



# 電力システムの安定化と操作支援に関する研究

杉原, 弘章

---

(Degree)

博士 (工学)

(Date of Degree)

2000-03-10

(Date of Publication)

2012-07-26

(Resource Type)

doctoral thesis

(Report Number)

乙2391

(JaLCD0I)

<https://doi.org/10.11501/3173147>

(URL)

<https://hdl.handle.net/20.500.14094/D2002391>

※ 当コンテンツは神戸大学の学術成果です。無断複製・不正使用等を禁じます。著作権法で認められている範囲内で、適切にご利用ください。



神戸大学博士論文

電力系統の安定化と操作支援に関する研究

平成12年1月

杉原 弘章

神戸大学博士論文

# 電力系統の安定化と操作支援に関する研究

平成 12 年 1 月

杉原弘章

第 1 章	序論 .....	1
1.1	本研究の背景 .....	1
1.2	本研究の目的 .....	2
1.3	本論文の構成 .....	2
第 2 章	電力動揺の観測と解析 .....	5
2.1	緒言 .....	5
2.2	電力動揺の観測.....	6
2.2.1	動揺の監視システムと実測動揺波形.....	6
2.2.2	P Q V F 起動件数の分布.....	11
2.3	電力動揺の解析.....	12
2.3.1	解析方法および解析結果.....	12
2.3.2	電力動揺の発生原因 .....	17
2.4	系統状態と動揺発生状況.....	18
2.4.1	系統変更後の動揺発生状況 .....	18
2.4.2	系統変更による抑制効果の解析 .....	18
2.4.3	P S S 付加例の解析 .....	20
2.5	結言 .....	21
2.6	参考文献.....	22
第 3 章	基幹系統の構成, 潮流と動揺モードの関係 .....	23
3.1	緒言 .....	23
3.2	単純モデルの定性的検討 .....	24
3.2.1	系統構成と動揺モードの関係 .....	24
3.2.2	潮流状態と動揺モードの関係 .....	28
3.3	固有値解析による検討.....	36
3.3.1	モデル系統.....	36
3.3.2	計算結果 .....	36
3.4	結言 .....	38
3.5	参考文献.....	39
第 4 章	パワーエレクトロニクスを適用した安定化方策 .....	40
4.1	緒言 .....	40

4.2	解析手法とモデル .....	41
4.2.1	解析手法 .....	41
4.2.2	自励式SVCモデル .....	41
4.2.3	単純系統モデル .....	44
4.2.4	詳細系統モデル .....	45
4.3	解析結果 .....	45
4.3.1	起動, 停止 .....	45
4.3.2	交流系事故時の応動 .....	46
4.3.3	動揺抑制 .....	48
4.3.4	過渡安定度向上効果 .....	50
4.4	結言 .....	51
4.5	参考文献 .....	52
<b>第5章</b>	<b>タービン高速バルブ制御による安定化 .....</b>	<b>53</b>
5.1	緒言 .....	53
5.2	対象系統 .....	54
5.3	EVAの特性 .....	56
5.3.1	第一波動揺 .....	56
5.3.2	後続動揺 .....	57
5.4	減衰特性の強化 .....	59
5.4.1	最適化手法 .....	59
5.4.2	適用例 .....	60
5.4.3	減衰のメカニズム .....	63
5.5	最適制御の実現 .....	64
5.5.1	フィードバック制御 .....	64
5.5.2	従来方式との比較 .....	66
5.6	結言 .....	69
5.7	参考文献 .....	69
5.8	付録 .....	71
<b>第6章</b>	<b>系統操作手順検証の支援 .....</b>	<b>72</b>
6.1	緒言 .....	72
6.2	システムの機能 .....	73

6.2.1	操作票の事前検証.....	73
6.2.2	操作直前の系統整合チェック .....	77
6.3	システムの構成.....	77
6.3.1	ハードウェア .....	77
6.3.2	ソフトウェア .....	78
6.4	状態判定アルゴリズム.....	78
6.4.1	充停電判定アルゴリズム.....	79
6.4.2	ループ判定アルゴリズム.....	81
6.5	検証支援の実例.....	82
6.5.1	操作票事前検証の例 .....	82
6.5.2	操作直前の系統整合チェックの例 .....	83
6.6	結言 .....	85
6.7	参考文献.....	85
<b>第 7 章</b>	<b>事故判定の支援 .....</b>	<b>86</b>
7.1	緒言 .....	86
7.2	装置開発の条件.....	87
7.2.1	支援内容 .....	87
7.2.2	入力情報 .....	87
7.2.3	マンーマシンインターフェース.....	88
7.2.4	メンテナンスツール.....	88
7.3	装置構成.....	88
7.3.1	ハードウェア .....	88
7.3.2	ソフトウェア .....	89
7.4	機能.....	93
7.4.1	オンライン機能 .....	93
7.4.2	シミュレーション機能 .....	94
7.5	データメンテナンスツール .....	94
7.6	実証試験.....	95
7.6.1	判定の精度.....	96
7.6.2	MMI の改善点 .....	96
7.6.3	支援の内容.....	96

7.6.4	メンテナンスツール .....	96
7.7	結言 .....	96
7.8	参考文献 .....	97
7.9	付録 プロセス構成 .....	98
<b>第 8 章</b>	<b>事故復旧時の電圧調整の支援 .....</b>	<b>101</b>
8.1	緒言 .....	101
8.2	問題の記述 .....	102
8.2.1	対象系統 .....	102
8.2.2	復旧の流れ .....	102
8.2.3	フェランチ現象 .....	104
8.3	電圧制御の方法 .....	105
8.3.1	制御目標 .....	105
8.3.2	制御方法 .....	106
8.3.3	制御の検証 .....	109
8.4	試作システム .....	110
8.4.1	概要 .....	110
8.4.2	潮流計算 .....	110
8.4.3	リアクトルの投入 .....	111
8.5	システムの検証と評価 .....	112
8.5.1	投入条件の調整 .....	112
8.5.2	系統操作の調整 .....	114
8.5.3	最終的な操作手順 .....	115
8.5.4	評価 .....	116
8.6	結言 .....	117
8.7	参考文献 .....	118
<b>第 9 章</b>	<b>事故復旧時の需給調整の支援 .....</b>	<b>119</b>
9.1	緒言 .....	119
9.2	問題の記述 .....	120
9.2.1	供給操作における留意点 .....	120
9.3	需給制御の方法 .....	121
9.3.1	基本方針 .....	121

9.3.2	起動・並列.....	123
9.3.3	需給調整.....	124
9.4	需給制御の自動化.....	126
9.4.1	発電機の状態遷移.....	126
9.4.2	ルールによる指令.....	126
9.5	試作システム.....	128
9.5.1	システムの概要.....	128
9.5.2	シミュレーション.....	129
9.6	結言.....	131
9.7	参考文献.....	132
<b>第 10 章</b>	<b>事故解析の支援.....</b>	<b>133</b>
10.1	緒言.....	133
10.2	支援システムの構成.....	134
10.3	推論過程.....	135
10.3.1	状態発生順の仮定生成.....	135
10.3.2	系統状態の登録.....	136
10.3.3	事故区間, 事故様相の仮説生成.....	137
10.3.4	シミュレーションによる検証.....	137
10.3.5	解析結果によるリレー動作の評価.....	138
10.4	電力系統の表現.....	138
10.5	解析例.....	138
10.5.1	時系列仮説の生成.....	140
10.5.2	系統状態の登録.....	140
10.5.3	事故仮説の生成.....	140
10.5.4	シミュレーションによる検証.....	140
10.6	結言.....	141
10.7	参考文献.....	142
<b>第 11 章</b>	<b>結論.....</b>	<b>143</b>
謝辞	.....	149





# 第1章 序論

---

## 1.1 本研究の背景

我が国の各電力会社はこれまで基幹系送電網の建設を進め、相互の連系を強めることで、遠隔の発電所から都市部の大消費地への電力輸送を可能とし、電力の安定供給を確保してきた。最近では幹線の2ルート化などの連系強化もほぼ完成し、今後1～2年のうちには500kV基幹系統はほぼ完成といえるまでに整備される。しかし、このような長大系統では潮流の増加に伴い同期化力が低下し、長周期の電力動揺が発生することが知られている。現実に事故時のみならず、平常時にも負荷変動等比較的小さな擾乱で電力動揺が発生しており、系統安定化装置（PSS）等、各種の安定化対策がとられてきた。また、基幹系統の中にも多くのループが構成されて潮流が複雑化しており、直流連系等、能動的な潮流制御の方策が適用されるようになってきている。

さて、現在、電力の自由化が進められており、卸発電事業への参入が自由化され、今後は大口の顧客への小売りも自由化される。このため、複数の電源と負荷を相互に接続する送電網はこれまでのような限られた電力会社の輸送路ではなく多様な電気事業者と顧客のために公平に輸送力を提供するインフラとして位置付けられるようになってきているが、その計画、運用は既存の電力会社で行うことになる。

これらのことから、今後は完成されたネットワークとしての電力系統に既存の電力会社内の潮流およびそれら相互の融通潮流ならびに各種の託送電力が重畳し潮流が複雑化するとともに、個々の潮流の時間的、季節的な変動も大きくなると考えられる。したがって、電力系統の計画および平常時、事故時の運用は困難の度合いを増すことが考えられる。

一方、パワーエレクトロニクス技術の進展によりこれと高速の通信を応用した安定化方策を電力系統に適用し能動的に潮流を制御したり、安定度を向上することが提案され一部実施されている。また、近年の高性能な小型の計算機（エンジニアリングワークステーション等）の普及および構造的なプログラミング言語の発達により、エキスパートシステムのように、人間の思考過程をある程度まで計算機で模擬することが可能となり、実用システムの開発が推進された。しかし、専門家の持つ知識の量、瞬時に必要な部分を呼び出す

速さ、明文化し難いあいまいな判断等がシステムに反映できず、実用に供されなかったシステムも数多く存在した。

これらのことから、今後多くの制約の中で、電力システムを安定に運用するための潮流・安定化制御、電力システムの操作を迅速、的確に行うための支援等の具体的検討が求められている。

## 1.2 本研究の目的

本研究では、第1に電力システムの潮流・安定化制御について検討する。実際の長距離串型システムにおける電力動揺の測定結果を示し、そのシステムモデルにより固有値解析を行って動揺モードを確認し、シミュレーションを行って手法の妥当性を確認するとともに2、3の対策について検討する。次に、システム運用および送電線新設等による動揺モードの変化を定性的に検討した後、モデルシステムの固有値解析で評価する。また、今後適用が予想されるパワーエレクトロニクスを応用した各種の安定化対策について同様に適用方法を検討し、効果を評価する。さらに発電機制御系の改良の一例として、タービン高速バルブ制御の適用についても同様の検討を行う。これらの検討を通じ、各対策の効果を評価して、今後の有効かつ経済的な対策実施に役立てる。

第2に平常時および事故時の操作の支援について検討する。電力システム内各電気所の運転のうち遮断器等開閉器類の操作を確実にを行うため操作手順を事前検証するシステムを開発する。また、事故発生時の状況、事故点などの判定、事故後停電した電力システムの復旧および事故の現象解析のそれぞれについて支援するエキスパートシステムを試作し、一部について実証試験をへて実用化する。また、これらについてシステムの構成、知識の収集、開発ツールなど開発手法、また実証試験など検証方法について述べ、あわせて実用化に際して注意すべき点を明らかにして今後の同分野での実用システム開発の一助とする。

## 1.3 本論文の構成

第2章では、実際の長距離串型システムにおいて、平常時にも頻繁に観測された電力動揺を例としてその発生が動揺モードにより説明できることを示す。すなわち、電力動揺はシステムに内在する不安定モードが何らかの擾乱によって励振されたものと考え、固有値解析により不安定モードを求め、各種の実測結果からこれを励振する擾乱を特定して、シミュレーションを行い、観測結果と比較して当該不安定モードによるものであることを確認する。次に一部システム変更後の電力動揺の観測と固有値解析結果からシステム運用の工夫による対策の可能性について示唆する。

第3章では、交流系統における安定化対策として、系統構成の変更および新たな送電線等の建設による系統増強について検討する。今後の実系統で考えられる系統構成、潮流状態について、解析的に固有値を求めて定性的な考察を行った後、実系統を念頭においた数値を用いて固有値解析を行いこれを検証する。この結果は、交流系統における従来型安定化方策の選択の際有用である。

第4章では、パワーエレクトロニクス技術の発達により今後適用が拡大すると予想される各種の安定化方策のうち自励式の無効電力補償装置（自励式SVC）を用いた安定化のシミュレーションを行う。自励式SVCはPWMインバータを用いており実際の適用において問題となる過渡的な過電圧等を安定度と同時に検討するためリアルタイムの瞬時値シミュレーションを行い、制御上の留意点、効果について検討する。

第5章では、安定化においてもっとも大きな調整力が必要となる、事故後の第1波動揺の抑制に原理的に大きな効果がある、タービン高速バルブ制御について検討する。バルブ制御を行う場合にその効果を最大限発揮させるため、励磁系の最適制御を求める。次に、潮流等系統状況の変動により前提条件が変化した場合にも十分な効果を得るための方法とその効果について示す。

第6章では「電力系統の操作手順検証支援システム」について述べる。このシステムは複雑な電力系統の、遮断器等開閉器類の操作に先立ち、一連の操作のすべての断面において、予想外の停電等の支障がないよう事前にチェックする業務を支援するものである。実用化に際しては、高速な処理、良好なマンーマシンインターフェースを備えたものとした。これについて、システムの機能、構成、検証のアルゴリズムおよび検証例について述べる。

第7章では電力系統の事故時にその状況、事故区間などの把握についてオペレータを支援する「制御所運転支援装置」について述べる。これは電力系統の事故発生時に、最前線の運転機関である制御所において、迅速に事故の状況を把握するため、入力可能な限られた情報から、停電区間、事故区間等を判定して、系統図上に表示するものであり、実際の制御所において実証試験を行った。これについて、装置構成、機能およびデータメンテナンスツールについて述べる。

第8章および第9章では超高压系統全停時の復旧操作の支援について述べる。ここで対象とするのは、負荷供給線のみでの停電といった部分的な事故ではなく、発電所を含む広範な系統が停電するといった大規模な事故の復旧である。したがって、初期電源の確保、停電した系統の充電過程における電圧、無効電力バランスを考慮する必要がある。また、有効電力についても、単に通過機器の過負荷のみならず、発電機が停止した場合は、再立ち上げの過程における需給バランスの考慮が必要となる。これらを考慮した復旧操作手順を生成するアルゴリズムの考案と、その検証について述べる。

## 第1章 序論

第10章では事故解析の支援について述べる。電力系統の短絡や地絡事故は、保護装置により事故の区間を停電させることで除去されるしくみになっているが、複雑、大規模な系統においては、多数の保護装置の協調、バックアップなどが考慮されており、これらが運用者の思いどおり動作したかどうかの確認、そうでない場合の改修などが重要な業務となる。そこで、保護装置の動作に加え、関係する電気量の波形記録であるオシロ波形を参照して事故現象の把握および保護動作の検証を支援するシステムの提案と事故例による検証について述べる。

第11章では結論として本研究で得られた成果を要約する。

## 第2章 電力動揺の観測と解析

---

### 2.1 緒言

昭和59年から60年の2年間にわたり、中国電力の新岡山系統において系統事故などのない平常時に電力動揺を頻繁に観測した。この時の原因解明と対策検討について述べ、固有値解析の正当性について実測データで確認する。

電力動揺の実測と解析は過去にも多くの例があるが、そのほとんどは動揺の原因が明確である場合、または発電機の負荷遮断試験等人為的に擾乱を与えた場合の実測結果と動特性シミュレーションの比較である<sup>(1)</sup>。これに対し、平常時に発生した原因不明の動揺現象について、固有値法と動特性シミュレーションを併用してその発生メカニズムの解明と抑制対策の検討を行ったものである。

はじめに、系統動揺測定装置（以下PQVFと略称）による動揺の実測を行い、観測された電力動揺について、周期、減衰率を調査した結果を示す。次に、このときの系統を模擬したモデルで固有値解析を行い、観測された動揺に近い周期の複数の不安定モードが存在することを示す。

次に、系統各部の測定結果からこのモードを励振する負荷変動を仮定し、動特性シミュレーションを行う。これにより擾乱として与えられた負荷変動の3～4倍の電力動揺となることを示す。さらに負荷変動に含まれる周波数成分が振動モードの周波数に近いと動揺が大きくなること、複数の振動モードの合成によりさらに動揺が大きくなる場合があることを示す。

対策として系統変更、発電機へのPSS（系統安定化装置）付加を行った場合不安定モードの減衰が強くなり動揺振幅が小さくなることをシミュレーションにより確認し、系統変更については実系統における測定結果と一致することを示す。

## 2.2 電力動揺の観測

### 2.2.1 動揺の監視システムと実測動揺波形

観測に用いたPQVFの配置を図2-1に示す。また、各PQVFの起動条件を表2-1に示す。

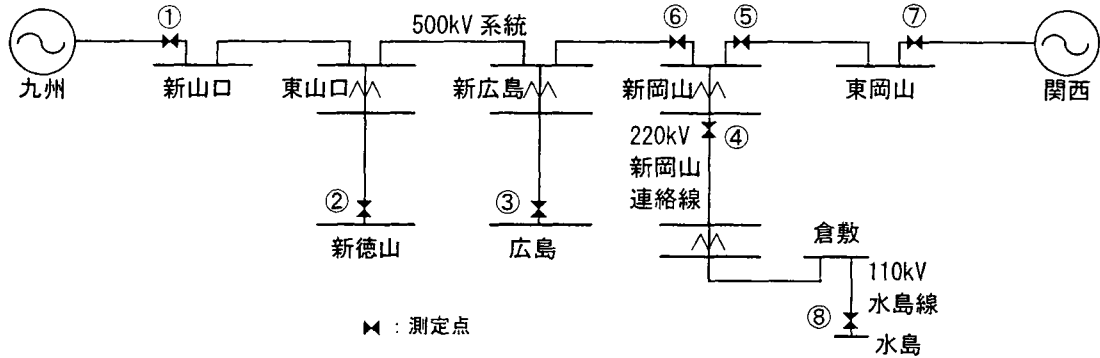


図2-1 PQVFによる動揺測定点

表2-1 PQVF起動条件

測定点	DP/DT RM起動 <sup>※2</sup> の設定値	測定期間
①新山口(変) 関門連系線	300MW/5s	常時
②新徳山(変) 東山口連絡線	100MW/20s	〃
③広島(変) 新広島連絡線	250MW/10s	〃
④新岡山(変) 新岡山連絡線	350MW/5s	〃
⑤新岡山(変) 新岡山幹線	350MW/5s	61/12~62/6
⑥新岡山(変) 中国東幹線	- <sup>※1</sup>	〃
⑦東岡山(変) 西播東岡山線	300MW/5s	常時
⑧水島(変) 水島線	100MW/5s	60/10~62/4

※1 中国東幹線は起動には用いていない

※2 DP/DT RM起動：潮流の時間変動による起動

たとえば新岡山連絡線のPQVFは5秒以内で350MW以上の潮流変動を検出すると有効電力(P)、無効電力(Q)、母線電圧(V)および周波数(F)を一定時間記録する。

一般にPQVFが起動する程度の大きさの電力動揺は系統事故や系統切替等明らかな原因が存在するケースが多いが、昭和59年4月頃から61年3月までの約2年間で新岡山変電所の新岡山連絡線のPQVFが217回、新山口変電所の関門連系線のPQVFが15回、いずれも平常時に起動した。このうち6回は両PQVFがほぼ同時に起動した。図2-2～図2-4に動揺が観測された時間帯の系統状態と波形の例を示す。





第2章 電力動揺の観測と解析

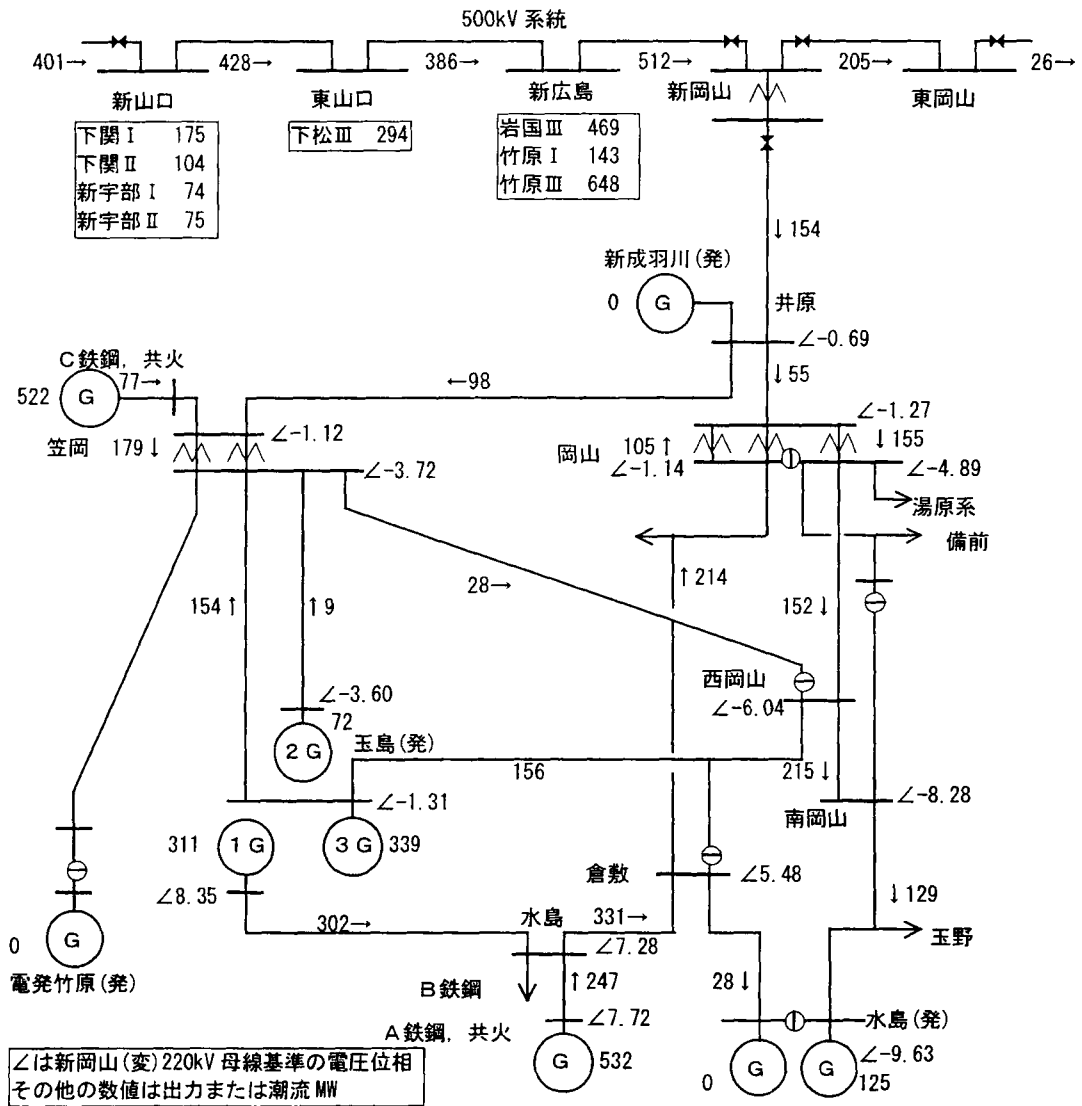


図2-3 a 系統状況 (61年3月3日(月)6時)

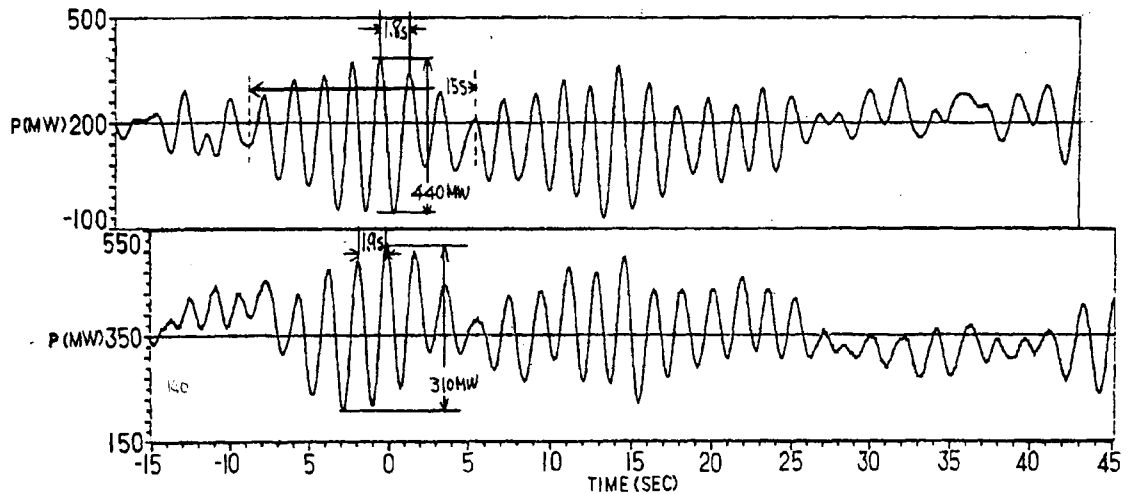


図2-3 b 新岡山幹線(上段) 関門連系線(下段) 有効電力  
(61年3月3日(月)4時3分)

第2章 電力動揺の観測と解析

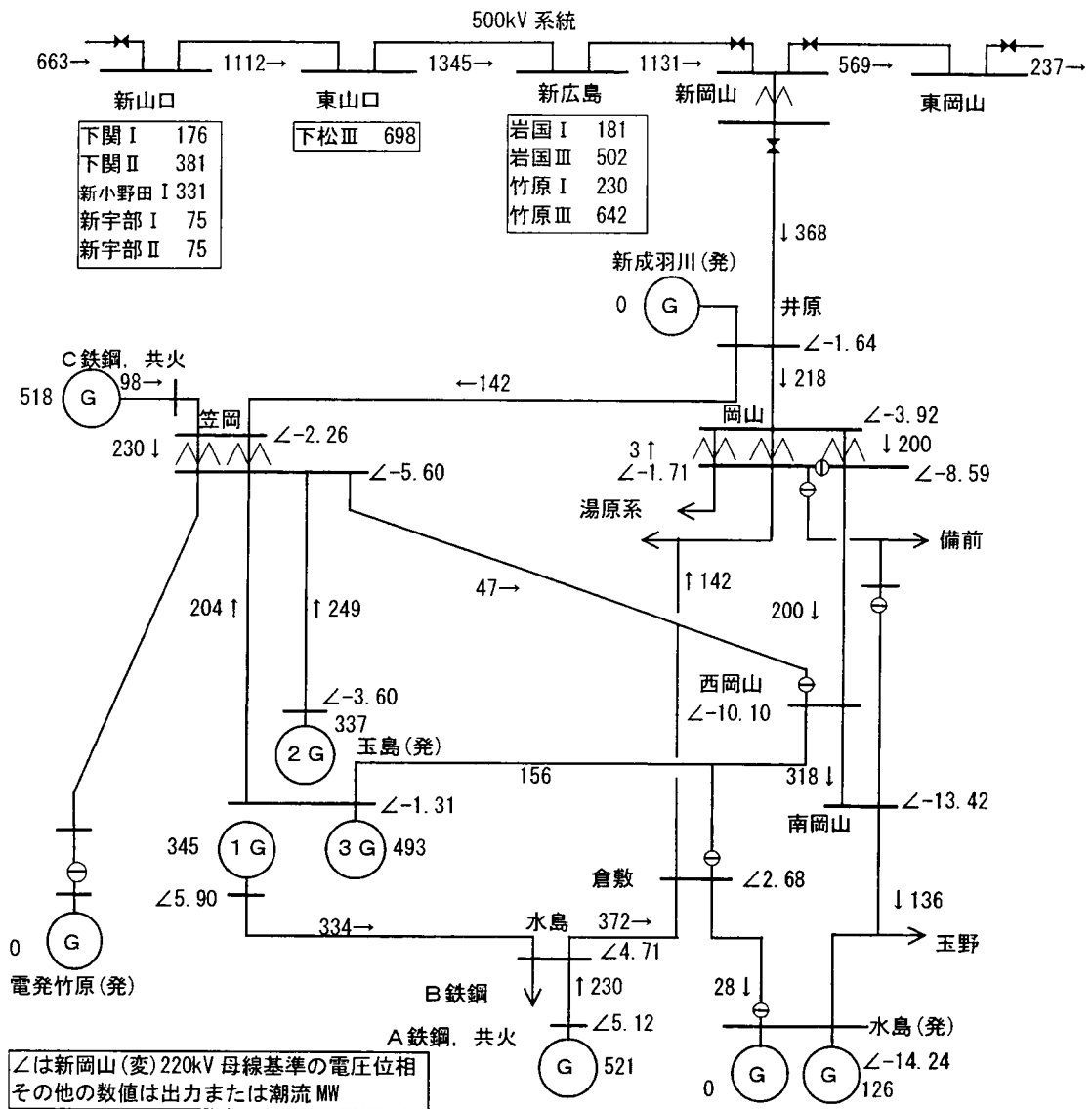


図 2-4 a 系統状況 (61年3月4日(火)10時)

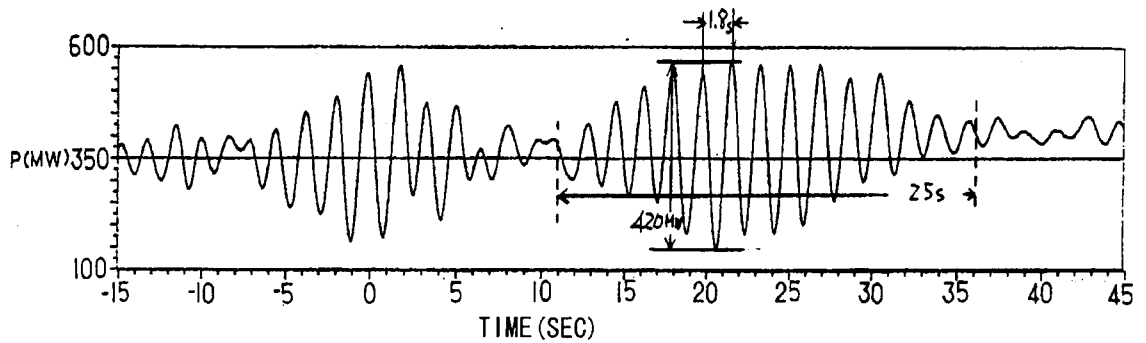


図 2-4 b 新岡山幹線有効電力 (61年3月4日(火)10時44分)

これらの実測データから次のことがわかる。

- a. 新岡山連絡線の電力動揺は最大で500MW（極大-極小，以下P-Pという）程度である
- b. 電力動揺の周期は1.7～1.8秒程度である
- c. 動揺の振幅が周期的に変化する，うなり状の振動となっている場合があり，この場合うなりの周期は10～30秒程度である。これを2つの振動の重畳と考え，いずれも上記の様に1.7～1.8秒の周期をもつとすると2つの周期には0.1～0.3秒程度の差があることになる。

さらにPQVF起動時の運転・操作記録および送電線潮流，発電機出力の記録（図2-5，図2-6に例を示す）から次のことがわかる。

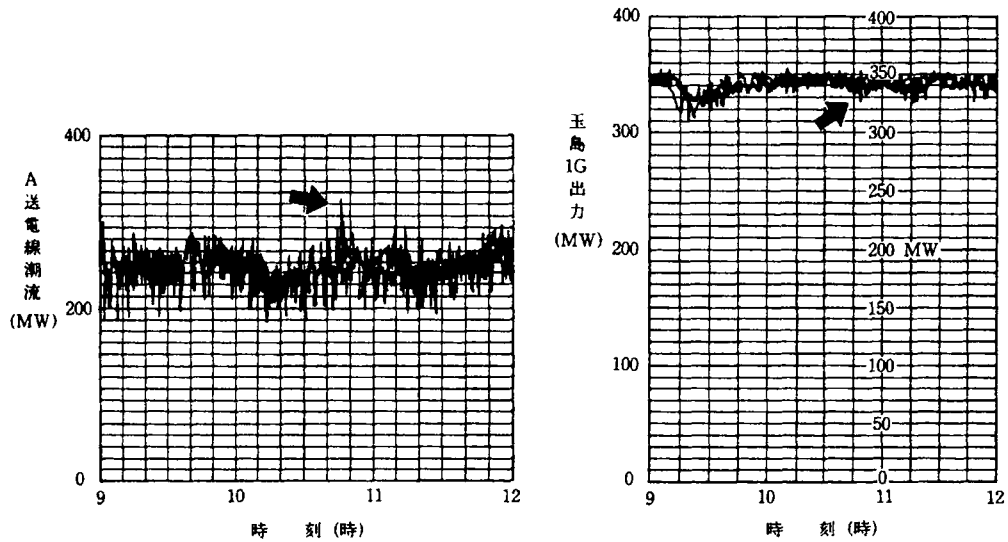


図2-5 A送電線潮流，玉島1G出力(61年3月2日10時50分，PQVF起動あり)

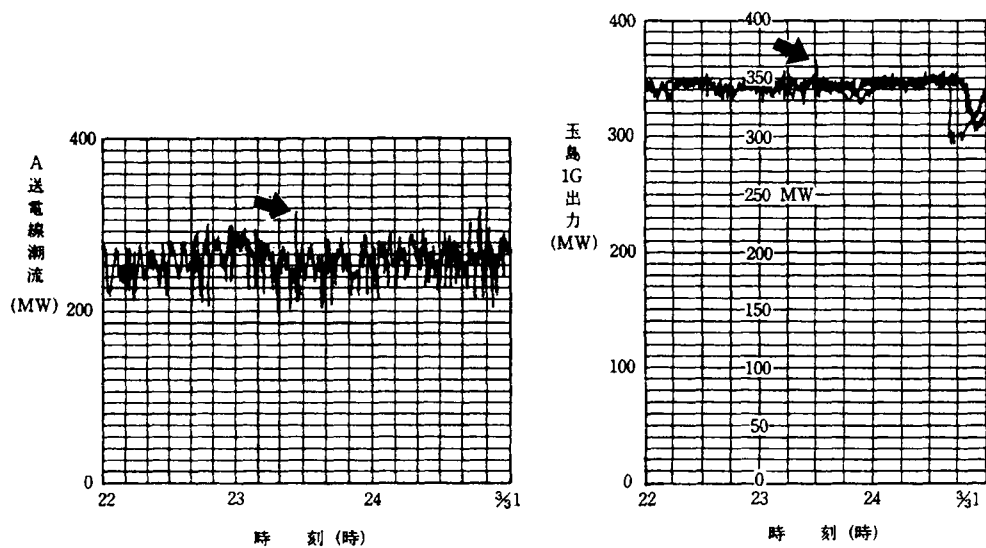


図2-6 A送電線潮流，玉島1G出力(61年3月2日23時32分，PQVF起動あり)

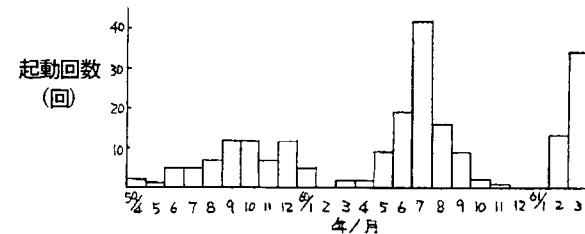
d. 動揺発生時，系統事故，系統切替等の変化はないが，岡山系の一部に 50～100 MW程度の負荷変動，発電機出力変動がある。

### 2.2.2 PQVF 起動件数の分布

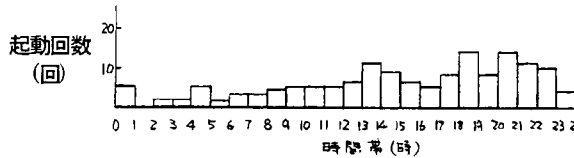
新岡山連絡線のPQVF起動217回および関門連系線のPQVF起動15回の分布状態を時間帯や発電機並列状態などをパラメータとして調査した。

表2-2 発電機運転・停止等の要因別PQVF起動頻度

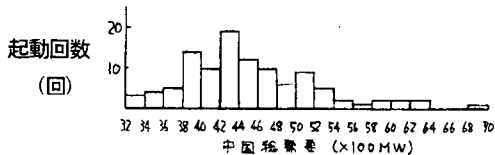
要因	運転(稼動,分割)中のPQVF起動頻度 (回/日)	停止(並用)中のPQVF起動頻度 (回/日)
水島(発)1G 運転・停止	116/328 = 0.35	31/37 = 0.84
〃 2G 運転・停止	100/312 = 0.32	47/53 = 0.89
〃 3G 運転・停止	10/56.5 = 0.18	137/308.5 = 0.44
玉島(発)1G 運転・停止	94/271 = 0.35	53/94 = 0.56
〃 2G 運転・停止	127/278 = 0.46	20/87 = 0.23
〃 3G 運転・停止	139/305 = 0.46	8/60 = 0.13
B鉄鋼稼動, 停止	147/330 = 0.44	0/35 = 0.0
岡山(変)変圧器分割運用, 3台並用運用	144/233 = 0.62	3/132 = 0.02



月別起動回数

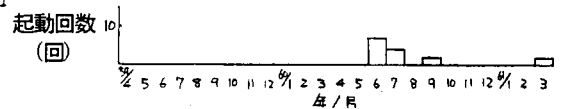


時間帯別起動回数

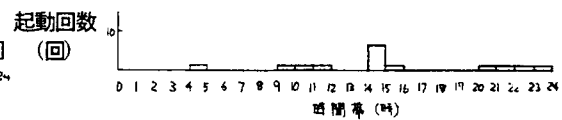


総需要別起動回数

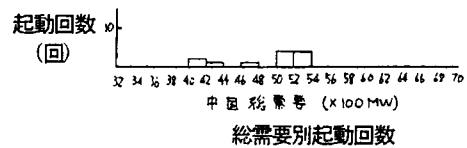
図2-7 PQVF起動件数の分布  
(新岡山連絡線)



月別起動回数



時間帯別起動回数



総需要別起動回数

図2-8 PQVF起動件数の分布  
(関門連系線)

図2-7, 8に各PQVFの起動について月別，時間帯別および中国総需要別の分布を示した。月別については59年度と60年度で傾向が異なるので同月での合計はせず59,

60年度を別々に示した。また表2-2は60年度のPQVF起動について岡山系発電機の運転状態等との関連を示した。これは60年度の365日を各要因により2つに分け（たとえば水島1G運転 328日 停止37日）それぞれについてPQVF起動の1日あたりの回数を示したものである。

これらから、PQVF起動について次のことがわかる。

- a. 季節、時間帯との相関はあまり見られない。夏季ピークや、ピーク時間帯にやや起動が多い。総需要が4000～5000MWのときに起動が多い。
- b. 岡山系各発電機の運転・停止と強い相関はない
- c. B鉄鋼の稼動、停止とは強い相関があり、起動はB鉄鋼の稼動時に限られる
- d. 岡山（変）変圧器（以下 岡山Trという）3台の運用方法とも強い相関があり、起動は分割運用時がほとんどである。

なお、PQVF起動は、新岡山連絡線の場合350MW/5s以上の変動を含む電力動揺によるものであり、小さな電力動揺はとらえられていないことに留意しておく必要がある。

## 2.3 電力動揺の解析

### 2.3.1 解析方法および解析結果

電力動揺の原因解明と対策検討のため固有値解析および動特性シミュレーションを実施した。

#### (1)解析方法

##### a. 固有値解析

電力中央研究所開発の定態安定度解析用プログラム（S法 V3.1）を使用した<sup>(3)</sup><sup>(4)</sup>。これは実効値ベースのモデルにより、系統内に存在する複数の振動モードについて、その固有値および固有ベクトルを求めるものである。固有値の実部が正の場合振動は発散、負の場合収束、0の場合持続的となる。また各モードについて示される固有ベクトルにより、当該モードによりどの部分が振動するかがわかる。

##### b. 動特性シミュレーション

電力中央研究所開発の動特性安定度解析プログラム（Y法）を使用した<sup>(5)</sup>。S法同様、実効値ベースのモデルにより系統の動特性をシミュレーションにより求めるもので、S法と同一の入力フォーマットが使用できる。

(2)解析用データ

60Hz系統全体を模擬することとし、61年ピーク時のデータを基に、岡山系の動きを把握しやすいよう新岡山系を詳細なデータに置き換えたものを使用した。新岡山系詳細データは次の理由から図2-2aに示した60年6月13日15時の系統をモデルとした。

- a. 60年6月13日は14時から21時の間新岡山連絡線のPQVFが5回起動しており動揺が頻発している。
- b. 前述した動揺発生時の特徴（岡山Tr分割運用等）を備えている。
- c. 当時の正確な情報（潮流等）がよく得られている。

表2-3にこの系統データの諸元、表2-4に使用資料を示す。以下この系統を基本系という。

表2-3 解析用系統データ諸元

	発 電 機					系 統	
	火力	水力	原子力	揚水	計	ノード	ブランチ
中 部	18	7	2	12	39	181	164
北 陸	5	4	0	0	9	29	46
関 西	25	0	9	8	42	257	286
中 国	26	8	1	1	36	181	198
(新岡山系再掲)	(13)	(1)	(0)	(1)	(15)	(56)	(59)
四 国	5	4	1	1	11	42	96
九 州	15	8	3	0	26	136	115
計	94	31	16	22	163	826	905

表2-4 解析用データ作成用資料（中国電力社内資料）

新岡山系統 ブランチ	線路定数表 インピーダンスマップ
〃 発電機*	発電機定数調査票
〃 発電機*制御系	〃
〃 潮流	中央給電指令所 潮流図（昭和60年6月13日15時）
〃 〃	岡山給電所 潮流図（昭和60年6月13日）
上 記 以 外	系統解析データファイルシステム（昭和61年ピーク中西系）

\*水島(発)系自家発の発電機AVR ガバナはY法のデフォルト(既定)値を使用した。

(3)固有値解析

表2-5にS法により求められた固有値を示す。これらの固有値は系統内の振動モードと対応している。No.1とNo.2のモードはいずれも周期が1.5秒前後で0.1秒程度の差があり、実測波形から予想した値とほぼ一致する。図2-9a,bはそれぞれモード1とモード2についての固有ベクトルの内、発電機相差角の要素を複素平面上に発電機ごとにプロットしたものである。これらから次のことがわかる。

表2-5 基本系の固有値(振動モード)

モード No.	実部(減衰率) (1/s)	虚部(周波数) (Hz)	周期 (s)
1	-0.02656	0.63284	1.58
2	-0.02396	0.67736	1.48
3	-0.57660	4.78994	0.21
4	-0.04102	1.28897	0.78
5	-0.07705	0.83951	1.19

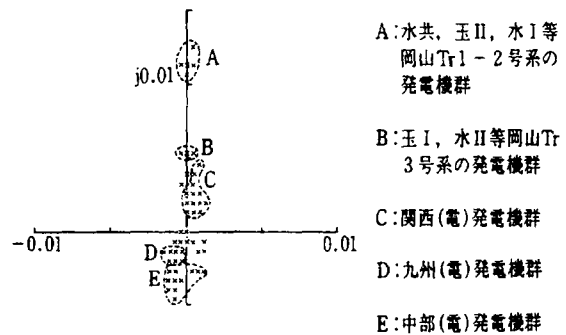
No. はS法で求められた順に、識別のためつけたもので解析上の重要な意味はない。

a. モード1, モード2とも岡山Tr1-2号系の発電機が最も動揺が大きく、次が岡山Tr3号系である。

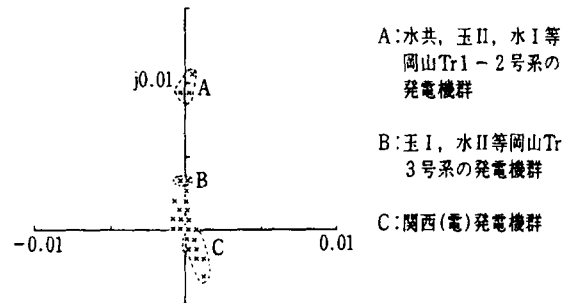
b. モード1では岡山系および関西系が同位相で、中部, 九州系等残りの部分が逆位相で動揺する。

c. モード2では岡山系に対し関西系が逆位相で動揺する。モード1で見られた中部系九州系は原点付近にあり動揺していないことを示している。

実際の動きは各モードの合成となるのでモード1とモード2によりうなり状の振動となる事がわかる。また実測されたような潮流の動揺は発電機群相互の相差角の動揺から生じているものと考えられる。



a. モード No. 1



b. モード No. 2

図2-9 発電機相差角の固有ベクトル(基本系)

(4) 動特性シミュレーション

前述の系統データおよび表2-6に示す諸元を用い、動揺のトリガーとなる様な擾乱が与えられた場合の動特性シミュレーションを行った。

表2-6 シミュレーション諸元

シミュレーション時間	30秒
計算時間刻み	0.0167秒
出力時間刻み	0.0833秒

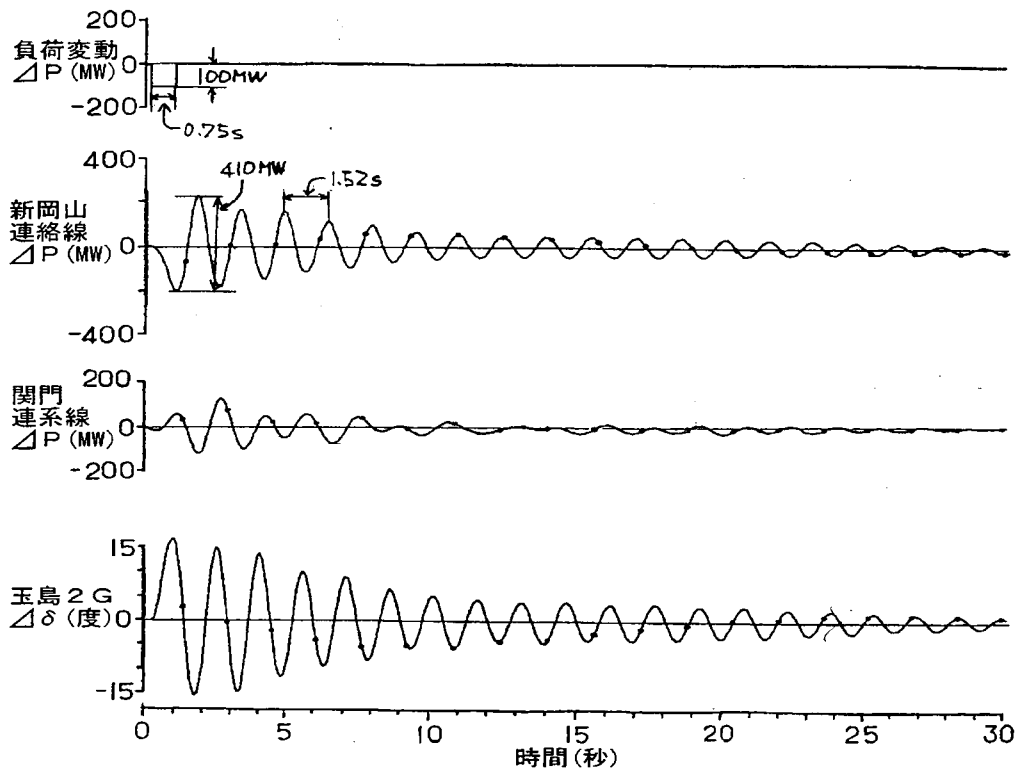


図2-10 基本系でのシミュレーション  $\Delta T=0.75$  秒

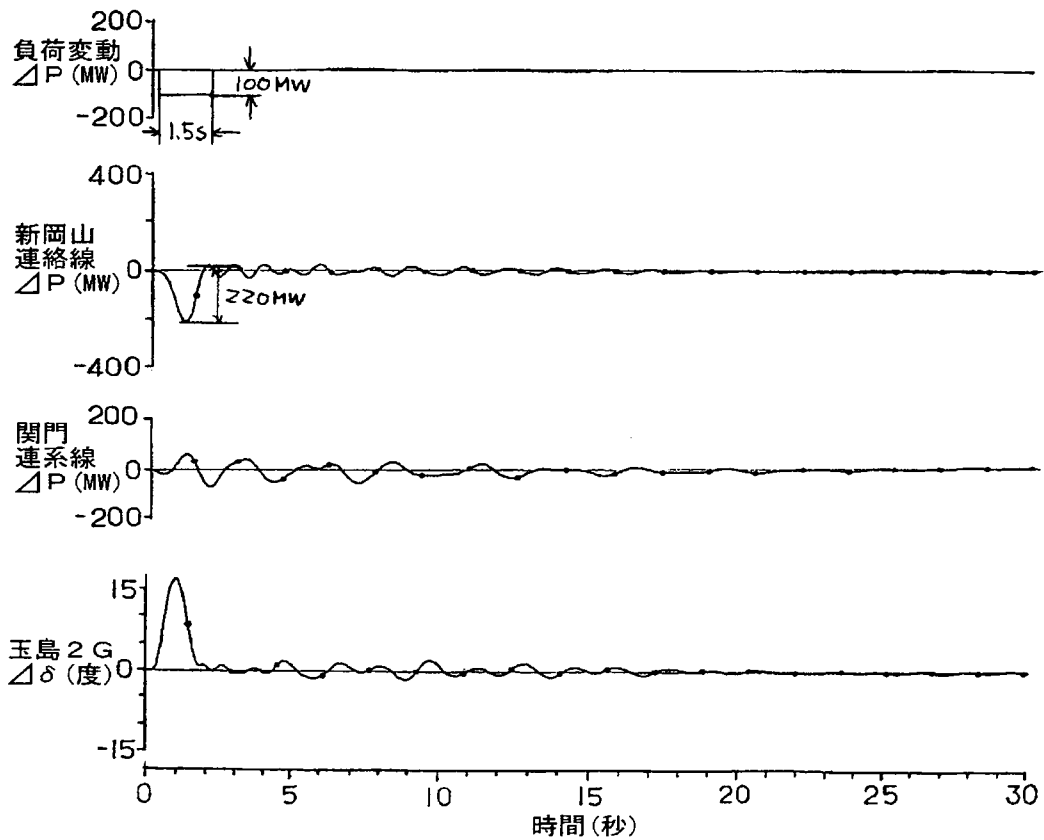


図2-11 基本系でのシミュレーション  $\Delta T=1.5$  秒



擾乱は図2-5の実測から、現実により得る負荷変動としてA鉄鋼B鉄鋼に50MWずつ同時に、計100MWを与えた。現実には同時発生は非常にまれであるが、動揺周期（数秒程度）に比べてほとんど同時とみなせる間隔では発生していると考えた。また、継続時間 $\Delta T$ として動揺周期に等しい1.5秒とその半分の0.75秒の2通りを行った。結果を図2-10と図2-11に示す。図の最上段に擾乱として与えたA鉄鋼、B鉄鋼の負荷変動を示した。

