発電機分布が連系線潮流ゆらぎ成分スペクトルに及ぼす影響

正員 斎藤 浩海 (東北大)

正員 豊田 淳一 (東北大)

正員 石岡 修 (東北電力)

正員 小林 勇二 (東北電力)

1. まえがき

発電機脱落や開閉操作など比較的大きな系統じょう乱による連系線潮流の変動から系統の動特性を把握しようとする試みは、これまでも国の内外で実施されてきている⁽⁸⁾⁽⁹⁾。しかし常時観測されるゆらぎ成分に焦点を合せ、系統状況との関連性を明らかにしようとする研究報告は極めて少ない。

本論文は系統の応答特性を監視し、系統の異常を早期に検知するダイナミック・セキュリティ評価の実現を目指して、連系線潮流ゆらぎ成分の特徴を検討した結果について述べている。東北電力と東京電力の連系線であるいわき幹線の潮流変動を調査すると、潮流には常時微小な変動、すなわちゆらぎ成分が観測されており、スペクトル分析の結果、ゆらぎ成分には系統固有の動揺モードが含まれていることが確認されている⁽¹⁾⁽²⁾。もし系統が定態的に不安定傾向になれば、固有動揺モードが持続的に観測されると考えられる。

従って、ゆらぎ成分の連続測定により、固有動揺モードの制動特性の悪化、異常振動の検知・評価を目的としたパワースペクトルを利用する図1のようなダイナミック・セキュリティ評価方式が可能になる。この方式は既に関係する監視線路選択手法を用いて潮流観測地点を選定し⁽⁴⁾⁽⁷⁾、この監視線路により潮流変動を連続的に測定し、スペクトルに変換する。次にスペクトルの優勢モード成分を抽出してスペクトル指標を生成し、これを系統内の発電機出力分布データと関係付けてデータベースを構築する。セキュリティ評価は、新しく観測された「スペクトル、発電機出力分布」

のデータを「過去のデータベース、系統状況」と参照・比較することにより行われることになる。新しいデータは知識データベースの一部に付け加えられ、「スペクトル、発電機出力分布」のより一般的な関係を抽出するために利用される。異常状態監視の段階では、セキュリティ評価により予防制御の必要性を検討し、必要な制御方策を選定して実行することになる⁽³⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾。

本論文では、知識データベース構築の基礎段階として、まず、いわき幹線潮流のゆらぎ成分から求めたスペクトル指標と東北電力管内の並列発電機出力分布との関係を調査し、スペクトルの逐次的な変化をみることで、系統状況の推移を推定できることを示した。次に、スペクトルをモード帯域に大づかみに分類して、そのエネルギーを指標とするスペクトル指標を生成し、それが系統内の発電地域の発生電力の分布とどのような関連性があるか統計的に分析した結果を述べている。合せて単純化した連系系統のモデルを用いてモード解析を行い、統計的分析で得た諸関係の妥当性を検証している。得られた結果は、これまでに経験的に知られていた知識と適合しており、今後のセキュリティ評価の研究に役立つものと考えている。

図1 線路潮流変動スペクトルの常時監視によるオンライン安定度評価の構想

Fig. 1. The concept of the dynamic security assessment.

Effects of Generating Allocation to Tie Line Flow Fluctuation Spectrum. By Hiroumi Saitoh, Member, Junichi Toyoda, Member (Faculty of Engineering, Tohoku University), Osamu Ishioka, Member & Yuuji Kobayashi, Member (Tohoku Electric Power Co., Inc.).

斎藤浩海: 正員, 東北大学工学部電気工学科

豊田淳一: 正員, 東北大学工学部電気工学科

石岡 修: 正員, 東北電力(株)

小林勇二: 正員, 東北電力(株)

2. 連系線潮流ゆらぎ成分の実測とそのスペクトルの特徴

連系線潮流は、正常時においても小さな負荷変動による衝撃を受けて常に変動している。このゆらぎは送電網を介した発電機間の相互作用による電気機械的な振動であり、複数の動揺モードが含まれている。これらのモードのうち主な成分は、コヒーレントな発電機群または連系系統間の相互作用による長周期のスローな動揺モードである。

