



1993年

202

学位論文

可変インピーダンス型電力システムの  
安定化制御

指導教官 横山明彦 助教授

東京大学大学院工学系研究科

電気工学専攻 07075 岡本 浩

# 目次

1 序論	1
1.1 可変インピーダンス電力システムとは何か	1
1.2 本研究の目的	7
1.3 本論文の構成	7
2 可変インピーダンス型電力システムの安定性とその解析モデル	10
2.1 概要	10
2.2 電力システムの安定性	12
2.2.1 本論文が対象とする安定性	12
2.2.2 過渡安定度と定態安定度	13
2.3 従来型電力システムの解析モデル	16
2.3.1 発電機とその制御系のモデル	16
2.3.2 過渡応答解析のためのモデル	20
2.3.3 線形化状態方程式の導出	29
2.4 可変インピーダンス型電力システムの解析モデル	38
2.4.1 遮断器開閉操作	38
2.4.2 可変インピーダンス機器のモデル	42
2.4.3 可変インピーダンス機器を含むシステムのデジタルシミュレーション	45
2.4.4 可変インピーダンス機器を含むシステムの固有値解析	55
2.5 エネルギー関数による安定度の評価	57
2.6 結論	60

3	系統構成の切換え制御による電力システムの安定化	61
3.1	概要	61
3.2	第一波の抑制による系統の安定運用範囲の拡大	63
3.2.1	切換え制御が有効となる系統	63
3.2.2	エネルギー関数に基づく考察	65
3.3	多段切換えによるダンピングの向上	69
3.4	送電線切換え制御の効果	71
3.4.1	第一波抑制の効果	71
3.4.2	電源側および負荷側を連系した系統	71
3.4.3	需給が地域的にかたよった系統	75
3.4.4	多段切換えによるダンピングの向上	82
3.5	母線切換えの効果	87
3.6	結論	90
4	可変インピーダンス機器の制御による電力システムの安定化	91
4.1	概要	91
4.2	エネルギー関数に基づく VIPS 機器の制御系の設計法	93
4.2.1	制御則の導出	93
4.2.2	感度係数の推定	95
4.3	可変直列コンデンサ補償系統の安定化	100
4.3.1	3機ループ系統	100
4.3.2	5機串型系統	103
4.3.3	New England 39 母線系統	109
4.3.4	感度係数の誤差について	117
4.3.5	電源線に設置した直列コンデンサの制御	117
4.4	高速移相器設置系統の安定化	121
4.4.1	5機串型系統	121
4.4.2	6機系統	125
4.5	HSPS と VSrC の比較	128

4.6 最適制御系との比較 .....	132
4.7 結論 .....	138
5 結論	139
A 等価注入電流源がある場合の系統計算	149
B 感度係数の計算法	151
C 補償定理による感度係数の推定	153



# 第 1 章

## 序論

### 1.1 可変インピーダンス電力システムとは何か

本格的な高度情報化社会を迎えて、電気エネルギーはわれわれの日常生活や社会生活にとって、ますます重要な存在となりつつある。例えば、図 1.1 は、わが国のエネルギー消費と電力需要の変遷を示したものである。エネルギー消費量は、石油危機後に一旦その伸びが鈍ったものの、1985 年以降再び年率 3% を越える増加傾向にある。その中でも、特に電気エネルギーの伸びは大きく、エネルギー構造のいわゆる電力シフトが進んでいることが見て取れる。殊に、最大消費電力（ピーク時電力）の増大が目立っており、負荷率の低下傾向が続いている。

このような電力需要の増加に対して、各電力会社は原子力発電を中心とする電源開発や、基幹系統の高圧化によって対処してきた。この結果、近年の電力系統では、次の 2 点の傾向が顕著になりつつある。

- 大容量の原子力発電所を中心として、電源の遠隔地化・集中化が進んでおり、その結果、電力輸送形態も大電力・長距離送電の傾向が強まりつつある。
- 各電力会社内で需給を完全にバランスさせることが難しくなり、広域的な運用が必要となりつつある。各電力会社間の連系線潮流も重潮流化が進んでいる。

来るべき 21 世紀の電力需要の動向については多くの予測があるが、今後も年 2% 以上の堅調な伸びを続けていくことが確実視されている。少なくとも見積もっても、21 世紀初頭には

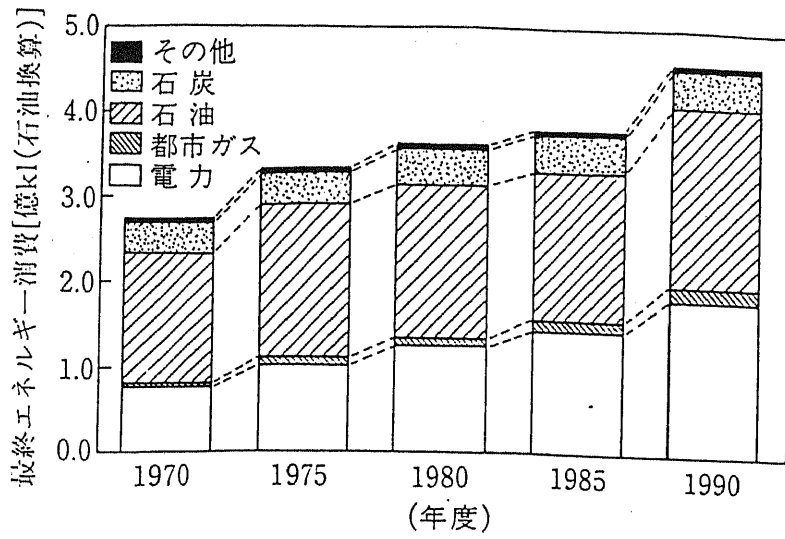
電力消費は現在の1.3倍程度、さらに21世紀中葉には約2倍になるわけであり、この電力需要増に対応するために、大規模な電源開発やさらなる電力輸送設備の整備が必要となることは明らかである。

電力輸送設備の能力強化に対しては、大きく分けてハード的な対策とソフト的な対策が考えられるであろう。ここでいうハード的な対策とは、余裕を持った設備をつくって系統を構成しようとするものであり、一方ソフト的な対策とは既存設備の運用面をより高度化することを意味している。電力系統に要求される高い信頼性を考慮すれば、ハード的な対策によって頑強なシステムを作ることを、第一義的に考えるべきであろう。しかし、現在の情勢を考えると、いくつかの理由でこのハード的な対策をとることは従来に比べて非常に難しくなってきていると言わざるをえない。

一つには、送電ルートの取得難の問題がある。前述したように、最近の電力系統は大電力長距離送電の形態をとっており、そのための送電ルートの確保は極めて重要である。しかしながら、送電設備の用地取得や建設にかかるコストや時間は、従来と比してかなり大きくなっている。また、ハード的な対策だけで対処しようとする、結果として設備が膨らみがちになり、電源/送電設備の取得が難しい現状では、著しいコストの増大を招く可能性がある。