岡山系発電機は、前述の固有ベクトルからわかる通りほとんど同じ動きをするので代表として玉島2号の出力と位相角を示した。100MW程度の負荷変動でも、与えるタイミングによっては、実測された様な振幅350MW（P-P）以上の電力動揺が新岡山連絡線に見られる。図2-10と図2-11を比較すると擾乱としての負荷変動の継続時間と動揺周期の関係で振幅が増大する場合と減少する場合があることがわかる。

#### (5) 考 察

これまでに動揺の実測データに基づき、動揺が頻発した60年6月13日15時頃の系統を模擬するデータを作成し固有値解析および実系統で考えられる擾乱を与えてのシミュレーションを行った。その結果新岡山系、中でも岡山Tr1-2号系の発電機群が周期1.5～1.6秒で持続的な動揺をする振動モードが2つ存在すること、動揺振幅の大きい発電機群の近くで現実に考えられる程度の負荷変動を与えるとこの振動モードによる振動即ち電力動揺が起こることがわかった。

##### a. 固有値解析結果と実測の比較

実測波形にみられるうなり状の動揺波形（たとえば図2-3b）によると新岡山系の発電機群の振動モードとしては周期約1.8秒と1.9秒の2つが支配的である。これら2つのモードが干渉し合うことでうなり状の波形になると考えられる。また30秒経過後振幅が $1/2 \sim 1/5$ 程度となっていることから、減衰率はおよそ $0.02 \sim 0.05$ （ $1/s$ ）となる。他の実測波形も周期、減衰率はこれと大差ない。固有値解析で得られたNo.1とNo.2のモードはいずれもこれらの値をもつモードであり、実測と一致する。またNo.1とNo.2のモードの共存は実測波形におけるうなり状波形の存在と同じ意味をもつ。

##### b. 動特性シミュレーション結果と実測の比較

擾乱として実測データ（図2-5・図2-6・表2-2等）からA鉄鋼、B鉄鋼の負荷変動を仮定したが、変動の様相が時間の関数として把握できていないので変動幅をほぼ実測と同一にした階段状変化を与えてシミュレーションした。このため図2-12のシミュレーションで全体的な波形は実測と一致していない。しかし、周期、振幅などに着目すると実測と一致している。またひとたび動揺が始まると、その後の擾乱を与えるタイミング

により振幅が増大することも減少することもあることが、図2-10と図2-11のシミュレーションによりわかる。ただしうなり状の波形はシミュレーションでは得られなかった。

表2-7 実測と解析の比較検討結果

	実測	固有値解析	シミュレーション
動揺周期	1.7～1.9 s	1.58 s (モード1) 1.48 s (モード2)	1.52 s
うなり状振幅変化の周期	10～25 s	23 s *1	—*2
新岡山連絡線潮流の動揺振幅 (P-P) (水島(変)付近で100 MW程度負荷変動時)	300 ～400 MW	—	410 MW

\*1 : モード1の周期を  $T_1$ 、モード2の周期を  $T_2$  とするときうなりの周期  $T_b$  は  $T_b = \frac{1}{1/T_1 - 1/T_2} = \frac{T_1 T_2}{T_2 - T_1}$

\*2 : シミュレーションでは顕著なうなり状波形が得られなかった。

### 2.3.2 電力動揺の発生原因

前章までの実測、解析およびその検討結果から新岡山系の電力動揺発生の機構は次の様に考えられる。すなわち、岡山系発電機群、特に分割運用時の岡山Tr1-2号系の発電機群が大きく動揺する振動モード2つが存在する。1つは主として中部系九州系と岡山系との間の相差角に強く現れ周期約1.9秒、もう1つは主として岡山系の全系に対する相差角に強く現れて、周期約1.8秒でいずれも減衰は弱い。このモードは系統構成、潮流状態によりその周期、減衰率が変化するが全く消滅することはない。さて、岡山系の中のA鉄鋼、B鉄鋼等の製鉄負荷は50～100MW程度の変動幅でパルス的な変動を繰り返す。この擾乱により前記2つのモードによる振動が始まる。擾乱は繰り返し加えられその周波数成分が振動モードの周波数と一致すると振幅が増大する。また周期がわずかに異なるこれら2つのモードが同程度に振動するとうなりを生じ振幅が増大する。

以上が電力動揺発生の機構であるが、これからわかるように大振幅の動揺が発生しPQVFが起動する場合は次のことが考えられる。

- (1) 潮流等の系統状態により前記モードの減衰率が悪化している。
- (2) 2つのモードが同程度に振動している。
- (3) 負荷変動等の擾乱が大きい。
- (4) 負荷変動等の擾乱の周波数成分に振動モードの周波数に近いものがある。

このうち(1),(3)は実測データによっても確認された振幅増大の要因である。

## 2.4 系統状態と動揺発生状況

### 2.4.1 系統変更後の動揺発生状況

61年度以後、岡山Trの3台並用を常時運用としたところ、各PQVFは起動しなくなった。しかし、新岡山連絡線PQVFの起動設定値の感度をあげて250MW/5sにすると1回/日程度起動した。したがって現在の系統でも新岡山連絡線で250MW (P-P) を超える動揺が1回/日程度発生していると考えられる（関門連系線等、他のPQVFは表2-1の設定では起動していない）。

また62年4月7日には新岡山（変）1バンク停止、倉敷連絡線切替等の臨時的系統構成において350MW/5s設定の新岡山連絡線PQVFが起動した。これらの事から、現在の常時系統では振動の減衰が強く振幅がおさえられているが、振動モードそのものは存在しており、したがって特殊な系統運用を行った場合、振動の減衰が弱くなり以前の様な大きさの動揺が発生するおそれがあることがわかる。

### 2.4.2 系統変更による抑制効果の解析

基本系は岡山Tr分割運用，岡山幹線1回線運用，玉島1Gが西笠線経由で西岡山に接続される等の動揺しやすい要因が重なっている。これに対し岡山Tr3台並用，岡山幹線2回線運用，玉島1Gを笠岡に直接接続するよう系統変更した場合の固有値解析の結果を表2-8および図2-12に，動特性シミュレーションの結果を図2-13に示す。岡山系の動揺モードの減衰率が向上し，動揺が起きにくくなっていることがわかる。この系統構成はその後，常時系統となった。

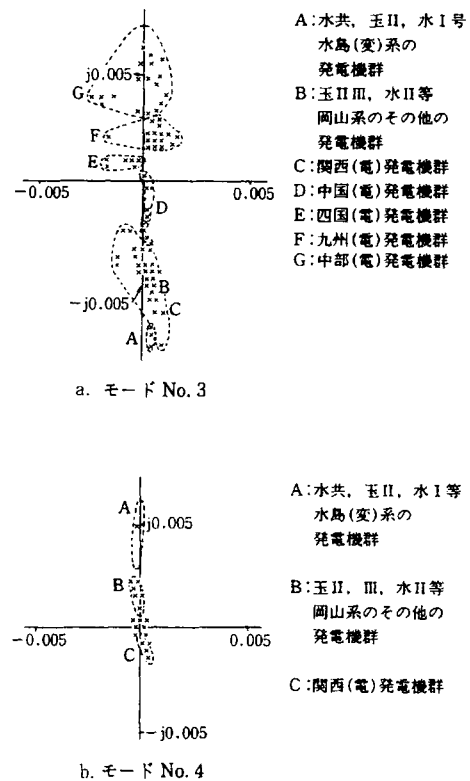


図2-12 発電機相差角の固有ベクトル (系統変更後)

表2-8 系統変更後の固有値 (振動モード)

No.	実部 (減衰率) (1/s)	虚部 (周波数) (Hz)	周期 (s)
1	-0.08147	0.37355	2.68
2	-0.05209	0.43753	2.29
3*	-0.04956	0.63992	1.56
4*	-0.05554	0.72803	1.37
5	-0.07794	0.84008	1.19

\* : No. 3, 4 が岡山系のモード

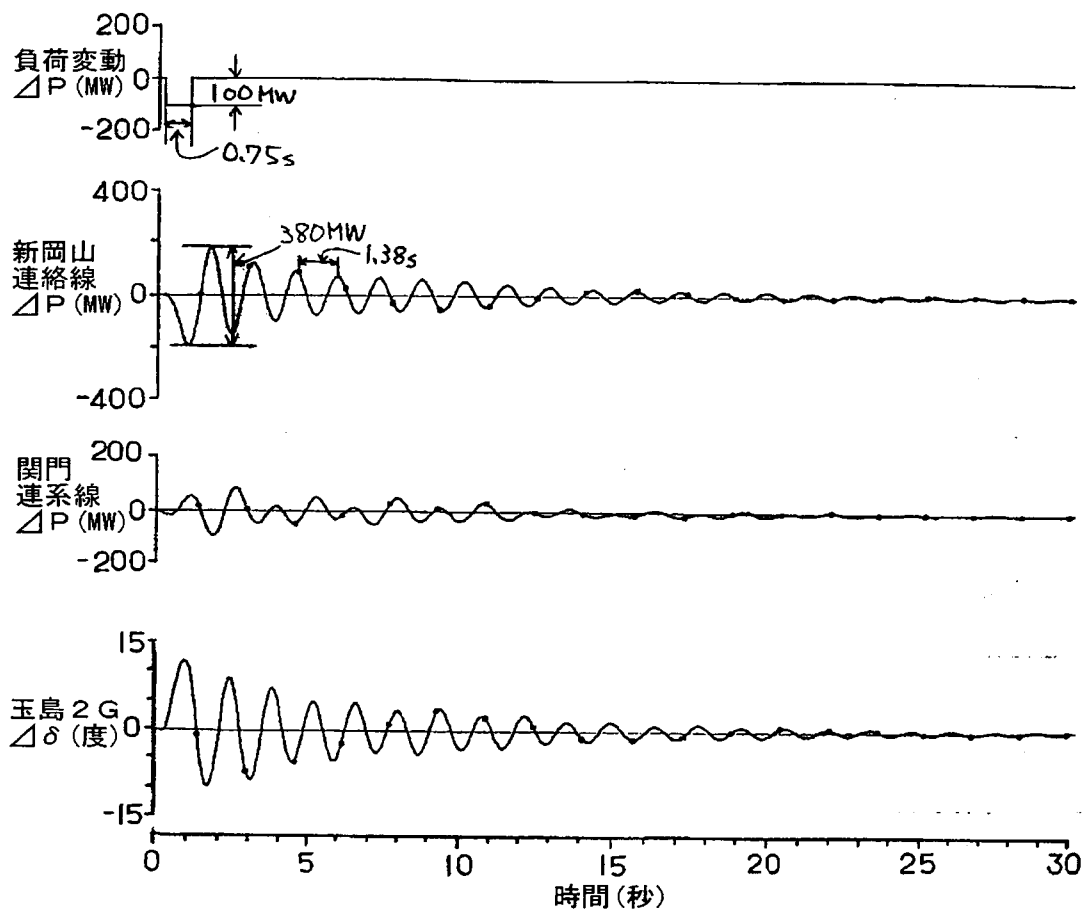


図2-13 系統変更時のシミュレーション

2.4.3 PSS付加例の解析

発電機での定態安定度向上対策としてPSSの付加がある。基本系において動揺の大きい発電機から水島1G, 玉島2Gを選びPSSを付加した場合の解析を行った。表2-9, 図2-14が固有値解析結果, 図2-15が動特性シミュレーション結果である。系統は基本系(動揺が出やすい系統)とした。基本系の固有値, シミュレーションと比較すると安定化されていることがわかる。ただし実際にPSS設置を考える場合は系統, 潮流等多様な状態を考慮し最も効果的な設置火力の選定, 定数決定が必要となる。

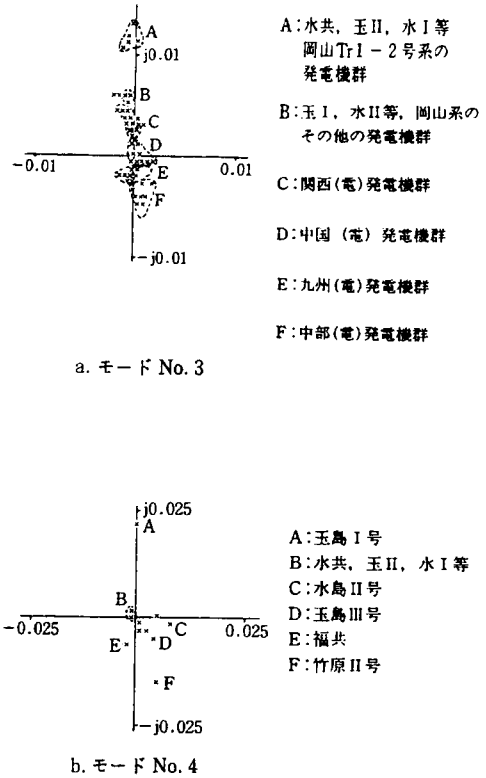


図2-14 発電機相差角の固有ベクトル (PSS付加時)

表2-9 PSS付加時の固有値(振動モード)

No.	実部 (減衰率) (1/s)	虚部 (周波数) (Hz)	周期 (s)
1	-0.57470	4.79044	0.21
2	-0.05249	0.43748	2.29
3	-0.05272	0.63449	1.58
4	-0.04271	1.28887	0.78
5	-0.07714	0.83965	1.19

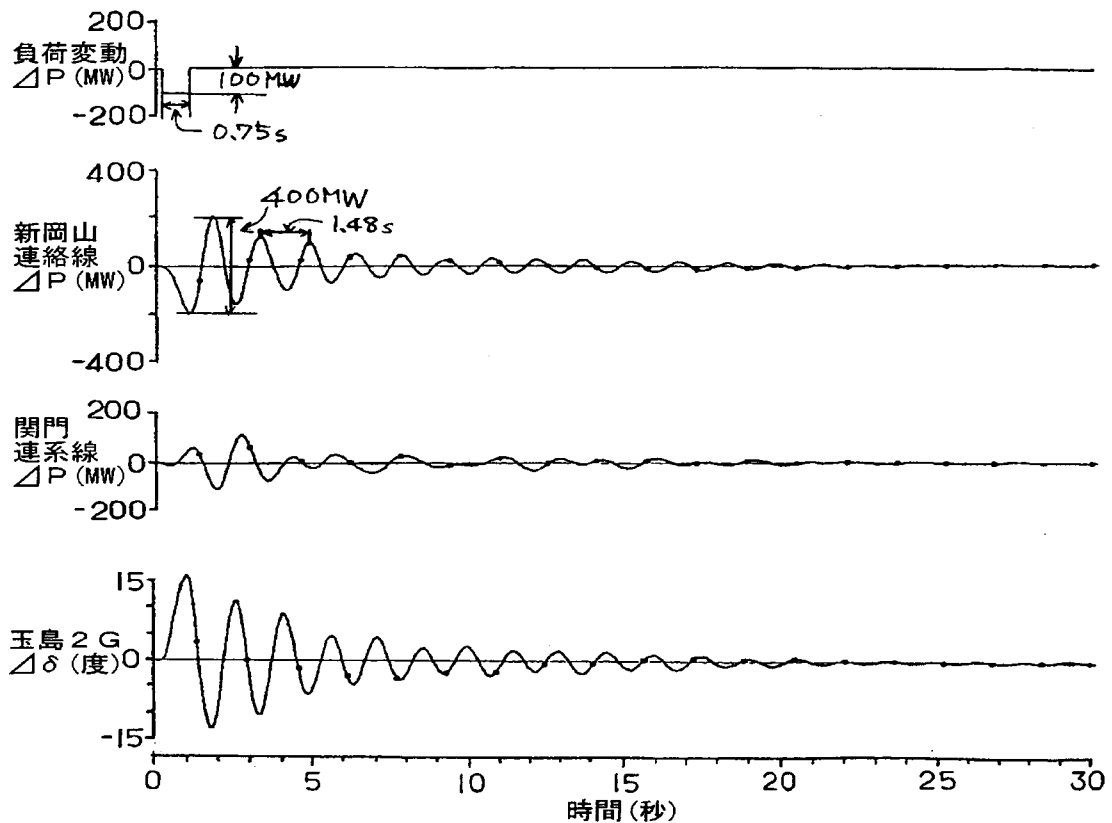


図2-15 PSS付加時のシミュレーション

## 2.5 結言

新岡山系の電力動揺について実測ならびに固有値解析、動特性シミュレーションおよび対策の検討について述べた。まとめると以下ようになる。

- (1) 基幹系統において平常時の潮流に動揺が発生した。振幅は300～500 MW (P-P) 程度、周期は1～2秒程度であった。発生時刻は一部での負荷変動の発生とほぼ一致していた。
- (2) 固有値解析の結果、周期が1～2秒程度の減衰の弱い振動モードが複数あった。また、適当なタイミングでこれを励振する負荷変動を与えると大きな動揺が発生することがシミュレーションにより確認された。そこで、これらが動揺を発生させていたと判断した。
- (3) 系統構成の一部変更、PSSの付加により振動モードの減衰が強くなり、動揺抑制対策として有効であることを、実運用調査および解析により確かめた。

## 2.6 参考文献

- (1)電力系統の安定化技術調査専門委員会：「電力系統の安定化技術」電気学会技術報告（Ⅱ部）第238号（昭和61年12月）
- (2)内田，長尾，植田，上之菌，中山：「固有値法による動的定態安定度解析」電中研報告178061（昭和54年7月）
- (3)内田：「新しい固有値解析法の開発と動的定態安定度への適用－Stability 行列法－」電中研報告179002（昭和54年8月）
- (4)内田：「大規模電力系統の動的定態安定度解析手法－S行列法－」電中研報告179068（昭和55年10月）
- (5)電力中央研究所 電力システム部，電力計算センター 狛江事業部：「電力系統安定度解析システム解説書」（平成8年9月）
- (6)内田，長尾：「電力系統の定態安定度向上対策（その1）－PSSの設置箇所選定と定数最適化論理－」電中研報告183040（昭和59年6月）
- (7)柿本，内田：「定態安定度限界近傍における動揺現象」電中研報告185010（昭和60年11月）
- (8)内田：「電力系統の安定運用のための予防制御論理－オンライン化のための基本解析プログラム－」電中研報告185032（昭和61年8月）
- (9)系統安定化専門委員会：「電力系統の安定度」電気協同研究第34巻第5号（昭和54年）
- (10)杉原，森重，川本：「電力系統における電力動揺の解析」，電気学会電力技術研究会資料 PE-87-145, pp.69-75（昭和62年7月）
- (11)杉原，森重，川本：「電力系統における電力動揺の解析」，中国電力技研時報 No.71, pp.9-24（昭和62年12月）

## 第3章 基幹系統の構成，潮流と動揺モードの関係

---

### 3.1 緒言

わが国の基幹系電力系統は，電力各社で新ルート建設などの系統増強が図られた結果，単純な串形系統から多重のループを含む網状の系統へと変化した。また，自由化の進展に伴う送電網の開放など，系統運用により柔軟性が求められるようになりつつある。これらのことから，従来のように単純な串形系統を運用して事前の計画と大差ない送電を行うのではなく，網状の複雑な系統を駆使し，多様な潮流に対応可能な系統運用が求められることが予想される。

前章では特定の系統構成，潮流状態における動揺の原因と対策について検討するため，シミュレーションや固有値の数値計算といった定量的な評価を行った。また，長距離串型系統のモデルを設定して固有値解析や動特性シミュレーションにより動揺の特徴をとらえる研究もなされている<sup>(1)</sup>。

しかし，多様な系統構成，潮流状態に対して安定度をその都度数値解析等で検討することは，効率的でなく，上記のような状況において実用的とはいえない。そこで，系統構成や潮流状態と安定度の関係を定性的に把握し，数値解析手法を用いなくておおよその傾向を予測できる必要がある。また，それはシミュレーション結果の持つ物理的意味を理解し，結果の正当性を評価するのに役立つ。

本章では，今後の実系統で考えられる系統構成，潮流状態と動揺モードとの関係について，単純な系統モデルにより解析的に動揺モードを求め，定性的な考察を行う。次に，実際の長距離系統を想定したモデルを用いて数値計算で固有値を求め，上記の考察を検証する。



## 3.2 単純モデルの定性的検討

### 3.2.1 系統構成と動揺モードの関係

本節では，従来の単純な串形系統が，2ルート化され，さらに網状に増強されることによって動揺モードがどのように変化するかを，特徴を維持しつつ単純化したモデル系統の解析的な固有値計算によって検討する。

#### (1) 3機串形系統

図3-1にモデル系統を示す。3機の発電機，2箇所の送電線の各定数は等しいものとし，隣接機との間の同期化力のみを考慮して解析的に固有値を求める。

動揺方程式は

$$\left. \begin{aligned} \frac{d^2\delta_1}{dt^2} &= -K(\delta_1 - \delta_2) \\ \frac{d^2\delta_2}{dt^2} &= -K(\delta_2 - \delta_1) - K(\delta_2 - \delta_3) \\ \frac{d^2\delta_3}{dt^2} &= -K(\delta_3 - \delta_2) \end{aligned} \right\} \dots(3-1)$$

$\delta_i$  :  $i$  発電機相差角

$K$  : 隣接機間同期化力

ラプラス変換すると

$$\left. \begin{aligned} s^2\delta_1 &= -K(\delta_1 - \delta_2) \\ s^2\delta_2 &= -K(\delta_2 - \delta_1) - K(\delta_2 - \delta_3) \\ s^2\delta_3 &= -K(\delta_3 - \delta_2) \end{aligned} \right\} \dots(3-2)$$

したがって特性方程式は

$$\begin{vmatrix} s^2 + K & -K & 0 \\ -K & s^2 + 2K & -K \\ 0 & -K & s^2 + K \end{vmatrix} = 0 \dots(3-3)$$

これを解いて，固有値を求めると次のようになる。

$$s = 0, \quad s = \pm j\sqrt{K} \text{ (モード1)}, \quad s = \pm j\sqrt{3K} \text{ (モード2)} \dots(3-4)$$

このうち2番目の共役複素根が示すモードをモード1，3番目の共役複素根が示すモー

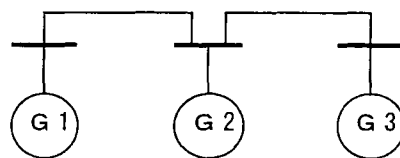


図3-1 3機串形モデル系統

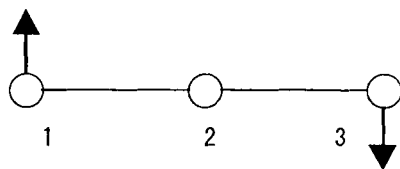


図3-2 動揺モード1の揺れ方

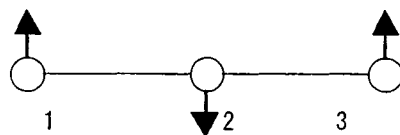


図3-3 動揺モード2の揺れ方

ドをモード2と呼ぶことにする。後述する数値計算で得られる固有ベクトルの内，発電機相边角要素に着目してそれぞれのモードの動揺でどの発電機がどの方向に揺れるかを示したものが図3-2，3-3である。固有ベクトルの大きさを矢印の長さで示した。したがって矢印が長い発電機ほど相対的に揺れが大きく，矢印がない発電機は当該モードでは揺れないということである。また，位相については，これらの例では同位相または逆位相となるので，同位相すなわち相边角のずれの方向が同じ場合に矢印が同じ方向に，逆位相すなわち相边角のずれの方向が逆の場合に矢印が互いに逆向きになるように示した。

### (2) 4機串形系統

4機串形の場合も，前項と同様に考えると，特性方程式は

$$\begin{vmatrix} s^2 + K & -K & 0 & 0 \\ -K & s^2 + 2K & -K & 0 \\ 0 & -K & s^2 + 2K & -K \\ 0 & 0 & -K & s^2 + K \end{vmatrix} = 0 \cdots (3-5)$$

これを解いて，固有値を求めると次のようになる。

$$s = 0, \quad s = \pm j\sqrt{(2-\sqrt{2})K}, \quad s = \pm j\sqrt{2K}, \quad s = \pm j\sqrt{(2+\sqrt{2})K} \cdots (3-6)$$

3機の場合に比べて，2番目の共役複素根が示す，最もゆっくりしたモードの周期が長くなっており，全長が伸びた分だけ長くなったことがわかる。

### (3) 6機ループ系統

ここで，3機串形系統を2本並べて両端を接続した形の6機ループ系統について同様に固有値を求める。これは，長距離串形系統において並行するルートを新設し，従来のルートとともに運用した場合を想定したものである。

ただし，実際の系統増強ではまず送電線だけが増強され，その後各部分系統の容量が次第に増加するという経過をたどると考えられるが，この仮定では各新設ノードに同規模の部分系統がつくこととしており，系統全体の容量が2倍になっている点が異なる。したがって実際の系統増強ではこれよりも安定化効果があるはずである。

ラプラス変換した動揺方程式は

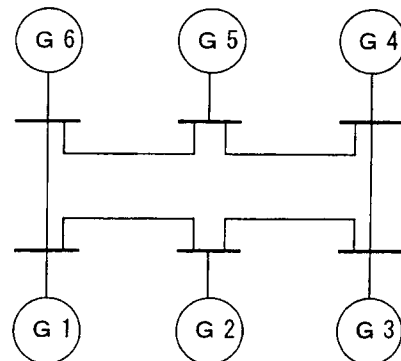


図3-4 6機ループモデル系統

$$\left. \begin{aligned} s^2\delta_1 &= -K(\delta_1 - \delta_2) - K(\delta_1 - \delta_6) \\ s^2\delta_2 &= -K(\delta_2 - \delta_1) - K(\delta_2 - \delta_3) \\ s^2\delta_3 &= -K(\delta_3 - \delta_2) - K(\delta_3 - \delta_4) \\ s^2\delta_4 &= -K(\delta_4 - \delta_3) - K(\delta_4 - \delta_5) \\ s^2\delta_5 &= -K(\delta_5 - \delta_4) - K(\delta_5 - \delta_6) \\ s^2\delta_6 &= -K(\delta_6 - \delta_5) - K(\delta_6 - \delta_1) \end{aligned} \right\} \dots(3-7)$$

したがって特性方程式は

$$\begin{vmatrix} s^2 + 2K & -K & 0 & 0 & 0 & -K \\ -K & s^2 + 2K & -K & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -K & s^2 + 2K & -K & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -K & s^2 + 2K & -K & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -K & s^2 + 2K & -K \\ -K & 0 & 0 & 0 & -K & s^2 + 2K \end{vmatrix} = 0 \dots(3-8)$$

串形の場合，両端の発電機に対する同期化力が隣接する1機のみから得られていたのに対し，ループとしたことによって全発電機とも隣接する2機から同期化力が得られるようになったのが特徴といえる。行列の頂点の4要素を前項の行列と比較するとそのことがわかる。これを解析的に解く。ループ系統のため対称性があり容易に因数分解できて，固有値が求まる。

$$s = 0, s = \pm j\sqrt{K} \text{ (重根 : モード } 1-1, 1-2),$$

$$s = \pm j\sqrt{3K} \text{ (重根 : モード } 2-1, 2-2), s = \pm j2\sqrt{K} \text{ (モード } 3) \dots(3-9)$$

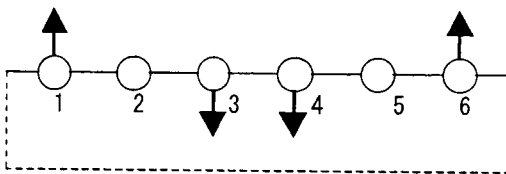


図3-5 動揺モード1-1

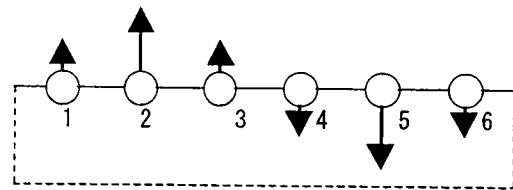


図3-6 動揺モード1-2

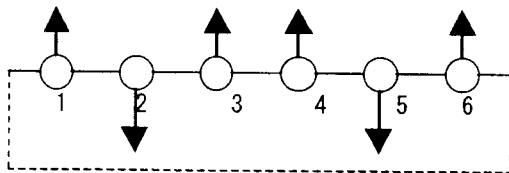


図3-7 動揺モード2-1

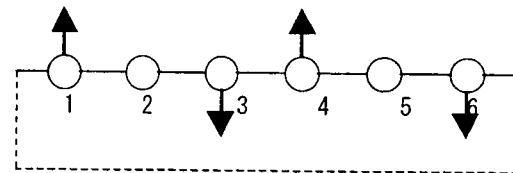


図3-8 動揺モード2-2

3機串形の時のモード1とモード2と同じモードを示す根が重根で求められている。6機ループ系統が3機串形系統を2本並べてその両端をつないだものと考え、3機串形のモードがそのまま現れることは理解できる。ただ、重根となっていることはこのモードが独立して2つ存在できることを意味している。そこで、モード1の重根で示される2つをモード1-1, 1-2, モード2の重根で示される2つをモード2-1, 2-2と呼ぶことにする。固有ベクトルから3機串形の時と同じ方法で各発電機の揺れ方を、図3-5~3-8に示す。全長がそれぞれ余弦波1周期, 正弦波1周期, 余弦波2周期, 正弦波2周期の形になっている。なお、ループ状としたため串形の時のような、両端が逆位相に揺れるモードはなくなっている。また、モード3として隣接機どうしが互いに逆方向に揺れるモードが新たに加わっている。

(4) 6機はしご形系統

さて、上記のループ系統にさらに連系線を追加した図3-9のような系統構成（これを6機はしご形系統と呼ぶ）について考える。このような構成は、実系統の系統増強においてもよく見られるため、後述する実系統モデルの動揺モード理解に役立つ。

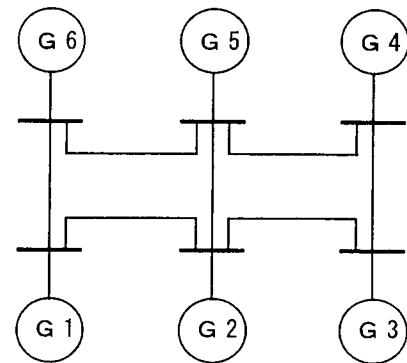


図3-9 6機はしご形モデル系統

特性方程式は、6機ループの場合の式にG2とG5の同期化力を加えて次式のようにになる。

$$\begin{vmatrix} s^2 + 2K & -K & 0 & 0 & 0 & -K \\ -K & s^2 + 3K & -K & 0 & -K & 0 \\ 0 & -K & s^2 + 2K & -K & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -K & s^2 + 2K & -K & 0 \\ 0 & -K & 0 & -K & s^2 + 3K & -K \\ -K & 0 & 0 & 0 & -K & s^2 + 2K \end{vmatrix} = 0 \dots (3-10)$$

これを解いて、

$$s = 0, \quad s = \pm j\sqrt{K}, \quad s = \pm j\sqrt{2K}, \quad s = \pm j\sqrt{3K}(\text{重根}), \quad s = \pm j2\sqrt{K} \dots (3-11)$$

ループ系の場合と比べるとモード1-1とモード1-2が重根でなくなって、より短い周期のモードが現れている。また、モード2-1, 2-2は変化していない。図3-5~3-8でわかるように、モード1-2はG2とG5が逆位相で動揺するモードであり、この間を接続することにより周期が短くなったと考えられる。一方モード2-1はG2とG

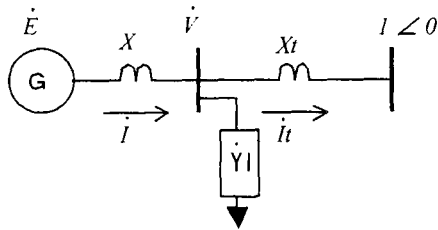
5が同位相となっておりこの間の接続による影響がなかったと考えられる。また、モード1-1, 2-2はG2, G5とも動揺の節となっており、この間の接続による影響がなかったと考えられる。

### 3.2.2 潮流状態と動揺モードの関係

前節の検討では、各発電機間の同期化力  $K$  をすべて等しくおいた。実系統では各発電機の容量、出力、電源線や連系線のインピーダンス、負荷や潮流の大きさに同期化力は変わってくる。そこで、潮流状態と同期化力の関係についても1機1負荷無限大系統を用いて検討しておく。

#### (1) 系統モデル

基幹系統における、発電機あるいは発電機群は、電源線で近くの変電所に接続される。この変電所から、負荷線等を通じてローカル負荷に供給するとともに連系線により基幹系統に連系される。これを想定し、図3-10にモデルとする1機1負荷無限大系統を示す。発電機は  $X_d$  背後電源一定モデルとし、発電機近くの母線においてある程度の負荷（ローカル負荷）を供給し、残りを遠隔地に見立てた無限大母線に送電する。図3-11にそのベクトル図を示す。



無限大母線の電圧を  $1.0 \angle 0$  (pu) とする。

puは発電機ベース。

$E$ : 発電機  $X_d$  背後電圧 (pu)

$V$ : ローカル負荷母線の電圧 (pu)

$i$ : 発電機電流 (pu)

$i_l$ : 連系線電流 (pu)

$X$ : 発電機および電源線リアクタンス (pu)

$X_l$ : 連系線リアクタンス (pu)

$Y_l$ : 負荷アドミタンス

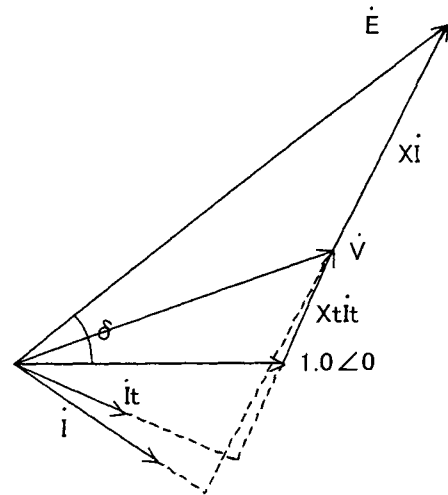


図3-11 ベクトル図

図3-10 1機1負荷無限大系統

(2)同期化力の算出

はじめに, 発電機電流から, 端子電圧 (ローカル負荷母線電圧) を求める。ローカル負荷は定インピーダンスとする。

$$\begin{aligned} \dot{I} &= \dot{Y}_l \dot{V} + \frac{\dot{V} - 1}{jX_l} \\ \dot{E} &= \dot{V} + jX_l \dot{I} = \dot{V} + jX_l \left( \dot{Y}_l \dot{V} + \frac{\dot{V} - 1}{jX_l} \right) \\ \dot{E} + \frac{X}{X_l} &= \dot{V} \left( 1 + jX_l \dot{Y}_l + \frac{X}{X_l} \right) \\ \therefore \dot{V} &= \frac{\dot{E} + X/X_l}{1 + jX_l \dot{Y}_l + X/X_l} \dots (3-12) \end{aligned}$$

これから, 遠方への送電電力を複素電力で表現し, その実部をとって有効電力を求める。

$$\begin{aligned} \dot{W}_l &= \dot{V} \bar{\dot{I}}_l = \dot{V} \frac{\bar{\dot{V}} - 1}{-jX_l} \\ &= \frac{j}{X_l} (\dot{V} \bar{\dot{V}} - \dot{V}) \\ &= \frac{j}{X_l} \left( |\dot{V}|^2 - \frac{\dot{E} + X/X_l}{1 + X/X_l + jX_l \dot{Y}_l} \right) \\ &= \frac{j}{X_l} \left( |\dot{V}|^2 - \frac{\dot{E} + X/X_l}{1 + X/X_l - XB_l + jXG_l} \right) \quad (\text{ここで } Y_l = G_l + jB_l) \\ &= \frac{j}{X_l} \left\{ |\dot{V}|^2 - \frac{\left( E \cos \delta + jE \sin \delta + X/X_l \right) \left( 1 + X/X_l - XB_l - jXG_l \right)}{\left( 1 + X/X_l - XB_l \right)^2 + (XG_l)^2} \right\} \dots (3-13) \end{aligned}$$

したがって有効電力は

$$\begin{aligned}
 P_i &= \text{Re } \dot{W} \\
 &= \frac{E \sin \delta \left(1 + \frac{X}{X_i} - XB_i\right) - XG_i \left(E \cos \delta + \frac{X}{X_i}\right)}{\left\{\left(1 + \frac{X}{X_i} - XB_i\right)^2 + (XG_i)^2\right\} X_i} \\
 &= \frac{(X_i + X - X_i XB_i) E \sin \delta - X_i XG_i E \cos \delta - X^2 G_i}{(X_i + X - X_i XB_i)^2 + (X_i XG_i)^2} \\
 &= \frac{E \sin(\delta - \delta_i)}{X_e} - \frac{X^2}{X_e^2} G_i \dots\dots\dots(3-14)
 \end{aligned}$$

ただし

$$\begin{aligned}
 X_e &= \sqrt{(X_i + X - X_i XB_i)^2 + (X_i XG_i)^2} \\
 \tan \delta_i &= \frac{X_i XG_i}{X_i + X - X_i XB_i}
 \end{aligned}$$

ここで  $X_e$  と  $\delta_i$  について図示すると、図3-12 のようになり、 $X_e$  は  $G_i$  の増加とともに大きくなるが、 $B_i$  を同時に増やせば、すなわち SC などの調相器で無効分を補償すれば  $X_i + X$  と同程度に保つことができることがわかる。ローカル負荷がない場合は  $G_i = B_i = 0$  とすると

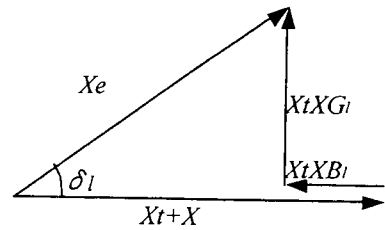


図3-12 X, XtとXe,  $\delta_i$ との関係

$$P_i = \frac{E}{X_i + X} \sin \delta$$

となり、1機無限大系の送電電力の式と一致する。電力相差角曲線はローカル負荷を考慮した場合、 $X_i + X$  を  $X_e$  とおきかえ (図3-12)、右方に  $\delta_i$ 、下方に  $X^2/X_e^2 G_i$  だけ平行移動した形であることがわかる。

さて、ローカル負荷に供給する電力は

$$\begin{aligned}
 P_l &= |\dot{V}|^2 G_l = \dot{V} \overline{\dot{V}} G_l \\
 &= \frac{E \cos \delta + jE \sin \delta + X/X_l}{1 + X/X_l - XB_l + jXG_l} \cdot \frac{E \cos \delta - jE \sin \delta + X/X_l}{1 + X/X_l - XB_l - jXG_l} G_l \\
 &= \frac{\left(E \cos \delta + X/X_l\right)^2 + E^2 \sin^2 \delta}{\left(1 + X/X_l - XB_l\right)^2 + (XG_l)^2} G_l \\
 &= \frac{E^2 X_l^2 + X^2 + 2EX_l X \cos \delta}{(X_l + X - X_l XB_l)^2 + (X_l XG_l)^2} G_l \\
 &= \frac{E^2 X_l^2 + X^2 + 2EX_l X \cos \delta}{X_e^2} G_l \dots\dots(3-15)
 \end{aligned}$$

これらから, 発電機出力は

$$\begin{aligned}
 P &= P_l + P_i \\
 &= \frac{E \sin(\delta - \delta_l)}{X_e} - \frac{X^2}{X_e^2} G_l + \frac{E^2 X_l^2 + X^2 + 2EX_l X \cos \delta}{X_e^2} G_l \\
 &= \frac{E \sin(\delta - \delta_l)}{X_e} + \frac{E^2 X_l^2 + 2EX_l X \cos \delta}{X_e^2} G_l \dots\dots(3-16)
 \end{aligned}$$

負荷を定インピーダンスと考えると,  $G_l$ ,  $B_l$ , したがって  $X_e$ ,  $\delta_l$  は定数であり, ローカル負荷を考慮した場合の同期化力は

$$K = \frac{dP}{d\delta} = \frac{E \cos(\delta - \delta_l)}{X_e} - \frac{2EX_l X \sin \delta}{X_e^2} G_l \dots\dots(3-17)$$

と求められる。第 1 項は無限大母線からの, 第 2 項はローカル負荷からの同期化力を表す。第 1 項をローカル負荷がない場合の同期化力の式

$$K = \frac{dP}{d\delta} = \frac{E \cos \delta}{X_l + X}$$

と比較すると,  $X_l + X$  が  $X_e$  に置き換わり,  $\delta$  方向に  $\delta_l$  だけ平行移動した形である。第 2 項は常に負値となり, ローカル負荷が定インピーダンスの場合同期化力を減ずることがわかる。これはローカル負荷が定インピーダンスであるため, 相角度が開いた (増加した) 場合, 電圧低下により負荷が減少し逆に相角度が減少すると負荷は増加するという負の同期化力が加わるためである。なお, 遠方への送電電力を求めるときから, 定インピーダンスの仮定をおいていたので, 厳密にはローカル負荷の特性を定インピーダンス以外とする場合は第 1 項から見直す必要があるが, 本章では以下の考察において近似的に第 2



のみの変更で定電流あるいは定電力負荷の場合を考慮する。

(3)潮流状態と同期化力

前項において求めた(3-17)式により、実系統のさまざまな状態において考えられるパラメータを代入し、潮流状態と動揺モードの関係を定性的に把握する。ローカル負荷母線の電圧は実系統での実態に合わせ、 $V=1$ となるよう  $E$  を調整するものとする。また、ローカル負荷の力率は、図3-12において  $X_c$  が  $X_l + X$  に等しくなるよう調整するものとしても実態と大きく変わらないので、そのように調整するものとする。また、発電機容量および各部のリアクタンス値は、60Hz系統全体のような基幹系統を念頭におき、ある程度まとまった地域を縮約して1機と見るものとして、季節別に表3-1に示す値を使用する。 $X$  は発電機の  $X_d'$  と昇圧変圧器、電源線等のリアクタンスを加え、また、縮約に際して縮約点から遠い発電機が含まれることを考慮した。また、 $X_l$  は150km程度の500kV並行2回線送電線の程度として1000MVAベースで0.1puとした。

相差角  $\delta$  に対する送電電力、ローカル負荷を考慮しない場合の同期化力および定インピーダンスのローカル負荷を考慮した総合の同期化力の特性を、軽負荷期については図3-13~15に、重負荷期については図3-16~18に示す。ローカル負荷を考慮しない同期化力は、ローカル負荷が定電力である場合に相当する。ローカル負荷  $P_l$  をパラメータとして0から1.0puまで変化させた。また、 $V=1.0pu$  となるよう調整した  $E$  の値をあわせて示す。

表3-1 1機1負無限大系統のパラメータ

	軽負荷期 (発電機容量小)	重負荷期 (発電機容量大)
発電機容量	5,000 MVA	10,000 MVA
$X$	0.6pu	0.6pu
$X_l$	0.5pu	1.0pu

pu は発電機容量ベース

(4)考察

これらの計算結果から、同期化力と潮流状態の定性的な傾向を考察する。

第1に、重負荷期は並列発電機容量が大きくなるが、送電線インピーダンスは変わらないため同期化力は小さくなる。なおこの傾向は、季節としての重負荷期、軽負荷期の区別のみならず、並列発電機容量を変える場合に共通の傾向である。

第2に、ローカル負荷を一定にして、送電電力を変化させる場合を考える。ローカル負荷が0である場合が、いわゆる1機無限大系の特性となる。ローカル負荷を考慮すると、前述のように電力相差角曲線が右下に平行移動した形となり、 $\delta$  が小さいときは、潮流は無無限大母線側からの受電である。 $\delta = \delta_l$  のとき最大の同期化力となり、 $\delta$  がさらに大きくなると、1機無限大系と同様に同期化力は減少する。

第3に、送電電力を一定としてローカル負荷の増減により発電機出力が変化する場合を考える。これは、各電力会社において、他社との連系線の潮流を一定に保つよう自社内の

負荷の変動に応じて発電出力を調整する場合に相当する。たとえば，図3-13において送電電力を0.5pu，2,500MWに保つ場合を考えると，発電機最大出力がほぼ1.0puなのでローカル負荷は0~0.5pu程度に変化可能であり，これにより $\delta$ は約30~45度の範囲で変化する。このときの同期化力を図3-14で見るとほとんど変化しないことがわかる。ローカル負荷を増加させた場合，電力相差角曲線の右下への平行移動により，送電電力一定では同期化力は減少の方向であるが，初期状態での背後電圧 $E$ が高くなっているためこれを相殺していると考えられる。ところが，図3-15でローカル負荷を定インピーダンスとした場合を見ると，ローカル負荷の増加により同期化力は大きく減少している。実際の負荷特性は季節，時間帯，地域などにより様々であるが，現在多くの解析において，有効電力については定電流特性が用いられており，そうであるとすれば，負荷特性の影響については図3-14，15の中間程度であり，送電電力一定の場合はローカル負荷の増加により，同期化力はやや減少すると考えられる。

第4に発電機出力を一定としてローカル負荷の増減により送電電力が変化する場合を考える。これは，ベース電源の発電機，発電機群に相当する。たとえば図3-13において，発電機出力を1.0pu，5,000MW一定とし送電電力を0~1.0pu程度に変化させる場合， $P_l=1.0pu$ で送電電力0の点から $P_l=0pu$ で送電電力1.0puの点を結ぶほぼ直線上が変化の範囲となり， $\delta$ は約30~50度の範囲を変化する。このときの同期化力を図3-14で見ると送電電力の増加に伴い急激に同期化力が減少している。しかし，定インピーダンスのローカル負荷を考慮すると（図3-15），負荷が大きいほど同期化力が大きく減じられるため，前の効果を相殺してほぼ一定となっている。この場合も，負荷特性の影響が大きいことになるが，有効電力については定電流特性であるとする，両者の中間程度であり，発電機出力が一定の場合は送電電力の増加により同期化力はやや減少するが，発電機出力を増加させる場合ほどは減少しない。

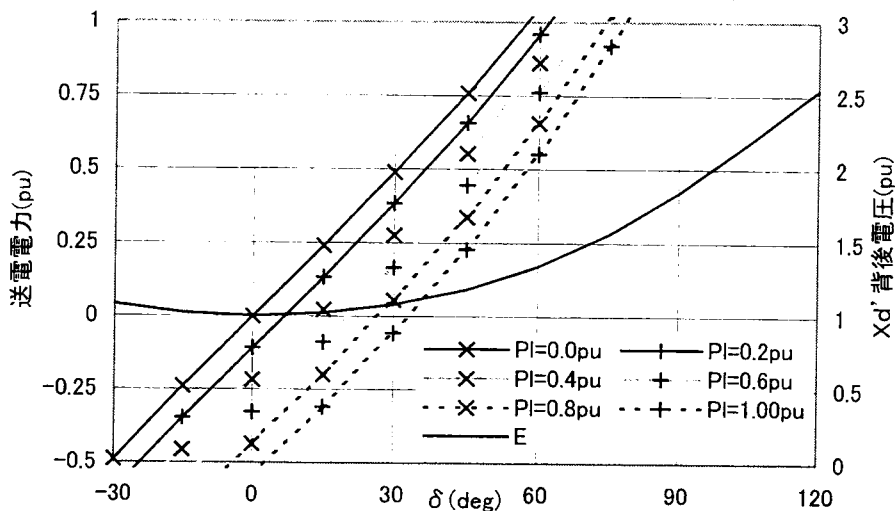


図3-13 発電機相差角と送電電力(軽負荷期)

