

大規模電力系統故障時の安定度推定法および
電源制限発電機を選択法に関する研究



山 田 浩

目次

第1章 緒論	1
1.1 電力系統における安定度向上対策の必要性	1
1.2 安定度向上対策に関する技術・研究動向	2
1.3 事故波及防止リレーシステムにおける電源制限	5
1.3.1 事故波及防止リレーシステムにおける電源制限の位置付け	5
1.3.2 脱調未然防止リレーシステムの分類と適用動向	7
1.3.3 国内における系統故障事例と波及未然防止の実績	9
1.4 本研究の目的と内容	12
1.4.1 本研究の目的	12
1.4.2 本論文の内容	13
参考文献	14
第2章 縮約系統におけるエネルギー関数	22
2.1 まえがき	22
2.2 縮約系統におけるエネルギー関数の導出	22
2.3 あとがき	25
参考文献	26
第3章 ニューラルネットワークを用いた電力系統の過渡安定度推定法	27
3.1 まえがき	27
3.2 エネルギー関数値で与えられる故障除去後の安定領域	28
3.2.1 ループ状系統モデルとしてのIEEE 10機39母線系統の安定領域	28
3.2.2 くし型系統モデルとしてのIEEJ WEST10機系統の安定領域	35
3.3 過渡安定度推定システムの構築と安定度推定の具体例	39
3.3.1 過渡安定度推定システムの構築	39
3.3.2 安定度推定の具体例	40
IEEE 10機39母線系統を対象とした過渡安定度推定	40
IEEJ WEST10機系統を対象とした過渡安定度推定	44

3.4	故障点情報を与える安定度推定	47
3.4.1	故障点情報を与える過渡安定度推定システム	47
3.4.2	故障点情報を与える安定度推定の具体例	48
	IEEE 10 機 39 母線系統を対象とした過渡安定度推定	48
	IEEJ WEST10 機系統を対象とした過渡安定度推定	55
3.5	あとがき	57
	参考文献	58
第 4 章	電力系統故障時における電源制限発電機の選択法	59
4.1	まえがき	59
4.2	電源制限を考慮した安定領域	60
4.3	安定度余裕を考慮した電源制限発電機の選択シミュレーション	65
4.3.1	電源制限発電機選択システムの構築	65
4.3.2	電源制限発電機の選択シミュレーション	68
	故障除去後の不安定判別値 I_{fc} の検討	71
	電源制限発電機選択のシミュレーション結果	74
4.4	運動エネルギーを用いた電源制限手法との比較	79
4.4.1	運動エネルギーを用いた電源制限手法	79
4.4.2	提案手法による電源制限シミュレーション	82
4.5	あとがき	83
	参考文献	84
第 5 章	N 波脱調故障時における電源制限を想定した過渡安定度推定	85
5.1	まえがき	85
5.2	N 波脱調を含む故障除去後の安定領域	86
5.3	N 波脱調を含む過渡安定度推定の具体例	88
5.4	N 波脱調故障時における電源制限を想定した安定領域	92
5.5	N 波脱調故障時における電源制限を想定した過渡安定度推定	96
5.6	あとがき	101
	参考文献	102
第 6 章	総括	103
6.1	まえがき	103
6.2	ニューラルネットワークを用いた電力系統の過渡安定度推定法	103
6.3	電力系統故障時における電源制限発電機の選択法	104
6.4	N 波脱調故障時における電源制限を想定した過渡安定度推定	105

6.5 今後の課題	105
参考文献	106
謝辞	107
本研究に関する業績	108

第1章 緒論

1.1 電力系統における安定度向上対策の必要性

わが国において、今世紀初頭に総人口のピークを迎え、その後人口は減少すると予測される中⁽¹⁾、電力消費に関しては、IT、ハイテク産業の発展等に伴い、ますます増加すると考えられる。2002年度の電力需要実績である8,415億kWh（電気事業連合会調べ）に対し、21世紀中葉にはその約1.5倍程度になるという推定もある⁽²⁾。一方、電源立地の制約による大規模発電所の遠隔化や、電力自由化による小規模発電事業者の参入等の理由から、わが国における電力系統はますます大規模化、複雑化が加速するものと考えられる。

図1.1に、一需要家当たりの年間停電時間の国際比較（電気事業連合会調べ）を示す。同図が示すとおり、主要各国の停電時間を比較すると、日本は際だって停電時間が少なく、品質の高い電力を供給していると言える。しかし、情報化の進展に伴うコンピュータなどの情報通信機器の急速な普及によって、これまで以上に電力供給に対する高度の信頼性が要求されている。

現在、日本の電力事情は「電力自由化」をキーワードとして新たな変革の時期を迎えている。1995年4月の電気事業法改正に伴い、卸供給入札制度導入による発電事業への新規参入の拡大という形で始まった電力部分自由化は、2000年3月に供給電圧2万V以上、使用最大電力2000kW以上の大口需要家への小売事業に拡大され、2004年4月には500kW以上、2005年4月にはすべての高圧需要家に対する小売自由化範囲の拡大が予定されている⁽³⁾。

電力自由化に伴う新たな電力供給システムが有する問題点として、発電事業者、送電事業者等の意思決定主体の分散、責任の分散、情報の分断等が挙げられる。また、競争環境下における発電事業者の競争力確保も重要な課題と言える。1998年に日本に先行して電力完全自由化を実施したアメリカ・カリフォルニア州において、2001年1月、電力供給不足による広域停電が発生している。同州内の大手電力会社の経営難が原因とされるが、電力自由化の事実上の失敗例と言える。

新たな電力需給環境下に置かれようとするわが国においても、様々な解決すべき課題を有しているとされる⁽⁴⁾、⁽⁵⁾。信頼度の高い電力系統を維持するために、電圧、周波数等サービスレベルの向上に加え、緊急時における事故波及防止技術、安定度向上対策の確立が急務であるといえる。

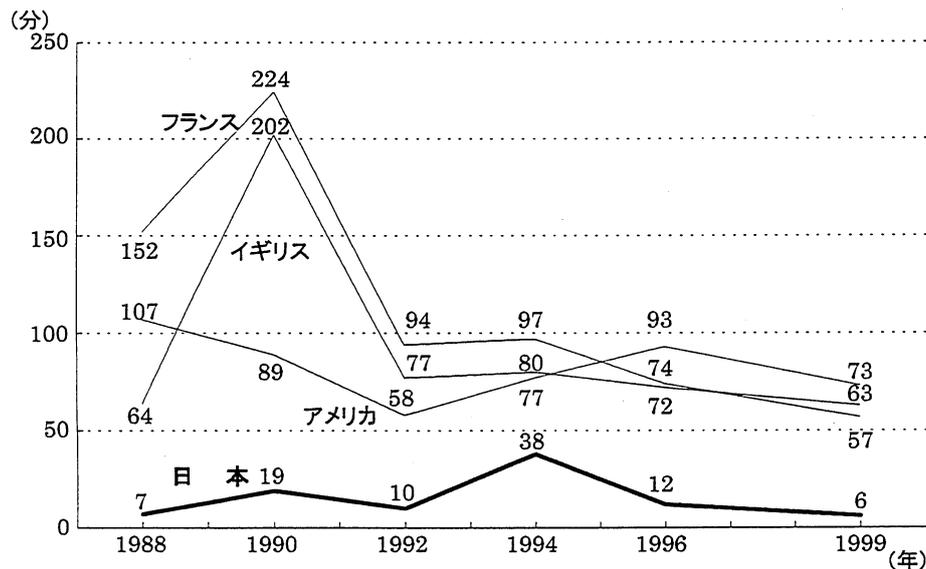


図 1.1: 一需要化当たりの年間停電時間の国際比較 (事故停電)
(電気事業連合会調べ)

1.2 安定度向上対策に関する技術・研究動向

電力システムの安定性は、同期安定性、電圧安定性、周波数安定性の3種に分類され、これらすべての安定性が保持されなければならない。このうち、本研究においては、同期安定性の向上対策に着目している。同期機が電力システムの主要な発電機として用いられていることから同期安定性と呼ばれ、一般に安定度とは同期安定性を指す。安定度は対象とする時間領域や擾乱の大きさにより、表 1.1 に示すように分類される^{(6),(7)}。

電力システムの安定度向上を目的とした系統制御システムとして、従来から自動電圧調整器 (AVR: Automatic Voltage Regulator) や系統安定化装置 (PSS: Power System Stabilizer) が適用されてきた。これらは発電機の励磁制御により系統安定化を目的とする装置で、特に近年においては PSS の設計に関する研究が盛んである。発電機単体に起因する周期 1 秒程度の短周期動揺だけでなく、系統の広域に影響する周期 2 秒程度以上の長周期動揺を合わせて抑制する手法が研究されている⁽⁸⁾⁻⁽¹⁹⁾。

また、故障発生時の発電機制御としてタービン高速バルブ制御 (EVA: Early Valve Actuation) も、設置費用が安いなどの理由から運用されている。本制御は、故障発生時において、発電機の機械入力と電気出力のアンバランスによる回転数の上昇をタービン制御に

表 1.1: 安定度の分類^{(6),(7)}

分類	安定度の名称	定義	波形
系統擾乱の 大小による 分類	過渡安定度	系統に加わる擾乱が比較的大きく、非線形性の影響が大きく、かつ擾乱からの経過時間が短い領域の安定度	1 波, N 波
	定態安定度	電力系統が平衡運転状態にあって、きわめて微小な擾乱が加わった時に動揺が収まりもとの状態に戻るか否かの安定性	持続振動
現象の時間 領域による 分類	過渡領域安定度	系統擾乱が加えられて、発電機回転子間の位相角が動揺する第 1 波（長くても 2～3 波目）までの領域で通常 1 秒（ないし 2～3 秒程度）程度の時間範囲での同期不安定現象	1 波, N 波
	中間領域安定度	過渡領域に続く、擾乱発生後の数サイクルから 10 数サイクルの動揺の継続する期間、時間にして 2～3 秒から 10 数秒にまたがる領域での同期不安定現象	N 波
	定態領域安定度	中間領域よりさらに長い時間領域、つまり 10 数秒から無限大の時間領域における同期不安定現象	N 波

より抑制する手法である⁽²⁰⁾。

系統故障時に大容量負荷抵抗器 (SDR: System Damping Resistor) を一時的に発電所母線に挿入し、発電機の加速エネルギーを吸収させることにより加速脱調を防止することも比較的早くから実施されてきた⁽²¹⁾。近年では、サイリスタ制御による SDR の研究もなされている⁽²²⁾⁻⁽²⁴⁾。

近年、安定度向上対策の分野においては、パワーエレクトロニクス関連技術の急速な進歩に伴い、FACTS (Flexible A.C. Transmission System) 機器による制御手法が最も注目、研究されている。送電線潮流やインピーダンスといった系統の諸量を柔軟に制御できることが FACTS 機器の特長であるが、装置は比較的高価である。代表的な FACTS 機器として、サイリスタ制御直列コンデンサ (TCSC: Thyristor Controlled Series Capacitor)⁽²⁵⁾⁻⁽²⁸⁾、静止型無効電力補償装置 (SVC: Static Var Compensator)⁽²⁹⁾⁻⁽³³⁾、UPFC (Unified Power Flow Controller)^{(34),(35)} などがある。

TCSC とは、従来のコンデンサにパワーエレクトロニクス機器であるサイリスタを並列に接続してモジュレーション制御を行う機器である。直列コンデンサを設置することにより、送電線のリアクタンスを高速かつ連続的に変化させ、望ましい潮流状態とすることが可能である。従来の直列補償コンデンサでは軸ねじれ現象 (SSR: Sub-Synchronous Resonance) の発生が問題となるが、TCSC は SSR の緩和に有効とされる^{(36),(37)}。

SVC は、高速な無効電力供給による電圧安定性の向上効果を持つ一方、有効電力を制御することにより電力動揺の抑制効果も期待できる。SVC には、サイリスタのスイッチングによりコンデンサやリアクトルを入り切りする方式 (TSC: Thyristor Switched Capacitor)、リアクトルに流れる無効電力をサイリスタの位相制御を行うことにより連続的に変化させる方式 (TCR: Thyristor Controlled Reactor)、主回路に持つインバータにより連系リアクトルに流れる無効電力を調整し、連続的に出力を可変する方式 (SVG: Static Var Generator または STATCOM) があり⁽³⁸⁾、特に近年においては SVG 導入を想定した研究が盛んである⁽³¹⁾⁻⁽³³⁾。また、SVC と同様な安定度向上効果が得られ、かつ SVC に比べ慣性効果が期待できる同期調相機に関する研究もなされている^{(39),(40)}。

UPFC は、2つの自励式インバータ (直列および並列インバータ) とそれらを連結する直流コンデンサで構成され、系統の有効電力および無効電力を独立に、高速かつ連続的に制御可能な装置である。また、他の機器に比べ、複数の制御変数を有するため、より自由度の高い制御が可能となる。

その他、パワーエレクトロニクスを利用することにより有効電力、無効電力の連続かつ高速制御を可能とした超電導エネルギー貯蔵装置 (SMES: Superconducting Magnetic Energy Storage)⁽⁴¹⁾⁻⁽⁴⁴⁾、可変速フライホイール発電機 (FWG: adjustable speed FlyWheel Generator)^{(24),(45)} といった機器の研究も進められている。

1.3 事故波及防止リレーシステムにおける電源制限

1.3.1 事故波及防止リレーシステムにおける電源制限の位置付け

周波数および電圧の変動が少なく停電を起こさない高品質な電力供給を保持するためには、前節に示した PSS 等の発電機制御装置や TCSC 等の系統安定化機器を積極的に導入する必要がある。しかし、これら装置、機器による安定化効果のみでは安定運転に復帰できないような故障（例えば、遮断器不動作による故障除去時間の遅延やルート断故障、大容量電源脱落を伴うような重大故障）が発生した場合、その影響が電力系統全体に波及し、大停電にまで拡大するおそれがある。このような故障の影響による系統脱調、電圧異常、周波数異常、設備過負荷などの異常現象の波及拡大防止を目的とした緊急制御システムとして、事故波及防止リレーシステムという考え方がある⁽⁷⁾。図 1.2 にその種類を示す。同図において、本研究が主題とする電源制限は「系統脱調・事故波及防止リレーシステム」のうち「脱調未然防止リレーシステム」に位置付けられる。表 1.2 に系統脱調・事故波及防止リレーシステムの種類および定義を文献⁽⁷⁾より示す。

電力系統において故障が発生すると、発電機の機械的入力、電気的出力のアンバランスが生じ、同期運転を保持できなくなる。この状態を脱調現象といい、この状態に至った発電機を系統に接続したまま放置すれば、系統全体の発電機の連鎖的停止を招き、最終的に大停電に拡大することが考えられる。したがって、重大故障発生時における脱調発電機の迅速な遮断が必要となる。このような脱調発電機遮断による緊急制御手法を電源制限 (Generator Shedding) という。多機系統の場合、故障地点や故障様相を考慮した上で、適切な電源制限量を決定する必要がある。電源制限量が不足した場合、系統内の残りの発電機も遅れて脱調に至ると考えられる。逆に電源制限量が過剰であった場合、系統周波数の低下を招き、負荷制限が必要となる可能性がある。さらに、小規模分散型電源等が複数接続されたようなループ系統においては、潮流変化も非常に複雑であり、どの発電機を遮断するかという選択も重要であると考えられる。

最適な電源制限発電機選択に関するリレーシステムの実系統への適用例として、1995年6月に愛知、岐阜方面の基幹系統へ導入されたオンライン TSC (On-line Transient Stability Controller) がある^{(46),(47)}。系統変更に対応できない従来のオフライン演算による事前整定方式に対して、オンライン情報を基に安定度解析 (演算周期: 5分) を行うことにより系統変化に対応できることが特長である。このシステムは、川越火力 (三重県三重郡川越町) 3, 4号系列の運転開始に伴って、1996年5月に三重県東部方面の電源系統に導入されており、電源系 TSC 独自の特長として電源制限のみならず、タービン高速バルブ制御 (EVA)、制動抵抗器 (SDR) 投入といった各制御手法を合わせて使用できるよう改良されている⁽⁴⁸⁾。

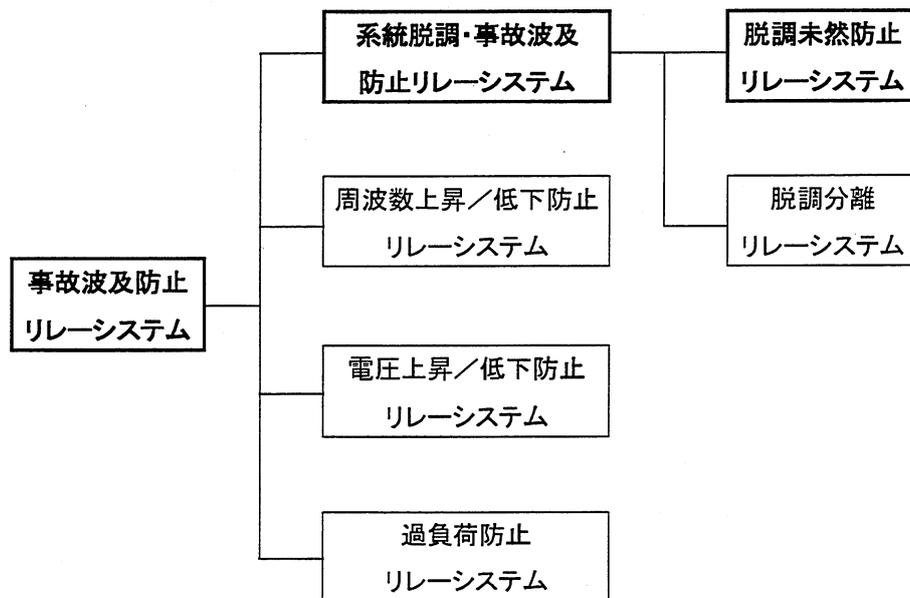


図 1.2: 事故波及防止リレーシステムの種類⁽⁷⁾

表 1.2: 系統脱調・事故波及防止リレーシステムの種類と定義⁽⁷⁾

系統脱調・事故波及防止リレーシステム	
脱調未然防止リレーシステム	脱調分離リレーシステム
系統に過酷な事故が発生した場合に、安定度の崩壊を予測して早期に電源の一部を高速に制限したり、系統の分離を行うなど必要な制御を行うことで脱調現象を未然に防止する。	万一、系統の安定度が崩壊し始めたときに、脱調の電気的中心点付近でこれを検出して系統分離を行い、局所的な脱調に止めて全系への波及を防止する。

1.3.2 脱調未然防止リレーシステムの分類と適用動向

事故波及防止リレーシステムのうち脱調未然防止リレーシステムは、電力システムの安定運用に関して必要不可欠なシステムである。我が国において、9電力会社に32システム適用されている⁽⁷⁾。脱調未然防止リレーシステムは演算方式によりオフライン事前演算型、オンライン事前演算型、事後演算型の3種に分類され、その概要を以下に示す。また、それぞれの特徴および適用数を表1.3にまとめた。

(1) オフライン事前演算型

想定した事故や系統状態について事前に計算機による安定度計算を繰り返して実施し、送電線潮流などと事故種別により遮断すべき発電機などをあらかじめ設定しておく方式。実際に事故が発生した場合、設定を照合し、即座に制御を実施する。

(2) オンライン事前演算型

現在の系統状態（オンラインデータ）における想定事故について事前に計算機により安定度計算を繰り返して実施し、事故種別により遮断すべき発電機などをあらかじめ設定しておく方式。実際に事故が発生した場合、設定を照合し、即座に制御を実施する。

(3) 事後演算型

事故中および事故後の系統情報からオンラインで将来の現象について予測計算を行い、その結果に基づき発電機などの制御量を演算し、即座に制御を実施する方式。

現在、最も適用されている演算方式はオフライン演算型である。システムの単純性や経済性の面から18システムが適用されている。次いで、事後演算型が10システム適用されており、最も少ないオンライン事前演算型は4システムとなっている。オンライン事前演算方式の適用数が少ない理由は、3種のうち最も歴史が新しい最新のリレーシステムであることが考えられる。事前演算に高速な計算機が必要とされ、実運用に耐えうる程度に計算機の高速化が達成された1995年に初めて適用されている。

表 1.3: 脱調調未然防止リレーシステムの分類と特徴⁽⁷⁾

分類	長所	短所	適用数
オフライン 事前演算型	<ul style="list-style-type: none"> ・演算が単純なため制御時間が速い ・システムがシンプルであるため安価 	<ul style="list-style-type: none"> ・想定外事故に対応不可 ・膨大なオフライン事前シミュレーションが必要 	18
オンライン 事前演算型	<ul style="list-style-type: none"> ・想定外事故でも対応可能 ・系統構成、運用状態に対応した安定化制御が可能 	<ul style="list-style-type: none"> ・膨大な事前シミュレーションが必要であり、高速な計算機が必要 ・高価 	4
事後演算型	<ul style="list-style-type: none"> ・想定外事故でも対応可能 ・実現象に適応した制御が可能 	<ul style="list-style-type: none"> ・事故が起きないと制御量が不明 ・比較的高価 	10

1.3.3 国内における系統故障事例と波及未然防止の実績

表 1.4 および表 1.5 に国内で発生した電力系統事故事例を文献 (7) より示す。表 1.4 に示す事故は、事故波及によって大停電に至った例であり、表 1.5 に示す事故は、事故波及防止リレーシステムにより事故波及を防止できた例である。ここで、文献 (7) では、「事故波及防止したケース」と「事故波及したケース」を以下のように定義している。

(1) 事故波及防止したケース

事故波及防止リレーシステムが設計時の想定どおりに動作したことにより、系統の擾乱が初期の段階からシステム設計の想定以上には進展せず停電範囲を極小化することができたことをいう。

(2) 事故波及したケース

系統の擾乱が局所的に留まることなく拡大したものをいう。なお事故波及防止リレーシステムが動作するなどして、最終的に全停を回避できたような場合でも、事故のある断面でなんらかの想定外の事象や適切な事故波及防止リレーシステムが存在しなかったことにより、系統の擾乱が進展したような場合は「事故波及したケース」とする。

表 1.4 に示す事故波及した 6 例においては、いずれの事例も供給支障を伴っており、3 時間を超える停電が発生した重大なケースも 2 例見られる。これに対して、表 1.5 に示す事故波及防止した事例においては、事故波及防止リレーシステムによる適切な緊急制御により、停電を伴った事故は 10 例中 3 例（#D8, #D9 および #D11）に止まっている。また、事故波及防止した 10 例のうち 8 例（表 1.5 中の番号に下線を付した事例）は電源制限による緊急制御が実施されていることから、事故波及防止リレーシステムにおける電源制限の重要性は明らかといえる。

文献 (7) には、国外における電力系統事故事例も紹介されている。それらの事例においては、適切な緊急制御システムの不備により大規模停電に至った例が多く見受けられ、電源制限、負荷制限といった事故波及防止システムが整備されていたならば、事故の拡大を防ぐことが可能であったと結論付けられている。

表 1.4: 国内事故の実績（事故波及したケース）⁽⁷⁾

	事故件名／発生日／ 供給支障／停電時間	事故波及の状況
#D1	275kV 送電線盲点事故 1965年6月22日 294万kW 最長3時間4分	全系に波及し、大停電に至る（他社連系線は分離）
#D2	500kV 電源線ルート断事故 1976年5月5日 69万kW 最長14分	系統分離後、分離系統においてUFR ^(注1) により大停電に至る
#D3	154kV 電源線事故 1969年9月2日 130.1万kW 最長18分	系統分離後、分離系統において負荷制限量不足のため周波数が低下し、UFRにより発電機が脱落し、分離系統全停
#D4	電圧不安定事故 1987年7月23日 817万kW 最長3時間21分	負荷急増による電圧低下のため距離リレーが動作し、大停電に至る
#D5	275kV 送電線ルート断事故 1978年9月5日 83.7万kW	単独系統において、事故波及防止リレーシステム動作による負荷制限およびMFT ^(注2) 遮断による電源脱落のため、大停電に至る
#D6	187kV 送電線CB ^(注3) 不動作事故 1974年7月6日 29.8万kW	系統分離後、分離系統において大規模停電に至る

(注1): Under Frequency Relay (周波数低下継電器)

(注2): Master Fuel Trip (主燃料遮断)

(注3): Circuit Breaker (遮断器)

表 1.5: 国内事故の実績（事故波及防止したケース）⁽⁷⁾

	事故件名／発生日／ 供給支障／停電時間	事故波及防止の状況
#D7	187kV 電源線ルート断事故 (索道接触) 1982年8月21日 なし	事故波及防止リレーシステム動作による電 源制限で事故波及未然防止
#D8	275kV 負荷線 CB 不動作事故 1983年9月7日 91.9万kW	分離系統は全停したが、本系統はLB ^(注1) と事故波及防止リレーシステムによる電 源制限で事故波及未然防止
#D9	187kV 電源線ルート断事故 (雷) 1983年11月17日 9.6万kW	事故波及防止リレーシステム動作による電 源制限で事故波及未然防止
#D10	275kV 電源線 CB 不動作事故 1984年7月20日 なし	事故波及防止リレーシステム動作による電 源制限で事故波及未然防止
#D11	275kV 電源線 CB 不良事故 1986年5月27日 4万kW 最長23分	SDR投入と事故波及防止リレーシステム動 作による電源制限で事故波及未然防止
#D12	500kV 電源線2回線事故 1992年5月27日 なし	事故波及防止リレーシステム動作による電 源制限で事故波及未然防止
#D13	275kV 電源線2回線事故 1998年4月18日 なし	事故波及防止リレーシステム動作による電 源制限で事故波及未然防止
#D14	220kV 電源線1回線事故 1990年8月3日 なし	事故波及防止リレーシステム動作による過 負荷遮断で事故波及未然防止
#D15	500kV 電源線ルート断事故 1996年3月12日 なし	事故波及防止リレーシステム動作による電 源制限で事故波及未然防止
#D16	発電機昇圧用変圧器内部事故 1996年9月16日 なし	事故波及防止リレーシステム動作による揚 水遮断で周波数低下未然防止

(注1): Local Backup protection (自端後備保護継電方式)

1.4 本研究の目的と内容

1.4.1 本研究の目的

本研究は、故障発生時における緊急制御手法のうち電源制限を主題としている。電源制限を必要とする故障か否か、必要であるならば系統に接続された発電機のいずれを遮断すればよいかといった情報を故障発生後において可能な限り早い段階で知り、高速な緊急制御を実施することは、事故波及防止を100%に限りなく近づけるためには大変重要であると考えられる。本研究は、故障発生時の高速緊急制御を可能とするオンライン事前演算型脱調未然防止リレーシステムの一手法を提案するものである。

具体的には、オフラインでの学習機能を持つニューラルネットワークを利用することにより、故障除去と同時に系統安定度の推定および遮断発電機の決定を可能とする電源制限発電機選択システムを提案している。多機系統の安定度問題にニューラルネットワークを利用する際、各発電機の位相や角速度偏差などを入力情報に用いることが考えられるが、系統が大規模になるほど入力ユニットが多数になり、学習時間の増大や収束不良の問題が懸念される。そこで、本研究においては、故障除去時点におけるエネルギー関数値に着目し、それをニューラルネットワークの入力情報に利用することを提案している。一般的なオンライン事前演算型の演算周期は5分程度であるが⁽⁷⁾、エネルギー関数値を入力情報とすることにより、システムの学習用データ作成のための過渡安定度シミュレーションに要する時間を考慮しても5分以内で学習を完了することは充分可能となる。したがって、オンラインでの適用も可能であると考えられる。

また、大規模化、複雑化する電力系統においては、故障発生時に見られる現象も複雑さを増している。近年においてなされている大規模系統解析の結果、N波脱調と呼ばれる中間領域での脱調現象が新たに判明し、特に大規模、重潮流化するほど発生しやすいとされる⁽⁴⁹⁾。N波脱調現象を伴う故障の場合、故障発生から脱調発電機が検知されるまでの時間が数秒～10数秒程度と長く、高速な安定判別が困難とされる。我が国において脱調未然防止リレーシステムとして9電力会社で適用されている32システムのうち、電源制限を主とするものは23システムあるが、そのうちN波脱調を対象現象に含むものは4システムに過ぎない⁽⁷⁾。つまり、N波脱調現象に対する確実かつ最適な電源制限による緊急制御手法の開発は、未だ途上であると言える。

ニューラルネットワークを利用した提案手法は、故障発生時の安定判別においてN波脱調現象に対しても適用可能である。事前に実施する過渡安定度シミュレーションにおいてN波脱調すると判定された故障事例を、不安定に対応させ学習を行うことにより、1波、N波脱調を問わず故障除去と同時に系統の安定判別が可能となる。

以上より、エネルギー関数値をシステムの入力情報に利用することにより比較的短時間

で学習が可能となる点およびニューラルネットワークによる手法がN波脱調現象に対応可能である点を鑑み、提案手法はオンライン事前演算型脱調未然防止リレーシステムの一手法として有効であると考えられる。

1.4.2 本論文の内容

本論文は6章から成る。第1章は緒論であり、電力系統における安定度向上対策の必要性と近年における適用、研究状況をまとめている。また、国内の事件事例を紹介するとともに、事故波及防止リレーシステムにおける電源制限の適用例、重要性をまとめている。

第2章では、本研究で行っている過渡安定度解析に用いたエネルギー関数の導出に関して解説している。多機系統を1機無限大母線系統に縮約したモデルに対するエネルギー関数値を導出している。

第3章では、高速な安定度算出に関して、オフラインでの学習機能を有するニューラルネットワークを用いる推定手法を提案している。故障発生時において電源制限を想定する場合、故障区間の分離のみで系統全体が安定運転に復帰できるか否かという情報を、できる限り早い段階で得ることが重要であると考えられる。そこで、故障除去時点のエネルギー関数値をニューラルネットワークの入力情報とする過渡安定度推定システムを提案している。具体的な安定度推定のシミュレーションをループ状、くし型で構成されたモデル系統を対象として実施している。

第4章では、第3章で提案した過渡安定度推定システムを電源制限発電機選択システムとして発展させている。電源制限を必要とする故障か否か（故障除去のみで安定化が可能か否か）という情報および対象発電機遮断後の系統安定度をニューラルネットワークの出力として得ることにより、電源制限実施後における安定度の面から適切と考えられる遮断発電機を選択を可能としている。具体的な電源制限発電機選択のシミュレーションを、くし型で構成されたモデル系統を対象として実施し、提案する遮断発電機選択システムの有効性を実証している。