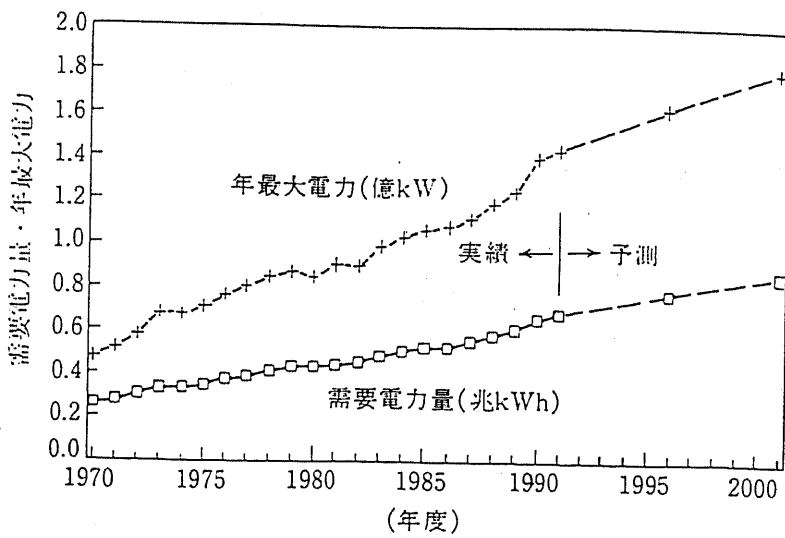
さらに、今後の系統計画では、電源立地変化に対する柔軟性を求められることにも注意を払う必要がある。原子力発電についてはその社会的認知などをめぐって多くの議論があるものの、現実問題としては今後もかなりの部分を原子力発電に頼らざるをえない現状である。ところが、原子力発電所の立地には、きわめて不確定な要因が大きく、系統計画の段階で、立地の場所と時期を正確に特定して織り込んでいくことが難しい。つまり、今後の電力系統では、電源分布の不確定性に柔軟に対処していく必要が出てきているということである。ハード的な対策だけでは、このような電源立地状況に柔軟に対応することが難しくなってきていると考えられる。

十分に余裕のある設備を確保するというハード的な対策をとるが難しいのであれば、何らかのソフト的な対策によって系統の能力を増すことを考える必要がある。電力輸送設備について考えてみると、多くの送電設備の送電限界は、物理的な熱限界によってではなく、安定度上の制約によって決まっており、電源の偏在化にともなって、さらにこの傾向が強まることが予想されている。したがって、送電設備を熱限界ぎりぎりまで最大限に利用するこ



(注)電気は2,250[kcal/kWh]で換算

### 我が国の最終エネルギー消費の推移



### 電力需要の推移と予測

図 1.1: エネルギー及び電力需要

とができれば、電力系統の能力向上に大きく貢献できるであろう。このためには、既存の送電設備に様々な新しい技術を取り入れて、その運用の高度化をはかっていくことが、一つの有力な対策となり得る。

ところで、現状の交流送電網は、そのトポロジーやインピーダンスがほぼ固定された状態で運用されており、発電力と負荷の分布を与えると、内部の潮流分布が自動的に決まってしまう(すなわち受動的(passive)な電気回路となっている)。これを能動的(active)な電子回路として、よりフレキシブルに運用することで、送電能力を向上できる可能性がある。本研究では、送電網を能動回路とするキーテクノロジーとして、特に以下の2つの技術に注目している。

### 遮断器開閉操作

遮断器の開閉の位相を制御して、過大な異常電圧なしで、系統構成の切換えを行う(同期開閉)。これにより、故障除去を主目的として利用してきた遮断器の開閉制御を安定度向上に積極的に応用することができる。

### 可変インピーダンス機器

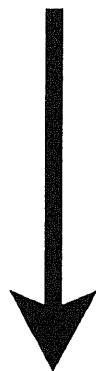
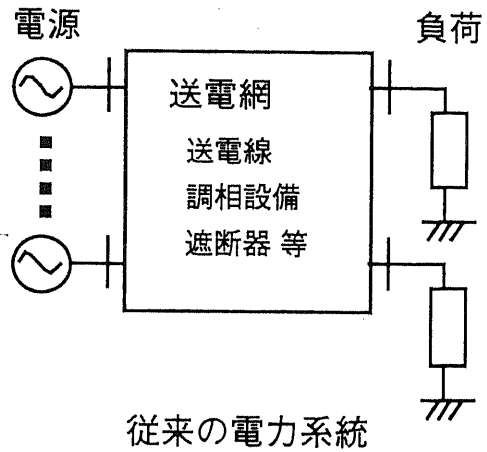
パワーエレクトロニクスを利用して、送電線のインピーダンスや移相変圧器の位相を高速かつ連続的に制御する。

従来ほぼ固定されてきた送電網のアドミタンスは、前者の技術により離散的に、後者によって連続的に変化させることが可能となる。本研究では、これらの技術によって、送電網のインピーダンスを等価的に可変にして運用する電力系統を、可変インピーダンス型電力システム(VIPS, Variable Impedance Power System)と呼ぶことにする。図1.2に、VIPSと従来の電力系統との違いを示した。VIPSの特徴を簡単に述べれば、

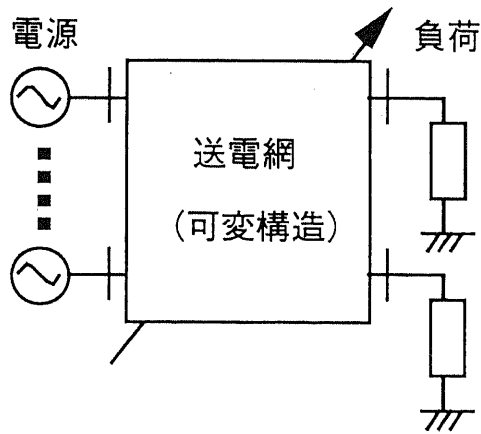
- 発電機のみならず送電網が制御対象となること
- その結果、送電網が時変回路となること

の2点をあげることができよう。

このように、VIPSは送電網に自律的な能動性能を具備させ、これを系統運用の中核に位置付けることをねらったものである。これにより、新たな送電設備を確保することなく、



同期開閉  
サイリスタ制御  
直列コンデンサ  
高速移相器



可変インピーダンス型電力システム(VIPS)

図 1.2: 可変インピーダンス型電力システム の概念

系統運用の柔軟性を増すことが期待できる。また、その制御方法を工夫すれば、系統の安定度を大幅に向上できる可能性がある。

## 1.2 本研究の目的

本研究の主たる目的は、可変インピーダンス型電力システム (VIPS) の制御手法を確立し、その能力を特に安定性の面から評価することにある。本研究は、電力システムの安定性の中でも、いわゆる同期安定度 (すなわち同期機回転子位相角の安定性) について検討を加えたものである。近年顕在化してきた電圧安定性の問題については、本論文では取り扱っていないが、これは今後の大きな研究課題となろう。

