電源系統の事故波及防止システムの方式と構成

正員 大浦 好文 (東京電力)

正員 鈴木 守 (東京電力)

正員 柳 橋 健 (東京電力)

正員 佐藤 正弘 (東 芝)

正員 津久井 良一 (東 芝)

正員 松島 哲郎 (東 芝)

正員 小俣 和也 (東 芝)

Approach and Structure of Stabilizing Control System Preventing an Extension of Loss of Synchronism

Yoshifumi Ōura, Member, Mamoru Suzuki, Member, Ken Yanagihashi, Member (Tokyo Electric Power Co.), Masahiro Sato, Member, Ryouichi Tsukui, Member, Tetsuro Matsushima, Member, Kazuya Omata, Member (Toshiba corporation)

Recently large capacity power stations have been built far from load center with long distance transmission lines. Therefore, if a fault occurs at the line, generators in the large capacity power station may lose synchronism from the remaining generators⁽¹⁾⁽³⁾. To prevent an extension of loss of synchronism to other generators, fast shedding of some generators is effective measures.

Following methods were proposed so far. One⁽³⁾ is based on energy function approach. The other⁽²⁾ estimates and predicts the relative swing among generators using data measured on-line at each generator and sheds some generators for stabilization. Therefore this method requires a large communication network for an exchange of data between power stations. This paper presents new stabilizing method and newly developed stabilizing control system which does not require a large communication network because it utilizes generator output, voltage and current measured on-line in the vicinity of the large capacity power station. Using these measured data, the system estimates and predicts relative swing between generators in the large capacity power station and the remaining generators. Finally the number of generators to be shed for stabilization is decided and shedding is performed. Configuration and characteristics of the developed stabilizing control system are shown. Validity of this method is confirmed by simulation and testing using an artificial power system.

キーワード：電力系統，過渡安定度，安定化，オンライン，電源制限，実用化システム

1. ま え が き

最近の電力系統では大容量発電所(電源系発電所)が負荷中心から遠方に建設され、長距離送電線(電源線)で接続されている。このために、3 LG などの事故により電源系発電機が脱調し、ひいては大規模停電事故

に発展することが懸念されている。ここで対象とする現象は、電源線に発生した事故により、電源系の発電機群が一体となり加速し、その位相角が主幹系統側の各発電機よりも大きく進み1秒前後で脱調するパターンである。この対策には電源系の一部の発電機を高速に解列する電源制限が有効である⁽¹⁾⁽³⁾。

文献(3)には電源線事故時の安定化のために、エネルギー関数法の考え方に基づく方式が提案されている。また、文献(2)には、個々の発電機について発電機出力を時々刻々と測定し、運動方程式から位相角を推定し発電機間の相対的な動揺を把握することによって脱調予測・安定化する方式が提案されている。これに対して、本論文で提案する方式は次のように行う。まず、主幹系統側の発電機群は一团となり動揺するので、その影響を反映する位相角を仮想ノードの電圧位相角として推定する。具体的には、電源系発電機近傍の母線電圧と電源線電流を実測し、インピーダンスとの関係から算出する。一方、電源系発電機の位相角変化は測定した発電機出力を用いて推定する。次に、安定度判定は、電源系発電機群の位相角と仮想ノードの電圧位相角について、過去の動揺状態を基に約250ミリ秒の将来時点までの変動を予測し、両者の相対的な位相角動揺を見て行う。不安定が予想される場合、発電機の解列台数を高速・高精度に決定し、解列することにより事故波及を防止させるものである。

文献(2)の方式は、個々の発電機動揺を直接観測するので、遠方の発電機間のデータ伝送系を必要とするが、本論文で提案する方式は、対象とする電源系発電所の近傍で測定できるデータのみを用いるので安定化システム・伝送系が小規模となることが長所である。本方式に基づく安定化システムを数セット開発した。