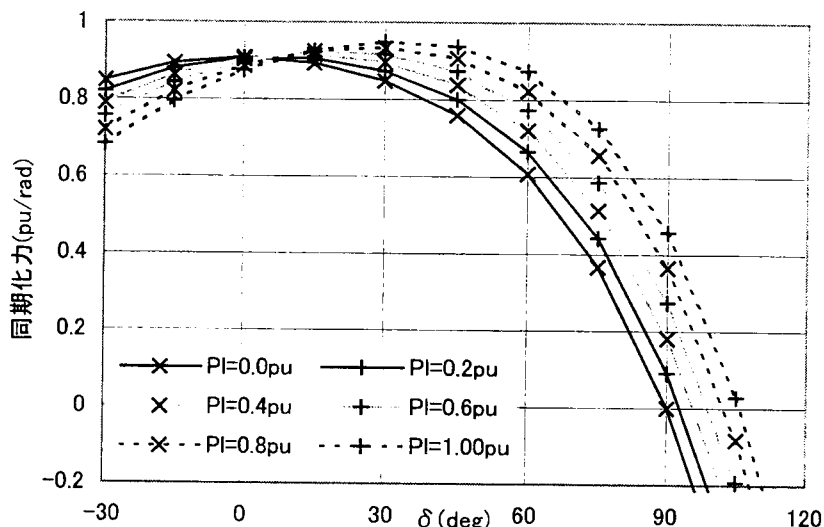


図3-14 発電機相差角と同期化力(軽負荷期)

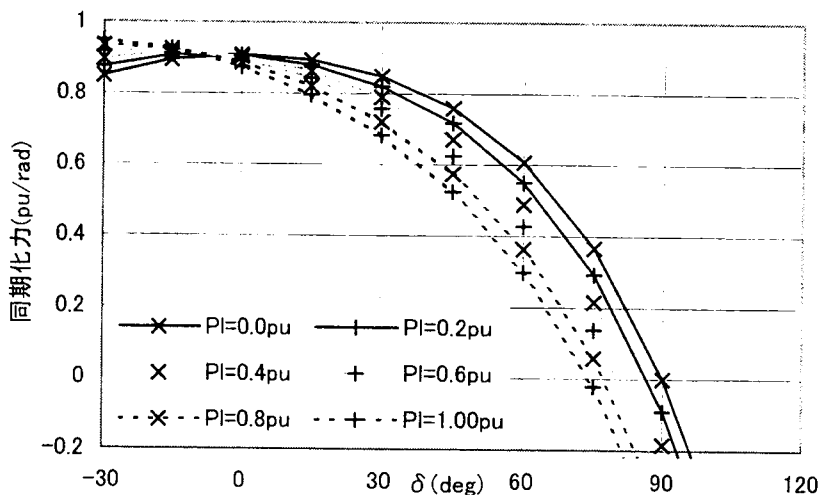


図3-15 発電機相差角と同期化力(軽負荷期)  
(定インピーダンスのローカル負荷考慮)

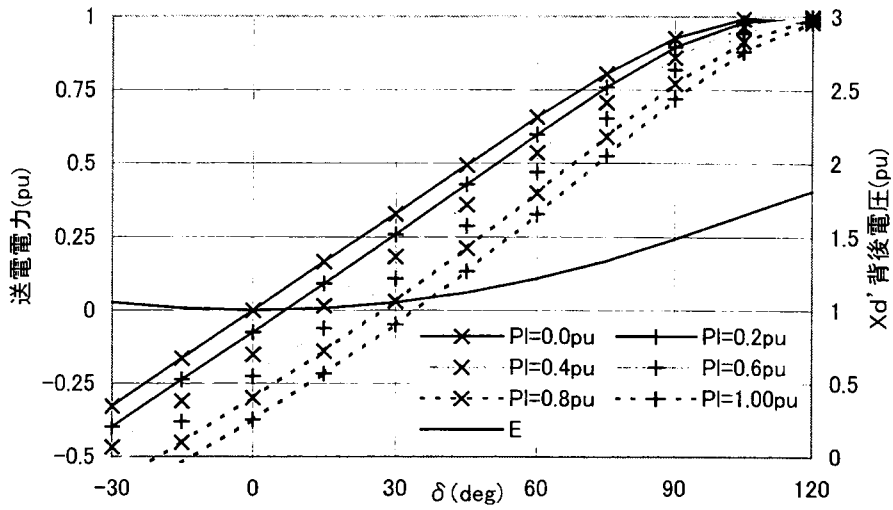


図3-16 発電機相差角と送電電力(重負荷期)

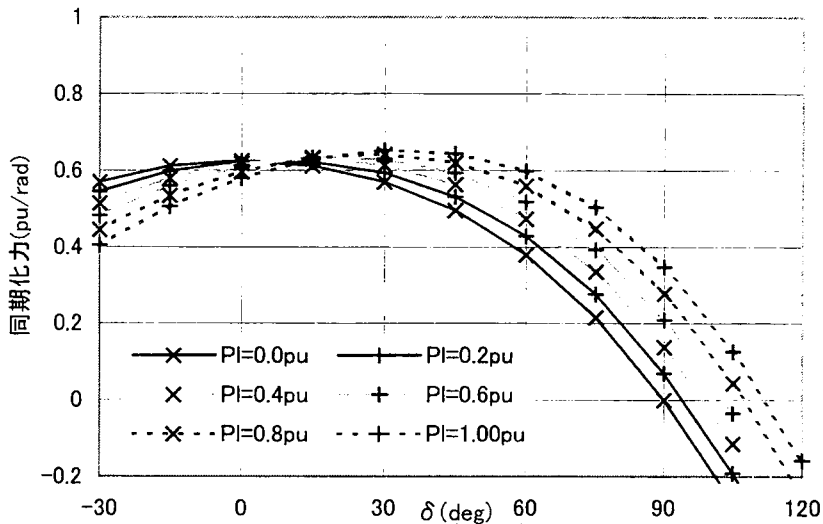


図3-17 発電機相差角と同期化力(重負荷期)

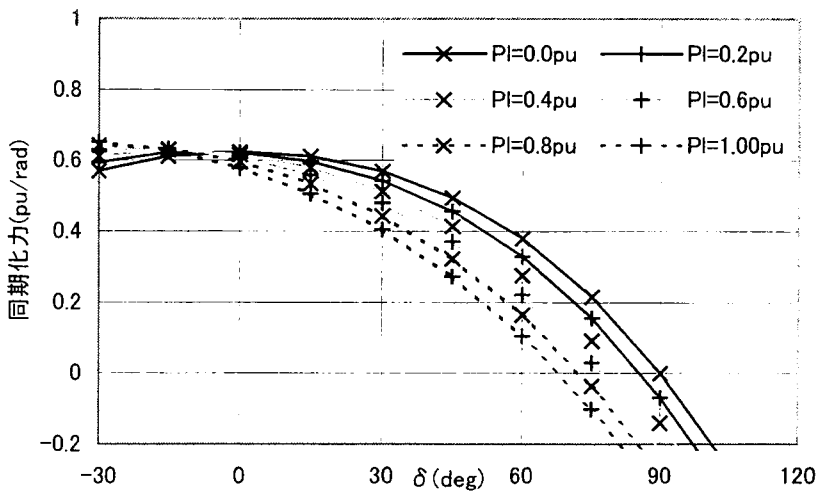


図3-18 発電機相差角と同期化力(重負荷期)  
(定インピーダンスのローカル負荷考慮)

### 3.3 固有値解析による検討

本節では、前節までの検討結果をより実系統に近いモデル系統の数値を用いて固有値解析で検証する。

#### 3.3.1 モデル系統

系統構成は前節の1機1負荷無限大系統および3.1節で示した3機および6機の各重負荷期のモデルとし、発電機モデルには界磁巻線モデル、負荷特性は有効電力に定電流特性、無効電力に定インピーダンス特性を使用する。各パラメータを表3-2に示す。これらは前節までの検討条件に一致させたものである。系統内の各母線電圧を1.0puとするよう発電機電圧を調整する。また、東西方向（図中左右方向）の送電線について東向き（図中右向き）に2,500MWが流れている状態を「連系線潮流あり」とする。重負荷期の発電機容量10,000MVAは6機でおよそ60Hz系統の夏季の容量となる。

表3-2 モデル系統のパラメータ

発電機容量	12,000MVA	$X_d$	1.7pu	$X_q$	1.7pu
発電機出力	10,000MW	$X_d'$	0.35pu	$X$	0.25pu
単位慣性定数	8.0s	$T_d$	1.0s	$X_f$	1.0pu

pu値は、発電機自己容量ベース。 $X$ は $X + X_d'$ が自己容量ベースで0.6となるよう選定。

#### 3.3.2 計算結果

各モデル系統についてQR法により数値計算で固有値を求めた結果と、前節までの検討結果を比較検討する。なお、発電機、モード等の名前（番号）は前節と同じものを用いる。

##### (1) 1機1負荷無限大系統

前節で検討した1機1負荷無限大系統からの代表ケースについて計算した結果を、表3-3に示す。 $\omega$ は角周波数であるので、この値が大きいほど同期化力が強く、動揺の周期が短くなる。前節において求めた負荷を考慮しない同期化力 $K$ の値を用いて次式で計算した $\omega$ の値をあわせて示す。

$$\omega = \sqrt{\frac{K\omega_n}{M}}$$

表3-3 1機1負荷無限大系統の動揺モード( $\omega$ )

	解析値	計算値
低出力	4.15	5.32
定格出力（連系線潮流なし）	4.62	5.68
定格出力（連系線潮流あり）	4.76	5.49

解析のほうは発電機が界磁モデルであり出力増あるいは潮流増に伴う初期背後電圧の上昇が大きいため、表3-3において下方ほど同期化力が大きくなっているのに対し、前節での計算は $X_d'$ 背後電圧一定モデルのため、そのような傾向が出にくいものと思われる。

(2) 3機串形系統

表3-4に3機串形系統の場合の計算結果を示す。これから、出力が大きい方が背後電圧が高いため同期化力は大きくなるこ

表3-4 3機串形系統の動揺モード ( $\omega$ )

	モード1	モード2
低出力	3.90	4.52
定格出力 (連系線潮流なし)	4.48	6.08
定格出力 (連系線潮流あり)	4.26	6.02

と、また潮流に関しては同出力ではあまり違いがないが、潮流が小さいほうが多少同期化力は大きいことがわかる。これは、前節の考察と一致する。

(3) 6機ループ系統

表3-5に6機ループ系統の計算結果を示す。「潮流あり」はG1からG3への2,500MWに加え、並行してG6からG4に同量を流している。前々節の解析計算で見たとおり、モード1とモード2について「潮流なし」の場合3機串形と同様のモードが重根で得られ、加えてモード3が求められた。また、「潮流あり」の場合、ループの対称性が失われ、モード1と2について3機串形の時と同じ固有値が単根となり別の値の解が出ている。これは、G1~G3、G6~G4のルートに3機串形の場合と同じモードが残り、ループ上90度回転した位置にあったモードは潮流のない連系線を含んでいるため同期化力の低下が少なかったためと考えられる。なお、解析計算では隣接機からの同期化力のみ考慮し、各発電機間の同期化力が等しいものとした結果、モード1、2、3の周波数の比は $1 : \sqrt{3} : 2$ であったが、ここで用いたモデルは電源線部分のインピーダンスを加えたためこれより小さい比となっている。

表3-5 6機ループ系統の動揺モード ( $\omega$ )

	モード1-1, 1-2	モード2-1, 2-2	モード3
低出力	3.90 (重根)	4.52 (重根)	4.63
定格出力 (連系線潮流なし)	4.48 (重根)	6.08 (重根)	6.40
定格出力 (連系線潮流あり)	4.26, 4.45	6.02, 6.04	6.37

(4) 6機はしご形系統

表3-6に6機はしご形系統の計算結果を示す。「潮流あり」は6機ループ系統と同じ条件である。「潮流なし」のケースについてみると、前々節の計算どおり、モード1については、90度回転した位置のモードのみ連系が強化されている (G2-G5が連系) ため、重根ではなくなり、モード2については2-1, 2-2ともにこの連系の影響を受けないためループのときと同じ値の重根となっている。「潮流あり」の場合、モード1-1はG2-G5連系の影響がないため、ループの場合のそれと同じであり、1-2はこの連系により強化されているためループの場合より大きくなっているが、東西方向の潮流の影響を受けないので潮流がない場合と同じである。一方、モード2はループ系同様に潮流により対称性が失われ単根となっている。

表3-6 6機はしご形系統の動揺モード ( $\omega$ )

	モード1-1, 1-2	モード2-1, 2-2	モード3
低出力	3.90, 4.34	4.52 (重根)	4.69
定格出力 (連系線潮流なし)	4.48, 5.55	6.08 (重根)	6.62
定格出力 (連系線潮流あり)	4.26, 5.55	6.01, 6.06	6.59

### 3.4 結言

本章では，潮流状態，系統構成と動揺モードの関係を単純な系統モデルにより定性的に考察した。潮流や系統構成の変更を考える場合にこれらの傾向を考慮して，ある程度まで安定化ができる。潮流状態との関係は以下の(1)，(2)に，系統構成との関係は(3)~(5)のようにまとめることができる。

- (1) 負荷特性を考慮しない（あるいは定電力特性）場合，送電電力を一定に保つ場合は，ローカル負荷が変化しても同期化力はさほど変化しない。また発電機出力を一定に保つ場合は送電電力の増加に伴い同期化力は減少する。
- (2) 負荷の有効分に定インピーダンスあるいは定電流の負荷特性を考慮するとこの影響が大きく，送電電力を一定に保つ場合は，ローカル負荷が増加すると同期化力は減少する，一方，発電出力を一定に保つ場合は同期化力はあまり変化しない。
- (3) 系統の接続形態が串形の場合，全長を $\lambda/2 \times n$ とする定在波の形のモードがあり $n$ が小さいほど長周期である。
- (4) ループを構成する場合は，ループとしての全長を $\lambda \times n$ とする定在波の形のモードがあり串形同様に $n$ が小さいほど長周期であるのに加え，同周期のモードがループ上90度回転した位置にも現れる。
- (5) この同周期のモードは，潮流を乗せる，あるいはループ内の2点を結ぶことでループの対象性が失われると，異なる周期を示すようになり，たとえば送電線による接続により連系が強くなる場合は短く，また潮流を乗せる，あるいはローカル負荷の増加で連系が弱くなる場合は長くなる方向に変化する。

### 3.5 参考文献

- (1)吉田，内田：「長距離串形系統の不安定動揺現象とその対策－励磁制御系の影響とPSSによる安定化効果－」電中研報告T88001（昭和63年8月）
- (2)大澤，杉原：「ループ状電力系統の定態安定度とSMESによる安定化制御に関する研究」電学論C，119巻，11号，pp.1365-1369（平成11年11月）
- (3)大澤，杉原：「多数の分散電源からなる電力系統の安定化制御に関する考察」平成10年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料PE-98-116，pp.89-92（平成10年10月）
- (4)大澤，丸岡，杉原：「ループを含む電力系統のSMESによる動揺抑制制御」平成11年電気学会B部門大会講演論文集（分冊A），pp.674-675（平成11年8月）
- (5)新田目：「電力系統技術計算の基礎・応用」，電気書院（1980年12月）



## 第4章 パワーエレクトロニクスを適用した安定化方策

---

### 4.1 緒言

電力システムにはその構成，潮流によって決まる固有の動揺モードがあり，不安定な長周期のモードが安定な運用を阻害する大きな要因である。また，これを抑制するためシステムの強化，PSS設置等の対策が有効であることは，前章までに述べた。しかし，今後は電力の自由化に対応するため，複雑化したシステムのより柔軟な運用が求められると予想され，多様なシステム条件のもとで安定化を図りつつ能動的に潮流を制御できる技術が求められている。

米国では1989年頃からEPR IのDr.Narain G. Hingoraniが中心になって高速で大容量の半導体電力変換素子に高速の通信，制御技術を組み合わせて電力システムの潮流，安定度の制御を行い，システム運用の自由度拡大と送電容量の大幅な増加を目指す「FACTS (Flexible AC Transmission System)」構想を提唱した。その後，内外で多くの研究や試験が行われ，一部実用化されている。

代表的なFACTS技術である「自励式SVC」は，直流コンデンサを電源とし，GTO等の自己消弧素子により実現されるPWMインバータを介して交流システムと無効電力を授受できるものであり，自励式の交直変換器や多くのFACTS技術に共通の基礎的な機構を備えているため，その制御や試作に関して多くの報告がある<sup>(1)(2)(3)</sup>。しかし，解析は，安定化については実効値解析を，起動停止や事故時の応動についてはEMTP等瞬時値解析を用いて別々に行われている。

本章では，自励式SVCを安定化方策として基幹システムモデルに適用した場合の解析を通して安定化効果，制御上の留意点について述べる。動揺抑制以外にも起動・停止および交流系事故時に交流系に悪影響を与えることがないかの確認は導入に際し必要となるので検討した。解析においては，PWMインバータの制御のように高速スイッチングを含む解析を，システム安定化といった数秒から数十秒程度の現象の全長に亘って行う必要がある。このため解析手法としては，デジタル方式の並列計算により実時間で瞬時値ベースのシミュ

レーションが可能な電力システムのリアルタイムシミュレータを用いた。このシミュレータは実時間で解析を行うために、何時間も長時間の解析を行っても数値発散を起こさないよう考慮されている。

## 4.2 解析手法とモデル

### 4.2.1 解析手法

解析計算の原理はEMTPと同様である。すなわち、集中定数素子については、抵抗と1刻み時間前の履歴を表す電流源の組み合わせとして、また、分布定数回路についてはベルジェロンのモデル化により、抵抗と1刻み時間前の相手端の履歴を表す電流源の組み合わせとして表現し、ノード方程式を解くものである。発電機はパークモデル、変圧器は今回はインピーダンスのみとした。刻み時間は、実時間シミュレータであるためCPU（DSP）の演算時間からくる制約があり、この解析では約 $70\mu\text{s}$ を採用した。なお、後述する自励式SVCは21パルスのPWMインバータを用いている関係で、この刻み時間では点弧タイミングの誤差が大きくなるため、これを修正するアルゴリズムを組み込んでいる。

### 4.2.2 自励式SVCモデル

#### (1)主回路

自励式SVCモデルは点弧タイミングの誤差を修正するアルゴリズムを組み込む関係で他の部分を受け持つDSPよりも高速のDSPを使用し、自励式インバータのPWM制御動作(1段21パルス)を模擬した。また、主回路定数については、将来の基幹系統におけるルート断のような過酷事故の安定化に必要な容量を実効値解析により試行錯誤的に求めたところ、予想に反し大容量のものが必要となった(表4-1)。自励式SVCとして、この定格値は現状のハードウェアの技術で実現できるものではないが、シミュレーション上はより小規模のものと何ら変わりはないため、検討用モデルとしてはこの値を採用した。

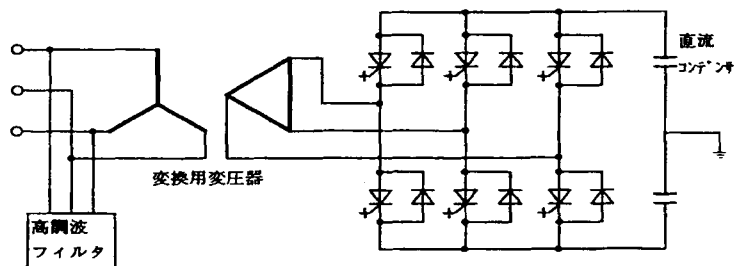


図4-1 自励式SVCモデル主回路

表4-1 自励式SVCモデル定格

自励式SVC定格容量	5000MVA
変換用変圧器容量	5000MVA
インピーダンス	20%
電圧 AC/DC	500kV / 82.4kV
変換器出力電流	35.0kArms
変換器スイッチング回数および多重化数	21パルス1段
直流電圧	±100kV
直流コンデンサ容量	4000 $\mu$ F * 2
高調波フィルタ容量	750MVA

## (2)制御系

モデル系統において上記の過酷事故時に安定運転の継続が可能な制御系を設計し（図4-2）、シミュレータに組み込んで使用した。

### ①直流電圧制御

直流コンデンサの値を規定値に保つよう有効電流の値をPI調節計によりフィードバック制御する。

### ②無効電力制御

系統側とやり取りする無効電力を手動設定値あるいは下記の制御系からの指令値に合うように無効電流をPI調節計によりフィードバック制御する。

### ③交流電圧制御

設置母線の電圧を手動設定値あるいは下記の制御系からの指令値に合うように無効電力（電流）をPI調節計によりフィードバック制御する。偏差の検出方法として、系統電圧と固定の基準（目標）値との差およびその変動分の合成値、または変動分のみを検出の2方式を切り替えできる。今回は変動分を時定数が10ms程度の不完全微分回路で検出している。

### ④電力動揺抑制制御

送電線の潮流から位相補償した信号で動揺抑制するよう電圧を調整する。今回は時定数が30ms程度の不完全微分回路で位相補償を行い、数秒程度の周期の動揺に対して

90度程度進ませるようにしている。これをゲイン倍したものを電圧指令基準値に加えることでこの信号が正のとき有効潮流を増加させ、PSSのようなダンピング効果をもたせる。

⑤カレントドロープ

背後電源の強い系統において電圧を指令値通りに制御しようとして、定格以上の無効電力指令となり制御不能となるのを避けるため、スロープリアクタンス  $X_{sl}$  を介して接続された母線を仮想的に設定し、その電圧を指令値に保つように無効電流を制御する。

⑥出力電流制御

上記の各制御系が出力する有効電流および無効電流指令値を実測の電流の各成分と比較して指令値に追従するようPI調節計によりSVC出力電圧を決定し、位相と大きさをPWMゲート制御系に対して出力する。これにより、有効、無効電力を独立に制御することができる。

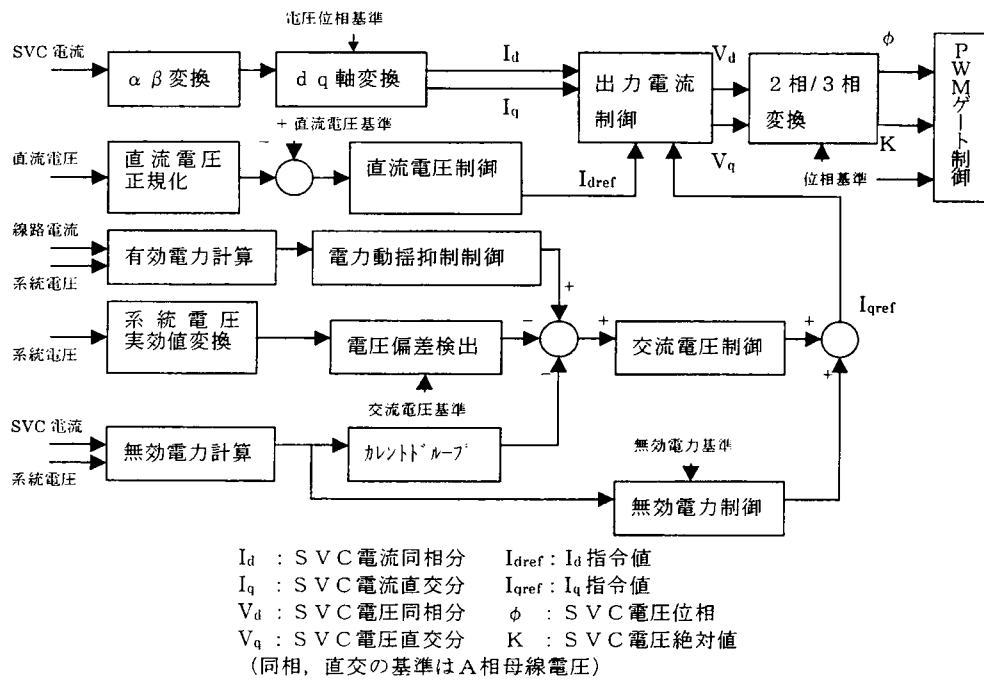


図4-2 自動式SVC制御系

動揺抑制効果の検証に加え、実際の運転で必要となる、起動・停止、保護連動時の動作を検証するため、各シーケンスを下記のとおり設計しシミュレータに組み込んだ。

①起動・停止

起動は、直流コンデンサをプリチャージ回路で充電し、電圧確立を確認した後、系統連系用CBを投入、プリチャージを停止すると同時に変換器をデブロックしてSVCの運転を開始する。また、停止は変換器をブロックした直後にCBを開放する(図4-3)。

②保護連動

シミュレーションでは主回路の保護のみ考慮する。交流系の事故のみでは特に運転を停止しないで継続する。交流系の過電圧，不足電圧に引き続き直流過電流を検出した場合は交流系事故の波及と判断し「中故障」としてゲートブロックした後，交流系の電圧などから系統の健全が確認され次第再起動する。直流過電流のみを検出した場合，直流不足電圧を検出した場合および上記の再起動の失敗を検出した場合は「重故障」として変換器を止め連系用CBを開放する。

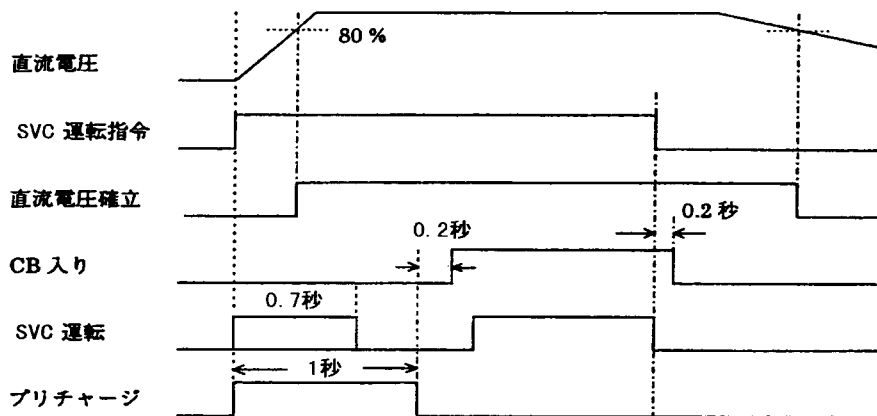
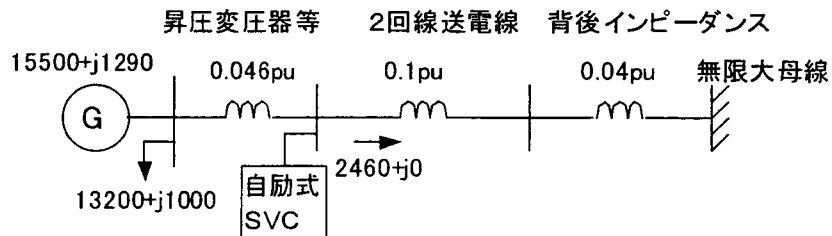


図4-3 起動・停止シーケンス

#### 4.2.3 単純系統モデル

動揺抑制効果等を確認するための1機1負荷無限大系モデルを図4-4に，図中の発電機定数を表4-2に示す。発電機励磁系には簡単なAVRとPSSを設置している。中間の母線に自励式SVCを接続するものとする。基幹系統を想定しSVCが大容量となっているので，相応の大きさの系統とし，重潮流状態とした。



500kV系，puは1000MVAベース，潮流値はMW，MVA

図4-4 検証用単純系統モデル

表4-2 発電機定数(puは自己容量 $\hat{V}$ - $\lambda$ )

容量	20GVA	$M_0$	8.22s
$X_d$	1.64pu	$T_{do}'$	5.85s
$X_q$	1.53pu	$T_{do}''$	0.037s
$X_d'$	0.30pu	$T_{qo}''$	0.057s
$X_d''$	0.24	$X_a$	0.19pu
$X_q''$	0.24		

#### 4.2.4 詳細システムモデル

詳細システムモデルとしては将来の中西連系系統（60Hz系統）を想定した，周期が3秒程度の動揺モードをもつ，基幹システムモデル（図4-5）を使用した。本モデルを用いて今回使用したリアルタイムシミュレータの過渡安定度の精度検証として，図中A線のルート断事故時の結果を別途行った実効値解析と比較したところ，いずれも周期約3秒，減衰時定数6.2秒程度となり注目する動揺モードについて正しく解析できることを確認した。

このシステムモデルに，東向き（図中右向き）に潮流を上乗せし，自励式SVCを動揺の節となるところに設置して検証に用いた。

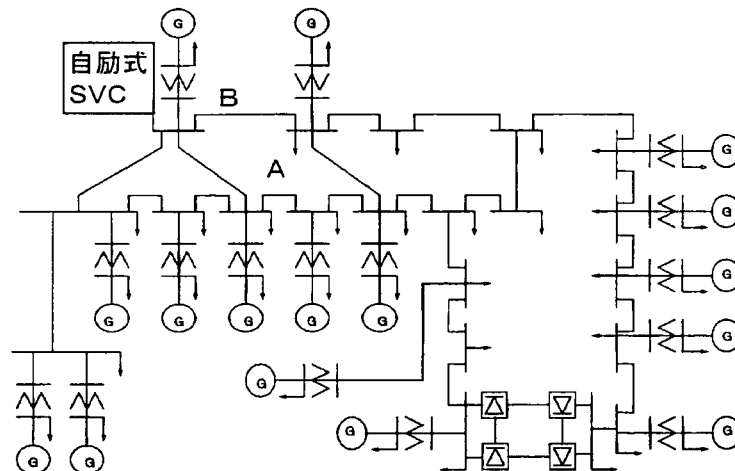


図4-5 詳細システムモデル

### 4.3 解析結果

前述のモデルを用いたシミュレーションにより自励式SVCの動揺抑制効果を確認した。これに先立ち，実際の運用で必ず必要になる，起動，停止および交流系事故時の応動について検証した。

#### 4.3.1 起動，停止

起動時のシミュレーション結果を図4-6に示す。起動時，直流電圧の変動は $\pm 2 \sim 3\%$ 程度，設置母線の交流電圧はほとんど変動なくスムーズに起動できることがわかった。図には示していないが，停止時も同様に大きな変動はなく，交流電圧もほとんど変動しな

い。交流電流が起動前から多少流れているのは、シミュレーションの都合上起動前から高調波フィルタが投入されているためである。

スムーズな起動のためには、プリチャージ後の直流電圧を定格の±数%以内とし、DC-AVRが動作開始するときのオーバーシュートをなくすこと、また、適当な電圧までプリチャージした後、有効電流ACRのPI調節計はリセットしないで起動する、さらに起動時はAVR、AQR設定値を絞っておき、起動直後に大きな制御出力が出ないようにすることが必要である。

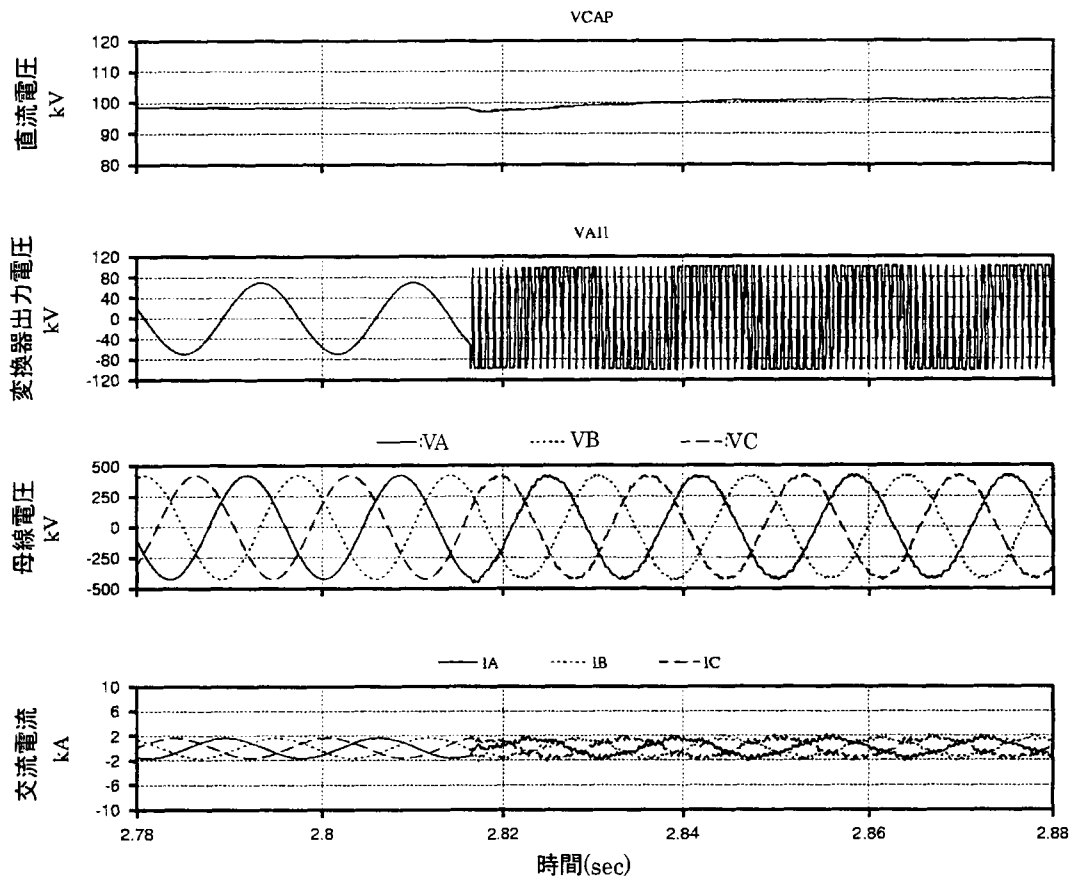


図4-6 自励式SVC起動時の直流電圧, 交流電圧・電流

#### 4.3.2 交流系事故時の応動

遠方での3LG-O時の運転継続, 至近端3LG-O時の中故障再起動の結果を図4-7, 8に示す。

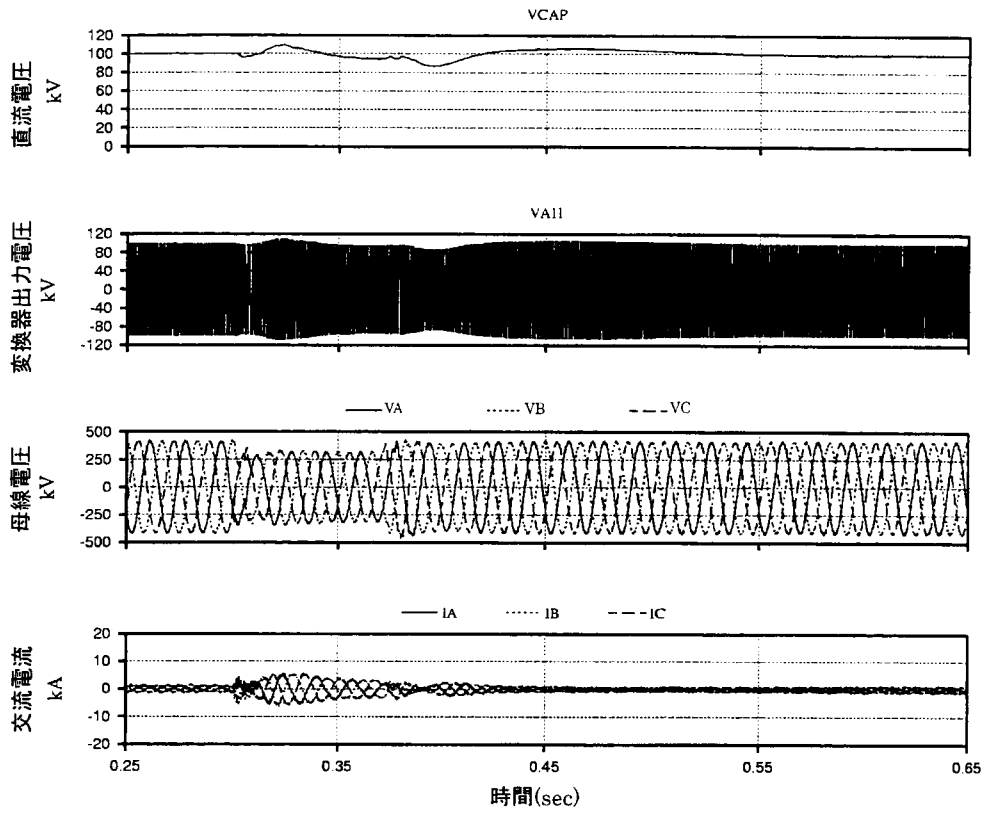


図4-7 運転継続時の直流電圧, 交流電圧・電流

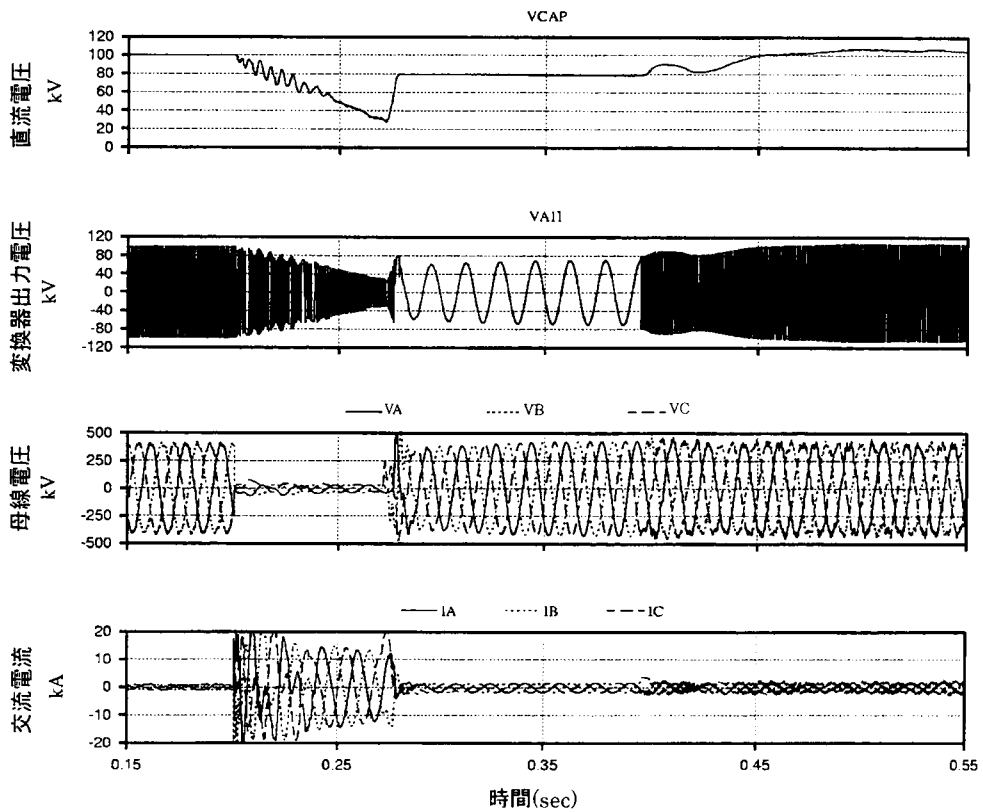


図4-8 中故障再起動時の直流電圧, 交流電圧・電流



至近端事故では、事故時は運転を継続したものの事故除去後の復電時に直流過電流によりゲートブロックし、その後再起動となった。このシミュレーションにおいて、ゲートブロック時および再起動時、交流系に20%程度の過電圧が発生している。運転継続の場合および図は掲載しなかったが重故障ゲートブロックの場合とも特に交流系に悪影響を及ぼす動きはなく所期の動作を確認した。

### 4.3.3 動揺抑制

単純系統モデルを用いて500kV送電線の1回線事故時(3LG-O, 事故後は1回線)の動揺抑制効果を検証した。自励式SVCを中間母線に設置しているため、結果として事故は至近端となりSVCは中故障再起動となるが、再起動後すぐに安定化制御を行うため運転継続の場合と大きな差はない。前節の中故障再起動シミュレーションはこのシミュレーションと同一のものであり図4-8は事故後0.4秒程度の部分の拡大である。

前述のように、SVCの無効電力制御によるAVRは基準値に追従させつつ変動分を補償する方式と、変動分のみ補償して常時は系統電圧に追従させる方式がある。前者の場合は系統電圧を一定に維持するよう制御するので事故時およびその後の動揺時のいずれも同期化力およびダンピングを増加させる効果があるが、有効電力を調整して積極的に動揺抑制を行うには、別途動揺抑制信号を入力したほうがよい。後者の場合ダンピングを増加させる方向に動作するとはいえ、系統電圧を維持しないので安定化効果が小さく、電力動揺抑制の制御信号を別途入力する必要がある。

シミュレーション結果を図4-9~4-11に示す。この系統では、事故後の送電線1回線開放状態では発電機から無限大母線までのインピーダンスがおよそ33%程度(1000MVAベース)であり定態安定限界が3000MW程度であるので、SVCを運転しない図4-9では潮流波形のピーク部分に飽和傾向が見られ、ほぼ安定限界と考えられる。これに対し図4-10のSVC電圧一定制御では潮流増加時にSVCが進相無効電力を供給して中間母線部分の電圧を維持しているため潮流の飽和傾向はなくピーク部分が先鋭になっている。また、電圧一定制御であっても変動抑制が加えてあるため動揺の抑制ができている。図4-11は動揺抑制を加えており、中央の曲線はPSS指令値で有効電力の変動の90度進み位相となっていることが確認できる。これにより、さらに動揺抑制効果が得られている。

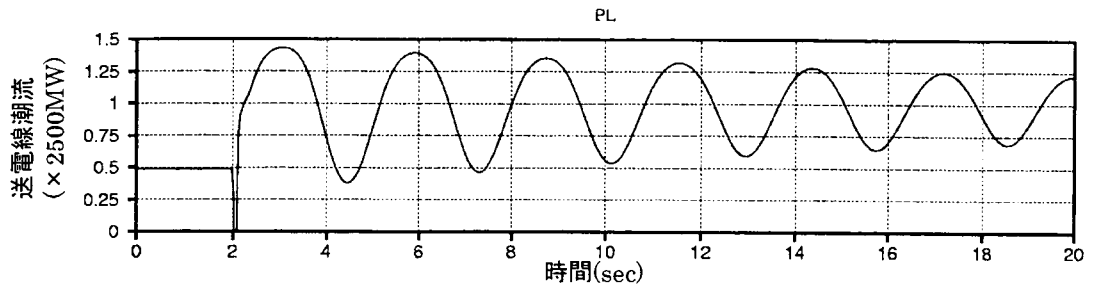


図4-9 単純系統モデルでのシミュレーション(SVC停止中)

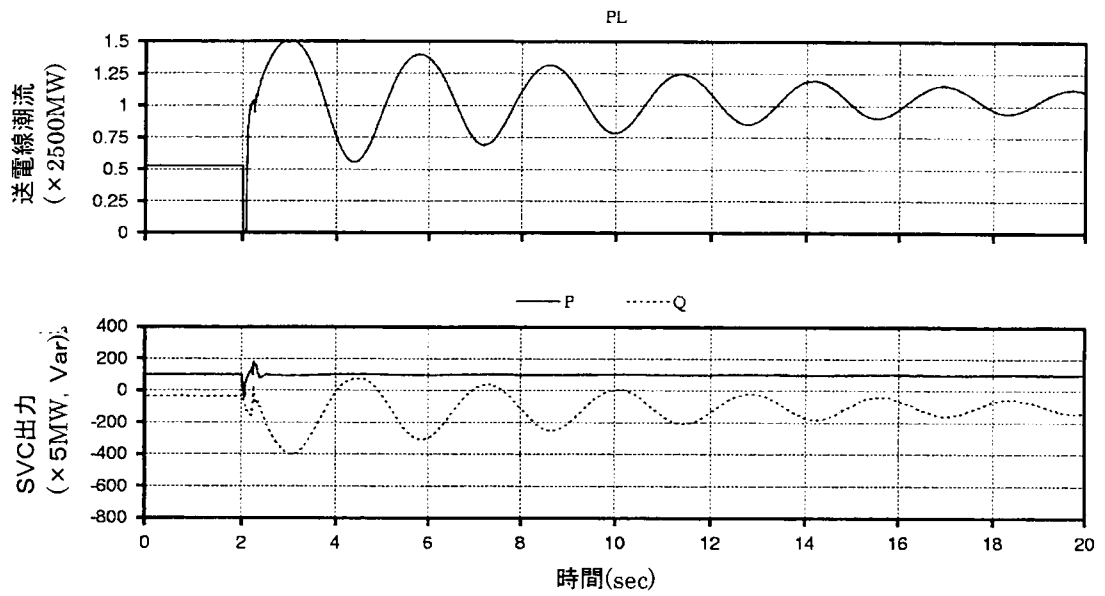


図4-10 単純系統モデルでのシミュレーション(SVC電圧一定運転)

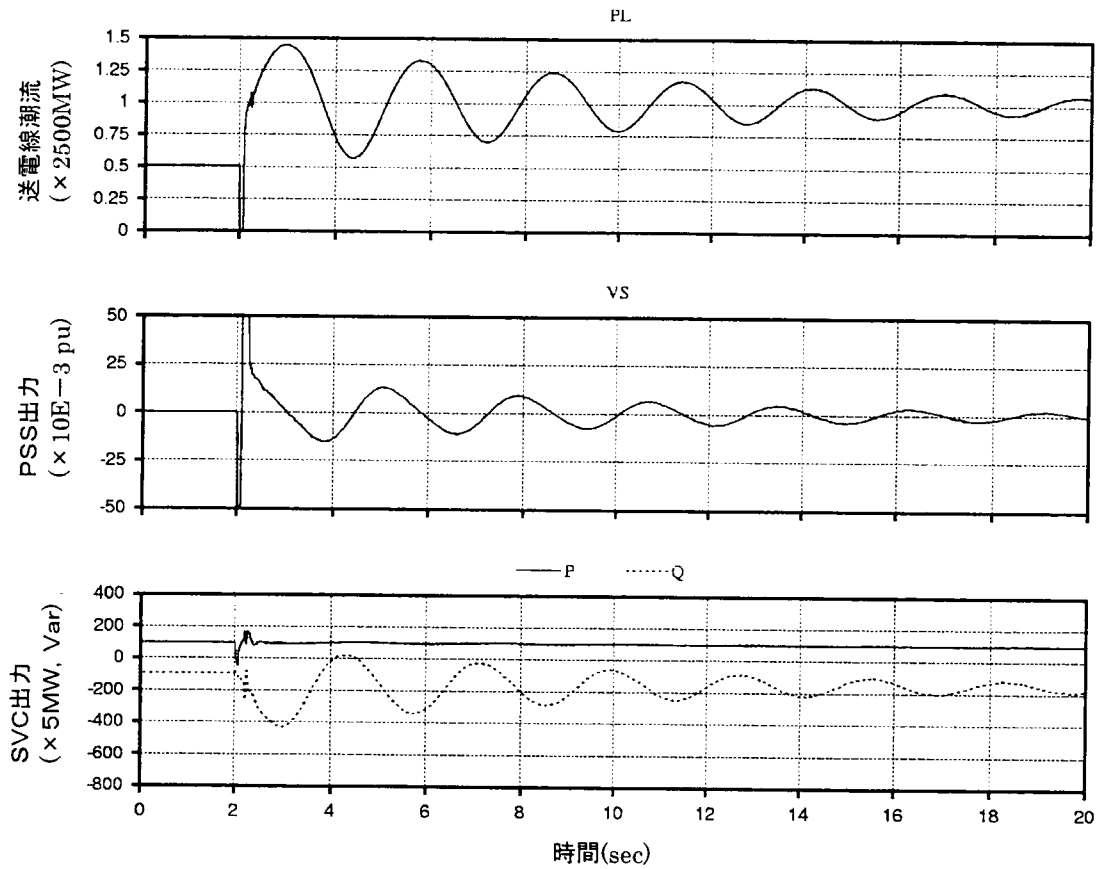


図4-11 単純系統モデルでのシミュレーション(SVC電圧一定, 動揺抑制運転)

#### 4.3.4 過渡安定度向上効果

最後に、基幹系統での過酷な事故として前述の詳細系統モデルを用いた、重潮流時のルート断事故時のSVCによる過渡安定度向上効果の検証結果を示す。図4-12はSVCによる安定化をしない場合で、事故後1波脱調となっている。図4-13は動揺抑制制御を行ったもので十分な安定化効果が得られることがわかる。このときの自励式SVCの無効電力は第1波で0.4 pu程度、その後の動揺抑制では±0.1 pu程度となっている。多様な事故を想定し、より小さい容量で多くのケースで安定化効果が得られるようにすることが今後の課題といえる。

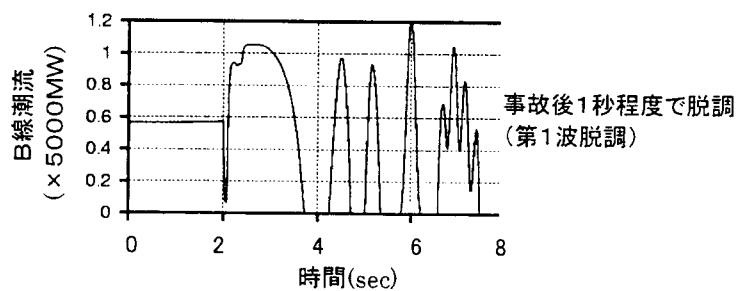


図4-12 詳細系統モデルでのシミュレーション(SVC停止中)