さて、VIPS に類似の概念として、米国電力研究所 (EPRI) を中心として提唱されている FACTS (Flexible AC Transmission System) がある [1]-[3]。この FACTS プロジェクトの背景には、北米系統特有の事情がある。近年の米国においては、電力事業に関する規制緩和の動きがあり、非電気事業者 (NUG) の発電電力を託送するケースが増えることが予想されている。北米系統は、多くの電力会社の系統がループ状に連系されているという特徴を持っており、NUG の参入にともない、ループ潮流を適切な範囲に収めるという潮流管理を行う必要が生じつつあるわけである。パワーエレクトロニクスを応用した可変直列コンデンサや移相変圧器によって、ループ潮流の連続的な制御が可能であることから、EPRI はこれらの機器を FACTS プロジェクトの中核に位置付けて、ハードウェアの開発と実証試験を進めている。

系統事情が異なるわが国では、これらの機器を潮流制御のみならず、むしろ、系統安定度の向上とそれによる送電能力の強化に役立てることが重要となると考えられる。しかし、EPRI の検討においては、主としてハードウェアの開発にその重点がおかれており、これをいかにして系統安定化制御に利用するかというソフトウェア面での開発は十分に行われていない。本研究は従来の FACTS の検討に欠けている制御面における方法論を補うものであるとも位置づけることができよう。

## 1.3 本論文の構成

本論文の構成は、以下に示すとおりである。まず、第2章において、可変インピーダンス型電力システムの構成要素についてモデル化を行う。電力システムの動特性の解析を行う際には、各発電機の状態方程式を結合する必要がある。しかしながら VIPS では、発電機端

子から見た送電網が時変回路となるため、状態方程式の結合の方法が、従来型の電力系統と異なってくる。ここでは、デジタルシミュレーションと、状態方程式の線形化による固有値解析の手法について詳述する。さらに、以下の章で VIPS の安定性を議論する際に必要となるエネルギー関数の概念について述べる。

第 3 章では、遮断器開閉操作による系統構成の切換え制御 (switching-over control) について検討を加えている。ここではまず、切換え制御による第一波動揺 (first swing) の抑制法を検討する。これは、故障発生前後の系統の構成を、遮断器開閉操作によって切換えることで、擾乱の影響を極力小さくし、過渡安定度上の限界送電電力を増大することをねらったものである。このような運用がいかなる系統に対して有効となるかについて議論し、さらに系統運用上のボトルネックとなる故障を与えたときに、切換え前の最適な系統構成を求めるための指標を多機系統のエネルギー関数より導出する。この結果を幾つかのモデル系統に適用し、実際に過渡安定度が向上することを明らかにする。また、ここで提案する切換え制御は、通常時に開放してある送電線もしくは母線を、故障除去直後に投入するものであり、このような運用によって、系統の短絡容量が軽減されることが期待される。ここでは、提案する制御によってどの程度の短絡容量の軽減が可能となるかについても検討を加えている。

第 3 章の後半においては、切換え制御による第一波動揺後のダンピング (damping) の向上について論じる。系統内の発電機の加速の状態に応じて、系統構成を切換えていくことにより、故障後の動揺を速やかに収束させることができる。ここでは、最終状態の系統構成に対して定義したエネルギー関数の時間微分値を最小にする切換え制御則を導出する。さらに、多機系統への適用結果からその効果を明らかにする。

第 4 章では、可変直列コンデンサおよび高速移相器などの直列型 (series) 可変インピーダンス機器 (以下では VIPS 機器と略す) による電力系統の安定化制御について検討する。すでに、1 機無限大母線系統モデルにおいては、 $P-\delta$  曲線や位相面解析などにより、これらの機器の制御法についての検討が行われている。しかし多機系統においては、VIPS 機器の制御は、系統内の広範囲の発電機の出力に影響を与えるため、1 機無限大母線系統での検討結果をそのまま適用することは難しい。そこで、まず本章ではエネルギー関数を基にして、VIPS 機器の制御系の設計法を導出する。ここで導かれた制御系は、発電機回転子の回転速度偏差と VIPS 機器の通過潮流を利用して制御を行うものであり、容易に実現



できるという特長がある。

第4章の後半においては、提案する手法によって設計した制御系を VIPS 機器設置系統に適用し、その効果を多面的に評価している。デジタルシミュレーションと固有値解析によって、提案する手法で設計した VIPS 機器制御系が、過渡安定度および定態安定度を飛躍的に向上させることを確認する。また、可変直列コンデンサと高速移相器について、その安定度向上の効果を比較する。さらに、提案手法によって設計した制御系と、全状態量をフィードバックする最適制御系の効果を比較し、提案手法が十分な制御性能を持っていることを明らかにする。

第5章においては、本論文で得られた結果をまとめ、さらに将来への展望を述べる。

## 第 2 章

# 可変インピーダンス型電力システムの 安定性とその解析モデル

### 2.1 概要

可変インピーダンス型電力システムは、送電網が時変回路となる点で、従来の電力システムと根本的に異なっている。そこで、本研究ではその安定性を議論するための解析モデルを新たに開発した。本章では、可変インピーダンス型電力システムの安定性とその解析モデルについて、従来型の電力システムの解析モデルと対比しながら述べることにする。

本章の構成は以下の通りである。まず、2.2節において、電力システムの安定性の概念について簡単に述べる。次に、2.3節において、VIPS 機器を持たない従来型の電力システムの安定性を解析するために用いられてきたモデルについて、簡単に解説する。可変インピーダンス型電力システムの解析モデルは、ここに述べる従来モデルの拡張として捉えることができる。本論文で対象としているのは、いわゆる同期安定度と呼ばれる種類の安定度であり、これは送電網で結合されている同期機が、同期運転状態を保つための能力を示すものである。そこで2.3節の前半において、発電機とその制御系のモデルについて簡単に整理する。電力システムの動特性を記述する状態方程式は、比較的強い非線形性を持っているために、送電設備の事故などの大きい擾乱に対するシステムの応答を知るためには、デジタルシミュレーションを行うことが必要である。2.3節の後半では、まず VIPS 機器を含まない従来型

の電力系統の過渡解析モデルについて解説する。これに対して、負荷変動などの微小な擾乱に対するシステムの挙動については、線形化した状態方程式を利用して固有値解析を行うのが普通である。固有値解析は制御系定数の整定に利用されるのみならず、地域間での電力動揺モードやそのダンピングを知るための有力な手段であり、VIPS 機器の効果を検討する際にも有効である。ここでは解析の基礎となる線形化状態方程式を導出する。以上は、VIPS の解析モデルを得る上での準備となるものである。