第5章では、提案する過渡安定度推定システムをN波脱調を伴う故障に対して適用し、故障除去時点における安定度推定に有効であることを確認している。さらに、過渡安定度推定システムの出力として、故障除去後の安定度判定値および電源制限実施後の安定度判定値を得ることにより、対象発電機遮断後の安定度推定を可能としている。N波脱調を伴う故障に対しても電源制限による安定化効果の有無を比較的良好に推定可能であり、N波脱調を対象現象とする脱調未然防止リレーシステムとして応用可能であることを確認している。

第6章は総括であり、各章の内容をまとめるとともに今後の課題について述べている。

参考文献

- (1) 高橋重郷・石川晃・加藤久和・岩沢美帆・小松隆一・金子隆一・三田房美・守泉理恵・辻明子：「日本の将来推計人口（平成14年1月推計）平成13（2001）年–平成62（2050）年 参考推計 平成63（2051）年–平成112（2100）年」，人口問題研究，Vol.58, No.1, pp.57–84（2002–01）
- (2) 栗原郁夫・林敏之：「わが国電力システムの将来像」，電中研レビュー，No.39, pp.11–21（2000–6）
- (3) 総合資源エネルギー調査会 電気事業分科会事務局：「今後の望ましい電気事業制度の骨格について」，総合資源エネルギー調査会 電気事業分科会報告書，（2003–2）
- (4) 鮫島薫：「電力自由化を考える 競争と安定供給の調和を求めて [I] 電力自由化の課題と方向」，原子力EYE, Vol.48, No.3, pp.82–84（2002–3）
- (5) 福島充男：「電力自由化を考える 競争と安定供給の調和を求めて [II] 電力自由化と電力系統」，原子力EYE, Vol.48, No.3, pp.85–89（2002–3）
- (6) 電気学会：「電気工学ハンドブック（第6版）」，オーム社（2002–3）
- (7) 系統脱調・事故波及防止リレー技術調査専門委員会：「系統脱調・事故波及防止リレー技術」，電気学会技術報告，No.801（2000–10）
- (8) Y. Sudou, A. Takeuchi, M. Kawasaki, Y. Mitani, M. Andou, K. Hirayama, Y. Uemura, N. Fukushima and T. Sogabe: “Development of a Parallel PSS for Long Term Power Oscillation Damping”, *T.IEE Japan*, Vol.119–B, No.12, pp.1493–1501（1999–12）（in Japanese）
須藤義也・竹内昭・川崎守・三谷嘉伸・安藤幹人・平山開一郎・上村洋市・福島宣夫・曾我部敏明：「系統モード抑制用並列型PSSの開発」，電学論B, 119, 12, pp.1493–1501（1999–12）
- (9) H. Okamoto and Y. Tada: “A Method for Automatic Tuning of PSS under Restriction of Robustness”, *T.IEE Japan*, Vol.119–B, No.12, pp.1502–1509（1999–12）

(in Japanese)

岡本浩・多田泰之：「ロバスト性を考慮した PSS の自動整定に関する一検討」, 電学論 B, 119, 12, pp.1502-1509 (1999-12)

- (10) S. Niioka, R. Yokoyama, G. Fujita and G. Shirai: “Decentralized Exciter Stabilizing Control for Multi-machine Power Systems”, *T.IEE Japan*, Vol.120-B, No.6, pp.808-814 (2000-6) (in Japanese)

新岡聡・横山隆一・藤田吾郎・白井五郎：「多機電力システムの分散型励磁系安定化制御」, 電学論 B, 120, 6, pp.808-814 (2000-6)

- (11) Y. Morioka, S. Kitagawa and T. Kojima: “A Study on Power System Stabilization by a Generator Control System”, *T.IEE Japan*, Vol.120-B, No.8/9, pp.1136-1145 (2000-8/9) (in Japanese)

森岡靖夫・北川慎治・小島武彦：「多機系統を考慮した発電機制御による系統安定化制御方式の検討」, 電学論 B, 120, 8/9, pp.1136-1145 (2000-8/9)

- (12) T. Michigami, K. Hayashi, S. Hiyoshi and T. Okamoto: “The Development of New Adaptive PSS System for Automation Parametric Modeling Techniques of Power System Oscillation Waveforms”, *T.IEE Japan*, Vol.120-B, No.12, pp.1542-1549 (2000-12) (in Japanese)

道上勉・林邦誉・日吉栄・岡本高志：「電力系統動揺波形の自動検出方式による適応型 PSS システムの構築について」, 電学論 B, 120, 12, pp.1542-1549 (2000-12)

- (13) T. Senjyu, T. Arakaki and K. Uezato: “Adaptive Power System Stabilizer Using Frequency Domain Analysis”, *T.IEE Japan*, Vol.120-B, No.12, pp.1607-1614 (2000-12) (in Japanese)

千住智信・新垣豊寛・上里勝実：「動揺周波数情報を利用した適応型系統安定化装置」, 電学論 B, 120, 12, pp.1607-1614 (2000-12)

- (14) K. Yoshimura, N. Uchida and T. Okada: “Development of Optimizing Method for Generator Excitation System Parameters Considering Overall Stability of Multi-machine Power System”, *T.IEE Japan*, Vol.121-B, No.2, pp.201-209 (2001-2) (in Japanese)

吉村健司・内田直之・岡田俊之：「多機系統の安定度を総合的に考慮した発電機励磁制御系定数最適化手法の開発」, 電学論 B, 121, 2, pp.201-209 (2001-2)

- (15) K. Mitsumoto, T. Hatakeyama, C. Takahashi, T. Shirasaki, H. Sato, Y. Takagi, S. Koshida, W. Shinohara and Y. Uemura, : “A Study on Governor-PSS Co-

- operative Control via Robust Control Theory”, *T.IEE Japan*, Vol.121-B, No.12, pp.1825-1832 (2001-12) (in Japanese)
 三ツ本憲史・畠山隆・高橋長衛・白崎隆・佐藤博道・高木康夫・越田滋・篠原和太郎・上村洋市：「ロバスト制御理論を用いたタービンガバナ・PSS 協調制御方式の検討」, 電学論 B, 121, 12, pp.1825-1832 (2001-12)
- (16) Y. Kitauchi, H. Taniguchi, T. Shirasaki, Y. Ichikawa, M. Amano and M. Banjo: “Setting scheme and experimental verification of multi-input PSS parameters for damping low frequency power swing in multi-machine power system”, *T.IEE Japan*, Vol.122-B, No.1, pp.137-144 (2002-1) (in Japanese)
 北内義弘・谷口治人・白崎隆・市川嘉則・天野雅彦・萬城実：「多機系統における長周期動揺抑制用多入力 PSS の定数設定法とその実験的検証」, 電学論 B, 122, 1, pp.137-144 (2002-1)
- (17) T. Michigami, M. Terasaki, N. Sasazima, K. Hayashi and T. Okamoto: “The Development of New Adaptive LQG System of Generator for High Speed Damping Control Techniques of Power System Oscillation”, *T.IEE Japan*, Vol.122-B, No.2, pp.287-294 (2002-2) (in Japanese)
 道上勉・寺崎勝・笹島一祥・林邦誉・岡本高志：「電力動揺の高速抑制を追求した発電機適応型 LQG システムの構築について」, 電学論 B, 122, 2, pp.287-294 (2002-2)
- (18) T. Senjyu, T. Yamashita and K. Uezato: “Stabilization Control of Multi-machine Power Systems by Adaptive Power System Stabilizer Using Frequency Domain Analysis”, *T.IEE Japan*, Vol.122-B, No.4, pp.545-553 (2002-4) (in Japanese)
 千住智信・山下貴弘・上里勝実：「動揺周波数情報を利用した適応型系統安定化装置による多機電力系統の安定化制御」, 電学論 B, 122, 4, pp.545-553 (2002-4)
- (19) T. Senjyu, Y. Morishima, T. Yamashita, K. Uezato and H. Fujita: “Stabilization Control for Multi-machine Power System Using Decentralized H_∞ Excitation Controller Realizing Terminal Voltage Control and Damping Control”, *T.IEE Japan*, Vol.122-B, No.12, pp.1280-1288 (2002-12) (in Japanese)
 千住智信・盛島義輝・山下貴弘・上里勝実・藤田秀紀：「端子電圧制御および動揺抑制を実現する分散励磁系 H_∞ コントローラによる多機電力系統の安定化制御」, 電学論 B, 122, 12, pp.1280-1288 (2002-12)
- (20) 「タービン高速バルブ制御 (EVA) の知多火力 5, 6 号機への適用」, 中部電力技術開発ニュース, No.21, pp.8 (1984-4)

- (21) <http://www.tepco.co.jp/kouza/pst/tips-j.html>
- (22) 斎藤宣俊:「SDRの新制御方式による系統安定度向上対策」, 中部電力技術開発ニュース, No.81, pp15-16 (1999-7)
- (23) H. Wada and T. Oyama: “Stabilization of power system with TCSDR based on VSS theory”, *T.IEE Japan*, Vol.119-B, No.12, pp.1484-1492 (1999-12) (in Japanese)
和田春美・大山力:「VSS理論に基づく制動抵抗制御による電力系統安定化」, 電学論 B, 119, 12, pp.1484-1492 (1999-12)
- (24) T. Chida, E. Tsukada, K. Goto, J. Sanekata, M. Amano and J. Makino: “Stabilization of a Large-capacity and Long-distance Transmission System by Combination of a System Damping Resistor and Adjustable Speed Flywheel Generator”, *T.IEE Japan*, Vol.120-B, No.8/9, pp.1030-1038 (2000-8/9) (in Japanese)
千田卓二・塚田英一・後藤健・實方淳・天野雅彦・牧野淳一:「制動抵抗と可変速FWGの併用による大容量長距離送電系統の安定化」, 電学論 B, 120, 8/9, pp.1030-1038 (2000-8/9)
- (25) G. Fujita, S. Shiratori and G. Shirai: “TCSC Control for Multi-machine Power System”, *T.IEE Japan*, Vol.119-B, No.6, pp.704-711 (1999-6) (in Japanese)
藤田吾郎・白鳥悟史・白井五郎:「多機電力システムにおける TCSC 制御」, 電学論 B, 119, 6, pp.704-711 (1999-6)
- (26) T. Senjyu, S. Yamane and K. Uezato: “Enhancement of Stability of Power System with Variable Series Capacitor Using Adaptive Fuzzy Controller”, *T.IEE Japan*, Vol.119-B, No.12, pp.1446-1453 (1999-12) (in Japanese)
千住智信・山根正太郎・上里勝実:「ファジー適応制御器を用いた可変直列コンデンサによる電力系統の安定化制御法」, 電学論 B, 119, 12, pp.1446-1453 (1999-12)
- (27) Y. Yamazaki, S. Sugimoto, S. Ogawa, H. Konishi and A. Kikuchi: “Development of TCSC Application to Fault Current Limiters”, *T.IEE Japan*, Vol.121-B, No.4, pp.514-519 (2001-4) (in Japanese)
山崎雄二・杉本重幸・小川重明・小西博雄・菊池輝:「サイリスタ制御直列コンデンサ応用限流器の開発」, 電学論 B, 121, 4, pp.514-519 (2001-4)
- (28) M. Ishimaru, R. Yokoyama and G. Shirai: “Allocation and Design of Robust TCSC Controllers Considering Power System Stability”, *T.IEE Japan*, Vol.121-B, No.11, pp.1490-1498 (2001-11) (in Japanese)

- 石丸将愛・横山隆一・白井五郎：「安定度を考慮したロバスト TCSC 制御器の配置と設計」, 電学論 B, 121, 11, pp.1490-1498 (2001-11)
- (29) Ferdi Armansyah, N. Yorino and H. Sasaki: "Power System Oscillation Damping Control by Robust SVC Supplementary Controller", *T.IEE Japan*, Vol.120-B, No.8/9, pp.1054-1060 (2000-8/9)
- (30) H. Hashimoto, H. Taoka, Madeline Gibescu and Cheng-Ching Liu: "Energy-based Evaluation of Stability Improvement by SVC with New Second-kick Design", *T.IEE Japan*, Vol.122-B, No.1, pp.103-112 (2002-1) (in Japanese)
橋本博幸・田岡久雄・Madeline Gibescu・Cheng-Ching Liu：「Second-kick 改善法を適用したエネルギーベース指標による SVC の安定度向上効果の検証」, 電学論 B, 122, 1, pp.1031-1126 (2002-1)
- (31) T. Chida, C. Takahashi, E. Tsukada, S. Murakami, M. Tsukada, K. Yamaoka, D. Ito and M. Akamatsu: "Simulation Studies of High-performance PAM SVG Application", *T.IEE Japan*, Vol.120-B, No.8/9, pp.1039-1044 (2000-8/9) (in Japanese)
千田卓二・高橋長衛・塚田英一・村上昇太郎・塚田路治・山岡浩一・伊藤大介・赤松昌彦：「系統安定化の新 PAM 方式 SVG のシミュレーション検討」, 電学論 B, 120, 8/9, pp.1039-1044 (2000-8/9)
- (32) H. Sugihara and H. Fujikawa: "Real-time Simulation of STATCOM for Stabilizing Power System", *T.IEE Japan*, Vol.120-B, No.8/9, pp.1071-1076 (2000-8/9) (in Japanese)
杉原弘章・藤川浩樹：「自励式 SVC による系統安定化の実時間解析」, 電学論 B, 120, 8/9, pp.1071-1076 (2000-8/9)
- (33) Komsan Hongesombut, Y. Mitani and K. Tsuji: "Fuzzy Logic Controller Based on Observed Signals and a Genetic Algorithm Application with STATCOM for Power System Stabilization", *T.IEE Japan*, Vol.123-B, No.5, pp.589-596 (2003-5)
- (34) H. Kohno, T. Nakajima and A. Yokoyama: "Power System Damping Enhancement Using Unified Power Flow Controller (UPFC)", *T.IEE Japan*, Vol.119-B, No.3, pp.344-353 (1999-3) (in Japanese)
河野啓利・中島達人・横山明彦：「Unified Power Flow Controller (UPFC) による電力系統ダンピング向上制御」, 電学論 B, 119, 3, pp.344-353 (1999-3)
- (35) M. Hojo, Duangkamol Kamolyabutra, Y. Mitani, T. Ise and K. Tsuji: "Experimental Study on Power System Stabilization by UPFC with Liniarizing Control of

- Power Swing”, *T.IEE Japan*, Vol.120-B, No.2, pp.202-209 (2000-2) (in Japanese)
 北条昌秀・Duangkamol Kamolyabutra・三谷康範・伊瀬敏史・辻毅一郎：「UPFCを用いた電力動揺線形化に基づく系統安定化制御の実験による検討」, 電学論 B, 120, 2, pp.202-209 (2000-2)
- (36) N. Kakimoto and Anan Phongphanphanee: “Calculation of Frequency Response of Thyristor-Controlled Series Capacitor”, *T.IEE Japan*, Vol.121-B, No.3, pp.334-341 (2001-3) (in Japanese)
 柿本直人・Anan Phongphanphanee：「サイリスタ制御直列コンデンサの周波数特性に対する解析解」, 電学論 B, 121, 3, pp.334-341 (2000-3)
- (37) N. Kakimoto and Anan Phongphanphanee: “Calculation of Damping Torque of Power System Compensated with TCSC”, *T.IEE Japan*, Vol.121-B, No.11, pp.1453-1461 (2001-11) (in Japanese)
 柿本直人・Anan Phongphanphanee：「TCSC 補償系統におけるダンピング特性の解析解」, 電学論 B, 121, 11, pp.1453-1461 (2001-11)
- (38) 十川昭治・市岡立美・波多野達彦・豊田靖臣・金子清一・伊藤誠記：「静止型無効電力補償装置の適用効果」, NGK レビュー, No.58, pp.49-56 (1999-12)
- (39) A. Miyata and T. Michigami: “Synthetic Evaluation and Field Experiences of Large Capacity Synchronous Condenser Application to a Bulk Electric Power System to Improve System Operation Characteristics”, *T.IEE Japan*, Vol.119-B, No.6, pp.727-734 (1999-6) (in Japanese)
 宮田明則・道上勉：「大規模電力系統から見た大容量同期調相機導入の系統運用面の効用に関する総合的な評価と実証」, 電学論 B, 119, 6, pp.727-734 (1999-6)
- (40) K. Yokoyama, T. Satou, H. Kaizu, M. Yamaguchi: “Experiments and Analyses of an Active Power Control Using Dual-excited Synchronous Rotary Condensers”, *T.IEE Japan*, Vol.120-B, No.8/9, pp.1169-1174 (2000-8/9) (in Japanese)
 横山和哉・佐藤孝雄・貝津弘幸・山口貢：「2 軸励磁同期調相機による有効電力制御の実験と解析」, 電学論 B, 120, 8/9, pp.1169-1174 (2000-8/9)
- (41) H. Miyauchi, K. Fujimoto, Y. Yamasaki, M. Ohnishi and T. Hiyama: “Experiment Studies on Power System Stabilization by Fuzzy Logic Switching Control of Active and Reactive Power”, *T.IEE Japan*, Vol.119-B, No.11, pp.1150-1156 (1999-11) (in Japanese)

- 宮内肇・藤本健一・山崎泰裕・大西正恭・檜山隆:「SMES 有効無効電力のフェジィ論理型制御による電力系統安定化制御実験」, 電学論 B, 119, 11, pp.1150-1156 (1999-11)
- (42) Duangkamol Kamolyabuttra, Y. Mitani and K. Tsuji: “Power System Stabilization by SMES with Series Compensator”, *T.IEE Japan*, Vol.120-B, No.12, pp.1615-1623 (2000-12) (in Japanese)
Duangkamol Kamolyabuttra・三谷康範・辻毅一郎:「直列補償型 SMES による電力系統の安定化制御」, 電学論 B, 120, 12, pp.1615-1623 (2000-12)
- (43) Orges Gjini and T. Nitta: “Evaluation of Power System Stability by Use of Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)”, *T.IEE Japan*, Vol.121-B, No.10, pp.1318-1324 (2001-10)
- (44) M. Tsuda, Y. Mitani and K. Tsuji: “Power System Stabilizing Control by Coordination of Series Damping Resistor Operated by Superconducting Fault Current Limiter with Superconducting Magnetic Energy Storage”, *T.IEE Japan*, Vol.122-B, No.7, pp.840-847 (2002-7) (in Japanese)
津田将岐・三谷康範・辻毅一郎:「超電導限流器による直列制動抵抗と超電導エネルギー貯蔵装置を協調させた電力系統安定化制御」, 電学論 B, 122, 7, pp.840-847 (2002-7)
- (45) A. Ryoman, T. Nishio, T. Aihara, M. Futami, A. Maoka and J. Makino: “Certification of Power System Stabilizing by Adjustable Speed Generator with Flywheel Effect”, *T.IEE Japan*, Vol.122-B, No.9, pp.985-995 (2002-9) (in Japanese)
両満明・西尾徹・相原孝志・二見基生・真岡明洋・牧野淳一:「可変速フライホイール機による系統安定化の検証」, 電学論 B, 122, 9, pp.985-995 (2002-9)
- (46) 「オンライン演算型安定度維持装置の開発 広範囲な脱調防止を目指して」, 中部電力技術開発ニュース, No.62, pp.15-16 (1994-10)
- (47) H. Ota, T. Inoue, H. Ito, N. Fukushima, K. Omata, K. Morita, and Y. Kokai: “Development of Transient Stability Controller System (TSC) Based on On-line Stability Calculation”, *T.IEE Japan*, Vol.115-B, No.1, pp.75-84, (1995-1)(in Japanese)
太田宏次・井上紀宏・伊藤久徳・福島宣夫・小俣和也・森田憲一・小海裕:「オンライン安定度計算による脱調未然防止システム (TSC) の開発」, 電学論 B, Vol.115, 1, pp.75-84 (1995-1)
- (48) 山上巖:「オンライン型 TSC の西部方面電源系統への導入」, 中部電力技術開発ニュース, No.69, pp.37-38 (1996-7)

- (49) 亀田秀之・谷口治人：「最近の電力系統制御技術 電力系統の異常現象と対応策」，電気評論，Vol.82，No.12，pp.7-12（1997-12）

第2章 縮約系統におけるエネルギー関数

2.1 まえがき

過渡安定度は、電力系統に大きな擾乱が発生した後の安定性を取り扱うものである。過渡安定度解析法として、発電機位相 δ や発電機角速度偏差 ω の時間経過を求める手法が一般的に利用されてきたが、膨大な計算時間を要する等の欠点がある。そこで、 δ や ω の時間経過を求めることなく、直接安定性を論ずることができる手法として、1機無限大母線系統と2機系統に対して適用できる(1)等面積法(equal area method)、(2)位相面解析法(phase plane analysis)、多機系統に対しても適用できる(3)エネルギー関数法(energy function method)、リアプノフ関数法(Liapunov function method: 拡張エネルギー関数法)等が提案されてきた⁽¹⁾。

本論文においては、リアプノフ関数より導かれるエネルギー関数を用いて過渡安定度解析を行っている。また、系の安定限界である不安定平衡点におけるエネルギー関数値 V_{\max} は、多機系統の場合、一意的に算出できないとされる^{(2),(3)}。そこで本論文においては、エネルギー関数値の算出に関して、 V_{\max} を一意的に求めることが可能となる1機無限大母線系統に縮約したモデルを取り扱うことにした。本章では、縮約系統におけるエネルギー関数の導出について解説する^{(4),(5)}。

2.2 縮約系統におけるエネルギー関数の導出

多機系統の動揺方程式は、一般に次式で表される。

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - P_{ei} \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (2.1)$$

n 機系統の全発電機について、安定な発電機群Aと不安定な発電機群Sとに分ける。各発電機の動揺を位相中心の考え方で表すと、次式の2機系のモデルに縮約される。

$$M_a \frac{d^2 \delta_a}{dt^2} = \sum_{k \in A} (P_{mk} - P_{ek}) \quad (2.2)$$

$$M_s \frac{d^2 \delta_s}{dt^2} = \sum_{l \in S} (P_{ml} - P_{el}) \quad (2.3)$$

ただし,

$$M_a = \sum_{k \in A} M_k \quad (2.4)$$

$$M_s = \sum_{l \in S} M_l \quad (2.5)$$

$$M_T = \sum_{i=1}^n M_i \quad (2.6)$$

$$M = M_s M_a M_T^{-1} \quad (2.7)$$

$$\delta_a = \frac{\sum_{i \in A} M_i \delta_i}{\sum_{i \in A} M_i} \quad (2.8)$$

$$\delta_s = \frac{\sum_{i \in S} M_i \delta_i}{\sum_{i \in S} M_i} \quad (2.9)$$

δ_i : 発電機 i の位相, M_i : 発電機 i の慣性定数, P_{mi} : 発電機 i の機械的入力, P_{ei} : 発電機 i の電氣的出力, a: 安定な発電機群に対する添字, s: 不安定な発電機群に対する添字

さらに, 集合 A における集合 S からの相対的な位相差を δ とすると, 以下の 1 機無限大母線系で表される縮約モデルが得られる。

$$M \frac{d^2 \delta_a}{dt^2} = P_{mm} - \{P_c + P_{em} \sin(\delta - \nu)\} \quad (2.10)$$

ただし,

$$\delta = \delta_s - \delta_a \quad (2.11)$$

$$\nu = \tan^{-1} \left(\frac{M_T}{M_a - M_s} \tan \delta \right) - \frac{\pi}{2} \quad (2.12)$$

ここで、縮約モデルの安定平衡点における δ を δ_0 とすれば、この縮約モデルに対するリアプノフ関数は以下のようなになる。

$$V(\delta, \omega) = \frac{\omega^2}{2} + \frac{1}{M} \left[P_{\text{mm}} \{ \sin(\delta - \delta_0) - (\delta - \delta_0) \} + \sqrt{P_{\text{em}}^2 - P_{\text{mm}}^2} \{ 1 - \cos(\delta - \delta_0) \} \right] \quad (2.13)$$

ここで、運動エネルギー V_k および位置エネルギー V_p をそれぞれ次式で表す。

$$V_k = \frac{\omega^2}{2} \quad (2.14)$$

$$V_p = \frac{1}{M} \left[P_{\text{mm}} \{ \sin(\delta - \delta_0) - (\delta - \delta_0) \} + \sqrt{P_{\text{em}}^2 - P_{\text{mm}}^2} \{ 1 - \cos(\delta - \delta_0) \} \right] \quad (2.15)$$

運動エネルギー V_k は、発電機の回転子に蓄えられているエネルギーであり、位置エネルギー V_p は、送電線に蓄えられているエネルギーであると解釈できる。

また、式(2.10)および式(2.13)で用いた P_{mm} , P_{em} , P_c は以下の式で表される。

$$P_{\text{mm}} = \left(M_a \sum_{k \in S} P_{mk} - M_s \sum_{l \in A} P_{ml} \right) M_T^{-1} \quad (2.16)$$

$$P_{\text{em}} = \left[\sum_{l \in A} E_s E_l Y_{sl} \left(M_s^2 + M_a^2 - 2M_s M_a \cos 2\theta_{sl} \right)^{1/2} \right] M_T^{-1} \quad (2.17)$$

$$P_c = \left[M_a E_s^2 G_{ss} - M_s \left(\sum_{l \in A} E_l^2 G_{ll} + \sum_{l, j \in A, j \neq l} E_l E_j G_{lj} \right) \right] M_T^{-1} \quad (2.18)$$

E_i : 発電機 i の内部誘起電力, $Y_{ij} \angle \theta_{ij}$: ノード ij 間における伝達アドミタンスの大きさとアドミタンス角, G_{ij} : ノード ij 間における伝達コンダクタンス

2.3 あとがき

本論文においては、発電機位相 δ や発電機角速度偏差 ω の時間経過を求めることなく安定性を論ずることが可能となるエネルギー関数法を用いて、過渡安定度解析を実施している。本章では、多機系統を1機無限大母線系統に縮約したモデルに対して与えられるエネルギー関数値（運動エネルギー V_k および位置エネルギー V_p ）を導出した。また、 V_k および V_p は、故障発生後における動揺に伴って時々刻々と変化する値である。そこで、次章以降において、故障除去時点の V_k 、 V_p の値である V_{ksw} 、 V_{psw} に着目し、それらの値を不安定平衡点におけるエネルギー関数値 V_{max} で正規化した E_{ksw} および E_{psw} を用いる過渡安定度解析を実施している。

参考文献

- (1) 関根泰次：「電力系統解析理論」，電気書院（1971）
- (2) Y. Okamoto: “Study on Multiple Root State of Power Flow Solutions and Field Test Results of Static Stability”, *T.IEE Japan*, Vol.101-B, No.12, pp.727-734 (1981-12)
(in Japanese)
岡本靖司：「電力潮流解の重根状態と定態安定度実測結果の考察」，電学論 B, 101, 12, pp.727-734 (1981-12)
- (3) Y. Azuma, H. Miyagi, and T. Taniguchi: “Construction of Lyapunov Function for Multimachine Power Systems”, *T.IEE Japan*, Vol.102-B, No.9, pp.589-596 (1982-9)
(in Japanese)
東靖弘・宮城隼夫・谷口経雄：「多機電力システムのリアプノフ関数構成」，電学論 B, 102, 9, pp.589-596 (1982-9)
- (4) Y. Xue, Th. Van Cutsem, and M. Ribbens-Pavella: “A Simple Direct Method for Fast Transient Stability Assessment of Large Power Systems”, *IEEE Trans Power Syst*, Vol.3, No.2, pp.400-412 (1988-5)
- (5) Y. Xue, et al.: Dynamic Extended Equal Area Criterion, Part1 Basic Formulation, Athens Power Tech (1993)

第3章 ニューラルネットワークを用いた電力 システムの過渡安定度推定法

3.1 まえがき

大規模化、複雑化が進む現在の電力システムにおいて、故障様相によっては発電機の脱調現象等を引き起こし、大規模停電にまで至ってしまうことが懸念される。このため、系統故障が発生した場合、迅速な故障区間の分離が必要であり、特に故障除去のみでは系統の安定化が期待できないような重大な故障の場合、電源制限等の適切な安定化対策が求められる。したがって、安定化対策が必要となる故障か否かを判定するため、故障除去後における系統安定度を高速かつ高精度に算出することは、大変重要であると考えられる。

本章では、故障除去後の安定判別に関して、1波、N波脱調を問わず適用可能となるニューラルネットワークを用いる推定手法を提案している。我が国において適用されている電源制限を主制御とする脱調未然防止リレーシステムのうち、N波脱調に適用可能なものが4システムに過ぎない点を鑑みると、提案手法の有効性は大きいと考えられる。

まず、故障除去時点におけるエネルギー関数値に着目し、故障発生地点が同一であるならば、故障除去時点における運動エネルギー E_{ksw} および位置エネルギー E_{psw} によって、系統の負荷状態や故障継続時間によらず一定の安定領域が得られることを確認している。つまり、 E_{ksw} 、 E_{psw} の大きさと故障除去後の系統安定度とに相関性が認められることから、これらの値を安定度推定に利用することが可能であることを確認している。

次に、 E_{ksw} および E_{psw} を入力情報とするニューラルネットワークにより、過渡安定度推定システムを構築している。各発電機の位相や角速度偏差等を用いないことによって高速な学習が可能となり、オンライン型の脱調未然防止リレーシステムとして適用可能であると考えられる。安定度推定のシミュレーションをループ状、くし型で構成された各モデルシステムを対象に実施し、比較的良好な推定結果が得られることを確認している。

さらに、想定される種々の故障地点において適用可能とするため、入力情報に故障点情報を付加した過渡安定度推定システムを提案している。すべての想定故障線路に対して適用可能とし、かつニューラルネットワークの学習規模を抑えた実用的な推定システムとするため、全系の送電線路を数個にグループ化し、各グループに対応した過渡安定度推定システムを構築するという手法を検討している。

