リアルタイム測定データを用いた 動揺推定と脱調予測法の開発

正員 柳橋 健 (東京電力)

正員 今井 伸一 (東京電力)

非会員 庄司 寿哉 (東京電力)

正員 佐藤 正弘 (東芝)

正員 石原 祐二 (東芝)

A New Approach to Predict Swing of Generators
by Using Dynamic Equivalent Model Estimated from Real-time Data.

Ken Yanagishashi, Member, Shinichi Imai, Member, Toshiya Shoji, Non-member (Tokyo Electric Power Co.)

Masahiro Sato, Member, Yuji Ishihara, Member (Toshiba Corp.)

A new approach to predict a swing of generators against the remaining generators in a power system is proposed. Dynamic behavior of the generators is supposed to be represented by a set of state equations for the equivalent power system model composed of two generators. The values of parameters of equations of equivalent generators are estimated so that the simulated values using the equivalent power system model coincide with the data measured at the actual network for the past short period. Then the swing during the short period in the future is predicted by solving the equations defined on the equivalent.

キーワード：電力系統，脱調，予測，二機系統モデル，リアルタイム，発電機遮断システム

1. まえがき

基幹系統において送電線二回線事故や遮断失敗などの過酷事故が発生すると、動揺の二波目以降で発電機が脱調するいわゆるN波脱調現象が生じる場合がある。脱調現象を放置するとその影響が全系に波及し、全系の安定運転維持が困難となる。脱調を防止する対策として、脱調現象を演算により事前に予測して、一部の発電機や揚水発電機を遮断することが考えられる。

従来の発電機遮断システム⁽¹⁾⁽²⁾は、伝送系を介して取り込んだ主系統側の代表発電機の電流量と、対象発電機群の電流量を用いて両者間の位相角差を計算し、位相角差が予め定めたいきい値を超える場合に脱調と判定する。また、第一波脱調現象のみを対象とする⁽¹⁾⁽³⁾。このため、長大な伝送系の構築としいきい値の整定作業を必要とし、N波脱調現象には対応できない。

本論文では、対象発電所の自端で測定可能な電流量だけを用いて動揺現象を予測し、N波脱調現象に対応可能で、かつ、しいきい値の整定作業を必要としない発電機遮断システムの制御方式について提案する⁽⁴⁾⁽⁶⁾。提案する方式では、多機系統における発電機の動揺現象を、対象発電機群を一台に縮約した等価発電機、系統側を一台の仮想発電機とした二機系統モデルで表現し、微分方程式と代数方程式からなる動揺方程式で表す。動揺方程式の未知のパラメータを

リアルタイムに推定し、その方程式を解くことにより動揺現象を予測する。第2章にモデル化の考え方、第3章に仮想リアクタンスの推定方法、第4章に発電機パラメータの推定方法、第5章に予測計算と脱調判定及び発電機遮断台数の決定方法、第6章にデジタルシミュレーションによる検証結果について報告する。

2. 動揺現象とモデル化

<2・1> 動揺現象と系統モデル 多機系統において特定の発電所内の発電機群が系統側の残りの発電機群に対して動揺する場合を考える。図1(A)に示すように、対象とする発電機群と残りの主系統の間の連系線に設けた測定点Rで測定できる電圧 $\dot{V}_R$ 、電流 $\dot{I}_R$ 、有効電力 P_R などの諸電流量が時系列的に変化する様子は、その発電機群と、主系統に属する発電機と負荷を総合した群との間の相対的な動揺を反映したものである。そこで、対象発電機群を等価発電機G、また、系統側の発電機と負荷をまとめた主系統側を仮想発電機Sとし、それぞれ一台の発電機として表すことにより、多機系統における発電機群の動揺現象を図1(B)に示す二機系統モデルで表現する。

測定点Rから等価発電機Gの内部電圧 $\dot{V}_G$ までの等価リアクタンス X_G は、Rから各発電機の端子までの線路インピーダンスと過渡リアクタンス X_d' の和として計算できる。ただし、 $\dot{V}_G$ は X_d' の背後電圧と想定する。

一方、測定点Rから仮想発電機Sの内部電圧 $\dot{V}_S$ までの仮想リアクタンス X_S は、測定した各種電気量を用いて推定する。 X_S の推定方法については第3章で述べる。

<2・2> 二機系統モデルの動揺方程式 二機系統モデルにおける等価発電機Gと仮想発電機Sの動揺現象を(1)式、(2)式に示す状態方程式で表現する。また、発電機G、Sの内部電圧 $V_G \angle \delta_G$ 、 $V_S \angle \delta_S$ を(3)式、(4)式、有効電力の測定値 P_R と内部電圧 $\dot{V}_G$ 、 $\dot{V}_S$ の関係を(5)式でそれぞれ表す。