動揺モードの振幅は、系統の運用状況によって変化し、系統が不安定傾向にあるとき連系線潮流に弱制動のスローな動揺が出現することが経験されている。本論文では、昭和60年から昭和62年までに測定した連系線（いわき幹線）潮流変動の7分間あるいは1分間データをもとに、その変動の特徴をスペクトル分析を用いて調査している。潮流データのサンプリング時間は0.1sであり、430s（約7分、4,300サンプル）あるいは70s（約1分、700サンプル）のデータを利用して

いる。スペクトル分析にはFFTを用い、51.2s（512サンプル）のデータから一つのパワースペクトルを推定している。またスペクトル推定の前処理として移動平均形のデジタルフィルタを用いて、サステインド成分を除き、Hanningウィンドを用いてスペクトルの平滑化を行っている。更に、最大エントロピー法（MEM）によるスペクトルの推定により、FFTスペクトルの妥当性を検証している（付録1参照）。

観測データのスペクトル分析によると連系線の潮流変動には、約0.5Hz（周期2s）のスローな固有動揺モードが強く出現している。図2に、典型的な7分間のゆらぎ波形と連続的に処理したスペクトルを示している。連続的に処理したスペクトルは10sずつFFT処理期間をずらしてFFT変換を反復処理することにより求められる。例えばスペクトル②は、（10～61.2s）の期間のデータから得られることになる。以上のスペクトル解析により、0.5Hzの動揺が潮流変動の中で優勢なモードであり、その周波数は測定期間の7分間ではあまり変化しないが、振幅は系統の運用状況によ

って変化していることがわかる。図2（a）において、（170～190s）の弱制動ぎみのゆらぎは170s付近での小さな負荷変化あるいは軽微な開閉操作によって生じたものと考えられ、⑮～⑲の鋭いピークをもったスペクトルがこの動揺成分を捕らえている。一方、図2（b）のスペクトルには鋭いピークはみられず、全体的にフラットな形状である。これはこの潮流データを測定した時点の系統が比較的安定な状況にあることを意味している。

ところで、連系線潮流変動に含まれているゆらぎ成分の平均振幅は、定常状態においてたかだか10MW（最大潮流の約1%）程度である。この微小な変動

図2 連系線潮流変動とその連続処理スペクトル

Fig. 2. Spectrum time shifting.

を直接監視して系統状況を瞬時に推定することは難しいかもしれない。しかし、FFT によるスペクトルは 51.2s 間の平均的系統特性を表すので、分オーダの系統状況の変化を検知するのに有効であると思われる。

一般的に言えば、電力系統における微小な負荷変動や、軽微な開閉操作は時間的にも大きさの点からもランダムに発生すると考えられる。これらの小さなじょう乱は電力系統という電気機械システムへの白色雑音と考えることができよう。そして、この電気機械システムは連系線潮流を出力とする一種の電気機械的狭帯域フィルタとみなすことができる。系統が正常状態にあればこのフィルタの半値幅は広いが、系統が不安定な傾向にあるとき、例えば AVR のゲインが非常に高く設定された場合には、この電気機械的フィルタの半値幅は狭くなると予想される。系統が不安定傾向にあるとき、このフィルタは系統の優勢動揺モードと同じ周波数をもつ一種の共振器とみなすことができる。このように、系統状況の変化は電気機械的フィルタの周波数特性の変化として反映されてくる。微小なじょう乱を白色の入力雑音と仮定すれば、電気機械的フィルタの出力はそのフィルタの特性によって有色化された周波数特性をもつことになるので、連系線潮流変動のパワースペクトルが電力系統の動特性を評価する有効手段になると言える。

3. スペクトル分割による電力潮流ゆらぎの定量的評価

図 2 (a) に示した連続処理スペクトルは (0.5~0.7 Hz) の範囲に強いゆらぎ成分が存在していることを示している。また、図 2 (b) のスペクトルは (0.3~0.7 Hz) の範囲において、比較的フラットな形状をしている。図 2 (a) と同図 (b) の潮流データは、それぞれ昭和 60 年 10 月と昭和 61 年 6 月に観測されたデータであり、測定時の系統状況は両時点において大きく異なっている。図 2 (a) に見られるように、スペクトルは微小なゆらぎの変化をとらえて 10s オーダの時間と共に変化している。しかし、7 分間あるいは 1 分間という測定期間にわたる平均的な形状で比較するとスペクトルには共通な特徴が見られる。この共通な特徴は次章で説明するように、並列発電機出力分布に依存すると考えられる。

図 2 のスペクトルが示すように、連系線潮流ゆらぎ成分には二種類の主要な動揺モードが含まれている。スペクトルの特徴を定量的に評価するため、この主要な動揺モードに着目してスペクトルを二分割し、その振動エネルギーで連系線潮流ゆらぎ成分の特徴をとら

表 1 実測データのスペクトル指標 (E_1, E_2) と第 1, 第 2 モードの平均振幅

Table 1. Spectrum index (E_1, E_2) and average amplitude of the first and the second mode.