以下、第2章では動揺現象の把握の方法、第3章では安定化の方式・アルゴリズムを示す。第4章ではシミュレーションにより確認した手法の有効性を示す。第5章では、本安定化システムには、約1秒で脱調する系統現象をリアルタイムで追従し観測・制御するために高速なデータサンプリング、伝送、演算を行うことが要求されているが、これを実現するために開発したシステムの構成・機能を述べる。第6章に本システムを模擬送電系統で試験した結果を示す。

2. 動揺現象の把握法

電源系の発電機群が一体となり、主幹系統側の発電機群と相対的に動揺するパターンを考える。図1において、電源系の発電機群を等価発電機 G_1 と表す。 G_1 は長距離送電線を介して接続されている。この場合、事故が長距離送電線に発生したときの各発電機の動揺を見れば、図2に示すように、 G_1 は事故点に近いために大きく加速されるが、主幹系統側の G_2 から G_n までの発電機群は同期化力が強く、同じ様相(コヒーレント)で動揺する。この結果、両者の位相角差は拡大する。また、主幹系統内に属する負荷ノードの電圧

図1 系統モデル
Fig. 1. Power system model.

図2 動揺モード
Fig. 2. Typical swing mode.

位相角 θ は、発電機 G_2 から G_n の影響を大きく受けて図2の破線のように G_2 から G_n と同じ様相で動揺する。この性質を利用することによって G_1 と残りの G_2 から G_n までの発電機群との間の相対的な動揺を把握し安定化する方法を考える。

まず、上記関係を用いた安定度判定を行うためのモデルについて述べる。電源線の電流の変化は電源側の発電機の内部電圧と主幹系統の母線電圧の間の位相角差の変化を反映している。そこで、図1の対象系統モデルにおいて、電源線上のノード B から系統を見た駆動点インピーダンス $\hat{Z}_{sc}$ を求め $\hat{Z}_{sc}$ 背後のノード S を仮想ノードとすれば、ノード S の電圧 $\hat{V}_s$ が G_2 から G_n の動揺を反映する。ここで、ノード A と B の間の線路インピーダンス $\hat{Z}_{AB}$ 、発電機 G_1 の発電機電流(電源線電流) $\hat{I}$ 、仮想ノード S の電圧 $\hat{V}_s$ 、ノード A の電圧 $\hat{V}_A$ 、そして発電機 G_1 の内部電圧 $\hat{V}_G$ の関係を、図3のモデル系統で考えることができ、図4で表すことができる。 $\hat{V}_G$ 、 $\hat{V}_s$ は $\hat{V}_A$ 、 $\hat{I}$ を測定すれば、発電機の内部インピーダンス $\hat{X}_G$ 、発電機の主変圧器のインピーダンス $\hat{X}_t$ などを用いて(1)、(2)式で計算でき、電源線電流 $\hat{I}$ は $\hat{V}_G$ と $\hat{V}_s$ 間の相対位相角を反映し変化する。ここで、 δ_G は $\hat{V}_G$ と $\hat{V}_A$ 、 δ_s は $\hat{V}_s$ と $\hat{V}_A$ 間の相対位相角差を示す。また、図5の実線と破線で示すように $\hat{V}_G$ 、 $\hat{V}_A$ 、 $\hat{V}_s$ 間の関係は事故発生前 t_0 時点と事故除去後 t 時点においても成立するので、事故発生後の δ_G 、 δ_s の変化を時々刻々と観測することによって、発電機 G_1 と残りの発電機群との間

図 3 簡易モデル
Fig. 3. Simplified model.

図 4 簡易モデルの位相角の関係
Fig. 4. Relation between $\dot{V}_G$ and $\dot{V}_S$ in the simplified model.

図 5 位相角の変動
Fig. 5. Change of phase angles.

