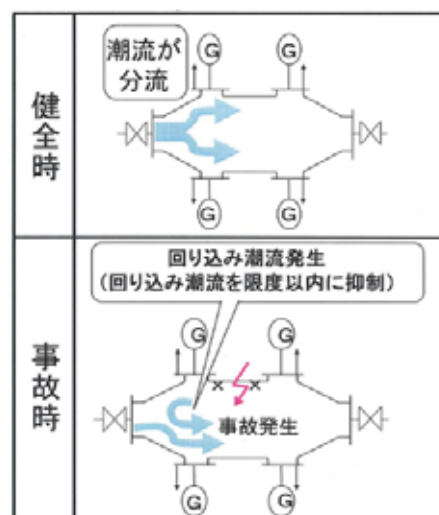


図 7.3-2 ループ運用の考え方

7.3.2. 関西電力の系統運用

(1) 電力系統の運用体制と基本的役割

中央給電指令所において時々刻々と変化する需要と供給力のバランスを保つとともに、中央給電指令所の統括のもと各階層で業務を分担し系統操作を行い、電気の流れを常にコントロールしている。

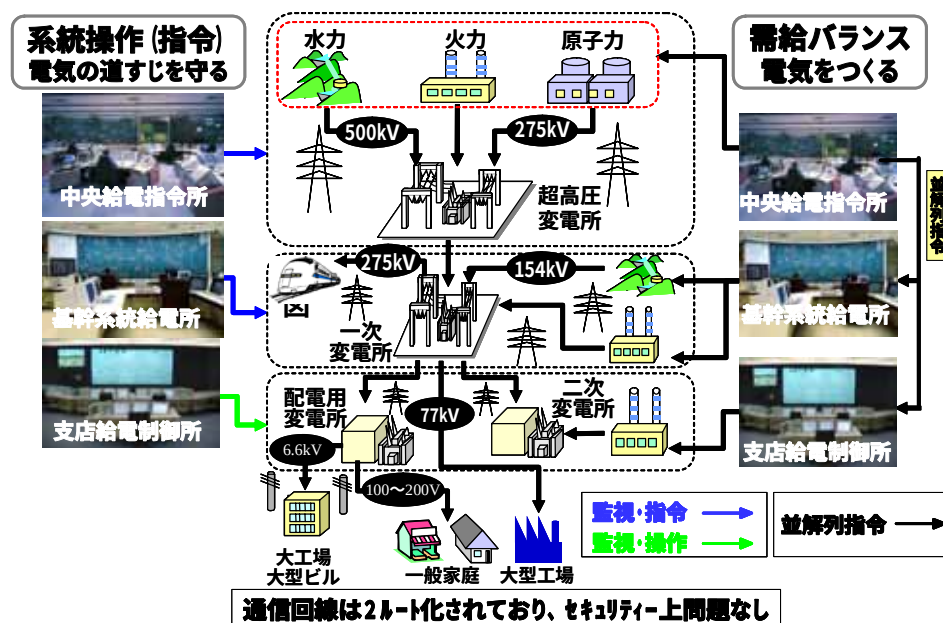


図 7.3-3 系統運用体制と基本的役割

(2) 系統運用の考え方

安定した供給力を確保し、質の良い電気を送るため、週間・翌日の計画を立て、当日の運用に備えている（図 7.3-4）。

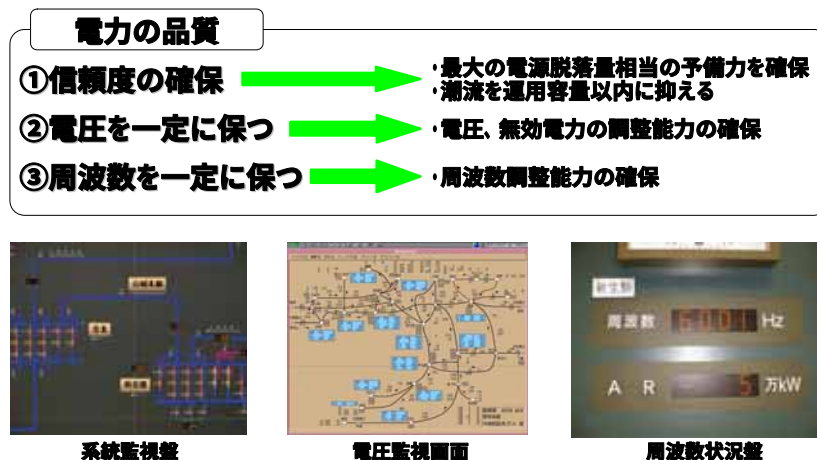


図 7.3-4 系統運用の考え方

(3) 事故復旧の考え方

①事故発生時の復旧措置

「第三者への被害防止」「停電解消」「機器損壊の防止」等を考慮し、迅速かつ的確に判断し復旧を行う上で、表 7.3-1 のような事項に留意する必要がある。

表 7.3-1 事故復旧時の留意事項

事故状況把握	給電設備による「トリップCB」、「動作Ry」の確認をする。 事故状況の把握により、復旧方針の検討等を行う。
緊急措置	変圧器の過負荷解消、系統周波数の回復等系統切替や発電所への指令を行う。
情報連絡	給電所からの情報連絡は、事故発生を関係各所に周知するとともに、復旧操作を迅速・確実に進めることが目的。
巡視指令	保守箇所等に巡視指令を出す場合には、事故箇所、動作Ry等事故巡視に必要な情報を連絡する。
試充電	線路の試充電は「同一回線の同一区間」について、原則1回としている。試充電は、停電の早期解消、信頼度の向上を目的とする。
負荷送電	大規模な負荷送電は、系統に与える影響が大きいことから、供給力を十分確保の上行う。

(CB：遮断器、Ry：リレー)

②給電所で把握できる給電情報

給電所においては、事故の現象は把握できる（図 7.3-5）が、原因の特定については現場巡視が必要である。

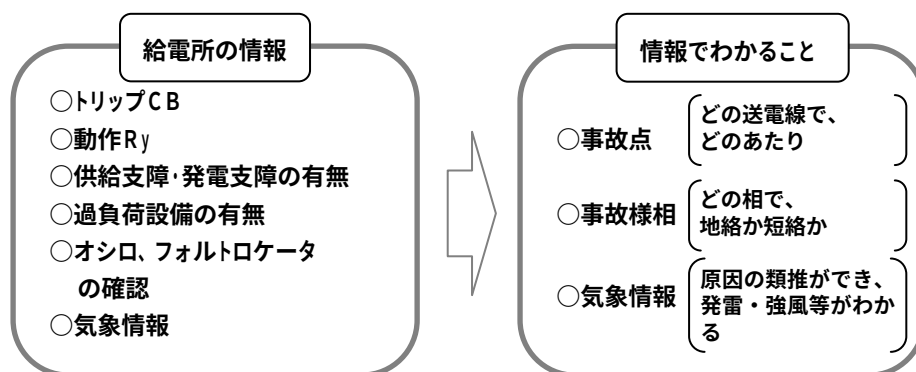


図 7.3-5 給電所での把握情報

(4) 事故復旧方法について

事故時の復旧については、事故箇所によって復旧方法も異なり、復旧時間に大きな相違が出てくる。

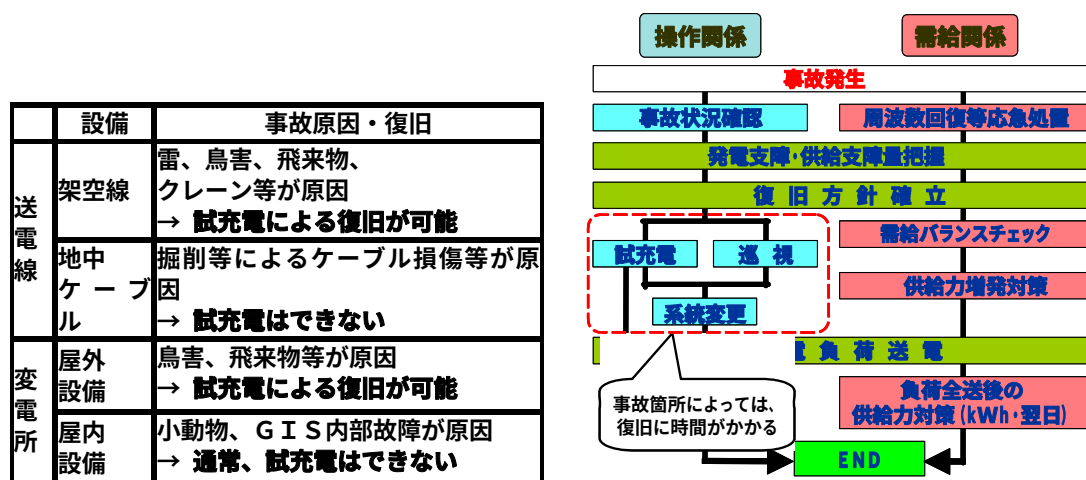


図 7.3-6 事故復旧方法

(5) 大規模需要地域への供給系統構成と事故復旧

- ・ 500kV、275kV 拠点変電所から放射状に供給し、一つの放射状系統からは複数の 154kV 変電所に供給している。
- ・ 154kV 変電所間・負荷供給系統は相互に接続し、事故復旧が容易な構成としている。

(6) 具体的な事故復旧と情報発信

給電制御所においては、事故復旧の他に「お客さま等社外対応」を目的とした情報発信を行なうことも重要な仕事となる（図 7.3-7）。

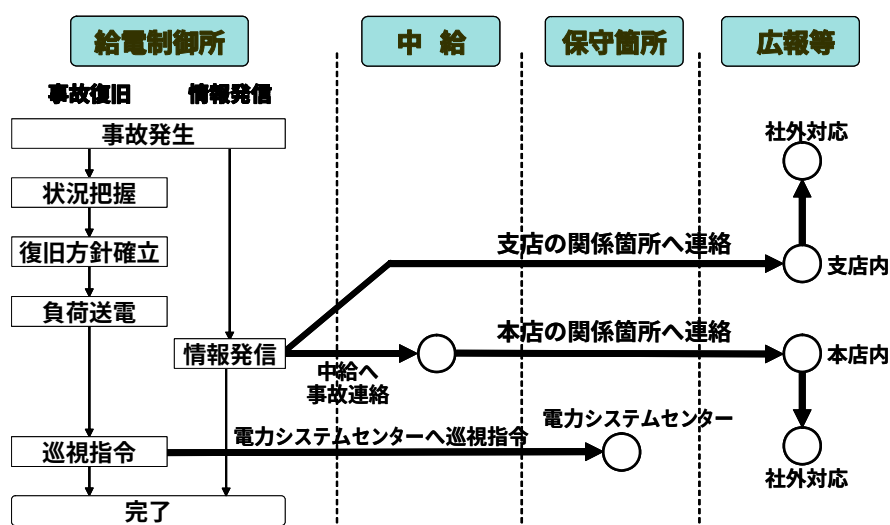


図 7.3-7 復旧方法と情報発信

(7) 訓練（各給電所における訓練メニュー）

①訓練種別：目的に応じて、表 7.3-2 のような様々な訓練メニューを考えて実施している。

表 7.3-2 訓練

訓練種別	主な目的（ねらい）
1. 個人訓練	直員の個別技能の向上
2. チーム訓練	各席ごとの役割を意識しながら、チームとしての総合的な技能の向上と、直内の連携、情報共有化能力の向上を図る
3. 夏季総合訓練	大規模事故発生時のスムーズな復旧を目指し、特に関係箇所との連携強化を図る（夏季ピーク断面で実施）
4. 合同訓練	同上 〔・ 端境期、冬ピーク時や作業実施等を意識したケースで実施 ・ 他電力との合同訓練を実施〕
5. その他中・基幹給同時進行訓練、中給訓練交流会等を実施している。	