観測データ	モードの振動エネルギー (MW)		モードの平均振幅 (MW)		平均振幅の比率 A_2/A_1
	E_1	E_2	A_1	A_2	
'85, Oct. 5:00	8.7	28.1	3.0	5.3	1.8
'85, July 14:00	6.9	25.0	2.6	5.0	1.9
'86, June 8:10	7.3	15.9	2.7	4.0	1.5
'86, June 11:50	8.9	14.9	3.0	3.9	1.3
'86, June 14:00	7.1	11.3	2.7	3.4	1.3

えることにした。すなわち、(0.3~0.5 Hz) に存在する動揺モードを第 1 モード、(0.5~0.7 Hz) に存在する動揺モードを第 2 モードとする。スペクトル指標 E_1, E_2 は図 3 の斜線で示した部分の面積に相当し、その面積は第 1 モードと第 2 モードの振動エネルギーを表している。振動エネルギーの平方根は、それぞれのモードの平均動揺振幅を意味している。表 1 に特徴の差異を明確にするため五つの異なる 7 分間データを選び、その (E_1, E_2) を示している。

図 3 はこれらのデータを (E_1, E_2) 座標にプロットしたものであり、二つのグループを構成していることがわかる。第 1 モードの振動エネルギー E_1 は五つのデータにおいてあまり変化が見られないが、 E_2 には二つのグループ間で明確な差異が見られる。これらの事実は系統状況がスペクトルに及ぼす影響は E_2 に大きく出現することを示唆している。また各動揺モードの平均的振幅 A_1 と A_2 の比が五つのデータにおいて (1.3~2.0) の範囲にあるという特徴があり、この特性はダイナミック・セキュリティ監視に利用できる可能性がある。表 1 において図 3 の一つのグループは昭和 60 年 (1985) の 2 データが対応し、残りのグループは昭和 61 年 (1986) の 3 データが対応している。この二つのグループは大形発電所の定期補修点検に関連する系統構成の差異によって分類されたと考えられる。

4. 並列発電機出力分布がゆらぎ成分スペクトルに及ぼす影響

(4.1) 実測データの統計的關係 連系線潮流ゆらぎ成分の特徴は系統構成や並列発電機出力分布に依存して決定される。従って、そのゆらぎ成分スペクトルの形状は、運用状況による動特性の違いによって変化することになる。スペクトルの特徴の変化を利用した系統の異常状態の監視・検知の可能性を検討するため、次式の線形回帰モデルを利用した。

$$y = b(0) + b(*) \cdot x(*) + b(**) \cdot x(**) + e$$

図3 表1に対応したスペクトル指標 (E_1, E_2) による実測データの特徴とグループ化

Fig. 3. Spectrum index (E_1, E_2) symbols of field data in Table 1.

上式において、 y は第1あるいは第2モードの振動エネルギー E_1 または E_2 を表し、 $x(*)$, $x(**)$ はそれぞれ地域 $*$, 地域 $**$ のゆらぎを測定した日の並列発電機出力である。また $b(*)$, $b(**)$ は対応する回帰係数を表し、 e は回帰モデルの残差である。回帰係数の推定値は、残差2乗和を最小とすように求めており、回帰係数の信頼区間も合せて推定している(付録2参照)。

表2 第1モード (0.3~0.5 Hz) に関する線形回帰モデルの決定係数と回帰係数(回帰係数の値は80%信頼区間で示している)

Table 2. Fitness and coefficients of regression model for the first mode (0.3~0.5 Hz).