の相対的な動揺を把握することができる。ただし、事故中とその直後は発電機内部電圧は過渡的なインピーダンス変化の影響を受けるので δ_G は発電機出力を用いて第 3 章に示す方法で観測する。

$$\dot{V}_G = \dot{V}_A + \dot{I}(\dot{X}_t + \dot{X}_g) \quad (1)$$

$$\dot{V}_S = \dot{V}_A - \dot{I}(\dot{Z}_{AB} + \dot{Z}_{SC}) \quad (2)$$

この方式によれば、主幹系統側の個々の発電機動揺を直接観測せずに、それらの動揺を反映している位相角を仮想ノードの電圧位相角として推定し、それと電源側の発電機 G_1 の内部電圧との位相角差をみて判定することになる。

以下、時間変化を示す量には (t) で記す。

3. 安定化方式

$\delta_G(t)$, $\delta_S(t)$ の求め方は、次の手順で行う。まず、発電機 G の慣性を M 、事故前の G の出力を P_0 とすると、事故発生後サンプリングして得た発電機出力値 $P(t)$ を用いて (3)～(6) 式により、角速度 $\omega(t)$ 、位相角 $\delta_G(t)$ が計算できる。

$$t_{k+1} = t_k + \Delta t \quad (3)$$

$$\Delta\omega(t_k) = \{P_0 - P(t_k)\}t/M \quad (4)$$

図 6 位相角動揺の実測値と予測値の関係
Fig. 6. Relation between measured value and predicted value of phase angle.

$$\omega(t_{k+1}) = \omega(t_k) + \Delta\omega \quad (5)$$

$$\delta_G(t_{k+1}) = \delta_G(t_k) + \omega(t_{k+1})\Delta t \quad (6)$$

次に、仮想ノード S の電圧 $\dot{V}_S$ は実測した発電機電流 $\dot{I}$ と $\dot{V}_A$ を用い (2) 式から計算する。 $\delta_S(t)$ は $\dot{V}_S$ から求められる。この結果、 $\dot{V}_G$, $\dot{V}_A$, $\dot{V}_S$ は図 5 のように、実線で示す初期値から破線で示す t 時点のベクトルに推移する。また、発電機の位相角 $\delta_G(t)$ と、ノード電圧の位相角 $\delta_A(t)$, $\delta_S(t)$ は事故発生前後において図 6 に示すように変化する。ただし、事故継続中の電圧位相角は、事故中のインピーダンス変化の影響を受けるため不連続になり、また事故除去直後は過渡状態があるので、そこを除いた時間帯において観測した値を用いる。

また、発電機の位相角 $\delta_G(t)$ の予測は次式で行う⁽¹⁾⁽²⁾。発電機は慣性が大きいため角速度 $\omega(t)$ は滑らかに変動するので、過去数点の $\omega(t)$ を通る曲線を求め、その延長上の点としての予測値を求める方法を採用した。現時点 t_0 、1 時点前 t_1 、2 時点前 t_2 の $\omega(t_0)$, $\omega(t_1)$, $\omega(t_2)$ を通る $\omega(t)$ の曲線を (7) 式で求める⁽⁴⁾。

$$\omega(t) = \omega(t_2) + \alpha_1(t - t_2) + \alpha_2(t - t_1)(t - t_2) \quad (7)$$

ここで、係数 α_1 , α_2 は (8) 式で決める。

$$\left. \begin{aligned} \alpha_1 &= \{\omega(t_2) - \omega(t_1)\} / (t_2 - t_1) \\ \alpha_0 &= \{\omega(t_1) - \omega(t_0)\} / (t_1 - t_0) \\ \alpha_2 &= (\alpha_1 - \alpha_0) / (t_2 - t_0) \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

次に δ の推定式は (7) 式を積分した次式となる。

$$\begin{aligned} \delta_G(t) &= \delta_G(t_0) + \omega(t_2)(t - t_0) \\ &\quad + \alpha_1\{(t^2 - t_0^2)/2 - t_2(t - t_0)\} \\ &\quad + \alpha_2\{(t^3 - t_0^3)/3 - (t_0 + t_2)(t^2 - t_0^2)/2 \\ &\quad + t_1 t_2(t - t_0)\} \end{aligned} \quad (9)$$

また、電圧 $\dot{V}_S$ の位相角 $\delta_S(t)$ の予測は t_0 , t_1 , t_2 時点の $\delta_S(t_0)$, $\delta_S(t_1)$, $\delta_S(t_2)$ を用い、(7), (8) 式と同様