②訓練ケース：様々な箇所、発生時間、事故条件を想定して訓練している。

7.3.3. 更なる事故影響の極小化と早期復旧に向けて

稀頻度ながらも広範囲に停電をもたらす事故が発生した場合においても、全系統崩壊に至らないことを基本思想に 500kV 外輪系統はシンプルなループ系統が採用されるが、その他の系統は事故波及しにくい放射状運用が行われている。

稀頻度ながらも広範囲に停電をもたらす事故としては、大規模需要地域である大阪市に供給する系統において、送電線 2 回線事故や変電所母線事故が発生した場合が挙げられ、大阪市には 500kV 及び 275kV 拠点変電所から複数ルートで供給されている。

この送電線 2 回線事故に対しては、275kV 及び 154kV 系統の大阪市内における連系機能を活用し、系統切替によって他の 500kV 又は 275kV 変電所から送電することにより復旧が行われる。

また、系統運用の面では、需給バランス、潮流分布、系統安定度、電圧安定性等についての解析・検討を行い、あらかじめ電力流通設備の運用管理値を決定し、その範囲内に潮流を管理している。また、送電線ルート事故に備えた事故復旧対策書の作成と事故復旧訓練が実施され、早期復旧のために備えられている。

稀頻度ながらも広範囲に停電をもたらす事故に対して、更なる極小化と早期復旧のための方策については、以下(a)～(d)の 4 つが考えられ、更なる事故影響の極小化や早期復旧に向け、(c)及び(d)について着実に実施する予定である。

(a) 送電線の複数ルート化、変電所の分割等

ルート新設や変電所を分割することにより停電規模を減少させることが可能となる。

ただし、特に、大阪市中心部においては、用地の確保や多額のコスト負担が必要とされる。

(b) 供給系統における系統運用の放射状からループ運用への変更

大都市への供給系統の運用を放射状からループ運用へと変更することで、ルート事故時の際にも停電を発生しないことが考えられる。ただし、放射状運用を前提とした設備

形成がなされており、ループ運用に変更した場合、事故時の過負荷発生又は短絡容量の超過が発生する可能性があることから、大幅な設備対策が必要となる。

(c) 事故低減のための高経年設備対策

停電の原因となる事故そのものの発生頻度を抑制する取組が重要であると考えられることから、変圧器の劣化診断技術をはじめ、設備の老朽化を的確に把握し、確実に設備改修を実施するための技術開発に取り組む。

(d) 訓練による技術向上

多重・続発事故や需要急変時等の様々な事故に対して適切に対応するため、日頃のシミュレータ訓練によりさらに停電時間を短縮させるよう努める。

7.4. 九州電力

7.4.1. 九州電力における系統構成と運用の基本的考え方

(1) 信頼度の考え方

N-1 事故に対しては、供給支障を発生しないよう系統を構成し、また、N-2 事故に対しては、広範囲で大規模な停電事故を発生させないよう系統を構成している。

(2) 電圧階級別の考え方

① 基幹系統

送電線 2 回線事故等の稀頻度事故時に、系統分断により電力需要と供給力のアンバランスが生じ、広範囲で大規模な供給支障が発生するおそれがある。このためループ状系統を構成し、ループ運用を実施している。

大電力送電時における送電線 2 回線事故等の稀頻度事故に対しては、系統安定化のため系統安定化装置による電源制限、系統分離、負荷制限等の系統制御を実施している。

運用に当たっては、系統安定確保及び運転監視の確実性を考慮し、送電電力に運用目標値を定め、原則、その範囲内で実施している。

② ローカル系統

事故時の影響範囲が特定の地域に限定されるローカル系統では、系統運用の簡素化や事故電流の抑制の観点も勘案し、放射状系統を基本としている。県庁所在地等の都市に対しては、220kV 送電線複数ルートによる供給を行っており、都市全体が同時に停電とされない。特に、主要都市中心部においては、下位系統での連系機能を活用した系統切替により、供給支障範囲の極小化及び迅速な供給支障解消を可能としている。

(3) 設備の事故頻度

架空送電線 2 回線事故や地中送電線の単一事故は、表 7.4-1 に示すとおり、設備存続期間に発生する可能性は低く、稀頻度事故と考えている。

表 7.4-1 設備の事故頻度

		N-1		N-2	
		件数	頻度※1	件数	頻度※1
架空送電線 (再送電 不良)	500kV	1	0.016 件/60 km・年 (1 回/60 年)	1 ※2	0.005 件/60 km・年※2 (1 回/210 年)
	220kV	20	0.047 件/20 km・年 (1 回/20 年)	2	0.005 件/20 km・年 (1 回/200 年)
地中送電線	220kV	1	0.006 件/10 km・年 (1 回/170 年)	0	実績なし

※1 送電線の事故頻度は平均亘長（500kV 架空：60km、220kV 架空：20km、220kV 地中：10km）当たりの値

※2 500kV 架空送電線 N-2 事故頻度は昭和 55 年～平成 17 年のルート断事故実績に基づき算出

(4) 事故防止の取組

① 送電鉄塔の耐風設計見直し

最近の台風による鉄塔倒壊実績を踏まえ、送電鉄塔の耐風設計を見直した。

② 浸水対策の見直し（平成 17 年台風 14 号での宮崎地区発電所浸水実績を踏まえた見直

し)

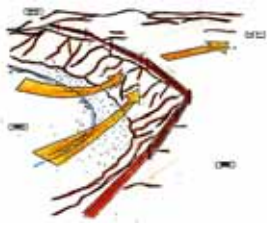
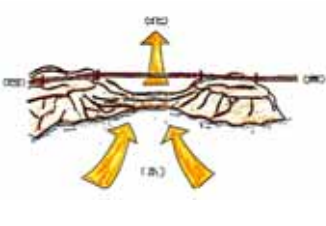
自治体が整備を進めているハザードマップに基づき、機器の嵩上げや防水壁、排水設備の設置等を実施した。

③高経年設備対策

高経年設備については、設備状況を十分把握し、適切な時期に取り替えを行う。

④ルート選定において回避する主な箇所（表 7.4-2）

表 7.4-2 ルート選定回避箇所

(1)山岳部の特殊箇所	(2)海岸周辺の特殊箇所	(3)岬・島嶼部の特殊箇所
		
従来から強い局地風の発生が知られる地域における稜線上の鞍部等、風が強くなる箇所	海岸近くで突出している斜面軽度の大きな山の頂部等、海岸からの風が強まる場所	岬・小さい島等、海を渡る風が吹き抜ける箇所

7.4.2. 九州電力の系統構成の現状

(1) 基幹系統

電源立地と需要分布を踏まえ、ルート断事故等の稀頻度事故に備えて、ループ状系統を構成し、ループ運用を実施している。

大電力送電時における送電線 2 回線事故等の稀頻度事故に対しては、系統安定化のための系統制御を行う（表 7.4-3）。

表 7.4-3 系統安定化のための系統制御

項目	考え方								
安定度維持対策	系統の安定度崩壊が予測される場合、対策として①電源制限や②系統分離を実施。								
過負荷対策	主幹送電線又は主要変圧器に一定限度以上の過負荷が生じた場合は、対策として①電源制限、②負荷制限、③系統分離を実施								
電圧低下対策	系統電圧が異常に低下した場合は、当該系統の負荷制限（UV リレー）により対処								
周波数対策	大電源脱落事故等による周波数低下時に、以下の対策を実施 <table border="1"> <tr> <th colspan="2">対策内容</th></tr> <tr> <td rowspan="3">周波数低下 大 ↓</td><td>・UF リレーによる揚水遮断</td></tr> <tr> <td>・系統安定化装置による揚水遮断・負荷制限</td></tr> <tr> <td>・UF リレーによる負荷制限</td></tr> <tr> <td colspan="2">※他社事故時、自社内での負荷制限を実施しないよう協調を図る。</td></tr> </table>	対策内容		周波数低下 大 ↓	・UF リレーによる揚水遮断	・系統安定化装置による揚水遮断・負荷制限	・UF リレーによる負荷制限	※他社事故時、自社内での負荷制限を実施しないよう協調を図る。	
対策内容									
周波数低下 大 ↓	・UF リレーによる揚水遮断								
	・系統安定化装置による揚水遮断・負荷制限								
	・UF リレーによる負荷制限								
※他社事故時、自社内での負荷制限を実施しないよう協調を図る。									

(2) 主要都市部の供給系統構成

主要都市は、220kV 送電線の複数ルートにより供給し、稀頻度の送電線 2 回線故障時にも都市全体が同時に停電とならないよう構成している。

このうち、福岡市へは、複数ルートで供給しており、至近年に新設予定の 220kV 送電線により更に増強される予定である。

都心部では、220kV/66kV 変電所を介して、66kV 送電系統で送電され、系統切替ができる系統構成となっており、送電線ルート事故時には、66kV 系統の連系機能を活用した系統切替により、短時間に停電を解消する。