2.4節では、本研究で開発した可変インピーダンス型電力システムの安定度解析法について詳述する。前述したように電力系統の安定性は、主に非線形デジタルシミュレーションと固有値法によって解析される。本節では、この2つの手法を拡張して、可変インピーダンス型電力システムに適用する方法を検討する。まず切換え制御の基礎となる遮断器開閉操作について、これを送電網アドミタンス行列の離散的な変化としてデジタルシミュレーションの中に組み込む方法を説明する。

さらに、可変直列コンデンサや高速移相器などの直列型可変インピーダンス機器について、これをデジタルシミュレーションに組み込む方法について述べる。これらの可変インピーダンス機器が動作すると、送電網のアドミタンス行列が時間とともに変化することになる。アドミタンス行列の計算には逆行列演算を必要とするので、可変インピーダンス型電力システムのデジタルシミュレーションに要する計算時間は対象とする系統規模の拡大にともない従来型の電力系統と比較して非常に大きくなる。本研究では、シミュレーションの過程でアドミタンス行列を修正せずに、可変インピーダンス機器の動作を等価電流源によって模擬する方法を開発し、シミュレーション時間の大幅な短縮を図っている。ここでは、作成したシミュレーションプログラムにおける VIPS 機器のモデル化の方法と、そのアルゴリズムについて説明する。最後に、これらの可変インピーダンス機器を設置したシステムの線形化状態方程式を導く。これにより、可変インピーダンス型電力システムの固有値解析が可能となる。

本研究では電力系統の安定度を解析するための手法として、エネルギー関数法を利用している。そこで、2.5節においては、電力系統のエネルギー関数について、若干の説明を加えている。

## 2.2 電力システムの安定性

### 2.2.1 本論文が対象とする安定性

多くの工学システムではその安定性が問題とされることが多いが、電力系統 (Electric Power System) はもしこれが不安定な状態に陥れば、大きな停電となって我々の社会生活を混乱させるわけであるから、その安定性に対する要求にはきわめて厳しいものがある。したがって、電力システムの安定性については、古くから研究が行われており、系統安定化のための様々な機器や設備が開発され、実際に設置されている。

電力系統において発生する不安定現象には様々な形態があるが、次の2つの安定性の問題に帰着できることが多い。

#### 同期安定性

系統内には多くの同期発電機が存在しており、これらが電氣的に一定の回転速度で回転することで同期状態が保たれている。この状態が保たれることを同期安定性という。擾乱によってこの安定性が失われると発電機が脱調状態に陥り、運転を継続できなくなる。

#### 電圧安定性

負荷の漸増や系統故障後に、負荷端における電圧が低下せずに基準電圧からの一定の範囲に収まるかどうかを、電圧安定性という。この安定性は系統の供給可能電力と負荷の動特性によって大きく影響を受ける。送電線の重潮流化や定電力特性を持った負荷が増えてくるにしたがい、電圧安定性が失われ、負荷端電圧が異常に低下するケースが各国で観測されている。

本論文で検討の対象としているのは前者の安定性である。もちろん、電力系統の可変インピーダンス化によって、系統内の無効電力の配分などを適切に調整することで、電圧安定性を改善させることも可能であると考えられるが、本論文では検討の対象とはしなかった。これについては今後の課題である。なお、電圧安定性の問題は比較的最近になって顕在化したものであり、従来は電力システムの安定度というと単に同期安定性のことを指して言

う場合が多かった。そこで本論文でも、特に断らない限り、電力系統の同期安定性(度)のことを単に安定性(度)と呼ぶことにする。

## 2.2.2 過渡安定度と定態安定度

2.1節においてもすでに述べたが、電力系統の動特性を記述する状態方程式は、比較的強い非線形性(*nonlinearity*)を有している。このために、電力系統の安定度を議論する際には、これを以下の2つの安定度の問題に分類することが多い。

- 定態安定度 (steady-state stability)
- 過渡安定度 (transient stability)

定態安定度とは、負荷変動などの系統内の様々な微小擾乱に対して、電力系統が安定性を保つ能力をいう。これは定常状態において継続的に送電しうる能力といいかえることもできる。電力系統の定態安定度を議論する際に、自動電圧調整器(以下 AVR と略す)や調速機などの発電機制御系の効果を考慮する場合には、これを動的定態安定度 (dynamic steady-state stability) と呼んで、考慮しない場合(固有定態安定度, *inherent steady-state stability*) と区別することもある。しかし現在では、発電機制御系を無視して定態安定度を議論することにあまり意味がないので、本論文では単に定態安定度といえば前者を指すことにする。

一方、過渡安定度とは、系統内に送電線事故などの大きな擾乱が起こった場合にも、脱調することなく新しい平衡状態に移行して安定に送電を継続しうる能力を意味している。この場合当然のことながら新しい平衡状態が定態安定であることが必要である。

実は、過渡安定性の問題は、電力系統の非線形性ゆえに生じるものである。線形システムであれば、擾乱除去後のシステムの平衡状態の定態安定性さえ保証されるならば、システムが安定であるということが出来る(すなわち大域的な安定性が保証される)。しかしながら、電力系統の動特性を記述する状態方程式は非線形性項を持つので、擾乱が大きい場合には、擾乱除去後の平衡状態が定態安定であっても、発電機が脱調してしまうことがあり得る。

このように考えると、この2つの問題は実はそれぞれ、非線形システムの平衡点の漸近安定性と、この安定平衡点の吸収領域にかかわるものであることがわかる。ここで、ある平衡状態が漸近安定 (asymptotically stable) であると言うのは、平衡点の近傍から出発した解軌道が、時間とともにその平衡状態に収束していくことを意味している。また吸収領域 (region of attraction) とは、解が平衡状態に収束する時に、その収束解の出発する初期状態の集合のことである。

つまり、通常われわれが電力システムの運用状態が定態安定であるという場合には、その平衡状態が漸近安定であることを意味していることになる。また、電力システムがある擾乱に対して過渡安定であるということは、故障除去後のシステムが漸近安定な平衡状態を持ち、しかも故障除去直後におけるシステムの状態が、この平衡状態の吸収領域の中にあるということと等価である。

微分幾何学の定理によれば、平衡点で状態方程式を線形化して得られるシステム行列が虚軸上に固有値を持たない場合には、非線形システムの平衡点近傍の安定性はこれを線形化して得られたシステムの安定性と等価となる [4]。したがって、電力システムの定態安定度を論じる際にも、線形化した状態方程式を利用することができる。

一方、過渡安定度を考える場合には、吸収領域の大きさが問題になるわけであるから、システムの非線形性を保存した状態で解析を行う必要がある。非線形システムの解析理論については、近年徐々に研究が進みつつあるが、リアプノフの定理を除くと、安定性の判別に容易に使える手法はまだ確立されておらず、多くの場合、過渡安定度を評価する際には計算機によるデジタルシミュレーションに頼らざるを得ないのが現状である。