に定義した式で行う。

以上の計算から求めた予測値 $\delta_c(t)$ と $\delta_s(t)$ の位相角差分 $\Delta\delta_{cs}(t)$ が発散傾向を示し、かつ、あるしきい値以上の値になれば脱調と判定する⁽¹⁾⁽²⁾。

脱調するケースを安定化するために解列する発電機台数の決定法を次に示す⁽¹⁾⁽²⁾。まず、ある時点 t_0 において、将来の T_P 時点の位相角差分 $\Delta\delta_{cs}(T_P)$ を予測する。次に、 T_P より短い将来時点 T_C において発電所 G の n 台の発電機中 m 台を解列すれば、 T_P 時点の位相角は安定側に $\Delta\delta(T_P)$ だけ回復し $\Delta\delta_{cs}^*(T_P)$ となる。

$$\Delta\delta_{cs}^*(T_P) = \Delta\delta_{cs}(T_P) + \Delta\delta(T_P) \quad \dots\dots\dots (10)$$

ここで、回復量 $\Delta\delta(T_P)$ の求め方を示す。まず、時間のオーダを示すと、1秒程度で脱調する現象であり、また安定な場合の振動周期は1秒程度なので t_0 から0.25秒程度の将来までの位相角を精度良く予測できる⁽²⁾。また、 T_C は安定化システムの計算時間、リレー、遮断器の応答を含め t_0 の約0.08秒後である。従って、 T_C から T_P までの間隔は0.2秒程度の短時間なので、その間の電気出力値は t_0 時点の値 $P(t_0)$ に等しいものと近似できる。それゆえ、解列なしの場合 T_C から T_P までの位相角増加分 $\Delta\delta_1$ は次式で求められる⁽²⁾。

$$\Delta\delta_1 = \{P_0 - P(t_0)\}(T_P - T_C)^2 / 2M \quad \dots\dots\dots (11)$$

図7 安定度判定と対策の流れ
Fig. 7. Flow for predicting instability and stabilizing procedure.

また、同一所内の発電機 n 台のうち m 台を解列したとき、 m 台解列後の慣性と機械入力とは各々容量比で変化し各々 M^* 、 P_c^* となる。更に、電気出力 P^* は次式で推定できる⁽²⁾。

$$P^* = \frac{X_G + X_D}{X_G + (n-m/n)X_D} \frac{n-m}{n} P(T_C) \quad \dots\dots\dots (12)$$

ここで、 X_G 、 X_D はそれぞれ m 台解列前の発電機内部インピーダンスと系統側を見た駆動点インピーダンスである。従って、 T_C から T_P までの位相角増加分 $\Delta\delta_2$ は(13)式で求められる。

$$\Delta\delta_2 = (P_c^* - P^*)(T_P - T_C)^2 / 2M^* \quad \dots\dots\dots (13)$$

この結果、回復分 $\Delta\delta(T_P)$ は次式から求められる。

$$\Delta\delta(T_P) = \Delta\delta_2 - \Delta\delta_1 \quad \dots\dots\dots (14)$$

$\Delta\delta(T_P)$ を(10)式に代入して、相対位相角差 $\Delta\delta_{cs}^*(T_P)$ を求め、解列する台数の決定を行う。具体的には、 $(m-1)$ 台解列のときは脱調するが、 m 台を解列したときには安定となるならば、 m 台を解列する台数と決定する。

以上をまとめた処理の流れを図7に示す。

4. シミュレーションによる有効性の確認

図8の4機系モデル系統と発電機数約70機の実規模モデル系統を用いて本安定化方式の有効性を検証した。

図8の4機系モデル系統において、 G_1 が対象発電所であり複数台の同一容量発電機が並列運転している。そして、これらの発電機は長距離送電線 $B-5$ を介して主幹系統に接続されている。一方、主幹系統内発電所 $G_2 \sim G_4$ は比較的短い送電線 ($B-5$ の $1/2 \sim 1/4$ のインピーダンス) により連系しており、互いの同期化力は強い。このような状態で、 $B-5$ に三相地絡事故が発生すると、発電状態によっては、 G_1 が他の主幹系統内発電所 $G_2 \sim G_4$ に対して脱調する。以下、 G_1

図8 4機系モデル系統
Fig. 8. Model power system with 4 generators.