7.4.3. 九州電力の系統運用

(1) 系統運用の体制

基幹系統・ローカル系統の運用は、図 7.4-1 のような 4 階層で分担して実施している。

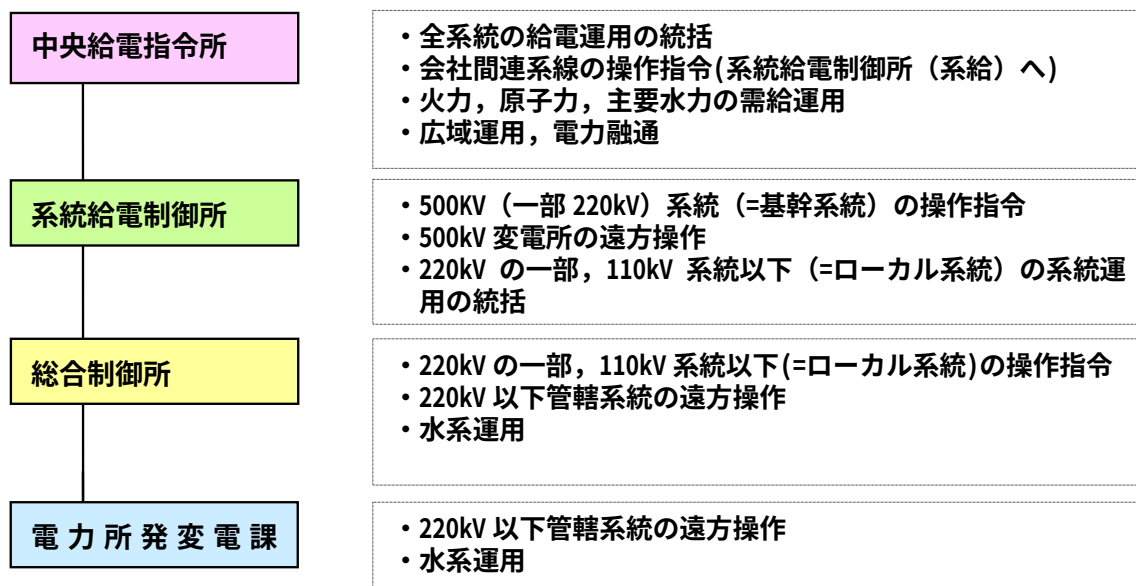


図 7.4-1 系統運用体制

(2) 訓練状況

各当直運転担当箇所においては、シミュレータ訓練を中心に、概ね表 7.4-4 のような訓練を実施しており、これらの中で N-2 事故を想定した訓練も実施している。

表 7.4-4 訓練内容

所名	研修件名	訓練内容
中央給電指令所	中給シミュレータ訓練	○中給シミュレータを用い ・火力、原子力ユニット事故 ・電源線事故時の供給力の手当、広域への連絡、通告変更処理等を訓練。
系統給電制御所	事故処置研修(中給主催)	○模擬実働により関係箇所を含めた研修。
	中給シミュレータ訓練	○中給シミュレータを用い、各系給所管系統の送電線、母線事故時の復旧訓練を実施。 ※必要により系給又は総合制御所(総制)、発電電課など参加
	机上訓練	○パソコンを用い、各系給所管系統の送電線、母線事故時の復旧訓練を実施。
総合制御所	事故処置研修(系給主催)	○模擬実働により関係箇所を含めた研修。
	総制シミュレータ訓練	○総制シミュレータを用い 各直が自所で作成した訓練件名を実施。
電力所 発電電課	事故処置研修(総制主催)	○模擬実働により関係箇所を含めた研修
	簡易シミュレータ訓練	○簡易シミュレータを用い 各直が自所で作成した訓練件名を実施。

7.4.4. 更なる事故影響の極小化と早期復旧に向けて

基幹系統については、稀頻度な事故でも広範囲で大規模な停電が発生しないよう、ループ状系統を構成し、運用に当たっては、送電電力に運用目標を定め、原則その範囲内で実施されている。

ローカル系統については、放射状系統を構成しており、ルート事故など稀頻度事故が発生した場合は、下位系統の連系機能を活用して、系統切替が行われる。

また、系統運用の面では、需給バランス、潮流分布、系統安定度、電圧安定性等についての解析・検討を行い、あらかじめ電力流通設備の運用管理値を決定し、その範囲内に潮流を管理している。また、送電線ルート事故に備えた事故復旧対策書の作成及び事故復旧訓練を実施し、早期復旧のために備えている。

今後、更なる極小化と早期復旧のための方策については、以下(a)～(e)の5つが考えられ、更なる事故影響の極小化や早期復旧に向け、これらを着実に実施する。

(a)500kV 送電線の新設

今後の九州北東部需要の増大に伴い、平成 23 年までに、500kV 送電線を新たに建設する。

(b)福岡市郊外部の 220kV 変電所の新設

需要対策として、福岡市郊外に至近年に 220kV 変電所を新たに建設予定であり、これにより福岡市供給送電線が増強される。

(c)発生頻度低減に資する既存設備の維持・強化対策

事故防止への取組としては、台風による最近の鉄塔倒壊実績を踏まえた送電鉄塔の耐風設計の見直し、発電電所の浸水対策の実施、設備状況を踏まえた高経年設備の適切な時

期での取替等に引き続き取り組む。

(d)訓練内容の充実

稀頻度事故が発生した時に迅速な復旧を可能とするため、各当直運転担当箇所において、N-2 事故を想定した訓練を実施しているが、更に、広域停電時の訓練について、充実に検討する。

(e)研究開発等の取組

中央給電指令所の自動給電システム及び各支店に設置している総合制御所の監視制御システムの更新に合わせて、表 7.4-5 の機能を導入する。

表 7.4-5 系統運用支援機能

信頼度監視機能	事故復旧支援機能
あらかじめ設定した系統事故に対して、現在系統での停電、設備過負荷の発生の有無を定周期・自動的にチェックし、運用者へ結果を通知する。	系統事故が発生した場合、停電や設備の過負荷を解消するための復旧方針を提示し、運転員による復旧処置を支援する。

8. 事故影響の極小化に向けて

8.1. 系統構成の現状

8.1.1. 我が国の系統構成の概観と欧米との比較

我が国の電力系統は、供給区域ごとに異なる系統運用者によって運用される 9 つの大規模系統が連系線により相互に連系され、かつ、独立している 1 つの系統を加え、10 の系統が、それぞれ異なる系統運用者によって形成・運用されている。

各社の電力系統は、それぞれの地理的特性、歴史的経緯、電源と需要の分布状況等を反映し、特色ある構成となっているが、共通点としては、基幹系統はループで構成し、運用もループとなっていることが挙げられる。

一方、地域供給系統は基本的に放射状の構成となっているが、大規模需要地への供給系統については、設備的には連系機能を持たせたループ構成としつつも、連系機能を電氣的に切ることにより、放射状の系統として運用が行われている。

欧米の場合、基幹系統ではループが複数連系したメッシュ状の系統で構成し、運用もループとなっている上、地域供給系統についても、大都市の場合は構成及び運用ともループであることが多い。したがって、日本の電力系統と欧米の電力系統の相違点としては、基幹系統については、ループの疎密の度合い、大規模需要地への地域供給系統については、設備上はいずれもループ構成となっているが、運用上、日本の場合は、放射状の運用を行っているところにある。

供給区域間の連系線について比較すると、日本の場合、供給区域間の連系は疎であり、ほとんど 1 点連系で、供給区域内においてはループ状であっても、供給区域間については一点で連系する串型の構造となっている。一方、欧米の場合、会社間（又は国同士）においても多点で連系し、会社内においても会社間においてもループ（メッシュ）状になっている。

また、平常時の運用の観点からは、系統容量の大きい方が周波数は変動しにくいという特性を有していることから、各供給区域の電力系統は、相互に連系されることで系統容量が大きくなっており、周波数の安定が図られ、電力品質の向上に貢献している。

8.1.2. 事故時の挙動及び対応からみたループ（メッシュ）系統と放射状系統の比較

事故時の挙動及び対応から見ると、ある程度の規模の事故までであれば、ループ（メッシュ）運用では停電が生じないのに対し、放射状系統の送電線ルート事故では基本的に事故（設備停止）地点の下流側では停電が生じる。ただし、放射状系統でも、大規模需要地への供給系統のように、設備的には連系機能を持たせたループ構成とすることにより、事故時に一旦は停電するものの、適切な系統切替で新たな放射状系統を構成することで、早期復旧を図ることが可能である。

一方、ループ（メッシュ）状の系統の場合、保護装置又は遮断器が万一適切に動作せず、事故点の除去が行われない場合は、事故が波及して事故範囲が広がり、極短時間のうちに系統全体の大規模な停電（系統崩壊）を起こすおそれがあるが、このような懸念に対しては、事故波及防止対策を講じることで、系統崩壊の回避を図ることが可能である。メッシュ系統の方が放射状系統よりも複雑な保護装置の整定の対応を要するため、稀頻度事故防止に当たっては、波及が始まるまでに適切な対応をとることが基本となっている。

欧米の場合、各国を繋ぐ国際連系線間もループ（メッシュ）状であるため、事故波及を防止するには、国境を越えた系統運用者間の協調が重要であり、2006 年 11 月の欧州広域停電を受け、欧州系統を統括的に管理する体制が必要との声も挙がっている。我が国の場合、供給区域間を跨ぐ事故波及を防止するためには、あらかじめ、大幅な周波数の低下が一定時間以上起こった場合に連系線を切って系統を分離することによって協調が図られている。

8.2. 考慮すべき稀頻度事故

電力流通設備については、これまで、電力系統利用協議会ルールにもあるとおり、単一故障（ $N-1$ 故障）時には、原則として停電を生じないような供給設備とすることを前提として設備形成が行われてきた。このため、停電が生じるのは、機器装置 2 箇所以上の同時喪失を伴う故障（ $N-2$ 故障）が起こった場合であり、稀頻度ながらも広範囲に停電をもたらす事故（考慮すべき稀頻度事故）としては、①送電線 2 回線事故（ルート事故（断））、②変電所の母線事故が挙げられる。さらに、広範囲に停電をもたらすという観点も踏まえ、送電線 2 回線事故（ルート事故）については、考慮すべき稀頻度事故の対象として、送電線のうち、電源送電線、連系線、基幹系統の送電線、又は大規模需要地への供給送電線にルート事故が起こった場合が挙げられる。

電力系統利用協議会ルールにおいて、 $N-2$ 故障については、稀頻度であることから一部の電源脱落や停電は許容するとしつつも、停電規模が大きく社会的影響が懸念される場合などは、対策を行うよう考慮するとされており、各系統運用者において、運用面を含めた対策が講じられている。

例えば、電源線については、単一故障対策という側面もあるが、必要に応じて 2 ルート化することにより、ルート事故時に脱落する電源の容量が系統全体に重大な影響が及ばないようにされている。

また、基幹系統では、ループ運用を行い、ルート事故でも直ちに停電が起こらない構成とされているとともに、事故波及防止対策を講じることによって、事故の影響が広範囲な停電をもたらすようなことがないよう対策が図られている。

連系線については、平常時は連系を極力維持するため運用容量を設定し、潮流を調整するとともに、連系線を通じた受電電力量の多い電気事業者にとっては、万一の事故時にはルート事故時の全系統崩壊を防止する観点から負荷遮断により停電範囲を限定的にすることによって、また、送電電力量の多い電気事業者にとっては、万一の事故時には高速で電源遮断を行うことによって、ルート事故の影響が広範囲な停電をもたらすようなことがないよう対策が図られている。

このため、 $N-2$ 故障が広範囲な停電をもたらす場合としては、大規模需要地への地域供給系統（二次系統）が放射状になっている場合が挙げられ、当該供給線のルート事故が起こると、事故点の下流側で停電が生じる。この場合、停電の規模は地域によって差があるが、2006 年 8 月に発生した首都圏広域停電の場合、約 216 万 kW について、全ての変電所の復旧に最長 1 時間を要した。

超高圧等主要変電所の母線事故については、その停止により広範囲な停電をもたらす場合に

は母線を複数化する等の対策を講じており、変電所内における 1 区間事故では、他の健全区間からの供給が行われるため、一般的に送電線ルート事故よりも停電規模が小さいと想定されている。停電時間については、健全母線からの供給が継続されるため、停電に至らない場合が多いが、現場確認が必要な場合には復旧時間が長くなることが想定される。

8.3. 稀頻度事故を念頭においた平常時対策

8.3.1. 潮流の監視及び制御

給電所等には系統運用に必要な系統情報（周波数、潮流、電圧等）を集めており、自社電源はもちろん、必要な場合は、自社供給区域内の大型他社電源等の運転状況も含めてリアルタイムで監視できる体制が整備されている。連系線を介し自社供給区域内を通過する潮流については、我が国の場合、基本的に供給区域系統が各供給区域間で 1 点で連系されていることから、連系線潮流の入りと出が監視されている。