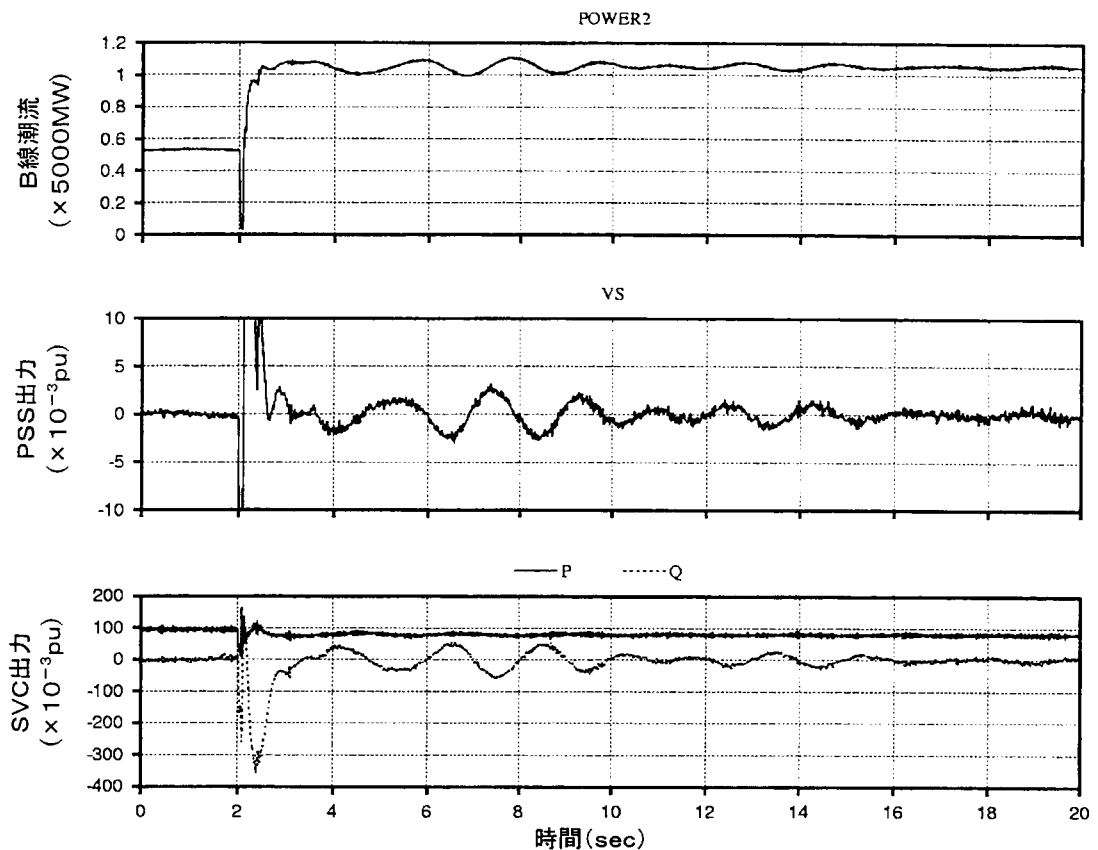


図4-13 詳細システムモデルでのシミュレーション(SVC動揺抑制運転)

#### 4.4 結言

より柔軟なシステム運用へのニーズに対して、既存の安定化対策に加えてパワーエレクトロニクスを適用した各種の安定化方策が提案されている。このうち、代表的な方策として、各種の方策の基本的な機能を網羅したシステムとして「自励式SVC」を取り上げ、解析を行った。まとめると以下のようなになる。

- (1) 実時間で解析可能なリアルタイムシミュレータを用い、これらの機器に特有の高速なスイッチングを含むシミュレーションを、過渡安定度の確認のため必要な10秒程度以上実行した。
- (2) PWMインバータの制御により有効および無効電力を独立に制御できるため、直流コンデンサの電圧を一定に維持しつつ、無効電力の調整ができることを確認した。
- (3) 起動、停止や交流系事故時の過渡的な応動を詳細に検討することで過電圧等の原因解明、制御系の調整による改善を行った。至近端事故以外では交流系過電圧をほぼ完全になくすることができた。
- (4) 無効電力の調整によるAVR運転で設置点の電圧維持効果が得られ、ローカルデータ

として送電線潮流を入力として動揺抑制制御を行えば、さらに効果的である。将来の基幹系統において重潮流のため過渡安定度が低下した状態を想定した解析でも事故時の電圧維持と動揺抑制効果により安定化できることがわかった。

今後は、他の安定化対策との協調を考慮しより小さい容量の装置で安定化を図る手法を検討し、より実現性の高いシステムを提案する。

## 4.5 参考文献

- (1)C.Schauder and H.Mehta :”Vector analysis and control of advanced static VAR compensators”, IEE PROCEEDING-C, Vol.140, No.4, pp.299-306(July 1993)
- (2)V.Blasco and V.Kaura :”A New Mathematical Model and Control of a Three-Phase AC-DC Voltage Source Converter”, IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL.12, NO.1, pp.116-123(January 1997)
- (3)常盤, 市川, 色川, 北原 :「電力系統用自励式SVCの開発」, 電学論B, 113巻, 2号, pp.168-176, (平成5年2月)
- (4)杉原, 富山, 藤川, 渋谷 :「電力系統リアルタイムシミュレータによる60Hz中西連系系統安定度解析」, 平成9年電気学会B部門大会論文集 (論文II), No.122, pp.43-44 (平成9年7月)
- (5)藤川, 杉原 :「自励式SVCの実時間瞬時値解析」, 平成11年電気学会全国大会講演論文集 (6), No.1420,pp.182-183 (平成11年)
- (6)町田 :「直流送電工学」東京電機大学出版局 (1999年1月)

## 第5章 タービン高速バルブ制御による安定化

---

### 5.1 緒言

前章の解析において、動揺抑制は比較的小容量の機器で対策可能であっても、過酷な事故時においては第一波動揺の抑制のため、対策装置が大容量化するという問題があった。

また、最近の大容量火力や原子力機では、大容量化によるタービン側時定数の増大とユニット小形化による単位慣性定数の減少により、負荷遮断時の加速が大きくなる傾向にある。

タービン高速バルブ制御（EVA）は系統事故時にタービンの加減弁やインターセプト弁を急閉し、タービン出力を一時的に制限して発電機の加速脱調を回避するものであり、過渡安定度向上対策の一方式として実用化されている<sup>(1)~(6)</sup>。しかし、EVAは第一波動揺抑制には効果があるが、後続動揺の減衰が十分でないとタービン出力回復時に脱調を起し、中間領域の安定性に問題がある。

一つの対策はタービン出力の回復を遅らせることである。インターセプト弁と同時に加減弁を制御し、再熱器の圧力上昇を避けながらタービン出力を制限する方式が提案されている<sup>(4)</sup>。しかし、電力動揺により他の発電機を脱調させることがある<sup>(7)</sup>。もう一つの対策はPSSなどの励磁制御により回転子の動揺を速やかに減衰させることである。しかし、EVAに従来形PSSを併用すると、タービン出力の大幅変動により制御効果が損なわれ、安定度が逆に低下することが報告されている<sup>(8)</sup>。この点は入力信号や制御系パラメータの変更により解決されている。また、EVA動作時に励磁系へのフィードバック係数を時間帯により変更する協調方式も提案されている<sup>(9)</sup>。しかし、EVAによる過渡安定度向上効果を中間領域においても確実なものとするには、タービン出力回復までの約3~4秒間に動揺を完全に減衰させることが望ましい。また、タービン出力のオーバーシュートによる定態安定度の一時的な低下にも対処しなければならない<sup>(9)</sup>。

本章では、以上の点を考慮して、EVA動作時でも励磁電圧の適切な制御により、過渡

安定度だけでなく、中間領域における安定度の向上が可能であることを示す。一般性を保つため、制御系の構造は固定せず、励磁電圧を直接制御するものとする。まず、次節と第3節ではEVAの概要と適用上の問題点を述べる。第4節では最大原理による制御、適用結果、減衰のメカニズムについて述べる。第5節ではフィードバック制御による最適制御の実現と従来方式との比較を行う。

## 5.2 対象系統

図5-1に対象系統の構成を示す。発電機は電圧500kV、距離100kmの2回線送電線を介して無限大母線につながれている。事故条件は、2回線送電中に1回線の発電機側に三相地絡が生じ、0.07秒後に故障区間を分離除去する。高速度再閉路は行わない。送電系統および発電機の定数は表5-1のとおりである<sup>(10)</sup>。発電機の力率は90%とする。

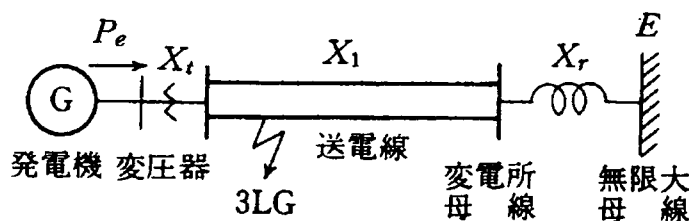


図5-1 対象系統の構成

表5-1 系統の定数

項目	値	項目	値
発電機容量	可変	単位慣性定数 $H$	7.0(s)
d 軸同期リアクタンス $X_d$	1.70pu	ダンピング定数 $D$	0.0pu
q 軸同期リアクタンス $X_q$	1.70pu	変圧器リアクタンス $X_t$	0.164pu
d 軸過渡リアクタンス $X_d'$	0.35pu	送電線リアクタンス $X_l$	0.145pu(1cct)
d 軸開路時定数 $X_d$	2.43(s)	受電側リアクタンス $X_r$	0.068pu
		無限大母線電圧 $E$	1 ∠0°

(pu は発電機自己容量ベース、送電線、受電側リアクタンスのみ 1000MVA ベース)

図5-2はタービン系の構成図を示す。タービンへ供給される蒸気は高圧、中圧、低圧タービンの三つの部分で発電機への機械入力に変換される。高圧タービンは定常時におけるタービン出力の30.9%、中圧タービンは24.3%、低圧タービンは44.8%を分担するものとする。EVAには加減弁(CV)とインターセプト弁(ICV)の両方を制御する方式と、ICVのみを制御する方式がある。ここでは、ボイラへの影響が少なく、かつ制御効果の大きいICVのみを制御する方式を検討する。ICVの開度シーケンス、機械入力の時間変化を図5-3に示す。ICVの不動作時間、閉時間、全閉持続時間、開時間はそれぞれ0.05、0.2、0.25、1.0秒とした。機械入力は定常時の約

48%まで低下した後回復するが、再熱器圧力上昇のため定常値より約5%オーバーシュートしている。

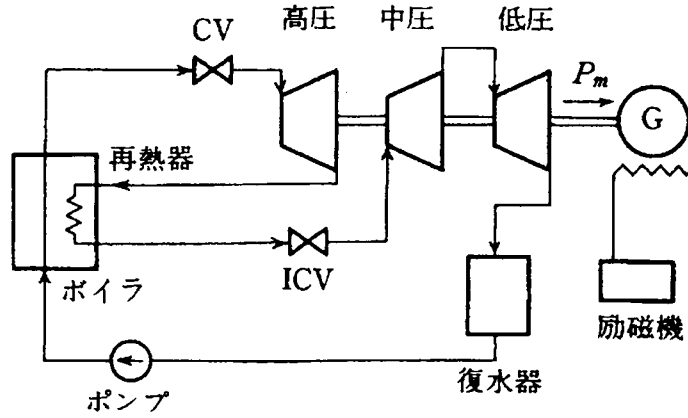


図5-2 ボイラ・タービン系

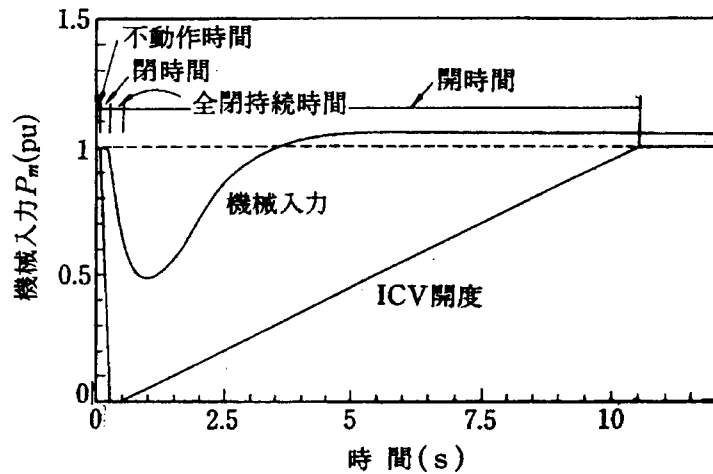


図5-3 機械入力とICV開度

励磁制御による界磁磁束の変化を考慮すると、発電機の動揺方程式は次のように記述される。

$$\dot{\delta} = s \dots \dots \dots (5-1)$$

$$\dot{s} = B_1 - A_1 s - A_2 \phi \sin \delta - B_2 \sin 2\delta \dots \dots (5-2)$$

$$\dot{\phi} = u - C_1 \phi + C_2 \cos \delta \dots \dots \dots (5-3)$$

ただし



$$A_1 = \frac{D}{M}, A_2 = \frac{E}{M(x'_d + x_e)T'_{do}}$$

$$B_1 = \frac{P_m}{M}, B_2 = \frac{E^2(x'_d - x'_q)}{2M(x'_d + x_e)(x'_q + x_e)}$$

$$C_1 = \frac{(x_d + x_e)}{T'_{do}(x'_d + x_e)}, C_2 = \frac{E(x_d - x'_d)}{(x'_d + x_e)}$$

$$M = H/2\pi f, x_e = x_l + x_l + x_r$$

である。(5-1) ~ (5-3) 式は  $\delta$ ,  $s$ ,  $\phi$  を状態変数,  $u$  を制御変数とする三次の非線形系を成す。

ただし,  $\delta$ : 回転子角,  $s$ : 角速度偏差,  $\phi$ : 界磁磁束,  $u$ : 励磁電圧,  $P_m$ : 機械入力。制御対象となる励磁電圧は頂上電圧と下限電圧の範囲の値を自由にとるものとする。

## 5.3 EVAの特性

### 5.3.1 第一波動揺

第一波における励磁制御としては, 励磁電圧をできるだけ高くして電気出力を増すことが有効であり, 超速応励磁方式が実用化されている<sup>(11)</sup>。本章でも第一波動揺に関しては励磁電圧を頂上値に保つことを制御方針とする。

図5-4は故障発生と同時に励磁電圧を頂上値に上げてそのまま保持したとき, 第一波動揺に対して安定化可能な発電機容量の限界を示す。安定限界は頂上電圧とともに単調に増加していく。頂上電圧2 puで, EVAがないときは2 puが限界である。これにEVAを加えると2.48 puとなり, 約0.5 pu限界が増加する。頂上電圧を5 puに上げると, 限界は1 pu増えて3.48 puとなる。更に頂上電圧を8.85 puとすれば限界容量は4.5 puとなる。この値は発電機端子電圧を理想的に一定に保ったときの1回線送電時における定態安定限界と一致する。

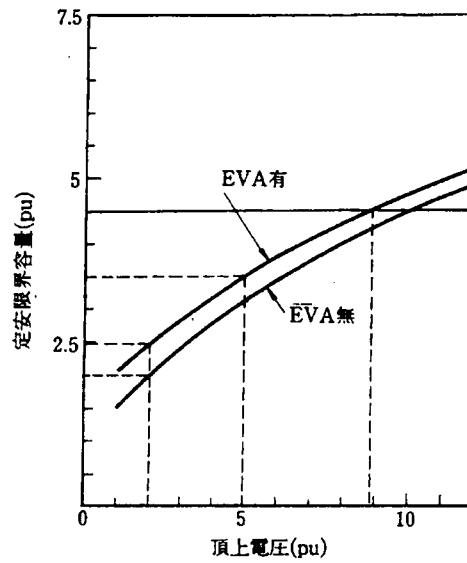


図5-4 第一波安定限界と頂上電圧の関係

EVAと比較して励磁制御のほうが効果が大きいですが、これは応答速度の差によるものである。EVAでは起動してから機械入力が最も低くなるまでに約1秒を要するのに対し、超速応励磁ではAVRや励磁機における時間遅れを考慮しても、故障発生とほぼ同時に頂上電圧に達する。

### 5.3.2 後続動揺

超速応励磁は第一波動揺抑制に効果があるが、後続動揺の減衰特性は悪くなる。EVAにもほぼ同じことがいえる。以下、この点について検討する。

図5-5に第一波では励磁を頂上値(5 pu)に保ち、第一波以降は内部電圧  $E_q'$  ( $= \phi / T_{do}'$ ) を第一波ピーク時の値に固定したときの結果を示す。 $E_q'$  の初期値は1.0、ピーク時の値は1.33 puである。発電機容量が3.3 puであるので、第一波安定であるが、以後の動揺がほとんど減衰せず、第三波で脱調している。したがって、 $E_q'$  を一定にしたのでは動揺は減衰しない。

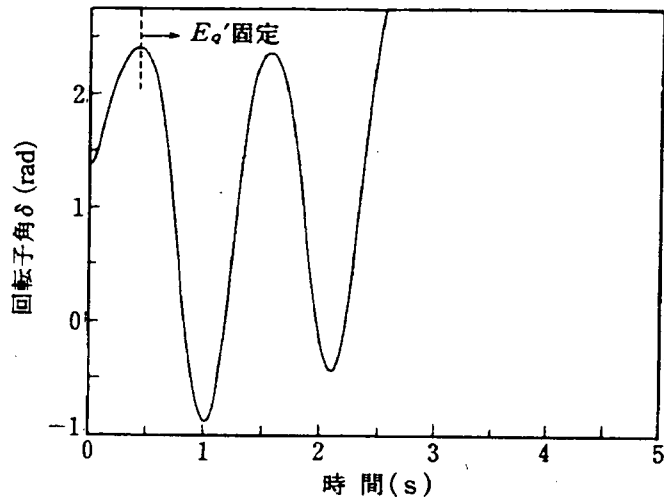


図5-5 EVA動作時の発電機脱調

図5-6は図5-5の各動揺における電気出力，機械入力，回転子角の関係を示したものである。(a)図は第一波動揺時の変化である。初期状態では機械入力と電気出力は平衡している。故障発生により電気出力が低下して回転子が加速されるが，0.07秒後に故障が除去されると電気出力が回復する。回転子角の増加により電気出力が機械入力より大きくなると回転子は減速され，第一波動揺のピークに達する。この間，励磁制御は  $E_q'$  を上げ，EVAは機械入力を下げる。等面積法で知られるように，故障により回転子に蓄えられるエネルギーは図中の面積  $S_{1f}$  であり，その値は0.35である。ところが，第一波逆動揺のエネルギー  $S_{1b}$  は2.61となり， $S'_{1f}$  の7.46倍に増大している。原因として励磁制御による  $E_q'$  上昇とEVAによる機械入力減少が考えられる。機械入力を第一波ピークに達した瞬間に初期値へ戻すと動揺エネルギーは0.70となる。 $S_{1b}$  はその3.73倍であり，EVAが動揺拡大に大きく関与していることがわかる。(b)図は第二波以降の変化を示している。第二波動揺では  $S'_2 = 2.60$ ，第二波逆動揺では  $S_{2b} = 2.07$ ，第三波動揺では  $S_{3f} = 2.45$  となる。若干の変動はあるが，動揺のエネルギーはほとんど減衰していない。一方，機械入力回復に伴い，系統が吸収し得るエネルギーは徐々に少なくなる。この例では，第三波において  $S'_{3f}$  で示した面積が1.08しかなく，

$$S_{3f} > S'_{3f} \dots\dots\dots(5-4)$$

となって脱調している。以上より，EVAは第一波抑制においては効果をもつが，それ以降の動揺では逆に動揺を拡大すると結論できる。超速応励磁方式では減衰特性を改善するためにPSSを使用しているが<sup>(11)</sup>，EVA動作時には，単に動揺を減衰させるだけでなく，ある一定時間内に行うことが要求される。

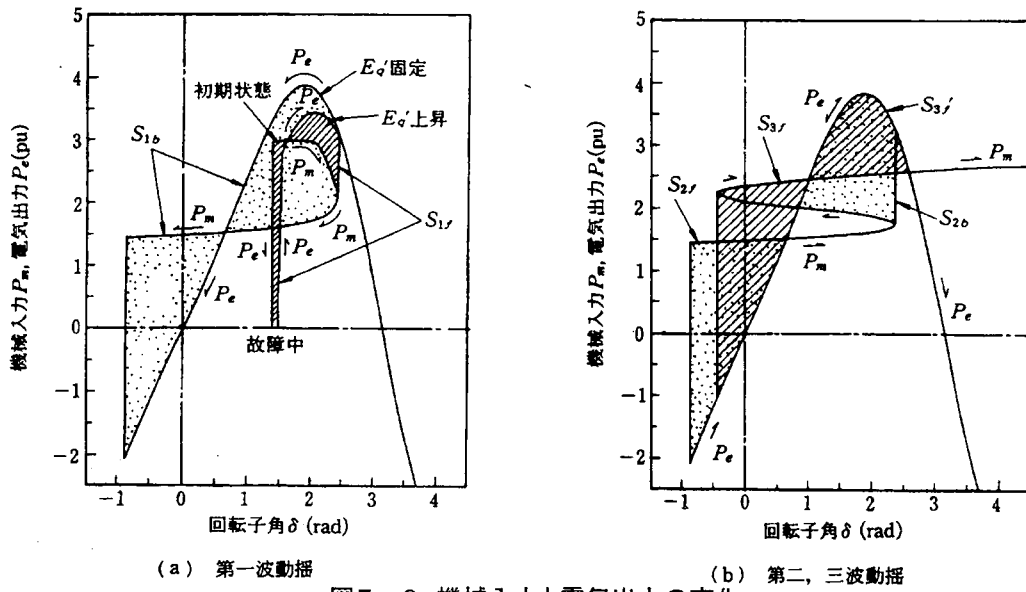


図5-6 機械入力と電気出力の変化

## 5.4 減衰特性の強化

### 5.4.1 最適化手法

本章では、第一波以降動揺の減衰を目的としてポントリヤーギンの最大原理を適用する。この方式は、ある評価指標を最小にするように各時刻における制御変数の値を決定するものである。制御開始は第一波動揺ピークであり、それまでは励磁を頂上値に保つ。状態変数  $\delta$ ,  $s$ ,  $\phi$  の初期値は次のようになる。

$$\delta_i = \delta(T_p), s_i = s(T_p), \phi_i = \phi(T_p) \dots \dots \dots (5-5)$$

ただし、 $T_p$  は第一波動揺ピーク時刻。

制御の評価指標は、次式により与えられる。

$$I = \int_{T_p}^{T_e} \{ A_\delta (\delta - \delta_s)^2 + A_s s^2 + A_\phi (\phi - \phi_f)^2 + A_u (u - u_f)^2 \} dt \dots \dots \dots (5-6)$$

式中、 $T_e$  は制御の終了時刻である。また、 $A_\delta$ ,  $A_s$ ,  $A_\phi$ ,  $A_u$  は重み係数であり、どの変数に重きをおくかによって選択する。 $\delta_s$ ,  $\phi_f$ ,  $u_f$  は制御の目標値である。

$\phi_s$  は変動する機械入力に電気出力が平衡する  $\delta$  の値を示し、

$$P_m = P_1 \phi_f \sin \delta_s + P_2 \sin 2\delta_s \dots \dots \dots (5-7)$$

ただし

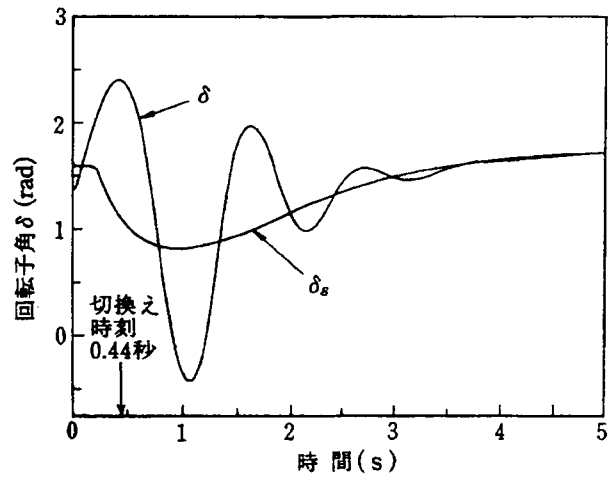
$$P_1 = \frac{E}{(x'_d + x_e)T'_{do}}, P_2 = \frac{E^2(x'_d - x_q)}{(x'_d + x_e)(x_q + x_e)}$$

を満たす。 $\phi_f$  と  $u_f$  は故障除去後の定常状態における  $\phi$  と  $u$  の値であり、発電機の端子

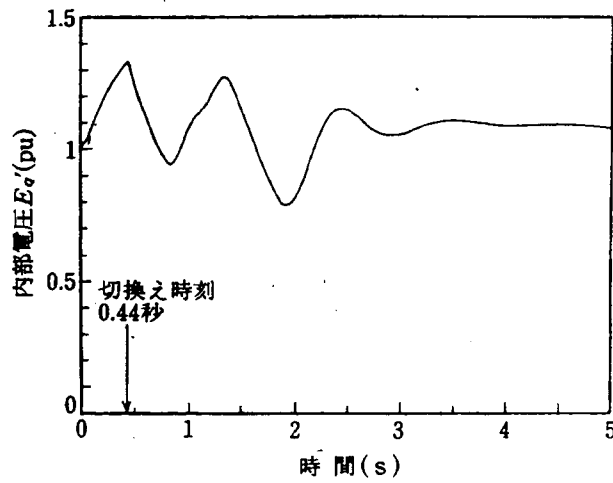
電圧によって決まる。上記の評価指標を最小化する制御は、状態変数を目標値へ収束させるレギュレータとして働く。制御変数  $u$  の決定法は付録に記した。

#### 5.4.2 適用例

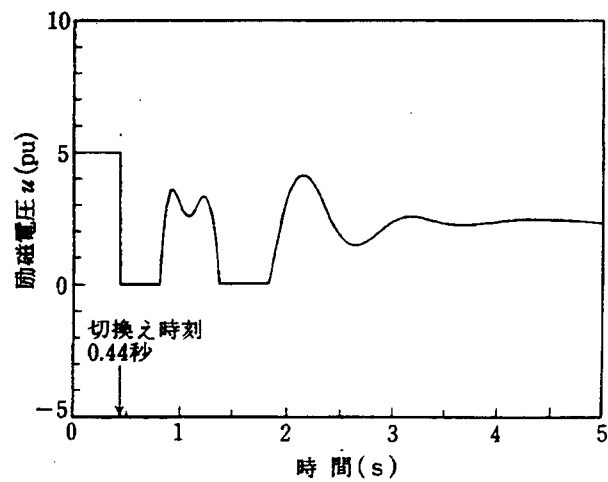
図5-7は第一波ピークまでは励磁電圧を頂上値に保ち、後続動揺に対して最適制御を適用した結果である。制御の切換え時刻は0.44秒、終了時刻は5秒である。発電機容量を3.30 pu、評価指標の重み係数を  $A_\delta = 10$ 、 $A_s = A_f = A_u = 1$  とした。回転子の動揺は第一波以降減衰し、目標値  $\delta$  に急速に収束している。内部電圧は、まず急速に上昇して第一波脱調を回避している。しかし、制御開始と同時に急降下しており、動揺の減衰には  $E_q'$  を下げる必要があることを示している。以後、のこぎり歯状に上下動を繰り返しながら最終値へ収束しているが、上下動の切換時刻は  $\delta$  が  $\delta_s$  に等しくなる時刻とほぼ一致している。励磁電圧  $u$  は、第一波では頂上値に保持されるが、最適制御に移行すると同時に下限値に達し、 $E_q'$  を下げている。第二波逆動揺時にも下限値に達しているが、頂上値には達していない。下限値に達するという事は、最適制御は更に低い値を要求していることを意味する。



(a) 回転子角



(b) 内部電圧



(c) 励磁電圧

図5-7 最適制御の結果

図5-8に励磁の下限電圧を変えたときの制御結果を示す。ただし、発電機容量は3.3 pu、頂上電圧は5 puである。下限電圧により動揺の減衰特性は大きく異なる。すなわち、下限電圧を0 puより下げれば減衰が良く、上げれば悪くなる。下限電圧が1 puのときは第一波逆動揺時の減衰が悪く、第二波ピークにおける $\delta$ の値は第一波ピークと同程度となる。これは限界に近く、下限電圧1.2 pu以上では動揺を安定化できない。

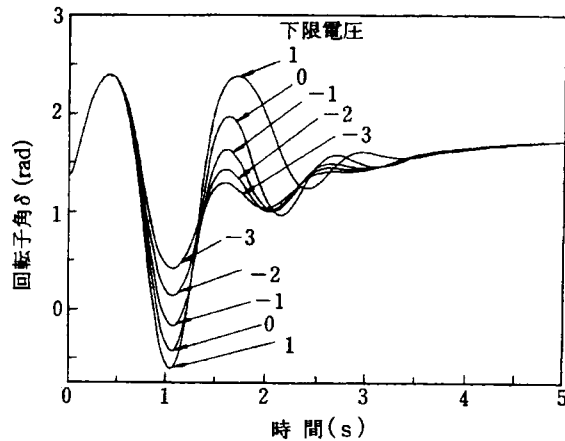


図5-8 励磁下限電圧と減衰特性

図5-9に励磁頂上電圧と安定送電限界の関係を示す。励磁の下限值を0 puとすると、曲線aのように、頂上電圧6 pu以上で第一波以後の動揺を安定化できなくなる。これは、動揺の減衰が十分でないためであり、下限電圧を-5 puに下げることにより送電限界は大幅に向上する(曲線b)。頂上電圧7.5 pu以上で4.18 puが安定に送電可能である。この値は定態送電限界4.49 puに比べると少し小さい。これは図5-3のように発電機への機械入力に定常状態より6%程度オーバシュートするためである。したがって、端子電圧を1.01 puに保つ限り、4.18 pu以上の送電はできない。これに対処するため、一時的に端子電圧を少し高め(1.2 pu)に制御する。送電限界は曲線cのようになり、定態送電限界まで安定化可能となる。これにより機械入力のオーバシュートによる定態安定度の低下を避けることができる。

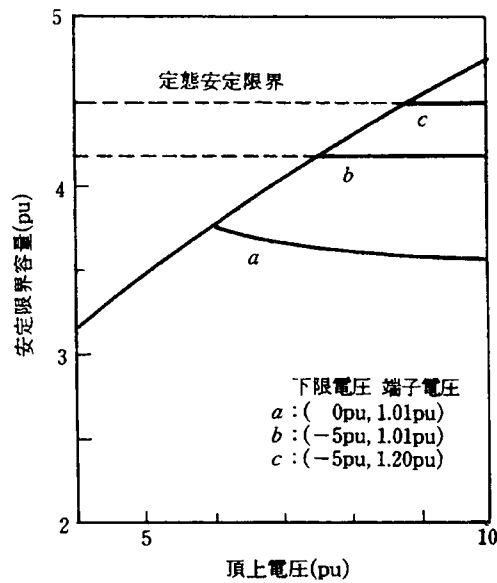


図5-9 安定限界と頂上電圧(最適制御)

### 5.4.3 減衰のメカニズム

図5-10は図5-7の最適制御における電気出力、機械入力、回転子角の関係を示す。(a)図は第一波逆動揺時の変化である。電気出力が機械入力より大きく、回転子は負方向に加速される。しかし、 $E_q'$ の降下によって電気出力は $E_q'$ 固定時(破線)に比べて、かなり小さくなり、加速が緩和される。第一波逆動揺のエネルギー $S_{1b}$ は1.54と、 $E_q'$ 固定時の2.61に比べてかなり小さく、動揺が抑制されている。 $E_q'$ は機械入力と電気出力がほぼ等しくなる時点を境に下降から上昇に転じる。(b)図に第二波動揺からの電気出力と機械入力の变化を示す。第二波動揺が始まると回転子は正方向に加速を受ける。 $E_q'$ の上昇により電気出力は第一波逆動揺時よりも大きくなっている。そのため機械入力との差が小さくなり、加速が抑えられる。第二波動揺のエネルギー $S_{2f}$ は1.35であり、 $S_{1b}$ よりも更に小さくなっている。 $E_q'$ の上昇は入出力が一致する時刻から下降に移る。以後は同じことの繰返しとなるが、動揺エネルギーは第二波逆動揺で $S_{2b} = 0.25$ 、第三波動揺で $S_{3f} = 0.09$ と、着実に減衰していく。



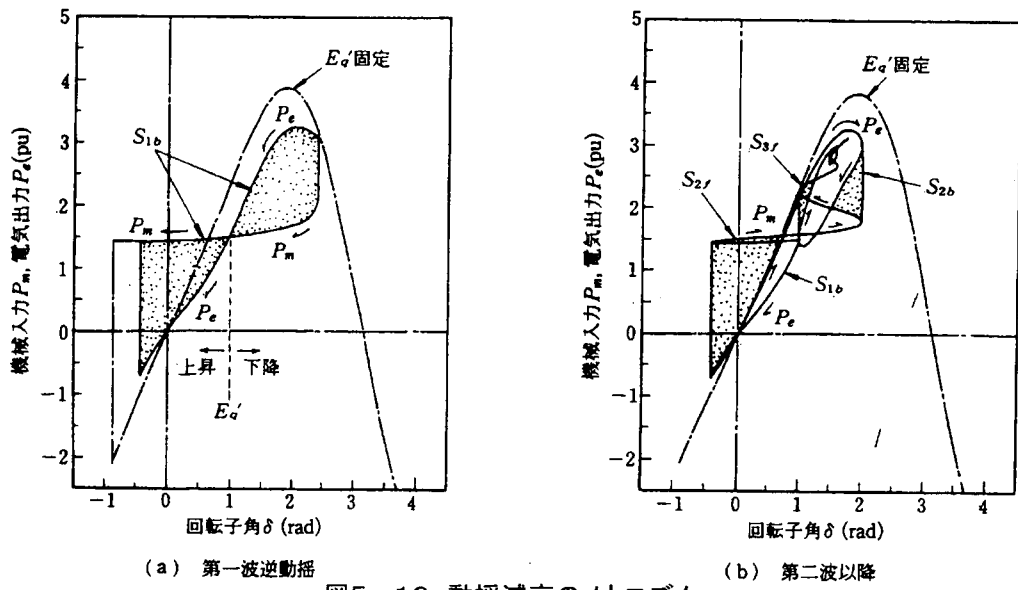


図5-10 動揺減衰のメカニズム

## 5.5 最適制御の実現

### 5.5.1 フィードバック制御

最適制御は計算に時間がかかるので、事故が発生してから求めている間は間にあわない。系統状態、事故、発電機出力などを設定し、あらかじめ計算しておく必要がある。問題は系統状態や発電機出力が時々刻々変化し、設定値との間にずれが生ずることである。

図5-11に発電機出力が設定値から定格出力の±1%ずれたときの制御結果を示す。最適制御は出力を定格の100、90、80%に設定して求めている。100%時の最適制御は図5-7に一致する。出力が90や80%の付近では、出力が1%上下しても制御結果はあまり変化しない。しかし、100%では大きく異なる。設定より低ければ、安定ではあるが動揺の減衰が悪く、逆に、高ければ第三波で脱調する。これは安定限界に近く、動揺の位相が大きく変化するためである。したがって、定格出力付近では設定幅を十分密にとり、実際の出力との差を小さくすることが必要である。しかし、実系統でそれほど精密に系統の定数や状態を決めることは困難であり、誤差に強い制御が望ましい。

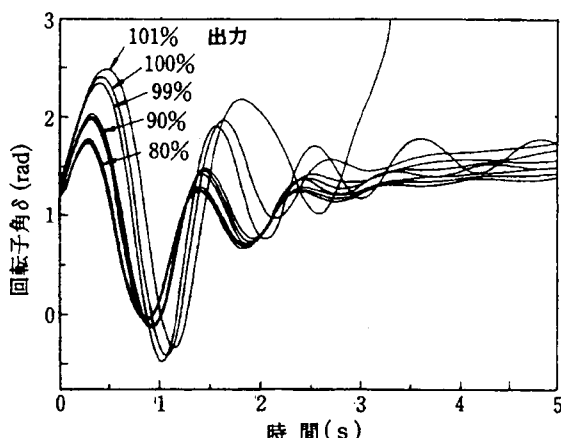


図5-11 運転条件のずれの影響

一つの方法として、フィードバック制御による最適制御の実現について考察する。励磁電圧は

$$u = u_i + K_1(P_m - P_e) + K_2s + K_3(V_{ref} - V_t) \dots (5-8)$$

により与える。  $u_i$  は励磁電圧の初期値である。最適制御では励磁電圧と入出力差 ( $P_m - P_e$ ) がほぼ同位相であるので、入出力差をまずフィードバックする。次に角速度偏差  $s$  を導入し、最適制御と同位相となるよう微調整を行う。また、端子電圧  $V_t$  が基準値から大きくずれるのは好ましくないので、端子電圧をフィードバックする。ただし、第一波ピークまでは励磁電圧を頂上値に保持する。図5-12は発電機出力100~60%における回転子角  $\delta$  の変化である。フィードバック係数は最適制御に近い制御となるよう調整し、  $K_1=5$ ,  $K_2=1$ ,  $K_3=10$  とした。どの出力においても良好な減衰特性が得られている。出力100%時に第二波動揺が最適制御より小さいのは、  $E_q'$  が高めに制御されているためである (図5-15参照)。

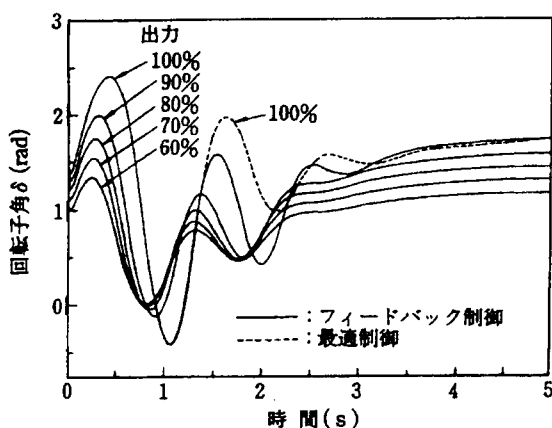


図5-12 フィードバック制御による最適制御の実現

5.5.2 従来方式との比較

フィードバック制御により最適制御にかなり近い結果が得られることが明らかとなった。フィードバック制御であるので状態変化に強く、多機系統のように他の発電機の影響を受ける場合にも優れた制御特性が期待できる。しかし、フィードバック変数は従来とはほぼ同じであり、本質的には従来方式と変わらない。

図5-13のようなPSS付き超速応励磁方式を考える。パラメータは文献<sup>(8)</sup>とほぼ同じであるが、PSSへの入力を $(P_m - P_e)$ とし<sup>(8)</sup>乱調防止回路のゲインを少し上げて励磁電圧を安定化している。図5-14に安定限界と頂上電圧の関係を示す。PSSのリミッタを $\pm 0.1 \text{ pu}$ としたときの送電限界は $3.05 \text{ pu}$ である。ただし、励磁の上下限は $\pm 7 \text{ pu}$ とした。減衰特性を強化するため、PSSの出力リミッタを外すと送電限界はa, bのように大幅に向上する。しかし、下限電圧を0から $-5 \text{ pu}$ に下げることによる限界の改善は最適制御の場合ほどではない。一方、端子電圧を一時的に $1.2 \text{ pu}$ まで上げることは従来方式でも有効であり、これにより定態送電限界まで安定化が可能となる。以上、幾つかの変更により送電限界を最適制御と同レベルにまで改善することができた。

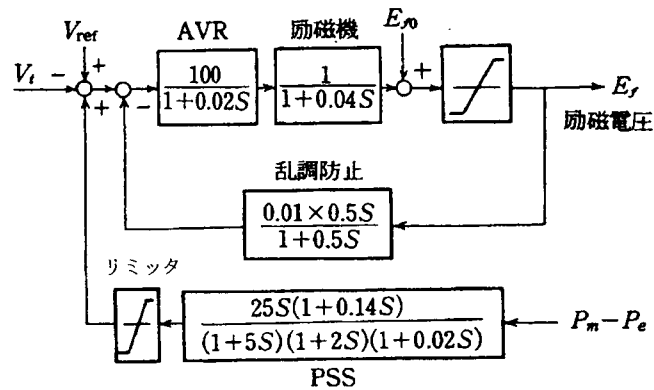


図5-13 PSS付超速応励磁系

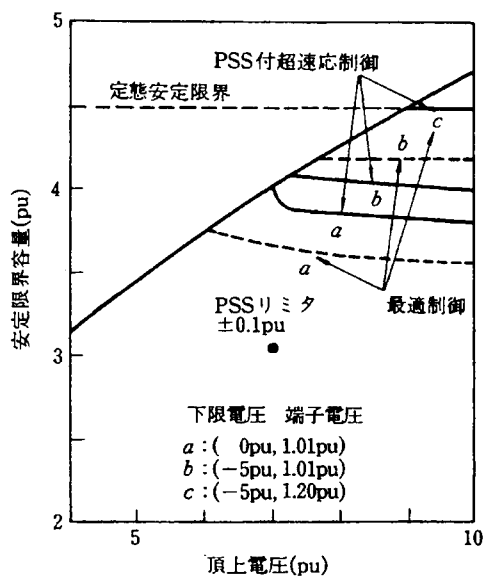
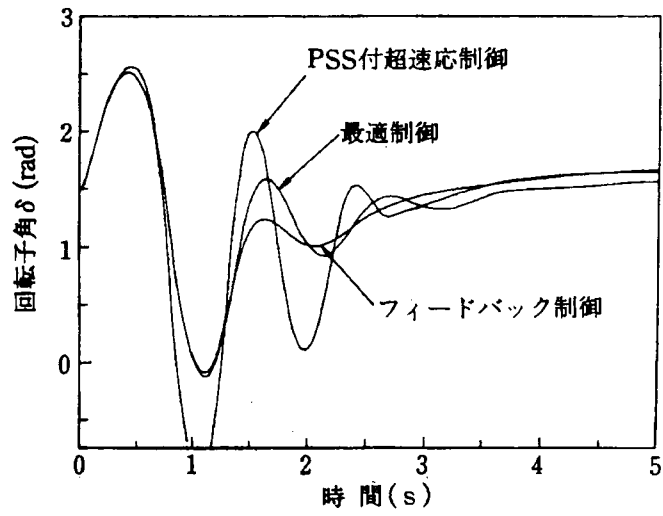
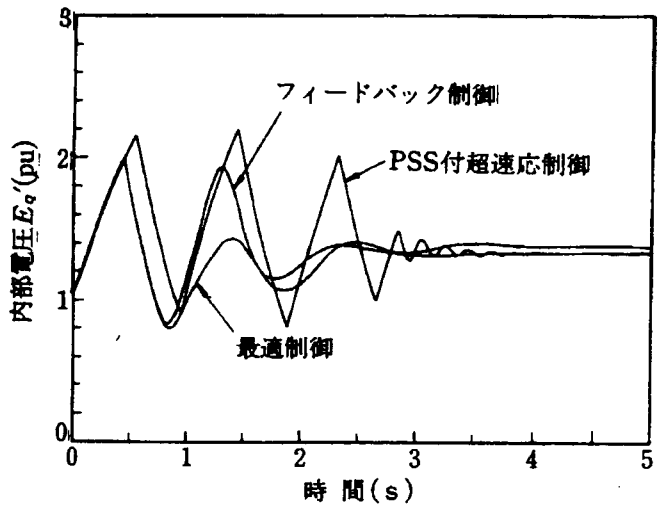


図5-14 安定限界と頂上電圧(PSS)

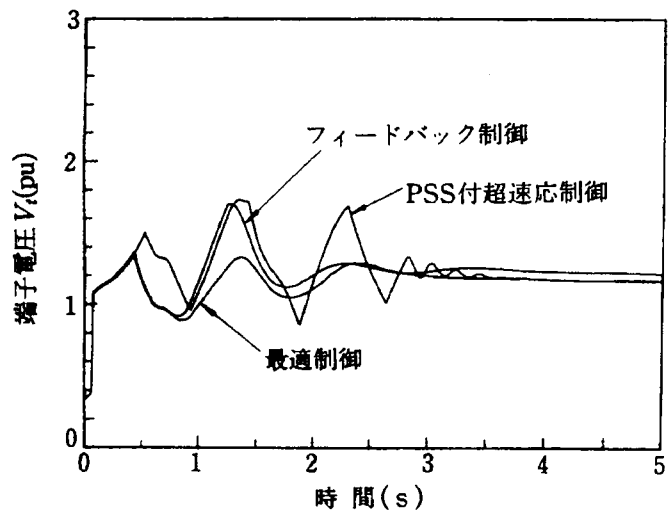
図5-15に各方式における回転子角，内部電圧，端子電圧の時間変化を示す。ただし，励磁の上下限を  $9 \text{ pu}$  と  $-5 \text{ pu}$ ，端子電圧の基準を一時的に  $1.2 \text{ pu}$  とし、発電機容量を  $4.4 \text{ pu}$  とした。PSSでは第一波ピークより少し遅れて  $E_q'$  の下降が始まるため，動揺の減衰が悪い。また，最適制御とフィードバック制御では  $E_q'$  の位相が  $\delta$  より約  $90^\circ$  進んでいるのに対し，PSSではあまり進んでいないことも減衰を悪くし，更に改善が必要である。また，端子電圧がPSSでは第二と第三波で  $1.7 \text{ pu}$  程度まで上昇している。電圧上昇を抑えるには， $E_q'$  の上げ方向へのゲインを小さくすることも一つの方法である。



(a) 回転子角



(b) 内部電圧



(c) 端子電圧

図5-15 制御結果の比較

## 5.6 結言

本章では、EVA動作時における励磁制御について検討した。主な結果を以下にまとめる。

- (1) EVAは第一波動揺の安定化に有効である。しかし第一波以降の動揺を拡大・持続させ、機械入力回復時に発電機を脱調させる原因となる。
- (2) 最適制御により第一波以降動揺の減衰特性を強化できる。減衰は内部電圧  $E_q'$  の上下運動によって生ずるが、逆動揺時における  $E_q'$  の下降が特に重要であり、励磁の下限電圧を下げるのが有効である。
- (3) 端子電圧を一時的に上昇させることにより、機械入力のオーバーシュートによる安定限界の低下に対処できる。適用例では、定態安定限界4.5 puまで安定化が可能であった。
- (4) 最適制御を適用する際、安定限界付近では出力が設定値から1%ずれると脱調することがあり、実系統への適用では状態変化に強い制御が望ましい。
- (5) 最適制御の一つの実現方法としてフィードバック制御を検討し、最適制御に近く、かつ状態変化に強い結果が得られることを示した。
- (6) 従来のPSS付超速応励磁においても、PSS出力のリミッタを外したり、端子電圧を一時的に1.2 puまで上昇させるなどにより、定態安定限界まで安定化可能であることを示した。

## 5.7 参考文献

- (1) E.W. Cushing, et al.: "Fast valving as an aid to power system transient stability and prompt resynchronization and rapid reload after full load rejection", *IEEE Trans. Power Apparatus Syst.*, PAS-91, pp.1624-1636 (1972)
- (2) R. H. Park: "Fast turbine valving", *ibid.*, PAS-92, pp.1065-1073 (1973)
- (3) P. Kundur and J. P. Bayne: "A study of early valve actuation using detailed prime mover and power system simulation", *ibid.*, PAS-94, pp.1275-1287 (1975)
- (4) H. F. Martin, D. N. Tapper and T.M. Alston: "Sustained fast valving applied to Tennessee valley authority's Watts Bar nuclear units". *ASME I. Eng. Power*, 99, 399 (1977)
- (5) 小林, 杉浦, 森, 松浦, 小柳: 「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」昭和59年電気学会全国大会講演論文集 (10), No.927, p.1175 (昭和59年3月)
- (6) IEEE Committee Report, "Turbine fast valving to aid systems stability: benefits and other considerations", *IEEE Trans. PWRs*, PWRs-1, pp.143-153 (1986)
- (7) 田中, 西垣内, 小柳, 五嶋, 永田, 山本, 大嶋: 「サステインド・ファースト・バルビングと系統安定度」, 昭和59年電気学会全国大会講演論文集, No.924, pp.1171-1172 (昭和59年3月)

## 第5章 タービン高速バルブ制御による安定化

- (8)谷口：「タービン高速制御による安定度向上」，電中研報告181050（昭和57年6月）
- (9)杉本，松下，前田，石黒，下村，田中：「励磁系，タービン，制御抵抗器を統合した適応形制御方式による安定度の向上」，電学論B，106巻，11号，pp.933-940（昭和61年11月）
- (10)川本，杉原：「系統安定化対策としてのEVA（タービン高速バルブ制御）に関する調査・検討」，中国電力技研時報 No.70，pp.31-47（昭和62年3月）
- (11)系統安定化専門委員会：「電力系統の安定度」電気協同研究，34，No. 5（昭和54年）
- (12)B. K. Mukhopadhyay and O. P. Malik: "Optimal control of synchronous-machine excitation by quasilinearisation techniques". *Proc. IEE.* 119, pp.91-98 (1972)
- (13)垣本，米田，林，川本，杉原：「EVA動作時の励磁最適制御」，電気学会電力技術研資料，PE-88-100，pp.61-70（昭和63年7月）
- (14)垣本，米田，林，杉原：「タービン高速バルブ制御時における励磁制御」電学論B，111巻，2号，pp.155-163（平成3年2月）

