

解説

電力安定供給のための 情報通信技術

芹澤 善積

(財) 電力中央研究所システム技術研究所
seri@criepi.denken.or.jp



電力系統は電力の発生（発電所）から輸送・分配（送配電線網）および消費（需要家）に至るまで、大規模かつ複雑なネットワークシステムであり、我が国の2003年度末の事業用発電所数は約1,800カ所（合計最大出力約2億3千万kW）、送配電線延長は約411万km、変電所数は約6,500カ所である。これを安定に運用し、電力の安定供給を実現するため、時間スケールで0.01秒から1,000秒オーダーにわたるさまざまな監視や制御が行われている。本稿では「重要社会インフラである電力系統の機能停止（大規模停電）を防ぐために情報通信技術がいかに使われているか」について、電力系統の保護・制御システムを中心に情報通信技術の適用状況を紹介する。

電力系統の特徴とその運用

電力系統は一般に図-1に示すように、発電所から送電線や変電所および配電線などを介して需要家（負荷機器）まで電気を送るネットワークシステムであり、工学的に表現すれば、熱エネルギーや位置エネルギーを電気エネルギーに変換し、これを輸送、分配、消費するシステムである。その特徴は、(1) 地理的に大きな広がりを持つ巨大システムであり、1つの電力会社が運用する発電変電所や送電線などは数百km以上の範囲に及び、(2) 貯蔵機能をほとんど持たないため電気の発生と消費のバランスを常にとる必要がある、(3) 電気の消費量は常に変化し、それに応じて電力系統の構成要素の状態も変化している、(4) 発生した現象の伝達スピードが速い、(5) 発電機は一定の回転数で同期して運転している、などである¹⁾。このような特徴を持つ電力系統を時々刻々安定して運用するために、各電力会社では中央給電指令所（1カ所）や給電所（数カ所）、制御所（数十カ所）が連携して、電気の使用量に合わせた発電量の制御（需給運用）や発電所・変電所・送電線の電気の流れの制御（系統運用）を行っている。1制御所が管轄する遠隔の無人発電変電所数は一般に数十カ所であるが、最近制御所の統合化により、100を超える管轄箇所を持つ制御所も出現している。また、電力系統設備を健全な状態に保つための

保全業務も重要な役割を担っている。これらの業務のためにさまざまな情報通信技術が適用され、発電機、変圧器、遮断器、開閉器などの1次機器に接続されるデジタル制御装置や組み込み型マイクロプロセッサ装置、センサ、トランスデューサ、制御用計算機、構内・広域通信システム、さらには人間系の電話連絡網などが有機的に相互連携しながら、電力系統と並存する情報通信ネットワークを構成している（図-2）。