3.2 エネルギー関数値で与えられる故障除去後の安定領域

3.2.1 ループ状システムモデルとしてのIEEE 10機39母線システムの安定領域

図3.1に、検討の対象としたIEEE 10機39母線システムを示す。このシステムは米国New Englandシステムをモデルとして構成され、標準モデルとして計算機シミュレーション等に一般的に利用されている。強固なループで構成されており、発電機数は10機でありながら比較的ブランチ数（送電線数）が多いことが特徴である。また、同図における発電機G1を無限大母線（基準母線）とし、その慣性定数を一般の発電機の2～3倍としている。表3.1および表3.2に、潮流計算に用いた各発電機出力、負荷の標準値をそれぞれ示す。

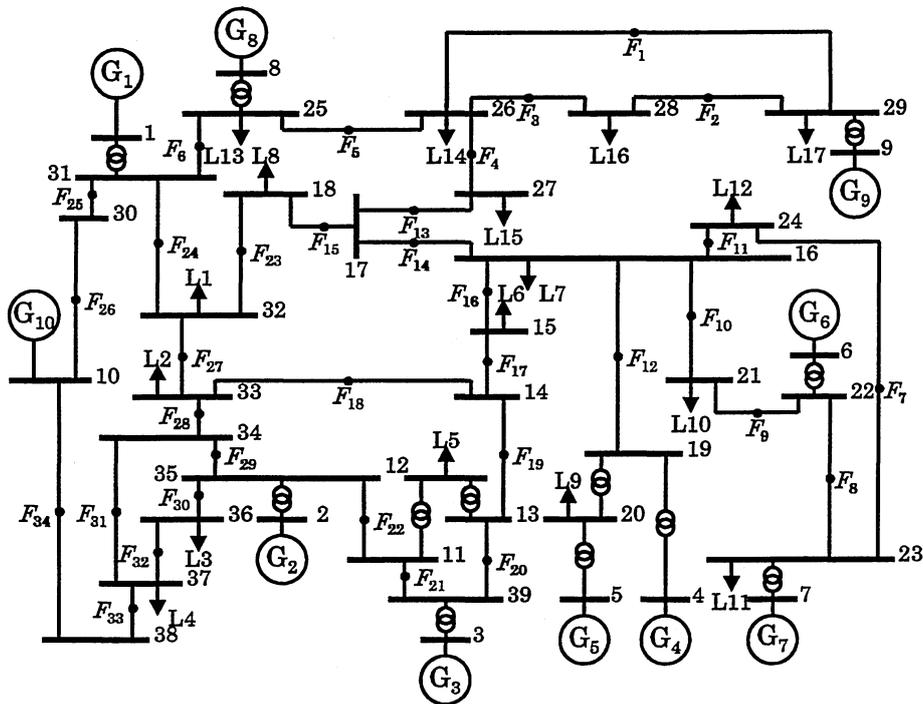


図 3.1: ループ状システムモデル (IEEE 10機39母線システム)

表 3.1: 発電機出力の標準値 (IEEE 10 機 39 母線系統)

発電機	出力 [p.u.]	発電機	出力 [p.u.]
G1	0.0	G6	7.0
G2	8.9	G7	9.1
G3	7.9	G8	7.9
G4	9.3	G9	7.1
G5	9.1	G10	3.7

1,000MVA ベース

表 3.2: 負荷の標準値 (IEEE 10 機 39 母線系統)

負荷	P [p.u.]	Q [p.u.]	負荷	P [p.u.]	Q [p.u.]
L1	4.5	0.0	L10	4.5	0.0
L2	5.5	1.1	L11	5.5	1.2
L3	3.8	1.2	L12	5.7	1.3
L4	4.4	1.8	L13	4.5	0.7
L5	2.9	2.6	L14	2.4	0.2
L6	4.4	2.1	L15	2.1	0.4
L7	4.6	0.4	L16	2.2	2.1
L8	2.2	0.7	L17	2.5	2.2
L9	6.6	1.4			

1,000MVA ベース

図 3.1 のループ状系統モデルにおいて、ある負荷状態における F_1 地点での三相永久地絡故障を想定した。故障除去と同時に系統の安定判別を可能にすることを目的として、故障除去時点における V_k , V_p の値である V_{ksw} および V_{psw} を算出した。ここで、 V_{ksw} および V_{psw} は、1 機無限大母線に縮約した系統に対して与えられることから、G2~G10 を 1 機の発電機に縮約して取り扱うことにした。この縮約法の妥当性を検証するため、 F_1 地点における故障発生後の各発電機の位相動揺曲線を求めた。その結果を図 3.2 および図 3.3 に示す。図 3.2 は、故障継続時間が 0.2s で、故障除去後において系統が安定な場合、図 3.3 は、故障継続時間が 0.8s と長く、不安定な場合の例である。いずれの故障についても G1 の発電機位相の変動はほとんどなく、安定を維持している。しかし、その他の発電機においては故障発生と同時に位相は増大し、故障除去後も動揺するか、もしくは脱調に至っている。故障条件を変え、同様のシミュレーションを実施した場合、G1 はいずれも位相動揺はなく安定を維持していた。したがって、G2~G10 を不安定な発電機群として、ひとつの発電機に縮約する本縮約法は妥当であると言える。

次に、系の不安定平衡点におけるエネルギー関数値を V_{max} とし、正規化したエネルギー関数値 E_{ksw} および E_{psw} を次式より算出した。

$$E_{ksw} = \frac{V_{ksw}}{V_{max}} \quad (3.1)$$

$$E_{psw} = \frac{V_{psw}}{V_{max}} \quad (3.2)$$

ここで、 V_{max} は安定限界におけるエネルギー関数値であり、故障除去後の系統に対して一意的に算出できる。したがって、故障点が異なる場合においても E_{ksw} , E_{psw} を算出することにより、安定限界までの余裕度を比較できることになる。

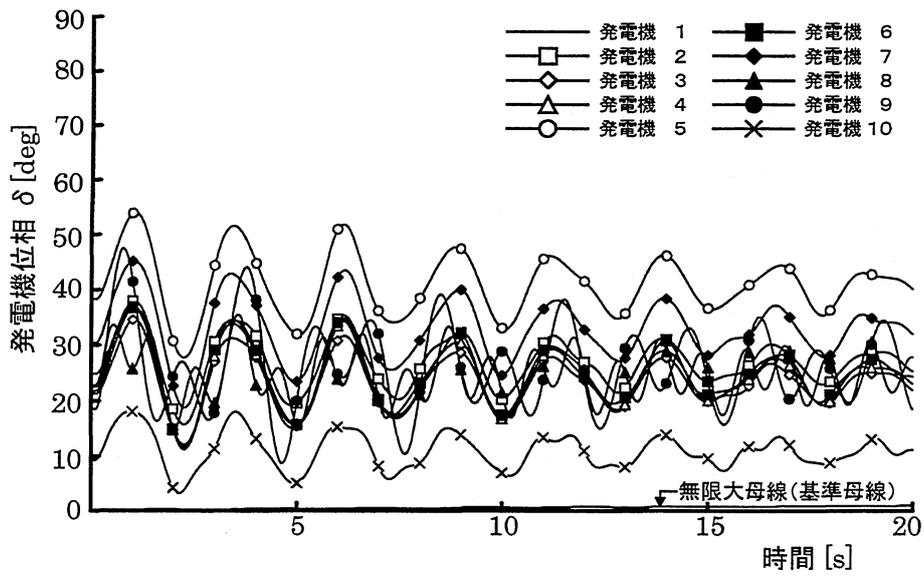


図 3.2: 安定な場合の位相動揺曲線
 (故障点: F_1 , 故障継続時間: 0.2s)

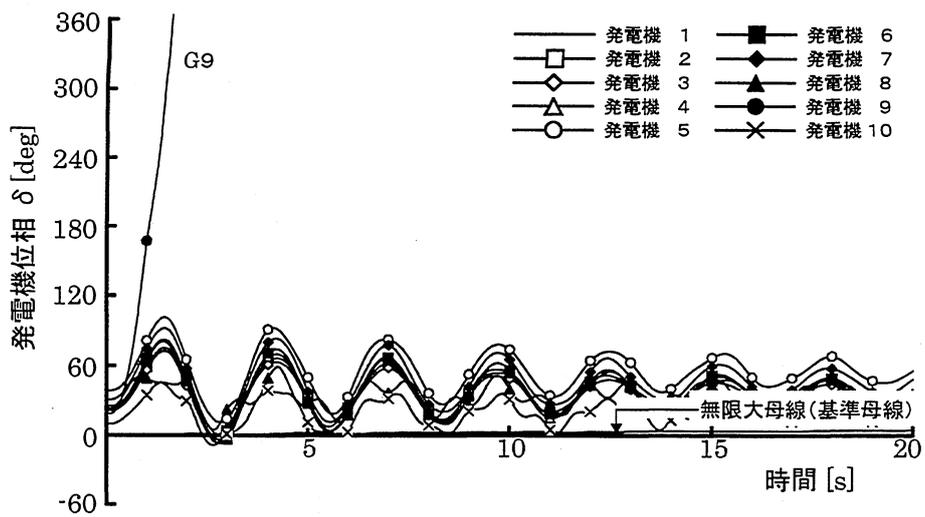


図 3.3: 不安定な場合の位相動揺曲線
 (故障点: F_1 , 故障継続時間: 0.8s)

負荷状態および故障継続時間を変え、 E_{ksw} および E_{psw} を算出した。ここで負荷状態は、全系負荷 68.3p.u. (1,000MVA ベース) を基準として軽負荷 (60%) から重負荷 (150%) まで 10% 刻みで変化させた。また故障継続時間は、各々の負荷状態に対して 0.1s から不安定脱調となるまで 0.1s 刻みで変化させた。その結果を図 3.4 に示す。同図において、故障除去後の系統が安定な場合を○印、不安定な場合を×印で示す。ここで安定および不安定の判別は、系統縮約前の 10 機系統において安定度シミュレーションを実施し、各発電機の位相動揺曲線の収束状況から判別している。すべての発電機が平衡点に収束する場合を安定、1 機でも脱調に至る場合を不安定と判別した。

図 3.4 において、軽負荷時および重負荷時のある同一負荷状態のもとで故障継続時間を変化させた場合における○印を‘◎’で示し、×印を‘⊗’で示した。軽負荷時の場合は、故障継続時間が長くなるに伴って E_{ksw} はあまり変化せず、 E_{psw} の値が大きくなり不安定に至る傾向が見られる。また、重負荷時の故障の場合は、 E_{psw} はあまり変化せず、 E_{ksw} の値が大きくなり不安定に至る傾向が見られる。以上のことから、故障線路が同一である場合、一定の安定領域が E_{ksw} および E_{psw} により与えられると言える。つまり、故障除去時点におけるエネルギー関数値と故障除去後の系統安定度には、相関性が認められると言える。

故障点を図 3.1 のループ状系統モデルにおける F_2 地点および F_3 地点と想定し、同様の安定度シミュレーションを実施した。その結果を図 3.5 および図 3.6 に示す。これらの結果からも、種々の負荷状態や故障継続時間に対して一定の安定領域が E_{ksw} および E_{psw} により与えられ、系統安定度との相関性が認められると言える。

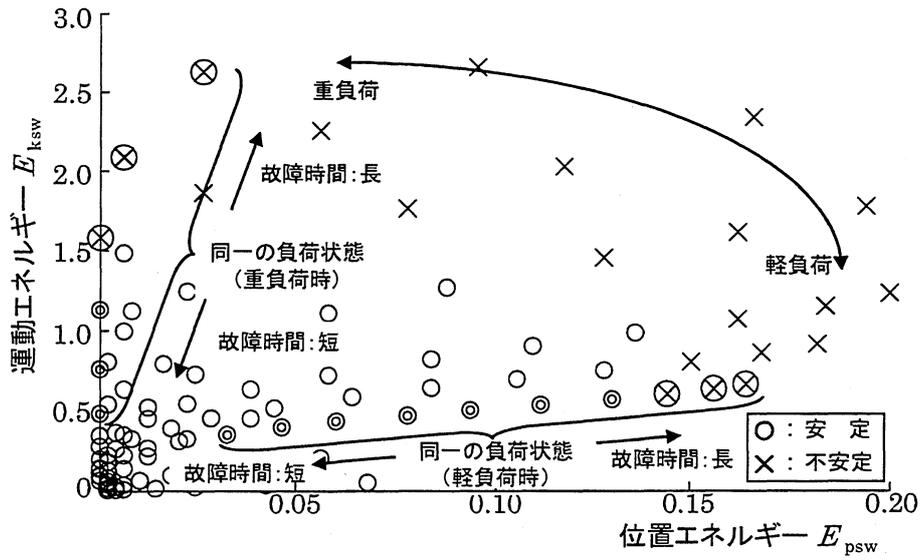


図 3.4: E_{ksw} , E_{psw} で与えられた安定度シミュレーション結果
(故障点: F_1)

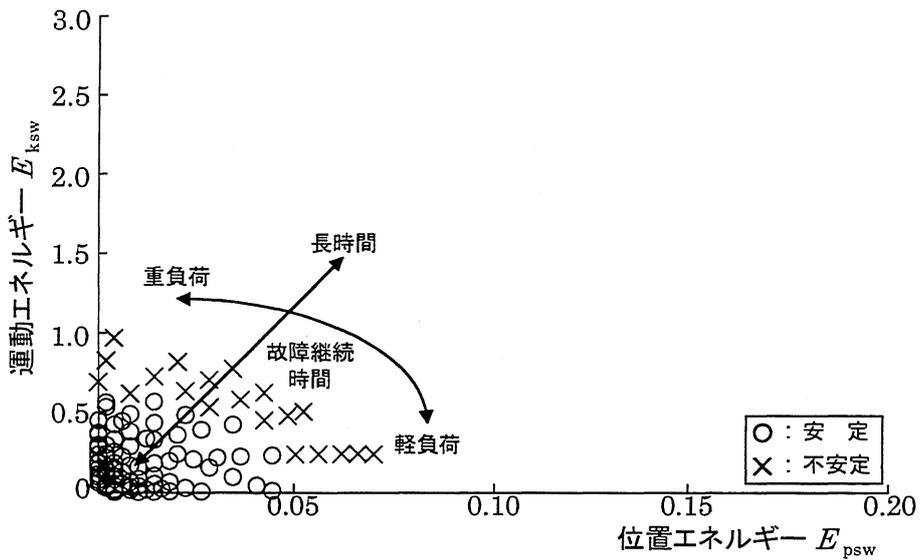


図 3.5: E_{ksw} , E_{psw} で与えられた安定度シミュレーション結果
(故障点: F_2)

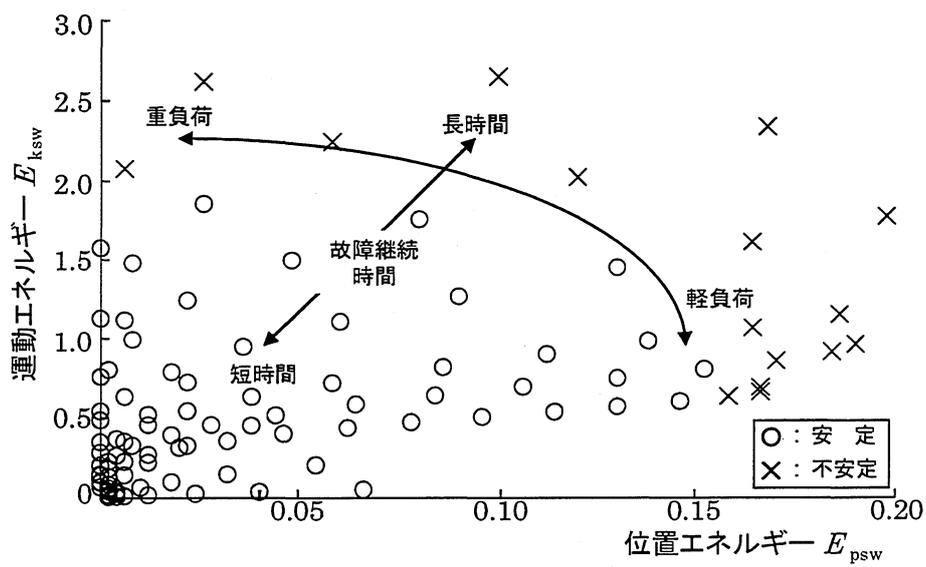


図 3.6: E_{ksw} , E_{psw} で与えられた安定度シミュレーション結果
(故障点: F_3)

3.2.2 くし型系統モデルとしての IEEJ WEST10 機系統の安定領域

図 3.7 に、検討の対象とした IEEJ WEST10 機系統を示す⁽⁶⁾。この系統は東西に長く延びた、いわゆる「くし型系統」で構成されており、西日本 60Hz 系統を模擬している。また、送電線はすべて 2 回線で構成されている。なお、同図における発電機 G10 は無限大母線（基準母線）としている。表 3.3 および表 3.4 に、潮流計算に用いた各発電機出力、負荷の標準値をそれぞれ示す。

図 3.7 における F_1 地点での 1 回線永久三相地絡故障を想定し、前項と同様の方法で安定度シミュレーションを実施した。全系負荷 107.8p.u. (1,000MVA ベース) を基準として軽負荷 (70%) から重負荷 (115%) まで 2.5% 刻みで変化させ、各々の負荷状態に対して故障継続時間を 50ms から不安定脱調となるまで 20ms 刻みで変化させた場合の E_{ksw} , E_{psw} を求めた。その結果を図 3.8 に示す。同図において、故障除去後の系統が安定な場合を○印、不安定な場合を×印で示す。ここで、安定および不安定の判別に関して前項と同様の基準を適用した。系統縮約前の 10 機系統における安定度シミュレーションを実施し、各発電機の位相動揺曲線の収束状況に対して安定および不安定の判別を行っている。

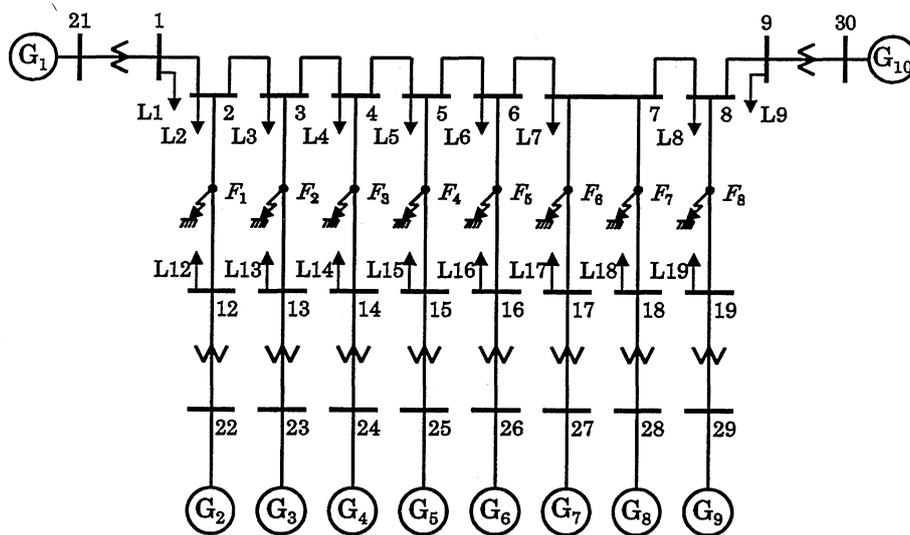


図 3.7: くし型系統モデル (IEEJ WEST10 機系統)

表 3.3: 発電機出力の標準値 (IEEJ WEST10 機系統)

発電機	出力 [p.u.]	発電機	出力 [p.u.]
G1	13.5	G6	9.0
G2	9.0	G7	9.0
G3	9.0	G8	4.5
G4	9.0	G9	9.0
G5	9.0	G10	0.0

1,000MVA ベース

表 3.4: 負荷の標準値 (IEEJ WEST10 機系統)

負荷	P [p.u.]	Q [p.u.]	負荷	P [p.u.]	Q [p.u.]
L1	12.0	2.438	L12	5.5	1.466
L2	3.5	0.0	L13	5.5	1.439
L3	3.5	0.0	L14	5.5	1.434
L4	3.5	0.0	L15	5.5	1.437
L5	3.5	0.0	L16	5.5	1.444
L6	3.5	0.0	L17	5.5	1.463
L7	5.25	0.0	L18	2.75	0.823
L8	3.5	0.0	L19	5.5	1.483
L9	28.3	4.76			

1,000MVA ベース

図 3.8 から、故障送電線が同一である場合、ある負荷状態において、故障継続時間が長くなるに伴って E_{ksw} の値が大きくなり、不安定に至る傾向が見られる。また、軽負荷から重負荷になるに伴って、 E_{psw} の値が大きくなる傾向が見られる。以上のことから、故障送電線が同一である場合、一定の安定領域が E_{ksw} および E_{psw} により与えられると言え、前項で示したループ系統の場合と同様に、故障除去時点でのエネルギー関数値と故障除去後の系統安定度に相関性が認められると言える。

故障点を図 3.7 に示したくし型系統モデルにおける F_4 地点および F_8 地点と想定し、同様の安定度シミュレーションを実施した結果を図 3.9 および図 3.10 に示す。これらの結果からも、種々の負荷状態や故障継続時間に対して一定の安定領域が E_{ksw} および E_{psw} により与えられ、系統安定度との相関性が認められると言える。また、想定する故障点が F_1 , F_4 , F_8 地点の順で、つまり無限大母線に近くなるにしたがって、安定領域が大きくなっていることがわかる。

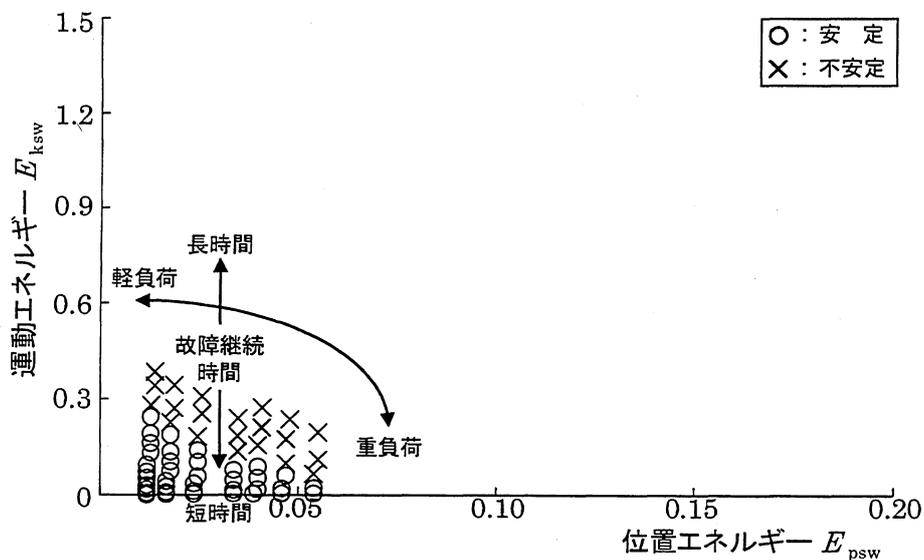


図 3.8: E_{ksw} , E_{psw} で与えられた安定度シミュレーション結果
(故障点: F_1)

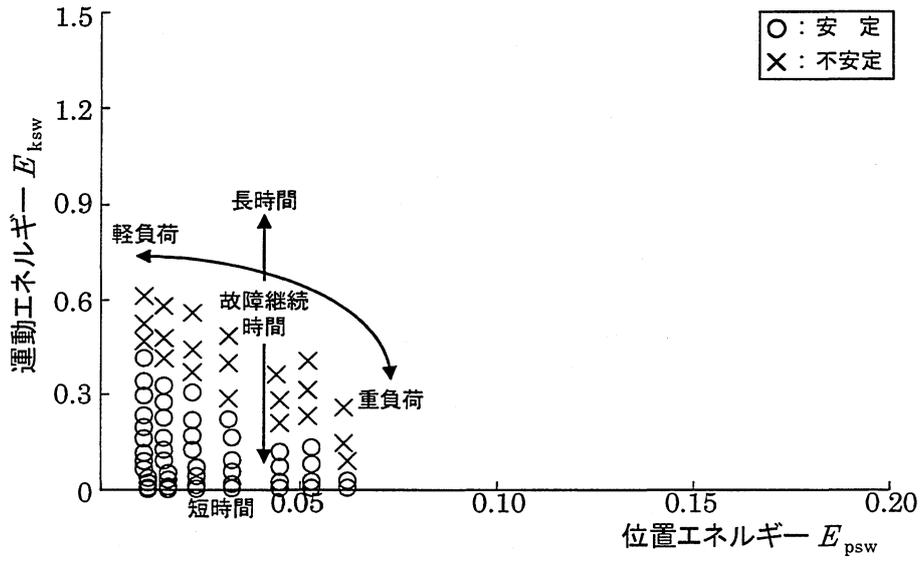


図 3.9: E_{ksw} , E_{psw} で与えられた安定度シミュレーション結果
(故障点: F_4)

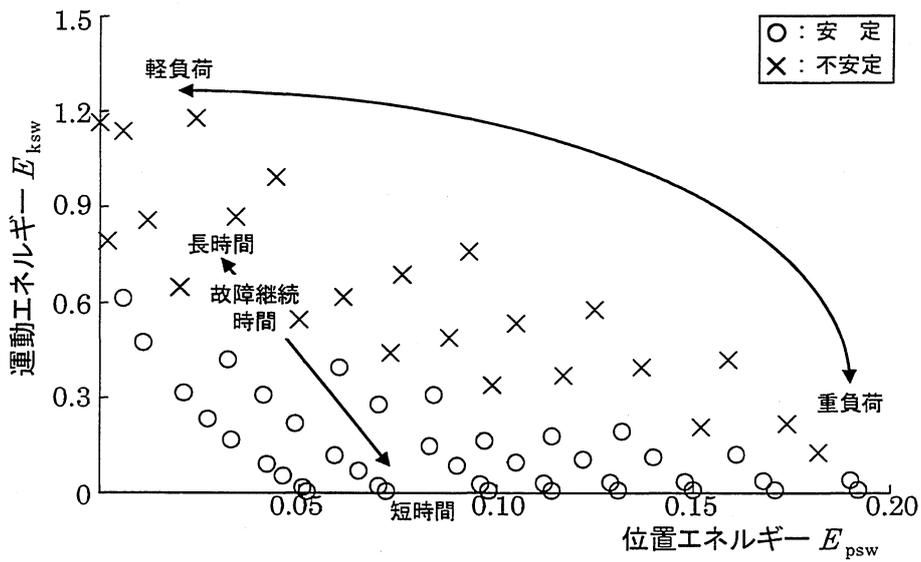


図 3.10: E_{ksw} , E_{psw} で与えられた安定度シミュレーション結果
(故障点: F_8)

3.3 過渡安定度推定システムの構築と安定度推定の具体例

3.3.1 過渡安定度推定システムの構築

前節の安定度シミュレーション結果によれば、個々の故障線路に対して一定の安定領域が E_{ksw} , E_{psw} で与えられることから、過渡安定度推定システムを図 3.11 のように構築した。この推定システムは、中間層を 1 層とした 3 層階層型ニューラルネットワークで構築されている。入力層は故障除去時点における運動エネルギー E_{ksw} および位置エネルギー E_{psw} 、出力層は故障除去後の不安定判別値 I_{fc} (安定: 0, 不安定: 1) を対応させた。

なお、 $E_{ksw}-E_{psw}$ 平面上の安定領域と不安定領域の境界を関数近似し、分割された二つの領域を過渡安定度推定システムに認識させるといった手法も考えられる。しかし、この手法を採用する場合、適用する系統が異なったり、同一系統であっても負荷配置等の系統状態が異なったりすると、関数近似する際の次数をそれぞれ個別に決定する必要があると考えられる。これに対して、ニューラルネットワークによる手法は、安定、不安定領域の境界がいかなる関数で表されようとも、汎用的に適用可能となる。したがって、本論文においては、過渡安定度推定システムをニューラルネットワークで構築する手法を採用した。

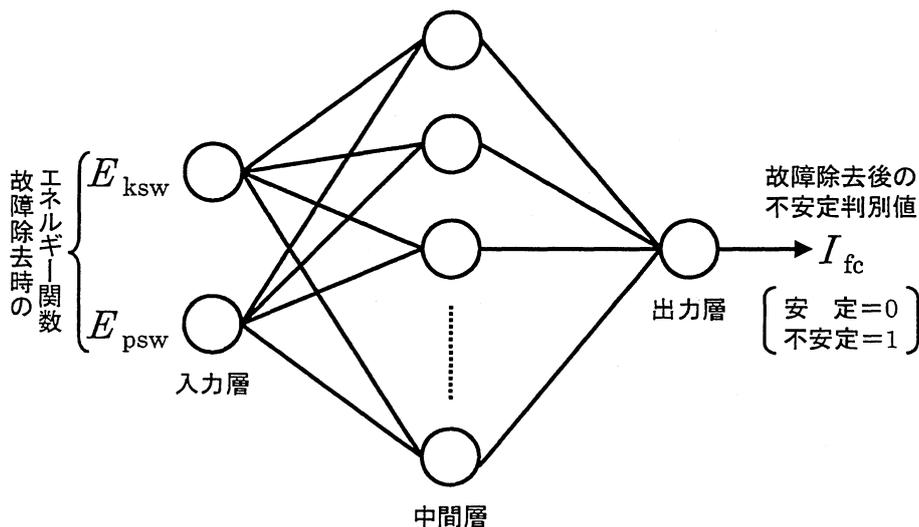


図 3.11: E_{ksw} , E_{psw} を入力情報とする過渡安定度推定システム

3.3.2 安定度推定の具体例

IEEE 10 機 39 母線系統を対象とした過渡安定度推定

ループ状で構成された系統における安定度推定の具体例として、図 3.1 に示す IEEE 10 機 39 母線系統を対象として安定度推定のシミュレーションを実施した。予め想定した故障線路に対して安定度シミュレーションを実施し、得られた結果を教師データとしてニューラルネットワークの学習を行った。学習方法として逆誤差伝播法（BP 法：Back Propagation Method）を用いた^{(7),(8)}。なお、教師データは故障除去後の系統が安定の場合を 0、不安定の場合を 1 に対応させている。