## 5.8 付録

最適制御の決定法<sup>(1,2)</sup>

まず随伴変数  $p_1, p_2, p_3$  を導入し、ハミルトン関数  $H$  を構成する。

$$H = -A_\delta (\delta - \delta_s)^2 - A_s s^2 - A_f (\phi - \phi_f)^2 - A_u (u - u_f)^2 \\ + p_1 s + p_2 (B_1 - A_1 s - A_2 \phi \sin \delta - B_2 \sin 2\delta) + p_3 (u - C_1 \phi + C_2 \cos \delta) \dots \dots \text{(付5-1)}$$

随伴系の方程式は  $H$  から次のように導かれる。

$$p_1 = \frac{\partial H}{\partial \delta} = 2A_\delta (\delta - \delta_s) + A_2 p_2 \cos \delta + B_2 p_2 \cos 2\delta + C_2 p_3 \sin \delta \dots \dots \text{(付5-2)}$$

$$p_2 = \frac{\partial H}{\partial s} = 2A_s s - p_1 + A_1 p_2 \dots \dots \text{(付5-3)}$$

$$p_3 = \frac{\partial H}{\partial \phi} = 2A_f (\phi - \phi_f) + A_2 p_2 \sin \delta + C_1 p_3 \dots \dots \text{(付5-4)}$$

随伴系の境界値は横断性の条件から得られる。

$$p_1(T_e) = p_2(T_e) = p_3(T_e) = 0 \dots \dots \text{(付5-5)}$$

最適制御は  $H$  を  $u$  について最大化することにより得られる。すなわち、

$$\frac{\partial H}{\partial u} = -2A_u (u - u_f) + p_3 = 0 \\ u = u_f + p_3 / 2A_u \dots \dots \text{(付5-6)}$$

(5-1) ~ (5-3) 式と (付5-2) ~ (付5-4) 式は状態変数の初期条件 (5-5) 式と随伴変数の境界条件 (付5-5) 式をもつ2点境界値問題を形成する。本章では準線形化法によりこの問題を解き、(付5-6) 式から最適制御を求めた。



## 第6章 系統操作手順検証の支援

---

### 6.1 緒言

電力系統の運用、運転を行う機関としては、制御所、給電所、中央給電指令所などがあり、また、大容量の火力発電所も自所内の開閉器操作を行う。各電気事業者によって呼び方や業務分担には多少の相違があるものの、各者共通して系統構成上の制約から電力系統を次の二種に大別し、運用、運転を分担している。1つは、大容量の発電所を含む基幹系統であり、この運用には需給バランス維持のため発電機の起動停止、出力調整が含まれる。これは中央給電指令所が行う場合が多い。もう1つは大容量の発電所を含まない負荷系統であり、これらの運用は地方給電所や制御所が行うことが多い。なお、いずれも直接の機器の操作（運転）は制御所が行うことが多い。

これらの機関において、作業、事故予防のための停電およびその復旧や潮流調整のための系統切り替えなど、電力系統の操作を行う。また、事故時は状況把握および供給支障等の解消のための操作を行う。これらの操作は、1ステップ毎に必要な事前の処置すなわち保護継電器や各種の自動装置のロック等を確実に行った上で実行し、さらにその後、電力系統が期待した状態に遷移したことを確認することの繰り返しにより成り立つ。平常時においては、予め操作の手順を記述した「操作票」を用意し、複数の担当者が充停電の変化、過負荷や無保護区間の有無などを検証し、予期せぬ停電など誤りないことが確認された後、その操作票に従い操作を行う。また事故時においてはそのような時間的余裕がないため、予め想定される事故に対する復旧手順を作成しておき、これを忠実に実行することとしているが、実際の事故では臨機応変な判断が要求されることが多い。

近年、顧客サービスの向上を目指し、作業停電の減少とより低廉な電力を供給するために、系統切替等、電力系統の平常時操作が頻繁に必要となっている。また、電力系統は年々大規模、複雑化する上、効率化を目指した制御の集中化が進められている。その結果、運用者、特に下位の負荷系統を担当する支店給電所の操作指令者は広範な電力系統を対象に複数の制御所等多くの操作者に指令する結果となる。このため操作票の事前の綿密な検討が必要であるが、迅速・確実に多量の操作票を作成・検証することは運用者に相当な負

担となっている。しかし、この負担の低減とより確実な検証を支援する方策は現在のところ見当たらない。そこで、操作票上の操作手順を計算機でシミュレーションし、検証を支援するシステムを支店給電所向けに開発した。

システムは系統上の各部の状態を判定する判定部と、系統図および各部の状態を表示する入出力表示部とから構成し、開発済の技術を組み合わせることにより短期間（約4か月）で操作性のすぐれたシステムを完成し、現場での使用を可能とすることができた。本章では、システムの機能と構成の概要を述べた後、今回のシステム開発の中心部分である状態判定アルゴリズムについて述べ、実際に本システムを使用して操作手順の検証を行った例を紹介する。

## 6.2 システムの機能

本システムは2つの機能から構成した。1つは、運用者が作成した操作票に基づいて操作直前の系統（以下初期系統という）を設定し、模擬操作を行うことにより操作手順に誤りがないか事前に検証する機能、もう1つは、実際の操作の直前に実系統のデータをオンラインで取り込み、同データと事前に作成した操作票の初期系統のデータとが一致しているかをチェックする機能である。以下、各々の機能について、操作方法と併せて説明する。

### 6.2.1 操作票の事前検証

運用者が電力系統の操作指令を行う際に作成する操作票には、操作時の連絡、操作に関する電力潮流や開閉器等の事前状態の確認に続き、操作前に必要な保護継電器のロック、遮断器（以下CBという）、断路器（以下LSという）、甲アース（以下LEという）、送電線ジャンパー（以下JPという）等の開閉器の入切操作、およびこれに伴う系統状態の変化等が詳細に記載されている。これらの項目の内、本機能では開閉器の入切操作を、パソコンに入力した系統上で模擬的に実施し、これに伴い充電範囲や停電範囲がどの様に変化するかを判定し、画面上に表示することにより操作票の妥当性の検証を支援する。

#### (1) 系統状態判定

電力系統上の開閉器と区間（送電線、変圧器、母線等）の接続関係および電源端（系統電源または単独電源）に指定した区間のデータをテーブルとしてあらかじめ入力しておき、これらのデータを基に開閉器の入切操作による系統各部の充電、単独系統などの状態の変化を判定する。これは、操作により開閉器の入切状態が変わるたびに行う。判定アルゴリズムの詳細については、6.4節において述べる。

## (2)系統状態表示

上記，判定結果に基づき，開閉器，区間の状態が一目でわかるように色分けして20インチ・カラー CRT 上に表示している（図6-1）。表示には1台の CRT で広範な系統を表示し，かつ画面の切替による思考の中断を防止するためにスクロール表示方式を採用しており，ジョイスティックの操作により系統全体を連続的に確認することができる。

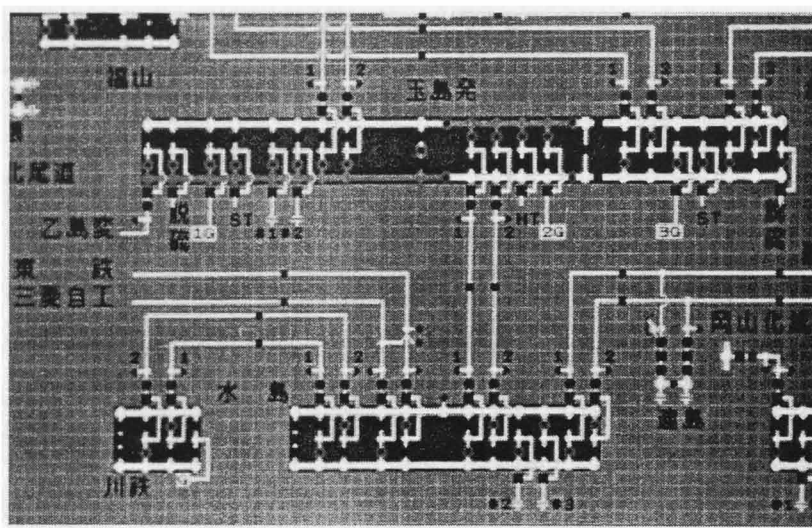


図6-1 本装置の表示画面

## (3)開閉器の模擬操作

系統表示画面上で開閉器にマウスのカーソルを合わせ，右ボタンを押すことにより開閉器の状態を反転させる。実際の開閉器操作では，「開閉器選択」，「入切操作」の2挙動が基本であるが，本システムでは作業を簡単にするため1挙動とした。また，実際の開閉器操作では，操作順序等によってはインターロック・シーケンスにより操作を禁止している場合があるが，これらをすべて反映するためにはさらにそのためのテーブルが必要となり，テーブルの維持が繁雑となるため今回は除外し，「充電区間の接地操作」「接地区間の充電操作」「充電区間でのJP操作」の3通りの操作のみ「禁止操作」として当該操作を受け付けないようにした。

## (4)メッセージ表示

系統表示画面の最上部1行に各種メッセージを表示する。開閉器操作を行うと，それが禁止操作でなければ当該開閉器の給電番号を表示するとともに，その操作に伴って停電区間発生等の系統状態変化がある場合にはそれを知らせるメッセージを表示する。また禁止操作の場合は当該操作を受け付けない。開閉器操作時に表示するメッセージの一覧を表6-1に示す。このうち「停電区間発生」，「単独区間発生」，「ループオン」，「ループオフ」，「LSによる充電」となる場合は警告対象操作として警告メッセージを表示し，検証を「継続」するか「中止」するか判断させる。ユーザーは，表示されたメッセージの内容が

妥当なもの（意図したもの）である場合は検証を継続し、そうでない場合および「禁止操作」のメッセージが出た場合は検証を中止し、当該操作票の内容を見直す。

(5)操作履歴印字

検証作業中は、操作の内容および判定結果をプリンタに印字するので（初期系統設定中は印字しない。（6）処理方法フロー参照）、ユーザーは印字内容を見て操作手順や判定結果を確認することができる。印字内容は、操作した開閉器については電気所名称、およびその接続している送電線や母線の名称・給電番号を印字し、判定結果については表6-2に示す内容を印字する。

表6-1 模擬操作時の表示メッセージと動作

	判定結果	表示メッセージ	動作
警告対象操作	停電区間が生じる	停電区間発生	「継続」か「中止」かをユーザーに尋ねる。「継続」なら当該操作を受けつけ、「中止」なら検証結果不良とする。
	単独区間が生じる	単独区間発生	
	ループオン操作	ループオン	
	ループオフ操作	ループオフ	
	LSによる充電操作	LSによる充電	
禁止操作	充電区間の接地操作	禁止操作	当該模擬操作を受けつけない
	接地区間の充電操作		
	充電区間でのJP操作		

表6-2 模擬操作履歴印字

判定結果	印字内容
停電区間が生じた	（停電した区間の名称）＋「停電」
単独系統が生じた	（単独となった電源の名称）＋「単独系統」
系統充電区間が生じた	（系統充電した区間の名称）＋「系統充電」
単独系統が系統連系した	（系統連系した単独電源の名称）＋「系統連系」
単独充電区間が生じた	（単独充電した区間の名称）＋「単独充電」
ループオン操作	「ループオン」
ループオフ操作	「ループオフ」

(6)処理フロー

図6-2に本機能の処理フローを示す。

- a. 初期系統設定

操作票の検証に先だつて操作票に記載した初期系統を設定する必要がある。これは、まずあらかじめ初期系統ファイルとして保存した開閉器の状態を読み込み、必要によりこれを変更することにより行う。したがって初期系統ファイルとして、常時系統や使用頻度の高い系統状態を保存しておくことにより、わずかな変更で初期系統設定が行える。初期系統ファイル選択では、CRT画面上に系統の開閉器状態を保存したファイル名をメニュー形式で一覧表示するので、操作票の初期系統と同じか、または類似の系統ファイルを選択する。選択した初期系統の開閉器の入切状態をもとに系統状態を判定した後、区間を色別して画面表示する。ユーザーは当該系統画面を確認し、初期系統を変更する必要がある場合はマウスにより開閉器の模擬操作を行い所定の初期系統を設定する。実操作指令の直前にオンラインデータとの照合チェックを行うため（後述）、初期系統を変更した場合は実操作指令時に参照しやすい名前を、ファイルとして保存しておき、別途どのような初期系統を保存したか書類として整理しておく必要がある。

b. 操作票検証

操作票に従って、マウスにより開閉器の模擬操作を行う。システムは禁止操作でなければ操作内容や判定結果を逐次プリンタに印字するので、印字内容および系統画面を確認しながら検証を進めていく。模擬操作中に警告メッセージにより予期せぬ系統

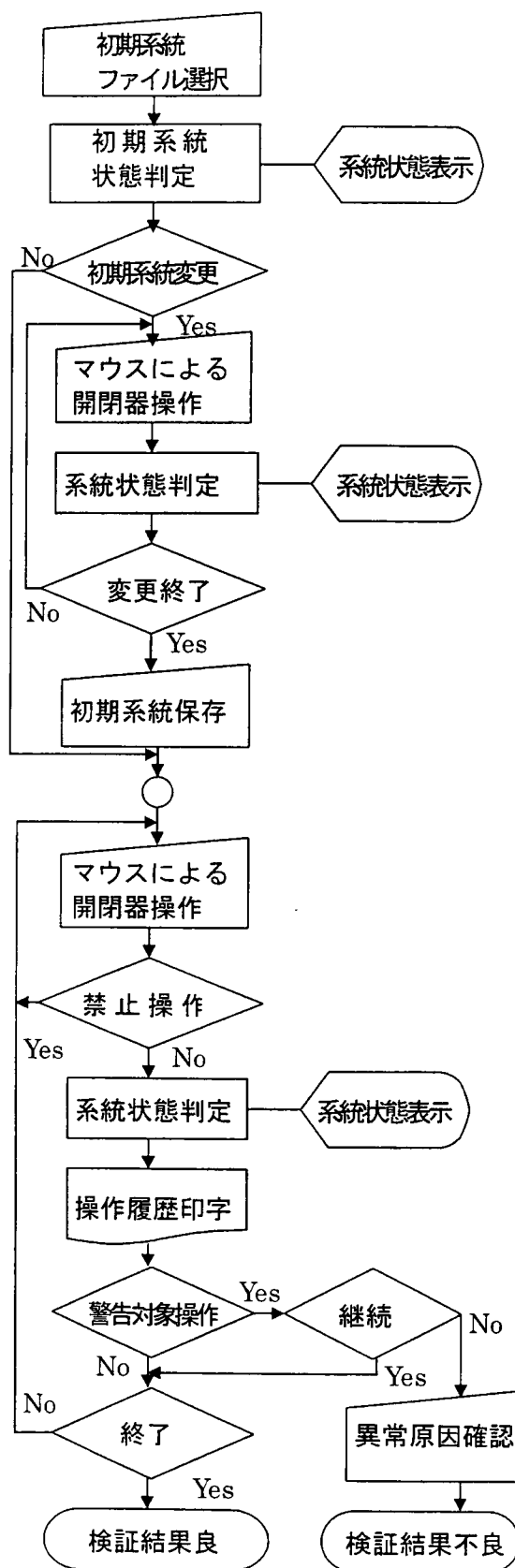


図6-2 操作票事前検証の処理フロー

状態になったと判明した場合は、検証結果不良として検証を中止する。検証結果不良の場合は操作票の内容を見直した後、再度検証を行うこととなる。

### 6.2.2 操作直前の系統整合チェック

十分に検証を済ませた操作票であっても、操作票を作成する時点に想定した初期系統と操作指令直前の現実の系統状態が異なっている場合は、操作票の妥当性は保証されない。本機能は、操作票の最初に記載してある系統確認を行うものである。実系統の開閉器状態は支店汎用DB（データ放送）回線からオンラインでデータを取り込み、操作票上の初期系統については操作票事前検証時に保存した初期系統ファイルの内容を読み込んで、両者を照合する。照合結果については、不一致となった開閉器、オンラインデータが不良の開閉器、およびオンラインデータが入手できない開閉器（オフラインの開閉器）を色分けして表示するとともに、プリンタに印字する（6.5節 図6-12参照）。なお、このときは全部の開閉器状態がオンラインで取り込めるわけではないので、区間の状態は判定できない。

## 6.3 システムの構成

本システムは、図6-3に示すように判定部と入出力表示部とから構成した。前者は、操作票検証時には各区間の状態、ループオン・オフ等を判定し、また系統整合チェック時には社内のデータ放送回線から開閉器状態をオンラインで取り込み、操作票の初期系統と照合を行う。後者は対象とする系統について、開閉器および区間をその状態に応じた色で表示するとともに、開閉器の模擬操作入力を受け付け、判定部への転送を行う。両者間はシリアルインタフェースで結合し、必要なデータの送受を行っている。

### 6.3.1 ハードウェア

判定部のハードウェアには、各支店給電所に既設のパソコンをそのまま利用した。入出力表示部については、汎用パソコンに、系統図を分かりやすく表示するための20インチ大型CRTと、操作を簡単にするためのマウスおよびジョイスティックを接続している。入出力表示部のキーボードは、常時は操作不要としたので

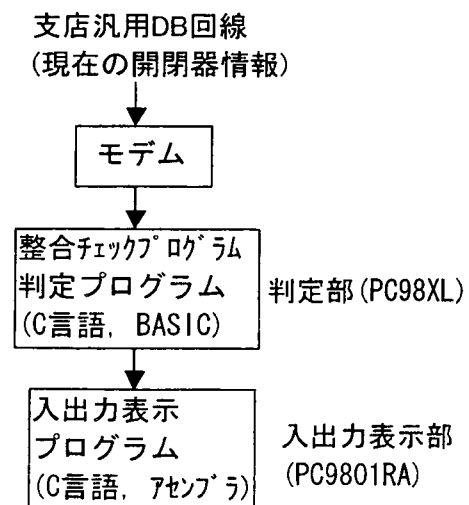


図6-3 システムの構成

接続していない（メンテナンス時のみ接続する）。

### 6.3.2 ソフトウェア

#### (1)判定部

判定部のプログラムは、当初Lispを用いて作成した。しかし、Lispによるプログラムでは、大規模な系統の充停電判定を行うと処理時間が長くなるため、処理速度の速いC言語への移植を行った。本システムは表6-3に示す規模の系統を対象としたが、開閉器の一操作について、充停電判定・ループ判定を合わせても1秒以内で処理できる（Lispでは、これより小規模な系統でも数分かかっていた）。また系統整合チェックを行う時のオンラインデータ取り込み部分のプログラムは、受信用モデムの制御プログラムを流用し、Basicにより作成した。

表6-3 対象系統の規模

開閉器数	1 2 5 8	CB	2 7 5
		LS	6 8 5
		LE	1 9 0
		JP	9 4
		仮想SW*	1 4
区間数	8 1 8	系統電源端	3
		単独電源端	1 5
		その他	8 0 0

\*実際の系統には存在しないが、判定処理の便宜上設けてある開閉器

#### (2)入出力表示部

入出力表示部については、配電系統監視用に開発済みの「画面スクロールCRT」の技術を応用した。すなわち、スクロールCRT画面に対象とする電力系統を表示し、開閉器および区間の表示色変化およびメッセージ表示を上記(1)の判定部の指令で指定できるように改造した。このように開発済の技術を利用することにより、短期間でマンマシンインタフェースのよいシステムとすることができた。なお、開閉器と区間の接続関係を表したデータテーブルは判定部と共通のものを使用し、実系統の変更に伴うデータ修正が容易に行えるようにした。

## 6.4 状態判定アルゴリズム

本章では、システムの中核的処理として、今回開発した充停電判定およびループ判定のアルゴリズムについて述べる。

### 6.4.1 充停電判定アルゴリズム

系統上の区間の状態としては、停電・接地・系統充電・単独充電の4種類があり、システム内部では、各々の区間の状態に対応したフラグを立てることによって状態を識別している。判定処理は原則として各開閉器の模擬操作時に対象系統全体について行い、判定結果を各区間の状態表示色に反映する。

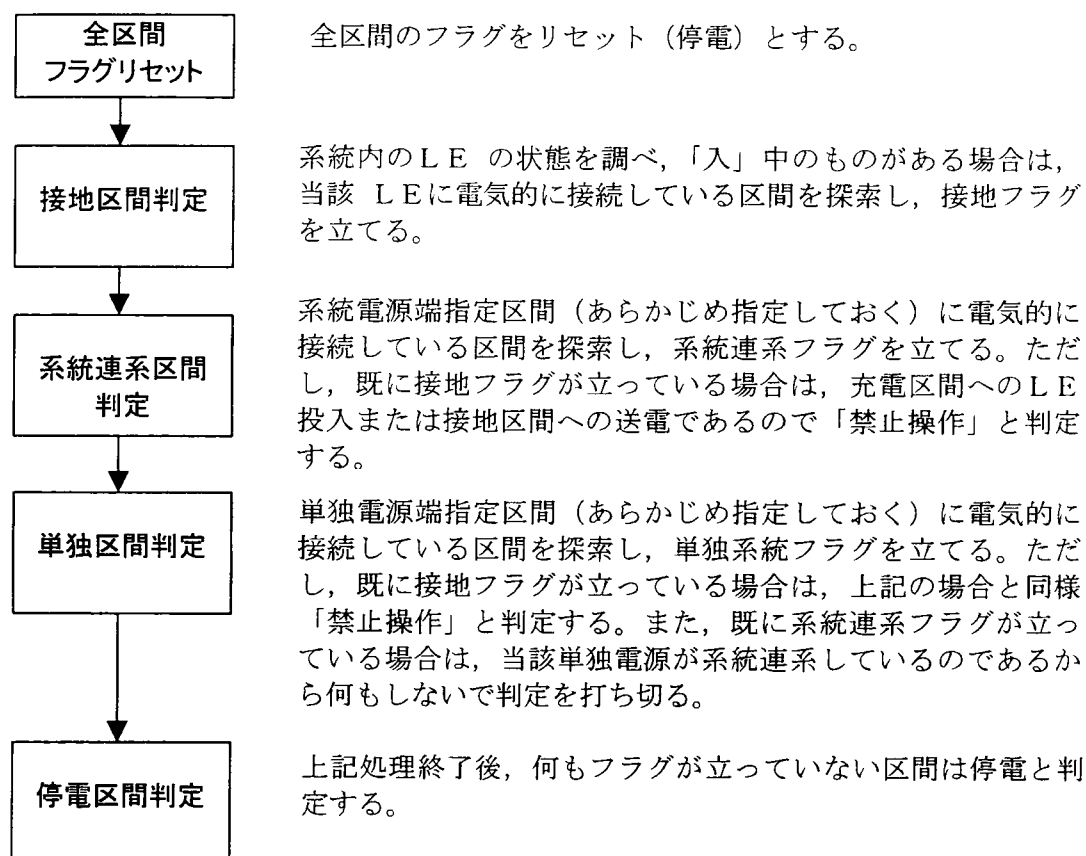


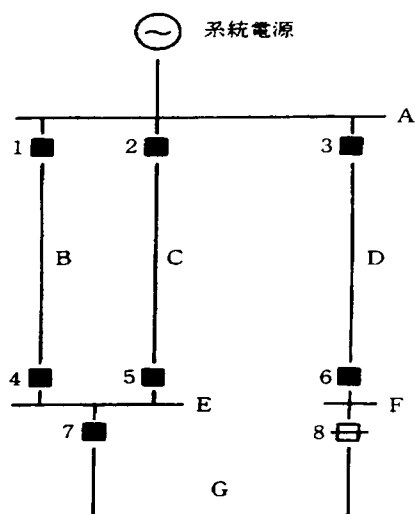
図6-4 充停電判定処理フロー

判定処理のフローを図6-4に示す。接地と判定した区間はその他の状態にはなり得ないこと、また系統連系と判定した区間は単独系統とはなり得ないことから無駄な動作をなくすべく、このような処理の順序とした。

次に上記処理の中で共通して使っている「電氣的に接続している区間の探索」の手順について以下で説明する。この探索部分は判定処理のみならず、後述のループ判定にも用いており、効率的なプログラミングを行った。

図6-5の系統における系統連系区間判定を例にして区間の探索方法を説明する。この例では、区間Aが系統電源に接続しており、LEと単独電源はない。開閉器は8のみ「切」で他は「入」であるとする。





区間 : A ~ G (区間 A : 系統電源端)  
 開閉器 : 1 ~ 8 (開閉器 8 : 切, その他 : 入)

図6-5 例題系統

図6-6に区間探索の経路を示す。探索は電源等の指定区間からはじめ、「切」の開閉器または既にフラグが立っている区間で打ち切る。即ち、電源端である区間Aに系統連系フラグを立て、同区間に接続している開閉器をテーブルから拾い出すと開閉器1, 2および3である。すべて「入」であるのでとりあえず開閉器2および3はメモリに記憶し、開閉器1に関する処理の後、同様に処理するものとする。開閉器1については接続している区間Bにフラグを立て、さらに区間Bに接続している開閉器をテーブルから拾い出すと開閉器1, 4である。開閉器1の方へ進むと区間Aは既にフラグが立っているのでこの方向へは進まず、開閉器4に進み区間Eにフラグを立てる。このように繰り返し、全区間を網羅する。すべての探索を終えた時には全区間にフラグが立っており、全区間が系統連系状態と判定され、図6-5から考えられる結果と一致している。

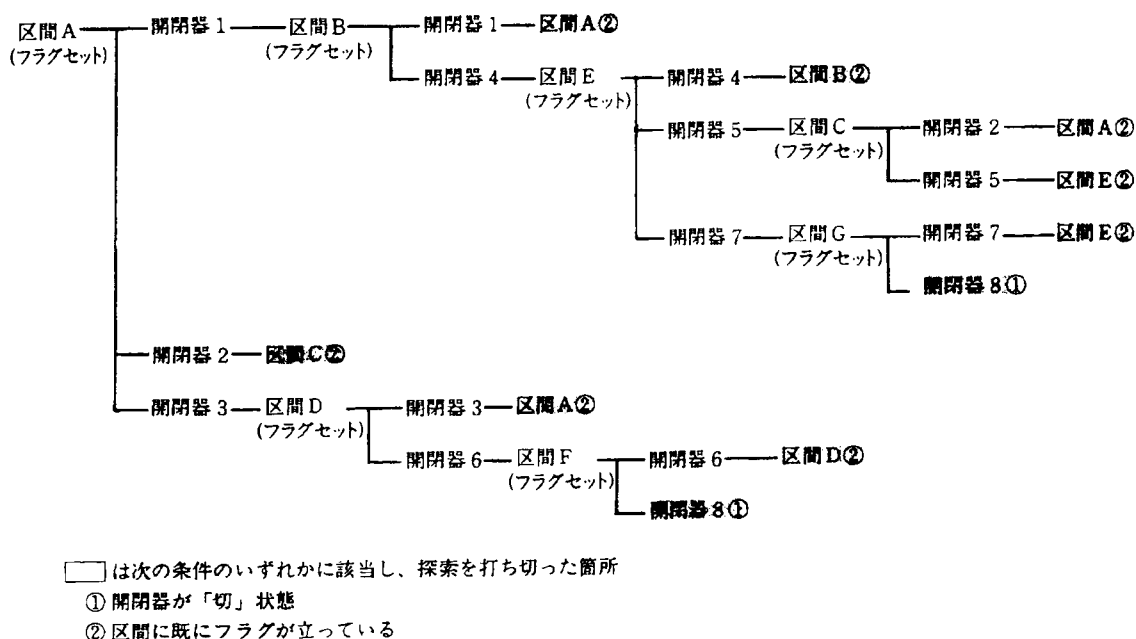


図6-6 例題系統の区間探索

また、仮に開閉器6が「切」であったとすると、このアルゴリズムによれば、「切」状態の開閉器までで探索を打ち切るため区間Fはフラグがなく停電となる。このことは図6-5から直観的に判断される結果と同じである。

図6-6の区間探索の経路で示した、区間への該当フラグのセット、同区間に接続している開閉器の検索、さらに同開閉器に接続している区間の検索は、単位処理として1つの関数で記述した。この関数を、終了条件(区間に既にフラグが立っているか、開閉器が「切」である)に到達するまで、区間をA-B-E-Cのように次々と変えて繰り返し使用している。ここに、再帰呼び出し(関数の中でその関数自身を呼び出す)手法を用いたため、プログラムが分かりやすくコンパクトな記述となっている。

### 6.4.2 ループ判定アルゴリズム

ループ開閉は、原則として当該開閉器の両端が充電されており、同開閉器の入切で全系統のどの区間の状態も変化しない場合と考えることができる。ただし、並行2回線送電線において1回線が接続された状態で残る1回線を開閉する場合は、電力系統の操作上はループ開閉とは考えず、2回線並用としている。これは、開閉器極間に電圧位相差のある開閉のみをループ開閉と呼ぶことにしているためである。そこで、ループ開閉と2回線並用を区別する必要がある。この区別を行うため、まず開閉器をその接続形態により次のように分類する(図6-7参照)。

① 1回線送電線の送電線開閉器。(以下、送電線開閉器とはCBを含んでCBより線路側にあるものをいう)

② 2回線送電線の送電線開閉器。

③ 母線系開閉器（上記①・②のいずれでもない開閉器）

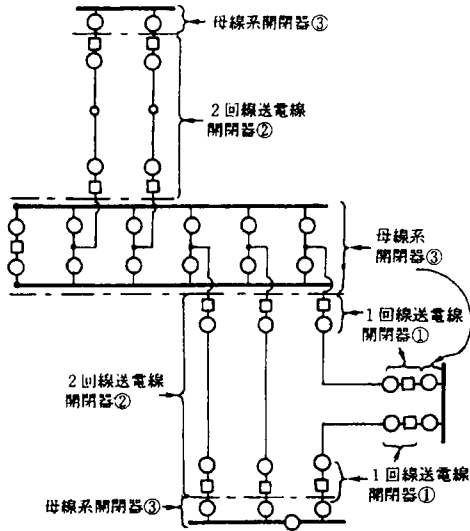


図6-7 開閉器の分類

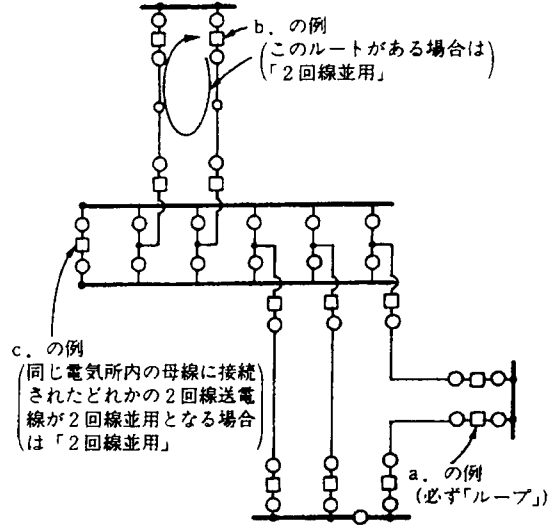


図6-8 2回線並用の例

ループ判定処理は「当該開閉器の両端が充電されており、当該開閉器の入切で状態に変化がない」という必要条件を満たした場合に次のように行う。

- a. 当該開閉器が上記①のタイプの際はループ開閉と判定する。
- b. 当該開閉器が上記②のタイプの際は、この開閉器が属する2回線送電線開閉器および母線系開閉器以外の全ての送電線開閉器を切り、当該開閉器を「切」とした状態で当該開閉器のどちらか一方の区間から出発して電氣的に接続している区間の探索を行う。そして、当該開閉器のもう一方の区間に到達するルートがある場合は、2回線並用であると判定する。そうでない場合はループと判定する。
- c. 当該開閉器が上記③のタイプの際は、この開閉器が属す電気所の全ての2回線送電線について、当該開閉器の操作が2回線並用となるかどうか、上記b.の方法で調べ、2回線並用でなければループと判定する。図6-8にこれらの例を示す。

## 6.5 検証支援の実例

今回開発したシステムは、支店給電所所管の系統を対象としたが、充停電・ループ等の判定のため隣接する系統も一部考慮した。以下、本システムを使つての操作票検証支援の実例を紹介する。

### 6.5.1 操作票事前検証の例

図6-9に以下の2例に関係する部分の系統を示す。図6-10は、AB線の停電およ

び復旧に関する操作票検証時の印字結果例である。同線は1回線送電線であり、ループ運用しているためループ開閉を印字している。図6-11は同線およびBC線を停電させてB発電所を全停にしようとしたが、発電機が運転中であったため単独区間の発生となり、検証不良としたものである。

### 6.5.2 操作直前の系統整合チェックの例

図6-12に系統整合チェックの印字出力例を示す。オンラインデータと初期系統の開閉器状態が異なる開閉器（不一致データ）およびオンラインデータが不良の開閉器（DBデータ不良）については開閉器名、開閉器状態を詳細に印字するが、オフラインの開閉器（DB未登録データ）については、その数のみを印字する。

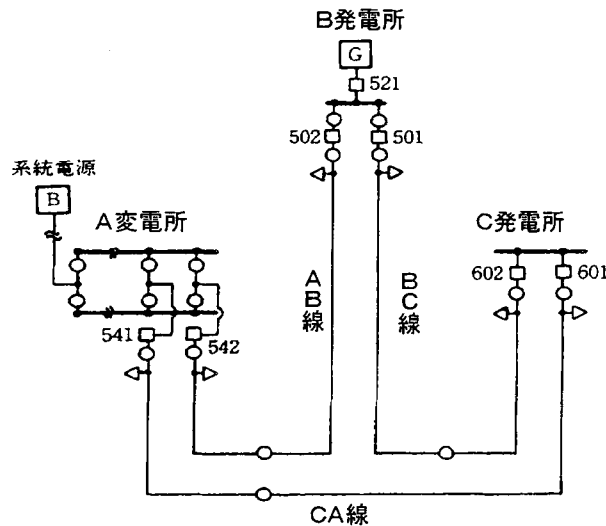


図6-9 事前検証の例題系統

\*\*\* 操作票検証 開始 \*\*\* 1991/6/17 15:36:3  
B発電所            A B線 502    切 操作 → ループ・オフ  
A変電所            A B線 542    切 操作 → A B線 停電  
B発電所            A B線 502L   切 操作  
A変電所            A B線 542L   切 操作  
A変電所            A B線 542LE 入 操作 → A B線 接地  
B発電所            A B線 502LE 入 操作  
B発電所            A B線 502LE 切 操作  
A変電所            A B線 542LE 切 操作  
A変電所            A B線 542L   入 操作  
B発電所            A B線 502L   入 操作  
A変電所            A B線 542    入 操作 → A B線 系統充電  
B発電所            A B線 502    入 操作 → ループ・オン  
\*\*\* 操作票検証 終了 \*\*\* 1991/6/17 15:37:45

図6-10 操作票事前検証時の印字例(1)

\*\*\* 操作票検証 開始 \*\*\* 1991/6/17 17:11:34  
A変電所            A B線 542    切 操作 → ループ・オフ  
C発電所            B C線 602    切 操作 → B発電所 単独系統  
\*\*\* 操作票検証結果 不良 \*\*\* 1991/6/17 17:11:46

図6-11 操作票事前検証時の印字例(2)

\*\*\* 操作票検証 DBチェック 開始 [初期状態ファイル:TEST4.SW] \*\*\* 1991/5/14  
20:42:32  
\*\*\* 不一致データ数 [4] \*\*\*  
<現状 (オンライン) > <操作表作成時の想定>  
D変電所            D E線1L 301    切    (入)  
D変電所            D E線1L 301L   切    (入)  
D変電所            D E線2L 302    切    (入)  
D変電所            D E線2L 302L   切    (入)  
\*\*\* DBデータ不良 なし !! \*\*\*  
\*\*\* DB未登録データ数 [430] \*\*\*

図6-12 系統整合チェックの印字例

## 6.6 結言

電力系統の開閉器操作による、系統各部の充停電の変化をシミュレーションし、わかりやすく表示することで、複雑な電力系統の操作票の検証を支援するシステムを開発し、有効性を確認した。

- (1) 系統各部の充停電，単独，ループなどの判定部にC言語を用いて高速の処理とわかりやすい記述を両立させた。
- (2) スクロールCRT表示により一画面に入りきらない大きな系統を細部までわかりやすく表示することができた。
- (3) 操作前の状態が操作票作成時に想定したとおりであるか確認するためオンラインの開閉器情報を取り込み，照合する機能を盛り込んだ。
- (4) このシステムはパソコンを組み合わせ安価に，短期間に開発した。

本システムは中国電力の一支店給電所において試行・評価ののち，全支店で操作票検証に，また火力発電所で系統状態の監視に採用された。

## 6.7 参考文献

- (1) 杉原：「エキスパートシステムの電力技術への適用に関する調査・研究（第1報）（系統事故区間判定システム（パソコン版）の試作）」，中国電力技研時報 No.77，pp.27-41（平成3年3月）
- (2) 北川，益田，山中：「CRTによる配電系統監視盤の表示手法の開発」，中国電力技研時報 No.76，pp.91-100（平成2年9月）

## 第7章 事故判定の支援

---

### 7.1 緒言

電力系統の運転、運用を行う各機関では通常、遠隔監視制御を行っており、監視対象となる通常数十箇所の変電所等の電気所について、開閉器の入り、切り状態、継電器および自動復旧装置の動作状態等の2値情報および各母線電圧や送電線潮流等有効数字で3桁程度の計測情報のあらかじめ決まった項目について数秒程度の更新時間で監視している。

電力系統において「事故」とは雷撃等による短絡、地絡等により保護装置が動作し電力系統の一部が停電する事象を指す。上記のような監視体制の下で、顧客の停電を防止し、早期復旧を行うためには事故時に監視対象の電気所で発生している事象を、迅速、的確に把握することが必要条件となる。

このためには、対象とする電力系統に加え現地機器および監視装置に関する十分な知識により、限られた情報から現地での事象を監視者の側で再構築する必要がある。このような作業により、場合によっては得られた情報に含まれる矛盾から、装置故障や情報の欠落を発見することが可能となる。そして、このような業務には上述の知識を用いて瞬時のうちに推論する能力が必要で、これはオペレータの長年の経験や勘によるところが多い。一方、対象となる電力系統は年々大規模・複雑化し、また各運転機関ではオペレータの世代交代が進み、上記のような事故対応能力の維持が大きな課題となっている。

このような状況に対して、エキスパートシステムを導入しオンラインで事故状況の把握を支援しようとするシステムが研究、開発されている<sup>(1)</sup>。しかし、それらは判定のために多くの情報を必要とし、このため監視装置の改造が必要であったり、熟練オペレータから知識を収集するため開発に長時間を要したりするものが多い。また、判定結果が文字で表示され、内容が複雑であったりして、事故の対応に追われるオペレータを支援できないものも多い。

そこで、監視装置の大きな改造なく入手できる情報を入力とし、系統図のグラフィック表示等、すぐれたマン・マシンインターフェースにより最低限の事故状況の判定・表示を行う「制御所用事故判定表示装置」を開発した。なお、既開発の「系統事故判定用エキス

パートシステム」, 「スクロール式の系統図表示」などの成果を組み合わせたため短期間(約9ヶ月)で開発を完了した。また, 電力系統の頻繁な拡充に対応するためのデータメンテナンスツールを併せて開発した。本章ではこの装置について, 現地での実証試験を含めて述べる。

## 7.2 装置開発の条件

### 7.2.1 支援内容

電力系統における事故は, 前述のとおり保護装置による故障除去, 機器保護のための停電であるが, 架空線部分における故障の場合, 大部分はアークによる閃絡であり, 短時間の停電で消弧するため, 一定時間後に再度充電する(試充電)。この際, 試充電は通常自動復旧装置(ARE)により判断と実施が自動的に行われる。試充電の結果, 万一故障が残っていれば再度保護装置が動作する(試充電失敗)。また, 期待通り消弧していれば復旧完了となる(試充電成功)。試充電失敗の後再度試充電するかどうかは事故区間内のケーブル部分の有無や, 事故の種類により判断が変わってくる。また, 変圧器重故障など機器の故障が確実である場合は1度の試充電さえ行わない。

本装置は電力系統の状態変化(以後「状変」という)発生時にオペレータが事故状況を迅速, 的確に把握するのを支援するものとするが, 上記の一連の事故対応の流れを考慮し, 最低限必要な停電区間, 事故区間, 動作保護装置, 試充電結果を各種のマンーマシンインターフェースを用いてわかりやすく表示するものとする。また, 使用する情報の矛盾についても論理的にチェック可能なものを表示する。

### 7.2.2 入力情報

変電所, 制御所システムの改造を最小限にするため, 現在制御所で得られるものの中から必要なものを選ぶ(表7-1)。これらの情報は, 制御所のデータ交換用CPUからデータ放送(DB)回線で放送されているので, モデムを用いて受信する。また, 本装置が必要とするオフライン機器(データ放送で状態が得られない機器)の状態については画面から簡単に設定可能とする。



表7-1 入力情報

開閉器の状態	ON, OFF, 不良
充電判定装置の状態	充電, 停電, 不良
母線電圧の計測値 (母線の充電判定に使用)	BCDコード
継電器の動作(短絡, 地絡, 重故障)(回線別, 主保護と後備の別, 距離リレーの段数は得られない)	動作
AREの動作(ARE実施)	動作

ARE: 自動復旧装置, 保護動作の後, 短絡, 地絡等の故障が除去されていることを期待し既定の条件が成立していれば, 保護のため開放した遮断器を自動的に再投入する装置

### 7.2.3 マンマシンインターフェース

マンマシンインターフェースは, オペレータの迅速・的確な状況把握を支援するため表7-2に示すように系統図表示画面, テキスト画面および音声を用いて事故状況をオペレータに知らせる。

系統図はオペレータが見慣れている系統監視盤と同じものをグラフィック画面に表示するものとし, 表示系統全体の1/6程度をスクロール可能な形で表示し, スクロール入力デバイスには操作性の良いマウスおよびトラックボールを用いる。さらに, 事故発生時は自動的に事故部分にスクロールする機能を備える。

表7-2 事故状況の表示方法

項目	内容例	表示方法		
		系統図	テキスト	音声
状態種別	事故発生, 試充電成功, 試充電失敗, 操作		○	○
動作継電器	○○線短絡, ○○線地絡等		○	
動作開閉器	○○CB切り, ○○CB入り等	○	○	
充電停電	○○線停電, ○○母線充電等	○	○	○
事故区間	○○線事故, ○○線永久事故等	○	○	○

### 7.2.4 メンテナンスツール

電力系統は, 常に改良, 拡充しているため, 判定, 表示に用いるマスターデータをこれに合わせて更新する必要がある。このようなメンテナンスを, 画面上で対話的に容易に行うためのメンテナンスツールも合わせて開発する。

## 7.3 装置構成

### 7.3.1 ハードウェア

ハードウェアとしてはEWSを用い, 入出力インターフェースとして制御所CPUからのデータ放送の受信にRS-232C×2CH(1200bps, 2400bps), 音声合成装置へのメッセージ出力, トラックボールによる画面スクロールの指令入力にRS-232Cをそれぞれ1CH使用した。

7.3.2 ソフトウェア

(1) OSおよび言語

ソフトウェア開発環境を表7-3に示す。

表7-3 ソフトウェア開発環境

OS	SUN/OS 4.1.1 日本語オープンウィンドウ(Xウィンドウ X11互換)
言語	C
プロセス間通信	共有メモリ, メッセージ
GUI(グラフィカルユーザーインターフェース)	XView

(2) 事故判定プログラム

本装置のプログラムは受信部, 判定部およびマンマシンインターフェース部 (MMIと略記する) から構成した。これらはそれぞれ複数のプロセスからなり, この間は共有メモリとメッセージで通信を行っている (図7-1)。

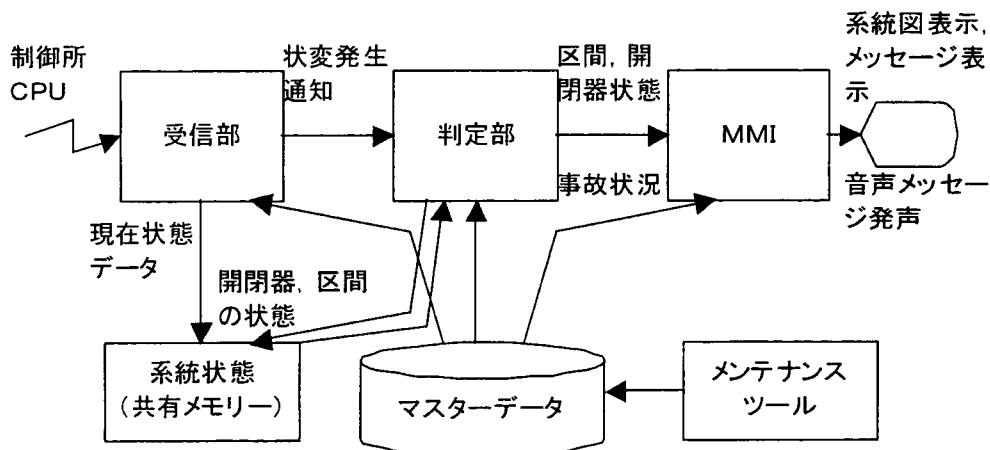


図7-1 プログラム構成

a. 受信部

受信部は, データ放送の受信, 状態検出, 現在状態の共有メモリへの書き込みおよび回線監視を行う。

(a) データ放送の受信

RS-232Cポートを開き, 制御所CPUからデータ放送を受信する。制御所CPUは2系統あるが, そのどちらからも受信可能としており, オペレータの操作で受信系を切り替えることができる。受信したデータはポジションテーブルを参照して, 開閉器, 充判(区間の充停電の判定装置), 継電器およびAREの現在状態に変換する。母線の充判は電圧値で受信するので, この値から充停電を判定する。

(b) 状態検出

データ放送では, 状態が起きた場合特別なフレームでこれを送ってくるので, これを検

出する。一部の開閉器は、状態があってもこの特別なフレームがこないで、常時以前の値と比較し状態を監視している。

(c)現状書き込み

状態を検出すると、これを共有メモリに書き込む。共有メモリは現状値の他に、過去の状態値を記憶しており、リングバッファのように用いている。このため、PSTと呼ぶポインタを設け、これが指し示す部分に最新の現状値があるようにしている。受信部は、状態を検出すると、ある一定の時間(約10秒)続けて入力される状態を待ち、これらを一まとめにして最新状態として共有メモリに書き込む。この処理は、一つの原因で発生した多数の状態を一まとめにするために行う。この後、判定部にメッセージを用いて状態発生を伝える。

(d)回線監視

受信データが途絶えた場合と受信データにBCCエラーを検出した場合は、プロセス間通信でMMIに伝える。

b.判定部<sup>(1)</sup>

判定部は各種初期設定、状態情報からの事故状況、事故区間の判定および状態メッセージの送信を行う。

(a)初期設定

各プログラムが必要とする電力系統のデータを共有メモリ上に展開する。また、前項で述べた共有メモリを確保する。これらメモリは他のプロセスから参照することが可能である。また、オフライン機器についてオペレータが設定変更する度に状態の値を書き換え、状態発生と同様に処理する。

(b)事故状況の判定

状態発生時は、受信部からのメッセージにより判定を開始する。判定は、充停電判定、イベント判定、事故区間判定の順に行う。ここでいう区間とは、開閉器(CB, LS, JP等)で区切られた、電力系統の主回路の部分を目指すものとする(図7-2)。したがって、複数区間からなる送電線の場合、同一名称の別区

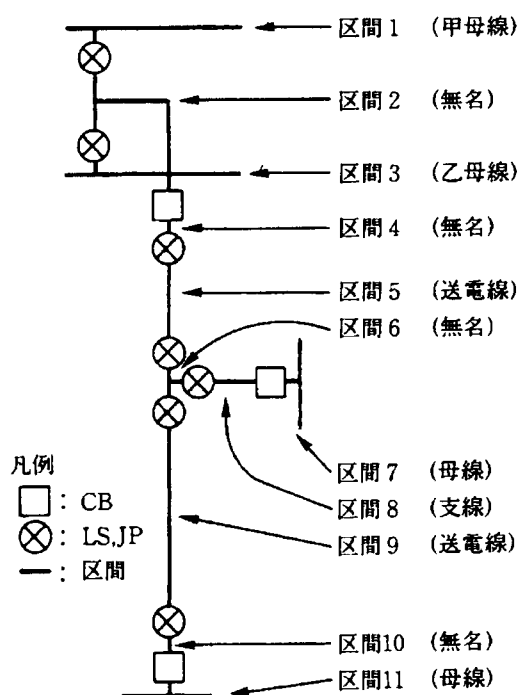


図7-2 区間の例

間が生ずる。またCBとLSの間の部分のように無名の区間がある。

イ.充停電判定<sup>(2)</sup>

充判および開閉器の状態から電力系統各区間の充停電を判定する。即ち、充判点灯区間につながっている区間は充電とし、残りを停電とする(図7-3)。充判は系統各所に複数あるので、誤った情報がある場合は、図中に示すような矛盾が生じる。このときは、それを伝えるメッセージを出してオペレータにデータの修正を要求する。