ここで、 P_{R0} は発電機の機械入力に相当する状態量である。発電機遮断システムでは事故発生後の数秒間の動揺現象を対象とするので、 P_{R0} は定常時における P_R の測定値を用いて固定値として扱う。また、 ω_G 、 ω_S は発電機G、Sの角速度の定常時からの変化分、 $d\omega_G/dt$ と $d\omega_S/dt$ は角加速度である。 δ_G 、 δ_S は定常時の $V_{R0} \angle 0$ を位相基準とした $\dot{V}_G$ 、 $\dot{V}_S$ の位相角である。 $\dot{V}_R$ の位相角 δ_R は測定した瞬時値から求める。 δ_R は定常時における $\dot{V}_R$ の瞬時値が事故発生後の動揺中も同じ振幅と周波数で振動するものと想定した波形1と、動揺中に実測した波形2の位相角の差分として求める⁽⁷⁾。また、 $\dot{I}_R$ の位相角 δ_I は、 $\dot{V}_R$ と $\dot{I}_R$ の瞬時値の位相差を φ とすれば $\delta_I = \delta_R + \varphi$ で求める。なお、波形1の振幅と周波数、及び、 P_{R0} は定常時における1～2秒間の平均値を用いる。

(1)式、(2)式における係数 M_G 、 M_S は発電機の慣性定数、係数 D_G 、 D_S は制動係数に相当する等価発電機Gと仮想発電機Sのパラメータである。ただし、これらのパラメータは、測定した過去の一定区間の諸電気量の変動と、方程式の解として得た諸電気量の変動が一致するように推定するもので、実際の慣性定数などを求めたものではない。

$$M_G \cdot \frac{d\omega_G}{dt} + D_G \cdot \omega_G = P_{R0} - P_R \quad \text{--- (1)}$$

$$M_S \cdot \frac{d\omega_S}{dt} + D_S \cdot \omega_S = -P_{R0} + P_R \quad \text{--- (2)}$$

$$V_G \angle \delta_G = \dot{V}_R + jX_G \cdot \dot{I}_R \quad \text{--- (3)}$$

$$V_S \angle \delta_S = \dot{V}_R - jX_S \cdot \dot{I}_R \quad \text{--- (4)}$$

$$P_R = \frac{V_G \cdot V_S}{X_G + X_S} \cdot \sin(\delta_G - \delta_S) \quad \text{--- (5)}$$

多機系統の連系線で測定した電圧 $\dot{V}_R$ 、電流 $\dot{I}_R$ 、有効電力 P_R などの諸電気量の変動には多数の発電機の動揺が反映している。つまり、連系線で測定した諸電気量の変動には複数の動揺モードが重畳しているため、これらの電気量が長時間に亘る規則的な変動を示すことはない。したがって、(1)式～(5)式のパラメータを固定値として計算した δ 、 ω 、 P_R などの変動が、多機系統における諸電気量の変動と一致する区間の長さは限定される。

そこで、筆者等は過去の一定区間で測定した電気量の変動に一致するようにパラメータを推定し、そのパラメータを用いて一定時間先までの将来の動揺を予測することが有効と考えた。具体的には、図2に示すように、まず、過去の時点 $t_k - T_M$ から現在時点 t_k までの測定区間(区間の長さ T_M)に測定した諸電気量と、(1)式～(5)式に示す方程式で計算した諸電気量が最も一致するようにパラメータを推定する。

図1 動揺現象のモデル化

Fig. 1. Equivalent power system model with two generators.

図2 パラメータ推定と動揺予測

Fig. 2. Time width for the estimation of parameters and prediction of swing in the future.

次に、現在時点 t_k から将来の時点 $t_k + T_P$ までの予測区間(区間の長さ T_P)の諸電気量を、推定したパラメータを用いた方程式で予測する。この推定と予測を、一定の時間間隔で周期的に繰り返すものである。

図2に示す測定区間 T_M と予測区間 T_P の長さは、対象とする動揺現象の振幅と周期、及び、測定精度を考慮した上で予測精度が高くなるように決定する。2機系統における動揺現象のように長時間に亘る規則的な動揺の場合には、測定区間 T_M が長いほど予測精度は高くなる。しかし、一般の動揺現象では複数の動揺モードが重畳しているため、測定区間 T_M と予測区間 T_P の合計時間が、複数の動揺モードの中で最も短い動揺周期の半分程度になるように設定する。実規模システムモデルを対象としたシミュレーションでは1～2秒の動揺周期が現れるので、1秒の動揺周期に対応できるように、第6章のシミュレーションでは測定区間 T_M を300 ms、予測区間 T_P を200 msとした。

<2.3> 発電機遮断システムの処理の流れ 提案する制御方式を適用した発電機遮断システムにおける処理の流れを図3に示す。ブロック(a)では、時々刻々と変化する各種電気量を測定し発電機の動揺現象を観測する。有効電力 P_R が一定値以上急変したとき、系統に事故などの擾乱が発生したと判断し、ブロック(b)で仮想リアクタンス X_S の推定を行う。ブロック(c)において発電機G、Sのパラメータ M 、 D をそれぞれ推定し、(d)で動揺方程式を解いて将来の動揺を予測する。

図3 発電機遮断システムの処理の流れ
Fig. 3. Flow of the process of a stabilizing system.