の一部の発電機を解列して安定化するので G_1 を制御対象発電所と呼ぶこととする。

〈4・1〉 発電機、負荷の位相角と θ_s の関係 図8のモデルシステムに対するシミュレーション結果を図9に示す。

(a)図は安定なケースである。一方、(b)図は不安定なケースであり、0.8秒前後で G_1 が脱調する。同図からわかるように、仮想ノード S の電圧位相角 θ_s は、主幹系統内の発電機、負荷の位相角とコヒーレントな動きをしており、その大きさは、主幹系統内の負荷ノードの電圧位相角とほぼ等しくなっている。

また、図10は実規模モデルシステムを用いたシミュレーション結果の一例であり不安定なケースである。

同図においては、 δ_A 長距離送電線を介して主幹系統に接続している発電機の内部位相角、 δ_B 、 δ_C は主幹系統内の各地域を代表する発電機の内部位相角、 θ_D は主幹系統のほぼ中央に位置する大容量負荷が接

(a) 安定なケース

(b) 不安定なケース

図9 発電機、負荷の位相角と θ_s の関係
Fig.9. Relation among generator angle and load angle and θ_s .

続する変電所の母線電圧位相角である。

同図からわかるように、実規模モデル系統でも、仮想ノード S の電圧位相角 θ_s は、主幹系統内の発電機とコヒーレントな動きをしており、その値は、主幹系統中央の変電所の母線電圧位相角とほぼ一致している。

以上の結果は、制御対象発電所と仮想ノード S の相対的な位相角動揺を把握することが、制御対象発電機と主幹系統側の発電機群の相対的な位相角動揺を把握することに有効であることを示している。

〈4・2〉 安定化方式のシミュレーション結果

図8の4機系モデルシステムを対象とした本安定化方式のシミュレーション結果を示す。同図のモデルシステムにおいて、 G_1 が制御対象発電所である。様々な運転状態のもとで本安定方式が的確に応動することを確認するため、発電所 G_1 内の発電機の定格出力を一律0.5 puとし、その運転台数、初期出力、容量(定格出力)および $G_2 \sim G_4$ の運転状態を変えて以下に示すパターン $P_1 \sim P_6$ を設定した。

- (P₁) 基本パターン。 G_1 の運転台数は6台で、すべて定格出力運転である。また $G_2 \sim G_4$ も定格出力運転で、その初期出力はそれぞれ3.0, 2.0, 2.0 puである。
- (P₂) G_1 の運転台数を5台に減らしたケース。
- (P₃) G_1 の運転台数を4台としたケース。
- (P₄) G_1 の運転台数を7台に増やしたケース。
- (P₅) G_1 の運転台数、 $G_1 \sim G_4$ の初期出力を P_1 と全く同じとし、 G_1 の運転状態を75%負荷運転としたケース。

図10 発電機、負荷の位相角と θ_s の関係
(実規模モデル系統での例)

Fig.10. Relation among generator angle and load angle and θ_s in real power system model.

(P_6) G_1 の運転台数、初期出力を P_1 と同じとし、 $G_2 \sim G_4$ の運転状態を 75% 負荷運転に変更したケース。

事故は、 $B-5$ の 1 回線 3 LG 主保護遮断事故(事故継続時間 70 ミリ秒)に限定し、安定化システムの応動時間は、安定度の判定と発電機の解列台数を決定する時点が事故発生後 150 ミリ秒、そして、発電機解列時点が事故発生後 250 ミリ秒とした。

表 1 に各パターンに対する無対策時の現象と、本安定化方式による発電機解列台数および試行錯誤により求めた安定化に必要な最小解列台数を示す。表 1 からわかるように、本安定化方式による解列台数は、全ケース最小解列台数と一致している。

表 1 のシミュレーション結果をまとめると次のようになる。

(1) ケース 1 からケース 5 の結果より、本安定化方式は、対象発電所の運転状態(発電機運転台数やその負荷状態)の変化による安定度度合の差を的確にとらえ、解列台数を算出することがわかる。これは、本方式が、対象発電所の位相角動揺を常時把握しているため、運転状態の変化による安定度度合の変化は、位相角動揺の差となって現れるからである。

表 1 シミュレーション結果
Table 1. Simulation results.