電力流通設備については、想定需要や電源開発計画、発電計画に基づき、夏期重負荷時など検討対象設備にとって最も厳しいと想定される潮流状況の下で検討を行い、事前に適切な対策が講じられ、運用容量が設定されている。

例えば、平常時における熱容量上の潮流限度については、常時容量（設備を連続して運転可能な熱的容量）を上限とし、並列設備においては単一設備故障時の短時間容量を考慮して、これを定めている。

電源の運用状態によっても変化する安定度制約や電圧制約については、それぞれ、個々の電源の役割等から通常想定される範囲で安定度が厳しいと想定される潮流状況や、送電線一回線故障時、夏期重負荷時等の電圧安定性が厳しいと想定される潮流状況の下で検討を行い、安定度による限界及び電圧安定性による限界が定められている。特に、安定度については、50Hz 系統と 60Hz 系統の系統運用者は、毎年、それぞれ共同で安定度解析を行い、問題がないことを確認している。

また、電源の脱落等が生じた場合であっても、系統全体の周波数を適切に維持するため、周波数面で厳しい軽負荷時断面における基幹系統送電線のルート断故障を想定して、さらに、設備故障時においても適切に周波数を維持することができるよう、事故波及防止リレーの設置等必要な対策が講じられている。

送電線の運用容量は、熱容量による限界、周波数を維持するための限界、安定度を維持するための限界、及び電圧を維持するための限界のうち、最も厳しい値によって決まっており、あらかじめ計画に基づき確認された運用容量の範囲内に収まるよう、系統運用者は、運用容量を超過、又は超過が予想されると判断した場合には、発電機の出力変更又は需要に対する系統切替により運用容量以内に潮流を管理している。

とりわけ、供給区域間連系線については、その 2 回線停止が、連系線で連系された系統の周波数や安定度に大きな影響を与えることから、連系線を通じた系統安定の維持のため、連系線潮流の運用容量をあらかじめ定め、各系統運用者による潮流等の常時監視に加え、60Hz 系統の関係する複数の系統運用者により定期的な安定度計算が実施されている。

これまでのところ、系統運用者により事前の計画に基づきあらかじめ必要な対策が検討され

ており、実運用においては、計画の範囲内に収まるよう潮流が管理されるという手法が概ね機能してきた。しかしながら、今後、電力取引や分散型電源の導入増加など、系統利用者及び利用方法の多様化に伴い、計画外の潮流が増大するような場合には、現行の事前計画に基づく潮流管理及び制御が難しくなる可能性がある。

我が国では、現状、リアルタイムの系統情報の把握（潮流状況の監視）は行われているが、このようなリアルタイムの情報をリアルタイムで解析し、制御につなげていくという取組は一般的に行われていない。制御については、事前の計画に基づき設定されているものであり、実運用の段階においては、予想外の潮流について、そもそもそのようなものが発生しないように管理することで対応している。

一方、欧米では、そもそもの系統構成が複数のループがつながったメッシュ状であるため、潮流予測が難しいこともあり、リアルタイムで系統情報を把握し、当該情報に基づく解析を行い、監視することになっているが、制御は、系統構成の複雑さも相まって、現在の技術水準では十分に対応できていないところもあり、通常、概略の計算で済ませているという実態があり、場合によっては送電線の過負荷による遮断が連鎖的に広がり、広範囲な停電が引き起こされてしまうという現実がある。

このような欧米の現状から得られる教訓として、そもそも系統構成面で予想外の潮流が多くなるメッシュ状にすべきではないという指摘もあるが、潮流状況が必ずしも計画通りとならないのは、程度の差はあるにせよ、電気事業が自由化されている国における共通の課題であると捉え、我が国においても、今後、予想外の潮流状況が拡大する方向に向かう可能性を考慮して、そのような状況に対してどのように備えていくのか、リアルタイムで把握された系統情報に基づくリアルタイムでの解析、制御の在り方やその導入について検討することが必要ではないか。

また、リアルタイムの系統情報に基づく安定化制御については、現状の技術に基づき実用化されている例もあるが、まだ十分研究開発の余地はあると考えられる。リアルタイムでの解析や安定性判別、制御技術の高度化、インテリジェント化等、系統運用に係る技術の向上に資する研究開発についてさらに進めることで、計画外の潮流に対する対応力の向上や設備の有効活用も期待され、これら研究開発は、リアルタイムでの解析や制御の導入に係る検討と並行的に進める必要がある。

8.3.2. 系統の監視及び制御に係る責任範囲

現在、我が国の系統の監視及び制御は、系統運用者ごと、自社供給区域内について行われている。欧米との比較を行うに際しては、会社間（又は国同士）の連系が一点連系か多点連系かだけでなく、ループ（メッシュ）系統が1社の系統監視・制御に係る責任範囲内にのみあるのか、それとも、責任範囲を超える地域的な広がりの中にもあるのかを考慮する必要がある。すなわち、1社の系統監視・制御に係る責任範囲内にループ（メッシュ）系統がある場合には、単独の系統運用者によって監視及び制御が行われるため支障が生じないが、複数の系統運用者によって監視及び制御が行われる責任範囲の境界に交流のループがあると、潮流の監視や制御は難しくなるのではないかと指摘がある。

2006年11月に発生した欧州広域停電においては、系統運用者間の協調不足が広域停電を招いた原因の一つとして挙げられている。系統運用者間の協調が潮流の監視や制御に大きな影響を

与えるのは、欧州の場合、多点連系しているからであり、我が国においては同様の事態は起こらないとの意見もある。また、欧州では、過負荷発生時は過負荷設備そのものを遮断することが一般的であり、これが健全設備の潮流を増大させ、過負荷の連鎖を引き起こし、大規模停電に発展したが、我が国では、過負荷設備そのものの遮断ではなく、発電機の出力変更や負荷遮断により、過負荷を解消させ、連鎖的な事故波及に至らないようシステムを設置している。しかしながら、我が国でも、自社供給区域外への電力を供給する広域電源にトラブルが発生し、負荷遮断を行う必要が生じるような場合について、当該電源の立地している供給区域の負荷を遮断すべきなのか、当該電源より電気の供給を受けている他社供給区域の負荷を遮断すべきなのか等、系統運用者の監視・制御に係る責任範囲との関係も含めて検討すべき事態は想定される。

系統の監視及び制御に係る責任範囲の観点は、系統間連系や予想外の潮流の取扱、他社電源との協調等にも関係してくる重要な視点であり、系統安定を考えるに当たって障害となる可能性も含め、十分考慮すべきである。

8.3.3. 他社電源との協調

今後は、一般電気事業者又は卸電気事業者以外の者による大型電源の設置が想定される。大規模停電対策として、そのような電源との協調可能性を考えると、技術的に当該電源を予備力として見込むために必要なスペックは、満たしているものと思われる。しかしながら、現状において、特定規模電気事業者（PPS）など他社電源との協調は、一般電気事業者が調達した卸電気事業者等の電源を除き、系統安定性の面での制御等、短時間の予備力を確保する手段として考えられておらず、技術的な側面以外に課題があるものと考えられる。

現段階においては、それほど大規模なPPS等の電源は存在しないため、一般電気事業者が、想定事象を考慮して、短時間の予備力を確保しているが、今後は、大規模なPPSの電源も短時間の予備力確保の手段として捉え、これら電源との役割分担に係る検討が行われるべきではないか。

8.4. 稀頻度事故を念頭においた異常時の事前措置

8.4.1. 異常気象時における予防制御

台風、雷等の異常気象時等においては、落雷等により送電線が2回線停止した場合等に備え、あらかじめ台風、雷等の到来が予想されている地域の負荷を他系統に切り替えることによる負荷の分散や、発電機出力の調整、供給区域内での発電機出力の持替等により潮流を抑制するなどの対策を講じる場合が多い。また、塩害が予想される場合においては、上記対策の他、あらかじめ低電圧運転等の対策を講じている場合もある。

また、連系線については、極力切り離すことが生じないよう供給区域内の基幹系統を運用しており、連系線付近で雷が発生することなどが予想される場合には、系統の状況によっては屋間帯でも揚水機（ポンプ運転）を並列し、連系遮断時の負荷制御の回避を図る等、系統安定の観点から連系線の連系維持を図るべく対策が講じられている。

8.4.2. 作業停止時における予防制御

設備補修等による送電線 1 回線停止等の際には、あらかじめ、移行後の定常状態において N－1 基準を満たすかどうか解析する必要がある。

2006 年 11 月に発生した欧州広域停電においては、河川を航行する船の安全通過のため送電線を保安停止した際、N－1 基準を満たすかどうかの数値解析による確認が行われていなかったことが、広域停電に至った原因の一つとして挙げられている。

我が国においては、作業停止等を行う場合、あらかじめ他系統への切替や残りの 1 回線の潮流を減少させるなど、N－1 故障で停電しない、又は停電を極小化する運用がなされている。また、作業停止時等における系統において、残回線事故時等の状況を模擬した訓練の実施及び事故復旧対策書の作成により、万一の事故に備えた運用が行われている。

今後とも作業停止時においては、N－1 故障で停電しない、又は停電範囲を極小化する運用の徹底を図ることが、これら確認のルール化も含め重要である。

8.5. 事故影響の極小化のための系統構成・系統運用

8.5.1. 事故影響極小化のための方策

○ 事故除去リレー及び事故波及防止リレーによる事故影響の極小化

電力系統に事故が発生した場合、その影響を極小化するため、確実かつ速やかに事故点の除去を行い、事故の波及を防止することが重要である。事故除去リレーは、送電線、変圧器、母線等系統設備ごとに、事故点を速やかに系統から除去するために設置されている。また、事故時における系統全体の安定性を確保し、停電を極小化するため、個々の系統において想定される事故に応じて電源送電線、連系線及び基幹系統の必要な箇所に事故波及防止リレーを設置し、電源制限や揚水発電所の揚水運転停止の他、最小限の負荷遮断等を実施している。

○ 事故影響極小化に資する連系線の効果

連系線は、広域運営（全国レベルでの需給バランス維持）の実現という機能を果たすものであり、事故時においては、各系統運用者の系統が連系されていることにより、自社供給区域外からの瞬動予備力の提供（事故発生直後）や運転予備力・待機予備力の提供（事故発生から時間が経過した後の応援融通）によって、停電を極力生じさせないようにし、事故影響の極小化に貢献している。

ただし、連系線の容量は、電源脱落時に他社より送られてくる応援融通の規模を考慮して決められているわけではない。事故時の対応という観点からは、連系線の空き容量が大きいことや連系線が複数あることが事故影響の極小化に資する面がある。こうしたことも念頭に、今後とも適切に設備形成が行われることが重要である。

○ 単独系統の維持による事故影響の極小化

大規模需要地への電力供給は、設備的には連系機能を持たせたループ構成としつつも、運用は放射状としており、ルート事故が発生すると、当該送電線から供給を受けている需要家は一旦停電する。（ただし、設備的にはループ構成となっているため、系統切替により早期復