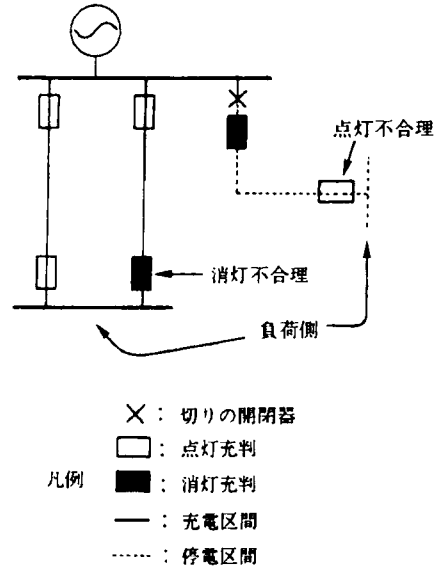


図7-3 充停電判定

ロ.イベント判定

この状態がどんな種類のイベント(表7-4)から発生したか判定する。ただし、この状態が複数のイベントを含んでいることが考えられるため、まず、充停電が変化した部分をエリア毎にまとめる。

表7-4 イベント種別

種別	イベントに含まれる状態
平常時の操作	開閉器の「入り」または「切り」のみ
事故の発生	継電器動作とその接続CBの「切り」
試充電成功	AREまたは再閉路継電器の動作とその接続CBの「入り」
試充電失敗	AREまたは再閉路継電器の動作と継電器動作

その後それぞれのエリア毎に表7-5の条件に照らしてイベントの種類を判定する。

ハ.事故区間判定<sup>(1)</sup>

イベントが事故発生、ARE失敗の場合は事故区間を判定する。まず、動作した継電器の保護範囲をその種類に応じて表7-5に示すルールにより検索する。次に、今回停電した区間であって、動作したすべての継電器の保護範囲に含まれる部分を事故区間とする(図7-4)。このとき、事故区間の内に2つ以上の有名区間がある場合はそれぞれを事故区間候補とする。

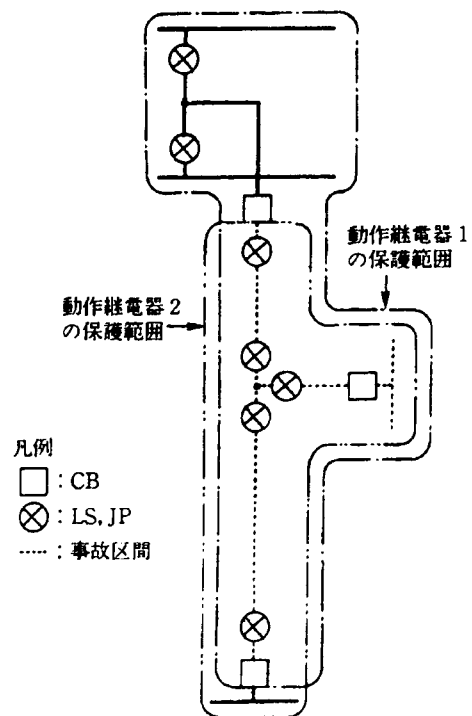


図7-4 事故区間判定の例  
(保護継電器1, 2が動作)

実際の電力系統には、多種類の継電器がついているが本装置はその種類の情報を得ていない。たとえば、送電線には、その送電線だけを保護する「主保護」とさらに広い範囲を保護しバックアップの機能を持つ

「後備保護」とがあるが、そのどちらが動作したかはわからない。そこで本装置ではより広い保護範囲の継電器が動作したものとして事故区間を判定している。

試充電前に事故区間であって、試充電の結果、再度事故区間と判定した区間は永久事故区間とする。

表 7-5 継電器種類別の保護範囲

短絡継電器	接続しているCTから保護方向に3区間以内の区間
地絡継電器	接続しているCTから保護方向に零相回路がつながっている区間
差動継電器 (Tr 87等)	接続している複数のCTに囲まれた区間
地絡順序継電器 (BGF)	最後に停電した区間

\*データベースにCTはないのでCT位置は最寄りの開閉器位置で代用する。転送トリップ等でCTの近くに開閉器がない場合は仮想のJPを設けてこの位置を用いる。

## ニ.状態メッセージ送信

系統上の各開閉器、区間について変化した部分について表示変更指令をMMIにメッセージでおくる。また状態開閉器、動作継電器、充停電判定結果、事故区間の判定結果を各イベントについてオペレータが読み易いよう、電気所毎にまとめてテキスト表示、音声発生指令としてMMIにメッセージでおくる。

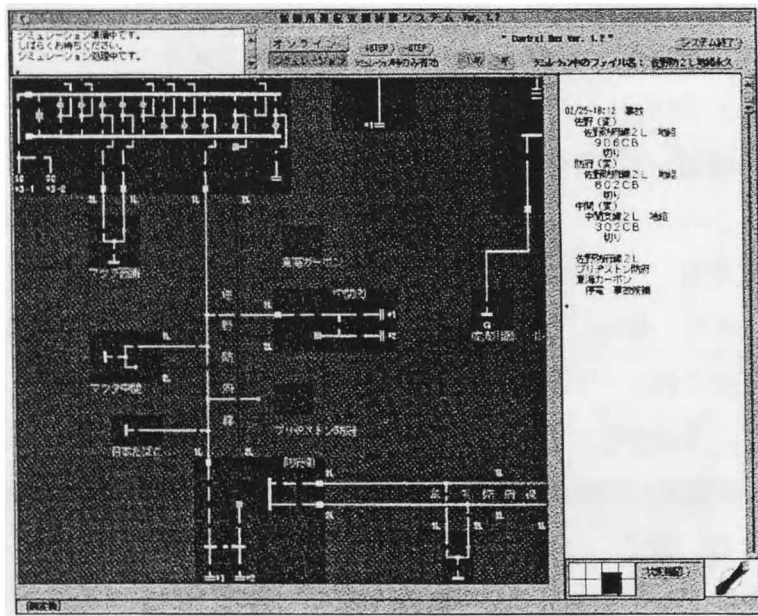


図7-5 本装置の表示画面

### c.MMI

MMIは、系統図表示、テキストメッセージ表示、音声メッセージ発生およびオペレータからのコマンド入力を行う他、各種のシステムメッセージの表示を行う。

#### (a)系統図表示<sup>(3)</sup>

マスターファイルの固定画面データ、判定部からの各開閉器および区間状態を入力とし

て、系統図を系統表示用グラフィックウィンドウに表示する（図7-5）。各開閉器および区間は状態に応じた色（入：赤，切：緑，充電：白，停電：青等）で表示する。この図はオペレータからのトラックボールまたはマウスによるスクロール指令に応じて上下左右にスクロールする。また補助画面を表示し、ここで全体系統の内どこを見ているかを表示する。状態発生時は状態開閉器を表示できる場所へ自動スクロールする。もし、これらが1画面に入りきらない場合はとりあえずどれかの開閉器が表示できるようスクロールし、補助画面上ですべての状態開閉器の位置を表示して他にも状態があることを知らせ、オペレータの確認入力で残りの部分へスクロールする。

また、オフライン機器や、試験中の開閉器の状態を手動で設定するため、オペレータが開閉器をマウスで指示するとこの状態設定を受け付け、判定部に送信する。

なお、受信部から回線断等のデータ異常のメッセージを受信すると、系統図を消去し、メッセージを表示してオペレータにその旨を伝える。

#### (b) テキストメッセージ表示および音声メッセージ発声

状態発生時、判定部からのメッセージ表示指令に従って、事故状況、動作継電器・ARE、ONまたはOFFした開閉器、充/停電区間、事故区間を表示する。この表示は上下スクロール可能なウィンドウに行うが、自動的にスクロールされて消えてしまったメッセージは手動スクロールで再度表示することができ、事故の経過を知ることができる。またテキストメッセージの内イベント種別と充/停電区間、事故区間を音声で発声する。

#### (c) コマンド入力

マウスによる画面上のボタン操作によりモード変更（後述）等のコマンドを受け付ける。

## 7.4 機能

これまでオンラインデータを受信し事故を判定するオンラインモードを念頭におき、各プログラムの動作について述べてきた。ここで、もう1つのモードであるシミュレーションモードとともに、装置全体の機能を説明する。

### 7.4.1 オンライン機能

#### (1) 平常時

オンラインデータに基づき現在の開閉器状態および各区間の充停電状態を、判定・表示する。なお、オフラインのため開閉状態がわからない開閉器、充判および点検などのため誤った状態データを受信している開閉器、充判については、マウスにより系統図上で手動で設定可能である。もちろん、手動で設定した状態に基づき充停電判定を行って表示する。

## (2) 状態発生時

状態発生時はイベント種別、充/停電区間等を判定してメッセージを文字および音声で知らせる。状態が変化した開閉器、区間は系統図上の表示を変える。事故の場合、系統図は、事故による状態開閉器が見えるよう自動でスクロールする。また、下記シミュレーションに利用するため事故時の一連の状態を自動的にファイルに記録する。

### 7.4.2 シミュレーション機能

本装置の検証およびオペレータの訓練のため設けた機能である。過去の事故例または訓練用の事故例のファイルを読み込み、事故時の状態変化を再現する。ステップボタンにより1ステップずつ進めて再現する。また逆方向に戻すことも可能であるが、このときはメッセージは出ない。これにより実際には短時間で終わってしまう事故を1ステップずつ、必要に応じ繰り返し確認することが可能である。なお、シミュレーションモードであつてもオンラインデータは受信しており、事故発生時は自動的にシミュレーションを中止し、オンラインモードに切り替えて、事故を知らせる。

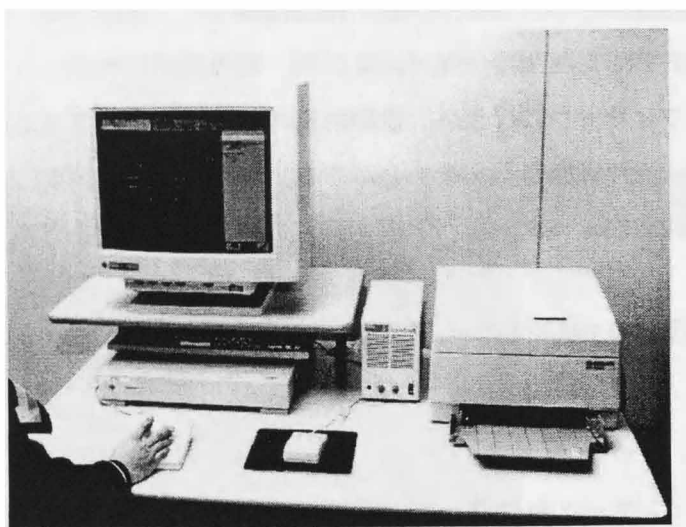


図7-6 装置の外観

## 7.5 データメンテナンスツール

判定部の項で述べたように、本装置は対象とする系統に関する多数のマスターファイルやテーブルを参照して動作する。対象とする電力系統は、頻繁に改造・増設などの変更が行われる。したがって、対象系統の変更に合わせて各マスターファイル類を更新し続ける必要がある。また、今回対象とした系統以外の系統に適用しようとする場合、多数の情報を決められたフォーマットに書き込んでマスターファイルを作成しなければならない。そこでこのようなメンテナンス作業が、本装置の詳細を知らない人でもできるようにしておく必要がある。対話式のユーザーインターフェースにより対象系統の変更を入力し、これ

に対応したマスターファイルを作成するプログラムを合わせて開発した。

このツールでデータ変更を行う場合は、オンラインシステムの系統図とまったく同じスクロール方式の画面上で、「タイル」と呼んでいる16×16ドットの正方形の部分を単位として、以下に示す変更作業を行い、最後にファイルの更新を指令すると、プログラムが各種の条件をチェックした上で、新しいマスターファイルを生成する。

なお、本文中では本装置のユーザーとしての制御所のオペレータを単にオペレータと呼んできたが、メンテナンスツールの使用者はユーザーと呼んで区別する。

#### (1) ベース変更

系統図上で開閉器でも、区間でもない部分（地の部分）について、既に登録してある何種類かのタイルから選んで張り付ける。マウスを筆のように用いて塗るように変更することもできる。

#### (2) 開閉器変更（削除，新設，変更）

開閉器の削除，新設，移動および属性変更を行う。開閉器削除に伴い2つの区間が1つに統合される場合は，区間の属性としてどちらに合わせるかユーザーに入力させて統合する。開閉器新設にともない1つの区間が，分割される場合は同名の区間が2つできるが，後のチェックでこれをユーザーに知らせる。開閉器の移動にともない区間（送電線等）の形は自動的に変わる。

#### (3) 区間変更（削除，新設，変更）

区間，即ち送電線や母線の削除，新設，形状変更および属性変更を行う。当然のことであるが，開閉器，区間を画面上で変更すれば，系統の接続関係の情報はこれに合わせて変更される。

#### (4) エリア移動

開閉器や区間を複数含むエリア，たとえば1つの変電所をまとめて移動させる。新しい変電所ができるとき，系統図上にそのスペースを確保するために既存の変電所を多少移動させる場合，この機能がないと大変な作業になる。

## 7.6 実証試験

本装置は平成5年2月～平成7年3月まで実際の制御所に設置して約2年間の実証試験を行った。実証試験では判定の精度，MMIの改善点，支援の内容を重点的にチェックした。試験中に多くの事故が発生したが線路故障のみで，試充電に関してはほとんどが成功の事例であったが一部に失敗（永久事故）があった。



### 7.6.1 判定の精度

当初、試充電失敗（永久事故）のケースに判定誤りが見られた。本装置は前述のようにARE実施と保護装置動作のANDで永久事故としている。ところが、データ伝送の過程でこれらのデータの到着が時間的にずれるとAND条件が成立しないのが原因であった。そこで、対策として現場のARE装置の永久事故判断を採用する論理に改良した。ただし、この判定手法によるとAREによらず手動で試充電した場合に判定ができない、また現状の情報入手方法では判定までに時間がかかってしまうという弊害が生じた。

また、短絡保護装置の保護区間を一律に3区間としたことが、一部実態と合わないため保護装置ごとに区間長を設定できるよう改良した。これらの改良により判定の精度は改善されたが、多重の故障時に正しく判定するかどうか現地では確認できなかった。

### 7.6.2 MMIの改善点

充電判定等における不合理をメッセージ等で伝えていたが、監視装置の試験、データ到着のずれなどで誤報をすることが多く、そのたびにオペレータが確認することは現実的でないためこれを報告しないようにした。

### 7.6.3 支援の内容

装置を使用したオペレータの意見を集約すると「支援は必要なタイミングで必要最小限の情報提供が望ましい」ということであった。たとえば試充電成功のケースでは特段の支援を必要としないため、何のメッセージも出さないでほしいが、失敗のケースでは即座に事故区間等を確認したいということである。本装置は現状の監視制御装置に手を加えない形で入力情報を得るため、データの到着が遅い方法をとらざるを得ず、タイミングの点では満足できるものではなかった。

### 7.6.4 メンテナンスツール

実証試験中にも、数箇所の設備工事があり系統構成、保護装置など画面や設定情報を変更する必要があった。データメンテナンスツールを用いてこれらに対応する画面およびデータ修正を行い、短時間に確実に実施することができた。実運用においてデータメンテナンスツールは不可欠のものといえる。

## 7.7 結言

制御所における、事故状況の把握を支援するためこれらを判定表示する装置を開発、現場に設置して実証試験を行った。まとめると以下ようになる。

(1)装置はスクロールCRTや音声メッセージ、事故時の自動スクロールなど良好なマン

ーマシンインターフェースを備え、シミュレーション機能等オペレータの教育、訓練にも使用できるよう配慮した。

- (2) 短時間で開発するためスクロールCRTや事故区間判定論理など既存の技術を組み合わせ、オンラインの入力情報としては現状の監視装置から、大きな改造をしないで得られるものを使用した。
- (3) 事故発生時に伝送される複数の状変情報は一定の時間以上入力が途切れたところで1つのグループとして判定に移る。さらに複数事故の同時発生の可能性を考慮し充停電状態の変化を見て系統上離れた場所であれば、別事故として判定ができるようにした。
- (4) 拡充工事等に伴うデータメンテナンスを容易に行うため、対話式のデータメンテナンスツールを開発した。
- (5) 実証試験において、オンラインデータの伝送中の遅れが予想以上に大きく、判定不具合が見られたが待ち時間の調整と一部の採用するデータの変更で対応することができた。また、真に必要な情報だけを提供してほしいというニーズが生じ、そのように改良した。
- (6) 既存の監視装置に大きな改造を施さないという前提のため、オンラインの入力データをすばやく得ることができず、オペレータの希望したタイミングでの情報提供はできなかった。

今後、監視制御装置の伝送容量、伝送速度が向上し、必要なオンラインの入力データをすばやく得ることができるようになった場合、扱うデータ量が増加することが考えられ、これに対応する通信方法の改善や分散処理の実現が課題として考えられる。

## 7.8 参考文献

- (1) 和気, 坂口: 「保護リレーシステムの構造と機能の記述に基づく事故設備の判定」, 電学論B, 104巻, 10号, pp.655-660 (昭和59年10月)
- (2) 杉原: 「エキスパートシステムの電力技術への適用に関する調査・研究(第1報)(系統事故区間判定システムの試作)」中国電力技研時報 No.77, pp27-41 (平成3年3月)
- (3) 杉原, 石川: 「電力系統の操作手順検証支援システムの開発」, 中国電力技研時報 No.78, pp.41-50 (平成3年9月)
- (4) 北川, 益田, 山中: 「CRTによる配電系統監視盤の表示手法の開発」, 中国電力技研時報 No.76, pp.91-100 (平成2年9月)
- (5) H. Sugihara: "A practical Expert System for indicating faulty sections within a control center", *Expert System Application to Power Systems IV, ESAP-93*, pp.236-241 (January 1993)
- (5) 杉原, 石川: 「小郡制御所運転支援装置の開発」, 中国電力技研時報 No.81, pp1-10 (1993年3月)

## 7.9 付録 プロセス構成

本装置は、EWS上でマルチプロセス（多数のプログラムを同時に実行し、それらが互いに連携をとりつつ動作する）で稼働する。以下に各プロセス（＝プログラム、マルチプロセスの1部として動作する場合プロセスという）の動作について列記し、付図7-1にオンライン動作時の相互の連携を示す。

### (1)DBデータ受信プロセス

RS232Cポートを開き、制御所DXからのデータを受信する。回線断、BCCエラーを監視する。受信データを下記の検出プロセス(2),(3)に渡す。

### (2)現状チェックプロセス

常送フレームを監視し、本装置が認識している現在状態（オンライン系統状態メモリ）と一致しているかを監視して、不一致があれば状態として検出し、状態メモリの該当箇所を書き替えた後、充停電判定プロセスに通知する。

### (3)状態検出プロセス

99フレームを監視し状態を検出する。検出時、状態メモリの該当箇所を書き替えた後、充停電判定プロセスに通知する。

### (4)充停電判定プロセス

系統状態メモリの、充判および開閉器情報から、各区間の充／停電状態を判定し、状態メモリに記入する。終了すると事故区間判定プロセスに通知する。

### (5)事故区間判定プロセス

系統状態メモリの各区間情報をみて、事故前と異なる部分を抽出し、エリア毎にまとめる。これらのエリアについて充停電変化の原因となった開閉器動作およびその原因である継電器動作を検索して、事故発生、ARE成功、操作等のイベント種別を判定する。

イベント種別判定後、動作継電器がある場合は、その継電器の保護範囲を検索し、全動作継電器が保護していた区間を事故区間として状態メモリに記入し、状態送信プロセスに通知する。また同時に、イベント種別、動作継電器、開閉器、状態が変化した区間についてメッセージを組み立てMMIに送信する。

### (6)状態送信プロセス

事故判定の終了後、状態前と状態後を比較し、異なる状態についてMMIに送信して、系統図上の表示変更を要請する。

このプロセスは、事故時のみでなく、シミュレーション開始時等のモード変更時にも表示変更を要請する。

### (7)フロントエンドプロセス

MMIの窓口の役目をするプロセスである。系統図上の表示変更、メッセージ表示などの依頼を受けて、系統図表示プロセスに依頼して表示を変更させ、メッセージ表示依頼に

より文字メッセージの表示，音声メッセージの発声を行う。

また，開閉器の状態設定，モード変更，シミュレーションのステップの「進み」，「戻し」などのコマンドを受け付けて必要な各プロセスに連絡する。

(8)系統図表示プロセス

系統図のデータベースの基づき，系統図を表示する。トラックボール，マウスによるスクロール指令によりスクロールする。事故時は事故判定プロセスから事故であることの信号を受け，事故の部分にスクロールする。

(9)手動設定プロセス

MM I から手動設定（オフライン設定）の開閉器および状態を受信し，系統状態メモリを書き替えるとともに，充停電判定プロセスに状態発生を送信して，判定を依頼する。

(10)状態保存プロセス

事故発生時，事故区間判定プロセスから判定依頼を受信し，現在進行中の状態を記憶する。状態が一定時間途絶える（落ちつく）と記憶している状態をシミュレーションファイルとしてディスクに書き出す。

(11)シミュレーションプロセス

シミュレーション実行時に，指定したシミュレーションファイルをシミュレーション系統状態メモリに展開しモード変更を各プロセスに通知する。これにより装置はシミュレーション状態に切り替わる。

(12)初期登録プロセス

系統データベースを各プロセスから参照できる共有メモリ上に展開し，また系統状態メモリを共有メモリ上に確保して，デフォルト値を記入しておく。

(13)トラックボール監視プロセス

トラックボールからRS232Cポート経由で送られてくるスクロール指令を，系統図表示プロセスに転送する。



## 第8章 事故復旧時の電圧調整の支援

---

### 8.1 緒言

本章および次章では事故後の復旧について検討する。ここでいう復旧とは設備そのものの原状復帰ではなく、供給支障（顧客の停電）の解消を意味する。事故後に永久事故区間が残った場合や電源を含む広範な系統が停電した場合、単純な再閉路では復旧できない場合が多く、その手順について今日まで多くの検討がなされてきた<sup>(1)~(5)</sup>。また、エキスパートシステムによる復旧の支援が提案され、研究が行われている<sup>(6)~(7)</sup>。

しかし、特に広範な停電においては、復旧過程における電圧および需給バランスの調整について考慮が必要であり、その点がいまだ不十分であると思われる。そこで、本章においては広範な停電後の復旧における電圧の調整について、また次章において需給バランスの調整について検討する。

復旧初期の段階では送電線の充電に伴い過電圧が発生する<sup>(5)</sup>。定常的な過電圧を解消する方法として、次の二つが提案されている。一つは供給支障を最小化するよう目標系統を作成した後、電圧問題を解決するための調相設備投入量を決定するものである<sup>(8)</sup>。もう一つの方法は、復旧用電源から負荷や電源への復旧ルートを決め、過電圧の発生が予測される時は、復旧ルート上の調相設備を投入するものである<sup>(9)~(10)</sup>。これらの方法に共通していることは、操作後の目標系統または復旧ルートにおける電圧を検討の対象としている点である。前者を例にとると、目標系統に達した後、適当量の調相設備を投入すれば過電圧は解消されるが、一般に広域に及ぶ停電では、復旧に多くの操作が必要であり、目標系統に達するまでかなりの時間を要する。操作の途中で過電圧が発生した場合、目標系統に達してから調相設備を投入したのでは変圧器などの送電設備に長時間過電圧がかかることになる。電圧の大きさによっては、送電設備は短時間で損傷を受ける<sup>(11)</sup>。また、事前に調相設備を投入しておくことも考えられるが、この場合には電圧が下がりすぎ、送電設備の正常な動作は保証されない。このように、ある一つの系統状態をもとに調相設備の投入量を定めるのは、復旧時における電圧制御の方法として十分ではない。

本章では、上記の問題に対処するため、系統操作と並行してリアクトルを投入を決定す

る方法を提案する。方針としては、操作ごとに潮流状態を調べ、母線の電圧や電源の無効電力供給量からリアクトルの投入が必要か否かを判断し、必要ならば適当な変電所のリアクトルを投入する方法をとる。潮流状態をフィードバックするため、操作手順の変更などにも柔軟に対応できる。また、リアクトルの投入条件や選定基準をプロダクションルールで表現し、これを既存の系統操作用エキスパートシステム<sup>(12)(13)</sup>に組み込むことにより、リアクトルの投入を含めた操作自動化の可能性について検討する。制御に必要な情報はオブジェクト表現を使って管理する。また、操作やリアクトル投入ごとに自動的に系統データを更新し、潮流計算により潮流状態を模擬する機能をシステムに付与する。この機能により、制御目標を満たすよう投入条件、選定基準、および操作手順を調整する。本章では、第2節で対象系統の復旧時における電圧上昇について述べ、第3節では電圧制御のための基本方針を示す。第4節では基本方針に基づいて試作したシステムの具体的な内容を述べる。第5節では試作システムの検証および評価を行う。

## 8.2 問題の記述

### 8.2.1 対象系統

図8-1に対象とする超高压モデル系統を示す。S<sub>1</sub>~S<sub>22</sub>は管轄下の変電所、N<sub>1</sub>~N<sub>3</sub>は他系統の変電所、G<sub>1</sub>~G<sub>7</sub>は発電所である。系統は500kV送電線を基幹とし、その下に275kV送電線が串形につながる。常時の運用は放射状で、破線で示した送電線は予備である。

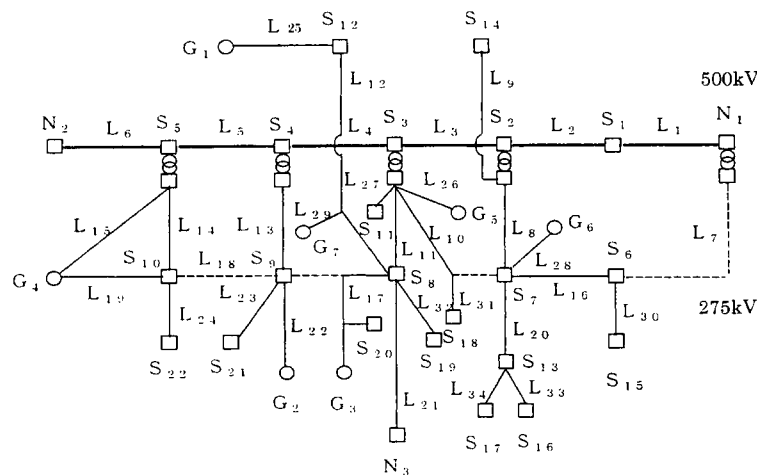


図8-1 モデル系統

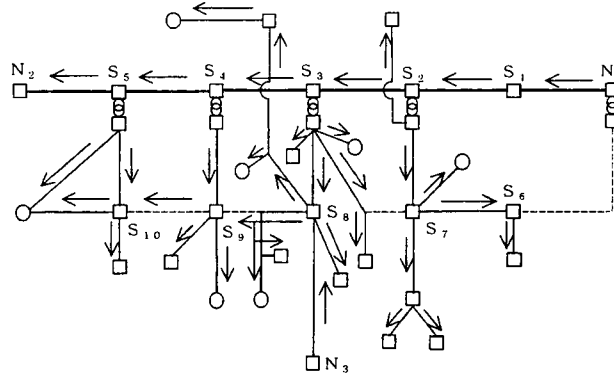
### 8.2.2 復旧の流れ

対象系統が全停電時に行うべき操作は、電気所ごとに操作規則により定められている。

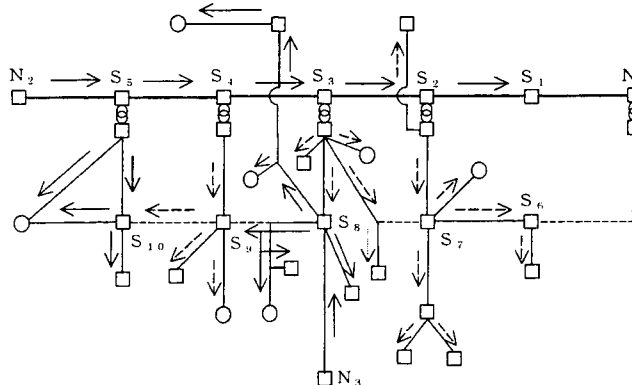
送電線の充電および送電線からの受電が主な操作である。各電気所が所定の操作を行うことにより系統の再構成が進む。初期電源の選択の仕方により図8-2に示す三つの復旧パターンが生じる。(12)(13)

パターン1は他系統変電所 $N_1$ を初期電源とするものである。復旧は矢印の方向に進む。操作規則により停電1分以降、 $N_1$ を起点として500kV変電所が東から西へ順次復旧される。また、復旧された500kV変電所から下位の275kV変電所および発電所が復旧され、最終的には超高压系統すべてが復旧される。本パターンは対象系統における標準的な復旧方法である。

パターン2は何らかの原因で変電所 $N_1$ が初期電源として使用できないときに生ずる。操作規則により停電15分後、他系統の変電所 $N_2$ と $N_3$ を初期電源として復旧が始まる。まず $N_2$ から500kV系と変電所 $S_5$ 下位の275kV系が復旧され、 $N_3$ からは変電所 $S_8$ を中心とする一帯が復旧される。しかし停電部分が残っているため、給電指令により $S_2$ 、 $S_3$ 、 $S_4$ から下位の275kV系を復旧する。破線の矢印は給電指令による操作を示す。最後に $S_8$ で $N_2$ 系と $N_3$ 系を並列し、復旧が終了する。



(a) パターン1



(b) パターン2

図8-2a 復旧パターン(その1)



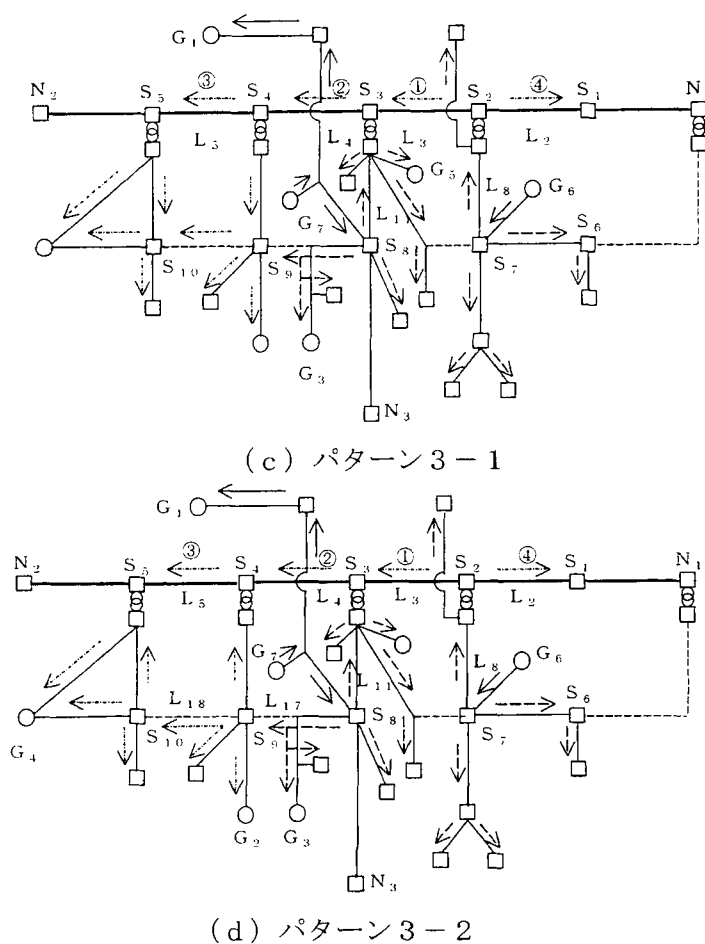


図8-2b 復旧パターン(その2)

パターン3は他系統の変電所がいずれも初期電源として使用できない最悪の場合に対し、二つの揚水発電所 $G_6$ と $G_7$ を自立起動して初期電源とするものである。操作規則による復旧範囲はかなり限られている。そこで、給電指令により $S_7$ 、 $S_8$ から下位の電気所を復旧した後、連絡線 $L_8$ 、 $L_{11}$ を充電して $S_2$ 、 $S_3$ を復旧する。ここで、500kV系と275kV系のいずれを先に復旧するかで二つのケースに分かれる。(c)図では500kV系をまず復旧した後、500kV系から275kV系を復旧している。一方、(d)図では予備線 $L_{17}$ 、 $L_{18}$ により $S_9$ 、 $S_{10}$ など275kV系を復旧した後、500kV系を復旧する。500kV系の復旧は、 $S_2$ から $L_3$ を充電して $S_2$ と $S_3$ を並列し、続いて $L_4$ 、 $L_5$ 、 $L_2$ の順に充電する。

これらの操作の進行に伴い、復旧した電気所の母線電圧を適正な範囲に維持することが新たな課題となる。以下、この点について検討する。

### 8.2.3 フェランチ現象

フェランチ現象とは、軽負荷の送電線を充電したとき送電線の充電容量の影響により、受電端電圧が送電端電圧よりも高くなる現象のことである。この現象は電圧階級が高くな

るほど、また送電線のこう長が長くなるほど顕著になる。

表8-1は、復旧最終状態における主要変電所の電圧を潮流計算により求めたものである。ただし、各パターンとも初期電源のみをPV指定とし、他の母線はすべてPQ指定とした。初期電源から遠くなるほど電圧が高くなる傾向にあり、たとえばパターン1では $S_1, S_2, S_3, S_4, S_5$ の順で電圧が高くなっている。電圧上昇の最大はパターン1で28.2%、パターン2で19.1%、パターン3-1で35.2%、パターン3-2で30.9%であり、いずれもかなり高い値となっている。また、初期電源の無効電力供給量はパターン1では956MVarであり、 $N_1$ が有する調相容量をはるかに上回る。パターン2でも $N_2$ が751MVar、 $N_3$ が89MVarと、大きな値を示す。パターン3では $G_6$ が300~320 MVar、 $G_7$ が381~388MVarとなっている。それぞれ発電機の容量にほぼ等しい値であり、このような状況での運転は困難である。

表8-1 主要変電所の電圧 (pu)

変電所	復旧パターン			
	1	2	3-1	3-2
S				
$S_1$	1.050	1.181	1.293	1.274
$S_2$	1.119	1.178	1.289	1.270
$S_3$	1.188	1.158	1.300	1.280
$S_4$	1.246	1.108	1.336	1.302
$S_5$	1.276	1.053	1.345	1.309
$S_6$	1.132	1.191	1.204	1.191
$S_7$	1.128	1.187	1.200	1.187
$S_8$	1.208	1.076	1.208	1.212
$S_9$	1.251	1.112	1.341	1.292
$S_{10}$	1.282	1.058	1.352	1.307

以上、単に復旧手順により送電線の充電と受電を繰り返すだけでは母線電圧を適正な値に保てず、また、初期電源からの無効電力供給量も過大になることが確認された。したがって、復旧を完全に行うには、送電線の操作と並行して系統内のリアクトルを適宜投入し、電圧および無効電力を制御する必要がある。次章では、復旧時の電圧制御について基本的な考え方を提案する。

## 8.3 電圧制御の方法

### 8.3.1 制御目標

図8-3は系統が初期状態から最終状態へ移行するまでの操作とリアクトル投入の関係を概念的に示したものである。8.2.2項で述べたように、操作手順および系統の最終状態は初期電源の選び方により決まっている。問題は、リアクトルをどのように投入すれば電

圧および無効電力を適正な範囲に保つことができるかである。これを具体的に書き表すと次のようになる。

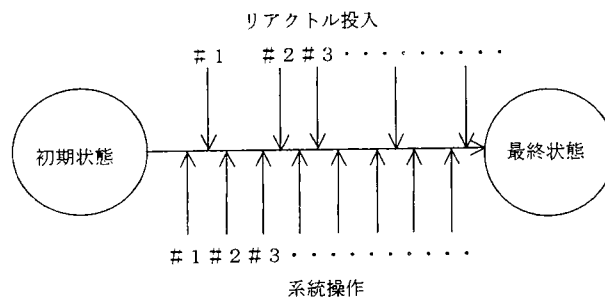


図8-3 系統操作とリアクトル投入

〔制御目標〕 すべての系統操作とリアクトル投入の前後において

$$V_{l,i} \leq V_i \leq V_{u,i} : \text{すべての母線 } i \dots \dots \dots (8-1)$$

$$Q_{l,i} \leq Q_i \leq Q_{u,i} : \text{すべての電源 } i \dots \dots \dots (8-2)$$

ただし、 $V_u$ 、 $V_l$ ：電圧の目標上下限、 $Q_u$ 、 $Q_l$ ：無効電力供給量の目標上下限を満たすこと。

(8-1)式は電圧の目標範囲を示すが、事故時復旧中は定格電圧±5%となっている<sup>(1)</sup>。(8-2)式は初期電源のほか、並列された発電機にも適用される。無効電力の目標値は電源により異なるが、並列発電機については定格容量の±30%とする。

注意すべき点は、すべての操作とリアクトル投入の前後で、(8-1)、(8-2)式が満たされなければならないことである。既に述べたように、最終状態におけるリアクトル投入量を決定するだけでは不十分である<sup>(8)</sup>。なぜなら、最終状態に至るまでに電圧や無効電力が目標値を逸脱するからである。系統操作に要する時間を考えると、そのような状態が続くのは好ましくない。少なくとも逸脱が生じた時点で対処しなければならない。一方、系統操作ごとに最適なリアクトル配置を数理計画法などにより求めるのも一つの方法である。しかし、リアクトルの容量は送電線の充電容量と同程度であり、リアクトルの操作によっても電圧は大幅に変動する。系統操作のたびに多数のリアクトルを入切するのは、その間に電圧や無効電力が大幅に変動する。したがって、リアクトルについても、投入ごとに系統の電圧や無効電力を適切な範囲に保つことが必要である。

### 8.3.2 制御方法

上述の制御目標を実現する一つの方法は、操作ごとに投入するリアクトルを事前に逐一検討するものである。しかし、系統内には多数のリアクトルがあり、投入時期および順序の組合せは膨大な数となって現実的ではない。本研究では、操作ごとに実際の潮流状態を調べ、それを参考にして適当なリアクトルを投入することにする。つまり、電圧や無効電

力の状態からリアクトルの投入が必要か否かを判断し、更にどのリアクトルを投入するかを決定する。以下、具体的な方法について述べる。

(1)リアクトル投入の判断

リアクトル投入の判断基準となるのは、系統内の母線電圧および電源から供給する無効電力量である。投入条件を次に列挙する。

- (i)  $V_i \geq 1.02$  : 充電母線
- (ii)  $Q_i \geq Q_{c,i}$  :  $N_1 \sim N_3, G_6, G_7$
- (iii)  $Q_i \geq 0.1 \times \text{発電機容量}$  :  $G_1 \sim G_5$
- (iv)  $\sum_{i=1}^5 Q_i \geq 0$  :  $G_1 \sim G_5$

表 8-2 発電機容量 (MW)

発電所	容量×台数
G <sub>1</sub>	460
G <sub>2</sub>	700
G <sub>3</sub>	500
G <sub>4</sub>	500×2
G <sub>5</sub>	700
G <sub>6</sub>	75×4
G <sub>7</sub>	310×2

ただし、 $V$ : 母線電圧,  $Q$ : 電源の無効電力供給量,  $Q_c$ : 電源の無効電力供給量上限

表 8-3 リアクトル容量 (MVA)

発電所	容量×台数
S <sub>2</sub>	100×2
S <sub>3</sub>	100×4
S <sub>4</sub>	100×2
S <sub>5</sub>	60×1
S <sub>6</sub>	20×3
S <sub>8</sub>	20×3, 40×3
S <sub>9</sub>	40×1
S <sub>10</sub>	20×2
S <sub>11</sub>	20×2
S <sub>12</sub>	20×4
S <sub>13</sub>	40×1
S <sub>14</sub>	20×2

無効電力は進相を正とする。投入条件 (i) はすべての充電された母線の電圧を調べ、定格電圧より 2%以上高い母線があればリアクトルを投入することを意味する。電圧の制御目標は定格電圧±5%であるが、送電線を充電すると電圧が数%上昇することがあるので事前に電圧を下げておく。条件 (ii) は初期電源からの無効電力供給量を制限するものであり、供給量が上限  $Q_c$  より多くなるとリアクトルを投入する。表 8-2 に発電機の容量を示すが、 $G_6, G_7$  は容量があまり大きくないので特に注意を要する。条件 (iii) は火力発電所から供給する無効電力を抑制する。発電機は AVR 運転により端子電圧を一定に保つが、無効電力の変動を発電機容量の±30%以内に収めるよう、ここでは  $Q$  が発電機容量の 10%を超えた時点でリアクトルを投入する。条件 (iv) は火力発電所による無効電力供給量の総和が 0 を越えた時点でリアクトルを投入することを示す。条件 (ii) ~ (iv) により、送電線の充電に伴う無効電力補償は主にリアクトルにより行われる。各条件の右辺の値は理論的に決められるものではなく、幾つかの値について検討を行い、その結果から適当なものを選ぶ必要がある。 $Q_c$  の影響については 8.5 節で検討する。

(2)投入リアクトルの選定

リアクトルの投入が必要と判断されると、次はどのリアクトルを投入するかを決定する

ことになる。表8-3に変電所に設置されているリアクトルの容量を示す。リアクトルは系統内に均一に配置されているわけではなく、変電所ごとにかなり偏りがある。これらのリアクトルをどのような順序で投入するのが最適かを知ることは非常に困難である。ここでは簡単のため、次の選定基準に従って投入リアクトルを選定する。

- (i) 最も母線電圧が高い変電所のリアクトルを、容量の小さい順に投入する。
- (ii) リアクトルが配置されていない変電所や、すべてのリアクトルが既に投入された変電所では投入できないので、その次に電圧が高い変電所のリアクトルを投入する。
- (iii) 母線電圧が定格電圧以下の変電所ではリアクトルを投入しない。
- (iv) パターン3では、500kV 送電線を充電する前、つまり 275kV 系復旧中に 500kV 変電所のリアクトルを投入しない。
- (v) リアクトル投入の結果、ある母線の電圧が下がりすぎたとしても、一度投入したリアクトルは開放しない。

基準(i)は、リアクトル投入の効果がかなり局所的であることに基づく。電圧の最も高い変電所のリアクトルを投入するのが、電圧上昇を抑えるのに最も効果的である。また、投入したために電圧が目標値より下がる可能性も少ない。基準(ii)は電圧の高い変電所から次々と投入リアクトルを探していくことを示す。基準(iii)はリアクトルを投入することにより、電圧が目標値より下がりすぎる危険を避けるためである。基準(iv)は275kV 送電線充電に伴う電圧および無効電力の調整は275kV 変電所のリアクトルにより行い、500kV 変電所の大容量リアクトルの投入を防止するためである。基準(v)は、リアクトルの投入・開放がハンチングするのを避けるためである。これにより投入操作のみが行われることになる。なお、リアクトルの投入は投入条件(i)～(iv)を満たす電気所と電氣的につながっている変電所で行う。パターン2や3のように、充電部分が二つのブロックに分かれる場合は注意を要する。系統の接続状態の認識法については次章で述べる。

以上、リアクトルの投入法に関して投入条件および選定方法を規定した。しかし、それによって8.3.1項に掲げた制御目標が達成できるという保証はない。何らかの方法によりこれを検証する必要がある。

## 8.3.3 制御の検証

図8-4に制御の検証フローを示す。まず、系統の操作手順を設定する。対象系統には、前述のような三つの復旧パターンがある。次にリアクトルの投入法を設定する。ここでは8.3.2項の投入条件および選定基準を採用する。設定した操作手順を投入法に基づいてシミュレーションを行い、制御目標が満たされるかどうか評価する。評価の結果、変更が必要であれば、まずリアクトルの投入法を調整する。しかし投入法の調整で不十分なときは、操作手順にも修正を加える。変更により良好な制御結果が得

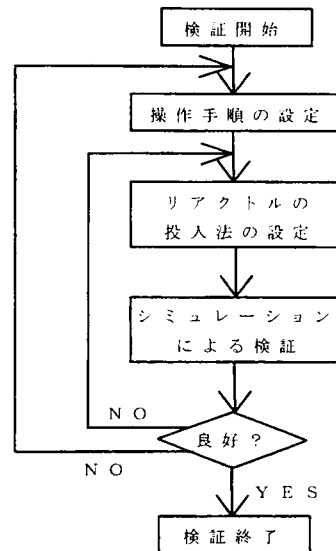


図8-4 検証のフロー

られれば、そのときの操作手順および投入法を最終的なものとして採用する。操作手順の見直しもときには必要となるが、逆にこのような検討なしには操作手順の妥当性は保証されない。

一方、上記の検証には多くのシミュレーションが必要となる。それに伴う労力を軽減するにはできるだけ自動化することが望ましい。系統操作は以前に構築したエキスパートシステムにより自動的に行うことができる<sup>(12)(13)</sup>。本章では、リアクトルの投入についても、投入条件および選定基準をルールで記述し、エキスパートシステムに組み込むことにより自動化を試みる。この機能は検証だけでなく、実際の復旧において更に重要である。なぜなら、中央給電所の運用者がリアクトルの投入条件および選定基準を操作ごとに短時間で照合することは極めて困難なためである。また、操作による電圧や無効電力の変動を知るには、計算機で対話的にデータを更新しながら潮流計算を行うのが有効であることが知られている<sup>(14)</sup>。本章では、これを更に効率化するため、系統操作やリアクトル投入ごとに自動的に系統データを更新し、潮流計算を行う機能をエキスパートシステムに付与する。次節では、これらの点を具体化した試作システムを提案する。

## 8.4 試作システム

### 8.4.1 概要

図8-5に試作システムの概要を示す。破線の右側が新たに構築した電圧制御部であり、左側は既存の系統操作部である。系統には32の電気所があるが、系統操作部では各電気所ごとに操作内容を記述した知識源（ルールの集合）を用意している。いま、操作部で変電所Sが選択され、ある操作が実行されると、電圧制御部ではまず系統の潮流状態を調査する。本章では、潮流計算により潮流状態を模擬している。次に母線電圧や無効電力の値から、リアクトルの投入が必要か否かを判断する。不要ならば次の操作に移り、必要ならば投入リアク

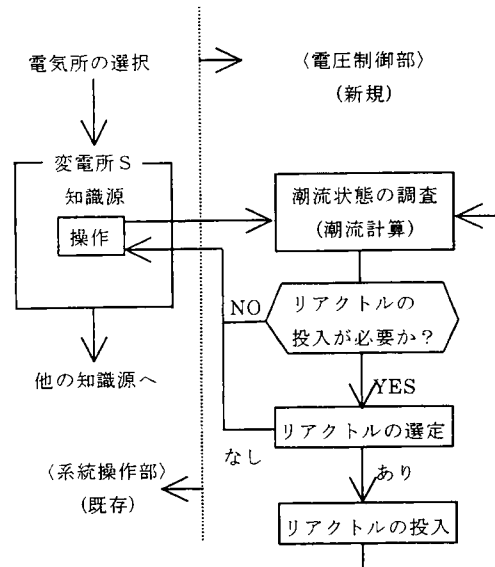


図8-5 電圧制御の流れ

トルの選定を行う。そして投入可能なリアクトルがあれば投入する。投入した場合には、もう一度潮流状態を調査し、リアクトル投入が更に必要か調べる。上記のチェックは操作ごとに行うものとする。以下の部分では、電圧制御部における潮流計算、投入条件の照合、およびリアクトルの選定について、具体的な手法を述べる。

### 8.4.2 潮流計算

図8-6に本システムにおける潮流計算の方法を示す。電圧制御部はLisp、潮流計算はFortranで記述されており、両者間のデータ授受はファイルを介して行う。操作により系統の接続状態が変化するので、潮流計算用データを更新する必要がある。系統状態は電氣的に接続された母線や送電線、変圧器の集合により表現する。母線の集合をノードブロック、送電線と変圧器の集合をブランチブロックと呼ぶ。図8-7は、復旧のパターン1により、N<sub>1</sub>からS<sub>2</sub>まで復旧が進んだときの接続状態であり、ブロックは

ノードブロック：

(N<sub>1</sub>-500, S<sub>1</sub>-500, S<sub>2</sub>-500, S<sub>2</sub>-275)

ブランチブロック：

(L<sub>1</sub>-1, L<sub>1</sub>-2, L<sub>2</sub>-1, S<sub>2</sub>-Tr<sub>1</sub>, S<sub>2</sub>-Tr<sub>2</sub>)

となる。母線は二重母線であるが、ブスタイスイッチを投入し、一つの母線として扱う。母線や送電線の情報はオブジェクト形式で記述する

図8-8にオブジェクトの例を示す。電圧制御部では、操作のたびにブロック情報を更新するとともに、ブロックに属するノードやブランチの情報をオブジェクトから読み込んで潮流計算用入力ファイルに書き込む。次に潮流計算プログラムを起動し、その出力ファイルから新たな電圧や無効電力の値を読み込んでノードオブジェクトの内容を更新する。