ケース NO.	潮流系統	無対策時の現象	本安定化方式による解列台数	最小解列台数
1	P_1	G_1 加速脱調	2/6 (注) (1 pu)	2/6 (1 pu)
2	P_2	安定	0	0
3	P_3	安定	0	0
4	P_4	G_1 加速脱調	5/7 (2.5 pu)	5/7 (2.5 pu)
5	P_5	安定	0	0
6	P_6	G_1 加速脱調	4/6 (2 pu)	4/6 (2 pu)

(注) a/b , a : 解列台数, b : 運転台数

表 2 実規模モデル系統でのシミュレーション結果
Table 2. Simulation results using real power system model.

ケース NO.	運転台数	事故点	本安定化方式による解列容量 (%)	最小解列容量 (%)
1	全台運転	A ルート	67	67
2		B ルート	59	59
3	1 台停止	A ルート	54	42
4		B ルート	42	34
5	2 台停止	A ルート	34	34
6		B ルート	24	24
7	3 台停止	A ルート	0	0
8		B ルート	0	0

(2) ケース 1 とケース 6 の結果より、本安定化方式は、主幹系統側の状態変化による安定度度合の変化をも的確にとらえ、解列台数を算出していることがわかる。これは仮想ノード S の位相角動揺を把握することにより、主幹系統の状態変化をとらえることができるからである。

また、表 2 は実規模モデル系統を用いたシミュレーション結果で、制御対象発電所の運転台数をパラメータとしたときの本安定化方式による解列容量(運転発電機の合計容量に対する解列発電機の合計容量の比率)と試行錯誤により求めた最小解列容量を示している。

このシミュレーション結果は、2 ルート(A ルート, B ルート)の長距離送電線(並行 2 回線)を介して主幹系統に接続している 3 箇所の近接発電所を対象としたもので、これらの発電所は等価一機として取扱われている。また、対象事故は、A ルート, B ルートの 6 LG 主保護遮断事故(事故継続時間は 70 ミリ秒)である。

表 2 より、ケース 3, 4 を除くすべてのケースで最小解列容量と一致していることがわかる。また、ケース 3, 4 の過剰制御量も解列台数にして 1 台であり、十分な精度であるといえる。このほか系統構成や事故点を変えて数十ケースのシミュレーションを行い方式の有効性を確認した。

5. 安定化システムの構成

本システムは主幹系統に対して等価一機とみなせる一群の発電機を制御するものであるが、一群の発電機が必ずしも一電気所に集中しているとは限らない。例えば、負荷の中心部から数百 km 離れた遠隔地で電氣的に近い場所に発電所が数箇所分散している場合、これらは等価一機発電機とみなすことができる。このと

図 11 システム構成図

Fig. 11. System configuration.

き、本システムは各発電所に端末装置を設置し、制御演算を実施する中央装置とは、データ伝送装置を用いて結合することになる。図 11 は、このような実システムに適用した例を示す。

図において、各発電所に設置された端末装置では発電機端子の電圧、電流から各発電機の電気出力を導出し、中央装置に伝送する。系統事故は通常主保護トリップで 70 ミリ秒程度の事故継続時間が想定されるが、本システムにおいて発電機の系統事故時の応動を正確に把握するためには、この 70 ミリ秒間の発電機出力を正しくシステムに取込む必要がある。このため、発電機出力は 300 Hz(電気角で 60° 、時間間隔で 3.3 ミリ秒)でサンプリングされ、中央装置に伝送される。