次に、ブロック(e)で等価発電機Gと仮想発電機Sの間の位相角差の予測値がしきい値を超えるか否かを判定し、将来脱調すると判断した場合には、対象発電機群の脱調を防止するために必要な発電機の遮断台数を(f)にて決定し、(g)で発電機遮断を実施する。

なお、動揺の観測やパラメータ M , D の推定、及び、動揺予測と脱調判定は一定の時間間隔 ΔT で繰り返し行う。ただし、仮想リアクタンス X_S は事故発生から1秒程度までの測定値を用いて推定し、その後はその値を固定値として扱う。これは、動揺の振幅が大きい時点の測定値を用いて X_S を推定するためである。また、パラメータ M , D の推定は動揺が継続している間のみ行い、動揺が収束した後は固定値として扱う。動揺が収束したことは動揺の振幅が指定した値より小さくなることで判断する。

3. 仮想リアクタンスの推定

仮想発電機Sの内部電圧 $\dot{V}_S$ と測定点Rの間の仮想リアクタンス X_S の推定方法について述べる。

$\dot{V}_S$ を仮想発電機Sの内部リアクタンス X_d' の背後電圧と想定する。 X_d' 背後電圧の大きさの変化は数百ミリ秒程度の短時間では小さいので、この物理的な性質を反映させるために測定値 $\dot{V}_R$, $\dot{I}_R$ を用いて(4)式で計算した $\dot{V}_S$ の大きさの変化が最も小さくなるような X_S を推定する。つまり、図4に示すように数百ミリ秒間に $\dot{V}_S$ が $\dot{V}_S'$ に変化したとき、その大きさができるだけ変化しない X_S を求める。

具体的には、過去の時点 $t_k - T_S$ から現在時点 t_k までの区間において、いくつかの X_S を想定して順次(4)式により $\dot{V}_S$ を計算し、 T_S 間における $\dot{V}_S$ の大きさの変化量 ΔV_S が最も小さくなる値を仮想リアクタンス X_S として選択する。図5に示

図4 $\dot{V}_G$, $\dot{V}_S$ の変化
Fig. 4. Change of $\dot{V}_G$, $\dot{V}_S$ in a short time.

図5 X_S の推定
Fig. 5. Estimation of X_S .

す例では、 T_S 間における変化量 ΔV_S が最も小さいのは X_{S2} のときであるので、時点 t_k ではリアクタンス X_{S2} を選択する。なお、仮想リアクタンス X_S は測定点から主系統側を見た駆動点インピーダンスに近い値と考えられるので、想定する X_S の範囲は、駆動点インピーダンスの 1/3～3 倍程度が妥当と考える。

4. 発電機パラメータの推定

過去の $t_k - T_M$ 時点から現在時点 t_k までの測定区間 T_M に測定した $\dot{V}_R$, $\dot{I}_R$, P_R の時系列的な変化と、二機系統モデルの動揺方程式を用いて同区間の動揺を予測した時に得られる $\dot{V}_R$, $\dot{I}_R$, P_R の変化ができるだけ一致するように、二機系統モデルにおける発電機のパラメータ M_G , D_G , M_S , D_S を時間間隔 ΔT の各時間ステップでリアルタイムに推定する。

(1)式、(2)式における角速度 ω_G , ω_S は(3)式、(4)式で計算した位相角 δ_G , δ_S を用いて(6)式、(7)式で ΔT 間の微分値を計算した値である。ここで、 ΔT は 10～20 ミリ秒程度の短時間である。また、電気量の単位はすべて pu に統一する。例えば角速度 ω の 1[pu]は $2 \cdot \pi \cdot f_0$ [rad/s] (f_0 :基準周波数[Hz]) に相当する。

$$\omega_{Gk} = \frac{\delta_{Gk} - \delta_{Gk-1}}{\Delta T} \quad \text{--- (6)}$$

$$\omega_{Sk} = \frac{\delta_{Sk} - \delta_{Sk-1}}{\Delta T} \quad \text{--- (7)}$$

更に、角加速度 $\dot{\omega}_G$, $\dot{\omega}_S$ は角速度の差分として計算できるが、位相角の差し引きを2回行うため測定値の動揺が小さい場合には相対的な誤差の割合が大きくなる。そこで、差分の計算を一回少なくするように(1)式、(2)式を積分した

方程式を用いてパラメータ M_G , D_G , M_S , D_S を推定する。以下、その推定のための計算式を示す。なお、発電機の G と S では有効電力 P_R の符号が逆であるがパラメータ M , D の計算方法は同じなので、代表して等価発電機 G のパラメータ M_G , D_G の計算式を示す。また、添え字 G は省略する。