旧が可能（後掲）。)

しかしながら、供給系統に電源が連系している場合、2回線ルート事故等系統事故が発生しても、本（連系）系統から系統分離され、局所的に残った当該単独系統において単独運転が成功すれば、停電を防止又は規模を極小化することができる。

単独系統を維持するためには、負荷に対して電源が大きい系統の場合は電源制限を、負荷に対して電源が小さい系統の場合は自動で負荷遮断を、それぞれ行い、需給バランスを調整することになる。

負荷が変動する時間帯等の場合、後者のケースでは電源の負荷追従ができないと、一旦は需給バランスを保ち成立した単独系統を維持することができず、停電を拡大してしまう場合がある。実際、2006年8月に発生した首都圏広域停電においては、事故発生後20分後に単独系統内の電源が需給バランスを維持できずに自動停止したため、当初は停電が起こらなかった地域についても追加的に停電となった。

単独系統の維持による停電規模の極小化を図るには、単独系統内の電源容量が負荷に比較して大きい方が望ましい。ケーススタディにおいても、大規模需要地近傍に複数の電源がある名古屋市の場合、2回線ルート事故が発生しても、そもそも停電が起こらないケースが報告されている。現状、各系統運用者は、自社調達の他社電源までであれば、事故時においても予備力として活用している例がある。全くの他社電源であったとしても、基本スペックである周波数の連続運転の範囲を満たした電源と協調することで継続運転できる複数の電源の総和としての電源容量が増加すれば、単独系統を維持し、「負荷遮断を減らすこと」（場合によっては負荷遮断を行わずにすますこと）ができると考えられ、今後は系統内の他社電源も含めた協調を考えていくべきではないか。

8.5.2. 更なる事故影響極小化のために考えられる方策

更なる事故影響極小化のためには、設備形成による対応、運用変更による対応及びそもそも稀頻度事故の発生確率自体を減らすという観点からの対応が考えられる。

設備形成による対応としては、①ルートの新設、②新変電所の建設による供給範囲の分割、③送電線の地中化、④T分岐の場合にあっては開閉所の設置が挙げられる。①ルートの新設、②新変電所の建設による供給範囲の分割を行うと、ルート断事故によって停電となる規模を現状よりも減少させることができる。また、③送電線を地中化すると、接触や被雷によるルート断事故の可能性を限りなくゼロにすることができる。④T分岐の場合にあっては、開閉所を設置すると、分岐した送電線の片方の送電線にルート断事故が起こっても、もう片方の送電線に影響が及ばず、停電の規模を減少させることができる。このように、設備形成による対応は、停電の規模を直接的に縮小することを可能とする。一方、①ルートの新設及び②新変電所の建設を行うためには、用地の取得可能性や建設費用が問題となり、また、③送電線の地中化を行う場合、建設費用の問題に加え、さらに地中ケーブルの送電容量は架空送電線と比較して小さいことから、架空送電線と同等の容量を確保するためには複数のルートを構築することが必要となる。④T分岐の場合にあって開閉所を設置するためには、開閉所を設置するための用地が必要であるとともに、分岐前の送電線にルート断事故が起こった場合には、開閉所の有無に関わらず停電が発生することになる。したがって、設備形成による対応を選択するに当たっては、

設備形成により得られる便益（停電規模の縮小）とそれを実現するための費用（用地取得の可能性や建設費用）のつりあいに加え、事故影響の大きさを考慮して検討を行うことが必要となる。

運用変更による対応によって事故影響を極小化するための方策としては、まず、⑤大規模需要地への供給を放射状運用からループ運用に変更することが考えられる。すなわち、設備的にはループ系統である大規模需要地に対し、現行の放射状運用ではなくループ運用で供給する場合、ループを構成する送電線で 2 回線故障が発生しても停電が起こらないようにすることが可能である。しかしながら、大規模需要地の供給系統の場合、都市中心部の近くは地中ケーブル線となっている場合が多く、架空送電線に比べて送電容量が小さい。このため、現行設備のままでは、ループ運用を行うことにより潮流が重畳しループを構成する送電線の送電容量を超過することや、大幅に増加する事故電流が地中ケーブル線の防災対策レベル、場合によっては遮断器の定格遮断電流を超過するような状況が想定される。したがって、現行設備の運用変更のみでは不十分な場合があり、短絡容量の増大等に対する設備面での対策も必要となることから、事故影響の大きさも視野に入れて検討する必要がある。

運用面からの対策としては、この他、⑥単独系統の維持による停電の防止又は軽減が考えられる。例えば、一旦は維持された単独系統を自動で系統並列する装置を開発・導入することにより、単独系統の維持成功確率を高め、停電の拡大防止を図ることが可能である。又は、他社電源との協調により単独系統内の需要に見合った供給力の確保を図り、停電を防止又は軽減することも考えられる。いずれによっても、停電規模の縮小を図ることが可能となり、現実的な対応策として事故影響の大きさも勘案して取り組むことが必要である。

これらに加え、稀頻度事故の発生確率自体を減らすという観点から、⑦高経年設備対策（設備の老朽化に対する適時の補修、取替や効率的な実施に必要な劣化診断等の導入による運用／保守の改善等）や、⑧台風等の異常気象時に対応した既存設備の維持強化対策が考えられる。とりわけ、高経年設備対策については、今後、高度経済成長期に形成された電力流通設備が更新時期を迎えることから、設備の経年劣化等に対し、適切に保修、取替が実施され、供給信頼度の維持・向上を視野に入れた取組が行われることが必要である。また、既存設備の維持強化対策についても、地域ごとの特徴を踏まえた対策がとられてきたところであり、今後とも、着実に対策を実施していくことが重要である。

このように、更なる事故影響極小化のために考えられる方策は多岐に亘り、それぞれ得失があるが、大都市への地域供給系統の場合、2 回線ルート事故により、例えば 2006 年 8 月に発生した首都圏広域停電では約 216 万 kW の停電が発生したことにかんがみれば、その極小化に向けた弛まぬ努力は重要である。特に設備面での対応を伴う対策については、将来の需要動向に対応した設備形成や高経年化による設備の更新に際して、供給信頼度の向上と効率性を両立させながら、事故影響の極小化に計画的に取り組むことが強く求められる。

8.5.3. 負荷遮断の自動化

事故影響の極小化の観点からは、事故の拡大を防止するため、負荷遮断を行うことが必要となる場合がある。電力系統利用協議会ルールにおいても、電力設備保安及び系統安定維持のため緊急やむを得ない場合、系統運用者は、需要家の需要抑制又は負荷遮断の処置を行うとされ

ている。この場合、系統運用者は、社会的影響を考慮し、全ての需要家を公平に扱うことになっており、また、講じた措置についての説明責任を負うこととなっている。

北米大停電最終報告書²¹においては、事故影響の拡大防止のため、認可されたガイドラインに従って負荷遮断を行った運転員を損害賠償等の法的責任の追求から保護することが提言されている。自由化が進展した場合など、利害関係者が多数かつ多様であるような状況下で、事故影響極小化の観点から負荷遮断を行う運転員の負担軽減のため、負荷遮断を行う際の内部的なルールを事前に定め、組織としての意思決定体制を整備することはもとより、研究開発を進め、可能な限り自動化、機械化により負荷遮断を行うことができるようにすることが、今後とも必要なのではないかとされている。

8.6. 早期復旧に対応可能な系統構成・系統運用

8.6.1. 系統構成の観点

我が国の大規模需要地への電力供給については、複数の送電線により放射状で供給するが、それらの送電線の末端又は下位電圧系統を通じて相互に連系できる系統（ループ系統）になっている。このため、ある送電線で2回線故障が発生すると、事故点の下流で一旦停電するが、別の放射状の健全系統からの電力供給に切り替えることで早期復旧が可能な系統構成となっている。

8.6.2. 系統運用の観点

○体制及びマニュアルの整備

系統運用体制については、平常時から事故時に対応できる当直体制を備えている。

また、中央給電指令所、系統給電指令所、地方給電所等、階層構造を為す組織から成り、電圧階級ごとに指令、制御、操作に係る管轄範囲が明確に定められ、系統運用業務や需給運用業務について明確な役割分担が行われている。さらに、系統運用ルールをはじめとした規程類をあらかじめ体系的に整備し、平常時及び異常時の系統運用について、通報・連絡を含め詳細な手順が定められている。

このため、事故復旧に係る操作については、体系化したマニュアルに従って行われ、また、年度、あるいは作業停止時期における系統の状況に対応し、個別地点における事故を想定して復旧操作手順を記した事故復旧対策書が作成されている。

系統運用に必要な通信システムについては、蓄電池や非常用発電設備を備える他、通信ルートを多重化するなど系統崩壊時にも備えている。

○訓練

電力系統の安定維持及び事故時の早期復旧の観点から、系統運用者に対しては様々な教育訓練が行われている。事故復旧に係る訓練の場合、ブラインド訓練（訓練者に事故の発生場所等を事前に知らせずに行われる訓練）が行われ、状況把握に始まり、緊急処置、事故設備

²¹ “Final Report on the August 14, 2003 Black out in the United States and Canada Causes and Recommendations”, April 2004, U.S.-Canada Power System Outage Task Force

判定、復旧方針確立、復旧操作、信頼度対策に至るまでの過程について、様々な系統の状況（夏期ピーク需要時、送電線 1 回線作業時等）を想定した訓練が実施されている。

訓練方法としては、シミュレータ訓練、机上訓練が挙げられる他、複数部署による合同訓練なども実施している。

実系統において、多くの場合事故に至らないということは、事前に予防措置を行っているからと考えられる。更なる早期復旧を確実なものとするためにも、朝や昼休み後などの需要が急激に変化する時に発生する事故を想定した訓練の実施等、ダイナミックかつ複雑な事象をシミュレータにより模擬して行う訓練の実施が必要なのではないか。また、給電所間の連携強化のためには、2 つの給電所がシミュレータを用いて同時訓練を行うことも考えられるのではないか。さらに、今後他社電源との協調を円滑化する観点から、複数の会社による合同訓練の実施も有意義なのではないか。

8.6.3. 復旧の自動化と人材育成の重要性

復旧の自動化は従前より重要な研究テーマの一つとなっており、これまでも複数のシステムが開発されてきたが、現実問題としてはなかなか採用されていない。復旧操作は非常に人間的な操作であること、また、系統状況は季節や時間帯によって変化すること等から、自動化することは困難であるとの意見がある。

現状では、全系統が崩壊したような場合の復旧は、全てマニュアルに基づき人間系で行うことになっており、電圧階級の高い送電線のルート断事故のような場合も、やはり、マニュアルに基づき、一つずつ系統運用者が給電指令に基づき復旧している。

今後、自動化を受け入れられる領域としてまず考えられるのは、維持された単独系統を素早く本系統に接続する、潮流計算に基づき判断の一助となる情報を提供する等、復旧操作の補完的な部分であって、復旧操作の全体を俯瞰し管理するところについては、引き続き人間に頼らざるを得ないのではないかと意見もある。