伝送系に関しては、システムの動作時間上の必要性から高速な伝送が要求される。伝送データ量に関しても、本システムでは複数の 300 Hz、12 ビットの発電機出力データおよび各種運転条件などを伝送する必要がある、伝送速度 54 kb/s の高速伝送方式を採用している。

中央装置は A 変電所に設置され、A 変電所の母線より主幹系統側の電流の総和値、母線電圧および系統側駆動点インピーダンスからデジタル演算により仮想ノードの電圧 V_s を算出する。一方、母線より発電機側の電流の総和値、母線電圧および現運用状態での発電機全体の等価的内部インピーダンスから発電機側の等価的内部電圧を演算し、平常時における両者の位相角の差を求めておく。位相を求める演算のため、系統の電圧、電流は 600 Hz(電気角で 30°)でサンプリングされる。脱調判定のための演算は、系統の動揺を発電機出力総和値の変化により検出して起動する。系統動揺発生後の発電機位相角は、機械入力に等しい事前の発電機出力と起動後の発電機出力の差を積分することにより得られる。事前の発電機出力は、系統の微小な動揺による影響を受けないように十分平滑された値を用いる。

1 秒程度で脱調する現象を安定化させるためにシステムに要求される動作時間は、系統事故発生から 250 ミリ秒以内である。このため、系統動揺発生後に系統の電圧、電流データからリアルタイムで脱調を予測し、発電機制御を判定する演算部は非常に高速の演算が要求される。発電機出力のサンプリング間隔が 3.3 ミリ秒であるから、位相角演算、脱調予測などの基本的な演算はすべてこの 3.3 ミリ秒の間に完了される。

系統に大きな擾乱が発生し発電機の脱調が予測された場合、中央装置で演算された最適制御の結果に従い必要な発電機はトリップされる。発電機の制御指令は

伝送路の下りルートを使い高速に端末装置に伝送される。各端末装置では自端情報のみで判断できる電力変化検出要素をフェイルセーフ要素としてもち、中央装置から伝送されるトリップ指令と AND 条件を構成することにより、誤動作を防止して信頼度を向上させている。

保護リレーによって約 70 ミリ秒で事故が除去された後、安定化システムは事故除去の確認、過渡現象の消去時間、デジタルフィルタの時間遅れなどで約 40 ミリ秒経過した後の 60 ミリ秒間に観測した状態量を用いて 250~260 ミリ秒の将来時点の動揺を予測して脱調判定を行い、安定化に必要な発電機の解列台数を決定する。その後、トリップ信号の伝送遅延時間、CB の開極などのために要する約 80 ミリ秒後に発電機が解列される。結局、事故発生から発電機解列までの所用時間は約 250 ミリ秒である。

本システムは系統脱調を防止するという重大な機能をもつ。このため全系は 2 系列化し、万一系統に大きな擾乱が発生した場合システム不動作には至らないように配慮している。

6. 安定化システムの総合動作試験

開発した安定化システムの総合動作試験を 3 kV 模擬送電システムを用いて行った。複数の系統構成を設定し、発電機出力や事故条件を変えて数十ケースの試験を行った。その結果、すべてのケースで最適な応動結果、すなわち、あらかじめ調べた解列台数と一致した結果が得られた。これにより、開発した安定化システムが過渡直流分や高調波を含んだ実現象でも的確に応動することが確認された。

図 12 に試験系統の一例を示す。30 kW の発電機 2 台で制御対象発電所を模擬し、120 kW の発電機 2 台で主幹系統を模擬している。図 13 は、この系統を用いた試験結果の一例であり、A ルートの 1L、2L の

図 12 模擬送電システムの試験系統
Fig.12. Simulation circuit on the high power simulator.

図 13 試験結果
Fig. 13. Test result.