始めに、(1)式の両辺を時刻 t_1 から t_2 までの一定の区間について積分し(8)式を得る。さらに、 t_1 から t_2 までの間に变化した角速度 ω の変化分を $\Delta\omega$ 、位相角 δ の変化分を $\Delta\delta$ とすれば、(8)式は(9)式で表すことができるので、(8)式は時刻 t_1 と t_2 の角速度 ω と位相角 δ を用いて(10)式で表される。この結果、 t_1 と t_2 の間隔を適切にすることによって測定値に含まれる誤差の割合を低減できる。ここで、添え字 t_2 は t_2 時点の値であることを示す。例えば、時刻 t_2 を図 2 における t_k とすれば、 t_1 は t_{k-1} であり、 ω_2 は△印、 ω_1 は◇印の値にそれぞれ対応する。

次に、時間間隔を ΔT 、現在時点 t_k の角速度を ω_k 、位相角を δ_k とおくと、(10)式は(11)式で表せる。ここで、 m は積分区間 $T_i(T_i=t_2-t_1)$ におけるデータ数である。

$$M \int_{t_1}^{t_2} d\omega + D \int_{t_1}^{t_2} \omega dt = \int_{t_1}^{t_2} (P_{R0} - P_R) dt \quad \text{--- (8)}$$

$$M \cdot \Delta\omega + D \cdot \Delta\delta = \int_{t_1}^{t_2} (P_{R0} - P_R) dt \quad \text{--- (9)}$$

$$M(\omega_{t_2} - \omega_{t_1}) + D(\delta_{t_2} - \delta_{t_1}) = \int_{t_1}^{t_2} (P_{R0} - P_R) dt \quad \text{--- (10)}$$

$$M(\omega_k - \omega_{k-m}) + D(\delta_k - \delta_{k-m}) = \sum_{i=k-m}^k (P_{R0} - P_R) \Delta T \quad \text{--- (11)}$$

(11)式の関係を長さ $n \cdot \Delta T$ の区間についてそれぞれ求めると n 個の方程式を得ることができる。パラメータ M , D は評価関数(12)式を最小化するように最小二乗法で求める。ここで、方程式の数 n (サンプル数)は、未知数が M , D の 2 個なので 10 個以上あれば充分と考える。

(12)式を M , D についてそれぞれ偏微分してまとめた(13)式を解いて M , D を求める。(13)式における各係数は(14)式～(19)式で与えられる。

$$L = \sum_{j=0}^n \left\{ M(\omega_{k-j} - \omega_{k-j-m}) + D(\delta_{k-j} - \delta_{k-j-m}) - \sum_{i=k-j-m}^{k-j} (P_{R0} - P_R) \Delta T \right\}^2 \quad \text{--- (12)}$$

$$\begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} \\ A_{21} & A_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} M \\ D \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \end{bmatrix} \quad \text{--- (13)}$$

$$A_{11} = \sum_{j=0}^n (\omega_{k-j} - \omega_{k-j-m})^2 \quad \text{--- (14)}$$

$$A_{12} = \sum_{j=0}^n \{ (\omega_{k-j} - \omega_{k-j-m})(\delta_{k-j} - \delta_{k-j-m}) \} \quad \text{--- (15)}$$

$$A_{21} = A_{12} \quad \text{--- (16)}$$

$$A_{22} = \sum_{j=0}^n (\delta_{k-j} - \delta_{k-j-m})^2 \quad \text{--- (17)}$$

$$B_1 = \sum_{j=0}^n \left\{ (\omega_{k-j} - \omega_{k-j-m}) \sum_{i=k-j-m}^{k-j} (P_{R0} - P_R) \Delta T \right\} \quad \text{--- (18)}$$

$$B_2 = \sum_{j=0}^n \left\{ (\delta_{k-j} - \delta_{k-j-m}) \sum_{i=k-j-m}^{k-j} (P_{R0} - P_R) \Delta T \right\} \quad \text{--- (19)}$$

等価発電機 G の慣性定数に相当するパラメータ M_G は等価発電機 G に含まれる複数の発電機の実数定数から計算することが可能である。パラメータ M が既知の場合、(1)式において未知のパラメータは D のみになるので(20)式を解いてパラメータ D を求める。係数 A_{12} , A_{22} , B_2 は、(15)式、(17)式、(19)式でそれぞれ与えられる。

$$D = \frac{B_2 - M \cdot A_{12}}{A_{22}} \quad \text{--- (20)}$$

5. 動揺予測と脱調判定

<5.1> 動揺予測 図 2 に示すように、過去の測定区間 T_M 間の測定値から推定したパラメータ M , D を用いた動揺方程式を解くことによって将来時点 $t_k + T_p$ における電氣量を予測する。これは、測定区間 T_M と予測区間 T_p が短時間の場合、動揺を同じパラメータを用いた動揺方程式で表せることを前提としている。

修正オイラー法などにより(21)式、(22)式を現在時点 t_k から将来時点 $t_k + T_p$ まで解いて予測値を得る。予測する電氣量は等価発電機 G と仮想発電機 S 双方の角速度 ω と位相角 δ 、及び、連系線を通る有効電力 P_R である。