大規模需要地への供給系統におけるルート断事故が発生し、系統切替によって順次復旧させていく場合、人間系が関与して相当程度に最適化された結果が、概ね 30 分以内、長くても 1 時間以内という現在の復旧時間に現れているのではないかと、仮に自動化を進めても、人間が判断をしなければならない領域はどうしても残るものであり、人間系以外が作業すれば早く復旧できるとは必ずしも言い切れない可能性があるとの意見がある。

早期復旧に当たっては、自動化できる部分については、研究開発を含め自動化を進めていくとともに、現状、相当程度人間に頼らざるを得ないところがある実態を踏まえ、系統の安定を図るため、系統運用に携わる者の育成は極めて重要である。

8.7. 供給信頼度からみた現状の系統構成及び運用の評価

8.7.1. 供給信頼度から見た現状の評価と需要家の認識

日本の場合、停電時間という観点からみた供給信頼度については、欧米より高いにもかかわらず、需要家の満足度は必ずしも諸外国に比較して高くはない。日本の電力系統と欧米の電力系統は、基幹系統についてはループの疎密の度合い、大規模需要地への供給系統については放

射状かループ状かという運用の違いがあることから、単純に両者の優劣を比較することは困難であるが、停電規模と復旧時間との関係から考えれば、諸外国と遜色のないレベルで復旧が行われており、現在の日本の系統構成を前提にすれば、運用面において我が国は、技術的に相当程度高い水準にまで達しているものと考えられ、改善の余地はあるものの、更に供給信頼度を向上させる抜本的改善策としては、設備面での対策を講じることが不可欠な状況にあると考えられる。

従来は、需要の増加に応じて設備が形成されるのに合わせ、供給信頼度の向上についても対応が行われてきたが、今後、需要の大幅な増加が見込まれない中、供給信頼度の向上、ひいては事故影響の極小化を如何に実現していくかという問題がある。

例えば、2006年8月に発生した首都圏広域停電においては、216万kW（約139万軒）について、約1時間、一部地域の配電系統も含めると最長5時間の停電となった。一つの事故により引き起こされる停電の規模が大きいのは、首都圏という突出した大規模需要地における停電という特殊事情があるとも考えられるが、そうであれば、地域事情に配慮した停電規模の縮小策を講じることも視野に入れ事故影響の極小化を図るべきではないか。

設備形成による対応には、時間がかかることから、当面実行可能な取組としては、運用変更による対応が考えられ、実際、東京電力においては、単独系統の維持による停電規模の縮小を実現すべく、一旦は維持された単独系統を自動で本系統に並列する装置の開発・導入に取り組むこととしている。これに成功すれば、今回216万kW（約139万軒）であった停電規模が、150万kW、約122万軒程度に縮小することが期待される。さらに、同社においては、川崎火力発電所による都区部への直接的な供給の強化や都区部275kV供給系統の連系強化を通じ、供給信頼度の向上を図ることが予定されており、このように設備形成の面においても、今後とも必要な対策が講じられることは極めて重要である。

また、停電時間に影響した配電系統機器のトラブル等を回避するためには、設備の維持・管理を適切に行うことが必要であり、需要の大きな伸びが見込まれない中であっても、今後、高度経済成長期に建設された流通設備の更新等が予定されていることを踏まえ、今後の供給信頼度対策は、需要に応じた設備形成時のみならず、設備更新時においても、効率性との両立を図りつつ進めていくべきである。

諸外国に比べて、供給信頼度の高さに需要家満足度が見合っていないのは、系統構成及び運用に係る技術的な問題以外の問題にも起因するのではないかという指摘がある。すなわち、専門家が現状の設備等系統構成を前提として、運用面で技術的に対応可能な範囲では相当程度高いと感じている供給信頼度の水準と一般の国民が期待する供給信頼度の水準とに隔たりがあるということであり、そのギャップを如何にして埋めていくかが課題である。

一つの方策として、供給信頼度について、一般の人々にもわかりやすく説明し、技術とコストのバランスにおいてこの水準が妥当であると一般電気事業者が考えていることをわかりやすく示す指標を設定し、その指標を逆に一般電気事業者側は努力目標として、目標達成に努めていく、このようなプロセスを可視化するようなことは考えられないか。

これまでの検討は、如何に技術的に停電を予防するか、又は仮に起こってしまった場合は、如何に早期復旧を行うかであった。このような技術的な側面からの供給信頼度の維持だけによっては、それに見合う需要家満足を得られないのであれば、透明性の向上や情報提供を適切に

行うという側面からの努力によって、需要家の満足度を高めることができるのではないかと。停電の復旧操作が大変であることは容易に想像できるものの、部外者にしてみれば、仮に復旧操作を目前にしていたとしても、現状、何が起きているのかはわかりにくいとの指摘がある。例えば、米国電力会社の場合、停電・事故等の情報公開については、ラジオの活用、アカウント・マネージャー、コールセンターによる状況説明に係るワンストップサービスの提供や工事部門と連系した迅速な復旧体制の確立等が図られており、このようなことが一般家庭の満足度において日本と比べた相対的な高さに影響しているのではないかととの指摘がある。送電ネットワークの現状や復旧の見通しについて、需要家に的確に伝えることができれば、需要家の理解は得られやすいのではないかと考えられ、その意味においても、事故時の広報対策は極めて重要である。2006年8月の首都圏広域停電について、初期広報、事後広報、いずれについても課題があったことが認識されており、如何にして透明性を高め、技術とコストのバランスにおいて現在の供給信頼度水準が妥当であるという電気事業者の判断に対し、需要家側の理解や納得を得て、顧客満足度を上げていくかということが、今後、電気事業者に求められている。

8.7.2. 供給信頼度と需要家側の対策状況

我が国の場合、停電時間から見た系統電力の供給信頼度が高いが故に、需要家側における停電対策が進まず、また、停電の経験も少ないため、一旦停電になると十分な対応が取れず混乱を生ずる可能性が指摘されている。欧米に比べ、停電発生時の被害額はより大きく、また、被害が増加する時間はより早い等、一度事故が起こった場合の影響は諸外国と比して極めて大きいと想定されている。一般家庭の場合、停電時間が80分を超えた程度、事業所の場合だと40分を超えた程度の時間で被害発生割合が過半数を超えると想定され、これは、米国の場合、停電が一日続いて被害発生割合が1/3程度に留まると極めて対照的である。

平成9年12月に取りまとめられた電気事業審議会基本政策部会電力流通設備検討小委員会中間報告は、電力流通コストを低減するため、関係者による強い意志と徹底的な取組とを求め、需要家についても、仮に現状よりも高い供給信頼度を望む場合は、自らのコスト負担によって自衛策を講ずることなどによりこれを達成すべきであると提言している。

特に高い供給信頼度を求める需要家にとっては、引き続き自らのコスト負担によって、自衛策を講ずることが求められる。一方、一般的な需要家側における対策は、その時点における系統電力の供給信頼度に対して受動的に講じられるものであり、仮に自衛策を一律に促すよう政策誘導を行ったとしても、現時点における我が国の停電時間から見た供給信頼度の高さに鑑みれば、需要家が導入する自衛のための設備機器等はほとんど活用されることなく、逆にメンテナンスコスト等を発生させるだけで終わってしまう可能性が高い。

系統構成及び運用において、特に設備形成を行う対策については、設備形成により得られる便益とそれを実現するための費用の釣り合いに加え、事故影響の大きさを考慮した検討を行い、判断することが重要であるが、系統電力の供給信頼度に対し受動的に、需要家側の対応を含め社会が造り上げられるという状況に鑑みれば、社会的な混乱を回避する観点からも供給信頼度の維持・向上は極めて重要である。事故影響の極小化を念頭に、信頼性の向上と効率性の両立を図るべきである。

8.8. 稀頻度事故による停電の影響を極小化していくための方策

8.8.1. 高経年化設備対策

大規模需要地近傍での発電所や変電所の建設、大規模需要地内の変電所間の連系機能強化（送電ルートの増加）など、電気事業者においては、これまでも、将来の需要の動向等を踏まえつつ、供給信頼度向上にも資する設備形成を行ってきた。今後とも、将来の需要動向等に応じて必要な設備形成が着実に実施されることが必要であり、それに合わせて、稀頻度事故の発生頻度低減に寄与する設備・機器の導入等、設備・機器の信頼度対策が講じられることが必要である。

一方、需要の大きな伸びが見込まれない中であっても、今後、高度経済成長期に建設された流通設備の更新等が予定されており、高経年設備対策はますます重要となってきた。

設備更新に当たっては、効率的にこれを進めることは当然であるが、信頼度対策として、日進月歩する技術動向を踏まえ、設備更新の機会に合わせて新技術の導入を進めていくことも必要なのではないか。例えば、中央給電指令所や系統給電指令所等のシステム更新に合わせて、信頼度監視機能や事故復旧支援機能の高度化を行うことは、既に電気事業者において検討されているところであり、今後は、安定度等の解析や制御の分野についても、系統安定（供給信頼度の維持・向上）の観点から、系統運用システムを高度化していくことが重要である。

電気事業は自由化環境にあり、効率的に電気を供給することが極めて重要であることは論を待たない。しかしながら、送電ネットワーク部門は自由化環境下においてニュートラルな立場にあり、コスト削減を最優先にするのではなく、供給信頼度の効率的な維持・向上のためどのような投資を行っていくべきか検討することが極めて重要である。事故影響の極小化を考慮した供給信頼度対策という観点から、高経年化対策についても可能な限り指標等にてその効果を示しつつ、透明性をもって、効率的な投資が行われていくことが必要であり、また、これは国民的な要請であることについて理解することが重要である。

8.8.2. 人材育成

電力系統に携わる人材の育成は、社内においてはOJTをはじめ、知識教育、実務教育訓練などを通じて行われている。系統運用者は、発電機の特性を熟知している必要があることから、発電変電部門で設備保守を経験した者を系統運用部署に配属する場合もある。系統運用を支えているのは何といても「人」であり、系統の運用や設備の保守管理に関わる人材の確保・育成は今後ますます重要である。

より長期的な視野に立ち、電力システムという極めて重要な社会基盤的分野に意欲のある若い人材を集めるための方策を考えるべきではないかという意見がある。

電気事業連合会においては、大学において電気工学分野に従前のように学生が集まらなくなっている中、電気事業として大学にどのような役割を期待し、どのように支援していくかについて検討する必要性を認識し、鉄鋼分野や化学分野等、国内の他業種における取組や海外における大学と産業界の協力による若手技術者養成プログラム等に係る調査を行い、中長期的に実施する具体的な施策を検討している。具体的には、基盤的な教育を重視しつつも、若手を惹きつける魅力的な研究テーマや、電力設備とのかかわりを持たせたセミナーなどのプログラムを具体化していく予定である。

また、送電ネットワークを維持するためには、系統運用に携わる者のみならず、設備の維持管理や復旧の現場における人材の維持・確保も重要である。電気事業者においては、第一線の保守要員についても保守業務の直営化などを進め、人材の確保及び育成に取り組んでおり、今後とも、このような取組等を通じて人材面での対策が図られることが必要である。