主要発電地域の組合せ * **	決定係数 R^2	回帰係数	
		$b(*)$	$b(**)$
A —	0.08	6.0 ± 19.5	—
B —	0.59	10.3 ± 8.2	—
C —	0.00	0.4 ± 15.5	—
D —	0.07	9.4 ± 32.8	—
E —	0.41	7.3 ± 8.4	—
A B	0.66	6.1 ± 16.5	10.3 ± 10.4
A C	0.08	6.1 ± 27.5	0.6 ± 20.9
A D	0.12	5.0 ± 27.7	7.5 ± 46.3
A E	0.55	-13.5 ± 31.8	13.1 ± 17.0
B C	0.72	12.9 ± 10.7	-6.8 ± 12.9
B D	0.67	13.4 ± 13.3	-13.0 ± 35.6
B E	0.64	8.0 ± 13.1	3.4 ± 11.2
C D	0.07	-0.3 ± 21.3	9.6 ± 46.9
C E	0.46	-4.0 ± 17.3	8.4 ± 12.1
D E	0.41	-2.7 ± 42.5	7.8 ± 13.6

図4 東北-東京連系系統の主要発電地域の分布

Fig. 4. Interconnected power system of the north-east and the central area of Japan : symbols. A, B, ..., F denote the major area-generations.

図4は対象とした連系系統の主要地域の発電力分布の概要を示している。記号A, B, C, D, Eはそれぞれ東北電力管内の主要な発電地域を表し、Fは東京系統に対応している。調査に利用できた測定日の異なる連系線潮流ゆらぎ成分と並列発電機出力分布のデータは5組と少ないため、回帰係数の統計的信頼度の観点から回帰モデルに利用できる地域発電力の組合せ数はたかだか2種類に限られる(付録3参照)。従って、スペクトルと発電力分布の関係を(A, -), (B, -), ..., (E, -), (A, B), (A, C), ..., (D, E)の15組について調べた。ここで記号(*, -)は地域'*'の発電力だけを回帰モデルに用いたことを示している。なお統計的關係を検討するために用いたデータは、表1に示したデータとは必ずしも対応していない。今後利用可能なデータが蓄積

されれば、発電力の組合せに制限を設けることなく、スペクトルの関係を調査できることになる。

表2と表3は決定係数 R^2 と回帰係数 $b(*)$, $b(**)$ およびその信頼区間を示している。表2と表3は第1モード (0.3~0.5 Hz) と第2モード (0.5~0.7 Hz) に関する結果である。決定係数 R^2 は回帰モデルの妥当性を表している。“ $R^2=1$ ”はモードの振動エネルギーが発電力の線形関数によって完全に記述されることを

表3 第2モード (0.5~0.7 Hz) に関する線形回帰モデルの決定係数と回帰係数(回帰係数の値は80%信頼区間で示している)

Table 3. Fitness and coefficients of regression model for the second mode (0.5~0.7 Hz).

主要発電地域の組合せ * **	決定係数 R^2	回帰係数	
		$b(*)$	$b(**)$
A —	0.80	20.2 ± 9.6	—
B —	0.20	-6.4 ± 12.0	—
C —	0.09	-5.0 ± 15.5	—
D —	0.00	-2.5 ± 35.7	—
E —	0.20	5.4 ± 10.2	—
A B	1.00	20.1 ± 1.7	-6.3 ± 1.1
A C	0.86	19.9 ± 11.2	-4.4 ± 8.5
A D	0.88	21.7 ± 10.8	-11.1 ± 18.1
A E	1.00	33.5 ± 3.5	-8.9 ± 1.9
B C	0.21	-5.7 ± 18.9	-1.9 ± 22.9
B D	0.28	-9.6 ± 20.6	13.6 ± 55.0
B E	0.95	-15.0 ± 5.2	12.8 ± 4.5
C D	0.09	-5.0 ± 22.2	-0.6 ± 48.9
C E	0.44	-9.1 ± 18.5	7.7 ± 13.0
D E	0.31	-14.5 ± 48.4	7.7 ± 15.5

意味している。また“ $R^2 \approx 0$ ”はこのタイプの回帰モデルでモードの振動エネルギーを並列発電機出力分布の組によりうまく記述できないことを示している。例えば、表3に示すように(A, B)の組の R^2 は非常に1に近いので、この発電力の組が E_2 の変化をよく説明できることになる。しかし(B, C)の組のように R^2 が0に近い場合は、 E_2 の変化をこの発電力の組合せでは、うまく説明できないことを示している。