なお、予測計算の各時間ステップにおける有効電力 P_R は位相角 δ の予測値を用いて(5)式で計算する。ここで、予測時間 T_p は数百ミリ秒と短時間であり、その間の内部電圧の変化は小さいので、内部電圧の大きさ V_G , V_S は現在時点 t_k の値のまま一定であると近似する。また、パラメータ M , D は現在時点 t_k の推定値を用いて固定とする。

$$\frac{d\omega_k}{dt} = -\frac{D}{M} \cdot \omega_k + \frac{P_{R0} - P_R}{M} \quad \text{--- (21)}$$

$$\frac{d\delta_k}{dt} = \omega_0 \cdot \omega_k \quad \text{--- (22)}$$

<5.2> 脱調判定 将来時点 $t_k + T_p$ における等価発電機 G と仮想発電機 S の位相角差 $\delta_{GS}(\delta_{GS} = \delta_G - \delta_S)$ がしきい値 δ_c を超える場合、将来脱調すると判定する。しきい値 $\delta_c[\text{deg}]$ は等面積法で用いられる不安定平衡点の位相角差であり、(23)式で計算する⁽⁷⁾⁽⁸⁾。安定平衡点の位相角差 $\delta_0[\text{deg}]$ は(24)式で計算する。(24)式において現在時点の電圧 V_{Gk} , V_{Sk} を用いるのは、電圧の変化による不安定平衡点の変動を把握して、しきい値に反映するためである。

$$\delta_{Ck} = 180 - \delta_{0k} \quad \text{--- (23)}$$

$$\delta_{0k} = \sin^{-1} \left\{ P_{R0} \cdot \frac{X_G + X_S}{V_{Gk} \cdot V_{Sk}} \right\} \quad \text{--- (24)}$$

<5.3> 遮断台数の決定 将来脱調すると判定した場合、対象発電機群の脱調を防止するために等価発電機 G に含まれる一部の発電機を遮断する。ここでは、同一発電所内の発電機群を対象発電機群とし、各発電機の容量や出力は同じとして扱う。したがって、対象発電機群の脱調防止に必要な遮断台数を算出する。

遮断台数の算出方法について述べる。脱調判定した時刻 t_k から制御遅れ時間 T_L 後の制御実施時刻 t_k+T_L に等価発電機 G に含まれる n 台の発電機の中の m 台を遮断することを想定する。遮断台数 m を $m=1, 2, 3, \dots, n-1$ と順次増加させながら、遮断を考慮した動揺予測を行って将来時点 t_k+T_P における位相角差 δ_{GS} を求め、位相角差がしきい値 δ_C^* を超えなくなったときの遮断台数 m を必要な制御量として決定する。なお、発電機の遮断を想定した予測計算では、遮断される発電機の容量に応じて等価発電機 G のパラメータ M_G , D_G , 及び、等価リアクタンス X_G , 定常時の有効電力 P_{R0} を再計算して用いる。また、しきい値 $\delta_C^*[\text{deg}]$ は、発電機の遮断によって X_G や P_{R0} が変化することを反映した(25)式で求める。ここで、 δ_{0k}^* は(26)式で与えられる⁽³⁾。

$$\delta_{Ck}^* = 180 - \delta_{0k}^* \quad \text{--- (25)}$$

$$\delta_{0k}^* = \sin^{-1} \left\{ P_{R0} \cdot \frac{n-m}{n} \cdot \frac{X_G \cdot \frac{n}{n-m} + X_S}{V_{Gk} \cdot V_{Sk}} \right\} \quad \text{--- (26)}$$

6. シミュレーションによる有効性の確認

<6.1> 二機系統モデルを用いた方式の検証 二機系統モデルを用いたデジタルシミュレーションにより、提案する制御方式の妥当性を検証した。

系統図を図6、発電機 G, S の定数を表1にそれぞれ示す。母線 $N1$ で三相地絡事故が発生し 100 ms 後に再閉路したときの動揺現象を対象にして、提案する動揺予測方式の有効性を検証した。シミュレーション条件を以下に示す。なお、リアクタンス X_S は、条件 $|\Delta P_R/P_{R0}| > 0.15$ により事故を検出し、事故除去後 1 秒間の測定値を用いて推定した。 ΔP_R は ΔT 間における有効電力 P_R の変化分である。

- ・時間間隔 $\Delta T=10$ ms
- ・積分区間 $T_I=100$ ms
- ・サンプル数 $n=20$ 点
- ・予測区間 $T_P=200$ ms

図6 二機系統モデル

Fig. 6. Power system model with two generators.

表1 発電機定数

Table 1. Parameters of two generators.