具体的な方法として、故障点を図 3.1 における F_1 地点と想定し、図 3.4 に示した E_{ksw} , E_{psw} に対する故障除去後の安定、不安定の関係を、図 3.11 に示す過渡安定度推定システムに学習させた。中間層のユニット数を 4 以上に増やしても学習誤差は減少しなかったため、4 ユニットの中間層とした。また、学習誤差が $10^{-2} \sim 10^{-3}$ となった時点で学習を終了した。表 3.5 に学習用サンプルを抜粋して示す。

次に、学習を終えたニューラルネットワークを用いることにより、任意の系統状態における E_{ksw} , E_{psw} から安定度推定を実施した。表 3.6 に推定の評価に用いたサンプルを抜粋して示し、安定度推定結果を図 3.12 に示す。同図の○印および×印は、各発電機の相動揺曲線の収束状況から判定した安定、不安定状況をそれぞれ示し、同記号に隣接する（）内の数値は I_{fc} の出力値を示している。同数値はいずれも安定：0、不安定：1 に一致した値で推定されている。

また、故障点を図 3.1 における F_2 地点および F_3 地点と想定し、安定度推定のシミュレーションを実施した。その結果を図 3.13 および図 3.14 に示す。これらの結果からも、すべて安定：0、不安定：1 に一致した値で推定されていることが確認できる。

表 3.5: 学習用サンプル (故障点: F_1)

	故障条件		E_{psw}	E_{ksw}	教師値
	負荷 [%]	故障時間 [s]			
1	80	0.7	0.052	0.319	0
2	80	1.0	0.122	0.520	1
3	100	0.6	0.058	0.562	0
4	100	0.9	0.168	1.118	1
5	120	0.4	0.013	0.546	0
6	120	0.7	0.151	1.401	1
7	140	0.3	0.001	0.564	0
8	140	0.6	0.136	1.928	1
9	160	0.2	0.009	0.438	0
10	160	0.5	0.085	2.312	1

表 3.6: 推定用サンプル (故障点: F_1)

	故障条件		E_{psw}	E_{ksw}	不安定判別値 I_{fc}	
	負荷 [%]	故障時間 [s]			推定値	真値
1	90	0.6	0.043	0.393	0.00	0
2	90	0.9	0.135	0.711	1.00	1
3	110	0.5	0.034	0.581	0.00	0
4	110	0.8	0.170	1.302	1.00	1
5	130	0.4	0.015	0.716	0.00	0
6	130	0.7	0.181	1.962	1.00	1
7	150	0.2	0.006	0.339	0.00	0
8	150	0.5	0.073	1.769	1.00	1

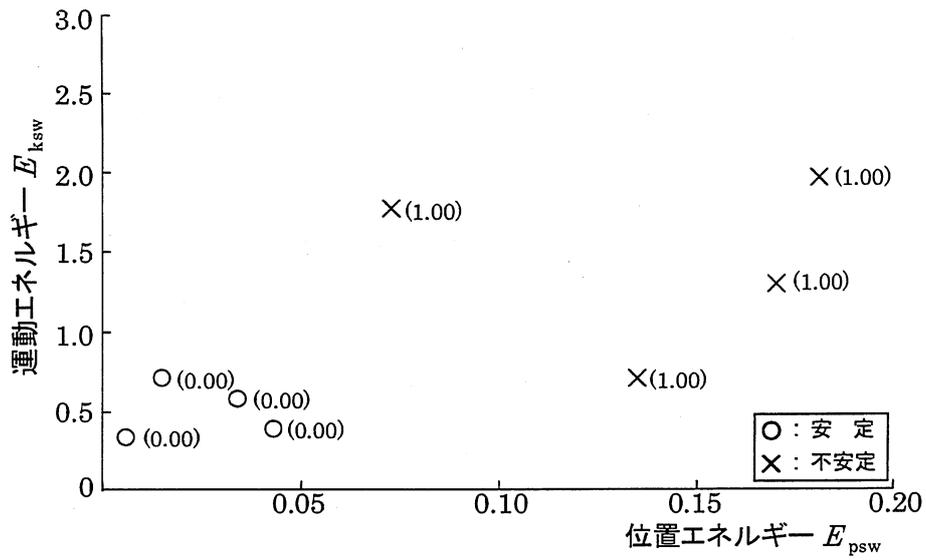


図 3.12: E_{ksw} , E_{psw} を入力情報とする安定度推定結果
(故障点: F_1)

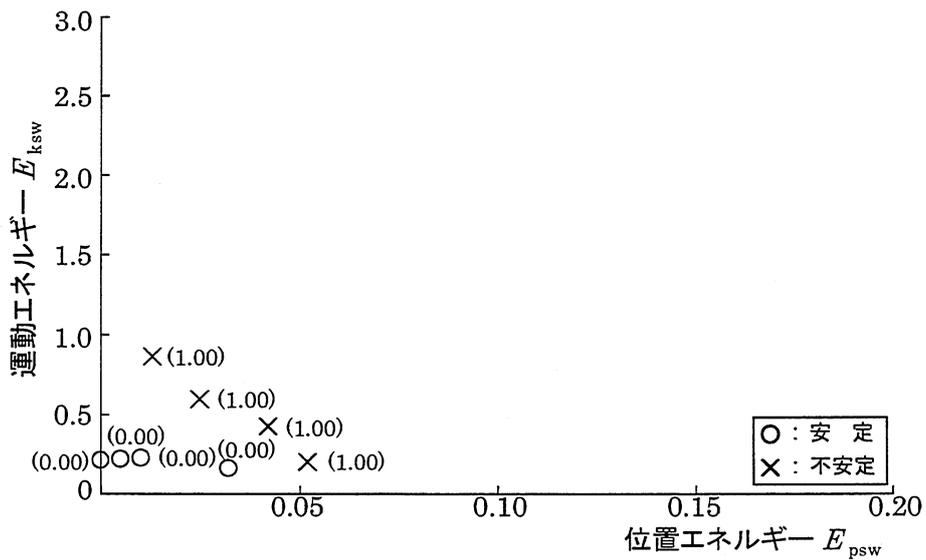


図 3.13: E_{ksw} , E_{psw} を入力情報とする安定度推定結果
(故障点: F_2)

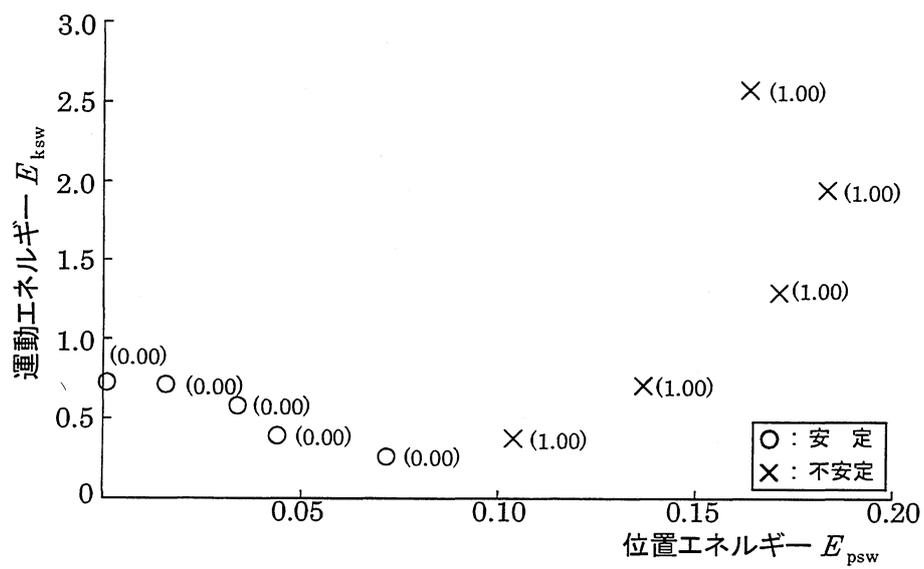


図 3.14: E_{ksw} , E_{psw} を入力情報とする安定度推定結果
(故障点: F_3)

IEEJ WEST10 機系統を対象とした過渡安定度推定

くし型で構成された系統における安定度推定の具体例として、図 3.7 に示す IEEJ WEST 10 機系統を対象として安定度推定のシミュレーションを実施した。故障点を図 3.7 における F_1 地点と想定し、図 3.8 に示した E_{ksw} , E_{psw} に対する故障除去後の安定、不安定の関係を、図 3.11 に示す過渡安定度推定システムに学習させた。中間層のユニット数については、ループ系統の場合と同様に 4 以上に増やしても学習誤差は減少しなかったため、4 ユニットの中間層とした。学習誤差が $10^{-2} \sim 10^{-3}$ となった時点で学習を終了した。

次に、学習を終えたニューラルネットワークを用いることにより、故障除去後における安定度推定のシミュレーションを実施した。学習に用いなかった系統状態における E_{ksw} , E_{psw} の値を過渡安定度推定システムの入力情報とし、 I_{fc} を出力させた。その結果を図 3.15 に示す。同図の○印および×印は、各発電機の位相動揺曲線の収束状況から判定した安定、不安定状況をそれぞれ示し、同記号に隣接する（）内の数値は I_{fc} の出力値を示している。同数値はいずれも安定：0、不安定：1 に近い値で推定されている。

また、故障点を図 3.7 における F_4 地点および F_8 地点と想定し、安定度推定のシミュレーションを実施した。その結果を図 3.16 および図 3.17 に示す。これらの結果もほとんど安定：0、不安定：1 に近い値で推定されている。しかし、故障点を F_4 地点と想定した場合における安定、不安定の境界付近において、予め実施した安定度シミュレーションの結果では安定であったにもかかわらず、不安定と推定してしまった系統状態が 1ヶ所見られた（図中の判別値にアンダーラインで示す）。

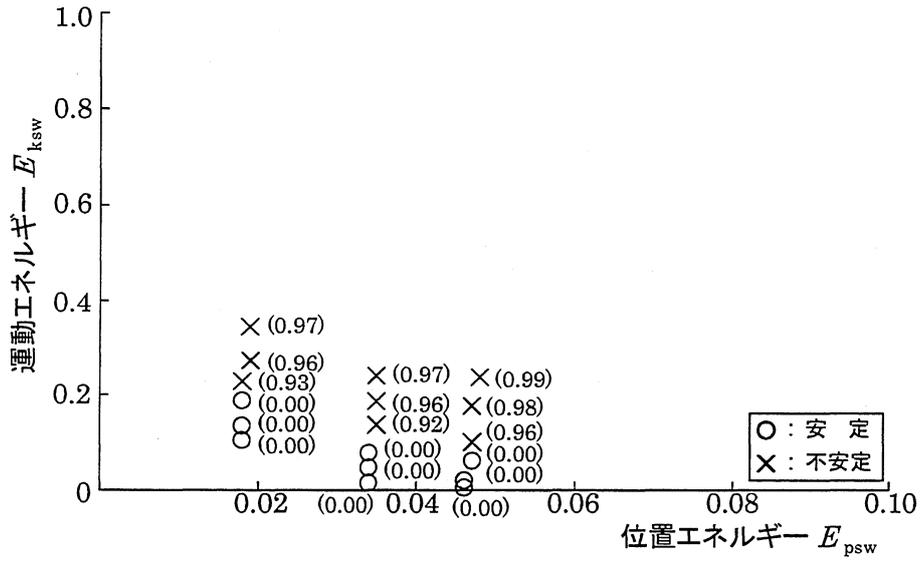


図 3.15: E_{ksw} , E_{psw} を入力情報とする安定度推定結果
(故障点: F_1)

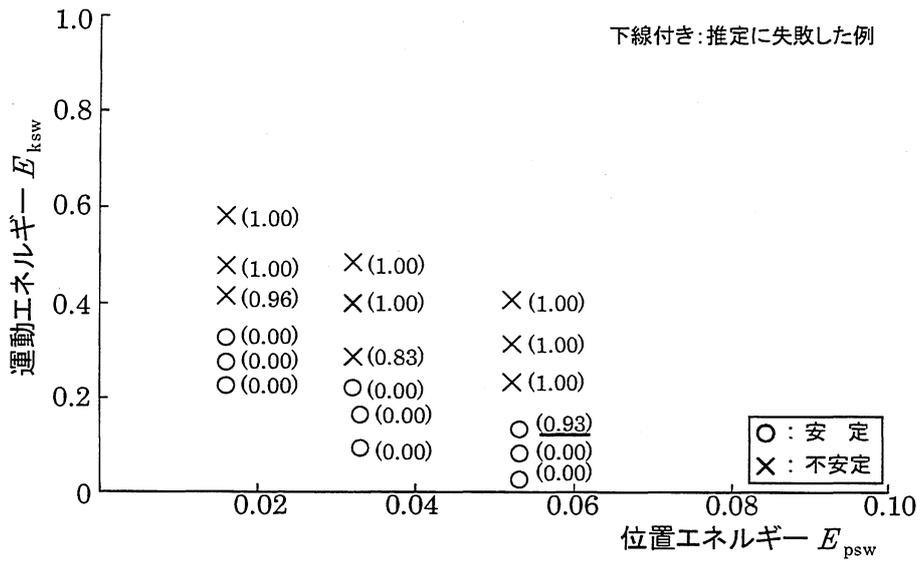


図 3.16: E_{ksw} , E_{psw} を入力情報とする安定度推定結果
(故障点: F_4)

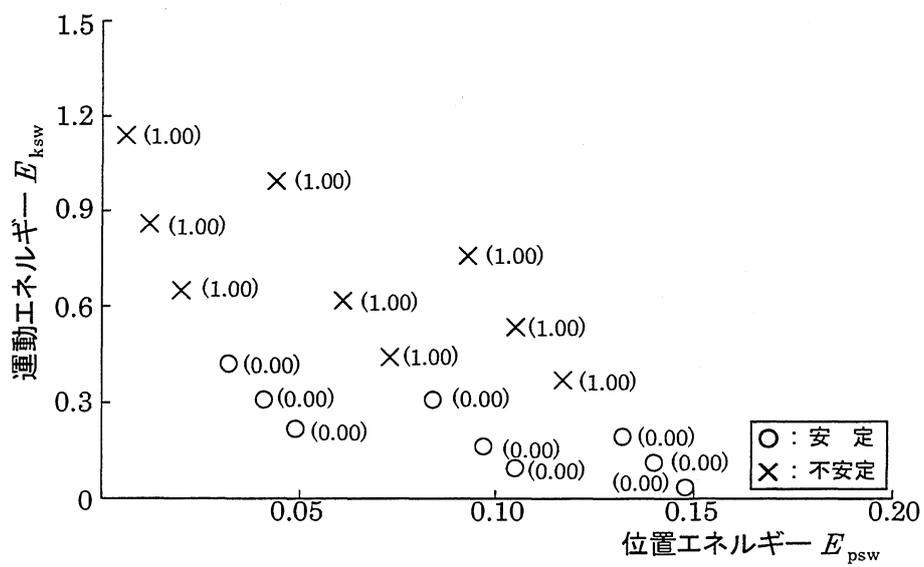


図 3.17: E_{ksw} , E_{psw} を入力情報とする安定度推定結果
(故障点: F_8)

3.4 故障点情報を与える安定度推定

3.4.1 故障点情報を与える過渡安定度推定システム

前節で提案した過渡安定度推定システム（図 3.11 に示す）は、個々の故障線路に対応して構築する必要がある。そこで、想定される様々な故障点に対して適用できる推定システムとするため、入力情報として故障除去時点におけるエネルギー関数値 E_{ksw} 、 E_{psw} の他に、故障点情報を追加した新たな過渡安定度推定システムを図 3.18 のように構築した。

この推定システムは、中間層を 1 層とした 3 層階層型ニューラルネットワークで構築されている。入力層は E_{ksw} 、 E_{psw} および故障点 $F_1 \sim F_n$ に対応する故障点情報 n 個の計 $(n+2)$ ユニットとし、出力層は故障除去後の不安定判別値 I_{fc} （安定：0，不安定：1）を対応させた。ここで故障点情報は、想定される故障線路の各々に対応したユニットとし、故障が発生した線路に 1，健全な線路に 0 を対応させ、想定する故障点 $F_1 \sim F_n$ のうち、必ず 1ヶ所で故障が発生するという場合を想定した。

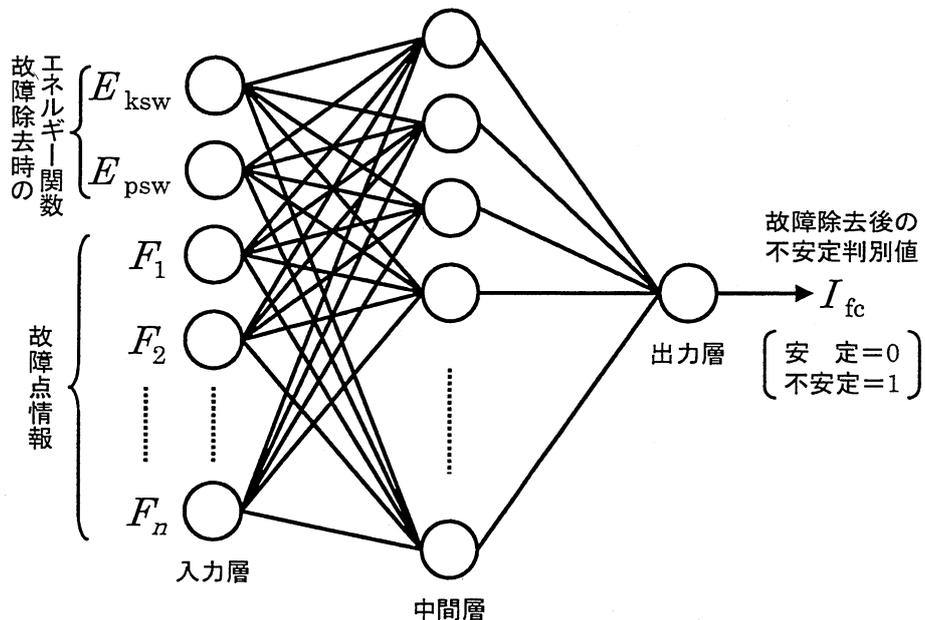


図 3.18: 故障点情報を与える過渡安定度推定システム

3.4.2 故障点情報を与える安定度推定の具体例

IEEE 10 機 39 母線系統を対象とした過渡安定度推定

(1) 3 地点故障情報を用いた場合 故障点情報を与える安定度推定の具体例として、ループ状で構成された IEEE 10 機 39 母線系統（図 3.1 に示す）を対象として実施した。まず、故障点を同図における $F_1 \sim F_3$ 地点 ($n = 3$) のうちいずれか 1ヶ所と想定した。図 3.4～図 3.6 に示した E_{ksw} , E_{psw} に対する故障除去後の安定, 不安定の関係を, 安定の場合を 0, 不安定の場合を 1 として図 3.18 に示す過渡安定度推定システムに学習させた。

次に, 学習を終えたニューラルネットワークに対して学習に用いなかった系統状態における E_{ksw} , E_{psw} の値を用いることにより, 故障除去後における安定度推定を実施した。その結果を図 3.19～図 3.21 に示す。同図の○印および×印は, 各発電機の位相動揺曲線の収束状況から判定した安定, 不安定状況をそれぞれ示し, 同記号に隣接する () 内の数値は I_{fc} の出力値を示している。同数値はいずれも安定 : 0, 不安定 : 1 に近い値で推定されている。

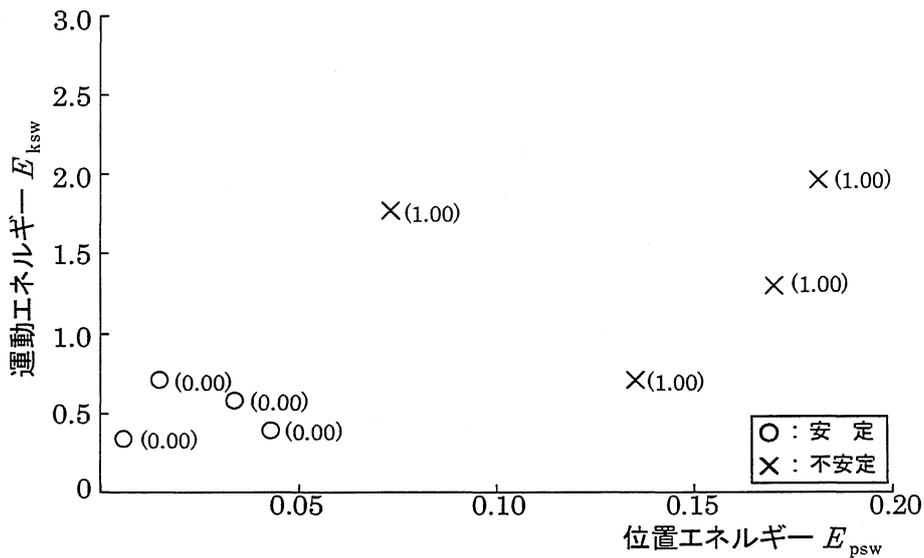


図 3.19: 3 地点故障情報を与えた安定度推定結果
(故障点 : F_1)

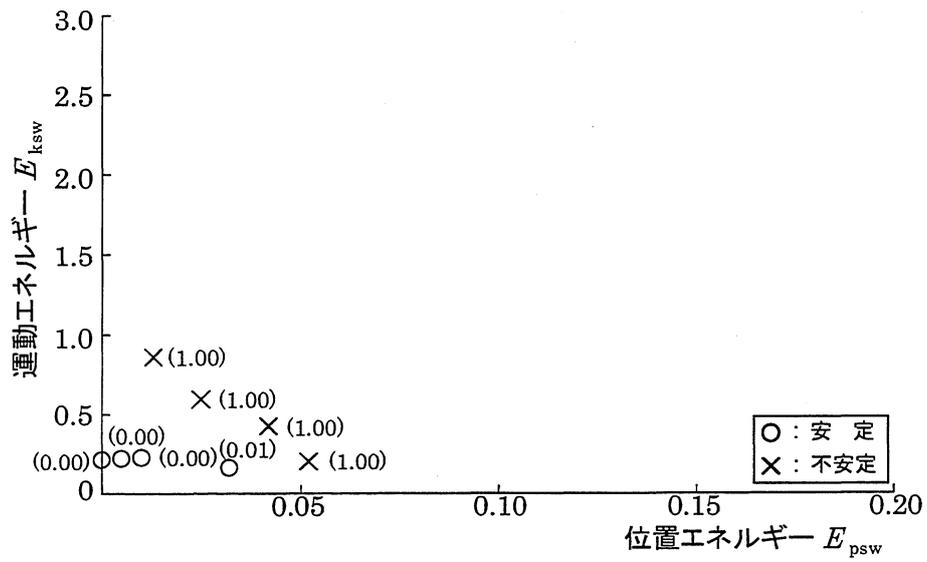


図 3.20: 3 地点故障情報を与えた安定度推定結果
(故障点: F_2)

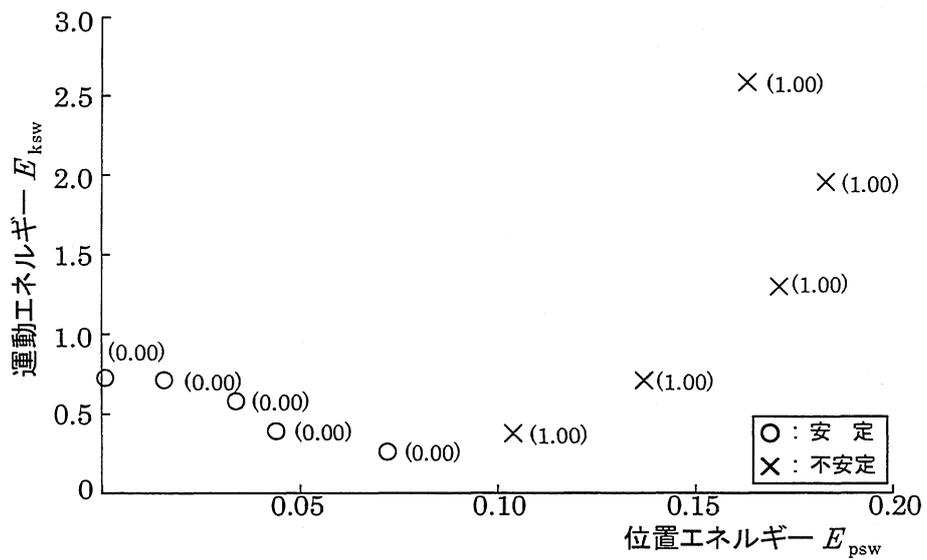


図 3.21: 3 地点故障情報を与えた安定度推定結果
(故障点: F_3)

(2) 6地点故障情報を用いた場合 想定する故障点を6地点とした場合について、前述の3地点の場合と同様の検討を行った。想定故障線路として図3.1における $F_1 \sim F_3$ 地点の他に $F_4 \sim F_6$ 地点を追加し、図3.18に示す過渡安定度推定システムに合計6地点($n=6$)の故障点情報を入力し、学習を試みた。学習に用いなかった系統状態における E_{ksw} 、 E_{psw} から安定度推定を実施した結果のうち、故障点を $F_1 \sim F_3$ 地点と想定した場合の結果を図3.22～図3.24に示す。同図の○印および×印は、各発電機の位相動揺曲線の収束状況から判定した安定、不安定状況をそれぞれ示し、同記号に隣接する()内の数値は I_{fc} の出力値を示している。図3.22～図3.24は、3地点故障情報を与えた場合の結果である図3.19～図3.21と同じ系統状態と故障条件を与えて、過渡安定度推定システムの学習、推定を行った場合の結果である。()内に示す I_{fc} は、3地点故障情報を与えた場合と同様に、すべて安定:0, 不安定:1の値で推定されている。

また、故障点を図3.1における $F_4 \sim F_6$ 地点と想定した場合も、 $F_1 \sim F_3$ 地点と想定した場合とほぼ同程度の精度で推定結果が得られた。

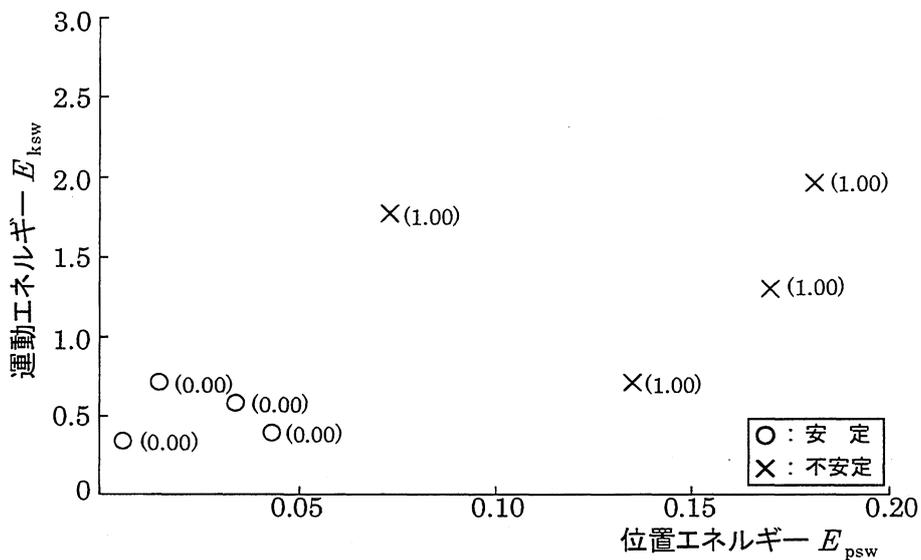


図 3.22: 6地点故障情報を与えた安定度推定結果
(故障点: F_1)

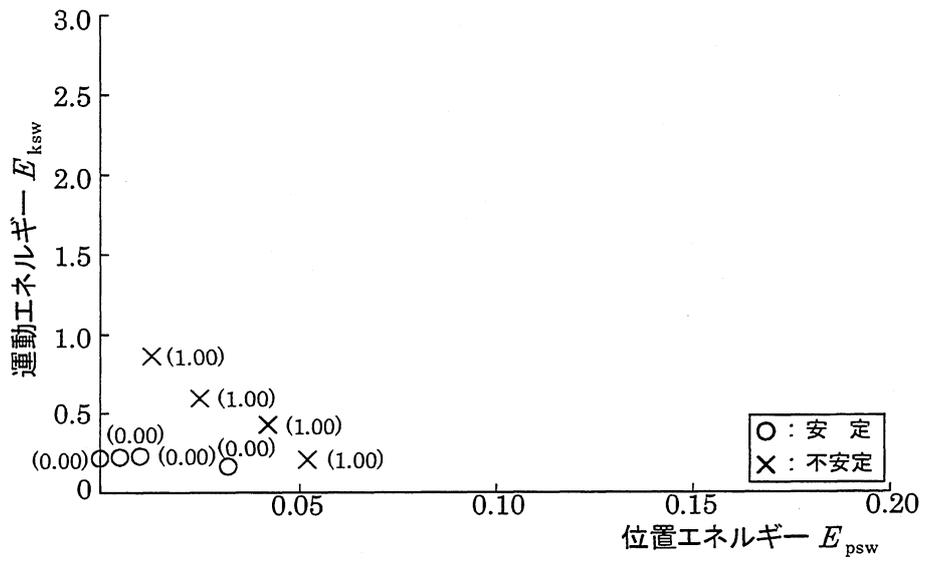


図 3.23: 6 地点故障情報を与えた安定度推定結果
(故障点: F_2)

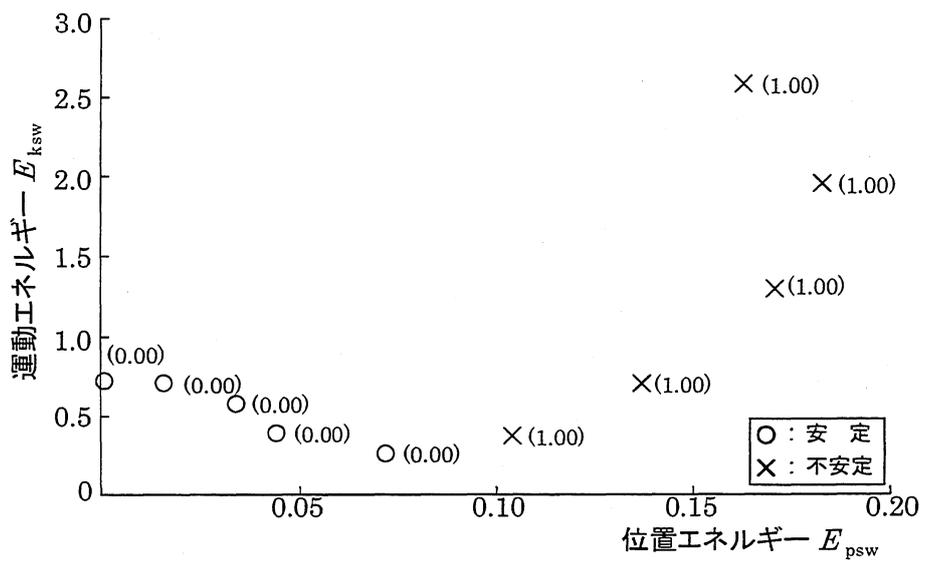


図 3.24: 6 地点故障情報を与えた安定度推定結果
(故障点: F_3)