図5は地域発電力が連系線潮流変動スペクトルに及ぼす影響を視覚的に表現している。同図の二つの長方形は、それぞれ第1モードと第2モードのパワースペクトルを表している。そのパワーレベルは回帰モデルに使用したスペクトルの全データの平均値を示しており、各長方形スペクトルの面積は各モードの振動エネルギーに相当する。図5において矢印↑は、回帰係数 $b(*)$ が正の値、すなわちモードの振動エネルギーがその矢印に対応した“*”地域発電力の増加に伴って増大することを示している。逆に下向きの矢印↓は $b(*)$ が負であることを示し、上向きの矢印と反対の影響をゆらぎスペクトルに及ぼすことを意味している。矢印の長さは回帰係数の絶対値に相当し、発電力の変化に対するそのモードのゆらぎエネルギーの感度を表している。従って、長い矢印に対応する発電力の変化に対して、そのモードのゆらぎエネルギーは敏感である。図5には、決定係数 R^2 が比較的1に近く、それぞれのモードのゆらぎエネルギーの変化をうまく説明している地域発電力の組合せを選んで示している。スペクトル指標と発電力分布の関係を全体的に概観すると、次のような特徴が見られる。地域Bの発電

図5 各地域の発電機出力が連系線潮流のスペクトル指標に及ぼす影響

Fig. 5. Effects of area-generation to the spectrum index of the tie line flow.

L1: 連系線, L2: 南北線, L3: 東西線

図6 解析的検討のために簡略化した連系システムモデル

Fig. 6. Simplified structure of the study interconnected system.

力は第1モードのゆらぎエネルギー E_1 に強い影響力を持ち、その出力が増加すると E_1 も増大する。第2モードのエネルギー E_2 は地域Aの発電力の増加に伴って増大する。一方、地域Cと地域Dの発電力は二つのモードエネルギーに関して地域A、地域Bとは逆向きの影響力をもっている。

〈4.2〉 実測データから得た関係のモード解析による検討 連系線潮流ゆらぎ成分のスペクトルと並列発電機出力分布の関係をモード解析を利用して検証した。実測データ数も限られており、入手できた実測発電力分布も概括値であったので、検証用のモデルは大胆に簡略化している(付録4参照)。

電源容量から見ると東北系統は東京系統に比較して小さいので、東京系統を無限大母線と近似している。東北系統の主要な発電地域には、次のような地域的な特徴が見られる。すなわち、発電地域(A, B)は大きな負荷地域の近くに位置しており、発電地域Cは負荷中心から幾分離れたところに位置した電源基地である。また、発電地域(D, E)は北部にくし形状に分布して位置している。従って、東北系統は図6のような三つの発電地域によりマクロ的に表すことができよう。連系線は東京系統(F)に相当する無限大母線と発電地域(A, B)を結ぶ線路に対応する。前節で述べた統計的手法を利用して、実測データから得たゆらぎ成分スペクトルと並列発電機出力分布の関係を確認するために行った固有値解析の結果を表4に示す。同表は各地域の発電力が増減したとき、連系線および他の線路の潮流に出現する0.5 Hz付近の長周期動揺成分が、どのように変化するかを示している。この長期動揺成分は、前節の第1および第2モード成分を合成した成分に対応する5組の測定日の異なる実測データから求めたそれぞれの地域の平均発電力分布の状態を基準とし、各地域の発電力をその平均値から増減させて潮流の0.5 Hz動揺成分を調べた。例えば、(A, B)地域を

表 4 固有値解析による連系線長周期動揺成分と発電出力分布の関係

Table 4. Model analysis of tie line flow fluctuation spectrum affected by generating allocation.

	地域発電出力分布 (MW)			線路潮流の 0.5 Hz 長周期動揺成分		
	(A, B)	(C)	(D, E)	連系線 L1	南北線 L2	東西線 L3
平均出力分布	930	2,150	735	0.744	0.141	0.440
(A, B) の増減	449 ↓	2,150	735	0.736 ↓	0.156	0.493
	1,122 ↑	2,150	735	0.746 ↑	0.135	0.421
	1,795 ↑	2,150	735	0.755 ↑	0.119	0.367
(C) の増減	930	1,795 ↓	735	0.745 ↑	0.158	0.405
	930	1,346 ↓	735	0.746 ↑	0.187	0.347
	930	2,693 ↑	735	0.743 ↓	0.120	0.482
	930	3,590 ↑	735	0.741 ↓	0.096	0.531
(D, E) の増減	930	2,150	449 ↓	0.747 ↑	0.090	0.482
	930	2,150	225 ↓	0.750 ↑	0.047	0.517
	930	2,150	898 ↑	0.742 ↓	0.167	0.419
	930	2,150	1,346 ↑	0.737 ↓	0.231	0.367