定数	値
容量/定格	1,000 MVA/850 MW
電機子抵抗 R_a	0.002124 pu
漏れリアクタンス X_l	0.0960 pu
慣性定数 M	10.720
制動係数 D	0.0
同期リアクタンス X_d/X_q	1.2000 pu/0.8200 pu
過渡リアクタンス X_d'	0.2690 pu
次過渡リアクタンス X_d''	0.1875 pu
界磁過渡時定数 T_{do}'	10.8500 s
界磁次過渡時定数 T_{do}''/T_{qo}''	0.0330 s/0.30176 s

注) 発電機 G と S は同じ定数を用いた。

(1) 持続振動現象の場合 単純な持続振動現象を用いて方式の妥当性を確認するために、発電機 G, S の双方を X_d' 背後電圧一定モデル⁽⁹⁾とし、励磁制御機及び调速機を無しとした場合のシミュレーション結果を以下に示す。

図7に事故除去後の測定点 $N1$ における母線電圧 V_R と電流 I_R の大きさの変化を示す。発電機 G と S の間で持続振動が生じていることが分かる。

各時間ステップにおいて過去 200 ms 間の V_S の変動が最小になるリアクタンス X_S を求めた結果を図8に示す。 X_S は測定点から見た仮想発電機 S の過渡リアクタンス X_d' 背後の内部電圧までのリアクタンスと想定すると、図6の系統モデルと表1の発電機定数の和として求められるモデルの定数は 1.3690 pu である。これに対して、図8では各時間ステップにおいて約 1.4 pu の値が求められており、モデルの定数と良く一致している。なお、パラメータ M_S , D_S の推定演算に用いる X_S は、事故後 1 秒間の測定値を用いて推定し、その後はその値を固定値として用いている。

各時間ステップにおいて仮想発電機 S のパラメータ M_S , D_S を推定した結果を図9に示す。ただし、 X_S 推定中の時刻 1.2 秒付近までは M_S , D_S は推定していないので、値をゼロとしている。図9(A)に示す M_S の推定値は約 11 であり、表1に示した慣性定数 10.720 に良く一致している。また、図は示していないが、等価発電機 G のパラメータ M_G , D_G も同様の結果となる。

図7 測定値 V_R, I_R
Fig. 7. Measured V_R and I_R .

図8 リアクタンス X_S の推定値
Fig. 8. Estimated X_S .

図9 パラメータ M_S, D_S の推定値
Fig. 9. Estimated M_S and D_S .

図 10 有効電力 P_R と位相角差 δ_{GS} の予測値
Fig. 10. Predicted P_R and δ_{GS} .

推定した仮想リアクタンス X_S と発電機パラメータ M, D を用いて 200 ms 将来における電氣量を予測した結果を図 10 に示す。図 10(A) は有効電力 P_R の測定値と予測値、また、図 10(B) は位相角差 δ_{GS} の計算値と予測値である。共に○印の波形が予測値、□印の波形が測定値又は計算値である。推定した X_S 、及び、 M, D を用いた動揺方程式により高い精度で将来の動揺を予測できることが分かる。

図 9 に示した M_S, D_S の推定値は測定値の動揺周期と同期して変動しており、この変動は変化の小さい時間帯の測定値を用いて推定した時間に生じている。これについては、測定値のサンプル数 n を動揺周期(約 1 秒)に相当する 100 点にするとパラメータ M_S は約 11、 D_S はほぼ 0 となり、 M_S は発電機の慣性定数 $M=10.7$ と良く一致、 D_S がほぼ 0 であることについても持続振動であることと合致することから、 M_S, D_S の推定のための時間幅が短い場合に現れる現象といえる。

(2) 減衰振動の場合 発電機を詳細な Park のモデル⁽⁹⁾ で表し、励磁制御機は発電機 G、S の双方、調速機は発電機 S のみに付加してシミュレーションを行った。図 11 に事故除去後の測定値を示す。発電機 G と S の間で生じた動揺が次第に減衰する現象である。

各時間ステップにおける過去 200 ms 間の V_S の変動が最小になる X_S を図 12(A) に示す。 X_S の値が変動しているのは、前に述べたように測定値の変動が小さい時点に推定した値が含まれているためである。

どの時点の X_S を推定結果として採用するかを判断するための指標 ΔV_{Smax} を図 12(B) に示す。時点 t_k における ΔV_{Smax} は(27)式で与えられる。ここで、添え字の i は $t_k - T_S$ から t_k までの ΔT 間隔の時刻、 j は想定した X_S の番号である。

測定値の動揺が小さい時点において、(27)式で与えられる ΔV_{Smax} は小さな値になる。これは、任意の X_S について V_S の変動が小さくなることを表す。反対に、測定値の動揺が大きい時点では ΔV_{Smax} の値は大きくなるので、図 12 に示すように、 ΔV_{Smax} が極大値のとき X_S はモデルの定数に近い値で推定される傾向にある。この関係を利用して、事故除去後の ΔV_{Smax} が極大値になったときの X_S の推定値を採用し、以降のパラメータ M, D の推定及び予測計算にはその値を用いる。

図 11 測定値 V_R, I_R
Fig. 11. Measured V_R and I_R .

図 12 リアクタンス X_S の推定値と ΔV_{Smax}
Fig. 12. Estimated X_S and ΔV_{Smax} .

図 13 パラメータ M_S, D_S の推定値
Fig. 13. Estimated M_S and D_S .