重要な社会インフラとしての電力系統の運用目標は、周波数や電圧の変動や停電が少ない良質な電気を

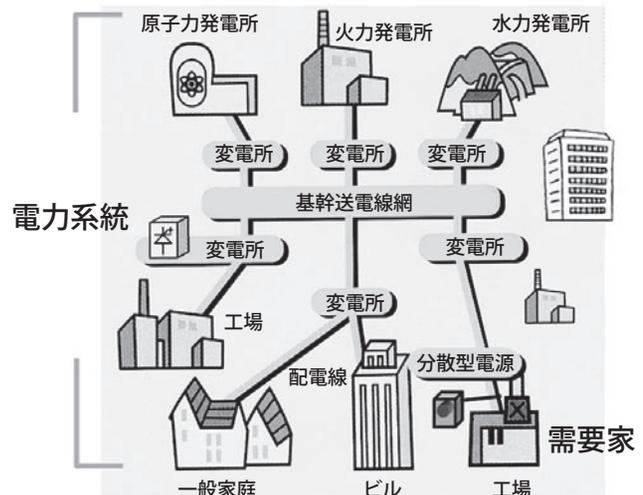


図-1 電力系統の構成

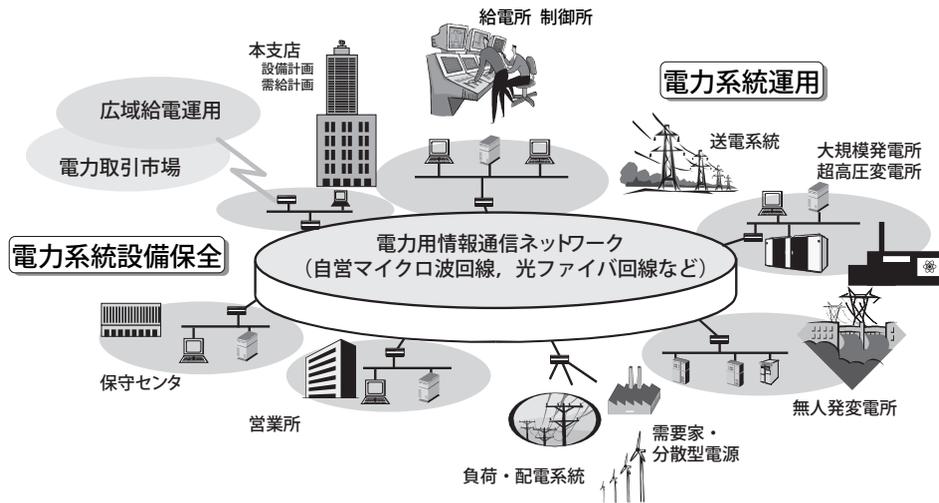


図-2 電力系統の運用や設備保全のための情報通信ネットワーク

| 制御目的 | 系統の状態 | |
|------|---|---|
| | 平常時 | 事故時 |
| 経済性 | <ul style="list-style-type: none"> 経済負荷配分制御 (EDC) | |
| 品質 | <ul style="list-style-type: none"> 周波数制御 (LFC) 電圧制御 (VQC) | |
| 信頼性 | <ul style="list-style-type: none"> 事故予防制御 (想定事故に対する影響最小化のための系統構成適正化, 発電機出力・潮流調整など) | <ul style="list-style-type: none"> 事故除去制御 事故波及防止 (系統安定化) 制御 系統復旧制御 |

表-1 電力系統の制御目的と系統の状態に対する制御内容

経済的に供給することである。このため、その制御目的と内容は表-1に示すように、経済性、品質(周波数・電圧)、信頼性(停電時間)にかかわるものに分類される。平常時にはこれら3つの目的のバランスをとり、各種発電機出力の経済負荷配分制御(EDC: Economic load Dispatching Control)や、周波数・電圧の品質制御(LFC: Load Frequency Control, VQC: Voltage Reactive Power Control)を主体とした制御が行われる。すなわち、電気の発電量と消費量のバランスが崩れたり、送電量が大きく変動したりすると、周波数や電圧が大きく変動し、場合によっては不安定な状態から停電に至る場合がある。このため、時々刻々の需要量変化に応じて、送電線を流せる限界電流なども考慮しつつ、水力、火力、原子力などの発電単価に応じた最も経済的な組合せの選択と発電量の調整を行う。また、電力用コンデンサなど電圧調整装置の制御を随時行う。一方、送電線への落雷などのように系統内に事故が発生した場合には、いち早く事故状態を解消しないと、電力系統設備の大きな損傷や事故の波及による大きな停電につながるため、事故除去や事故波及防止(系統安定化)などの信頼性制御が優先して行われる。事故時の信頼性制御は、電力系統や設備の保護を目的とすることから、保護とも呼ばれ、その機能を

実現する装置を保護リレーと呼ぶ。

これらの制御内容についての制御時間を示すと、図-3のようになる。平常時では、秒～分オーダーの制御周期がとられているが、事故時の緊急制御では、10～100ミリ秒オーダーの高速制御が必要である。平常時制御では計算機システムを活用しつつも、運用者が介在するが、緊急制御では完全な自動化システムとなっている。なお、平常時の安定的な状態では、電力系統の自己制御性(系統内の負荷と発電機出力が、電圧と周波数を媒介として、一定に保たれる性質)も一定の役割を担っている。

以下では、電力の安定供給に直接かかわる保護リレーシステムを中心に、監視制御システムや設備保全システムにおける情報通信技術の適用状況について述べる。

電力系統の保護リレーシステム

事故除去リレーシステム

電力系統は図-4に示すように、送電線、母線、変圧器といった構成要素(保護区間)ごとに遮断器で区切られ、通常は遮断器が入った状態でそれらが連結されているが、構成要素に事故が発生すると、できるだけ速やかに遮断器を開放して当該構成要素を系統から切り離すことより、事故の進展を食い止める。これを事故除去と呼んでいる。事故除去用の保護リレーには、事故後に数十ミリ秒以下で高速に動作する主保護システムと、主保護動作不良時に2～3百ミリ秒程度で動作する後備保護システムがある。