(3) 34 地点故障情報を用いた場合 想定する故障点を, 図 3.1 におけるシミュレーション可能な全送電線 34 地点として同様の検討を行った。想定故障線路を $F_1 \sim F_{34}$ の計 34 地点 ($n = 34$) の故障点情報を入力し, 学習を試みた。学習に用いなかった系統状態における E_{ksw} , E_{psw} から安定度推定を実施した。34 地点のうち $F_1 \sim F_3$ 地点における結果を図 3.25 ~ 図 3.27 に示す。同図の○印および×印は, 各発電機の位相動揺曲線の収束状況から判定した安定, 不安定状況をそれぞれ示し, 同記号に隣接する () 内の数値は I_{fc} の出力値を示している。同数値はいずれも安定:0, 不安定:1 に近い値で推定されているが, 故障点を F_3 地点と想定した場合において, 予め実施した安定度シミュレーションの結果では不安定であったにもかかわらず, 安定と推定してしまった系統状態が 1ヶ所見られた。その他の故障点においても, 推定に失敗した系統状態が数ヶ所見られた。

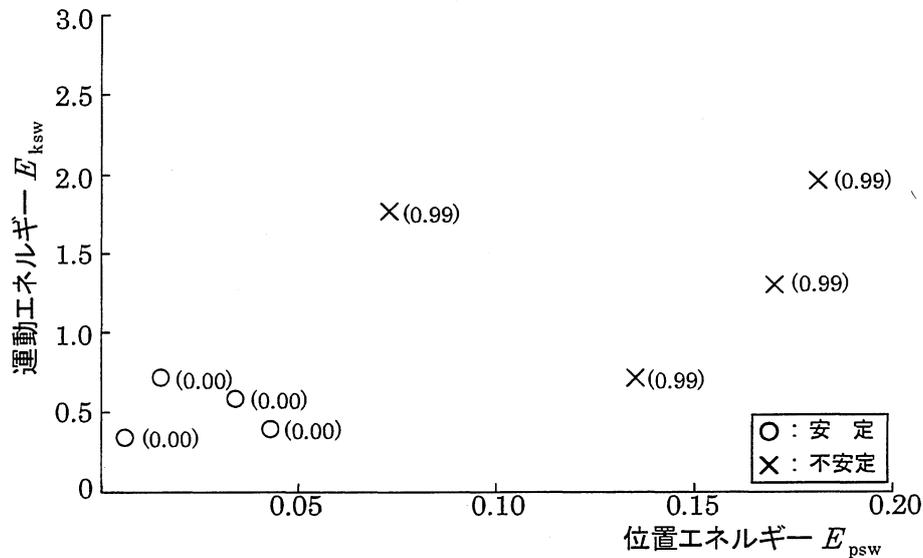


図 3.25: 34 地点故障情報を与えた安定度推定結果
(故障点: F_1)

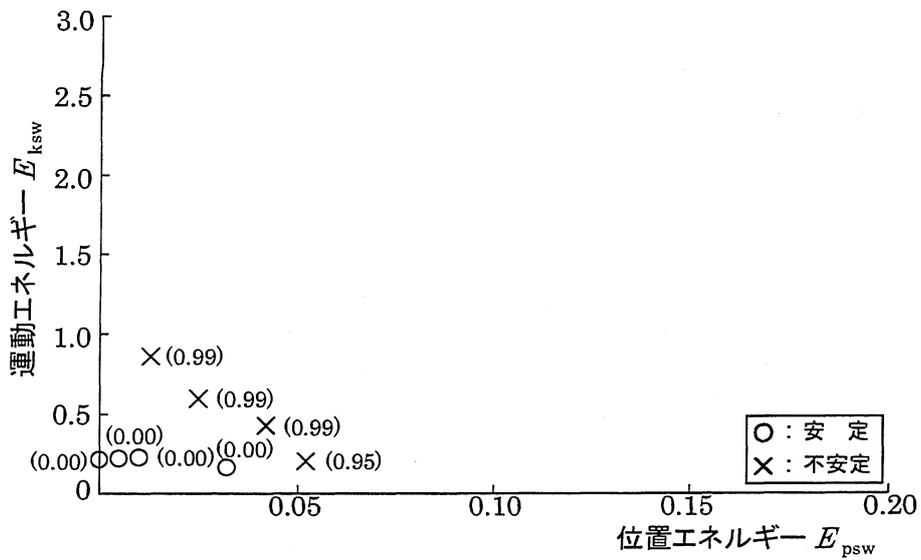


図 3.26: 34 地点故障情報を与えた安定度推定結果
(故障点: F_2)

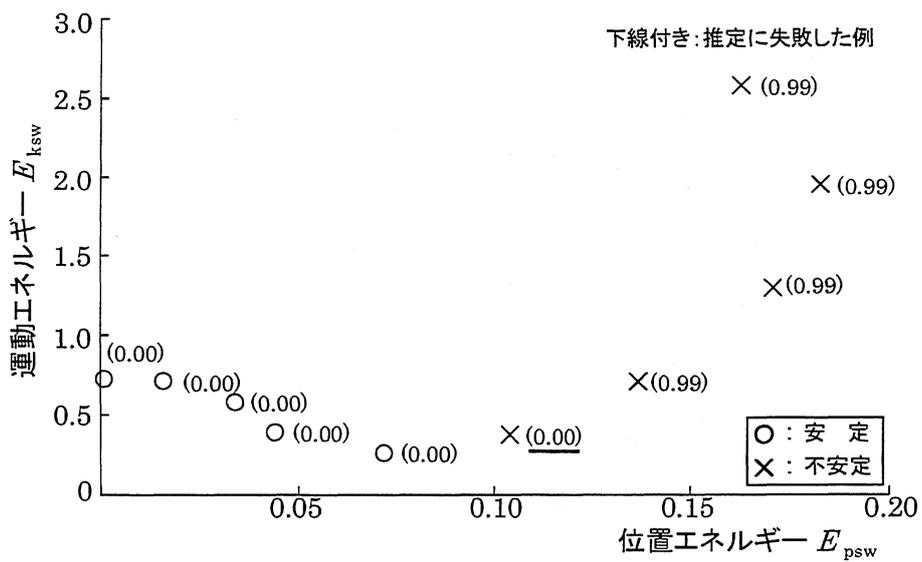


図 3.27: 34 地点故障情報を与えた安定度推定結果
(故障点: F_3)

(4) 検討 図 3.18 に示した過渡安定度推定システムを用いることにより、想定する故障線路数（故障点情報のユニット数）を変えて安定度推定のシミュレーションを実施した。先に示した想定故障線路数が 3, 6, 34ヶ所の他に 10ヶ所 ($n = 10$) の場合にも同様の安定度推定シミュレーションを実施し、4種類の推定システムのそれぞれについて比較検討した。3, 6, 10 地点の故障点情報を入力として安定度推定を実施した場合は、出力される I_{fc} は安定：0, 不安定：1 にほとんど近い値となり、各発電機の位相動揺曲線の収束状況から判定した結果とすべて一致した。しかし、34 地点の故障点情報を入力として安定度推定を実施した場合は、安定度シミュレーションの結果では不安定を示しているものの推定結果において安定を示した場合や、またその逆の結果を示す場合が数ヶ所見られた。これは、推定システムの入力ユニット数が 36 個と非常に多く、ニューラルネットワークの学習が困難となり、推定結果が予め実施した安定度シミュレーションの結果と完全に一致しなかったものと考えられる。

また、故障点情報に関して、3, 6, 10, 34ヶ所とした4種類の推定システムのそれぞれについて、全送電線の故障に対応できるように必要な推定システムの個数、推定システム 1 個当たりの学習に要する時間および安定度シミュレーションによる安定判別と推定結果とが一致した割合をまとめて表 3.7 に示す。同表より、推定システムの入力情報として与える故障点情報が少ない場合には、必要な推定システムの個数は多くなるが、推定システム 1 個の学習に要する時間は短くなる。逆に、入力情報として与える故障点情報が 34ヶ所の場合には、必要な推定システムは 1 個であるが、その学習に要する時間は長く、確実な安定度推定ができていない。以上のことから、一つの推定システムに与える故障点情報は、必要な計算時間、推定精度からみて 6ヶ所程度が妥当であると思われる。

表 3.7: 故障点情報のユニット数による各推定システムの比較

故障点情報のユニット数	必要な推定システムの個数	推定システム 1 個に要する学習時間 (注)	シミュレーションと推定値との一致率
3 個	12 個	5 sec.	100 %
6	6	9	100
10	4	25	100
34	1	150	96

(注)：使用計算機の仕様：Intel PentiumII, 266MHz

IEEE WEST10 機系統を対象とした過渡安定度推定

故障点情報を与える安定度推定の具体例として、くし型で構成された IEEE WEST10 機系統（図 3.7 に示す）を対象として実施した。故障点を同図における $F_1 \sim F_8$ 地点（ $n = 8$ ）のうちいずれか 1ヶ所と想定した。8 地点のうち、 F_1 、 F_4 および F_8 地点における結果を図 3.28～図 3.30 に示す。同図の○印および×印は、各発電機の位相動揺曲線の収束状況から判定した安定、不安定状況をそれぞれ示し、同記号に隣接する（ ）内の数値は I_{fc} の出力値を示している。同数値はほとんど安定：0、不安定：1 に近い値で推定されているが、安定、不安定の境界付近において、予め実施した安定度シミュレーションの結果と I_{fc} が一致しない系統状態が数ヶ所見られた（図中の推定値にアンダーラインで示す）。

また、故障点として図 3.7 における $F_2 \sim F_3$ および $F_5 \sim F_7$ 地点を想定した場合においても、図 3.28～図 3.30 に示した結果とほぼ同程度の精度で推定結果が得られた。

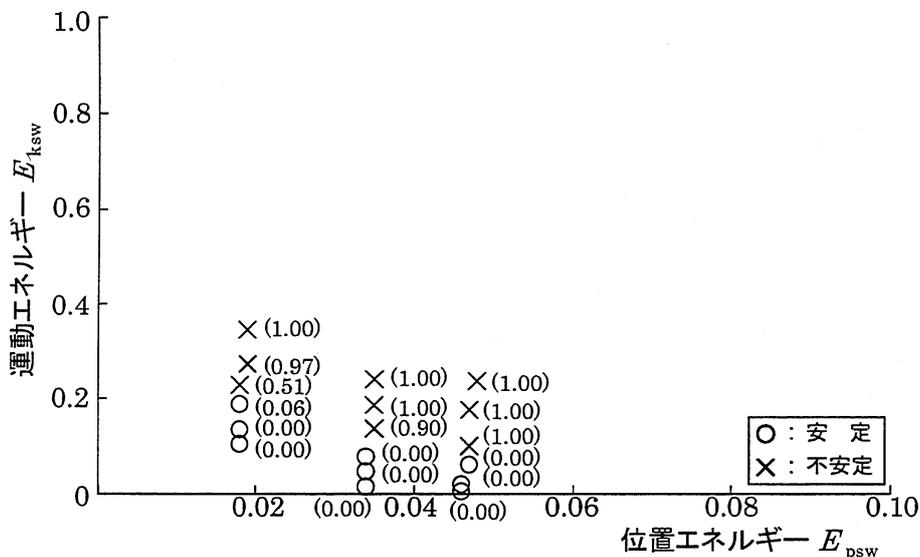


図 3.28: 8 故障点情報を与えた安定度推定結果
(故障点: F_1)

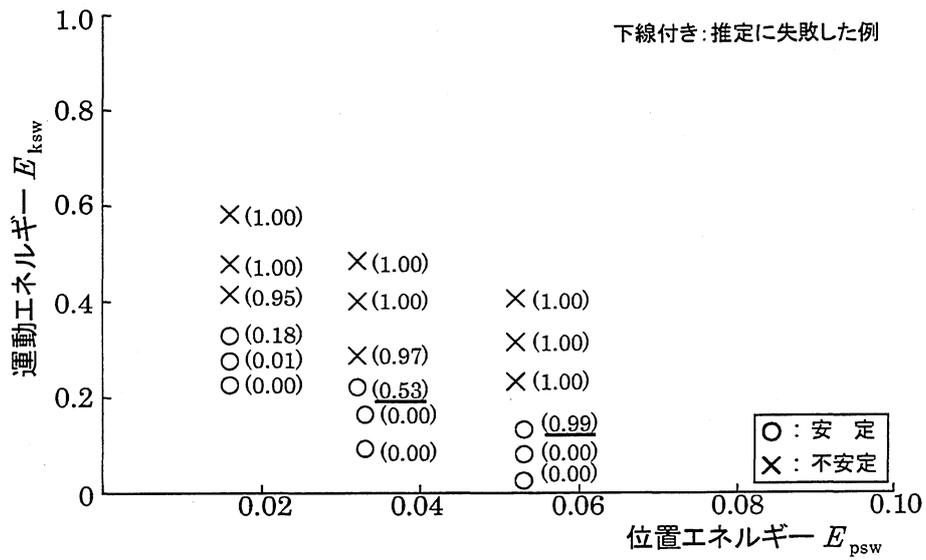


図 3.29: 8 故障点情報を与えた安定度推定結果
(故障点: F_4)

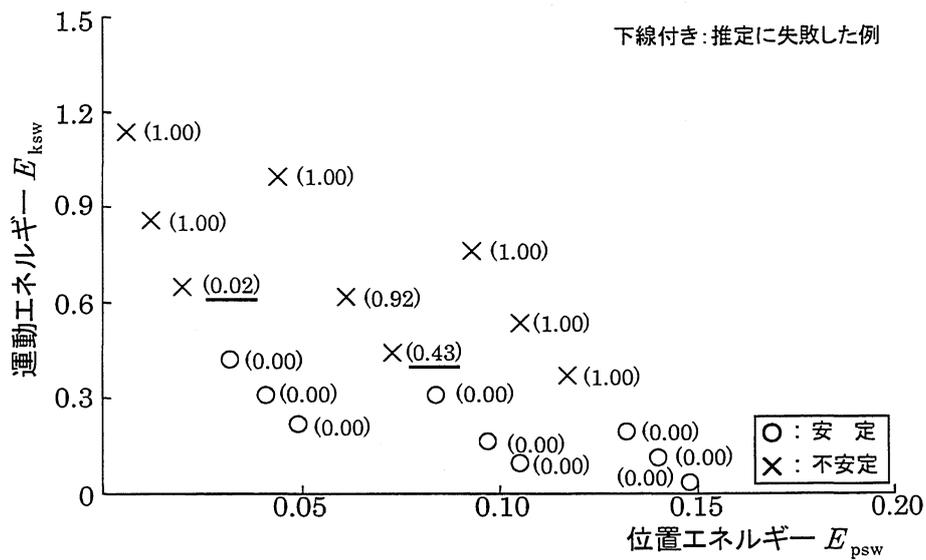


図 3.30: 8 故障点情報を与えた安定度推定結果
(故障点: F_8)

3.5 あとがき

電力系統故障時において、系統安定度をオンラインで高速かつ高精度に算出することは、電源制限等の安定化対策を想定する場合、大変重要であると考えられる。本章では、故障除去後の系統における安定度に関して、ニューラルネットワークによる過渡安定度推定システムを構築し、モデル系統に対して適用することによりその有効性を検証した。まず、故障線路が同一である場合、系統の負荷状態や故障継続時間によらず、一定の安定領域が故障除去時点における運動エネルギー E_{ksw} および位置エネルギー E_{psw} により与えられることを確認し、これらの値を入力情報とする過渡安定度推定システムを構築した。ループ状系統（IEEE 10 機 39 母線系統）およびくし型系統（IEEJ WEST10 機系統）を対象として安定度推定のシミュレーションを実施したところ、比較的良好な安定度の推定結果が得られ、提案手法の有効性が実証できた。

さらに、故障点情報を過渡安定度推定システムの入力情報に付加することにより、想定される複数の故障線路に対して共通に適用可能な過渡安定度推定システムを構築した。故障除去時点のエネルギー関数値 2 ユニットに故障点情報 n ユニットの加えた計 $n + 2$ ユニットを入力情報とする過渡安定度推定システムを、モデル系統を対象とする安定度推定に適用した。その結果、比較的良好な推定結果が得られる事を確認したが、安定、不安定の境界付近における故障条件のもとでは、予め実施した安定度シミュレーションの結果と推定結果とが一致しない例が見られることも確認できた。これは、ニューラルネットワークが非線形な境界付近のパターンに対して学習困難になることが要因であると考えられるため、過学習とならない程度の適切なパターン数を用いてニューラルネットワークの学習を行う必要があると考えられる。

また、入力情報の過多もニューラルネットワークの学習困難を引き起こす要因と考えられるため、ひとつの過渡安定度推定システムに用いる故障点情報のユニット数も考慮する必要がある。全送電線の故障に対応可能な過渡安定度推定システムの構築に要する学習時間と推定精度とを比較検討した結果、ひとつのシステムに用いる故障点情報のユニット数は 6 個程度とすることが妥当であることを示した。

以上より、電力系統における故障発生を想定し、モデル系統を対象として故障線路除去後の安定度推定のシミュレーションを実施したところ、故障除去時点におけるエネルギー関数値を入力情報としたニューラルネットワークを利用する安定度推定手法の有効性が検証できたと言える。また、ニューラルネットワークはオフライン学習が可能である。故障除去時点の各発電機位相や角速度の情報をオンラインで入手し、それらをもとに算出した E_{ksw} , E_{psw} をオフライン学習が完了した過渡安定度推定システムに入力することにより、系統安定度を瞬時に推定可能となる。したがって、電源制限等の安定化対策を想定する場合においてもオンラインでの利用が可能であると考えられる。

参考文献

- (1) Y. Okamoto: "Study on Multiple Root State of Power Flow Solutions and Field Test Results of Static Stability", *T.IEE Japan*, Vol.101-B, No.12, pp.727-734 (1981-12)
(in Japanese)
岡本靖司:「電力潮流解の重根状態と定態安定度実測結果の考察」, 電学論 B, 101, 12, pp.727-734 (1981-12)
- (2) Y. Azuma, H. Miyagi, and T. Taniguchi: "Construction of Lyapunov Function for Multimachine Power Systems", *T.IEE Japan*, Vol.102-B, No.9, pp.589-596 (1982-9)
(in Japanese)
東靖弘・宮城隼夫・谷口経雄:「多機電力システムのリアプノフ関数構成」, 電学論 B, 102, 9, pp.589-596 (1982-9)
- (3) Y. Xue, Th. Van Cutsem, and M. Ribbens-Pavella: "A Simple Direct Method for Fast Transient Stability Assessment of Large Power Systems", *IEEE Trans Power Syst*, Vol.3, No.2, pp.400-412 (1988-5)
- (4) Y. Xue, et al.: Dynamic Extended Equal Area Criterion, Part1 Basic Formulation, Athens Power Tech (1993)
- (5) 関根泰次:「電力系統解析理論」, 電気書院 (1971)
- (6) 電力系統モデル標準化調査専門委員会:「電力系統の標準モデル」, 電気学会技術報告, No.754 (1999-11)
- (7) 中野馨, 飯沼一元, ニューロンネットグループ, 桐谷滋:「ニューロコンピュータ: 入門と実習」, 技術評論社 (1989)
- (8) 馬場則夫, 小島史男, 小澤誠一:「ニューラルネットの基礎と応用」, 共立出版 (1994)

第4章 電力系統故障時における電源制限発電機の選択法

4.1 まえがき

電力系統において故障が発生した場合、適切な安定化対策を実施するために、故障除去後の系統安定度を瞬時に推定することが必要である。その一手法として、ニューラルネットワークを用いた安定度推定手法を前章で提案し、その有効性を確認した。故障除去後の系統が不安定であると推定された場合、故障の影響が系統全体に波及することを未然に防止するため、適切な安定化対策が必要となる。その安定化対策の一つに電源制限が検討されている⁽¹⁾⁻⁽³⁾。一般に、系統内で地絡故障などが発生した場合、故障継続中は発電機は加速し、故障除去が遅れると発電機は同期を保つことができず脱調してしまう。この場合、適切な発電機（1機もしくは複数機）を遮断（電源制限）することにより、残りの発電機の脱調を防止することが可能となる。

本章では、電源制限に関して、故障除去時点におけるエネルギー関数値から最適な遮断発電機を選択を可能とするシステムを提案する。この電源制限発電機選択システムは、前章で提案したニューラルネットワークによる過渡安定度推定システムを発展させ、電源制限実施後における安定度の面から適切と考えられる遮断発電機を選択を可能としている。

まず、任意の故障点における重大故障発生時において、想定される電源制限発電機遮断後における系統安定化領域が、故障除去時点における運動エネルギー E_{ksw} および位置エネルギー E_{psw} により与えられることを確認する。つまり、 E_{ksw} 、 E_{psw} の大きさと電源制限実施後の系統安定度とに相関性が認められることから、これらの値を電源制限発電機を選択に利用することが可能であることを確認している。

次に、電源制限実施後における安定度余裕 I_{gs} を定義し、想定遮断発電機ごとに I_{gs} を算出し、その大小比較から遮断発電機を選択を可能としたシステムを構築する。具体的な電源制限発電機選択のシミュレーションを、くし型で構成されたモデル系統を対象として実施し、提案する電源制限発電機選択システムの有効性を実証し、オンラインでの利用可能性を確認している。

さらに、電源制限発電機選択に関して、従来法である運動エネルギーの実時間変化から遮断発電機を決定する手法との比較検討を行っている。

4.2 電源制限を考慮した安定領域

図 4.1 に示す IEEJ WEST10 機系統⁽⁴⁾を対象として、電源制限を想定した安定度シミュレーションを実施した。本系統は、第 3 章で取り扱ったくし型系統モデルである。図 4.1 中央部のノード 6 における母線故障発生後、故障除去に伴って負荷 L6 が永久脱落した場合を想定した。標準負荷の 85%（それぞれの発電機、負荷が標準値の 85%）、故障継続時間 150ms とした場合における、発電機 G10 を基準とした位相動揺曲線を図 4.2 および図 4.3 に示す。なお、図 4.2 は、故障除去後 50ms において発電機 G2 を遮断した場合、図 4.3 は電源制限を実施しない場合である。これらの図から、この故障条件では G2 遮断による電源制限効果が得られたと言える。

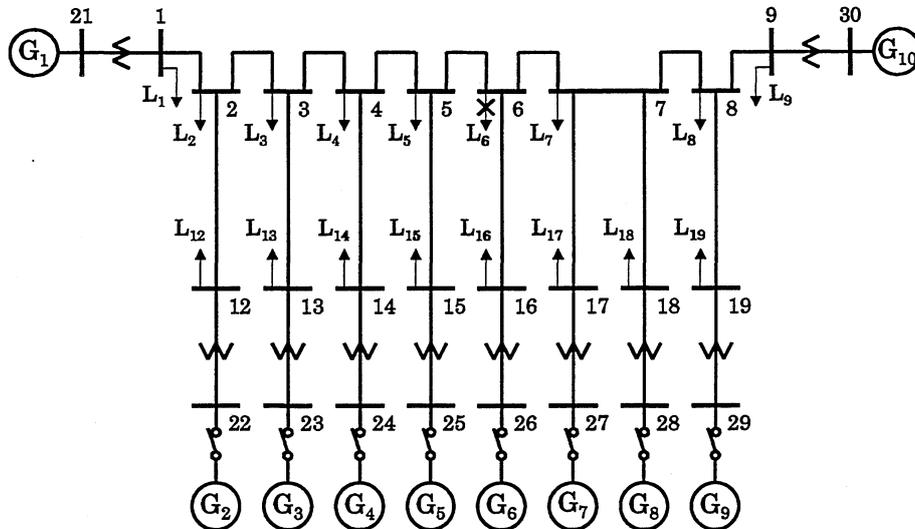


図 4.1: IEEJ WEST10 機系統

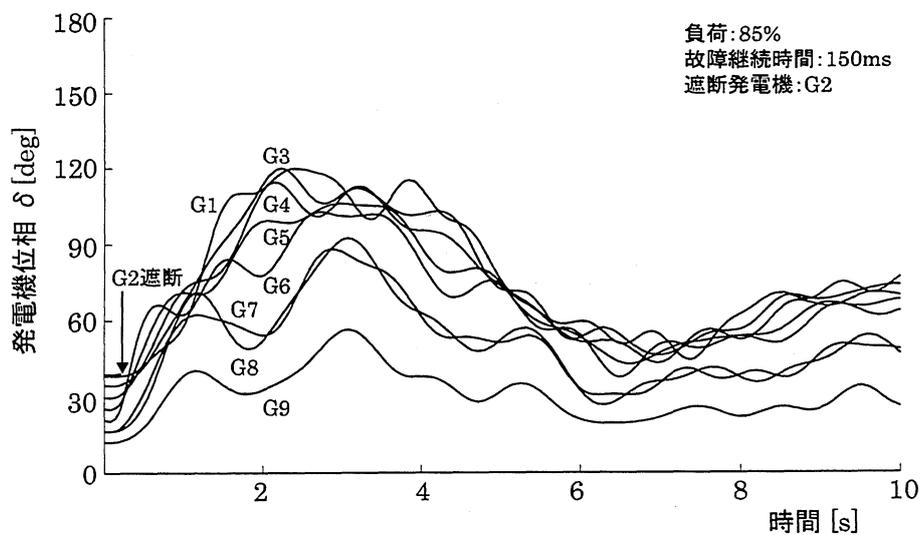


図 4.2: 位相動揺曲線 (G2 遮断)

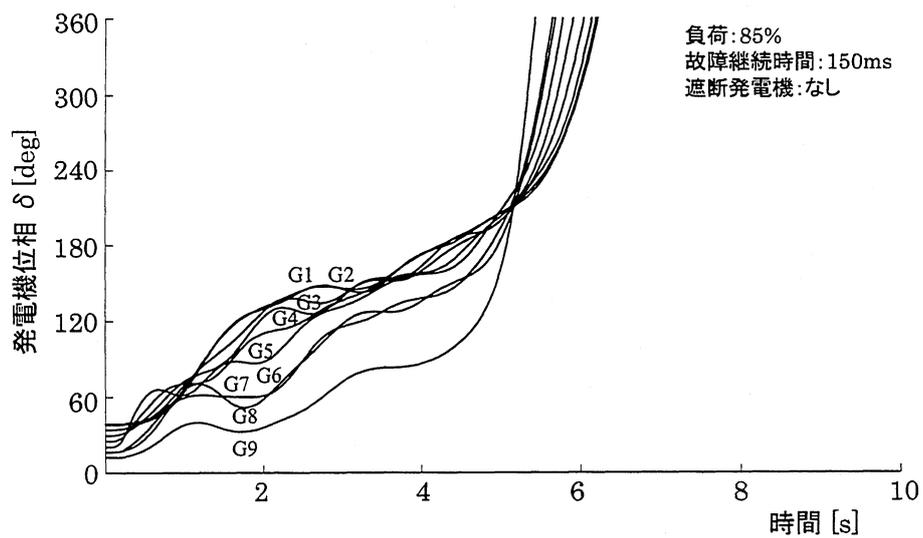


図 4.3: 位相動揺曲線 (電源制限なし)

このような各発電機動揺の様相は、負荷の大きさや故障継続時間によって変化する。そこで、負荷の大きさおよび故障継続時間の組み合わせを変えて同様のシミュレーションを実施し、図 4.2 および図 4.3 と同様の位相動揺曲線を求め、G2 遮断による電源制限効果の有無を調べた。その結果は、G2 を遮断せずとも安定な場合、G2 を遮断しなければ不安定であるが遮断すれば安定化する場合、G2 を遮断しても安定にならない場合の 3 通りに場合分けできる。ここでのシミュレーションでは、負荷の大きさに関しては、故障発生前の負荷および発電機出力を標準値に対して 70% から 102.5% まで 2.5% 刻みで、故障継続時間に関しては、50ms から最大 500ms まで 50ms 刻みで変化させた。なお、故障線路除去は、通常 50~100ms で実施されているが、遮断器等が不慮の要因により想定時間内に働かなかつた場合などにも対応できるように、故障継続時間をあえて長めの 500ms まで想定した。

以上の G2 遮断の効果の調査と同時に、第 3 章で導出したエネルギー関数値 E_{ksw} 、 E_{psw} を算出した。 E_{ksw} 、 E_{psw} と G2 遮断の効果との関係を図 4.4 に示す。同図において、故障除去後の系統が G2 を遮断することなく安定となる場合を○印、G2 を遮断することにより安定化する場合を▲印、G2 を遮断しても不安定のままとなる場合を×印で示している。これらの結果から、G2 遮断による系統安定化領域（図中▲印で示す領域）が $E_{ksw}-E_{psw}$ 平面状に存在することがわかる。すなわち、系統安定化領域を E_{ksw} および E_{psw} で表すことができると言える。

遮断発電機を G3~G9 のうち、いずれか 1 機とした場合において同様の電源制限シミュレーションを実施し、そのうち G7、G9 を遮断発電機と想定した場合の結果を図 4.5 および図 4.6 に示す。これらの結果からも、G2 を遮断した場合と同様に、系統安定化領域を E_{ksw} および E_{psw} の値により表すことができると言える。G3~G6 のいずれかを遮断発電機とした場合においては、図 4.4 とほぼ等しい安定化領域が得られ、G8 を遮断発電機とした場合においては、図 4.6 とほぼ等しい結果が得られた。

以上の結果から、故障点から比較的近隣の G7 を遮断発電機とする場合における安定化領域が最も広く、電源制限効果が最も期待できると考えられる。逆に G9 を遮断発電機とした場合には、安定化領域は最も狭く、特に故障継続時間が比較的短い領域で顕著である。