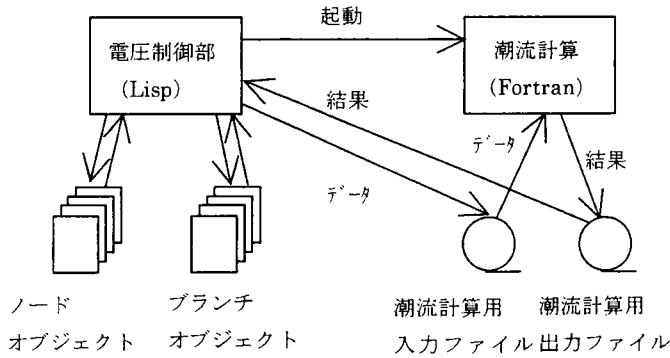


図8-6 潮流計算

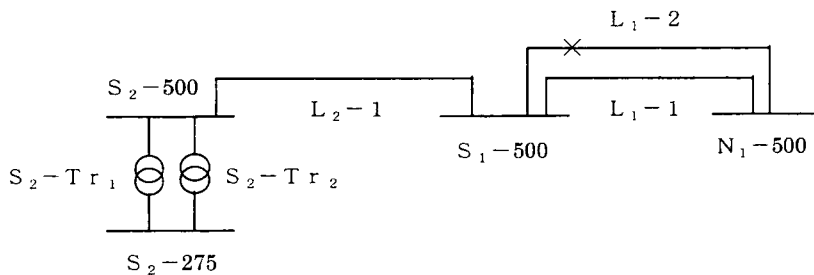


図8-7 系統の接続状態

<p><u>S<sub>2</sub>-500</u>                  母線：(甲, 乙)                  電圧：1.03                  位相：0.0                  有効電力：0.0                  無効電力：0.0                  変圧器：(S<sub>2</sub>-Tr<sub>1</sub>, S<sub>2</sub>-Tr<sub>2</sub>)</p>
<p><u>L<sub>2</sub>-1</u>                  両端：(S<sub>1</sub>-500, S<sub>2</sub>-500)                  S<sub>1</sub>-500：on                  S<sub>2</sub>-500：on                  線路定数：(r, x, c)</p>
<p><u>S<sub>2</sub>-Tr<sub>2</sub></u>                  両端：(S<sub>2</sub>-500, S<sub>2</sub>-275)                  S<sub>2</sub>-500：on                  S<sub>2</sub>-275：on                  線路定数：(r, x, c)                  リアクトル：(100, 100)</p>

図8-8 オブジェクトの例

### 8.4.3 リアクトルの投入

電圧制御部では、以上のようにしてオブジェクトに記録された電圧や無効電力の値を参照することにより、リアクトルの投入が必要かどうかを判断する。リアクトルの投入判断および選定は別々の知識源で行う。各知識源は複数のプロダクションルールからなる。

#### (1) 投入の判断

投入判断に用いるルールを次に示す。

(i) もし、ある母線における電圧が定格電圧より 2%以上高ければ、リアクトルを投入せよ。

(ii) もし、変電所N<sub>1</sub>の供給する進相無効電力が 100MVar 以上ならば、リアクトルを投入せよ。

…………… (以下,各変電所について同様)

(vii) もし、発電所G<sub>1</sub>の供給する進相無効電力が 46MVar 以上ならば、リアクトル



を投入せよ。

…………… (以下,各発電所について同様)

(xii) もし, 発電所  $G_1, \sim G_5$  の無効電力の和が 0MVar 以上ならば, リアクトルを投入せよ。

上記のルールは, 投入条件 (i) ~ (iv) をそのままルール形式に書き直したものであり, ルール (ii) ~ (vi) は条件 (ii) に, ルール (vii) ~ (xii) は条件 (iii) に対応する。ルールを順次調べ, 一つでも成り立てばリアクトルの投入が必要と判断する。

## (2) リアクトルの選定

投入が必要なブロックに属する母線を, 電圧が高いものから順に, 次のルールにより調べる。

- (i) もし, 電圧が定格以下なら, その母線にはリアクトルを投入しない。
- (ii) もし, 投入可能なリアクトルがなければ, その母線にはリアクトルを投入しない。
- (iii) もし, 500kV 変電所の母線でなければ, その母線にリアクトルを投入する。
- (iv) もし, 初期電源が  $N_1 \sim N_3$  なら, その母線にリアクトルを投入する。
- (v) もし, 初期電源が  $G_6, G_7$ , かつ 500kV 系復旧中なら, その母線にリアクトルを投入する。

ルール (i) から順に調べ, 適合するものがあれば後のルールは調べない。リアクトルは正確には母線ではなく, 変圧器の三次側に接続されている。図 8-8 の例から, 母線  $S_2-500$  には変圧器  $S_2-Tr_1, S_2-Tr_2$  がつながり,  $S_2-Tr_2$  には容量 100MA のリアクトル 2 台が設備されていることがわかる。投入時には容量を負符号としておく。このようにすることにより, リアクトルの投入状態を把握することができる。

以上, 潮流計算およびリアクトル投入の具体的な方法を提案した。簡単にまとめると, 本システムでは情報をオブジェクトで管理し, 判断や選定をルールで行っている。これらの表現形式はモジュール性が高く, 変更, 追加, 削除が容易である。次章では試作システムによって対象システムの電圧制御を行い, その有効性を検証する。

## 8.5 システムの検証と評価

### 8.5.1 投入条件の調整

リアクトルの投入は, 投入条件 (i) ~ (iv) により制御される。したがって, 条件式右辺の値は, 制御結果に大きな影響を及ぼす。ここでは, 初期電源の無効電力供給量を制限する  $Q_c$  につき, その影響を調べる。

表8-4 電圧制御と $Q_c$ の関係

(a)  $N_1$  (パターン1)

$Q_c$ (MVar)	投入量 (MVA)	$V_{max}$ (pu)	$V_{min}$ (pu)	$Q_{max}$ (MVar)
0	720	1.029	0.941	180
50	720	1.029	0.941	180
100	720	1.040	0.950	223
150	720	1.040	0.951	223
200	740	1.053	0.959	326

(b)  $N_2$  (パターン2)

$Q_c$ (MVar)	投入量 (MVA)	$V_{max}$ (pu)	$V_{min}$ (pu)	$Q_{max}$ (MVar)
0	600	1.017	0.945	206
50	600	1.017	0.945	206
100	580	1.024	0.949	206
150	580	1.045	0.954	206
200	560	1.046	0.955	330
250	560	1.046	0.955	330

(c)  $N_3$  (パターン2)

$Q_c$ (MVar)	投入量 (MVA)	$V_{max}$ (pu)	$V_{min}$ (pu)	$Q_{max}$ (MVar)
0	80	1.019	0.951	42
20	80	1.019	0.951	42
40	60	1.020	0.987	42
60	60	1.047	0.988	63
80	60	1.047	0.988	63
100	60	1.047	0.988	63

表8-4 (a) は、パターン1において、初期電源 $N_1$ の $Q_c$ を変えた結果である。投入リアクトルの総量は720~740MVAであり、 $Q_c$ による変化はあまりない。しかし、 $N_1$ の最大無効電力供給量 $Q_{max}$ は180~326MVarの範囲で変化する。 $N_1$ の調相容量は250MVAであり、 $Q_c$ をあまり大きくするのは適当でない。 $V_{max}$ と $V_{min}$ はシステムを充電していく過程で生じる最大電圧と最小電圧である。 $Q_c$ を大きくすると、 $V_{max}$ 、 $V_{min}$ とも、少しずつ上昇する。電圧の変動を定格の±5%に抑え、かつ $Q_{max}$ を抑えるには $Q_c$ を100~150MVarとすればよい。(b)、(c)はパターン2における制御結果である。ただし、初期電源は $N_2$ 、 $N_3$ であり、充電範囲がそれぞれ異なる。 $Q_c$ によりリアクトルの投入量や $N_2$ 、 $N_3$ の無効電力供給量に若干の変化が見られるが、電圧はおおむね適当な範囲にある。初期電源により投入量などが大きく異なるのは、充電するシステムの電圧階級によるものである。

表8-5は、パターン1の復旧過程でリアクトルがどのように投入されるかを示す。 $N_1$ の $Q_c$ は100MVarとした。1回目の投入は $S_2$ が $L_2$ から受電した後行われ、 $S_2$ で100MVar投入されている。投入前の $N_1$ からの無効電力供給量 $Q_s$ は180MVarである。これは $S_1$ にリアクトルがなく、 $L_1$ の1、2号線と $L_2$ の1号線の充電容量(50.9×2+77.1)MVarを $N_1$ から供給しなければならないためである。投入は主に500kV送電線操

作時に行われるが、投入箇所は電圧や容量の関係から他の変電所となることがある。投入前の  $Q_s$  は常に 100MVar 以上あり、投入条件を満たしている。 $Q_s$  の最大は 223MVar で、 $S_3$  が  $L_4$  を充電した際に生じる。 $V_{max}$  と  $V_{min}$  は投入前の系統最大電圧と投入後の最小電圧である。 $V_{max}$  の最大は 1.040pu で、 $S_5$  が  $L_6$  を充電した際に生じる。一方、 $V_{min}$  の最小値は 0.950pu で、 $S_4$  でリアクトルを 100MVA 投入した際に生じる。

表 8-5 投入リアクトル (パターン1)

リアクトル S (MVA)	操作内容	$Q_s$ (MVar)	$V_{max}$ (pu)	$V_{min}$ (pu)	
$S_2$	100	$S_2$ が $L_2$ より受電	180	1.009	0.987
$S_2$	100	$S_2$ から $L_3$ を充電	173	1.008	0.978
$S_3$	100	$S_3$ から $L_4$ を充電	223	1.034	0.986
$S_3$	100	"	120	1.008	0.969
$S_4$	100	$S_4$ から $L_5$ を充電	159	1.039	0.978
$S_4$	100	$S_8$ から $L_{17}$ を充電	116	1.014	0.950
$S_{10}$	20	$S_5$ から $L_6$ を充電	134	1.040	0.985
$S_5$	60	"	116	1.027	0.964
$S_{12}$	20	$S_5$ から $L_6$ を充電	128	1.032	0.986
$S_{10}$	20	"	113	1.028	0.980

### 8.5.2 系統操作の調整

表 8-6 (a) は、パターン3で 500kV 系を優先復旧したときの結果である。ただし、 $Q_c$  は  $G_6$ ,  $G_7$  とも 0MVar とした。ケース1は図 8-2 (c) に従って復旧を進め、ケース2では  $L_3$  を充電する前に、 $S_7$  で  $S_2$ ,  $S_3$  系を並列する。ケース3は、更に  $S_3$  系の火力発電所  $G_1$ ,  $G_3$ ,  $G_5$  を並列し、その端子電圧を一定に保つ。電圧最大値はそれぞれ 1.086, 1.075, 1.068pu であり、いずれも制御目標に達しない。ケース4~6では、ケース3で最大電圧が  $S_2$  から  $L_3$  を充電するときを生ずることに着目し、 $S_2$  の代わりに  $S_3$  から  $L_3$  を充電する。それぞれケース1~3に対応し、ケース4, 5は1, 2とあまり変わらない。しかし、ケース6では最大電圧が 1.046pu, 最小電圧が 0.972 となり、制御目標を満たしている。 $G_6$ ,  $G_7$  および火力発電機の無効電力も少なく、発電機容量の 10% 程度以下である。なお、 $G_1$ ,  $G_3$ ,  $G_5$  の中、 $G_5$  のみ並列でもほぼ同じ結果が得られる。以上から、500kV 系の優先復旧には  $G_5$  の並列と、 $S_3$  からの  $L_3$  充電が必要であることがわかる。

表 8-6 (b) は 275kV 系を優先復旧した結果である。 $Q_c$  は  $G_6$ ,  $G_7$  とも 0MVar である。表の\*は 275kV 系復旧中の電圧と無効電力の変化である。 $S_9$  が予備線  $L_{17}$  から受電する前に、 $S_7$  で  $S_2$ ,  $S_3$  系を並列しており、電圧、無効電力とも適当な値を示す。500kV 送電線の充電は  $G_1$ ~ $G_5$  を並列してから行う。七つのケースは最初に操作する変電所と送電線の組合せによる。ケース1, 2は  $S_2$  から  $L_2$ ,  $L_3$  を、ケース3, 4は  $S_3$  から  $L_3$ ,  $L_4$  を、ケース5, 6は  $S_4$  から  $L_4$ ,  $L_5$  を、ケース7は  $S_5$  から  $L_5$  を、それぞれ

最初に充電する。そして西へ順次充電し、その後東へ充電する。ケース2は図8-2 (d)に対応する。表中の $V_{max}$ 、 $V_{min}$ 、 $Q_{max}$ は500kV系の操作に関するものである。ケース3~6では電圧が目標内にあり、発電機の無効電力も発電機容量の10%程度に抑えられている。S<sub>3</sub>またはS<sub>4</sub>から操作を始めるのが適当であるが、電圧的にはケース3が最も優れている。 $Q_{max}$ がG<sub>6</sub>、G<sub>7</sub>で若干大きい、275kV系復旧中とほぼ同じであり、問題とはならない。また、G<sub>5</sub>が並列していればG<sub>1</sub>、G<sub>3</sub>の並列は必ずしも必要でない。

表8-6 電圧制御と操作の関係

(a) パターン3-1

	投入量 (MVA)	$V_{max}$ (pu)	$V_{min}$ (pu)	$Q_{max}$ (MVar)				
				G <sub>6</sub>	G <sub>7</sub>	G <sub>1</sub>	G <sub>3</sub>	G <sub>5</sub>
1	660	1.086	0.954	83	75	-	-	-
2	660	1.075	0.956	61	68	-	-	-
3	660	1.068	0.976	54	28	12	19	50
4	600	1.088	0.954	57	98	-	-	-
5	600	1.074	0.956	60	69	-	-	-
6	660	1.046	0.972	37	28	12	15	46

(b) パターン3-2

	投入量 (MVA)	$V_{max}$ (pu)	$V_{min}$ (pu)	$Q_{max}$ (MVar)				
				G <sub>6</sub>	G <sub>7</sub>	G <sub>2</sub>	G <sub>4</sub>	G <sub>5</sub>
*	180	1.020	0.971	37	28	-	-	-
1	680	1.069	0.971	43	27	27	18	45
2	640	1.067	0.980	53	25	27	29	48
3	640	1.031	0.972	37	25	28	18	42
4	640	1.044	0.976	30	28	28	34	53
5	680	1.048	0.981	17	23	63	29	33
6	640	1.044	0.979	25	19	54	61	32
7	700	1.060	0.980	20	15	57	72	25

G<sub>1</sub> ≤ 1 2, G<sub>3</sub> ≤ 2 1

### 8.5.3 最終的な操作手順

復旧パターン1と2については、リアクトル投入条件を調整するだけでよく、操作手順は現在のままでよい。一方、パターン3については幾つかの変更が必要である。図8-9に変更後の復旧手順を示す。変更点は次のとおりである。

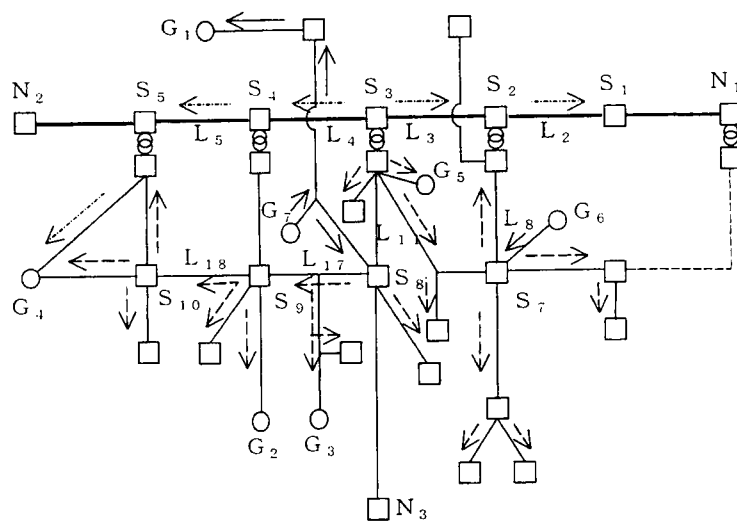


図8-9 復旧パターン3(修正版)

- (1) 500kV 系の優先復旧はG<sub>5</sub>が単独運転に成功し、すぐに並列できるときのみ行う。  
基本的には 275kV 系を優先復旧し、火力発電所G<sub>1</sub>~G<sub>5</sub>が並列してから 500kV 系を復旧する。
- (2) 275kV 系の復旧においては、S<sub>9</sub>がL<sub>17</sub>から受電する前にS<sub>7</sub>でS<sub>2</sub>系とS<sub>3</sub>系を並列し、以後の電圧および無効電力の変動を抑制する。
- (3) 500kV 系の復旧はS<sub>3</sub>からL<sub>3</sub>を充電し、S<sub>2</sub>とS<sub>3</sub>を接続してから、他の送電線を図8-9の順に充電する。

以上の操作はすべて給電指令により行うが、必要な指令が自動的に選択できるよう指令を追加登録した<sup>(13)</sup>。指令の数はS<sub>7</sub>における並列が1、火力発電所の並列が5、500kV送電線の充電操作が7である。操作数が図8-9より多いのは、逆向きの操作を加えたためである。これにより、S<sub>3</sub>以外の変電所からも500kV送電線を充電できる。ただし、操作には優先順位を設け、図の順に操作が選択されるようにしている。

以上の変更により、想定した三つの復旧パターンにおいて電圧および無効電力を常に適正な範囲に維持することが可能となった。これにより本章の目標は一応達成された。また、復旧過程全体では約70~130回電圧制御部を通過するが、計算時間はルールの照合、潮流計算用データの更新などに約8~10秒、潮流計算に約2~5秒(計算機はFACOM-M780)であった。また、すべての復旧操作作成に要する時間は約1秒であり、計算速度の点でも問題はない。

#### 8.5.4 評価

本システムの特徴の一つは、系統の潮流状態に基づいてリアクトルの投入を行っていることである。これはフィードバック制御に相当するものであり、状況変化に対して柔軟に

対応しうる、すなわちロバストであるという利点を有する。リアクトルを投入するもう一つの方法として、表8-5に従って操作ごとにリアクトルを投入する変電所および投入量を決め、それをルールとして明記することが考えられる。しかし、それでは何かの理由で操作手順に変更が生じた場合にうまく対応できない可能性がある。提案手法は表8-6(b)から明らかのように、少し制御結果が悪くなるが、手順の変更にも対応することができる。したがって、本システムでは操作ごとにリアクトル投入の有無を記述することはしない。

もう一つの特徴は、リアクトルの投入判断や選定に少数の比較的単純なルールを用いていることである。一般的に潮流状態から投入判断や選定を行うといっても、かなり具体性に乏しいものである。実際に行うには、判断および選定に必要な基準を明確なカタチで書き表さねばならない。本システムでは制御上、必要と考えられる基準を幾つか列挙し、それをルールとして用いている。投入条件はパラメータを含んでおり、シミュレーションによりその値を調整することで、かなり良好な制御結果を得ることができた。ルールベース型システムの特徴として、ルールの追加、変更、削除が極めて容易である。したがって、投入条件や選定基準の増減を容易に行うことができる。また、シミュレーションから得られる知見や系統運用者の知識を更に追加することもできる。これにより、制御性能の向上が図れるとともに、操作手順の変更にもより適切な対応が可能になると考えられる。

## 8.6 結言

本章では、電源を含む広範な系統が停電となった後の系統再構成時における電圧調整について検討した。以下にその結果をまとめる。

- (1) フェランチ現象による電圧上昇を抑制するため、操作のたびに電圧および無効電力の状態を調べ、リアクトルの投入を指示する手法を提案し、エキスパートシステムに組み込んだ。
- (2) また、操作やリアクトル投入による系統状態の変化を潮流計算により自動的にシミュレーションする手法を提案し、その機能を追加した。
- (3) シミュレーションの結果、パターン1と2についてはリアクトルの投入条件を調整すれば、適正な制御ができることが判明した。一方、パターン3では火力発電機の並列の有無や操作手順に配慮が必要であることが明らかとなった。得られた知見に基づいて、エキスパートシステムに変更を加えた。
- (4) 以上の機能追加および変更により、対象系統の再構成を電圧面から安全に行えるようになった。なお、復旧過程で電圧制御に要した時間は、リアクトルの投入判断などに

約8~10 s, 潮流計算に約2~5 sであった。

次章において, 系統再構成後における供給力回復に伴う負荷への供給や過負荷の解消について更に検討する。

## 8.7 参考文献

- (1)給電調査専門委員会:「電力系統における系統操作」電気学会技術報告(Ⅱ部), No. 107(昭和56年2月)
- (2)IEEE Committee Report: "Power system restoration - A task force report", IEEE Trans., PWR-2, pp.271-277(1987)
- (3)IEEE Committee Report: "Power system restoration - The second task force report", *ibid.*, PWR-4, pp.927-933(1987)
- (4)IEEE Committee Report: "Special Consideration in Power System restoration", *ibid.*, PWR-7, pp.1419-1427(1992)
- (5)IEEE Committee Report: "Overvoltage Control during Restoration", *ibid.*, PWR-7, pp.1464-1470(1992)
- (6)松本, 坂口:「知識ベースに基づく電力系統復旧方式の決定法」電学論B, 103巻, 3号, pp.175-182(昭和58年3月)
- (7)IEEE Committee Report: "New Approaches in Power System Restoration", IEEE Trans., PWR-7, pp.1428-1434(1992)
- (8)藁科, 小島, 中村, 松本:「基幹電力系統における事故復旧操作ガイダンス方式」電学論B, 109巻, 2号, pp.49-56(平成元年2月)
- (9)藁科, 小島, 加藤, 渡辺:「基幹系統事故復旧エキスパートシステム」, 電学論B, 108巻, 11号, pp.517-524(昭和63年11月)
- (10)金子, 植木, 福山:「火力プラントの動的な制約を考慮した電力系統自動復旧エキスパートシステム」, 電学論B, 110巻, 4号, pp.286-293(平成2年4月)
- (11)給電より見た電力機器運用限度調査専門委員会:「給電より見た電力機器運用限度」, 電気学会技術報告(Ⅱ部), No. 183(昭和60年2月)
- (12)垣本, 林(文), 林(宗):「超高压系統全停電時における復旧初期操作のエキスパートシステム化」, 電学論B, 110巻, 6号, pp.495-503(平成2年6月)
- (13)垣本, 林:「超高压系統全停電時の系統再構成における給電指令の自動選択」, 電学論B, 113巻, 6号, pp.613-620(平成5年6月)
- (14)R. J. Kafka, et al.: "Role of interactive and control computers in the development of a system restoration plan", IEEE Trans Power Apparatus Syst., PAS-101, pp.43-52(1982)
- (15)垣本, 林, 杉原:「超高压系統全停電時の復旧操作における電圧制御のエキスパートシステム化」, 電学論B, 113巻, 12号, pp.1389-1398(平成5年12月)

## 第9章 事故復旧時の需給調整の支援

---

### 9.1 緒言

広範な停電の復旧過程においては電圧および需給バランスの調整について考慮が必要であり、前章で電圧の調整について検討した。本章では需給バランスの調整について検討する。

復旧は基本的には、初期電源から送電系統を充電する段階と、発電機を起動・並列して負荷に電力を供給する段階とから成り立っている。負荷への供給においては供給支障の解消と周波数維持が重要な課題となる<sup>(4)</sup>。藁科らはヒューリスティックなルールにより潮流ネックを解消したり、数理計画法により供給支障の少ない目標系統を作成する方法を提案している<sup>(9)(10)</sup>。また金子らは、火力プラントを優先的に起動・並列することにより供給力が早期に回復することを示した<sup>(11)</sup>。一方、Marianiらは周波数低下による発電機の解列を避けるには、火力発電機は一定の速度で負荷をとり、水力発電機は周波数を保つように出力調整するのが有効であることを示している<sup>(12)</sup>。しかし、このような復旧は希頻度であり、おそらく初めて経験するであろう運用者の判断によって需給調整を行うことは困難が伴うため、何らかの支援策が必要と考えられる。

以上のような背景の下に、本章では超高圧系統が全停電になった後、負荷への供給手順を生成する論理について検討する。そのためには、各発電機の起動、停止などの状態および出力を把握し、復旧の進行に応じて起動、並列、負荷供給などの指令を出す必要がある。ここでは復旧に必要な操作をルールで表現し、ルールに基づいて手順を生成する。また、周波数を維持するには、負荷の時間変化などによる需給不均衡を解消するよう、負荷への供給量および発電量を調整する必要がある。その他、初期電源の選び方により、系統の復旧形態が異なるとともに、起動しうる発電機の数も異なるので、このような変化にも柔軟に対処できるよう配慮する。以下、第2節では対象系統における復旧の流れと供給操作における留意点を明らかにする。第3節では発電機の起動・並列、需給調整など具体的な供給方法を提案する。第4節では発電機の状態に応じて指令を出すために必要なルールを整理する。第5節では提案手法に基づいて試作したシステムの概要とシミュレーション結果



について述べる。第6節は本章のまとめとする。

## 9.2 問題の記述

対象とするモデル系統は前章 8.2.1 項に示したとおりである。また、基本的な3パターン  
の復旧の流れは同 8.2.2 項に示すとおりで、前章と同じである。以下では、復旧に伴い  
負荷の供給を開始する場合の留意点を述べる。

### 9.2.1 供給操作における留意点

系統が充電されると負荷への供給が始まる。超高圧変電所には負荷は直接つながって  
いないが、下位系統の復旧も超高圧系とほぼ同じ要領で行われ、下位系変電所が受電した時  
点から負荷への供給が始まる。図9-1に下位系変電所において 6.6kV 配電線を順次投  
入していく様子を示す。高压配電線1回線当たりの負荷量は数 MW 程度であり、供給に  
おける最小単位となる。しかし初期電源の供給容量は限られているので、直接、全負荷へ  
は供給できない。まず、初期電源から停止している発電機に起動電力を供給し発電機を起  
動しなければならない。

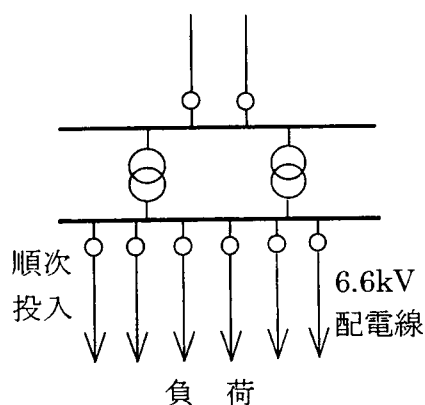


図9-1 負荷の復旧

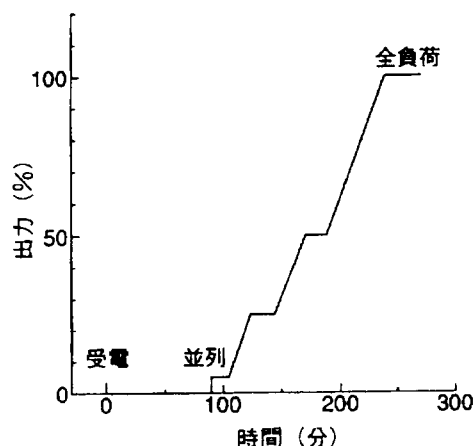


図9-2 発電機出力上昇特性

図9-2に火力発電機が受電してから全負荷をとるまでの様子（出力上昇特性）を示す。  
並列までの時間は停電時間に依存する。並列後、発電機は一定の出力上昇特性に従って出  
力を上げる。中央給電所ではその出力に応じて超高圧変電所単位での供給量を決定し、各  
給電所へ連絡する。そして、給電所から下位系変電所へ指定量の負荷をとるよう指令を送  
ることにより実際の供給が行われる。なお、水力発電機は受電すればすぐに並列可能であ  
り、並列後数分で定格まで出力上昇することができるが、容量が小さいためそれによる負  
荷への供給は考えない。ただし、揚水発電所G<sub>6</sub>、G<sub>7</sub>については、復旧パターン3におけ  
る初期電源として、火力発電機に起動電力を供給する。

発電機の起動，並列指令，出力の決定などは，平常時は運用者により行われている。しかし復旧過程においては幾つか困難な点が存在する。まず，出力増加中の発電機の状態を常に監視することが必要であるが，系統内には多くの発電機があるため人間がこれを遂行することが困難である。また，一定時間に復旧可能な負荷量は，系統に与える影響や操作に要する時間などから制約を受ける。したがって，複数の変電所に分散して供給を行う必要があるが，系統の状態や過負荷の点から，その決定にも注意が必要である。更に発電量に応じて供給量を決めたとしても，図9-1から明らかなように指定どおりに供給するのは困難であり，また投入した配電線の負荷量は時間とともに変化する。よって需給の不均衡は避けることができず，パターン3のように初期電源の容量が小さいと，周波数を一定に保つことが難しくなる。そのほか，初期電源から起動しうる発電機数や，復旧パターンによる系統形態の違いなどにも注意を払う必要がある。

## 9.3 需給制御の方法

### 9.3.1 基本方針

発電機が系統に並列されると，負荷へ電力の供給を開始する。供給において問題となるのは，どの発電機からどの負荷へ供給するかである。発電機からの供給先を自由に選ぶと，ある変電所に復旧操作が集中して処理が滞る。また，送電機器に過負荷が生じる原因となる。線形計画法などにより制約条件を満たしながら供給することも可能ではあるが，動作が複雑となり運用者にとって理解しにくいという欠点がある。

本章では，処理を簡単にするため，発電機の供給先を図9-3のようにあらかじめ指定しておく。(a)図では一つの発電機から一つの負荷に供給する。発電機の出力上昇に応じて負荷への供給量を増加し，発電機容量に達するか，負荷が完全に復旧すれば出力を現状に維持すればよいので，処理は極めて簡単である。(b)図では複数の発電機から一つの負荷に供給する。このときは，発電機に番号を付し，番号順に供給を進める。供給中の発電機が容量に達すれば次の発電機が供給を行い，これを負荷が復旧するまで繰り返せばよい。負荷には常に一つの発電機から供給がなされるので，その発電機の出力上昇に応じて供給指令を出せばよく，処理は(a)図と同じく簡単である。

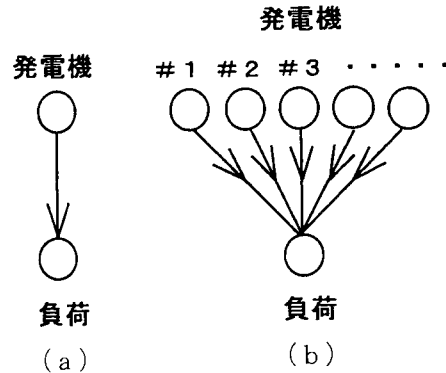


図9-3 発電機と負荷の組合せ

表9-1 発電機の起動順

第1群	第2群					供給先
	1	2	3	4	5	
G <sub>1</sub> 1 (460)						S <sub>12</sub>
G <sub>2</sub> 3 (700)	G <sub>2</sub> 2 (375)	G <sub>2</sub> 1 (156)				S <sub>9</sub>
G <sub>3</sub> 3 (500)	G <sub>3</sub> 2 (350)	G <sub>3</sub> 1 (220)				S <sub>8</sub>
G <sub>4</sub> 1 (500)	G <sub>8</sub> 2 (400)	G <sub>8</sub> 1 (175)	G <sub>9</sub> 3 (156)	G <sub>9</sub> 2 (75)	G <sub>9</sub> 1 (75)	S <sub>10</sub>
G <sub>4</sub> 2 (500)						S <sub>1</sub> S <sub>14</sub>
G <sub>5</sub> 3 (700)	G <sub>5</sub> 1 (280)					S <sub>11</sub>
G <sub>5</sub> 2 (350)	G <sub>11</sub> 1 (350)	G <sub>10</sub> 1 (75)				S <sub>13</sub>
G <sub>11</sub> 3 (500)	G <sub>11</sub> 2 (350)	G <sub>12</sub> 3 (350)	G <sub>12</sub> 2 (156)	(126)	G <sub>13</sub> 1 (156)	S <sub>6</sub>

G<sub>i</sub> j は i 発電所の j 号ユニット、( )内は発電機容量 (MW)

表9-1に対象系統における発電機と負荷の具体的な対応関係を示す。負荷はS<sub>6</sub>、S<sub>8</sub>～S<sub>14</sub>などの主要変電所である。発電機は25機あるが、超高压系につながれているのは6機のみである。残りの発電機はすべて超高压変電所の下位系統につながれている。たとえば、S<sub>6</sub>の下位系には6機の発電機があるが、供給先は通常その系の負荷となっている。超高压系の発電機の供給先もG<sub>1</sub>はS<sub>12</sub>、G<sub>2</sub>はS<sub>9</sub>のように地理的に近くなるように設定されている。このような対応関係は平常時の負荷量と供給容量から決まるものであるが、地理的に近ければ送電経路の確保が容易であり、供給がすぐにできるという利点がある。G<sub>4</sub>の2号機は例外的にS<sub>1</sub>とS<sub>14</sub>を供給先としているが、復旧パターン3では500kV系が復旧した後でないと供給を始めることができない。

9.3.2 起動・並列

停止した発電機を起動するには、発電機容量の5%程度の起動電力を初期電源から供給する必要がある。すべての発電機を起動するには約400MWの電力が必要となる。復旧パターン1, 2では問題とはならないが、揚水発電所G<sub>6</sub>, G<sub>7</sub>からこれだけの電力を長時間供給することは困難である。よって、パターン3では、表1のように発電機を2群に分け、第1群のみをまず起動する。これにより起動電力は約210MWとなり、G<sub>6</sub>, G<sub>7</sub>の発電可能電力量が2,000MWhならば約10時間起動電力を供給できる。第1群の発電機が並列したら、そこから第2群の発電機へ起動電力を供給できるので、揚水発電機は適当な時点で停止する。

図9-4に発電機の起動、並列の様子を示す。一つの負荷には通常、図9-3(b)のように複数の発電機が対応しているが、#1の発電機をまず並列する。発電機が受電してから並列するまでの時間は、停電時間によって決まり、停電10分以内であれば1時間～1時間30分、10分を過ぎると3時間30分～7時間程度である。パターン2, 3では想定している操作手順

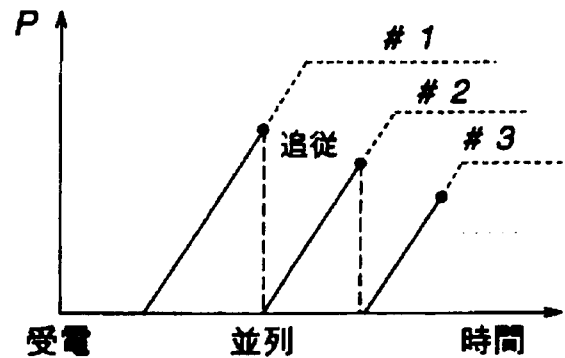


図9-4 供給の手順

では10分以内に受電することはない。並列後は出力上昇特性に沿って負荷へ電力を供給していく。他の発電機は並列しないので、負荷には1機の発電機からのみ供給が行われる。このようにする主な理由は、一つの変電所が単位時間にとりうる負荷量に制約があるためである。ここでは1変電所当たり10MW/分程度に設定する。発電機の容量は最大700MWであり、出力上昇率を1%/分とすれば、上記の制約は満たされる。

発電機は容量まで負荷に供給するのではなく、出力が次の値に達すると追従運転に移行する。

$$P_i = P_{i_{max}} \times \xi \dots\dots\dots(9-1)$$

ただし、 $P_i$  : 発電機  $i$  の出力,  $P_{i_{max}}$  : 発電機  $i$  の容量,  $\xi$  : 対ピーク負荷率

これは、負荷量の時間変化に対応するためである。図9-5のように、1日のある時刻に復旧した負荷は午後2時ごろにはピーク値に達する。したがって、容量一杯まで負荷を復旧してしまうと、負荷の日負荷変化に対応できなくなる。対ピーク負荷率 $\xi$ はピーク負荷に対するある時刻の負荷の割合であり、発電機の容量にこの率を掛けたものが復旧可能な負荷の量となる。この値に達した時点で、その発電機から新規に負荷を復旧することはやめ、以後は負荷の日変動に応じて発電量を調整する追従運転へ移行する。

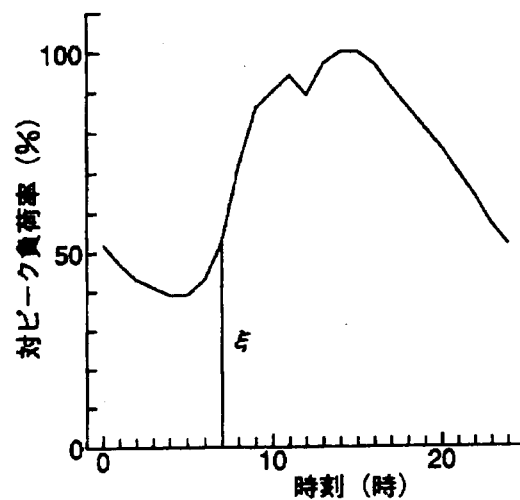


図9-5 日負荷曲線

発電機#1が追従運転に移行すると、次に#2の発電機を並列する。復旧パターン1, 2ではすべての発電機に同時に起動電力を供給するので#2以降の発電機については並列までに時間的な余裕があり、指定した時刻に並列が可能である。しかし、パターン3では#1の発電機を並列してから#2以降の発電機に起動電力を供給するので、並列までにかなり時間を要する。以下、#1の発電機と同様の手順で供給が進み、負荷がすべて復旧すると、発電機は出力上昇を止める。

ただし、発電機を安定に運転するにはある一定の負荷、つまり最小負荷をとる必要があり、最小負荷に達していない場合は、達するまで出力を上昇させる。この分については負荷へ供給できないので需給不均衡が生ずるが、既に追従運転に入っている発電機の出力を調整するあるいは起動中の発電機を一時待機状態として解消する。具体的な方法については次節で述べる。ある系のすべての発電機を並列してもその負荷が復旧できないときは、他系の待機発電機により、負荷への供給を行う。

以上からも明らかであるが、本検討において事故後の負荷量についてはわからないものとしている。したがって順に発電機を並列していき、負荷が復旧した時点で必要な発電機の数が増える。また、並列した発電機についてはすべて最小負荷が確保されているので安定な運転が可能である。このことは、負荷の量があらかじめわかっておれば容易であるが、実際には困難であり、ここで採用した手法が妥当なものであると考える。

### 9.3.3 需給調整

負荷への供給量の調整は10分ごとに行うものとし、今後10分間の発電量の増加を考

慮して、負荷への供給量を決定する。第  $k$  回目の調整における発電機  $i$  から負荷  $j$  への新規供給量  $\Delta L_j$  は次式により決める。

$$\Delta L_j = \Delta P_i + \frac{P_{i \max}}{\sum P_{i \max}} \left\{ e_k + \lambda \sum_{l=1}^{k-1} e_l \right\} \dots \dots \dots (9-2)$$

ただし、

$$\Delta L_j \geq 0$$

右辺第1項の  $\Delta P_i$  は今後 10 分間における発電機  $i$  の出力増加量である。発電機の出力上昇特性は図 9-2 のように発電機ごとに決まっており、この特性から  $\Delta P_i$  を求めることができる。右辺第2項の  $e_k$  は  $k$  回目の調整直前における系統全体の需給不均衡であり、負荷の日負荷変動、送電損失および指令値どおりに負荷がとれないことにより生ずる。現在、系統に並列されている発電機の容量に応じて負荷への供給量を調整することで解消を図る。第2項は更に過去の不均衡を積分した項を含むが、この項は不均衡の定常偏差を除くために導入した。 $\lambda$  は積分係数であり、その値は 0.2 である。また、供給量  $\Delta L_j$  が負になるときは新規供給を行わない。

一方、発電機が追従運転に移行すると、負荷への新規供給は行われなくなる。そのときは、発電量を変化させることにより需給調整をする。すなわち、

$$\Delta P_i = \frac{P_{i \max}}{\sum P_{i \max}} \left\{ e_k + \lambda \sum_{l=1}^{k-1} e_l \right\} \dots \dots \dots (9-3)$$

ただし、

$$P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max}$$

ここで、 $P_{i \min}$  : 最小負荷

最小負荷は火力発電所のボイラ形式および使用燃料によって異なる。石油、ガスの場合はドラム形で 20~33%、貫流形で 25~40%、石炭の場合は約 50%程度となっている。したがって、軽負荷時には一部の発電機が最小負荷で運転することがある。

追従運転中の発電機に対する (9-3) 式は本質的には自動周波数制御と同じものである。しかし、復旧の過程では出力上昇中の発電機と追従運転中の発電機とが混在する状態にある。復旧の初期では (9-2) 式による需給調整が大部分を占め、後期では (9-3) 式による部分が大きくなっていく。平常時の周波数制御への移行は並列した発電機がすべて追従運転になってから行うものとする。

## 9.4 需給制御の自動化

前節から明らかなように、停止している発電機を起動して、負荷へ供給を行うには、発電機の状態に応じて適切な指令を出すことが必要である。本章では需給制御に必要な指令をまとめ、ルールとして記述する。

### 9.4.1 発電機の状態遷移

図9-6に発電機の状態遷移の様子を示す。停止状態にある発電機は起動後一定の時間後、並列可能な状態になれば並列指令により系統に並列する。並列中は(9-2)式により負荷への供給を行い、(9-1)式による容量に達するか、もしくは担当する負荷がすべて復旧すれば追従運転に移行する。追従状態においては(9-3)式により発電量の調整を行う。すべての発電機が追従運転に移行した後、復旧されていない負荷があれば、供給余力のある発電機の出力を増加する。復旧の過程で担当負荷がすべて復旧して待機状態となっている発電機もその対象となる。揚水発電所については第1群の発電機が並列した時点で指令により停止する。

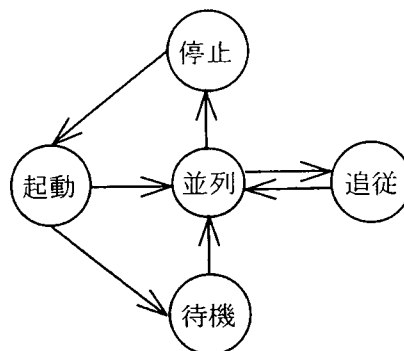


図9-6 発電機の状態遷移

### 9.4.2 ルールによる指令

発電機の状態変更は、幾つかの条件に基づいて行われる。その条件をすべて記憶しておくことは困難である。本章ではルールにより指令を出すこととする。以下に指令の種類ごとにルールを整理する。

#### (1) 起動指令

1. 初期電源があり、発電機が停止中、かつ運転可能ならば起動を指令する。
2. 初期電源がG<sub>6</sub>、G<sub>7</sub>のとき発電機が並列したら、同系の第2群発電機すべてに起動を指令する。
3. 初期電源がN<sub>1</sub>~N<sub>3</sub>であり、発電機が停止中、かつ運転可能ならば起動を指令する。
4. 初期電源があり、第1群発電機が点検中であり、他の発電機が停止中、かつ運転可能ならば起動を指令する。
5. 発電機に起動指令があれば起動電力を供給する。

#### (2) 並列指令

6. 発電機が起動中であり、かつ並列可能ならば並列を指令する。また、N<sub>1</sub>~N<sub>3</sub>

表9-2 電源に適用されるルール

発電機		起動	並列	待機	追従	停止	供給
G <sub>1</sub>	1	1	6	8	10, 11		14, 15
G <sub>2</sub>	1, 2	3, 4	6	8	10, 11		14, 15
	3	1, 2	6	8	10, 11		14, 15
G <sub>3</sub>	1, 2	3, 4	6	8	10, 11		14, 15
	3	1, 2	6	8	10, 11		14, 15
G <sub>4</sub>	1	1, 2	6	8	10, 11		14, 15
	2	1	6, 7	8, 9	10, 11		14, 15
G <sub>5</sub>	1	3, 4	6	8	10, 11		14, 15
	2, 3	1, 2	6	8	10, 11		14, 15
G <sub>6</sub>	1, 2	5				12, 13	
G <sub>7</sub>	1~4	5				12, 13	
G <sub>8</sub>	1, 2	3, 4	6	8	10, 11		14, 15
G <sub>9</sub>	1~3	3, 4	6	8	10, 11		14, 15
G <sub>10</sub>	1	3, 4	6	8	10, 11		14, 15
G <sub>11</sub>	1, 2	3, 4	6	8	10, 11		14, 15
	3	1, 2	6	8	10, 11		14, 15
G <sub>12</sub>	1~3	3, 4	6	8	10, 11		14, 15
G <sub>13</sub>	1	3, 4	6	8	10, 11		
		5					
N <sub>1</sub> ~N <sub>3</sub>							

が初期電源ならば、供給量を起動電力だけ減らす。

7. 発電機が待機中であり、かつ500kV系が復旧したら並列を指令する。
- (3) 待機指令
8. 発電機が起動中であるが、供給可能な負荷がなければ待機を指令する。
  9. 発電機に起動指令があるが、初期電源がG<sub>6</sub>、G<sub>7</sub>ならば待機を指令する。
- (4) 追従指令
10. 発電機が並列中に供給容量に達し、かつ出力が最小負荷以上ならば追従を指令する。
  11. 発電機が並列中に供給可能な負荷がなくなり、かつ出力が最小負荷以上ならば追従を指令する。
- (5) 停止指令
12. 発電機が並列中に第1群発電機がすべて追従に移行したら、10分後に停止することを予定する。
  13. 既に発電機の停止を予定していれば停止を指令する。
- (6) 供給指令
14. 発電機が並列中ならば、(2)式により負荷へ供給を指令する。
  15. 発電機が追従中ならば、(3)式により発電量の調整を指令する。



以上により、需給制御は基本的には15のルールにより行われることがわかる。

表2に各電源に適用されるルールをまとめて示す。ルール1, 2は第1群の発電機に適用され、ルール3, 4は第2群の発電機に適用される。点検中の発電機は起動されない。ルール7, 9はG<sub>4</sub>の2号機に適用されるものである。供給先がS<sub>1</sub>, S<sub>14</sub>となっているため、パターン3では500kV系が復旧するまで供給ができないことによる。ルール12, 13は揚水発電所に対して適用される。揚水発電所はパターン3ではルール5により起動電力を供給するが、停止すると約200MW供給量が減少する。その減少分を見込んで需給調整を行えるよう、予定と実行の2段階に分けて停止を行う。揚水発電所は起動電力の供給だけを行うため、起動と停止以外のルールは適用されない。ルール6では、初期電源がG<sub>6</sub>, G<sub>7</sub>ならば、起動電力が不要となっても供給量を減らさない。これはG<sub>6</sub>, G<sub>7</sub>の出力を確保するためである。ルール6, 8, 10, 11, 14, 15はすべての火力発電機に共通である。

## 9.5 試作システム

### 9.5.1 システムの概要

前章のルールを基にエキスパートシステムを試作した。構築用ツールとしてESHELL/X<sup>(16)</sup>を用いた。使用言語はLispである。知識ベースは知識源と呼ばれる小さなルール集合からなり、知識源を切り換えながら推論を進める。各知識源における推論方式は前向き推論である。

図9-7に本システムにおける処理のフローを示す。破線の右側が新たに構築した需給制御部である。系統全停後、システムは系統を再充電するため、一連の系統操作を行う。操作がすむと、給電指令により負荷への供給を開始する。まず、発電機や負荷の状態、需給の不均衡などを調べる。シミュレーションでは潮流計算により不均衡量を算出する。次に、電源を順次選択し、前節で述べた15のルールにより、起動、並列、追従、供給などの指令を出す。ルールは供給操作という知識源に記述されている。発電機出力が定格に達するか、負荷が復旧すれば追従運転に移行する。最後に、現在の供給段階が終了したかを判断し、終了

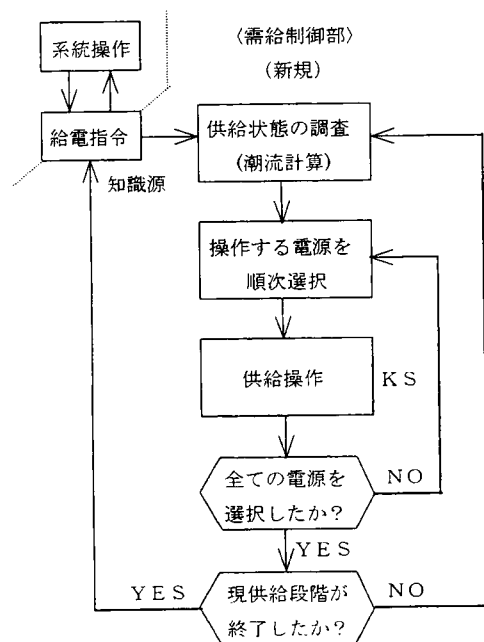


図9-7 需給制御のフロー

なら給電指令に戻り、そうでなければ供給を続ける。

供給は3段階に分けて行う。第1段階は第1群の発電機による供給であるが、そのすべてが追従運転に移行すると、負荷変動に応じて発電量を調整するので系統は安定となる。ここで一度給電指令に戻り、必要な系統操作があれば行う。パターン2ではN<sub>2</sub>系とN<sub>3</sub>系の並列、パターン3では500kV送電線の復旧を行う。第2段階では第2群の発電機により供給を行う。また、G<sub>6</sub>、G<sub>7</sub>が初期電源なら停止を指令し、S<sub>15</sub>～S<sub>22</sub>の小容量変電所へ10分後ごとに供給指令を出す。供給が進み、すべての発電機が追従、または待機になったら、再び給電指令に戻る。表1の対応関係に基づく供給は以上で終了する。しかし、ある負荷がそれに対応する発電機で完全に復旧できなかつたときは、給電指令により他系の発電機に供給を指令する。第3段階では、この供給関係により再度供給を行い、負荷を完全に復旧する。