送電線用の主保護システムでは、通信回線を介して送電線両端の情報をを用いるキャリアリレー方式が主であり、基幹送電線では、方式的に最も優れ、高速で確実な事故除去を可能とする電流差動方式が多用されている。電

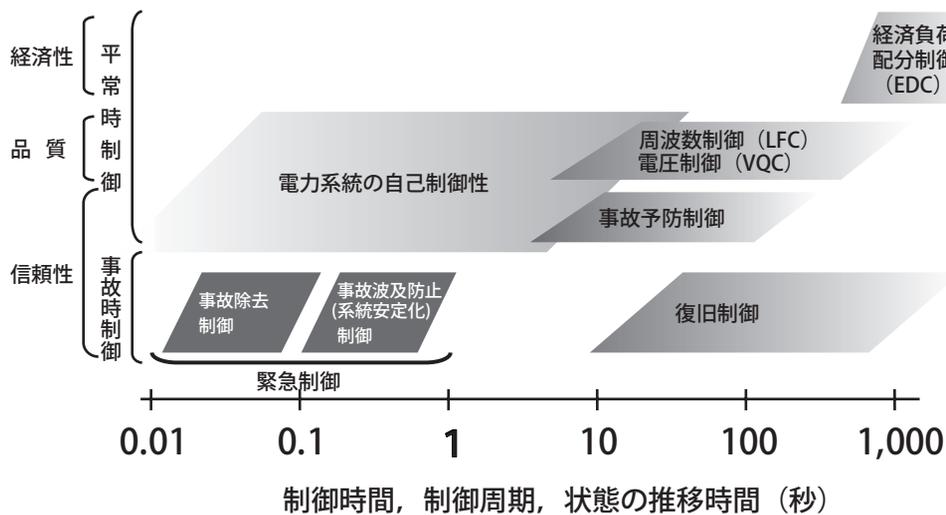


図-3 制御内容と制御時間の関係

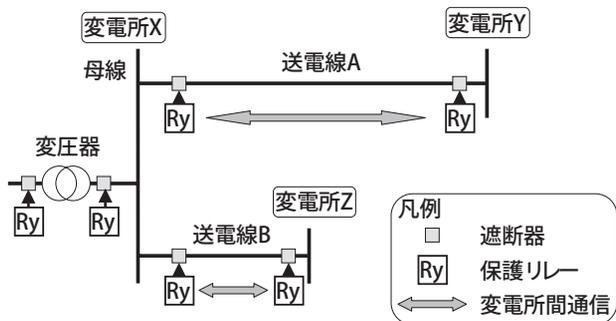


図-4 事故除去リレーシステム

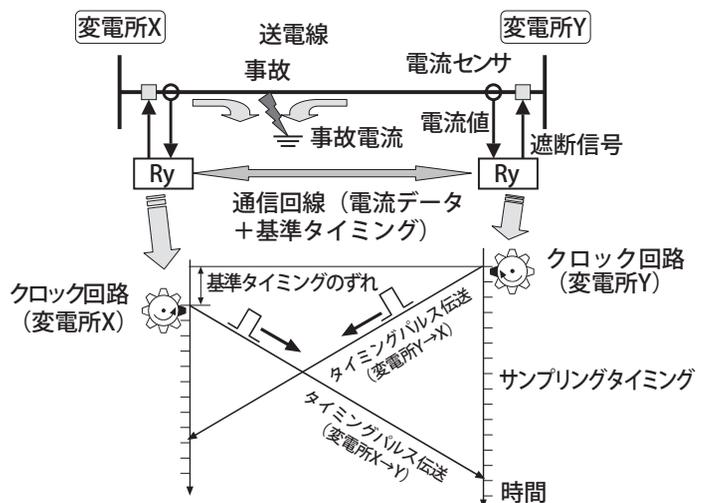


図-5 電流差動方式事故除去リレーシステム

流差動方式は図-5に示すように、送電線両端の電流値を常時計測し、それを相互に交換し合う。さらに、得られた電流データをもとに両端から流入する電流のベクトル和を求め(差動演算)、それが所定値以上であるときに保護区間の内部事故と判定する方式である。近年では、マイクロプロセッサ制御による高性能なデジタル電流差動リレーの適用が拡大している。今日のデジタルリレーにはRISC (Reduced Instruction Set Computer) 型マイクロプロセッサやDSP(Digital Signal Processor)、マルチプロセッサシステムなども適用されているが、高い動作信頼度が要求されることや、発電所での設置環境を考慮して、サージ・ノイズ対策や高信頼化対策などが施され、技術的に十分成熟したデバイスが採用される。デジタル電流差動リレーでは、電流を電気角30度ごとにサンプルしたデータが用いられており、電流値のサンプリングタイミングをリレー装置間で同期(サンプリング同期)化する必要がある。このため電流データとともに、