9. おわりに

本報告は、電気事業の自由化の進展という系統環境下において、IT化の進展などにより高品質の電力供給が求められ、かつ、一旦事故が発生し停電が起こった場合の社会に与える影響（事故影響）が増大してきている中、国内外での大規模停電の発生等を背景に、稀頻度事故への対応という観点からも電力安定供給の要請が高まっている状況を踏まえ、資源エネルギー庁電力・ガス事業部が、電力系統の専門家からなる研究会を設置し、約半年間、計5回の審議を経て、事故影響の極小化に向け、現状の把握と評価及び将来に向けての提言をとりまとめたものである。本報告が、我が国における電力系統の供給信頼度に係る取組の理解と事故影響の極小化に向けた取組を促進する一助となることを強く期待している。

電気は我々の生活に欠かすことのできない財である。平成14年6月にエネルギー政策基本法が制定され、平成19年3月に改定されたエネルギー基本計画においては、安定供給の確保は、「国民生活や経済活動の基盤となる国家としての最重要課題の一つ」と位置付けられたところである。

電力系統というネットワークを活用して電気を供給する側について考えると、電気事業制度改革の進展により、系統利用者及び利用の方法は多様化してきており、このような環境変化に対する柔軟な対応力が、高い技術力の維持・向上とともに、安定供給を担う系統運用者に期待されている。

また、電力系統を通じて電気の供給を受ける需要家側に目を転じると、需要家側の対応を含め、社会全体は、系統電力の供給信頼度に対し受動的に造り上げられているのが実態である。特に高い供給信頼度を求める需要家にあっては、引き続き自らのコスト負担によって、自衛策を講ずることが求められるのはむろんのことであるが、一般的な需要家の対応状況にかんがみれば、社会的な混乱を回避する観点からも、供給信頼度の維持・向上は極めて重要であり、将来の需要動向等に応じた設備形成や高経年化に伴う設備更新を着実に実施するに際しては、事故影響の極小化を念頭に、信頼性の向上と効率性の両立を図り、需要家の理解を得るべく弛まぬ努力を重ねることが、電気事業者に求められている。

本報告において提起された課題の中でも、基幹系統の潮流監視、解析、制御、及び関連した研究開発や、訓練の高度化、広報活動の充実（需要家との認識ギャップを埋める取組）、人材育成については、時をおかずに取り組むことが期待される。また、事故影響極小化の観点からの連系線の効用や他社電源との協調等については、今後の電気事業制度の在り方にかかる検討と併せて、適切な場で更に議論を重ねることが適当であろう。今後ますます重要となる高経年設備対策（設備の更新と信頼度の維持・向上）については、供給信頼度の向上と効率性の両立という大きな命題の下、取り組まれることが必要である。

今回の検討を通じ、系統運用は「人」に依存するところ大であり、現在の安定供給を支えているのは、何と言っても「人」であることが確認されたところである。今後とも、電力システムと

いう極めて重要な社会基盤的分野に多くの意欲ある人材を集め、育成をしていくことが極めて重要である。

本研究会において検討を行うに当たっては、電気事業連合会及び東京電力、中部電力、関西電力、九州電力の各社よりケーススタディ等を通じて、我が国電力系統の現状を把握し検討を行うに当たり多大なご協力をいただいた。また、財団法人電力中央研究所には、我が国と欧米の電力系統の比較や近年の内外における大規模停電、供給信頼度に対する需要家意識について貴重な調査・分析結果を披露していただき、電力系統利用協議会には、電力系統の形成・運用に関するルールについて詳細かつわかりやすいご説明をいただいた。この場を借りて、心より御礼を申し上げます。

自由化という大きな時代の変化の中にあっても、我が国経済・社会の基盤である電力の安定供給の確保は、将来にわたって、必要不可欠であることは言うまでもない。系統運用者及び系統利用者等関係者は、電力系統がこれらの電力基盤の根幹をなす公共インフラであることを再認識し、今後の電気事業の発展に貢献していくことが期待される。

電力系統の構成及び運用に関する研究会

委員名簿

委員長 横山 明彦 (国立大学法人東京大学大学院工学系研究科教授)

委 員 栗原 郁夫 (財団法人電力中央研究所システム技術研究所副所長)

斎藤 浩海 (国立大学法人東北大学大学院工学研究科教授)

三谷 康範 (国立大学法人九州工業大学工学部教授)

餘利野 直人 (国立大学法人広島大学大学院工学研究科教授)

【オブザーバー】

田中 秀昭 (電気事業連合会理事・事務局長代理)

(敬称略)

電力システムの構成及び運用に関する研究会 審議経過

第1回 平成18年10月30日

<審議事項>

- 開催の趣旨及び運営方法について
- 電力システムの構成及び運用について
 - ・日本及び欧米の電力システム構成の特徴について
 - ・電力システムの形成・運用に関するルールについて
 - ・近年の大規模供給支障事故の教訓について
- 今後の議論の進め方について

第2回 平成18年12月12日

<審議事項>

- 検討の視点（第1回研究会コメント追加版）について
- ケーススタディ
 - ・東京電力株式会社
 - ・関西電力株式会社

第3回 平成18年12月20日

<審議事項>

- ケーススタディ
 - ・九州電力株式会社
 - ・中部電力株式会社

第4回 平成19年2月2日

<審議事項>

- 欧州広域停電について
- 需要家意識について
- 追加質問について
- 論点整理について

第5回 平成19年3月13日

<審議事項>

- 電力システムの構成及び運用に関する研究会 報告書（案）について

用語の説明

【あ行】

アデカシー	・ 「セキュリティ」とともに電力系統の信頼度を評価する指標の1つで、電力設備が健全な状態及びN－1の状態において、設備がその容量以内であり、系統電圧が許容値以内となること。
アルミ線	・ 電気抵抗が小さく、電線のうち主に通電を担う部分。
RTO	・ (Regional Transmission Organization)米国の地域送電機関。 ISO (Independent System Operator: 送電部門の系統運用機能を独立した機関が行う形式。) の機能に①広域性、②送電拡張計画策定の責任を要件として加えた形式。
安定性判別	・ 電力系統の安定性 (安定度) が保たれているかを判定すること。
安定度 (問題)	・ 電力系統に擾乱が発生した場合の発電機の同期、電圧、周波数の安定性をいう (安定度が厳しい場合には擾乱発生時に大きな電力動揺を生じる)。
安定度解析	・ 電力系統の安定度の確保について、想定する事故に対する解析計算を行うもの。
位相	・ 交流である電圧・電流の波形の状態をいう。連系されていない系統相互を接続させる場合には位相を合わせることが必要となる。
ETRANS	・ スイスの電力網管理会社。
インピーダンス	・ 交流回路における電圧と電流の比。インピーダンスが小さいほど電流は流れやすい。
SVC	・ (static var compensator)調相設備の一種である静止形の無効電力補償装置。
N-1 基準	・ 機器装置の単一故障 (N－1故障※) 時に確保すべき信頼度基準 (※: 使用に供される機器装置 (N個) が1個減る意味)。
N-2 基準	・ 機器装置の2箇所同時喪失 (N－2故障※) 時に確保すべき信頼度基準 (※: 使用に供される機器装置 (N個) が2個減る意味)。
MISO	・ (Midwest Independent System Operator)米国中西部地域における地域送電機関。
LFC	・ (Load Frequency Control)負荷周波数制御。平常時における電力系統の周波数及び連系線の電力潮流を規定値に維持するために、負荷変動に起因する周波数変化量や連系線電力変化量などを検出し、発電機の出力を制御すること。
塩害	・ 風雨によって運ばれた塩分が送電線のがいし等に付着して絶縁レベルを下げる異常状態。

遠隔地電源	・ 需要地から遠距離に置かれた電源。
オシロ (グラフ)	・ 事故時の電圧、電流、保護リレーの動作状況などを波形としてタイムチャートに記録する装置。
[か行]	
回線数	・ 送配電線の単位であり、三相交流では電線3本で1回線の構成となる。
開閉器 (開閉設備)	・ 遮断器、断路器など電路を開閉する機器の総称。
開閉所	・ 送電ルートの変更等を行うための開閉設備を施設した電気所。
外輪系統	・ 需要地を環状に取り囲むように施設された基幹系統。
外乱へのロバスト性	・ 制御系の安定性や制御性能が、設計時には取り込めない制御対象の不確かさや変動 (外乱) に対しても保証されること。
解列 (一斉解列) 電源の脱落	・ 発電所や電源線の事故等により、電力系統に並列運転している電源が電力系統から切り離されること (一斉解列は多数の発電機等が一斉に切り離されること)。
架空送電線	・ 鉄塔などの支持物に施設した送電線。
過負荷	・ 送電線や変圧器などの流通設備において、定格容量 (設備容量) 以上の潮流が流れること。
過渡安定度	・ 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。
基幹系統 (送電線)	・ 全系統に重要な影響を及ぼす主要発電所・変電所及びこれらを連絡する超高圧送電線などから構成され、電力系統全体の骨格となる部分 (送電線)。
給電指令所	・ 系統運用業務及び需給運用業務を直接担当するための指令機関であり、中央給電指令所とその下位の給電指令機関からなる。
供給支障 (事故)	・ 需要家への電気の供給が停止 (停電) すること (事故)。
グリッドコード	・ 電力系統の運用に関するルール。
系統安定化装置	・ 事故波及防止のために電源制限や系統分離などの操作を自動で行う装置。
系統運用	・ 安定供給の目的をもって、合理的かつ効率的に電力系統を運用すること。電圧調整・潮流調整・開閉器操作・系統保護装置の運用などが含まれる。
系統運用者	・ 電力系統の運用責任者をいう。我が国においては一般電気事業者の送配電部門が該当する。
系統規模	・ 電力系統の規模のこと (「系統容量」参照)。
系統切替	・ 電力系統の一部を現在接続中の系統から他の系統に切り替えること。

系統構成	・ 電力系統における変電所などの電気所と送電線の接続関係。
系統制御所	・ 系統切替など系統設備の遠隔操作を行うための制御所。
系統分離	・ 常時は1つである系統を事故の波及防止のために分離させるもの。
系統 (全系) 崩壊	・ 電力系統の広範囲 (全系) にわたり供給不能となること。
系統容量	・ ある時点でその系統に並列されている発電機の発電端出力の合計。
軽負荷 (時)	・ 夜間、休日などで電力消費量の少ないこと (期間)。
広域安定度	・ 広域にわたる安定度。
広域開発電源	・ 複数の電気事業者の電力供給に供するために開発された電源 (発電所)。
鋼心	・ 強度が大きく、電線のうち主に張力を担う部分。
混雑 (処理)	・ 送電線の潮流が、計画段階又は運用段階において、当該送電線の利用できる量を超過した状態 (混雑を解消することを目的とした潮流抑制処理の総称)。
[さ行]	
GIS	・ (Gas Insulated Switchgear)金属圧力容器内に母線、開閉装置などを納め、絶縁性能に優れた SF6 ガスを充填した装置。
事故停電 (作業停電)	・ 停電のうち、事故によるもの。作業停電とは予め計画された作業のための停電。
事故波及防止リレー	・ 事故による影響が系統内で波及・拡大することを未然に防止することを目的とするリレー。
試充電	・ 事故により停電した直後の送電線に対して直接常時の運転電圧で充電すること。
CB 自動トリップ	・ 遮断器の自動遮断動作。
自動単相再閉路	・ 再閉路とは送電線又は配電線の事故時に、遮断 (開路) した遮断器を、ある時間後に自動的に再投入 (閉路) すること。自動単相再閉路とは、一相事故時 (三相交流では3つの相がある) に故障相のみ遮断した後、自動操作で再閉路を行うこと。
遮断器 (CB)	・ (Circuit Breaker)常時又は事故時の電路を開閉 (入／切) する能力をもつ装置 (スイッチ)。
重負荷 (時期)	・ 需要 (負荷) が大きいこと (時期)。
重潮流	・ 送電線などの流通設備を流れる潮流が多いこと。
需給エリア	・ 一般電気事業者の供給区域をいう。