発電機や負荷に関する情報はオブジェクトにより記録されている。図9-8にその例を示すが、発電機は発電所ごとに、負荷は変電所単位で管理している。発電機に適用するルールもここに記録されている。変電所jの復旧率 $\gamma_j$ は負荷量 $L_{nj}$ に対する現在の供給量 $L_j$ の割合であり、供給量は、

$$L_j = \gamma_j \times L_{nj} \dots\dots\dots(9-4)$$

により得られる。負荷量は時間とともに変化すると考えられるが、シミュレーションでは図9-7により変化し、

$$L_{nj} = L_{pj} \times \xi \dots\dots\dots(9-5)$$

ただし、 $L_{pj}$ ：ピーク負荷量

で与えられるものとする。

いま、(9-2)式により $\Delta L_j$ を新たに供給すると、復旧率は

$$\gamma_j = (L_j + \Delta L_j) / L_{nj} \dots\dots\dots(9-6)$$

となる。以後の供給量はこの $\gamma_j$ を使って、(9-4)式から求める。次節では、シミュレーションにより試作システムの機能を調べる。

### 9.5.2 シミュレーション

図9-9に各復旧パターンにおける総供給量の時間変化を示す。実線は供給量、破線は復旧率 $\gamma$ である。ただし、

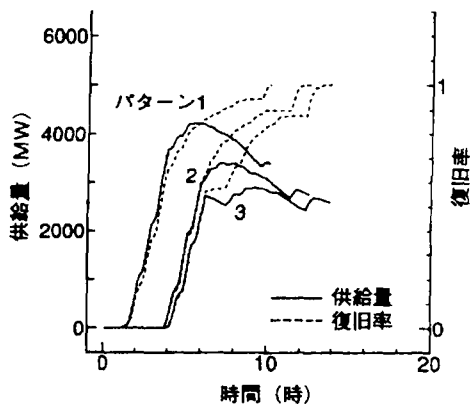
<u>G<sub>4</sub></u>	
〈1号機〉	
燃焼方式	: 石油ドラム
最大出力	: 500 MW
最小負荷	: 250 MW
現在出力	: 200 MW
起動時間	: 90 分
起動電力	: 25 MW
状態	: 並列中
上位系	: G <sub>4</sub>
供給先	: S <sub>10</sub>
ルール	: (1, 2, 6, 8, 10, 11, 14, 15)
〈2号機〉	
_____	
_____	

<u>S<sub>10</sub></u>	
ピーク負荷量	: 721 MW
供給量	: 200 MW
復旧率	: 30%

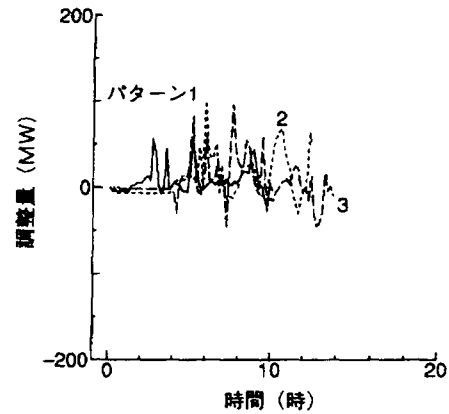
図9-8 オブジェクトの例

$$\gamma = \sum_j L_j / \sum_j L_{mj} \dots\dots\dots(9-7)$$

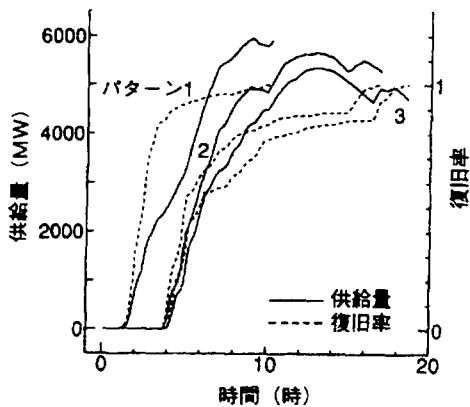
(a) 図は午後2時に系統が全停となったときの結果である。ピーク負荷時の全停であり、負荷量は約6,420MWとした。パターン1では、停電から約1時間後に供給が始まり、約10時間後に終わる。内訳は第1段階が4時間、第2段階が5時間30分、第3段階が30分である。第1段階終了時の復旧率が66%であるのに、第2段階で復旧率があまり上がらないのは、並列する発電機の数少なく、かつ容量が小さくなるためである。供給量の最大は約4,220MWである。パターン2、3では、発電機が受電するまでの時間が長く、停電から約3時間40分後に供給が始まり、それぞれ約12時間30分後、13時間45分後に終わる。パターン3では第2群の発電機の並列が遅れるため復旧時間が長くなる。供給量の最大はそれぞれ約3,410、2,800MWと時間が経つにつれて小さくなる。いずれのパターンでもS<sub>8</sub>系とS<sub>13</sub>系の復旧には他系発電機からの供給が必要であった。



(a)午後2時全停

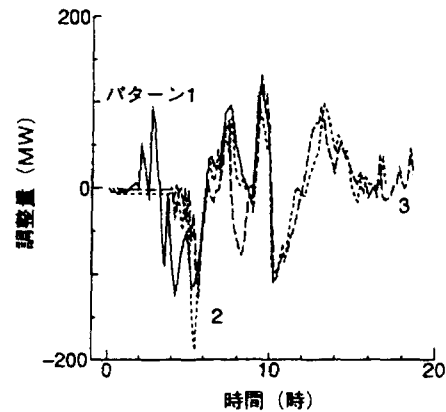


(a)午後2時全停



(b)午前2時全停

図9-9 供給の進展



(b)午前2時全停

図9-10 需給不均衡

一方、(b) 図は午前2時に系統が全停になったときの結果である。パターン1では停電約1時間後に供給が始まるが、深夜で負荷量が少ないため、復旧率は約2時間30分で

85%まで急速に上がる。その後、負荷が急増するので、復旧率の上昇は小さいが、供給量は急に増す。復旧は約 10 時間で終わる。パターン 2, 3 でも供給初期には復旧率の急上昇がみられるが、負荷の急増により復旧率の伸びが小さくなっている。このため、復旧の終了はパターン 1 よりも大幅に遅れ、それぞれ約 17 時間、18 時間 40 分となる。また、供給量は午後 3 時ごろに約 5,650MW、および 5,350MW と最大値を示す。

以上、午前 2 時の全停電のほうが午後 2 時のときより、復旧に時間がかかるが、供給の開始時刻と負荷の時間変化との組合せによりこのような結果となる。また、復旧終了までに 10~19 時間を要しているが、負荷の 80%はいずれも 3~11 時間で復旧されており、起動時間および出力上昇時間を考慮すれば妥当な範囲にあるといえる。復旧が長くなる主な原因は、表 1 の起動順位が下がるにつれ発電機の容量が小さくなるためである。これを避けるには、たとえば順位が 4 以降の発電機をまとめて並列すればよい。

図 9-10 は、前図と同じケースにおける需給不均衡の時間変化を示したものである。不均衡は主に負荷の時間変化により生じている。(a) 図のほうが (b) 図よりも不均衡が小さくなっていたり、(b) 図の時間が経過したところではパターンに関係なく同じような変化が見られるのはそのためである。そのほか、ある負荷への供給がすべて終わる直前に指令した供給量が実際に必要な量よりも多かったとき、発電機が追従運転に移行する前に最小負荷まで強制的に出力を上げたとき、発電機が容量もしくは最小負荷に達しているため追従後の発電調整ができないときなどにも不均衡が生ずる。しかし、(a)、(b) 図にはそれほど大きな不均衡はみられない。全停電の起きた時刻を変えて検討した結果、(b) 図で不均衡が最も大きくなった。本ケースでも不均衡は±200MW 以内に収まっており、初期電源に与える影響は許容範囲内にある。

## 9.6 結言

本章では、超高圧系統が全停となった後の負荷供給の支援について検討した。以下に結果をまとめる。

- (1) 発電機、負荷および初期電源の特性を考慮することにより、発電機を負荷ごとにグループ化し、順次、系統に並列しながら供給を行う方式を提案した。
- (2) 日負荷変動などによる需給不均衡を解消するため、現在の不均衡および積分項に応じて供給量および発電量を調整する方法を提案した。
- (3) 発電機の起動、並列、追従、待機、停止に関する指令をルールで表現し、自動的に需給制御を行うエキスパートシステムを構築した。構築において既存の支援システムとの結合方法も考慮した。

- (4)以上の機能を追加したシステムをモデルシステムに適用し、1日のどの時刻で停電が発生しても、負荷への供給が支障なく行えることを確認した。

## 9.7 参考文献

- (1)調査専門委員会：「電力システムにおける系統操作」，電気学会技報（II部），No.107（昭56）
- (2)IEEE Committee Report：“Power system restoration-A task force report”，*IEEE Trans. PWRs*, PWRs-2, pp.271-277（1987）
- (3)IEEE Committee Report：“Power system restoration-The second task force report”，*ibid.*, PWRs-4, pp.927-933（1987）
- (4)IEEE Committee Report：“Special Consideration in Power System Restoration”，*ibid.*, PWRs-7, pp.1419-1427（1992）
- (5)IEEE Committee Report：“Overvoltage Control During Restoration”，*ibid.*, PWRs-7, pp.1464-1470（1992）
- (6)松本，坂口：「知識ベースに基づく電力システム復旧方式の決定法」電学論B，103巻，3号，pp.175-182（昭和58年3月）
- (7)調査専門委員会：「電力システムのエキスパートシステム」，電気学会技術報告（II部），No.339（平成2年）
- (8)IEEE Committee Report：“New Approaches in Power System Restoration”，*IEEE Trans. PWRs, RWRS-7*, pp.1428-1434（1992）
- (9)藁科，小島，加藤，渡辺：「基幹系統事故復旧エキスパートシステム」，電学論B，108巻，11号，pp.517-524（昭和63年11月）
- (10)藁科，小島，中村，松本：「基幹電力システムにおける事故復旧操作ガイダンス方式」電学論B，109巻，2号，pp.49-56（平成元年2月）
- (11)金子，植木，福山：「火力プラントの動的な制約を考慮した電力システム自動復旧エキスパートシステム」，電学論B，110巻，4号，pp.286-293（平成2年4月）
- (12)E. Mariani, et al.：“Field experiences in re-energization of electrical networks from thermal and hydro units”，*IEEE Trans. Power Apparatus Syst.*, PAS-103, pp.1707-1713（1984）
- (13)垣本，林（文），林（宗）：「超高压システム全停電時における復旧初期操作のエキスパートシステム化」，電学論B，110巻，6号，pp.495-503（平成2年6月）
- (14)垣本，林：「超高压システム全停電時の系統再構成における給電指令の自動選択」，電学論B，113巻，6号，pp.613-620（平成5年6月）
- (15)垣本，林：「超高压システム全停電時の復旧操作における電圧制御のエキスパートシステム化」，平成5年電気学会全国大会講演論文集（9），No.1117, pp.37-38（平成5年）
- (16)富士通：「ESHELL/Xマニュアル」Vol.11（昭和63年）
- (17)垣本，林，杉原：「超高压システム全停電時の復旧操作における需給制御のエキスパートシステム化」，電学論B，114巻，4号，pp.343-351（平成6年4月）

## 第10章 事故解析の支援

---

### 10.1 緒言

第7章で述べた事故判定の支援は、事故発生直後の対応に関するものである。このため、時間のかかる電圧や電流といったアナログ量の収集およびこれに基づく保護リレー動作の解析を行っていない。また、短時間の間に発生した複数の状態については、その順序がわからないまま推論をしなければならない。このため、シナリオを仮定して試行錯誤により検証したり、詳細なリレー情報を参照して推論することが提案されている<sup>(1)(2)</sup>。

これに対し、事故後詳細に原因や保護装置動作の妥当性を検討する「事故解析」の業務がある。保護システムの妥当性を評価し、万一不具合の場合は同様の方式を採用している他の箇所も含めて改修を行うためである。この場合は、自動オシロの記録が使用される。自動オシロは、主要な電気所に設置され、事故発生時、母線の各相および零相電圧、送電線の零相電流等の電気量ならびにリレー動作およびCBトリップについてミリ秒単位で記録するものである。これらの記録を参照すれば、事故発生や保護装置動作の詳細な動作順序、各所の電気量からより正確な推論が可能である。

ただし、自動オシロはすべての電気所に装備されているわけではなく、また経済性の面から、今後も末端の電気所にまで整備されることは期待できない。したがって発生した事故の解析に必要なすべての情報がそろえることはむしろ稀で、関係した端子のうち1～2端子で得られる場合がほとんどである。しかし、これを利用して上記の動作順序についても試行錯誤を減らして効率的に推論ができる。

そこで、これらの解析を推論機構と故障計算プログラムを用いて自動的に行うことを考える。これにより、専門家がオフラインで解析を行う際の負担の軽減が図れる。加えて、最近では伝送システムの発達により、事故発生と同時に自動オシロの記録が制御所等の有人箇所に伝送されるようになってきているため、計算機で自動的に解析を行えば、事故発生直後にその結果を参照することも可能となり、冒頭で述べた事故判定のより正確な支援にも利用できる。

本章では、事故のシミュレーションに対称座標法を用い、自動オシロで得られる電圧、

電流等のアナログ量ならびに正確な発生時刻が記録されたリレー動作およびCBトリップ等の状態変化の情報（以下状変情報という）を用いる事故解析システムを提案し、解析例によりその効果を示す。加えて、試作システムの概要を紹介する。

## 10.2 支援システムの構成

図10-1にシステムの全体構成を示す。推論エンジンは、考えられる仮説を生成し、故障計算結果を参照して仮説を検証し、可能な結論を導く。

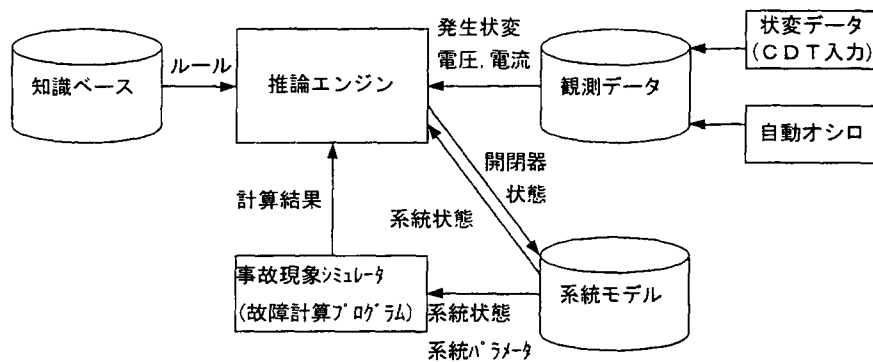


図10-1 システムの全体構成

### (1) 推論エンジンと知識ベース

推論エンジンは、システムモデルとリレー動作およびCBトリップの状変情報から、知識ベースに記述された制約を満たす、事故発生から事故除去までの過程に関する仮説を生成する。この仮説に基づき故障計算を行った結果と自動オシロから得られた各部の電圧、電流等のデータを比較することにより仮説を検証し、妥当な結論を導く。

### (2) 事故現象のシミュレータ

事故現象シミュレータは、システムモデルおよび推論エンジンが提示した仮説に基づき、対称座標法により故障計算を行う。

### (3) 観測データ

自動オシロから得られるデータは波形であるため、そのままでは本システムの入力として使用できない。要素ごとに大きさと位相を求め、さらにこれらが変化している点を抽出して、時間帯ごとにその値を求める。状変については、自動オシロおよびCDTから得られたものをいずれも取り込む。

### (4) システムモデル

システムモデルは、故障計算を行うために必要なシステムのデータ、すなわち接続状況等システムの構成、正相、零相の線路および電源の定数を保持する。また、保護リレーの設置および整

定情報も記録しておく。これらは推論エンジンおよび事故現象シミュレータから参照される。また、推論エンジンは、仮説に基づきCB切り等の一時的な接続変更をこのモデルに対して行う。

### 10.3 推論過程

本システムの推論過程の概略を図10-2に示す。各ステップは、専門家の知識をルール等の形にした知識ベースを持ち、それぞれが小さなエキスパートシステムとして機能する。

ここで、推論が複雑になりすぎるのを避けるため、以下の前提をおく。

- (1)事故は1つの状態と考える。これは、単純事故では当然である。複数の事故現象が発生する多重事故において、それらが同時に発生すると仮定する。実際の系統では、地絡事故として発生したものが短絡に移行する、あるいは短時間に複数回の雷撃を受けて後追い事故が発生するというケースも考えられるが、本システムで考えている時間の分解能(1ms程度)で見たときほぼ同時として扱える場合はこの仮定を満たしている。この分解能で見て、別と考えられる事故は本システムでは解析できない。
- (2)事故発生から除去までの間を対象とする。この、対象とする時間帯は人間系で設定する。
- (3)高抵抗接地系を対象とする。
- (4)故障点抵抗は0とする。

以下に、推論の過程を示す。

#### 10.3.1 状態発生順の仮定生成

電力系統において、事故の発生、リレー動作、CBトリップ、事故の除去および再閉路リレー(REC)や自動復旧装置(ARE)による再閉路などの状態は、多様な順番で発生する。そこで、事故の発生から除去までをこれらのイベントによる系統接続状態の変化

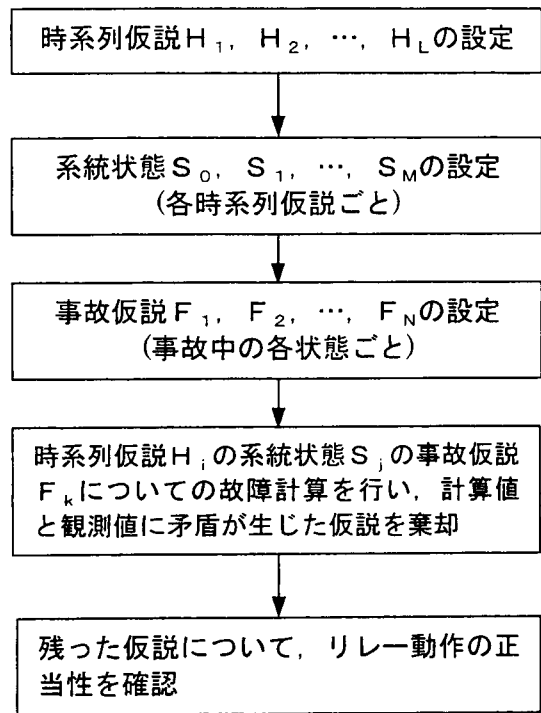


図10-2 解析フロー



の連続と考え、既与のデータからこの順序に関する仮定を設定する（以下これを時系列仮説という）。

時系列仮説の生成で使用する知識は次のとおりである。

- (1) 状態の発生順に関して、自動オシロのほうが CDT よりも正確である。
- (2) 最初の状態がリレー動作あるいは C B トリップである場合は、誤動作、誤記録がある。
- (3) 最初の状態がアナログデータの変化点ならば、これが事故の発生である。
- (4) 最後のアナログデータ変化点が、事故除去である。
- (5) 2 番目以降のアナログデータ変化点は C B トリップである。
- (6) ある C B のトリップ信号が出ているときのアナログデータ変化点はその C B のトリップである。
- (7) C B トリップはそれに接続しているリレーの動作によるものである。
- (8) リレー動作はその動作域に含まれるような入力により発生する。

推論エンジンは、これらの知識ベースにより、仮説を検証し、排除したり、変更したりする。図 10-3 に仮説生成の過程を示す。はじめに、自動オシロの記録によりリレー動作、C B トリップ、アナログデータの変化点を時間軸上に並べる。自動オシロの記録により決定された順序は、上記(1)によりこの後変更されることはない。他の状態は、上記知識から得られるルールにより、正確な順序が決定される。このようにして生成された時系列仮説  $H_1, H_2, \dots, H_n$  はフレームなどの形でシステムの記憶領域に登録する。

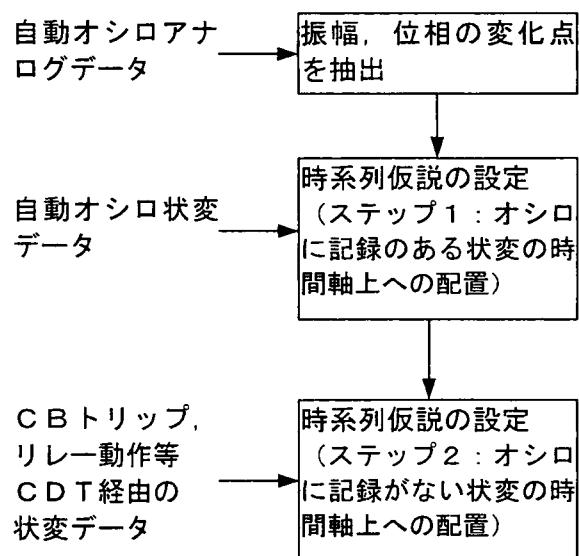


図 10-3 時系列仮説の生成過程

### 10.3.2 系統状態の登録

時系列仮説の各時間区間ごとに、系統の接続状態が確定するので、これを  $S_0, S_1, \dots, S_M$  として各時系列仮説のフレームに書き加える。ここでいう接続状態には、事故による接続（事故点でのある相と大地、ある相と他の相）も含まれる。 $S_0$  は事故前の状態とする。

### 10.3.3 事故区間，事故様相の仮説生成

10.3.1 項で設定した時系列仮説に対し，考えられる事故区間，事故様相を推論し設定する（以下これを事故仮説という）。事故仮説の設定に使用する知識は以下のようなものである。

- (1)事故区間は動作した保護リレーの保護区間内にある。
- (2)複数の自動オシロが設置されている場合，電源端に設置されたもののデータを主に用いる。
- (3)零相電圧 ( $V_0$ ) が発生していれば，地絡故障がある。
- (4)零相電圧 ( $V_0$ ) が発生していなければ，短絡故障である。
- (5)1相のみ電圧が低下している場合，1線故障である。
- (6)2相の電圧が低下している場合，2線故障である。
- (7)3相の電圧が低下している場合，3線故障である。
- (8)地絡保護リレーのみが動作している場合，1線地絡事故である。
- (9)系統接続状態の変化に伴い上記(3)から(7)までのルールにより判断した事故様相が変化する場合は，異地点故障となっている可能性がある。
- (10)対地電圧(地絡事故の場合)，線間電圧(短絡事故の場合)がほとんど0になっている場合，至近端事故である。
- (11)複数地点に自動オシロが設置されていて，零相電流あるいは正相電流が互いに反転している場合それらには含まれた区間に事故がある。

時系列仮説の生成時同様に，推論エンジンは，これらの知識ベースにより，仮説を検証し，排除したり，変更したりする。送電線は連続的な長さを持つため事故点はアナログ値での指定が必要であるが，これでは事実上事故点の仮定ができなくなる。このため，いくつかの事故区間からの選択，たとえば，両端と中間点といった離散的な指定方法とする。事故の仮説は，各時系列仮説の事故中と考えられる状態ごとに生成し， $F_1, F_2, \dots, F_N$  とする。

### 10.3.4 シミュレーションによる検証

10.3.1, 10.3.2 および 10.3.3 項において時系列仮説および事故区間，事故様相の仮説が生成されると，これらの仮説について故障計算を行い，自動オシロで観測されたデータと比較する。ある時系列仮説の各系統状態について計算値と観測値が一致すればその仮説が採用される。ただし，アナログ値について数値的に完全に一致することはないため，多少の差異を無視して一致とみなす必要がある。

判定に使用する知識を以下に示す。

- (1)自動オシロについて、フルスケールの5%程度の誤差があるものとする。
- (2)計算値と実測でアナログ値が大きく異なる場合でも、すべての系統状態の遷移時点において変化の方向が一致していれば、一致とみなす。
- (3)故障計算において故障点抵抗を0Ωとみなしているので、短絡事故中の正相電圧は観測値のほうが大きくても、同様に地絡事故中の零相電圧は小さくても一致とみなす。

### 10.3.5 解析結果によるリレー動作の評価

採用された仮説が、そのまま、解析結果である。故障計算により、各部の電圧、電流が知られたのであるから、リレーの不正動作の判定を行うことができる。

## 10.4 電力系統の表現

系統の表現にはフレームを用いる。系統関係データの入力を容易に、効率的に行うためのGUIを備える。これにより、系統の母線、送電線、LS、CB等の接続関係を入力する。また、各要素の属性データも、同じ画面から入力するようにする。これらのデータはフレームのスロットに記述され、必要に応じて推論エンジンや故障計算プログラムが参照または変更する。

## 10.5 解析例

実際の事故例について、これまで述べた方法で解析を試みる。図10-4に系統構成およびCDTで得られたデータを示す。図10-5は例とした事故の際に観測された自動オシロのデータである。自動オシロは電源端変電所のみを設置され、アナログデータとしては各相電圧、零相電圧および零相電流の回線間の差が記録される。また、状態情報としては、CB1、CB2のトリップおよび回線選択リレー(SS、SG)の動作が記録される。以下に解析の結果を述べる。

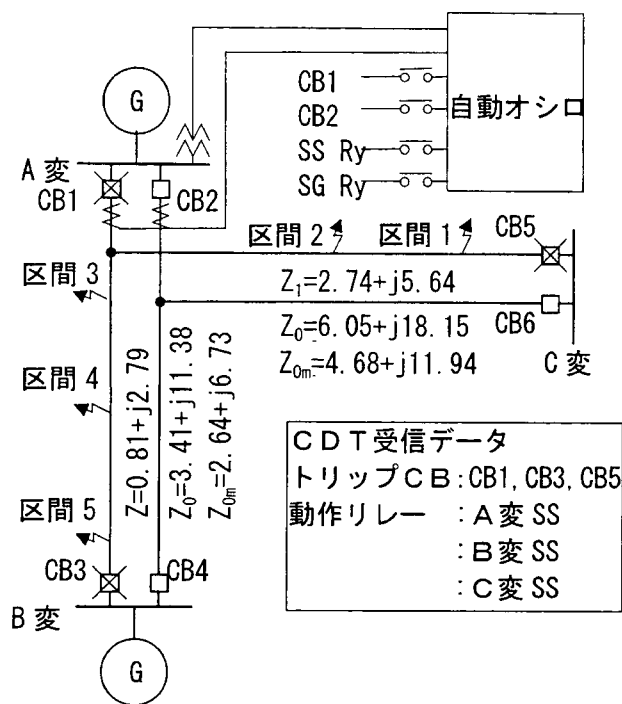
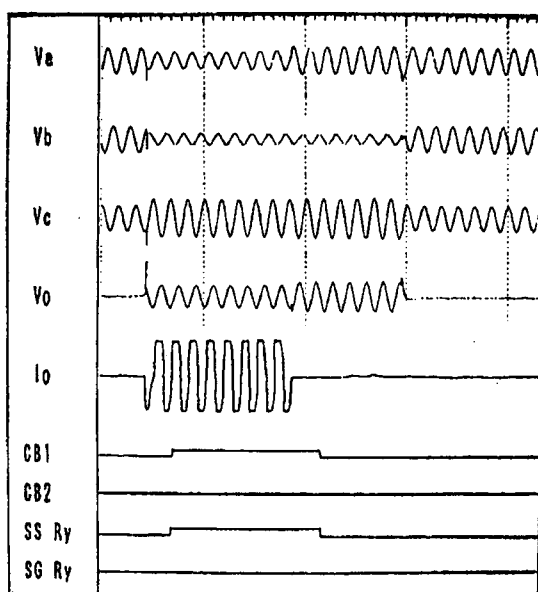


図10-4 例題系統と事故例

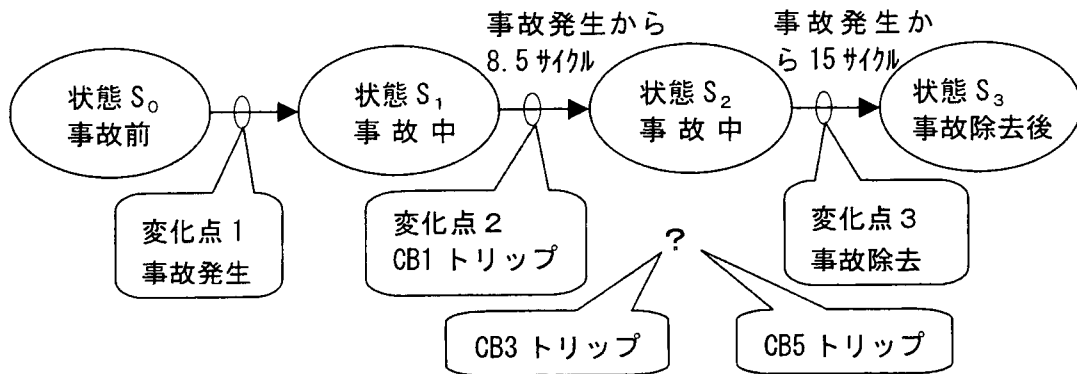


△ 変化点1    △ 変化点2    △ 変化点3  
 事故発生    CBトリップ    事故除去

図10-5 自動オシロの記録

### 10.5.1 時系列仮説の生成

10.3.1 項の知識に従い、自動オシロのデータから事故発生、事故除去およびCB1トリップは時間軸上に配置することができる。しかし、CB3およびCB5のトリップならびにB、C変電所の回線選択リレーの動作は、その状態がCDTからわかっているのみであり、これらに関して複数の時系列仮説が生成される。10.3.1 項の知識に従って考えられる、3つの時系列仮説を図10-6に示す。



CB3トリップおよびCB5トリップは変化点2または変化点3に割り当てる。そこで、下記3つの時系列仮説が生成される。

- 仮説 $H_1$  : 変化点2でCB1, CB3トリップ, 変化点3でCB5トリップ
- 仮説 $H_2$  : 変化点2でCB1, CB5トリップ, 変化点3でCB3トリップ
- 仮説 $H_3$  : 変化点2でCB1トリップ, 変化点3でCB3, CB5トリップ

図10-6 時系列仮説の生成

### 10.5.2 系統状態の登録

図10-6からわかるように、どの仮説に関しても $S_0$  (事故前),  $S_1$  (事故中),  $S_2$  (最初のトリップ後),  $S_3$  (後のトリップ後, 事故除去後) が考えられる。これらを登録する。

### 10.5.3 事故仮説の生成

10.3.3 項の知識に従えば1号線の2線地絡であり、異地点故障の可能性がわかる。表10-1に事故仮説を示す。

### 10.5.4 シミュレーションによる検証

表10-1に、シミュレーション(故障計算)の結果のうち採用となった $H_3$ に関するものを示す。この結果と10.3.4の知識に従えば $H_3-F_{17}$ が採用となる。すなわち、区間1でB相、区間5でA相の異地点異相地絡が発生しシリーストリップにより故障除去さ

れたと推論される。この結果は、事故後の調査結果と一致していた。

表10-1 事故仮説とその検証

仮説1	地絡相															時系列仮説 H <sub>3</sub> の時のA 変母線V <sub>0</sub> ジ ュレーション値 (kV)		
	区間1			区間2			区間3			区間4			区間5			状態 S <sub>1</sub>	状態 S <sub>2</sub>	
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C			
F <sub>1</sub>	●				●											6.4	6.2	
F <sub>2</sub>	●							●								8.3	6.2	
F <sub>3</sub>	●											●				6.7	7.5	
F <sub>4</sub>	●													●		7.3	8.5	
F <sub>5</sub>		●		●												7.2	6.5	
F <sub>6</sub>				●				●								7.3	6.2	
F <sub>7</sub>				●								●				7.2	7.4	
F <sub>8</sub>				●										●		8.1	8.4	
F <sub>9</sub>		●						●								9.5	6.7	
F <sub>10</sub>					●			●								8.6	6.5	
F <sub>11</sub>								●				●				9.8	7.4	
F <sub>12</sub>								●						●		10.6	8.3	
F <sub>13</sub>		●										●				6.1	7.3	
F <sub>14</sub>					●							●				6.3	7.0	
F <sub>15</sub>									●			●				8.4	6.7	
F <sub>16</sub>												●			●	7.3	6.9	
F <sub>17</sub>		●												●		6.5	8.1	
F <sub>18</sub>					●									●		7.1	7.9	
F <sub>19</sub>									●					●		9.5	7.6	
F <sub>20</sub>												●		●		6.8	6.6	
自動オシロの波形から読み取った実測値																	6.2	8.1

\*1：ここまでに得られた情報から1号線の異地点AB相地絡であることがわかっているのでA相、B相の異地点地絡となるすべての組合せを列挙。ただし、事故点は1号線の全区間を、5区間に分散化してある。

### 10.6 結言

本章では、事故解析の支援システムとして、事故の仮説に基づき故障計算を行い、自動オシロにより観測されたデータとの照合により仮説を検証するシステムについて提案した。これにより複雑な事故の解析を自動化することが可能となる。まとめると以下のような

る。

- (1) システムは事故解析の知識をルールに、対象とする電力系統の構成、属性情報をフレームの形にもつエキスパートシステムとして構成する。事故解析の知識として11のルールを示した。
  - (2) 自動オシロは事故に関係する全電気所にあるわけではない。そのため、イベント発生順、事故点、事故様相について可能な仮説をたて、自動オシロの記録と照合して正しいと判断したものを採用する。
  - (3) 電圧、電流等アナログ情報の照合に際して仮説にもとづく故障計算を行う。この際、どの程度の相違までを許すかという知識も必要となる。この知識として3つのルールを示した。
  - (4) 提案した手法を、実際に発生した異地点異相地絡事故に適用したところ、正しい解析結果を得る見通しを得た。
  - (5) 保護システムの検証としてのオフラインでの解析のほかに、自動オシロのデータがオンラインで得られる場合は、事故発生直後の状況把握をより正確なものとする事ができる。
- 今後は、支援システムを試作し、多様な事故例により検証を進める。

## 10.7 参考文献

- (1) Jouni J.Keronen: "KNOWLEDGE-BASED EVENT ANALYSIS IN ELECTRIC POWER NETWORKS", SECOND SIMPOSIUM ON EXPERT SYSTEMS APPLICATION TO POWER SYSTEMS, pp.232-237(July 1989)
- (2) 和気, 坂口:「保護リレーシステムの構造と機能の記述に基づく事故設備の判定」, 電学論B, 104巻, 10号, pp.655-660 (昭和59年10月)
- (3) 岡村, 太田:「送配電線の保護継電システム」, 電気書院 (昭和51年1月)
- (4) 北川:「リレー回路図の見方・書き方」, オーム社 (昭和55年5月)
- (5) H.Sugihara:"CONSTRUCTION OF FAULT ANALYSIS SYSTEM FOR POWER SYSTEM",THIRD SYMPOSIUM ON EXPERT SYSTEMS APPLICATION TO POWER SYSTEMS,pp.12-18(April 1991)

## 第 11 章 結論

---

これまで、電力の安定供給のための電力系統の運用について、第 2 章から第 5 章までは電力系統の安定化について、実際の不安定現象の測定、解析から系統特性の把握および安定化方策について述べた。また、第 6 章から第 10 章までで電力系統の運転操作等について、平常時操作、事故時の状況把握、電源を含む広範な停電時の復旧、事故とそれに伴う保護動作の解析のそれぞれ支援システムの開発を中心に述べた。以下、各章の内容と得られた結果について要約する。

### (第 2 章) 電力動揺の観測と解析

新岡山系において平常時に発生していた電力動揺について実測を行い、動揺波形のほか季節、時間帯、総需要等と発生頻度との相関を調査した。対象系統の固有値解析、動特性シミュレーションを通して、発生原因の解明および対策の検討を行った。対象系統としては新岡山系を詳細に模擬しつつ、中西連系系統全体を考慮できるものとした。その結果以下のことがわかった。

- (1) 基幹系統において平常時の潮流に動揺が発生した。振幅は 200～300 MW 程度、周期は 1～2 秒程度であった。発生時刻は一部での負荷変動の発生とほぼ一致していた。
- (2) 固有値解析の結果、周期が 1～2 秒程度の減衰の弱い振動モードが複数あった。また、適当なタイミングでとこれを励振する負荷変動を与えると大きな動揺が発生することがシミュレーションにより確認された。そこで、これらが動揺を発生させていたと判断した。
- (3) 系統構成の一部変更、PSS の付加により振動モードの減衰が強くなり、動揺抑制対策として有効であることを、実運用調査および解析により確かめた。

### (第 3 章) 基幹系統の構成、潮流と動揺モードの関係

前章では具体的な系統の数値解析を用いて解析を行ったのに対し、潮流状態、系統構成と動揺モードの関係を定性的に考察した。同期化力のみを考慮する単純化した 3 期串形から 6 機はしご形までの構成について解析的に固有値を求めた。また、一機一負荷無限大系



統をモデルとして潮流と動揺モードの関係を調べた。また、単純なモデル系統の数値を用いた固有値解析でこれらの正当性を確かめた。潮流状態との関係を(1)、(2)に、系統構成との関係を(3)～(5)にまとめると以下ようになる。

- (1) 負荷特性を考慮しない(あるいは定電力特性)場合、送電電力を一定に保つ場合は、ローカル負荷が変化しても同期化力はさほど変化しない、また発電機出力を一定に保つ場合は送電電力の増加に伴い同期化力は減少する。
- (2) 負荷の有効分に定インピーダンスあるいは定電流の負荷特性を考慮するとこの影響が大きく、連系線潮流を一定に保つ場合は、ローカル負荷が増加すると同期化力は減少する、一方、発電出力を一定に保つ場合は送電量の増加に伴い同期化力は減少する。
- (3) 系統の接続形態が串型の場合、全長を $\lambda/2 \times n$ とする定在波の形のモードがあり $n$ が小さいほど長周期である。
- (4) ループを構成する場合は、ループとしての全長を $\lambda \times n$ とする定在波の形のモードがあり串型同様に $n$ が小さいほど長周期であるのに加え、同周期のモードがループ上90度回転した位置にも現れる。
- (5) この同周期のモードは、潮流を乗せる、あるいはループ内の2点を結ぶことでループの対象性が失われると、異なる周期を示すようになり、たとえば送電線による接続により連系が強くなる場合は短く、また潮流を乗せる、あるいはローカル負荷の増加で連系が弱くなる場合は長くなる方向に変化する。

#### (第4章) パワーエレクトロニクスを適用した安定化方策

パワーエレクトロニクスを適用した各種の安定化方策のうち、代表的な方策として、各種の方策の基本的な機能を網羅したシステムとして「自励式SVC」を取り上げ、解析を行った。解析には実時間でデジタル解析可能なリアルタイムシミュレータを用い、これらの機器に特有の高速なスイッチングを含むシミュレーションを、過渡安定度の確認のため必要な10秒程度以上実行した。このため、PWMインバータの動きやこれに伴う瞬間的な過電流等瞬時値領域の解析を安定度の解析と同時に行うことができた。これにより得られた結果を以下に示す。

- (1) PWMインバータの制御により有効および無効電力を独立に制御できるため、直流コンデンサの電圧を一定に維持しつつ、無効電力の調整ができることを確認した。
- (2) 起動、停止や交流系事故時の過渡的な応動を詳細に解析することで過電圧等の原因解明、制御系の調整による改善を行った。至近端事故以外では交流系過電圧をほぼ完全になくすることができた。
- (3) 無効電力の調整によるAVR運転で設置点の電圧維持効果が得られ、ローカルデータ

として送電線潮流を入力として動揺抑制制御を行えば、さらに効果的である。将来の基幹系統において重潮流のため過渡安定度が低下した状態を想定した解析でも事故時の電圧維持と動揺抑制効果により安定化できることがわかった。

## (第 5 章) タービン高速バルブ制御による安定化

前章までにおいて動揺の抑制について検討したが、事故直後の第一波動揺の抑制にはいづれも顕著な効果がない。タービン高速バルブ制御 (EVA) は第一波抑制に効果的であるが、その効果を最大限に発揮させる励磁制御を求めた。以下に検討結果を示す。

- (1) EVA は第一波動揺の安定化に有効である。しかし第一波以降の動揺を拡大・持続させ、機械入力回復時に発電機を脱調させる原因となる。
- (2) 最適制御により第一波以降動揺の減衰特性を強化できる。減衰は内部電圧  $E_q'$  の上下運動によって生ずるが、逆動揺時における  $E_q'$  の下降が特に重要であり、励磁の下限電圧を下げるのが有効である。
- (3) 端子電圧を一時的に上昇させることにより、機械入力のオーバシュートによる安定限界の低下に対処できる。適用例では、定態安定限界 4.5 pu まで安定化が可能であった。
- (4) 最適制御を適用する際、安定限界付近では出力が設定値から 1% ずれると脱調することがあり、実系統への適用では状態変化に強い制御が望ましい。
- (5) 最適制御の一つの実現方法としてフィードバック制御を検討し、最適制御に近く、かつ状態変化に強い結果が得られることを示した。
- (6) 従来の P S S 付超速応励磁においても、P S S 出力のリミッタを外したり、端子電圧を一時的に 1.2 pu まで上昇させるなどにより、定態安定限界まで安定化可能であることを示した。

## (第 6 章) 系統操作手順検証の支援

電力系統の迅速・確実な操作のため平常時の操作については、「操作票」と呼ばれる帳票に手順を記入し事前に検証することになっているが、その業務が相当な負担となっている。開閉器操作による、系統各部の充停電の変化をシミュレーションし、わかりやすく表示することで、複雑な電力系統の操作票の検証を支援するシステムを開発し、有効性を確認した。

- (1) 系統各部の充停電、単独、ループなどの判定部に C 言語を用いて高速の処理とわかりやすい記述を両立させた。
- (2) スクロール CRT 表示により一画面に入りきらない大きな系統を細部までわかりやす

く表示することができた。

(3) 操作前の状態が操作票作成時に想定したとおりであるか確認するためオンラインの開閉器情報を取り込み、照合する機能を盛り込んだ。

(4) このシステムはパソコンを組み合わせる安価に、短期間に開発した。

本支援システムは中国電力の一給電所において試行・評価ののち、全支店で操作票検証に、また火力発電所で系統状態の監視に採用された。

## (第7章) 事故判定の支援

制御所における、事故状況の把握を支援するためこれらを判定表示する装置を試作、現場に設置して実証試験を行った。まとめると以下のようなになる。

(1) 装置はスクロールCRTや音声メッセージ、事故時の自動スクロールなど良好なマンマシンインターフェースを備え、シミュレーション機能等オペレータの教育、訓練にも使用できるよう配慮した。

(2) 短期間で試作するためスクロールCRTや事故区間判定論理など既存の技術を組み合わせ、オンラインの入力情報としては現状の監視装置から、大きな改造をしないで得られるものを使用した。

(3) 事故発生時に伝送される複数の状態情報は一定の時間以上入力が途切れたところで1つのグループとして判定に移る。さらに複数事故の同時発生の可能性を考慮し充電状態の変化を見て系統上離れた場所であれば、別事故として判定ができるようにした。

(4) 拡充工事等に伴うデータメンテナンスを容易に行うため、対話式のデータメンテナンスツールを試作した。

(5) 実証試験において、オンラインデータの伝送中の遅れが予想以上に大きく、判定不具合が見られたが待ち時間の調整と一部の採用するデータの変更で対応することができた。また、真に必要な情報だけを提供してほしいというニーズが生じ、そのように改良した。

(6) 既存の監視装置に大きな改造を施さないという前提のため、オンラインの入力データをすばやく得ることができず、オペレータの希望したタイミングでの情報提供はできなかった。

## (第8章) 事故復旧時の電圧調整の支援

電源を含む広範な系統が停電となった後の系統再構成時において、無負荷の系統を充電することによるフェランチ効果が発生する。これを抑制しつつ、迅速に復旧するための電圧調整について検討した。

- (1) フェランチ現象による電圧上昇を抑制するため、操作のたびに電圧および無効電力の状態を調べ、リアクトルの投入を指示する手法を提案し、エキスパートシステムに組み込んだ。
- (2) また、操作やリアクトル投入による系統状態の変化を潮流計算により自動的にシミュレーションする手法を提案し、その機能を追加した。
- (3) シミュレーションの結果、再構築の手順のパターンによっては火力発電機の並列の有無や操作手順に配慮が必要であることが明らかとなった。得られた知見に基づいて、エキスパートシステムに変更を加えた。
- (4) 以上の機能追加および変更により、対象系統の再構成を電圧面から安全に行えるようになった。なお、復旧過程で電圧制御に要した時間は、リアクトルの投入判断などに約 8 ～ 10 秒、潮流計算に約 2 ～ 5 秒であった。

### (第 9 章) 事故復旧時の需給調整の支援

電源を含む広範な系統が停電となった後の負荷供給の支援について検討した。

- (1) 発電機、負荷および初期電源の特性を考慮することにより、発電機を負荷ごとにグループ化し、順次、系統に並列しながら供給を行う方式を提案した。
- (2) 日負荷変動などによる需給不均衡を解消するため、現在の不均衡および積分項に応じて供給量および発電量を調整する方法を提案した。
- (3) 発電機の起動、並列、追従、待機、停止の指示をルールで表現し、需給制御の支援を行うエキスパートシステムを構築した。構築において既存の支援システムとの結合方法も考慮した。
- (4) 以上の機能を追加したシステムをモデル系統に適用し、1 日のどの時刻で停電が発生しても、負荷への供給が支障なく行えることを確認した。

### (第 10 章) 事故解析の支援

事故解析の支援システムとして、事故の仮説に基づき故障計算を行い、自動オシロにより観測されたデータとの照合により仮説を検証するシステムについて提案した。これにより複雑な事故の解析を支援することが可能となる。まとめると以下ようになる。

- (1) システムは事故解析の知識をルールに、対象とする電力系統の構成、属性情報をフレームの形にもつエキスパートシステムとして構成する。事故解析の知識として 11 のルールを示した。
- (2) 自動オシロは事故に関係する全電気所にあるわけではない。そのため、イベント発生順、事故点、事故様相について可能な仮説をたて、自動オシロの記録と照合して正し

いと判断したものを採用する。

- (3) 電圧，電流等アナログ情報の照合に際して仮説にもとづく故障計算を行う。この際，どの程度の相違までを許すかという知識も必要となる。この知識として3つのルールを示した。
- (4) 提案した手法を，実際に発生した異地点異相地絡事故に適用したところ，正しい解析結果を得る見通しを得た。
- (5) 保護システムの検証としてのオフラインでの解析のほかに，自動オシロのデータがオンラインで得られる場合は，事故発生直後の状況把握をより正確なものとする事ができる。

以上のように，本論文では多くの有用な成果が得られたと考えるが，不十分な点や新たに課題となった点もある。その主なものを以下に示す。

- (1) パワーエレクトロニクスを適用した安定化方策において基幹系統における過酷な事故時の安定化には，予想外に大きな容量の装置が必要となった。対象とする事故の絞込み，他の対策との協調，装置のコストダウン等が今後の課題である。
- (2) エキスパートシステムを適用した各種の支援システムのうちオンラインの情報を入力とし，秒あるいは分単位での支援が必要なものは，その情報をできるだけ早く取得し推論も早くなければ人間専門家と同等以上にならない。入力情報の整備と推論の高速化が課題である。

以上，電力の安定供給のための電力系統の運用について，安定度の向上，運転操作等の支援の面からこれまで行ってきた各種の理論検討，解析，試作および試験とその考察についてまとめた。これらのうちいくらかでも，今後の電力系統の安定運用ならびにそのための研究の一助となれば幸いである。

## 謝辞

---

本研究の遂行および本論文のまとめに際し、神戸大学工学部 大澤 靖治 教授から長期間にわたって懇切なご指導、ご鞭撻を賜った。ここに深甚なる感謝の意を表す次第であります。

本論文をまとめるにあたり京都大学 林 宗明 名誉教授、京都大学 卯本 重郎 名誉教授からご指導、ご激励を賜った。ここに深く感謝の意を表す。

また、第5章の内容、特に最適制御理論について懇切にご指導いただいた京都大学 垣本 直人 助教授に厚く御礼申し上げます。

本論文をまとめるにあたり終始格別のご配慮をいただいた、中国電力技術研究センター 杉山 勝範 所長、加藤 義明 前所長はじめ歴代所長に深く感謝の意を表す。

また、本研究の端緒を与えていただき、ご指導、ご激励いただいた中国電力技術研究センター 北川 稔 前部長に厚く御礼申し上げます。

本研究の現地測定、実証試験等においては中国電力の関係室部、支店、電力所、制御所の多くの方々のご協力を得た。関係各位に感謝の意を表す。

最後に、本研究の遂行にあたり何かとご協力いただいた中国電力技術研究センター系統技術担当 竹原 淳 マネージャー、藤川 浩樹 氏はじめ同センターの方々および筆者の家族に謝意を表す。