サンプリングタイミングの同期化制御信号を端末間でやりとりしている。具体的には、各端子でタイミングを刻むクロックの周波数(歯車の回転速度)情報と基準位相(歯車の黒印の位置)情報を互いに相手端子で参照することにより、タイミング同期制御を行っている。サンプリングタイミングのずれは差動演算誤差となって現れ、保護リレーの誤動作などにつながるため、系統条件から定められる許容サンプリング同期誤差は約100マイクロ秒である。端末間の通信には、自営のマイクロ波回線や光ファイバ回線により独自規格の54kbpsや1.544Mbpsのデジタル通信方式が用いられ、許容サンプリング同期誤差を得るための上り下りの遅延時間差(約160マイクロ秒以下)、動作時間を保証するための端末間の伝送遅延(数ミリ秒以下)やビット誤り率(1×10^{-7} 以下)、システム信頼度(通信回線も含めた完全2系列構成での不稼働率 1×10^{-7} 以下)などに関する厳しい条件を設定している。

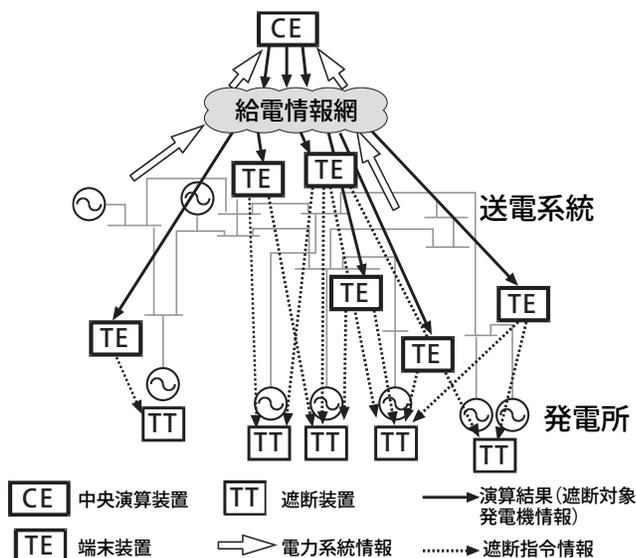


図-6 系統安定化リレーシステムの例

一方、後備保護システムでは、主保護システムと異なり、通信回線に依存せず、自端情報のみを用いる距離リレー方式が主である。これは、リレー装置設置点の電流と電圧を計測し、その比から事故点までのインピーダンス、すなわち距離を求め、事故点が保護区間内か否かを判定するものである。

なお、系統事故の多くを占める送電線事故は、大部分が雷に起因する高電圧放電（アーク）による一時的な絶縁破壊であり、事故除去のあと、アークの自然消滅を見計らって遮断器を再投入（再閉路）すれば、再び送電を継続し得る場合が多い。基幹送電線では、1秒程度で再送電可能な高速再閉路方式が採用されている。

事故波及防止（系統安定化）リレーシステム

主保護リレーおよび後備保護リレーにより事故を除去しても、送電線ルートが遮断されるなどの重大事故時には系統の安定運転ができず、過負荷、電力動揺、周波数低下などの系統擾乱につながる場合がある。このような場合に停電範囲を局限化するとともに、電気の発生と消費のバランスをとり、安定運転を継続するために、発電機や負荷の遮断、系統の分離などを行う事故波及防止（系統安定化）リレーシステムが適用されている。系統事故に対して、事故除去リレーシステムが最小範囲での条件反射的な高速動作が求められるのに対し、事故波及防止リレーシステムはより広域的に動作し、事故前後の系統状態に対応した適応的かつ協調的動作が求められる。したがって、ほとんどの事故波及防止リレーシステムでは、系統状態を把握し、適切な個所に遮断指令を伝送するために広域通信網を必要とし、さらにマイクロプロセッサ技術を背景にインテリジェントな保護システムが構築されている。