なお近年では、数十秒間におよぶいわゆる中間時間領域での安定性が問題とされており、中間領域安定度 (midterm stability) とよばれることが多い。これは、第一波 (first swing) 動揺直後に発電機が脱調するのではなく、数秒以上の時間を経過してから動揺が持続もしくは増大していく現象を指している。

このような中間時間領域での不安定性は、多くは制御系定数などの整定に起因していると考えられ、発電機や制御系を詳細に模擬した状態方程式を線形化して得られるシステム行列の固有値を調べることで、実際にその存在が確かめられている。このことから察するに、中間領域安定度といわれているものの多くは、上に述べた意味での定態安定度上の問題として捉えることができるだろう。そもそも以前には、制御系などの詳細な模擬を行わ

ずに定態および過渡安定限界が論じられており、中間時間領域の不安定現象があることが認識されていなかったために、これを定態安定度や過渡安定度とは区別する意味で、中間領域安定度ということがいわれるようになったように推察される。この問題は定態安定度もしくは過渡安定度を論ずる際に、電力システムをある程度忠実に模擬することによってその存在を確認できるわけであるから、これを定態／過渡安定度以外の別の安定度の問題として区別する必要があるわけではない。そこで、本論文ではこれを定態安定度上の問題に分類して扱うことにした。

## 2.3 従来型電力システムの解析モデル

### 2.3.1 発電機とその制御系のモデル

本論文で対象としている電力システムの安定性は、発電機の同期運転に関するものであるから、これを解析する際に発電機をいかにモデル化するのが重要である。本研究では Park モデルとよばれているものを前提に、必要に応じて詳細モデルと簡易モデルを使いわけている。以下には Park モデルについて簡単に述べる。

図 2.1 に  $d$  軸 1 個 ( $kd$  巻線),  $q$  軸 2 個の制動巻線 ( $f_q, kq$  巻線) を持つ発電機モデルと, Park による等価回路を示した。この図では回転子の界磁回路を  $fd$  巻線として表現している。ただし,  $d$  軸と  $q$  軸の回路は直交しているで, その間に相互インダクタンスが存在しないことに注意を要する。この等価回路から, 次のいわゆる Park の式が導かれる。

#### 電機子巻線の電圧／電流関係式

$$v_d = p\phi_d - \phi_q p\theta - Ri_d \quad (2.1)$$

$$v_q = p\phi_q + \phi_d p\theta - Ri_q \quad (2.2)$$

#### 回転子巻線の電圧／電流関係式

$$v_f = p\phi_{fd} + R_{fd}i_{fd} \quad (2.3)$$

$$0 = p\phi_{kd} + R_{kd}i_{kd} \quad (2.4)$$

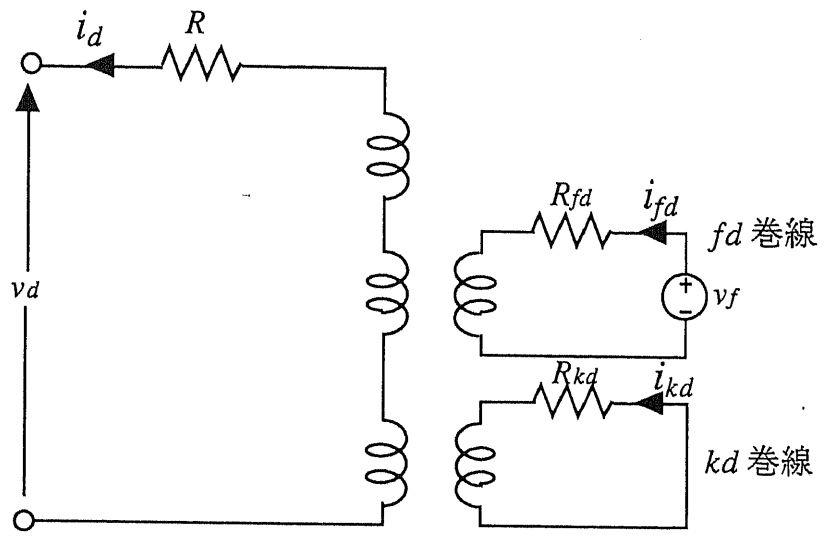
$$0 = p\phi_{fq} + R_{fq}i_{fq} \quad (2.5)$$

$$0 = p\phi_{kq} + R_{kq}i_{kq} \quad (2.6)$$

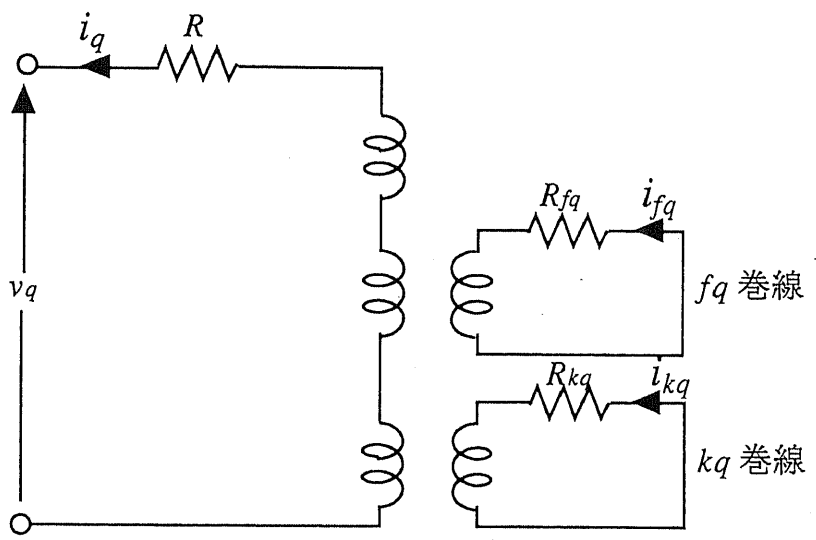
電機子巻線については電機子に固定された相座標 ( $abc$  座標系) から,  $p\theta$  の速度で回転する回転子座標 ( $dq$  座標系) への座標変換が行われる過程で, 回転速度  $p\theta$  に比例する速度起電力に相当する項があらわれることに注意を要する。

ところで, 回転子界磁／制動巻線と電機子間の相互インダクタンスと, 回転子巻線間の相互インダクタンスを決めるのに十分な実測値は得られないので, その決めかたには様々な流儀がある。ここでは次の仮定をおくことにする。