需給相互応援融通	・ 設備トラブルや天候急変による需要急増等による供給力不足に対して、供給力に余力のある電力会社が、要請により不足分の電力を補うために融通を行うもの。
需給バランス	・ 想定した電力需要又は実際の電力需要に対する、需要と供給の均衡度合いを示すもの。安定供給を図るため、実運用時には絶えずバランスさせる必要がある。
需給逼迫	・ 需要が供給力の限界に近づく状態。
需要抑制	・ 負荷抑制に同じ。
常時容量	・ 設備を連続して運転可能な熱的容量。
定態安定度	・ 電力系統が定常状態にあって微小なじょう乱が加わった場合の安定度。
信頼度基準	・ 設備健全時又は機器装置故障時に確保すべき信頼度の基準。
信頼度コーディネーター	・ 北米電力系統における、広範囲にわたる電力系統の信頼度の監視者。
スポットネットワーク方式	・ 配電方式の一つ。電力会社の変電所から、直接需要家の変圧器に3回線で電気を送るもの。
制御区域	・ 当該系統運用者が監視・制御を行う範囲の電力系統。
制御所	・ いくつかの発電所・変電所・開閉所などを集中的に遠隔監視制御する機関。
セキュリティ	・ 「アデカシー」とともに電力系統の信頼度を評価する指標の1つで、想定された事故に対して、電力系統が動的な状態を含めて供給を維持できること。
送電損失	・ 送電系統で生じるロス分のエネルギー。

【た行】

脱調	・ 同期運転が保てなくなった状態。
多点連系	・ 電力会社間などの連系点（主に交流連系点）が2点以上あるもの。
他物接触	・ 送電線など電力機器へのクレーンの接触、飛来物の接触などの異常状態。
短地絡（短絡・地絡）	・ 短絡とは電線間など電気回路中の2点が異常状態として電氣的につながり異常電流が流れること。地絡とは電線など対地との間に電位をもつ電気回路の一部が異常状態として対地と電氣的につながり異常電流が流れること。
単独運転制御装置	・ ルート事故等を検出し、必要に応じて電源又は負荷を瞬時に自動制御

し、単独系統を成立、維持させる装置。

単独系統 (本系統)	・ 電力系統は原則として並列して運転される (本系統) が、作業又は系統故障等によって、その一部が本系統から分離し独立して運転している系統。単独系統に連系している発電設備等の運転だけで発電を継続し、負荷に電力供給を行うもの。
短絡容量 (電流)	・ 短絡故障時に電源から故障点に流入する仮想的な電力 (電流)。
断路器	・ 充電された電路を開閉分離するための開閉器 (負荷電流や事故電流を遮断するもの (遮断器) ではない)。
地中送電線	・ 電線にケーブルを使用し、地中に施設した送電線。
超高压変電所	・ 一次電圧が187kV以上の変電所。
調相設備	・ 適正な系統電圧の維持、送電損失の軽減を目的とした、無効電力潮流を調整する設備 (電力用コンデンサ、分路リアクトルなど)。
潮流 (管理)	・ 電力 (電気) の流れのことで、電力系統内の有効電力及び無効電力の流れの総称 (これを管理すること)。
通告変更処理	・ 連系線利用計画をもとに一般電気事業者の送電部門が決定した需給日当日の30分ごとの連系線を利用する電力量 (通告値) を変更する手続き。
TBC	・ (Tie line Bias Control)周波数バイアス連系線電力制御。周波数の変化量と連系線潮流の変化量とを同時に検出し、負荷変化が自系統内で生じたと判断される場合にのみ、自系統の発電機の出力を制御する方式。
低圧 (高圧、特高) 事業所	・ 受電する電圧が低圧 (600V以下)、高圧 (7,000V以下)、特別高圧 (7,000Vを超えるもの) である事業所。
定格遮断電流	・ すべての定格および規定の回路条件のもとで、規定の標準動作責務と動作状態とに従って遮断することができる遮断電流の限度。
低電圧運転	・ 塩害に対する電線の絶縁を維持させるために送電電圧を低めに設定して地絡事故の回避を図るための運転方法。
TSO	・ (Transmission System Operator)送電系統運用者。
DSO	・ (Distribution System Operator)配電系統運用者。
T分岐	・ 送電線から開閉設備を経ずに送電線を直接分岐させる分岐形態。電氣的な切り離しを行うには昇塔作業等が伴う。
電圧安定性	・ 擾乱発生時や負荷急変時における系統電圧の安定性。
電源制限	・ 負荷の脱落など需給バランスが電源の過大となった際に電源の出力を制限させるもの。
電源線	・ 発電設備を電力系統に接続させるための送電線をいう。

電源の脱落	・ 発電所や電源線の事故等により、電力系統に並列運転している電源が電力系統から切り離されること。
電力系統	・ 発電所での電力発生から需要家に至るまでの、変電所・送電線など電力流通設備が一体的に結合されたシステム。
電力用コンデンサ	・ 調相設備として電圧維持等に使用されるコンデンサ。
同期 (再同期)	・ 複数の電力設備が同一のタイミング (周波数・位相) をもって運転されている状態をいう。再同期とは、一旦別々になった系統が再び同期をとって連系されることをいう。
同期調相機	・ 調相設備の一種である回転式の無効電力補償装置。
トリップ	・ リレーの動作により、自動的に発電機や送電線、変圧器などが遮断器によって電力系統から切り離されること。
[な行]	
2 次系 (系統)	・ 基幹系統 (1 次系統) から電圧を落として、需要地への供給 (配電系統に至るまでの間) を主体的に担う系統。
[は行]	
発電機出力の持替	・ 負荷に対して主として供給する発電機を他の発電機に替えるもの。
PSVR	・ (Power System Voltage Regulator)送電電圧制御励示装置。送電線送り出し電圧を基準値に自動的に調整する装置。
PJM	・ (Pennsylvania New Jersey Maryland) 米国北東部地域における地域送電機関。
標準周波数	・ 電力系統の運転の基準となる周波数。我が国では50Hz及び60Hzがある。
VQC	・ (voltage reactive power controller)電圧無効電力制御装置。電圧、無効電力調整を自動で行う装置。
フォルトロケータ	・ 変電所などの電気所から事故点までの距離を早急に自動で検出する装置。事故対応の迅速化、効率化が図れる。
負荷遮断 (抑制)	・ 異常時において、電力系統の崩壊を防止するために、一部の負荷 (需要) への供給を遮断 (または抑制) すること。
防災対策レベル	・ 地中ケーブルの損壊事故等に対する防災対応のレベル。
並列 (運転)	・ 1つの電力系統に他の電力系統又は発電機などの電力設備を加えて運用する際に、両者の周波数、電圧及び位相を合わせた上で接続すること (並列された運転状態)。
系統並列	
変圧器タップロック	・ 変圧器のタップ (電圧を変えるために複数設けられた端子) の変更をロックするもの。

変電所	・ 構外から受電した電気を構内の変圧器などによって変成（電圧を落とす）して構外に送電する施設。500kV 変電所とは受電する側の電圧階級が500kV であるもの。
放射状系統	・ 発電所間や変電所相互間が1ルートの送電線で放射状に接続、運用されている系統。
保護リレー	・ 送電線、電力機器など保護の対象物に発生した異常状態に応動し、遮断器などに適切な指令を与えることを目的とするリレー（継電器）。
母線（事故）	・ 変電所や開閉所などの電気所において、送電線や構内の機器を結び、共通に利用される電路（この電路で発生した事故）。
[ま行]	
無効電力（制御）	・ 需要家の需要設備等において熱・動力などのエネルギーとして使用されないが、有効電力を送電するための電圧の維持など、電力系統の安定運用に必要となる電力（または、この制御）。
無停電工法	・ 作業停電を回避するために、バイパスケーブルを用いるなどにより、停電をしないで作業を行う工法。
メッシュ系統	・ ループ方式が広域的に行われる系統。
[や行]	
有限責任中間法人電力系統利用協議会（中立機関、協議会）	・ 改正電気事業法（2003年6月公布）に基づき、2004年6月に経済産業大臣の指定を受けた我が国唯一の「送配電等業務支援機関」。電気事業制度改革の一環として2004年2月に設立され、中立者（学識経験者）、一般電気事業者、特定規模電気事業者（PPS）、卸電気事業者・自家発電設置者等を会員とし、公平性、透明性をもった電力系統の円滑な利用を支援するため、系統に係るルールの方策・監視、連系線連絡業務、系統情報の公開業務等を実施。
有効電力	・ 需要家の需要設備等において熱・動力などのエネルギーに変換される電力（単に「電力」という場合には有効電力の意味が一般的）。
UF リレー	・ (Under Frequency)周波数が制限値以下になったことを検出して動作する保護リレー。
UCTE	・ (the Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) 欧州大陸の23カ国、33の TSO が加盟する、送電会社の事業者団体。UCTE がカバーする地域の電力消費量は、EU 全体の8割。
UPS	・ (Uninterruptible Power Supply) 無停電電源装置
UV リレー	・ (Under Voltage)電圧が制限値以下になったことを検出して動作する保護リレー。
揚水機（ポンプ運転）	・ 揚水発電所のポンプアップ運転。モーターの動力を必要とする。

予備率	・ 需要以上に保有する供給力の需要に対する比率。
予備力	・ 6.2.3 (5) 参照
[ら行]	
雷害	・ 送電線への落雷による供給支障事故など、雷により電力系統が受ける被害。
輪番停電	・ 広範囲の一斉停電を防ぐため、地域ごとに順番に1～2 時間程度の停電を行って不足する電力を補うこと。
ルート事故	・ 1ルートの送電線に装荷されている回線の全てが停止する事故。
ループ系統	・ 発電所間や変電所相互間が異なったルートの送電線で環状に接続、運用されている系統。
ループフロー	・ ループ (あるいはメッシュ) 系統に流れる潮流をいう。それぞれの送電線の状態によって潮流の状態 (大きさ・向き) が変るという趣旨で主に使用される。
[わ行]	
WAMS	・ GPS の時刻情報を活用して欧州大で同時刻の潮流、電圧などの系統データを収集し、状態の監視に用いるシステム。

(電気学会技術報告第 977 号 給電用語の解説 (2004 年 8 月(社)電気学会)、電気工学ハンドブック (2001 年 2 月(社)電気学会) を参考に作成)