事故波及防止リレーシステムでは図-6に一例を示すように、平常時は系統情報を用いて、事故発生時の制御内容を決定する事前演算が絶えず繰り返されており、事故発生後には事故検出個所からの起動信号を受けて、制御内容が選択され、指令情報が伝送される。方式によっては、事故後にも制御演算がなされ、制御内容が事故状況に応じて適応的に決定されるものもある。いずれの場合も、事故発生から0.1～0.5秒程度で動作する必要があり、情報の伝送周期や伝送遅延なども考慮して、この時間内に広域的に情報の伝送・処理（起動情報と系統情報の伝送、制御演算、指令情報の伝送）を行わなければならない。

事故波及防止リレーシステムの構成には種々の形態があるが、多くのシステムが集中的な構成をとっており、以下のような要素で構成される。

- 起動装置：系統事故や系統動揺を検出して、中央演算装置に起動信号を送出する。
- 中央演算装置：系統情報をもとに制御内容を事故前後に高速に演算し、端末装置に対し遮断指令情報を送付する。
- 端末装置：中央演算装置に系統情報を送付する。中央演算装置からの情報をもとに、自所または遠隔個所での遮断制御を実施する。
- 情報伝送装置：起動情報や系統情報、指令情報を伝送するデータ伝送機能を持つ。また、方式によっては、遠隔の装置間でサンプリングタイミングが同期したデータが必要なため、端末装置にタイミング情報を供給するサンプリング同期機能を持つ。このための通信網は数百kmのオーダにもおよび、広域のデジタル通信網が適用されている。

電力システムの監視制御・設備保全システム

運転自動化・監視制御システム

平常時に電力システムを適正かつ安定的に運用し、間接的に停電を防ぐシステムとして、給電所、制御所、発電所などの有人事業所間を結ぶ給電指令用電話システムのほかに、以下のような計算機ベースの運転自動化や監視制御のシステムが適用されている。

- (1) 自動給電システム：給電所において、系統監視や発電機の経済運転・周波数調整、潮流・電圧などの制御、および記録・統計・運用計画などの給電業務を自動的に処理・実行する。
- (2) 電気所遠隔監視制御システム：制御所において遠隔無人発電所の監視制御や系統設備の切り替え操作などを行う。

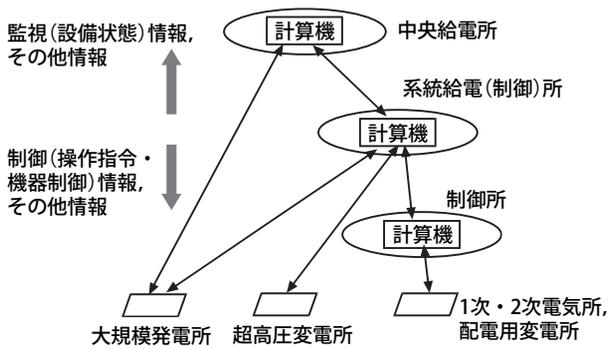


図-7 電力システムの監視制御ネットワーク

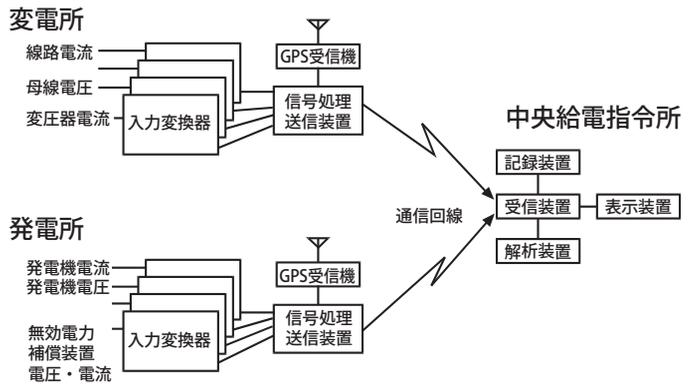


図-8 電力系統動揺記録解析システム

- (3) 変電所自動化システム：大規模変電所の制御室において構内機器の監視制御を行う。
- (4) 配電自動化システム：配電用制御所において配電線系統（配電線柱上の開閉器や負荷）の監視制御や保護を行う。