平均 930 MW から 1,795 MW に増加させたとき、連系線潮流の 0.5 Hz モードの出現度合いは 0.744 から 0.755 へ増加し、(A, B) と (D, E) 間の南北線潮流の 0.5 Hz モード出現度合いは 0.141 から 0.119 へと減少することを示している（モード出現度合い：付録 4 参照）。すなわち (A, B) 地域の並列発電機が増加すると連系線潮流変動には 0.5 Hz 付近のスローモードが出現しやすくなり、そのゆらぎ成分スペクトルのピーク値が増大することを意味している。

この解析結果から、地域発電力が連系線潮流の 0.5 Hz 長周期動揺成分に及ぼす影響をまとめてみると以下のような特徴がみられる。

(1) (A, B) 地域の発電力が増加すれば、連系線潮流の 0.5 Hz 周期動揺の成分は増大する傾向にある。

(2) (C) あるいは (D, E) 地域の発電力は (A, B) 地域と逆の作用をし、各地域の発電力が増加すると連系線潮流の長周期動揺の成分は減少する傾向が見られる。

これらの性質は、いずれも統計的手法を用いて実測データから得られた前節の第 1 と第 2 モード成分の平均的な結果と一致しており、連系線潮流の 0.5 Hz 動揺と発電力分布との統計的關係をモード解析的に裏付けている。また、この解析の結果を以下のように定性的に解釈することもできる。すなわち、0.5 Hz 周期動揺は東北系統の (A, B), (C), (D, E) の三発電地域で構成される発電中心と東京系統に対応する無限大母線との電気機械的相互作用によって生じる。(A, B), (C), (D, E) はこの動揺モードに関してコヒーレントな性質があり、この動揺モードのゆらぎエネルギーは各地域

の発電容量に比例して、それぞれの発電地域に分配されることになる。全域的な視点から考えると、東北系統の並列発電機出力分布が多少変化しても、このスロー動揺モードの振動エネルギー総量はあまり変化しない。しかし発電力分布の変化に伴って、各発電地域へのゆらぎエネルギー分配の割合は変化する。その結果、発電力の増加した地域のスローモードエネルギーが増加し、他の地域のスローモードエネルギーは減少することになる。一方、無限大母線はスローモードに関して動揺しないと仮定しているため、連系線に現われるゆらぎ成分は (A, B) 発電地域のスローモードエネルギーにのみ依存する。従って、(A, B) 発電力の増加、または (C), (D, E) の発電力の減少は、連系線潮流に含まれるスローモード成分を増加させる原因となることがわかる。以上の簡略化したモデルにより解析的に得られた結果は、実測データから得られた関係を良く説明していると考えられる。

5. ダイナミック・セキュリティ評価への応用

実測データの統計的調査から、連系線潮流変動スペクトルと並列発電機出力分布には密接な関係の存在することを前章において明らかにした。この関係を裏付ける結果が、簡略化した東北-東京連系システムモデルの固有値解析より得られている。これらの基礎的検討は連系線潮流ゆらぎ成分のスペクトルを常時監視することにより系統状況の変化、特に定常的不安定性を誘発するような異常状況の発生を検知でき得ることを示している。また簡略化したモデルを用いて得た表 4 の固有値解析の結果には、次のような特徴が見られる。すなわち、連系線に出現する 0.5 Hz 周期動揺の出現度合いは、東北系統内部の線路に相当する南北線、東西線に比較して相当に大きい。しかし、並列発電機出力分布の変化に対しては、南北線、東西線は連系線に比較して敏感である。例えば表 4 において、(A, B) 地域の出力が平均の 930 MW から 1,122 MW に増大したとき、0.5 Hz 周期動揺の連系線における出現度合いは 0.744 から 0.746 へと約 0.3% の増加であるのに対して、南北線では 0.141 から 0.135 へと約 4.3% の減少、東西線では 0.440 から 0.421 へと約 4.3% の減少となり、東北系統内部の線路潮流におけるスローモード出現度合いのほうが、連系線より発電力分布の変化に敏感であると言える。これは東北系統内部の線路潮流ゆらぎ成分から自系統の状況変化が監視しやすいことを意味しており、東北系統内の複数線路を観測することによりきめの細かいオンライン安定度評