図 14 有効電力 P_R と位相角差 δ_{GS} の予測値
Fig. 14. Predicted P_R and δ_{GS} .

$$\Delta V_{Smax} = \max \left(\max \{ V_S(x_{Sj}) \} - \min \{ V_S(x_{Sj}) \} \right) \quad (27)$$

パラメータ M_S, D_S の推定結果を図 13、有効電力 P_R と位相角差 δ_{GS} の予測値を図 14 にそれぞれ示す。 M_S, D_S の推定結果は時間の経過と共に大きく変動しているが、有効電力 P_R と位相角差 δ_{GS} の予測値は測定値又は計算値とそれぞれ良く一致している。ただし、時間の経過と共に予測精度が比較的悪くなる傾向にある。これは、測定値の動揺が小さ

くなるとパラメータ M_S , D_S の推定精度が悪くなるためである。これについては、動揺が継続している間のみ M_S , D_S を推定し、動揺が収束した後は最後に推定した値を固定値として用いることで改善できる。

また、 M_S が 0 近辺のとき、予測値に針状の大きな誤差が発生している。これは、予測計算で用いる(21)式の分母に M_S があり、その値が非常に小さいので予測計算の精度が悪くなるためである。この誤差については、 M_S の推定値が予め指定した値以下になった場合には M_S を予め指定した値に設定し、 D_S のみを推定することで除去できる。

＜6・2＞ 実規模システムモデルを用いた方式の検証 実規模システムモデルを用いて、シミュレーションを行った結果を以下に示す。なお、システムモデルの潮流断面はオフピークであり揚水発電所は揚水運転を行っている。システムモデルの規模とシミュレーション条件は以下のとおりである。リアクタンス X_S は、事故除去後 1 秒間の測定値を用いて推定した。

- a) システムモデルの規模
 - ・発電機台数 233
 - ・ノード数 1,122
 - ・ブランチ数 1,483
- b) シミュレーション条件
 - ・時間間隔 $\Delta T=10$ ms
 - ・積分区間 $T_I=100$ ms
 - ・サンプル数 $n=20$ 点
 - ・予測区間 $T_P=200$ ms

時刻 0.1 秒で二回線地絡事故が発生し、0.07 秒後に二回線開放により事故を除去し、さらにその 1.1 秒後に再閉路が失敗、0.07 秒後に二回線を再度開放した場合の動揺現象を図 15 に示す。図 15(A)は代表的な揚水発電機の内部電圧の位相角差、図 15(B)は代表的な火力、原子力発電機の内部電圧の位相角差である。位相基準は代表火力発電機の内部電圧である。事故発生から約 5 秒後、動揺の第 3 波目で多数の発電機が脱調する現象である。この現象について各揚水発電所に測定点を設け、提案する制御方式により脱調判定を行った。

なお、等価発電機 G についてはパラメータ M_G は発電機定数から予め計算した値を用いて既知としパラメータ D_G のみを、仮想発電機 S については M_S , D_S の両方を各時間ステップで推定した。

有効電力 P_R と位相角差 δ_{GS} の予測結果を図 16 に示す。ただし、事故除去後と再閉路失敗後のそれぞれ 1 秒間はリアクタンス X_S の推定中であるため M , D の推定、及び、動揺予測は行わない。よって、 P_R の測定値を除いて値をゼロとしている。図 16 に示すように、有効電力 P_R と位相角差 δ_{GS} は不規則に変動するが、予測値はほぼ一致しており全体として精度は高い。図 16(A)に示す P_R の予測結果では、動揺がピークになる 3.6 s, 4.0 s 付近で 0.15 pu 程度の予測誤差が生じているが、脱調時刻を含めて全体的に高い精度で予測できている。また、図 16(B)に示す δ_{GS} の予測結果についても、4.0 s 付近で 10.0 deg 程度の誤差があるが、高い精度で予測できている。

位相角差 δ_{GS} の予測値としきい値 δ_c を比較して脱調判定を行った結果を図 17 に示す。位相角差 δ_{GS} の予測値は □印

図 15 動揺現象
Fig. 15. Swing of the generators.

図 16 有効電力 P_R と位相角差 δ_{GS} の予測値
Fig. 16. Predicted P_R and δ_{GS} .

図 17 脱調判定結果
Fig. 17. Detection of loss of synchronism.

の波形、しきい値 δ_c は○印の波形である。 δ_{GS} の予測値は予測計算時点にプロットしてある。図 16(A)に示したように、対象発電機は 5.290 s 時点で有効電力 P_R の測定値が 0 pu になり脱調している。これに対して、提案する制御方式では 4.740 s 時点で脱調判定している。これは脱調時刻 5.290 s よりも 550 ms 早い時点で将来脱調すると予測したことを示している。

最後に、脱調判定してから対象発電機群の脱調を防止するために必要な発電機の遮断台数を決定し、80 ms の制御遅れで遮断した場合の結果を図 18 に示す。提案する制御方式による発電機遮断システムを 15 ヶ所の揚水発電所に設置した場合のシミュレーション結果である。複数の発電機遮断システムがそれぞれ対象とする発電機群の脱調現象を事前に予測して発電機の遮断を実施している。図 18 では、△印の発電所の発電機遮断システムが 3.04 s 時点、◇印の発電所の発電機遮断システムが 8.55 s 時点でそれぞれ 1 台の発電機を遮断したことを表している。

この結果から、提案する制御方式を適用した発電機遮断システムを設置すれば、それぞれの発電機遮断システムが

図 18 動揺現象 (発電機遮断システム有り)
Fig. 18. Swing of the generators with power system stabilizing systems.