これらは図-7に示すように、電力会社において制御用コンピュータシステムと広域の自営通信網を用いたコンピュータネットワークを形成しているが、一般業務用のイントラネットワークとは完全に独立したネットワークとしており、また電力会社固有のデータ通信プロトコルやデータフォーマットが適用されている。近年では、汎用OSのUNIXやイーサネットLAN、TCP/IP通信プロトコル、X WindowによるGUI (Graphical User Interface)などを適用した、クライアント・サーバによるオープン分散型コンピュータシステムの適用が進み、さらに電力用のミドルウェアの開発やAPI (Application Programming Interface)の規定によるシステム間連携やマルチベンダ化も進められている。また、国際的な標準化機関であるIEC (International Electrotechnical Commission)では、電力システムの監視制御システムのマルチベンダ化を目指し、通信プロトコルとともに、オブジェクト指向に基づく電力系統機器や監視制御装置の標準ソフトウェアモデルの規格化を進めているが、我が国への適用性については十分な吟味が必要である。

広域系統監視・計測システム

電力系統運用の安定化を図るためには、電力系統の電氣的動揺現象を的確に把握することが有効であり、特に系統状態ベクトル（フェーザ）を把握することが効果的である。系統状態ベクトルは主として変電所母線の複素電圧（振幅と位相）であり、これまでは多地点で同期したリアルタイム計測は不可能であり、制御所で他の計測データを組み合わせて推定していた。これに対し、GPS (Global Positioning System)からの高精度時刻信号を利用して、広域的な同期サンプリングにより、系統内の電

流や電圧波形（振幅と位相）を直接計測することが可能になった。変電所母線の電圧波形のゼロクロス時刻を直接計測する場合の要求精度を電気角で0.1度とした場合、時間精度としては数マイクロ秒となり、GPSで容易に達成できる値である。

我が国においては、複数の遠隔電気所の系統データを高精度に同期をとって記録・解析するための「電力系統動揺記録解析システム」が適用されている²⁾。このシステムは図-8に示すように、主要超高压変電所に設置した送信装置、中央給電指令所に設置した受信装置、およびそれらを結合するデジタル回線で構成されている。各送信装置は、GPSからの高精度時刻信号に同期し、有効電力、無効電力、電圧、周波数などの系統データをデジタル演算により数十ミリ秒ごとに算出し、母線瞬時値データ（数kHzサンプリング）とともに、時刻信号を付け、受信装置にリアルタイムに伝送する。母線電圧瞬時値データのゼロクロス点の時間差から変電所間の母線の位相差角をリアルタイム演算し、系統安定度の判定に用いる。

上記のような、広域的な同期サンプリングにより、系統内の電流・電圧の振幅や位相を直接計測する方式はIEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)において標準化されており³⁾、PMU (Phasor Measurement Unit)として商品化もなされている。PMUを用いた電力系統監視や制御システムも各種検討されている。米国では、多地点に配置したPMUを広域の広帯域通信網で連携し、同時刻データから系統監視を行うWAMS (Wide Area Monitoring/Measurement System)が西部地域の系統に導入され、1996年8月10日の西部系統の停電時に対応がすばやくできたとの報告がある。