(a) d軸等価回路



(b) q軸等価回路

図 2.1: Park の等価回路

仮定 2.1  $d$  軸,  $q$  軸のそれぞれの回路において, 電機子側と回転子側並びに回転子内での相互リアクタンスは同じ値である。

この仮定から, 回転子鎖交磁束は以下の諸式で表現されることになる。

### 回転子鎖交磁束

$$\phi_d = -x_d i_d + x_{md} i_{fd} + x_{md} i_{kd} \quad (2.7)$$

$$\phi_{fd} = -x_{md} i_d + x_{fd} i_{fd} + x_{md} i_{kd} \quad (2.8)$$

$$\phi_{kd} = -x_{md} i_d + x_{md} i_{fd} + x_{kd} i_{kd} \quad (2.9)$$

$$\phi_q = -x_q i_q + x_{mq} i_{fq} + x_{mq} i_{kq} \quad (2.10)$$

$$\phi_{fq} = -x_{mq} i_q + x_{fq} i_{fq} + x_{mq} i_{kq} \quad (2.11)$$

$$\phi_{kq} = -x_{mq} i_q + x_{mq} i_{fq} + x_{kq} i_{kq} \quad (2.12)$$

三相平衡状態を仮定すると, 発電機の電気出力  $P_e$  とトルク出力  $T_e$  は以下のように表せる。

### 電力およびトルク

$$P_e = v_d i_d + v_q i_q \quad (2.13)$$

$$T_e = \phi_d i_q - \phi_q i_d \quad (2.14)$$

また発電機回転子の運動は, 次の運動方程式で支配される。

### 回転子運動方程式

$$p\theta = \omega \quad (2.15)$$

$$2H p\omega = T_m - T_e - D(\omega - \omega_b) \quad (2.16)$$

が成り立つ。ここに  $T_m$  は発電機に対する機械入力であり,  $H$  は単位慣性定数, また,  $D$  は制動係数であり,  $\omega_b$  は基準回転角速度である。(すなわち, 系統周波数を  $f$  とすれば,

$$\omega_b = 2\pi f$$

である。) なお、このモデルでは制動巻線の効果が  $T_e$  の中に考慮されているので、制動係数  $D$  の値に制動巻線による制動効果を含めるべきでなく、 $D$  は通常はかなり小さい値となる。以上に述べたモデルによって同期機の挙動の詳細な解析を行うことが可能となる。

ところで、通常の場合、同期機の機器定数として測定が可能なのは、以下の諸量である。ただし以下には  $d$  軸回路の定数のみ述べるが、これらの量は  $q$  軸回路についてもまったく同様に定義できる。

同期リアクタンス  $x_d$

$fd$  および  $kd$  回路を開放したときの  $d$  軸回路等価リアクタンス

過渡リアクタンス  $x'_d$

$fd$  回路短絡、 $kd$  回路開放状態での  $d$  軸回路等価リアクタンス

初期過渡リアクタンス  $x''_d$

$fd$  および  $kd$  回路開放状態での  $d$  軸回路等価リアクタンス

開路時定数  $T'_{do}$

$d$  および  $fd$  回路を開放したときの  $i_{fd}$  の減衰時定数

開路初期時定数  $T''_{do}$

$d$  回路を開放、 $fd$  回路を短絡したときの  $i_{kd}$  の減衰時定数

これらの諸量と、Park モデルにおける回路定数の間の関係は、以下のように与えられる。

$$x_{md} = x_d - x_\ell \quad (2.17)$$

$$x_{lfd} = \frac{(x'_d - x_\ell)(x_d - x_\ell)}{x_d - x'_d} \quad (2.18)$$

$$x_{fd} = x_{md} + x_{lfd} \quad (2.19)$$

$$x_{lkd} = \frac{(x'_d - x_\ell)(x''_d - x_\ell)}{x'_d - x''_d} \quad (2.20)$$

$$x_{kd} = x_{md} + x_{lkd} \quad (2.21)$$

$$R_{fd} = \frac{x_{fd}}{T'_{do}} \quad (2.22)$$

$$R_{kd} = \frac{x_{lkd} + \frac{1}{1/x_{md} + 1/x_{lfd}}}{T''_{do}} \quad (2.23)$$

ただし、 $x_e$ は電機子巻線の漏れリアクタンスに相当する。以上により発電機の詳細モデルが得られた。

ところで、発電機には AVR や調速機などの各種制御系が付随しており、定態安定度などを解析する場合には、これらをモデル化する必要がある。以下では、本研究で使用したモデルを説明する。

### 自動電圧調整器 (AVR)

AVR は発電機端子電圧を一定に保つように、励磁電圧を調整する。図 2.2 に、典型的な励磁制御系のブロック図を示す。ただし図中の  $v_t$  は端子電圧である。このモデルでは、AVR および励磁機を一次遅れ要素として表現し、また乱調防止回路も模擬している。

### 調速機

調速機は、回転子の回転速度が一定となるように、発電機への機械入力を制御する装置である。非常に長い時間領域のシミュレーションを行なう場合には、かなり精密な模擬が必要とされるが、本研究ではそのような場合を検討の対象とはしないので、図 2.3 の 1 次遅れのブロック図で、これを模擬することとした。

## 2.3.2 過渡応答解析のためのモデル

前述したように、電力系統の過渡安定度を検討する際には、デジタルシミュレーションを行うのが普通である。多機系統の解析においては、2.3.1 節で述べた発電機モデルを結合して状態方程式を作り、これを基にシミュレーションを行う必要がある。以下では、本研究で使用した方法を簡単に説明する。このアルゴリズムは電力中央研究所の開発した Y 法などで広く用いられているものである。

前節で導出した Park モデルの基本関係式をそのまま多機の電力系統と結合して解析を行うには、モデルが複雑になりすぎ、解析時間が問題となるので、通常以下の仮定を設けるのが普通である。