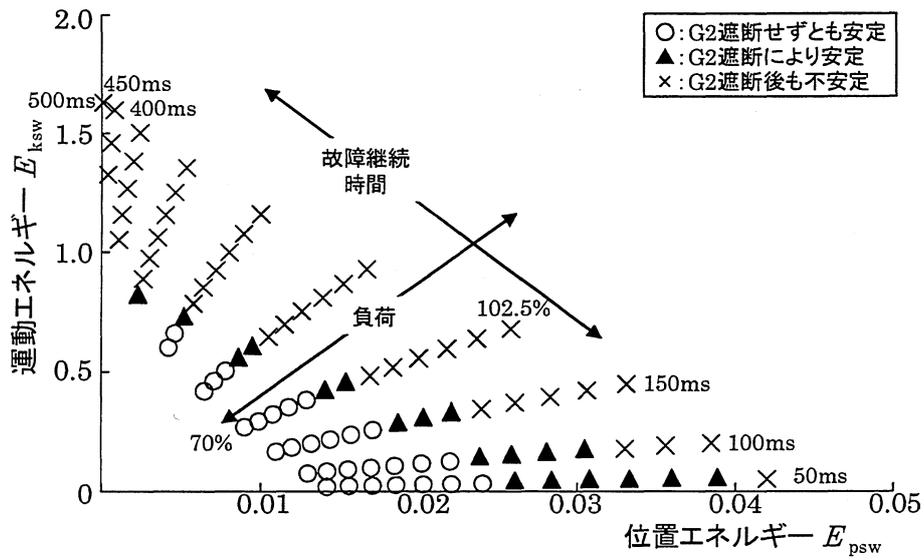


図 4.4: G2 遮断を想定した安定度シミュレーション結果

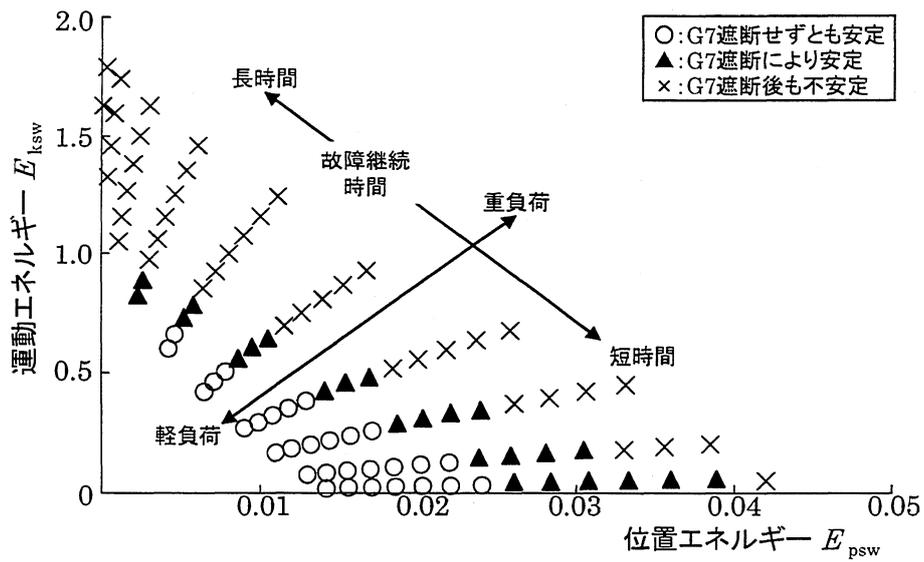


図 4.5: G7 遮断を想定した安定度シミュレーション結果

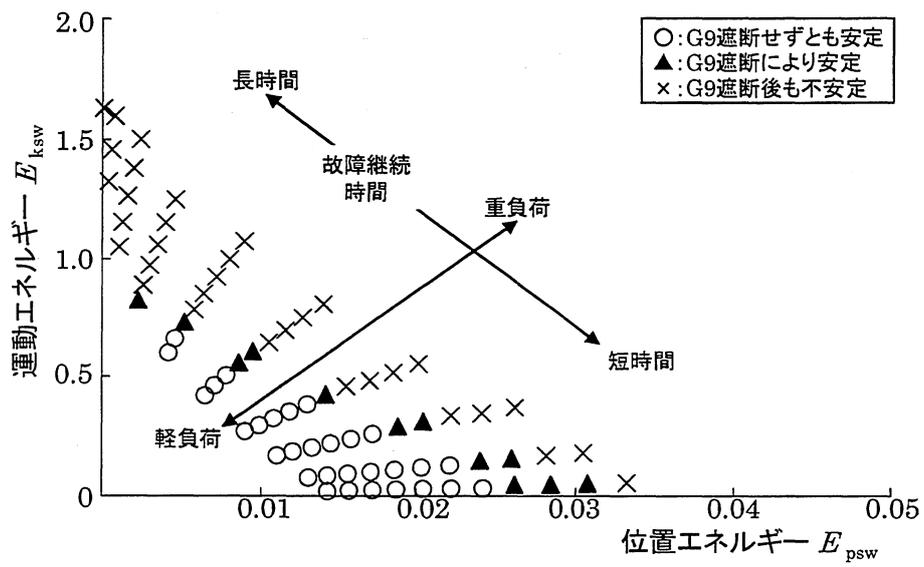


図 4.6: G9 遮断を想定した安定度シミュレーション結果

4.3 安定度余裕を考慮した電源制限発電機の選択シミュレーション

4.3.1 電源制限発電機選択システムの構築

前節の結果から、電源制限実施時における対象発電機遮断後の系統安定化領域を、 E_{ksw} および E_{psw} の値により表すことができると言える。そこで、電源制限実施後の安定度余裕から見て、適切と考えられる遮断発電機を選択システムを図 4.7 のように構築した。この選択システムは、3 層階層型ニューラルネットワークで構成され、学習方法として BP (Back Propagation) 法を用いた^{(6),(7)}。入力層は、故障除去時点におけるエネルギー関数値 E_{ksw} 、 E_{psw} の 2 ユニット、出力層は故障除去後の不安定判別値 I_{fc} および電源制限実施後の安定度余裕 I_{gs} の 2 ユニットとした。中間層は 1 層とし、学習時の収束状況、学習誤差を検討した結果から 8 ユニットとしている。

出力層に対応させた I_{fc} は、電源制限を実施することなく系統が安定化する場合 (図 4.4 ~ 図 4.6 に示すシミュレーション結果の○印で示される領域) を 0 とし、故障除去後も不安定となる場合 (▲印および×印で示される領域) を 1 として推定システムの学習を行った。また、 I_{gs} は式 (4.2) により算出される値とした。

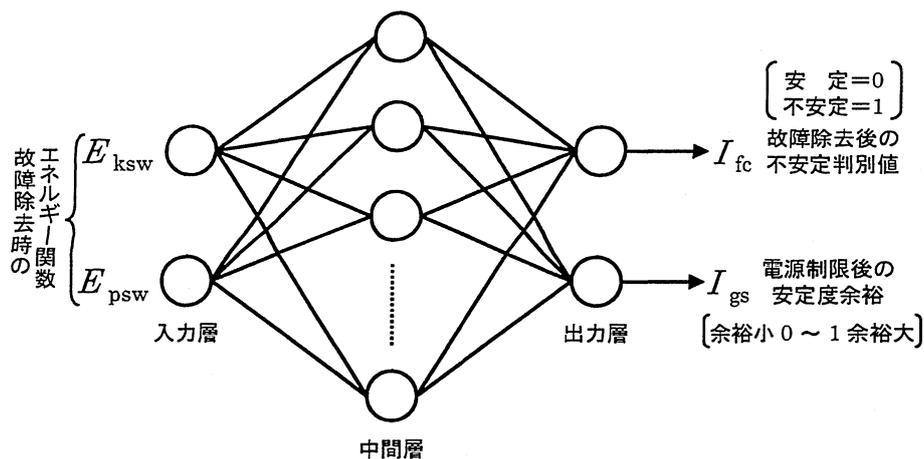


図 4.7: 電源制限発電機選択システム

$$E_{sw} = E_{ksw} + E_{psw} \quad (4.1)$$

$$I_{gs} = \frac{E_{crs} - E_{sw}}{E_{crs} - E_{crc}} \quad (4.2)$$

$$\text{ただし, } \begin{cases} I_{gs} < 0 \text{ のとき } 0 \\ I_{gs} > 1 \text{ のとき } 1 \end{cases}$$

ここで、式(4.1)における E_{sw} は、故障除去時点における運動エネルギー E_{ksw} と位置エネルギー E_{psw} の総計である。また、式(4.2)における E_{crc} は、電源制限を実施しない場合の安定限界（図4.4～図4.6における○印と▲印との境界）における運動エネルギーと位置エネルギーの和、 E_{crs} は、電源制限を実施した場合の安定限界（▲印と×印との境界）における運動エネルギーと位置エネルギーの和である。

故障継続時間が一定であった場合、故障発生時における負荷が大きい程厳しい条件での故障であり、 E_{sw} は大きいと考えられる。そこで、式(4.2)に示すように I_{gs} を算出した。まず、故障継続時間を一定とし、負荷の大きさを変化させた時の E_{sw} を算出し、電源制限を実施した場合の安定限界である E_{crs} との差（ $E_{crs} - E_{sw}$ ）をそれぞれ求めた。次に、電源制限による安定化領域の大きさを示す $E_{crs} - E_{crc}$ なる値を算出し、 $E_{crs} - E_{sw}$ と $E_{crs} - E_{crc}$ との比を I_{gs} と定義した。 I_{gs} 算出の概念図を図4.8に示す。 I_{gs} は、図4.8の▲印で示される安定化領域内において、 $I_{gs} = 0 \sim 1$ の値により安定度余裕を表すものとし、 I_{gs} が1に近い程、安定度余裕が大きいとしている。また、○印で示される領域はすべて1、×印で示される領域はすべて0を対応させた。

図4.7に示す電源制限発電機選択システムを適用するにあたり、故障除去時点における E_{ksw} 、 E_{psw} を入力情報として与える。得られる安定度余裕 I_{gs} の値を各遮断発電機ごとに比較し、最大を示す発電機を遮断発電機として電源制限を実施すれば、最も系統安定化が期待できることになる。

実際に本システムを適用する際、故障除去のみで系統が安定化するような場合に電源制限を実施してしまうと、系統が不安定化してしまうことが考えられる。よって、各遮断発電機における故障除去後の不安定判別値 I_{fc} の大多数が1に近い値を示した場合に限り、電源制限を実施するべきである。また、各遮断発電機における I_{gs} の推定値が、すべて0に近い値であった場合、いずれの発電機を遮断しても系統は安定化しないことを示している。図4.9に、最適遮断発電機選択のフローチャートを示す。

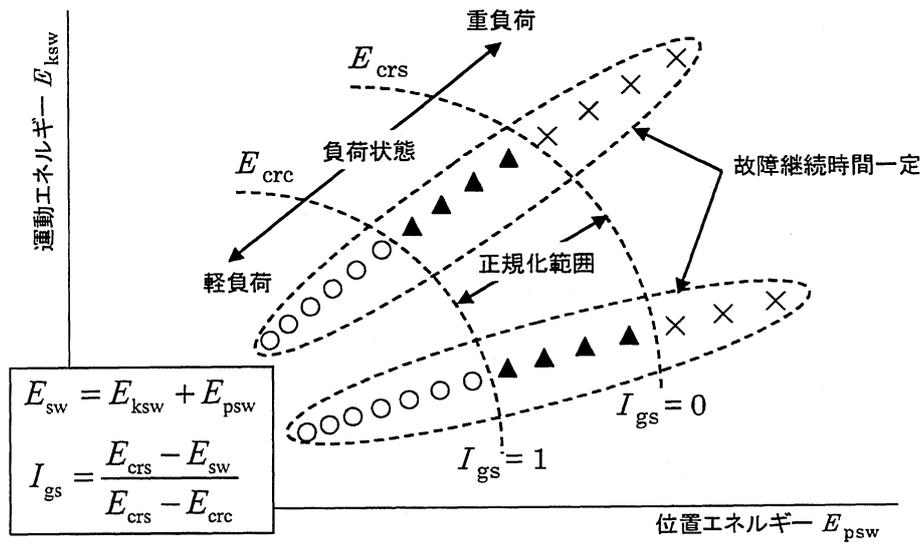


図 4.8: I_{gs} 算出の概念図

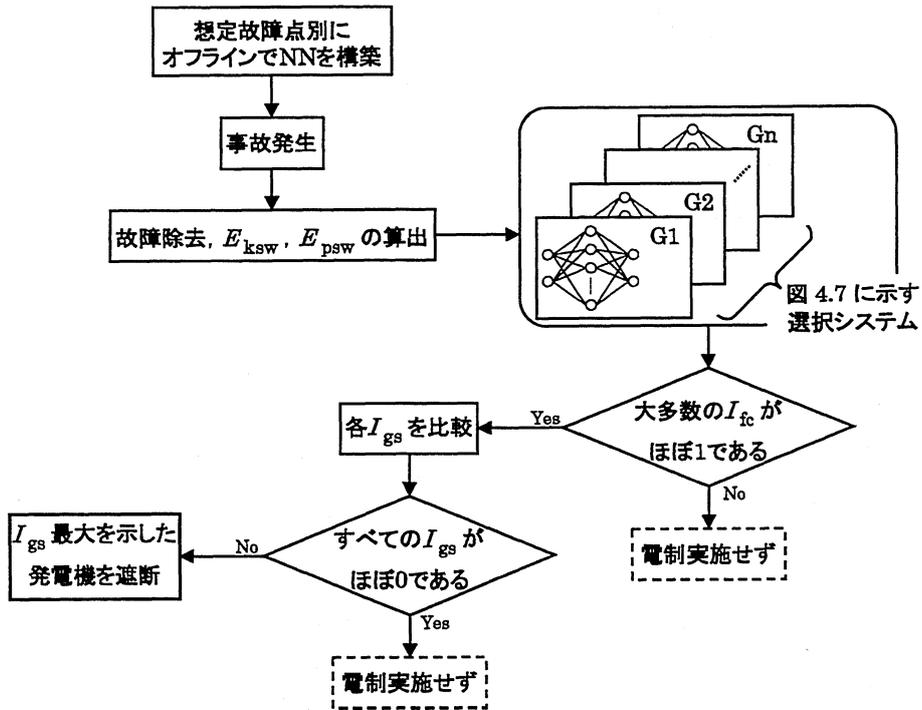


図 4.9: 電源制限発電機選択のフローチャート

4.3.2 電源制限発電機を選択シミュレーション

図 4.7 に示した選択システムを用いて、G2, G7, G9 のうち 1 機を遮断発電機と想定する選択シミュレーションを実施した。遮断発電機を G7 と想定した場合における学習サンプルおよび推定サンプルの一部を表 4.1 および表 4.2 に示す。ここで、図 4.5 に示す全 96 例のうち学習サンプル 61 例、推定サンプル 35 例として用いており、同表には図 4.5 における安定化領域（図中▲印）付近のサンプルを抜粋して示している。表中の $E_{k_{sw}}$ および E_{psw} は、各故障条件における故障除去時点のエネルギー関数値であり、遮断発電機選択システムの入力情報として用いている。また、表 4.1 の‘教師値’欄に示す数値は、 I_{fc} および I_{gs} の学習時における教師値を示している。表 4.2 に示す I_{fc} 推定値および I_{gs} 推定値は、学習が完了した電源制限発電機選択システムを用いて推定を行った時の出力値を示しており、比較のため各値の真値をあわせて示している。なお、表 4.2 における I_{gs} の‘真値’欄に†付きで示した 9 例は、図 4.5 の安定化領域に属するサンプルであり、式 (4.2) により正規化を行った安定度余裕を示している。この 9 例の I_{gs} の推定結果は、平均絶対値誤差が 6.3% と良好な結果を示している。

表 4.1: G7 遮断を想定した学習用サンプル

	故障条件		E_{psw}	E_{ksw}	教師値	
	負荷 [%]	故障時間 [s]			I_{fc}	I_{gs}
1	70.0	0.30	0.004	0.601	0	1
2		0.35	0.002	0.811	1	0.69
3		0.40	0.001	1.052	1	0
4	72.5	0.30	0.005	0.659	0	1
5		0.35	0.003	0.890	1	0.35
6		0.40	0.001	1.156	1	0
7	77.5	0.20	0.012	0.352	0	1
8		0.25	0.009	0.548	1	0.77
9		0.30	0.006	0.785	1	0.35
10		0.35	0.004	1.062	1	0
11	82.5	0.15	0.017	0.258	0	1
12		0.20	0.014	0.414	1	0.77
13		0.25	0.011	0.645	1	0.27
14		0.30	0.007	0.924	1	0
15	87.5	0.20	0.017	0.482	1	0.27
16		0.25	0.013	0.752	1	0
17	92.5	0.15	0.024	0.346	1	0.22
18		0.20	0.020	0.556	1	0
19	97.5	0.05	0.036	0.046	1	0.32
20		0.10	0.033	0.180	1	0
21	100.0	0.05	0.039	0.049	1	0.17
22		0.10	0.036	0.192	1	0
23	102.5	0.05	0.042	0.052	1	0

全学習サンプル数：61

表 4.2: G7 遮断を想定した推定用サンプル

	故障条件		E_{psw}	E_{ksw}	I_{fc}		I_{gs}	
	負荷 [%]	故障時間 [s]			推定値	真値	推定値	真値
1	75	0.25	0.008	0.503	0.00	0	1.00	1
2		0.30	0.005	0.720	1.00	1	0.38	0.68 [†]
3		0.35	0.003	0.974	1.00	1	0.01	0
4	80	0.20	0.013	0.382	0.11	0	0.99	1
5		0.25	0.010	0.596	1.00	1	0.48	0.52 [†]
6		0.30	0.006	0.853	1.00	1	0.01	0
7	85	0.10	0.022	0.126	0.27	0	0.99	1
8		0.15	0.019	0.278	1.00	1	0.71	0.82 [†]
9		0.20	0.015	0.447	1.00	1	0.52	0.52 [†]
10		0.25	0.012	0.697	1.00	1	0.03	0
11	90	0.05	0.028	0.037	0.99	1	0.70	0.75 [†]
12		0.10	0.026	0.146	1.00	1	0.64	0.63 [†]
13		0.15	0.022	0.323	1.00	1	0.41	0.43 [†]
14		0.20	0.018	0.518	1.00	1	0.05	0
15	95	0.05	0.033	0.043	1.00	1	0.48	0.47 [†]
16		0.10	0.031	0.168	1.00	1	0.25	0.22 [†]
17		0.15	0.026	0.371	1.00	1	0.03	0

‘†’ 付きで示した 9 例の I_{gs} 推定値の平均誤差 : 6.3%
 全推定サンプル数 : 35

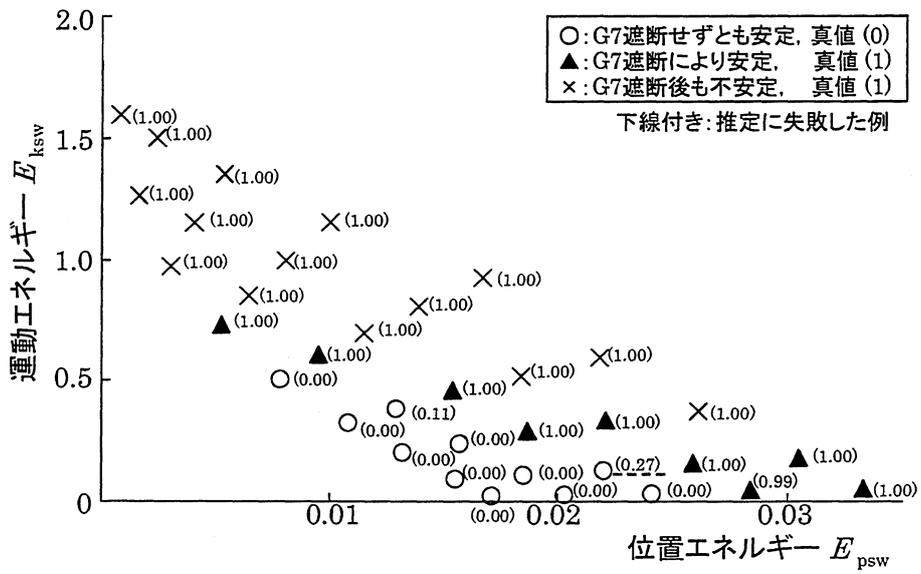


図 4.11: G7 遮断を想定した I_{fc} の推定結果

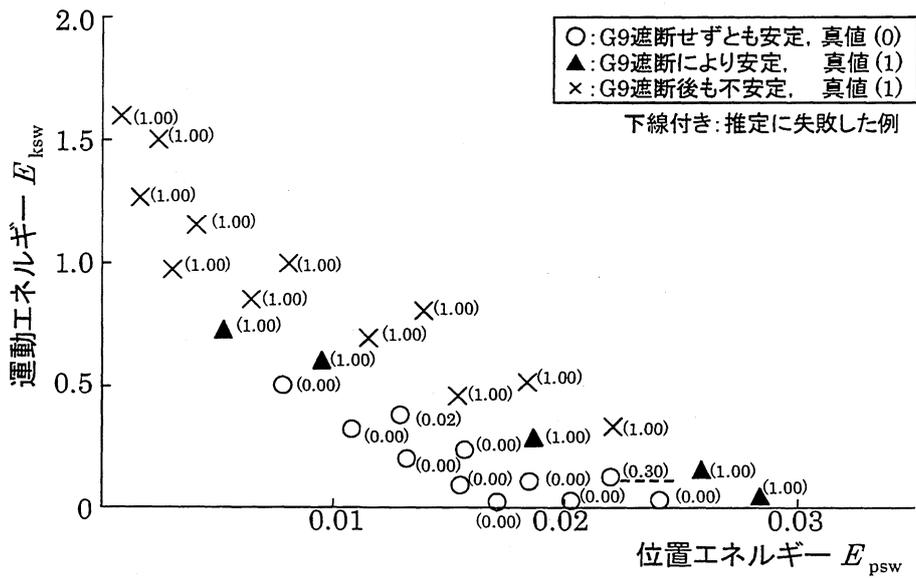


図 4.12: G9 遮断を想定した I_{fc} の推定結果

また、図 4.10～図 4.12 で実施した安定度推定は、故障継続時間は 50ms から最大 500ms まで 50ms 刻みで実施している。そこで、一般に実施されている 50～100ms での故障線路除去時においても本システムを適用可能か検証するため、故障継続時間 70ms の場合における I_{fc} の推定を実施した。G7 を遮断発電機と想定した場合における推定結果を表 4.3 の ' I_{fc} ' 欄に示す。真値にほぼ一致した推定値を得ており、良好な結果と言える。遮断発電機を G2, G9 と想定した場合においても、同程度の推定結果を得ることができた。

表 4.3: 70ms 故障時における I_{fc} , I_{gs} の推定結果 (G7 遮断時)

	負荷 [%]	E_{psw}	E_{ksw}	I_{fc}		I_{gs}	
				推定値	真値	推定値	真値
1	70.0	0.014	0.032	0.00	0	1.00	1
2	72.5	0.015	0.035	0.00	0	1.00	1
3	75.0	0.016	0.038	0.00	0	1.00	1
4	77.5	0.018	0.042	0.00	0	1.00	1
5	80.0	0.019	0.045	0.00	0	1.00	1
6	82.5	0.021	0.049	0.00	0	1.00	1
7	85.0	0.023	0.053	0.00	0	1.00	1
8	87.5	0.025	0.057	0.95	1	0.76	0.85 [†]
9	90.0	0.027	0.061	1.00	1	0.69	0.70 [†]
10	92.5	0.029	0.066	1.00	1	0.60	0.54 [†]
11	95.0	0.031	0.070	1.00	1	0.42	0.36 [†]
12	97.5	0.034	0.075	1.00	1	0.17	0.19 [†]
13	100.0	0.036	0.080	1.00	1	0.04	0
14	102.5	0.039	0.085	1.00	1	0.01	0

† 付きで示した 5 例の I_{gs} 推定値の平均誤差：4.8%

電源制限発電機選択のシミュレーション結果

図 4.7 に示す電源制限発電機選択システムによる推定値のうち、 I_{gs} の推定結果を、図 4.13～図 4.15 の () 内に示す。図中○印領域においては 1、×印領域においては 0 とし て選択システムの学習を行っている。また、系統安定化領域 (▲印領域) において、図中 () 内の左側数値は選択システムの推定値、右側数値は真値を示している。式 (4.2) に示すように、電源制限を実施しない場合の安定限界 (図 4.4～図 4.6 における○印と▲印との境界) が 1、電源制限を実施した場合の安定限界 (▲印と×印との境界) が 0 となるよ う正規化し、学習を行っている。

○印領域においては、前述のとおり、すべての発電機の不安定判別値 I_{fc} の値がほぼ 0 を示しており、電源制限を実施すべきでないという結果が得られているので特に注目はないが、安定度余裕 I_{gs} はすべて 1 に近い値に推定されており、良好な結果である。また、×印領域においては、 I_{gs} はすべて 0 に近い値で推定されており、対象となる発電機を遮断しても電源制限効果が得られないという図 4.4～図 4.6 に示した安定度シミュレーション結果と一致している。

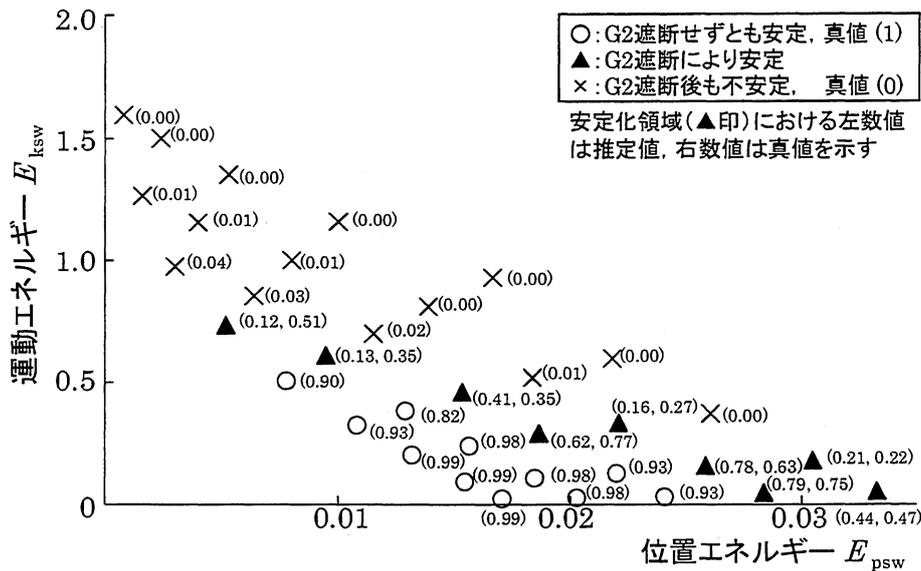


図 4.13: G2 遮断を想定した I_{gs} の推定結果

各遮断発電機ごとに▲印領域における I_{gs} を比較するため、その推定値を表 4.4 に、真値を表 4.5 にまとめた。なお、それぞれの故障条件において、最大値を示す遮断発電機を*印で示している。また、‘-’で示した欄は、その発電機を遮断しても系統が安定化しない（その故障条件の下では、×印領域に属している）ことを示している。両表から、推定値と真値を比較すると、いずれの故障条件においても I_{gs} が最大値を示す発電機は一致していることがわかる。また I_{gs} は、対象発電機遮断後の安定度余裕を指標として表した値であるので、どの発電機の I_{gs} が最大を示すかだけでなく、どれだけ真値に近い値に推定できたかということも重要である。表 4.6 に、 I_{gs} の推定値と真値との絶対値誤差をまとめた。全体として平均誤差は 13%となっており、比較的精度良く電源制限実施後の安定度を推定できていると言える。

また、故障継続時間 70ms の場合における I_{gs} の推定を実施した。G7 を遮断発電機と想定した場合における推定結果を表 4.3 の‘ I_{gs} ’欄に示す。同表のサンプル 1～サンプル 7 の 7 例は、図 4.14 における○印領域、サンプル 13～サンプル 14 の 2 例は×印領域に属している。これら 9 例は、真値にほぼ一致した推定値を得ていることがわかる。サンプル 8～サンプル 12 の 5 例は、電源制限による安定化領域に属する例である。式 (4.2) によって与えられた真値に対する推定値の平均絶対値誤差は 4.8%であり、比較的良好な推定結果を得られたと言える。遮断発電機を G2, G9 と想定した場合においても、同程度の推定結果を得ることができ、 I_{fc} の推定結果とあわせて、一般的な 50～100ms 程度の故障時においても本手法の有効性が確認できた。

以上の結果から、図 4.7 に示す電源制限発電機選択システムを系統事故時において適用した場合、最も系統安定化が期待できる遮断発電機を選択可能であると考えられる。さらに、電源制限実施後の安定度も、指標から容易に推定可能であると言える。

表 4.4: 安定化領域における I_{gs} の推定値

	故障条件		I_{gs} 推定値		
	負荷 [%]	故障時間 [s]	G2	G7	G9
1	75	0.30	0.12	0.38*	0.16
2	80	0.25	0.13	0.48*	0.14
3	85	0.15	0.62	0.71*	0.68
4		0.20	0.41	0.52*	-
5	90	0.05	0.79*	0.70	0.16
6		0.10	0.78*	0.64	0.04
7		0.15	0.16	0.41*	-
8	95	0.05	0.44	0.48*	-
9		0.10	0.21	0.25*	-

* : 各故障条件における I_{gs} の最大値

表 4.5: 安定化領域における I_{gs} の真値

	故障条件		I_{gs} 真値		
	負荷 [%]	故障時間 [s]	G2	G7	G9
1	75	0.30	0.51	0.68*	0.51
2	80	0.25	0.35	0.52*	0.35
3	85	0.15	0.77	0.82*	0.68
4		0.20	0.35	0.52*	-
5	90	0.05	0.75*	0.75*	0.52
6		0.10	0.63*	0.63*	0.35
7		0.15	0.27	0.43*	-
8	95	0.05	0.47*	0.47*	-
9		0.10	0.22*	0.22*	-