価の可能なことを示唆するものである。

このような線路潮流ゆらぎ成分のスペクトルの特徴を考慮すると、将来のオンライン安定度評価は次のような形で実現されることになる。すなわち、従来のセキュリティ評価は、固有値解析や想定事故解析など解析的な手法が中心であったが⁽¹⁰⁾、今後は本論文で述べた線路潮流ゆらぎ成分と発電電力分布の関係など高度なデータベースを利用する知識工学的手法が導入されよう。知識データベースの生成には統計的処理とモード解析の組合せが有効であると考えられる。また電力系統は系統構成、電源構成、負荷分布状況などにより動特性の異なる地域から構成されているので、各地域の特徴を取入れた階層構造をもつ安定度監視も重要になる。このようなオンライン安定度評価システムは検討中であり、現場の電力技術者がもつ経験や知識を有効に活用する将来の重要な系統運用支援システムになると考えている。

6. む す び

本論文は、連系線の常時潮流変動（振幅はたかだか10 MW 程度のゆらぎ成分）が、系統のオンライン安定度判定に利用できるかその可能性を検討した結果を報告している。実測されたデータを逐次 FFT 処理して得られたスペクトルの時間的変化は、潮流のゆらぎ成分に含まれる優勢モードの弱制動傾向を検出し得る可能性を示している。系統内の主要発電地域の発電力の分布と平均的なスペクトルの形状には有意義な関係のあることが、統計的な処理の結果明らかにされている。更にモード解析を行い、系統内の発電電力分布と連系線潮流変動のスペクトルの形状との間の固有ベクトルの関係が、実測データの統計的分析の結果を良く説明できることを明らかにした。換言すれば、線路の潮流変動と系統内の発電電力分布の相互関係は、電力系統の状況の変化の指標となり得ることを明らかにしている。しかし、更に確信をもった結論を得るためには、異なる系統状況に対応して実測データを増やし、統計的関係の信頼性を高めると共に、モード解析用モデルの規模を拡大し、より精密な分析を行う必要がある。これらについては、現在検討を進めている段階にある。

(昭和 62 年 5 月 6 日受付)

文 献

- (1) 豊田・斎藤・佐藤・塚田・柳沼：電気学会電力技術研資，PE-85-11 (昭 60-7)
- (2) 豊田・斎藤・佐藤・柳沼：同上，PE-86-140 (昭 61-8)
- (3) 豊田・斎藤・小林・柳沼：昭 62 電気学会大会，No. 930
- (4) J. Toyoda, H. Saitoh & Y. Kobayashi: IFAC '86 PSPPC,

p. 571, Beijing, China (1986)

- (5) H. Saitoh, J. Toyoda, S. Yanaginuma & M. Kohno: The 9th PSCC, Lisbon, Portugal (1987)
- (6) J. Toyoda, H. Saitoh & Y. Kobayashi: CIGRE SC39 Meeting, Tokyo (1987)
- (7) 斎藤・豊田：電学論 B, 106, 595 (昭 61-7)
- (8) J. F. Hauer, et al.: IEEE Trans. Power Apparatus Syst., PAS-100, 353 (1981)
- (9) The Task Force Report on Instrumentation for System Dynamic Performance: IEEE Winter Power Meeting, 87 WM 053-2 (1987)
- (10) M. Ribbens-Pavella, et al.: IFAC'85 EES, p. 23, Rio de Janeiro, Brazil (1985)
- (11) Bovas Abraham, et al.: Statistical Methods for Forecasting (1983) John Wiley & Sons
- (12) 日野：スペクトル解析 (昭 56-9) 朝倉書店

付 録

1. 連系線潮流ゆらぎ成分のスペクトル推定

連系線潮流ゆらぎ成分に含まれる周波数成分は、FFT (Fast Fourier Transform) や MEM (Maximum Entropy Method) などのパワースペクトル推定法を用いて分析できる⁽¹²⁾。付図 1 に、典型的な連系線潮流ゆらぎ成分と FFT および MEM による推定スペクトルを示した。FFT スペクトルから、ゆらぎ成分には 0.4~0.7 Hz の区間に複数の動揺が存在しているように見える。しかし、MEM のスペクトルは FFT スペクトルを更に平滑化した形状をもち、0.6 Hz の単一の動揺のみがゆらぎ成分に強く含まれていることを示し

付図 1 連系線潮流ゆらぎ成分と FFT, MEM によるスペクトル

app. Fig. 1. Tie line flow fluctuation and spectrum by FFT and MEM.