対象とする発電機群の脱調現象を事前に予測して少数の発電機を遮断することにより残りの発電機群への脱調現象の波及を防止するので、全系の安定運転を維持できることが確認できる。

なお、提案する制御方式の演算時間は、最新のデジタルリレーの CPU を用いて約 2 ミリ秒と推定している。

7. むすび

多数の発電機間の動揺現象を二機系統モデルで表現し、モデル系統の動揺方程式のパラメータ X_s , M , D を動揺中に測定した電氣量を用いてリアルタイムに推定し、その動揺方程式を用いて将来の動揺を予測する方式を提案し、方式の妥当性をシミュレーションで示した。提案する制御方式の主な特徴を以下にまとめる。

- (1) 発電所端で測定できる諸電氣量だけを用いて脱調現象を予測できること。
- (2) N 波脱調現象に対応できること。
- (3) 多機系統における不規則な動揺現象を精度良く予測できること。
- (4) 脱調判定後、一部の発電機を遮断することにより系統の安定運転を維持できること。
- (5) しきい値の整定作業を必要としないこと。

最後に、本制御方式の開発に御支援いただいた関係者の皆様に感謝の意を表します。

(平成 9 年 10 月 23 日受付, 同 10 年 3 月 30 日再受付)

文 献

- (1) M.Takahashi, K.Matsuzawa, M.Sato, K.Omata, R.Tsukui, T.Nakamura, S.Mizuguchi: "FAST GENERATION SHEDDING EQUIPMENT BASED ON THE OBSERVATION OF SWING OF GENERATORS", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 3, No. 2, pp. 439-446, May 1988
- (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**, 8, 489~496 (昭 59-8)
- (3) 大浦・鈴木・柳橋・佐藤・津久井・松島・小俣: 「電源系統の事故波及防止システムの方式と構成」, 電学論 B, **112**, 7, 593~601 (平 4-7)
- (4) 佐藤・柳橋: 「電力系統の安定化装置」, 特開平 8-126205 (平 8-5)

- (5) 大浦・今井・佐藤・石原: 「系統の動揺現象を観測した等価モデルの推定と動揺予測方式の開発」, 平 8 電気学会保護リレーシステム研究会, No. PSR-96-8 (平 8-6)
- (6) 大浦・今井・佐藤・石原: 「リアルタイム測定データを用いた等価発電機モデルの推定と動揺予測法」, 平 8 電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 201 (平 8-8)
- (7) 皆川・市川・佐藤・石原: 「電力系統のコヒーレンシー判定法と連系線の電力・電流を用いた脱調判定法」, 電学論 B, **116**, 9, 1046~1053 (平 8-9)
- (8) A.H.El-Abiad and K.Nagappan: "Transient stability regions of multimachine power systems", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-85, No. 2, pp. 169-179, 1966
- (9) 系統安定化専門委員会: 「電力系統の安定度」, 電共研, 第 34 巻, 第 5 号 (昭 54-1)

柳橋 健

(正員) 1955 年 8 月 13 日生。1980 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。現在, 系統保護グループマネージャー。1991 年電気学会論文賞受賞。

今井 伸一

(正員) 1964 年 1 月 11 日生。1989 年 3 月大阪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。変電設備の保守・運用, 系統運用業務を経て, 系統運用部系統保護グループにおいて系統保護制御システムの開発に従事。

庄司 寿哉

(非会員) 1965 年 10 月 25 日生。1989 年 3 月横浜国立大学工学部電子情報工学科卒業。同年 4 月東京電力(株)入社。変電設備の保守・運用, 系統運用業務を経て, 系統運用部系統保護グループにおいて系統保護制御システムの開発に従事。

佐藤 正弘

(正員) 1946 年 1 月 16 日生。1968 年 3 月東北大学電気工学科卒業。同年 4 月(株)東芝入社。電力系統の自動給電システム, 信頼度監視, 安定化方式などの研究に従事。1978 年 Purdue 大学より MSEE。工学博士。1975 年電気学会進歩賞。1994 年電気学会論文賞受賞。

石原 祐二

(正員) 1968 年 5 月 6 日生。1987 年 4 月(株)東芝入社。1988 年 3 月東芝学園コンピュータスクール電算機制御工学科修了。同年 4 月より同社重電技術研究所に所属。主に電力系統の安定度監視制御システムの開発に従事。