* : 各故障条件における I_{gs} の最大値

表 4.6: I_{gs} の推定値と真値の絶対値誤差

	故障条件		I_{gs} 推定値と真値との誤差		
	負荷 [%]	故障時間 [s]	G2	G7	G9
1	75	0.30	0.39	0.30	0.35
2	80	0.25	0.22	0.04	0.21
3	85	0.15	0.15	0.11	0.00
4		0.20	0.06	0.00	-
5	90	0.05	0.04	0.05	0.36
6		0.10	0.15	0.01	0.31
7		0.15	0.11	0.02	-
8	95	0.05	0.03	0.01	-
9		0.10	0.01	0.03	-
平均絶対値誤差			0.13		

4.4 運動エネルギーを用いた電源制限手法との比較

電源制限実施後の安定度推定を故障除去と同時に実施することを目的として、エネルギー閾値を入力情報とするニューラルネットワークで構築した電源制限発電機選択システムを提案した。一方、電源制限の実施、遮断発電機の選択に関して、運動エネルギーを用いた手法が検討されている⁽¹⁾。本節では、提案手法と運動エネルギーを用いた従来法とで比較検討し、ニューラルネットワークを用いた提案手法の有効性を確認した。

4.4.1 運動エネルギーを用いた電源制限手法

発電機の運動エネルギーを用いて電源制限を実施する場合、故障発生後において脱調発電機を検知した時点での系統内の全発電機の運動エネルギーを算出する。遮断発電機を1機のみと想定する場合、その運動エネルギーが最大である発電機を遮断することになる。まず、発電機遮断のしきい値となる位相を決定する必要がある。このしきい値を低めに設定した場合、電源制限を実施することなく安定化するようなケースにおいても、発電機を遮断してしまう恐れがある。また、しきい値を高めに設定した場合、発電機遮断のタイミングが遅れるため、安定な発電機群も脱調に至ってしまう恐れがある。よって、適正なしきい値を決定する必要がある。図 4.16 に示す位相動揺曲線は、基準の 82.5%、故障継続時間 150ms の場合であり、故障除去後安定化するものの比較的臨界的なケースである。同図において、比較的動揺の大きい発電機 G1、G2 の発電機位相は、最大約 160 度にもなっている。よって、発電機遮断のしきい値を 180 度に設定した。

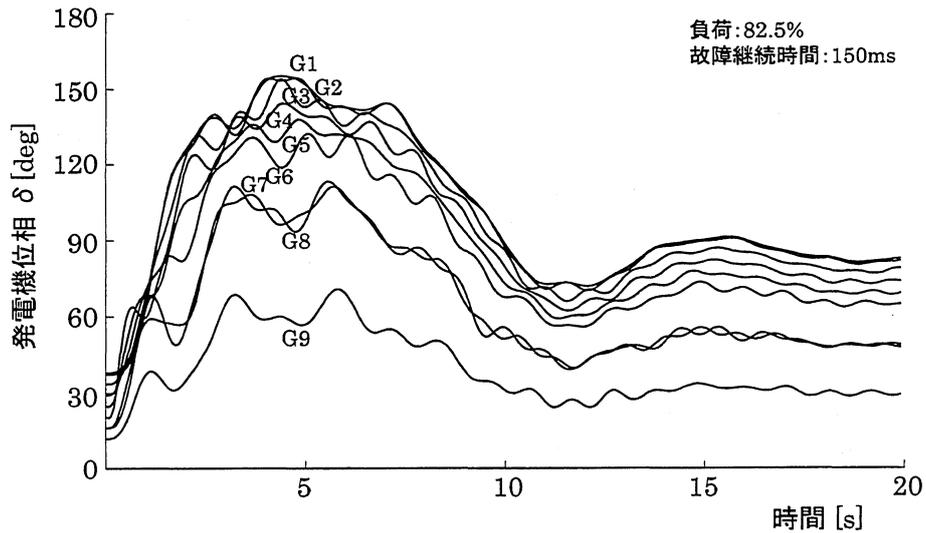


図 4.16: 位相動揺曲線（臨界的）

図 4.3 に示した故障と同条件（負荷 85%，故障継続時間 150ms）で電源制限シミュレーションを実施した。同図において、約 4.1s において G2 の発電機位相が 180 度を超え、脱調に至っている。図 4.17 にこの時の運動エネルギーの変化を示す。同図において、4.1s で G3 の運動エネルギーが最大になっており、この時点で G3 を遮断した。その場合の位相動揺曲線を図 4.18 に示す。同図から、G3 遮断を実施したにもかかわらず、その後すべての発電機が脱調に至っている。これは、電源制限を実施するタイミングが遅れたためと考えられ、発電機の脱調現象を検知した後の電源制限実施では、安定化効果が得られない故障条件が存在するということになる。

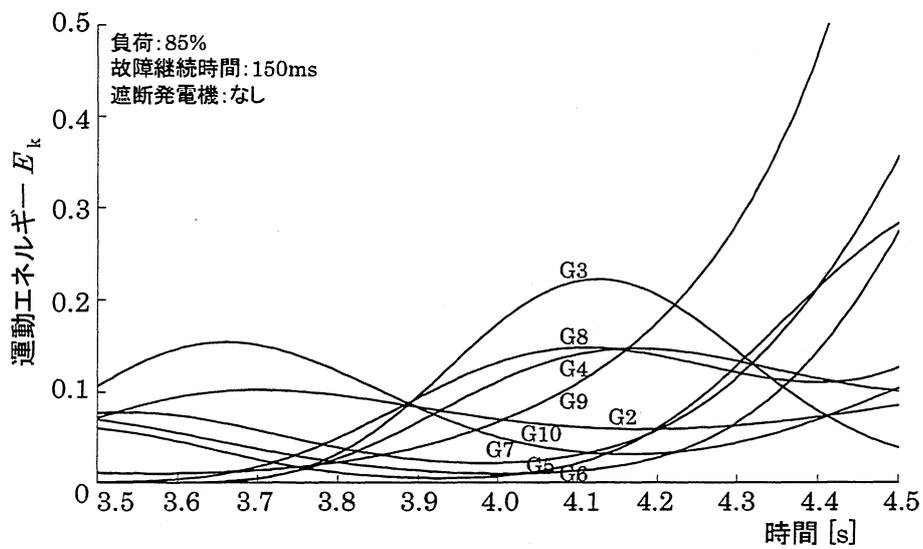


図 4.17: 脱調故障時の運動エネルギー

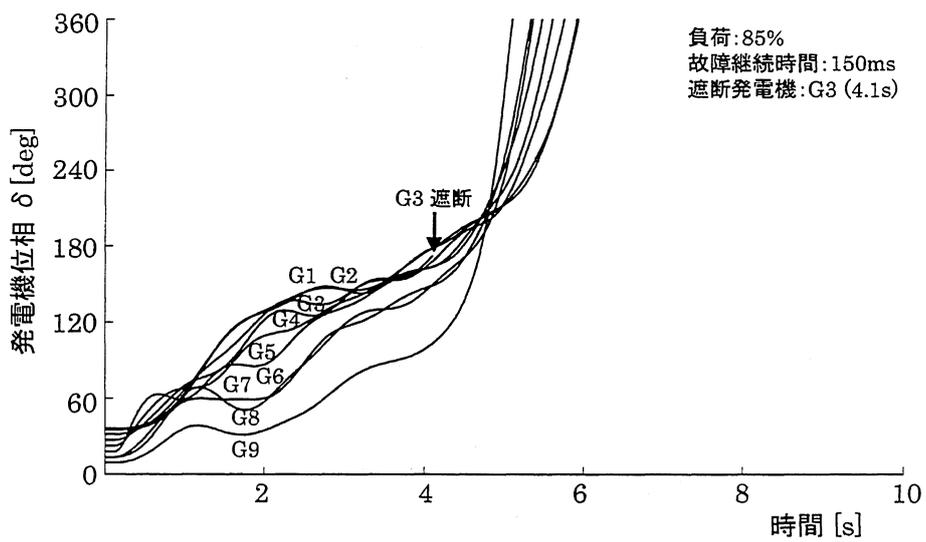


図 4.18: 位相動揺曲線 (G3 遮断時)

4.4.2 提案手法による電源制限シミュレーション

提案手法であるニューラルネットワークを用いる手法は、オフラインでの学習を行うことにより、故障除去時点において対象発電機遮断後の安定度推定が可能である。前節に示した表 4.2 (G7 遮断時) より、先に従来法の検討に用いた故障条件 (負荷 85%, 故障継続時間 150ms) での推定結果を抜粋し、表 4.7 にまとめた。また、その時の位相動揺曲線を図 4.19 に示す。同表から、故障除去後の安定度判別値 I_{fc} は教師値 1 に対して推定値 1.00 を出力しており、故障除去のみでは系統は不安定であることを推定できている。また、電源制限実施後の安定度余裕 I_{gs} は教師値 0.82 に対して推定値 0.71 を出力しており、G7 遮断後の系統安定度を比較的精度良く推定できていると言える。つまり、例とした故障条件の下では、電源制限の必要性および G7 遮断後の系統が安定であるという情報を、故障除去と同時に得ることができ、ニューラルネットワークを用いる提案手法の有効性が確認できたと言える。

表 4.7: 提案手法を用いた推定成功例

遮断発電機	G7	
負荷	85%	
故障時間	0.15s	
I_{fc}	推定値	1.00
	真値	1
I_{gs}	推定値	0.71
	真値	0.82

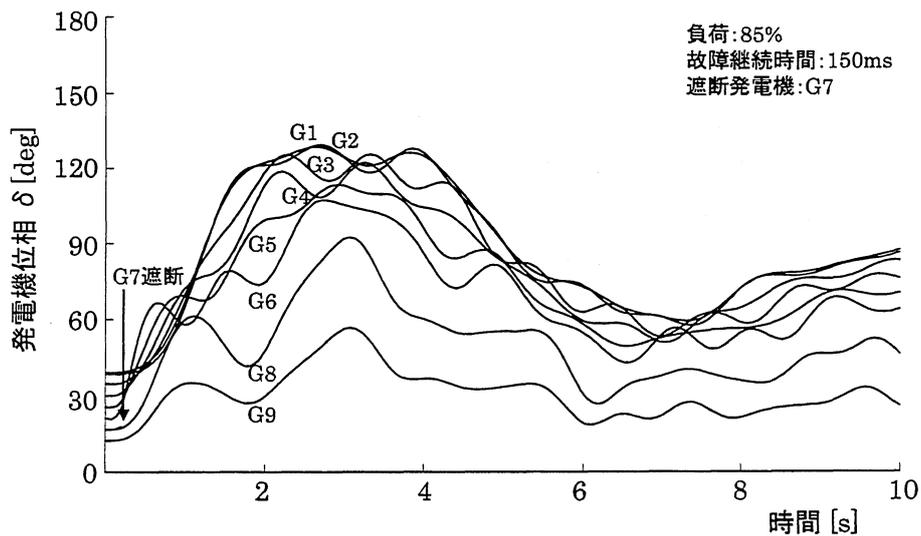


図 4.19: 位相動揺曲線 (提案手法により G7 遮断)

4.5 あとがき

本章では、電源制限に関して、故障除去時点におけるエネルギー関数値に着目し、適切な電源制限発電機を選択システムを提案した。ニューラルネットワークの出力として、想定遮断発電機ごとに電源制限実施後における安定度余裕を得ることにより、その値の大小比較から遮断発電機を選択を可能としたシステムを構築し、オンラインでの利用可能性を確認した。故障除去時のエネルギー関数値から得られる安定度余裕が最大値を示す発電機を遮断することが、電源制限実施後の安定度の面から適切であることを確認した。

また、従来法である発電機の運動エネルギーを用いた電源制限手法を比較検討した。その結果、従来法では発電機の脱調現象を検知した後に発電機を遮断するため、電源制限のタイミングが遅れ、安定化効果が得られない故障条件が見られた。それに対し、ニューラルネットワークを用いた提案手法では、同条件の故障に対して、脱調現象が見られる以前に適切な遮断発電機を予測可能であることを確認した。

提案手法を実運用する場合、一定の刻み時間ごとに安定度計算を実施し、図 4.4～図 4.6 に示すような安定領域を算出する必要がある。なぜならば、系統内の負荷分布は常に変化するものであり、エネルギー関数値で表される安定領域も時々刻々と変化すると考えられるからである。最新の潮流状態に応じた遮断発電機選択システムを準備することにより、提案手法は負荷分布が変化した場合にも適用可能と考えられる。

参考文献

- (1) Y. Ohura, K. Matsuzawa, H. Ohtsuka, N. Nagai, T. Gouda, H. Oshida, S. Takeda, and S. Nishida: "Development of Generator Tripping System for Transient Stability Augmentation Based on the Energy Function Method", *IEEE Trans Power Deliv*, Vol.1, No.3, pp.68-77 (1986-7)
- (2) Y. Oura, M. Suzuki, K. Yanagihashi, M. Sato, R. Tsukui, T. Matsushima, and K. Omata: "Approach and Structure of Stabilization Control System Preventing an Extension of Loss of Synchronism", *T.IEE Japan*, Vol.112-B, No.7, pp.593-601 (1992-7) (in Japanese)
大浦好文・鈴木守・柳橋健・佐藤正弘・津久井良一・松島哲郎・小俣和也:「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, pp.593-601, (1992-7)
- (3) H. Ota, T. Inoue, H. Ito, N. Fukushima, K. Omata, K. Morita, and Y. Kokai: "Development of Transient Stability Controller System (TSC) Based on On-line Stability Calculation", *T.IEE Japan*, Vol.115-B, No.1, pp.75-83 (1995-1) (in Japanese)
太田宏次・井上紀宏・伊藤久徳・福島宣夫・小俣和也・森田憲一・小海裕:「オンライン安定度計算による脱調未然防止システム (TSC) の開発」, 電学論 B, 115, 1, pp.75-83 (1995-1)
- (4) 電力系統モデル標準化調査専門委員会:「電力系統の標準モデル」, 電気学会技術報告, No.754 (1999-11)
- (5) Y. Xue, Th. Van Cutsem, and M. Ribbens-Pavella: "A Simple Direct Method for Fast Transient Stability Assessment of Large Power Systems", *IEEE Trans Power Syst*, Vol.3, No.2, pp.400-412 (1988-5)
- (6) 中野馨, 飯沼一元, ニューロンネットグループ, 桐谷滋:「ニューロコンピュータ: 入門と実習」, 技術評論社 (1989)
- (7) 馬場則夫, 小島史男, 小澤誠一:「ニューラルネットの基礎と応用」, 共立出版 (1994)

第5章 N波脱調故障時における電源制限を想定した過渡安定度推定

5.1 まえがき

大規模、複雑化している近年の電力系統において故障が発生した場合、N波脱調と呼ばれる中間領域での脱調現象（故障発生から数秒～10数秒程度で脱調）を伴う場合があり、特に重潮流化するほど発生しやすいとされる⁽¹⁾。現在適用されている脱調未然防止リレーシステム32系統のうちN波脱調を対象現象としているものは8システムと少なく⁽²⁾、N波脱調未然防止システムの開発は未だ途上であると言える。N波脱調を伴う故障発生時において安定度を高速に算出することは、発電機の脱調現象が検出されるまでの時間が数秒程度以上と長いため、1波脱調現象に比べ困難であると考えられる。また、脱調検出時には故障の影響がすでに広域に波及している可能性が考えられ、その時点で電源制限等の緊急制御を実施しても安定化が期待できないと事例があると考えられる。したがって、故障発生時の緊急制御手法として電源制限を想定する場合、故障発生後において可能な限り早い段階で安定度を算出し、必要であるならば対象発電機を高速に遮断する必要がある。

提案手法であるニューラルネットワークを利用した安定度推定法は、事前に実施する安定度シミュレーションにおいてN波脱調を伴う故障事例を含んで学習することにより、1波、N波脱調を問わず適用可能であると考えられる。また、オフラインでの事前学習結果を利用するため、故障除去時点における安定度推定が可能となり、特にN波脱調を伴う故障に対して電源制限を想定する場合、提案手法は有効であると考えられる。

本章では、第3章で提案した過渡安定度推定システムをN波脱調を伴う故障に対して適用し、故障除去時点における安定度推定に有効であることを検証する。ループ状で構成されたIEEE 10機39母線系統を対象として安定度推定のシミュレーションを実施したところ、N波脱調を伴って不安定に至る故障に対しても良好な推定結果が得られることを確認している。

さらに、過渡安定度推定システムの出力として、故障除去後の不安定判別値および電源制限実施後の不安定判別値を得ることにより、対象発電機遮断後の安定度推定を可能となる。N波脱調を伴う故障に対しても、電源制限による安定化効果の有無を比較的良好に推定可能であることを確認している。

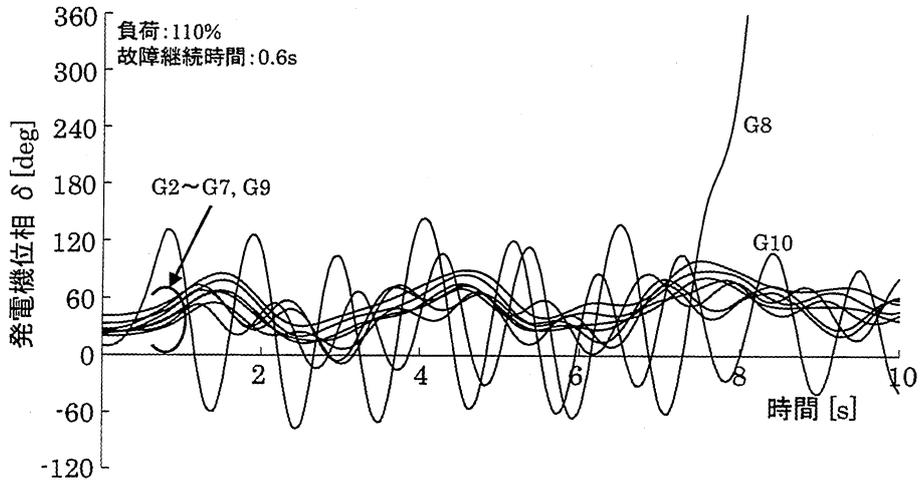


図 5.2: N 波脱調時の位相動揺曲線

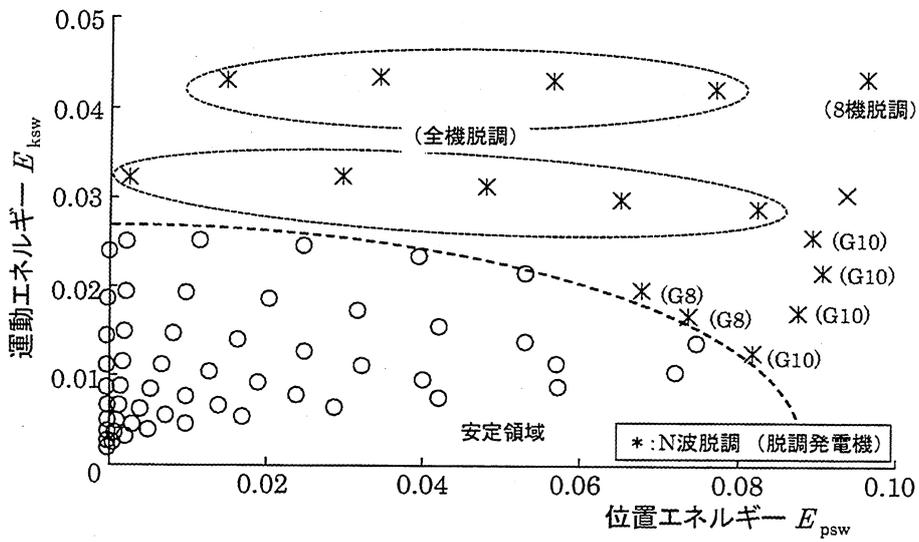


図 5.3: 安定度シミュレーション結果

5.3 N波脱調を含む過渡安定度推定の具体例

図 5.4 に示す過渡安定度推定システムにより、故障除去後の安定度推定を実施した。この推定システムは、第 3.3 節で構築したものである。ここで、学習時の収束状況および学習誤差を検討した結果、中間層は 5 ユニットとしている。また故障除去後の不安定判別値 I_{fc} の教師値は、故障除去後のシステムが安定な場合 (○印) を 0, N 波脱調する場合 (*印) および 1 波脱調する場合 (×印) を 1 として学習を行った。

学習用サンプルを 41 例, 推定用サンプルを 30 例とし、それらの一部を表 5.1 および表 5.2 にまとめた。なお、全推定用サンプル 30 例のうち 29 例で推定に成功しており (推定成功率 96.7%) 良好な結果であると言える。表 5.2 中に '†' 付きで示した値は推定に失敗した例である。

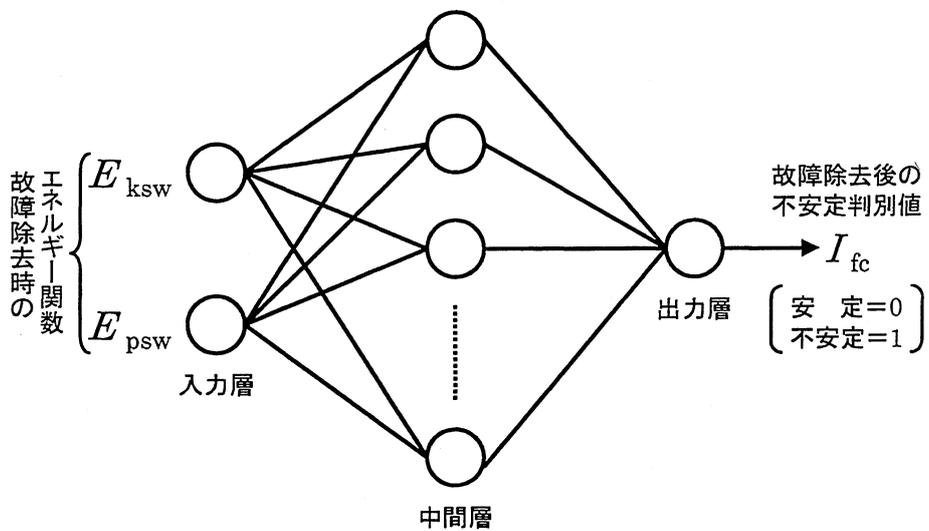


図 5.4: 過渡安定度推定システム

表 5.1: 学習用サンプル

	故障条件		E_{psw}	E_{ksw}	教師値
	負荷 [%]	故障時間 [s]			
1	80	0.65	0.042	0.007	0
2		0.70	0.058	0.008	0
3		0.75	0.072	0.010	0
4		0.80	0.082	0.013	1
5	100	0.50	0.019	0.009	0
6		0.55	0.033	0.011	0
7		0.60	0.053	0.014	0
8		0.65	0.074	0.017	1
9		0.70	0.091	0.022	1
10		0.75	0.094	0.030	1
11	120	0.45	0.017	0.014	0
12		0.50	0.032	0.017	0
13		0.55	0.053	0.021	0
14		0.60	0.082	0.029	1
15	140	0.35	0.002	0.015	0
16		0.40	0.010	0.019	0
17		0.45	0.025	0.024	0
18		0.50	0.048	0.031	1
19		0.55	0.077	0.042	1
20	160	0.30	0.000	0.018	0
21		0.35	0.003	0.025	0
22		0.40	0.013	0.033	1
23		0.45	0.034	0.043	1
24	170	0.30	0.000	0.024	0
25		0.35	0.002	0.032	1
26		0.40	0.015	0.043	1

全学習サンプル数 : 41

表 5.2: 推定用サンプル

	故障条件		E_{psw}	E_{ksw}	不安定判別値 I_{fc}	
	負荷 [%]	故障時間 [s]			推定値	真値
1	90	0.60	0.040	0.009	0.00	0
2		0.65	0.057	0.011	0.00	0
3		0.70	0.075	0.013	0.66 †	0
4		0.75	0.088	0.017	1.00	1
5	110	0.45	0.013	0.010	0.00	0
6		0.50	0.025	0.012	0.00	0
7		0.55	0.042	0.015	0.00	0
8		0.60	0.068	0.020	0.91	1
9		0.65	0.089	0.026	1.00	1
10	130	0.40	0.009	0.014	0.00	0
11		0.45	0.021	0.018	0.00	0
12		0.50	0.040	0.023	0.01	0
13		0.55	0.065	0.030	1.00	1
14		0.60	0.096	0.043	1.00	1
15	150	0.30	0.000	0.014	0.00	0
16		0.35	0.003	0.019	0.00	0
17		0.40	0.012	0.025	0.00	0
18		0.45	0.030	0.032	1.00	1
19		0.50	0.057	0.043	1.00	1

推定成功数 : 29 / 全推定サンプル数 : 30 (96.7%)

† : 推定失敗例

図 5.5 に、全推定結果を示す。同図において、() 内の数値は不安定判別値 I_{fc} を示している。故障除去後の系統が不安定な場合の推定例は、図 5.2 の位相動揺曲線に示した例のようにすべて N 波脱調するケースであり、ほぼ 1 に近い値を出力している。よって、非常に良好な推定結果であると言える。また、故障除去後の系統が安定な場合においては、23 例中 22 例において成功しており良好な推定結果であるが、不安定領域との境界付近において推定に失敗した例が見られた (図中に下線付きで示す)。

以上の結果から、図 5.4 に示す過渡安定度推定システムを適用した場合、N 波脱調を伴う故障に対しても、故障除去時点における系統の安定判別が可能であると言える。

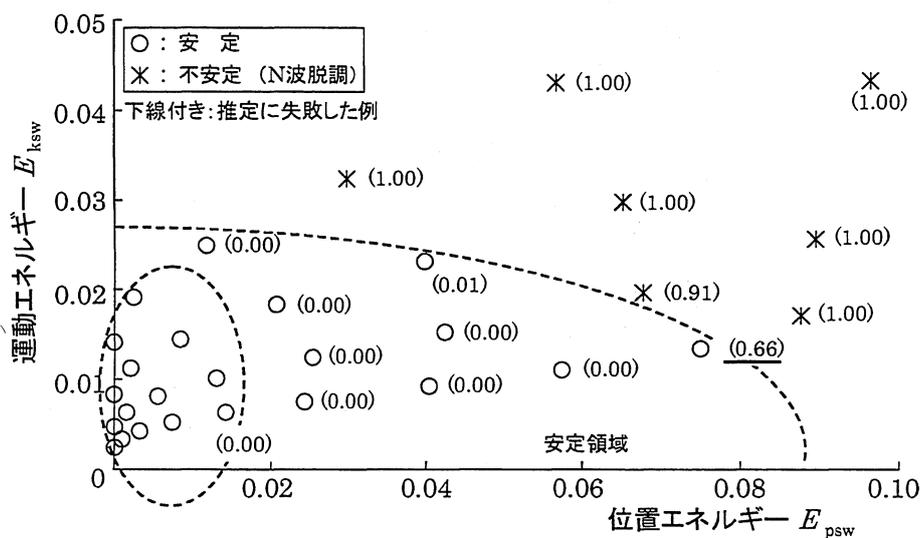


図 5.5: 安定度推定結果

5.4 N波脱調故障時における電源制限を想定した安定領域

図 5.1 に示す IEEE10 機 39 母線系統モデル系統を対象として、電源制限のシミュレーションを実施した。図 5.1 中の F 点における 1 回線 3 相地絡故障を想定し、遮断発電機を G2 または G5 とした。その結果を、位相動揺曲線として図 5.6 および図 5.7 に示す。図 5.6 は G2、図 5.7 は G5 を遮断発電機とした場合の結果である。また比較のため、電源制限を実施しなかった場合のシミュレーション結果を図 5.8 に示す。いずれの場合も、負荷は標準値の 130% (88.8p.u.) であり、故障継続時間は 0.54s である。また、図 5.6 および図 5.7 においては、故障除去後 50ms 後に対象発電機を遮断している。G2 遮断時 (図 5.6) においては、故障除去および電源制限実施後、動揺はするものの全ての発電機が平衡点に収束しており、系統安定効果が得られた例である。また G5 遮断時 (図 5.7) においては、電源制限を実施したにもかかわらず、故障発生後約 7.5s において G8 のみ N 波脱調している。電源制限を実施しなかった場合 (図 5.8) においては、故障発生後 7.5~9.5s において、全ての発電機が N 波脱調している。以上の結果より、N 波脱調を伴う故障発生時において、適切な発電機を遮断することにより、系統の安定化が期待できると言える。

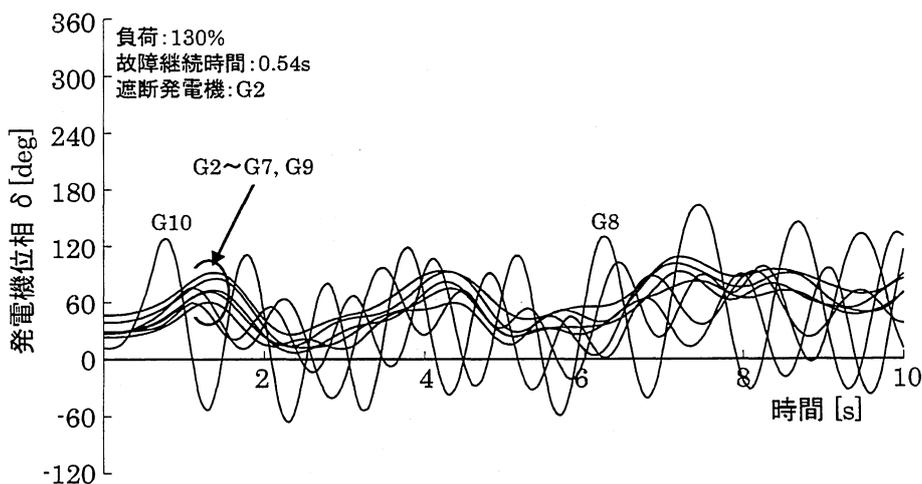


図 5.6: 位相動揺曲線 (G2 遮断時)