ている。0.4～0.7 Hz の区間に幾つの動揺が含まれているかは断定できないが、どちらのスペクトルも 0.6 Hz 付近の動揺が、連系線潮流ゆらぎの主成分であることを示している。

2. 回帰係数とその信頼区間⁽¹¹⁾

連系線潮流ゆらぎ成分と並列発電機出力分布の相関分析に用いた線形回帰モデルを一般化すると

$$y = X \cdot b + \varepsilon \dots\dots\dots (付 1)$$

y : モードの振動エネルギー, X : 地域の発電力, b : 対応する回帰係数

と表現できる。 n をデータの個数, p を検討する地域の数とすれば、係数推定に関するデータの自由度は $(n - p - 1)$ となる。 ε は平均 0, 分散 σ^2 の正規分布に従う誤差である。

回帰係数 b の推定値 $\hat{b}$ は、最小 2 乗法により次のように求められる。

$$\hat{b} = (X'X)^{-1}X'y \dots\dots\dots (付 2)$$

回帰モデルの適合性は次式に示す決定係数 R^2 によって評価される。

$$R^2 = \frac{SSR}{SST} = 1 - \frac{SSE}{SST} \dots\dots\dots (付 3)$$

ここで、

$$SST = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2, \quad SSR = \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y})^2$$

$$SSE = \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2, \quad \bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i$$

$$\hat{y}_i = \hat{b}_0 + \sum_{j=1}^p x_{ij} \cdot \hat{b}_j$$

であり、 $\hat{b}$ は(付 2)で与えられる。もしモードの振動エネルギー y と発電力 x の関係が回帰モデルで完全に記述されれば、 $SSE=0$ 、すなわち $R^2=1$ となる。一方、データの関係を回帰モデルでうまく表すことができない場合には、 R^2 は 0 に近い値をもつことになる。

回帰係数の信頼区間は、自由度 $(n - p - 1)$ 、平均 0 の t 分布における信頼度 80% の指標を用いて決定している。

3. 回帰分析に用いたデータ

本論文は、昭和 60 年から 62 年にかけて 1 分間デー

タ 32 個、7 分間データ 7 個、総計 39 個の連系線潮流データを利用して検討している。本論文の主旨は定常時の連系線潮流ゆらぎ成分と並列発電機出力分布の相関分析にあるので、系統操作など過渡的じょう乱による動揺が記録されているデータは分析の対象から除いた。また利用できる並列発電機出力分布のデータの関係から、測定日の異なる五つの連系線潮流データを相関分析に利用している。ただし、並列発電機出力分布は連系線潮流データの測定日と同日であるが、測定時刻が一致しない場合もあり、本論文で統計的に得られた結果は、季節および年度間のマクロ的な電源構成の変化の連系線潮流ゆらぎ成分に及ぼす影響を評価していることにもなる。

また本論文では、5 組という少ないデータ数からできるだけ確度の高い回帰係数 b を推定するため、本来すべての地域発電力を同時に用いた回帰分析を行なう必要性を減じて、その組合せ数をたかだか二つに限定している。

4. モード解析に用いた電力系統のマクロモデル

電力系統を幾つかの主要な発電地域に分けた簡略な電力系統のマクロモデルは、次式のような線形微分方程式で表される。

$$M_a \cdot \Delta \ddot{\delta} = K_a \cdot \Delta \delta \dots\dots\dots (付 4)$$

ここで、 $\Delta \delta$: 背後電圧位相角変化, M_a と K_a : それぞれの地域慣性と各地域間の同期化力係数

本論文では、ある特定モード成分に関する固有ベクトルを利用して、各線路潮流に含まれるその動揺モード成分の振幅に対応する指標を作り、それを“出現度合い”と呼んでいる。

ところで発電地域を表す等価発電機の慣性が、その地域の並列発電機出力に比例するとすれば、線路潮流ゆらぎ成分と並列発電機出力の関係を解析的に明らかにできる。実際には、並列発電機出力が変化すると線路潮流も変化するので、慣性の変化に連動させて同期化力係数も変化させる必要があるが、本論文では一定と仮定して分析した。