電力系統の設備保全システム

電力系統の設備保全業務を効率的かつ的確に実施するため、自営設備として保安電話システム、遠隔ITV監視システム、60/150/400MHz帯移動無線システム、可搬

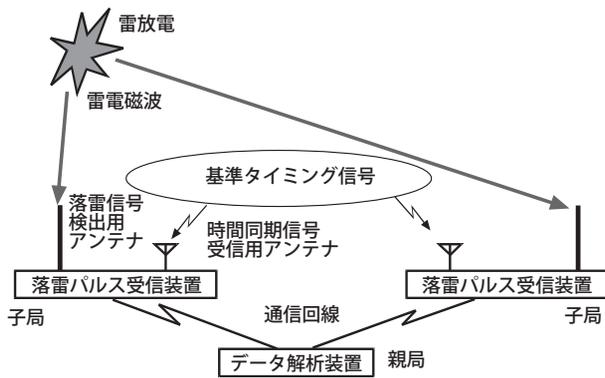


図-9 落雷位置検出システム

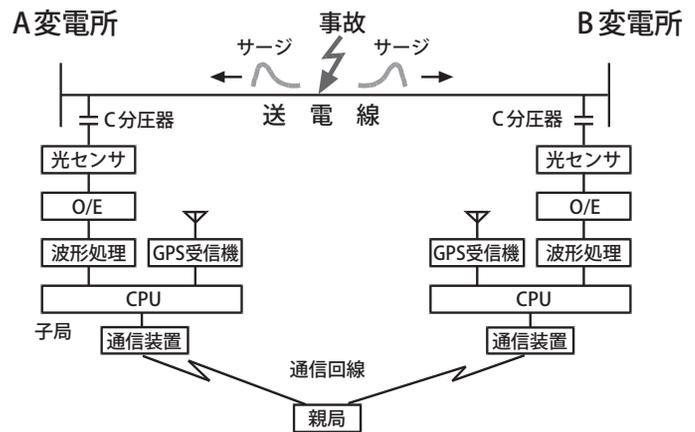


図-10 送電線事故点標定システムへの適用

型衛星通信システムなどが設置されている。また、前述の通り、送電線への落雷は電力系統運用上最も注意を払うべき現象であり、これへの種々の対応がなされている。落雷に備え、電力系統の切り替え操作などを予防的に行うために、雷レーダが自営設備として設置され、その情報は一般にも提供されている。落雷位置検出システムでは図-9に示すように、最低4カ所の受信装置により落雷の電磁パルスを受信する。各受信局は時間同期がとられ、到来時刻の情報を使用し、各2局からの等時差双曲線の交点により落雷地点を算出する。従来はロラン信号や衛星電波、テレビ電波等の同期信号により、多地点間の同期を得ているが、GPS信号の利用も有効である。さらに送電線に落雷事故があった場合は、送電鉄塔や碍子などの損傷度合いを巡視する必要があるため、送電線上の落雷事故点の位置を特定(標定)するシステムが設置されており、その1つにサージ受信方式がある。これは図-10に示すように、送電線事故時に発生する事故サージを送電線の両端で受信し、両端における事故サージの到着時間差から事故点を標定するシステムである。このため、両端での時間同期が必要であるが、この時間同期にGPSが適用され始めている⁴⁾。要求時刻精度は数百mの鉄塔間隔以下に相当する1マイクロ秒以下である。

電力用情報通信システムの信頼度確保と今後の課題

以上述べたように、広域の電力系統の状態を的確に把握し、最適な運用を行うため、情報通信技術を基盤としたシステムは重要な役割を担っている。平常時には系統の構成や電圧・周波数を適切に維持し、事故発生への備えを十分に行うとともに、事故が発生した場合でも、主保護、後備保護、事故波及防止リレーシステムなどにより、何重もの防御を行い、大規模停電を回避するよう努

めている。それを支える情報通信システムも、非常災害時や事故時においても責任を持って対処できるよう、自営システムを基本として構成しており、電力系統事故との同時性が少ないマイクロ波回線や、堅固な送電線の架空地線に沿って敷設された光ファイバ(OPGW: Optical Ground Wire)網などにより高信頼な基幹通信網を確保している。また、電力設備に対応して広域に散在する保護・制御装置間のデータ通信回線については、1つのアプリケーションにおいて伝送路長で最大数百km程度にもなる広域な通信網が必要となっており、またその要求する通信品質や信頼度が一般通信回線に比べ非常に厳しいため、各システムは完全2系列化などの対策が施され、動作信頼度を高めている。さらに、機動性を発揮できる移動無線や衛星通信システムにより、非常災害時の支援通信などを確保している。

今後は、電力自由化が進展する中で、分散型電源の導入や電力取引などにかかわる新しい系統運用形態への対応、パワーエレクトロニクス機器のようなアクティブ制御機器やインテリジェントなデジタル制御機器への対応、新規事業者間やシステム間(給電自動化システムと設備保全システム間など)の情報連携強化、システム標準化・オープン化や新しい情報通信技術への対応、情報セキュリティの確保などを進めつつ、電力の安定供給を支えていく必要がある。

参考文献

- 1) 野田編：パワーコントロール・アンド・インフォーメーション・シリーズ 第1巻 電力系統の制御，電気書院，東京（1986）。
- 2) 高橋，佐藤，時田：系統動揺記録解析システムについて，電気学会電力技術研究会資料，PE-94-166（1994）。
- 3) IEEE Power Engineering Society：IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems，IEEE Std 1344-1955（R2001），ニューヨーク（2001）。
- 4) 大衛：多端子型送電線故障点標定システムの開発，電気現場技術，1997年7月号，pp.42-46（1997）。

（平成16年12月29日受付）