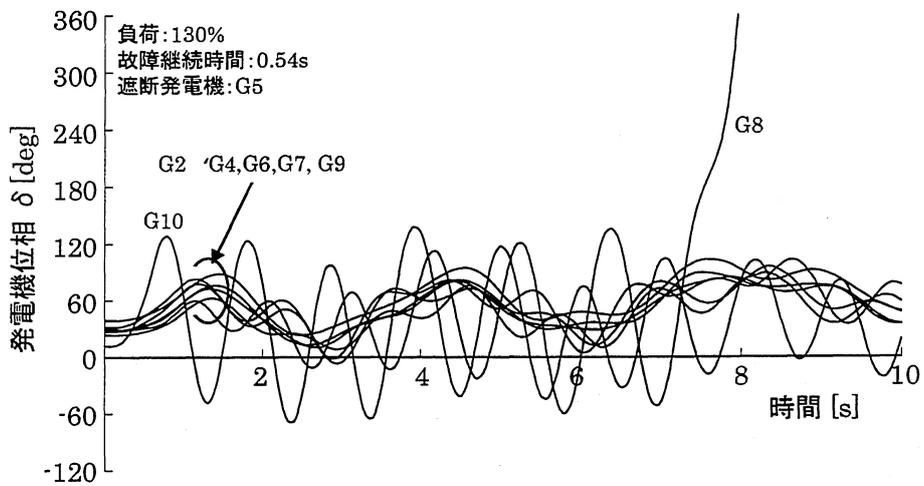


図 5.7: 位相動揺曲線 (G5 遮断時)

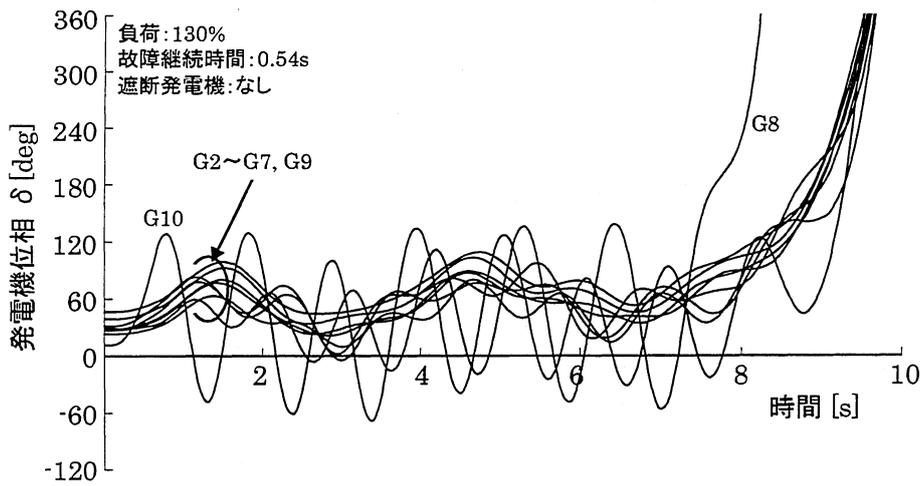


図 5.8: 位相動揺曲線 (電源制限なし)

同様の電源制限シミュレーションを負荷状態および故障継続時間を変えて実施し、 E_{ksw} および E_{psw} を算出した。その結果を図 5.9 および図 5.10 に示す。ここで、図 5.9 は G2、図 5.10 は G5 を遮断発電機とした場合の結果である。また、電源制限の実施時間は、いずれも故障除去後 50ms とした。これらの図において、故障除去後の系統が対象発電機を遮断することなく安定となる場合を○印、遮断することによって安定化する場合を▲印、遮断後も不安定な場合を×印で示しており、電源制限による系統安定化領域（▲領域）が E_{ksw} および E_{psw} により与えられると言える。図中に▲印および×印で示した故障条件において電源制限を実施しない場合、すべて図 5.8 に示した例のように N 波脱調するケースである。また、図 5.9 と図 5.10 の▲印で示される領域を比較すると、G5 を遮断発電機とした場合よりも G2 を遮断発電機とした場合の方が系統安定化領域が広いと言える。つまり、G5 を遮断した場合においては電源制限効果が得られないが、G2 を遮断した場合においては電源制限による系統安定化が期待できる故障条件があり得るということである。よって、図 5.1 の F 点における 1 回線 3 相地絡故障を想定した場合、遮断発電機として G5 より G2 の方が適切であると言える。

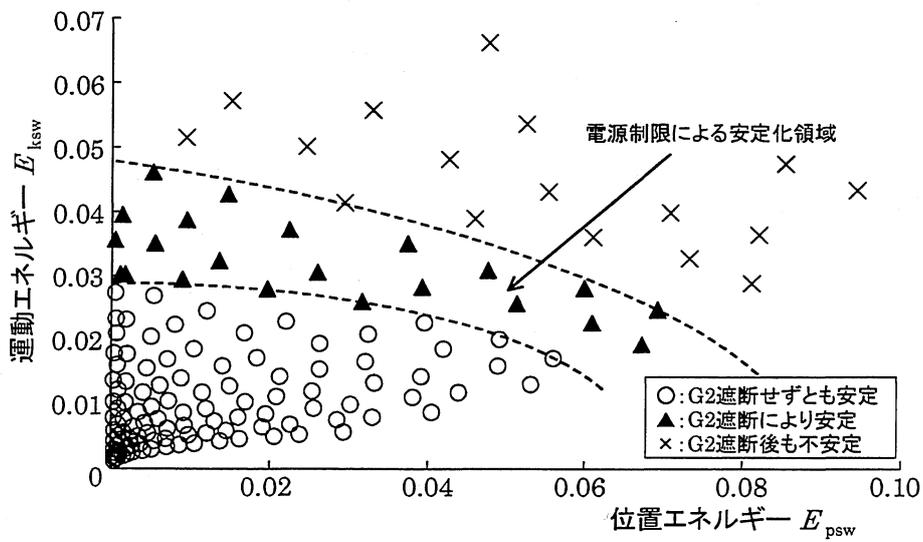


図 5.9: 安定度シミュレーション結果 (G2 遮断時)

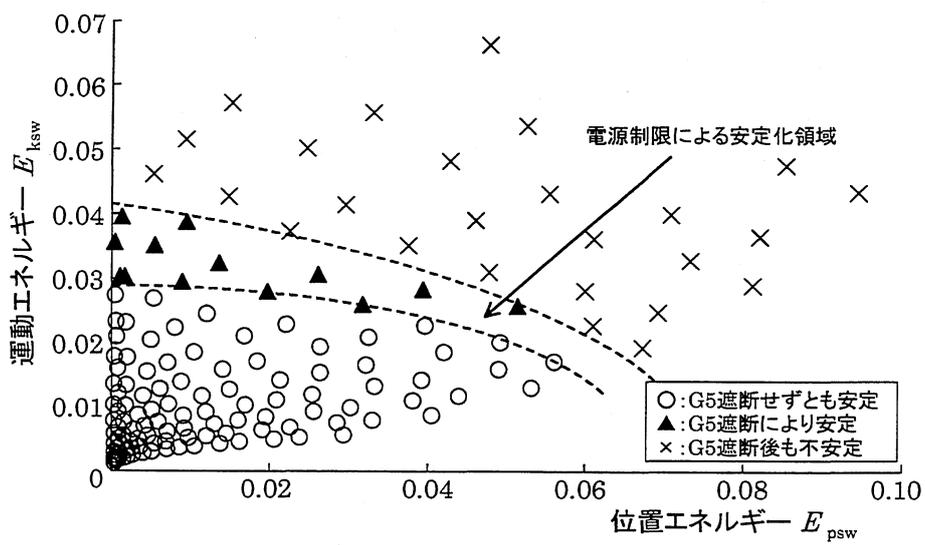


図 5.10: 安定度シミュレーション結果 (G5 遮断時)

5.5 N波脱調故障時における電源制限を想定した過渡安定度推定

前節の結果から、電源制限による系統安定化領域が E_{ksw} および E_{psw} により与えられることから、電源制限実施後の安定度推定システムを図 5.11 のように構築した。この推定システムは、図 5.4 に示した過渡安定度推定システムに、出力ユニットとして電源制限実施後の不安定判別値 J_{gs} を付加したものである。ここで、故障除去後の不安定判別値 I_{fc} の教師値は、故障除去により系統が安定化する場合を 0 とし、除去後も不安定となる場合を 1 として学習を行った。また、 J_{gs} は、電源制限を実施せずとも安定を保つ場合および電源制限により安定化する場合を 0 とし、電源制限実施後も不安定な場合を 1 とした。つまり、故障除去後も系統が不安定であり、対象発電機遮断により安定化する場合に限り電源制限を実施すればよいと言える (J_{gs} の出力値が 0, I_{fc} の出力値が 1 に近い場合)。

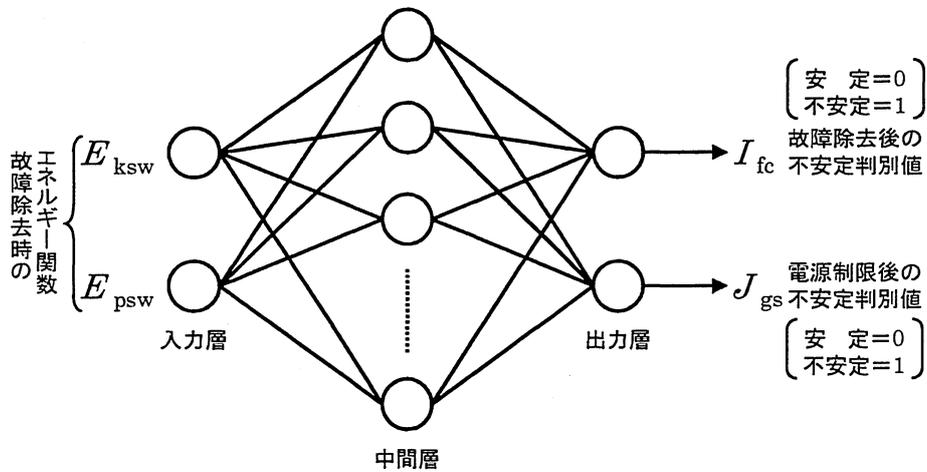


図 5.11: 電源制限を想定した過渡安定度推定システム

遮断発電機を G2 とした場合の学習用サンプルを表 5.3 にまとめ、安定度推定結果を表 5.4 および図 5.12 に示す。図中 () 内の左側に示す数値は J_{gs} 、右側に示す数値は I_{fc} の出力値である。G2 を遮断せずとも安定となる場合（電源制限を実施してはならない場合、図中 ○印で示す領域）においては、 J_{gs} および I_{fc} の値は共に 0 に近い値を出力しており、良好な推定結果であると言える。G2 遮断後も不安定となる場合（図中 ×印で示す領域）においては、 J_{gs} および I_{fc} の値は共に 1 を出力しており、これも良好な推定結果であると言える。G2 遮断により安定となる場合（図中 ▲印で示す領域）においては、 J_{gs} はすべて 0 に近い値を出力している。 I_{fc} の値も真値 1 に対して 0.81 を出力するケースが見られるが、0.5 以上を推定成功とする評価基準を適用した場合、すべてのケースにおいて良好な推定結果であると言える。

遮断対象発電機を G5 とした場合の安定度推定結果を図 5.13 に示す。G5 を遮断せずとも安定となる場合においては、両出力値共にほぼ 0 に近い値を得ており、良好な推定結果であると言える。G5 遮断後も不安定となる場合においては、両出力値共にすべて 1 を得ており、これも良好な推定結果であると言える。G5 遮断により安定となる場合においては、6 例中 4 例において真値と等しい値を出力しており、比較的良好な推定結果であるが、 J_{gs} の値は本来 0 と出力されるべきであるにもかかわらず 0.5 を超える出力値を示したケースが 2 例見られた（図中において、推定に失敗した例を下線付きで示す）。

以上の結果から、図 5.11 に示す過渡安定度推定システムを適用した場合、N 波脱調を伴う故障に対しても、故障除去時点における電源制限実施後の安定判別が可能であることを検証することができた。

表 5.3: G2 遮断を想定した学習用サンプル

	故障条件		E_{psw}	E_{ksw}	教師値	
	負荷 [%]	故障時間 [s]			J_{gs}	I_{fc}
1	120	0.50	0.032	0.017	0	0
2		0.52	0.042	0.019	0	0
3		0.54	0.049	0.021	0	0
4		0.56	0.061	0.023	0	1
5		0.58	0.069	0.025	0	1
6		0.60	0.081	0.029	1	1
7	140	0.40	0.010	0.019	0	0
8		0.42	0.017	0.022	0	0
9		0.44	0.022	0.023	0	0
10		0.46	0.032	0.026	0	1
11		0.48	0.039	0.029	0	1
12		0.50	0.047	0.031	0	1
13		0.52	0.061	0.036	1	1
14		0.54	0.071	0.040	1	1
15		0.56	0.085	0.047	1	1
16	160	0.32	0.000	0.021	0	0
17		0.34	0.002	0.024	0	0
18		0.36	0.005	0.027	0	0
19		0.38	0.009	0.030	0	1
20		0.40	0.013	0.033	0	1
21		0.42	0.022	0.038	0	1
22		0.44	0.030	0.041	1	1
23		0.46	0.043	0.048	1	1
24		0.48	0.053	0.054	1	1
25	180	0.30	0.001	0.031	0	1
26		0.32	0.000	0.036	0	1
27		0.34	0.001	0.040	0	1
28		0.36	0.005	0.047	0	1
29		0.38	0.009	0.052	1	1
30		0.40	0.015	0.057	1	1

全学習サンプル数 : 78

表 5.4: G2 遮断を想定した推定用サンプル

	故障条件		E_{psw}	E_{ksw}	J_{gs}		I_{fc}	
	負荷 [%]	故障時間 [s]			推定値	真値	推定値	真値
1	110	0.54	0.039	0.015	0.00	0	0.00	0
2		0.56	0.049	0.016	0.00	0	0.00	0
3		0.58	0.056	0.018	0.00	0	0.00	0
4		0.60	0.067	0.020	0.00	0	0.81	1
5	130	0.46	0.026	0.020	0.00	0	0.00	0
6		0.48	0.032	0.021	0.00	0	0.00	0
7		0.50	0.039	0.023	0.00	0	0.10	0
8		0.52	0.051	0.026	0.00	0	1.00	1
9		0.54	0.060	0.029	0.01	0	1.00	1
10		0.56	0.073	0.033	1.00	1	1.00	1
11		0.58	0.082	0.036	1.00	1	1.00	1
12		0.60	0.095	0.043	1.00	1	1.00	1
13	150	0.36	0.005	0.021	0.00	0	0.00	0
14		0.38	0.008	0.023	0.00	0	0.00	0
15		0.40	0.012	0.025	0.00	0	0.00	0
16		0.42	0.019	0.028	0.00	0	1.00	1
17		0.44	0.026	0.031	0.00	0	1.00	1
18		0.46	0.037	0.036	1.00	1	1.00	1
19		0.48	0.046	0.039	1.00	1	1.00	1
20		0.50	0.056	0.043	0.00	0	1.00	1
21	170	0.30	0.000	0.024	0.00	0	0.00	0
22		0.32	0.000	0.028	0.00	0	0.00	0
23		0.34	0.001	0.031	0.00	0	1.00	1
24		0.36	0.005	0.036	0.00	0	1.00	1
25		0.38	0.009	0.039	0.00	0	1.00	1
26		0.40	0.014	0.043	0.00	0	1.00	1
27		0.42	0.025	0.050	1.00	1	1.00	1
28		0.44	0.033	0.056	1.00	1	1.00	1
29		0.46	0.048	0.066	1.00	1	1.00	1
推定成功数 / 全推定サンプル数					68/68 (100%)		68/68 (100%)	

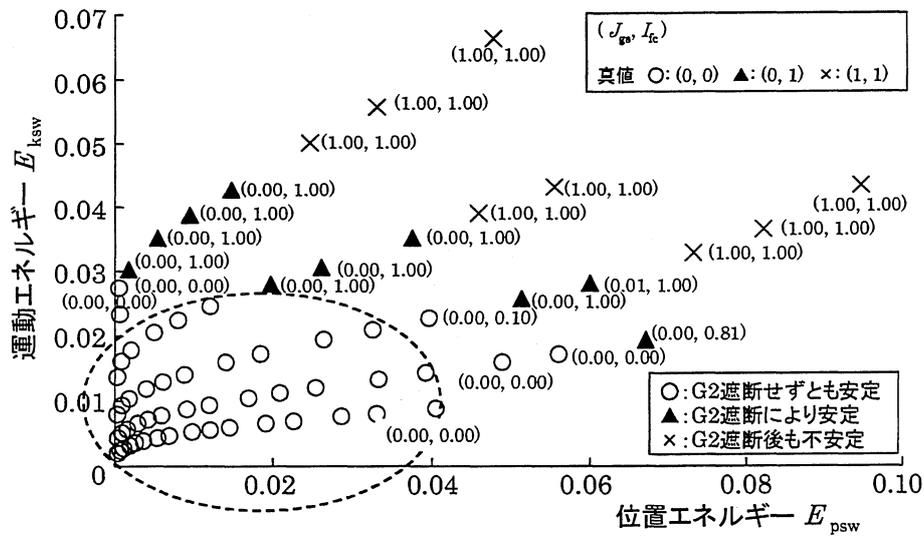


図 5.12: 安定度推定結果 (G2 遮断時)

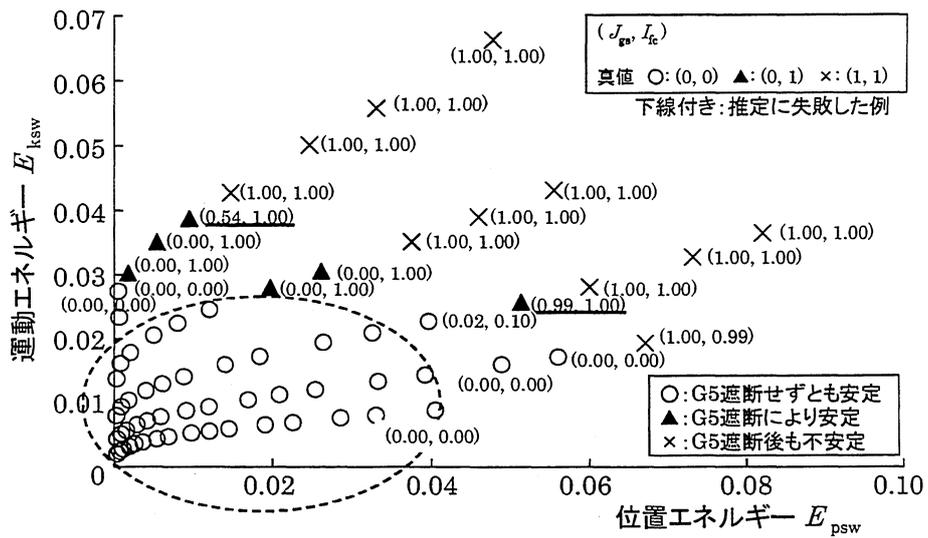


図 5.13: 安定度推定結果 (G5 遮断時)

5.6 あとがき

故障発生時の緊急制御手法として電源制限を想定する場合，故障発生後において可能な限り早い段階で安定度を算出し，必要であるならば対象発電機を高速に遮断する必要がある。第3章において，ニューラルネットワークを用いた推定法により，電源制限実施後の安定度推定を故障除去と同時に実施することが可能であることを検証した。一方，提案する安定度推定法がN波脱調を伴う故障に対しても適用可能であるならば，脱調未然防止リレーシステムの一手法として応用可能であると言える。

本章においては，第3章で提案した過渡安定度推定システムをN波脱調を伴う故障に対して適用し，故障除去時点における安定度推定に有効であることを確認した。さらに，ニューラルネットワークの出力情報として故障除去後の不安定判別値 I_{fc} および電源制限実施後の不安定判別値 J_{gs} を得ることにより対象発電機遮断後の安定度推定を可能とし，ループ状で構成されたIEEE 10機39母線システムを対象として本推定手法を適用した。その結果，N波脱調を伴う故障に対しても，電源制限実施後の安定度推定が故障除去時点において可能であることが確認でき，提案手法であるニューラルネットワークを利用する過渡安定度推定法は，脱調未然防止リレーシステムへ応用可能であることが検証できた。

参考文献

- (1) 亀田秀之・谷口治人：「最近の電力系統制御技術 電力系統の異常現象と対応策」，電気評論，Vol.82，No.12，pp.7-12（1997-12）
- (2) 系統脱調・事故波及防止リレー技術調査専門委員会：「系統脱調・事故波及防止リレー技術」，電気学会技術報告，No.801（2000-10）

第6章 総括

6.1 まえがき

第1章で紹介した国内の電力系統事故の一次原因は、16例中10例が雷によるものとされ⁽¹⁾、半数以上が自然現象を原因とする以上、系統事故の発生自体を皆無とすることは不可能であると考えられる。したがって、系統事故発生時において、その影響を可能な限り小さくするためにPSS等の発電機制御装置やTCSC、UPFC等の系統安定化機器の拡充が重要である一方、事故の影響を系統全体に波及させないために、事故波及防止リレーシステムの高信頼度化が責務であると考えられる。

本研究は、電力系統故障発生時における緊急制御手法である電源制限を主題とし、事故波及防止リレーシステムの高信頼度化に寄与することを目的としている。故障発生時において、電源制限を必要とするか否か、いずれの発電機を遮断したらよいかという情報を、故障発生後において可能な限り早い時点で知ることが、事故波及未然防止という観点において大変重要であると考えられる。そこで本論文においては、故障除去と同時に電源制限の必要性および適切な遮断発電機の決定を可能とするため、ニューラルネットワークを利用した電源制限発電機選択システムを提案した。具体的な遮断発電機選択のシミュレーションをモデル系統を対象として実施し、提案する選択システムの有効性を実証した。本論文で得られた成果を要約し、次節以降にまとめる。

6.2 ニューラルネットワークを用いた電力系統の過渡安定度推定法

電力系統故障発生時において、故障除去時点における安定判別を可能とするため、ニューラルネットワークを用いる過渡安定度推定手法を提案した。まず、故障線路が同一である場合、系統の負荷状態や故障継続時間によらず、一定の安定領域が故障除去時点におけるエネルギー関数値 E_{ksw} および E_{psw} により与えられることを確認した。そこで、それらの値を入力情報としたニューラルネットワークを用いる過渡安定度推定手法を提案した。ループ状系統モデル（IEEE 10機39母線系統）およびくし型系統モデル（IEEJ WEST10機系統）を対象として安定度推定のシミュレーションを実施した結果、推定に用いた種々の故障条件（負荷状態および故障継続時間）における安定度に対してほぼ100%の推定結果の一致が見られ、提案する過渡安定度推定システムの有効性を実証した。

次に、複数の想定故障線路に対して共通に適用可能とするため、故障除去時点におけるエネルギー関数値の他に故障点情報を入力情報に付加した過渡安定度推定システムを提案した。IEEE 10 機 39 母線系統および IEEJ WEST10 機系統を対象とする安定度推定に適用した結果、ひとつの推定システムに用いる故障点情報のユニット数が6個程度までの場合、系統安定度に対してほぼ100%の推定結果の一致が見られた。しかし、それ以上の故障点情報を用いた場合、安定、不安定の境界付近における故障条件の下では、事前に実施した安定度シミュレーションの結果と推定結果とが一致しない例が見られることも確認した。

提案した過渡安定度推定法をオンラインで適用する場合、一定の演算周期ごとにニューラルネットワークの学習を行い、常に最新の系統状態を考慮した推定システムを構築する必要がある。つまり、推定システムの学習に要する時間は、可能な限り短くする必要がある。故障が想定される全送電線に対応可能な安定度推定システムの構築に要する学習時間と推定精度とを比較検討した結果、ひとつのシステムに用いる故障点情報のユニット数は6個程度とすることが妥当であることを示した。

6.3 電力系統故障時における電源制限発電機の選択法

故障除去時点におけるエネルギー関数値から最適な遮断発電機を選択を可能とする電源制限発電機選択システムを提案した。この選択システムは、先に提案した過渡安定度推定システムを発展させたもので、出力情報として電源制限実施後の安定度余裕 I_{gs} を得ている。想定遮断発電機ごとに得た I_{gs} の大小比較をすることにより、安定度の面から適切と考えられる遮断発電機を選択を可能とした。具体的な電源制限発電機選択のシミュレーションを、くし型で構成された IEEJ WEST10 機系統を対象として実施した結果、種々の故障条件（負荷状態および故障継続時間）における適切な遮断発電機を100%の精度で決定でき、 I_{gs} の推定誤差も比較的良好であることが確認できた。

さらに、電源制限発電機選択に関して、従来法のひとつである運動エネルギーの実時間変化をもとに遮断発電機を決定する手法との比較検討を行った。発電機の脱調を検知した段階において電源制限を実施する手法では、すでに故障の影響が広範囲に波及してしまい、電源制限の効果が得られない故障もあると考えられる。このような従来法では安定化できない故障に対して、故障除去とほぼ同時に電源制限を実施する提案手法を適用したところ安定化効果が確認でき、ニューラルネットワークを利用した電源制限発電機選択システムの有効性を実証した。

6.4 N波脱調故障時における電源制限を想定した過渡安定度推定

近年において、大規模、重潮流化するほど発生しやすいとされ注目されているN波脱調現象に対応可能な脱調未然防止リレーシステムの適用が、電力供給の信頼度向上という点において必要不可欠であると言える。そこで、提案手法であるニューラルネットワークを利用する過渡安定度推定法がN波脱調を伴う故障に対して適用可能であるか検討した。ループ状で構成されたIEEE 10機39母線システムを対象として安定度推定のシミュレーションを実施した結果、N波脱調を伴う故障に対しても、故障除去時点における安定判別が可能であることが確認できた。

さらに、過渡安定度推定システムの出力情報として故障除去後の不安定判別値 I_{fc} および電源制限実施後の不安定判別値 J_{gs} を得ることにより、対象発電機遮断後の安定度推定を実施した。IEEE 10機39母線システムを対象として電源制限実施後の安定度推定を実施した結果、N波脱調を伴う故障時に電源制限を想定する場合においても、対象発電機遮断後の安定判別が、故障除去時点において可能であることが確認できた。

以上より、提案手法であるニューラルネットワークを利用する過渡安定度推定法は、N波脱調故障に対しても適用可能であり、脱調未然防止リレーシステムへの応用が期待できると考える。

6.5 今後の課題

本論文においては、電力系統故障時の緊急制御手法として電源制限に着目し、遮断発電機の決定に関する一手法を提案した。故障除去時点におけるエネルギー関数値 E_{ksw} および E_{psw} を入力情報とする電源制限発電機選択システムを構築し、その出力として得られる電源制限実施後の安定度余裕 I_{gs} を想定遮断発電機ごとに比較することにより、最適な電源制限発電機の決定を可能とした。一方、故障条件によっては負荷制限等の制御手法が有効な場合や、電源制限と負荷制限を同時に実施する必要がある場合など、最適な緊急制御手法を選択する必要があると考えられる。今後の課題として、電源制限のみならず、発生した故障に対して最も適切な緊急制御法の決定を可能とするシステムへの改良が必要であると言える。

また、故障発生時において緊急制御を実施するということは、少なからず経済的損失が生じる。負荷制限により発生した供給支障（停電など）に対する経済的損失や電源制限された発電機の出力分を他社融通で補償するコスト等を考慮した系統計画に関する研究の例もある⁽²⁾。故障発生時における安定度向上により系統信頼度を維持するとともに、緊急制御に伴う経済損失の最小化問題をも考慮した総合的なシステムの開発が必要であると考えられる。

参考文献

- (1) 系統脱調・事故波及防止リレー技術調査専門委員会：「系統脱調・事故波及防止リレー技術」，電気学会技術報告，No.801（2000-10）
- (2) 柴田勝彦・井上忍：「信頼性経済性統合型系統計画支援システムの研究」，R&D News Kansai，No.384，pp11-12（1999-10）

謝辞

本研究の遂行ならびに本論文の作成にあたり，終始懇切なる御指導と御鞭撻を賜りました愛知工業大学工学部 電気工学科教授 一柳勝宏先生に甚大なる感謝の意を表します。また，本論文の作成にあたり，有益なる御助言と御指導を賜りました愛知工業大学工学部 電気工学科教授 後藤泰之先生，同教授 依田正之先生，同教授 村瀬洋先生，名古屋大学大学院工学研究科教授 松村年郎先生に深く感謝の意を表します。

日頃から，熱心な御意見と御指導を賜りました愛知工業大学工学部 電気工学科助教授 雪田和人先生，同経営情報科学部 経営情報学科助教授 水野勝教先生ならびに電気工学科の諸先生方に深く感謝致します。

さらに，研究遂行上様々な御意見と御指導を頂きました中部電力株式会社 香田勲氏（現株式会社中電シーティーアイ），小川重明氏，田端康人氏，星野幸雄氏ならびに同社技術開発本部電力技術研究所 関係者各位，東南大学電力工程系教授 李揚先生に深く感謝致します。

本研究期間中，様々な形で協力して頂いた平成10～15年度の電力システム研究室卒研究生の皆さん，同大学院生の皆さんに感謝致します。

本研究に関する業績

題 目	掲 載 誌	著 者	関連する章
Estimation of Power System Transient Stability by Artificial Neural Network Taking Account of Energy Function	The International Conference on Electrical Engineering 2000 (ICEE2K), pp.894-897 (2000-7) Kitakyushu, JAPAN	H. Yamada K. Ichianagi Y. Goto K. Mizuno K. Yukita Yang Li	3章 5章
ニューラルネットワークを用いた電力システムの過渡安定度推定	電気学会論文誌 C, 121 巻, 2 号, pp.430-437 (2001-2)	山田 浩 李 揚 雪田和人 水野勝教 後藤泰之 一柳勝宏 田端康人 香田 勲	3章 5章
Study on Stability Estimation of Multi-machine Power System and Generator Shedding by Using Artificial Neural Network	Bulk Power Systems Dynamics and Control V, Security and Reliability in a Changing Environment (IREP2001: Onomichi), pp.629-632 (2001-8) Onomichi, JAPAN	H. Yamada K. Yukita Y. Goto K. Ichianagi Y. Tabata S. Ogawa	4章 5章
電力系統故障時における電源制限発電機選択システムの提案	電気学会論文誌 C, 123 巻, 12 号, pp.2160-2169 (2003-12)	山田 浩 雪田和人 後藤泰之 一柳勝宏 田端康人 小川重明	4章 5章