仮定 2.2 電機子巻線電圧・電流関係式 (2.1), (2.2) において、

$$p\phi_d = p\phi_q = 0 \quad (2.24)$$

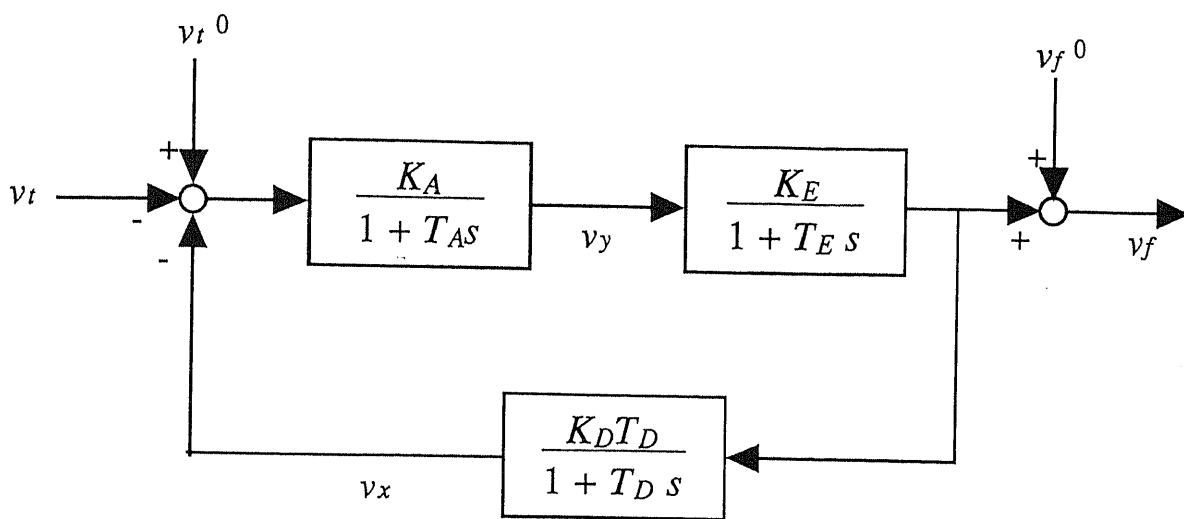


图 2.2: 励磁控制系

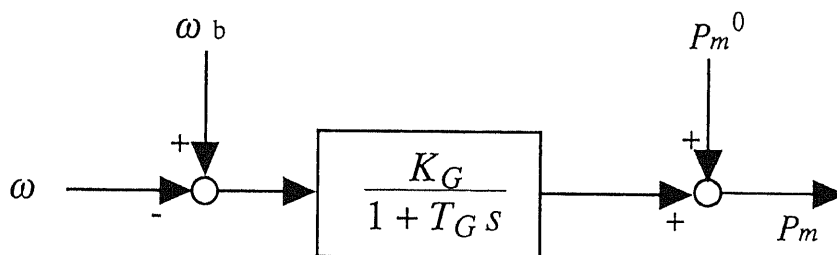


图 2.3: 调速机

が近似的に成り立つ。

この仮定により，電機子回路の過渡現象によって発生する振動性のトルクが無視されることになる。しかし，逆動揺 (back swing) 現象などの解析を必要としない場合には，この仮定をおいても実用上十分な精度が得られる。また後に説明するように，発電機状態方程式の結合が非常に簡単になる。

さて，回転子鎖交磁束の式 (2.7)-(2.12) から，回転子巻線電流を消去して，以下の関係式を得る。

#### d 軸磁束・電流関係式

$$\phi_d = -x_d'' i_d + K_{fd} \phi_{fd} + K_{kd} \phi_{kd} \quad (2.25)$$

$$i_{fd} = K_{fd} i_d + Y_{fd} \phi_{fd} - Y_{md} \phi_{kd} \quad (2.26)$$

$$i_{kd} = K_{kd} i_d - Y_{md} \phi_{fd} + Y_{kd} \phi_{kd} \quad (2.27)$$

#### q 軸磁束・電流関係式

$$\phi_q = -x_q'' i_q + K_{fq} \phi_{fq} + K_{kq} \phi_{kq} \quad (2.28)$$

$$i_{fq} = K_{fq} i_q + Y_{fq} \phi_{fq} - Y_{mq} \phi_{kq} \quad (2.29)$$

$$i_{kq} = K_{kq} i_q - Y_{mq} \phi_{fq} + Y_{kq} \phi_{kq} \quad (2.30)$$

ただし，上式の諸係数は以下の通りとなる。

$$K_{fd} = x_{md}(x_{kd} - x_{md}) / (x_{fd}x_{kd} - x_{md}^2) \quad (2.31)$$

$$K_{kd} = x_{md}(x_{fd} - x_{md}) / (x_{fd}x_{kd} - x_{md}^2) \quad (2.32)$$

$$Y_{fd} = x_{kd} / (x_{fd}x_{kd} - x_{md}^2) \quad (2.33)$$

$$Y_{kd} = x_{fd} / (x_{fd}x_{kd} - x_{md}^2) \quad (2.34)$$

$$Y_{md} = x_{md} / (x_{fd}x_{kd} - x_{md}^2) \quad (2.35)$$

q 軸についても，諸係数は同様に計算される。

d 軸および q 軸の磁束・電流関係式を (2.24) 式の仮定の基で，(2.1),(2.2) 式に代入すれば，

$$v_d = \omega x_q'' i_q - R i_q + \omega f_q(\phi_{fq}, \phi_{kq}) \quad (2.36)$$

$$v_q = -\omega x_d'' i_d - R i_d + \omega f_d(\phi_{fd}, \phi_{kd}) \quad (2.37)$$

となる。したがって、 $d$ 軸、 $q$ 軸それぞれの内部電圧として、初期過渡リアクタンス背後電圧  $f_q(\phi_{fq}, \phi_{kq})$ 、 $f_d(\phi_{fd}, \phi_{kd})$  をとることにすれば、これらは回転子巻線鎖交磁束にのみ依存し、系統側に故障などの変化が生じた際にも不連続に変化することはないので、系統側方程式との結合が容易になる。

もし初期過渡リアクタンスに突極性がなく  $x_d'' = x_q''$  としてよい場合には、 $R$  と  $x_d''$ 、 $x_q''$  を  $R + jx_d''$  として系統側のアドミタンス行列に組み込むことで、計算がさらに容易になる。しかし、初期過渡リアクタンスに突極性がある場合には、発電機内部電圧からみた系統の縮約アドミタンス行列が、発電機回転子の内部位相角  $\delta$  に依存することになるので、ルンゲクッタ法などで常微分方程式を数値的に解く場合に、各時間ステップ毎に縮約アドミタンス行列を作成し直す必要が生じる [5]。そこで通常は、この突極性の問題を解決するために、突極性のない電機子洩れリアクタンス  $x_\ell$  の背後電圧を表す空隙磁束を内部電圧として、系統側との結合を行うことが多い [6]。

空隙磁束は

$$\phi_{ad} = \phi_d + x_\ell i_d \quad (2.38)$$

$$\phi_{aq} = \phi_q + x_\ell i_q \quad (2.39)$$

と表されるので、これを用いて電機子巻線電圧を計算すると、

$$v_d = \omega x_\ell i_q - R i_d - \omega \phi_{aq} \quad (2.40)$$

$$v_q = -\omega x_\ell i_d - R i_q + \omega \phi_{ad} \quad (2.41)$$

が得られる。したがって、内部電圧  $E_g$  を空隙磁束を使って

$$E_{gd} = -\omega \phi_{aq} \quad (2.42)$$

$$E_{gq} = \omega \phi_{ad} \quad (2.43)$$

として定義すれば、 $R$  と洩れリアクタンス  $x_\ell$  を  $R + jx_\ell$  として、系統側のアドミタンス行列に組み込むことができる。この時、洩れリアクタンス  $x_\ell$  には突極性がないので、縮約ア