同時3LG主保護遮断事故である。このケースは、安定化システムがないと、対象発電所を模擬する2台の30kW発電機が脱調するケースである。図13からわかるように、この現象に対して安定化システムは、30kW発電機1台を解列し、システムを安定化している。

7. む す び

大容量電源が主幹系統から遠方に建設された電力系統における脱調現象は、特に電源線に事故が発生した場合、大容量発電所の発電機群の位相角が他の発電機群に対して相対的に大きく進み、脱調に至るパターンである。この場合、一部の発電機を高速に解列することにより大容量の脱調に進展することを防止できる。そこで、事故発生前後の大容量電源の発電機出力と発電機近端の母線電圧、線路電流を高速にサンプリングし、発電機内部電圧と系統側の仮想ノードの電圧との位相角差の相対的な動揺を把握することにより、脱調予測と最少台数の発電機解列をする新しいオンライン安定化方式とシステム構成、機能について述べた。

この方式によれば、電源側の発電機の出力、電源線の電流、母線電圧など大容量電源近端で観測できる量のみを用いて動揺の把握、脱調判定、解列する発電機台数が決定できるために、通信網を含めコンパクトな安定化システムを作ることができる点が長所である。また、本方式の有効性はシミュレーション・模擬送を用いた試験で確認した。

最後に、この開発に御援助・御協力をいただいた東京電力(株)と(株)東芝の多くの方々に感謝します。
(平成3年11月22日受付、同4年2月6日再受付)

文 献

- (1) 大浦・松沢・大塚・佐藤・津久井・小俣：「動揺中のオンライン情報による高速安定化方式」，電気学会電力技術研資，PE-85-12 (昭60)
- (2) 佐藤・津久井・小俣：「電力系統の動揺把握を基にしたオン

ライン高速安定化方式とアルゴリズム」，電学論B，104，489 (昭59-8)

- (3) 鈴木・柳橋・富沢・合田・押田：「大容量電源系統のオンライン安定化制御方式の開発」，電学論B，110，652 (平2-8)
- (4) S. D. Conte, et. al.: Elementary Numerical Analysis—An Academic Approach— (1980) McGraw Hill Co.

大浦 好文 (正員)

昭和10年1月6日生。29年福島工業高校卒業。同年東京電力(株)入社。37年電研1種合格。現在、系統運用部において、系統保護制御システムの開発、管理、系統技術に関する部門を担務。同部部長(制御システム技術担当)。62年電気学会論文賞，平成元年同進歩賞受賞。

鈴木 守 (正員)

昭和24年5月12日生。49年慶応義塾大学大学院工学科修士課程修了。同年4月東京電力(株)入社。同社系統運用部制御技術課において、給電自動化システム、電力系統保護制御システムの開発に従事。現在、同課課長。平成3年電気学会論文賞受賞。

柳橋 健 (正員)

昭和30年8月13日生。55年3月静岡大学大学院工学研究科修士課程修了。同年4月東京電力(株)入社。水力発電設備の保守、系統運用業務を経て、系統運用部制御技術課において系統保護制御システムの開発に従事。同課副長。平成3年電気学会論文賞受賞。

佐藤正弘(正員)

昭和21年1月16日生。43年3月東北大学電気工学科卒業。同年4月(株)東芝入社。電力系統の信頼度監視, 系統安定化方式などの研究に従事。53年アメリカ・Purdue大学よりMSEE。工学博士。50年電気学会進歩賞受賞。

松島哲郎(正員)

昭和23年2月生。46年6月, 東京大学工学部電気工学科卒業。同年7月東京芝浦電気[現,(株)東芝]入社。以後, 府中工場にて保護継電装置の設計, デジタルリレーの開発, 系統安定化装置の開発などに従事。現在に至る。

津久井良一(正員)

昭和24年3月8日生。46年3月早稲田大学理工学部電気工学科卒業。同年4月(株)東芝入社。主として, 電力系統保護制御システムの開発などに従事。現在, 電力系統技術部系統保護制御グループ課長。

小俣和也(正員)

昭和30年6月19日生。55年3月早稲田大学大学院理工学研究科修士課程修了。同年4月(株)東芝入社。以来, 重電技術研究所にて, 主として電力系統の監視・制御方式の研究に従事。