ドミタンス行列は発電機内部位相角 $\delta$ に依存せず，系統に故障などが発生した瞬間以外は，これを計算し直す必要がない。しかしながら，空隙磁束は

$$\phi_{ad} = -(x_d'' - x_\ell)i_d + K_{fd}\phi_{fd} + K_{kd}\phi_{kd} \quad (2.44)$$

$$\phi_{aq} = -(x_q'' - x_\ell)i_q + K_{fq}\phi_{fq} + K_{kq}\phi_{kq} \quad (2.45)$$

となって，電機子電流にも依存するため，積分の各ステップで収束計算が必要となる。

以上に説明した諸量の関係をベクトル図で表すと，図 2.4 が得られる。

過渡安定シミュレーションにおいては，Park 式の状態変数から，常微分方程式の右辺にあらわれる発電機電機子電流などの従属変数を計算する必要がある。本論文ではこの演算を系統計算とよぶことにする。この計算は系統の特性をアドミタンス行列として表現することで可能となる。

発電機内部電圧からみた系統側のアドミタンス行列を  $Y_G$  とすれば，発電機端子電流は，

$$I_G = Y_G E_G \quad (2.46)$$

で与えられる。この時，系統内の負荷はアドミタンス行列  $Y_G$  の中に組み込んでおく必要がある。上の演算は定格周波数で回転している基準座標系（以下ではこれを  $DQ$  座標系とよんで，各発電機毎に定義された  $dq$  座標と区別する）上において成り立つものである。このため系統計算においては，各発電機の  $dq$  座標で表されている諸量を， $DQ$  座標系に一旦変換してから，(2.46) 式を解き，この結果を再び  $dq$  座標系に変換する必要がある。 $dq$  座標系と  $DQ$  座標系の座標変換は，図 2.5 に示した通りである。この時，発電機内の諸量（電圧・電流など）は，以下の変換式で座標変換される。

$$\begin{bmatrix} \sin \delta & \cos \delta \\ -\cos \delta & \sin \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_D \\ V_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} \quad (2.47)$$

以上をまとめると，電力系統のデジタルシミュレーションのアルゴリズムは図 2.6 に示したようになる。

ところで過渡安定度の評価を行なう際には，回転子磁束の過渡現象と発電機の突極性を無視した簡略モデル（2次モデルもしくは過渡リアクタンス背後電圧一定モデル）が使われることがあり，本論文における検討の中でもこれを用いている。この簡略モデルは，(2.36)，



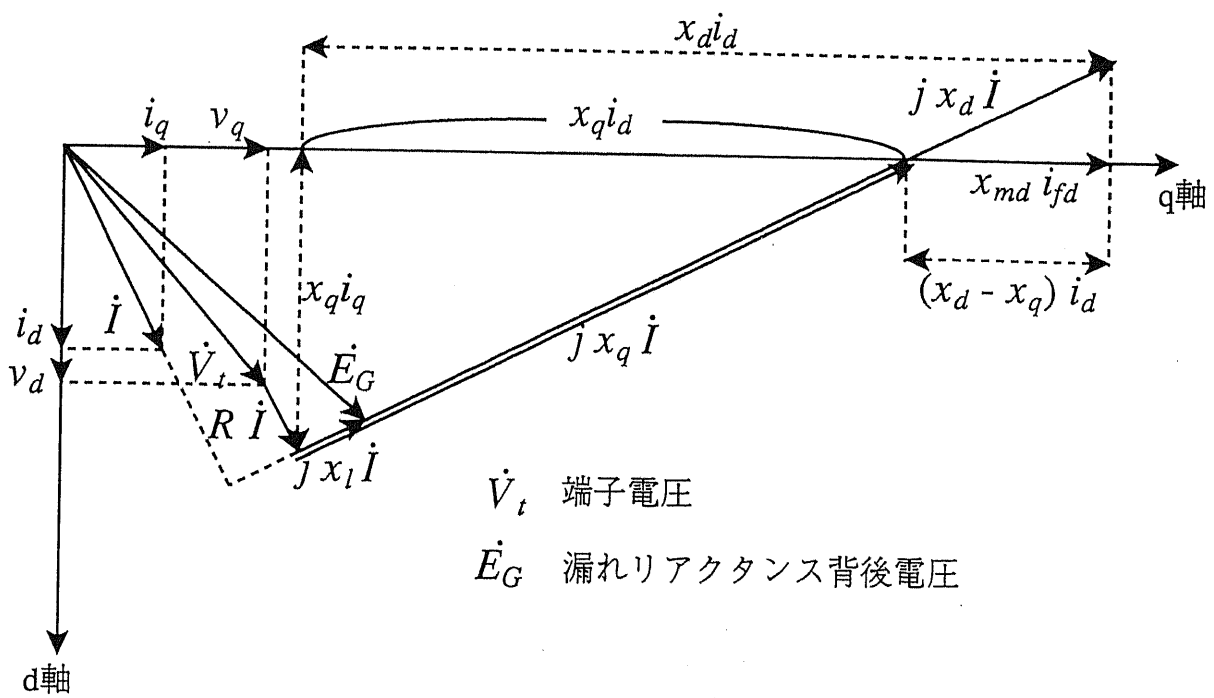


図 2.4: 発電機諸量のベクトル図

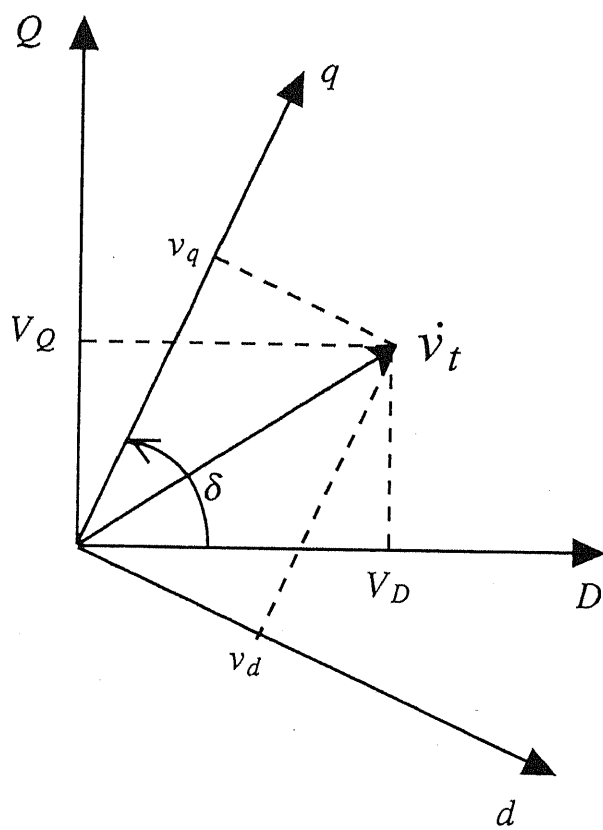


图 2.5: 座標变换

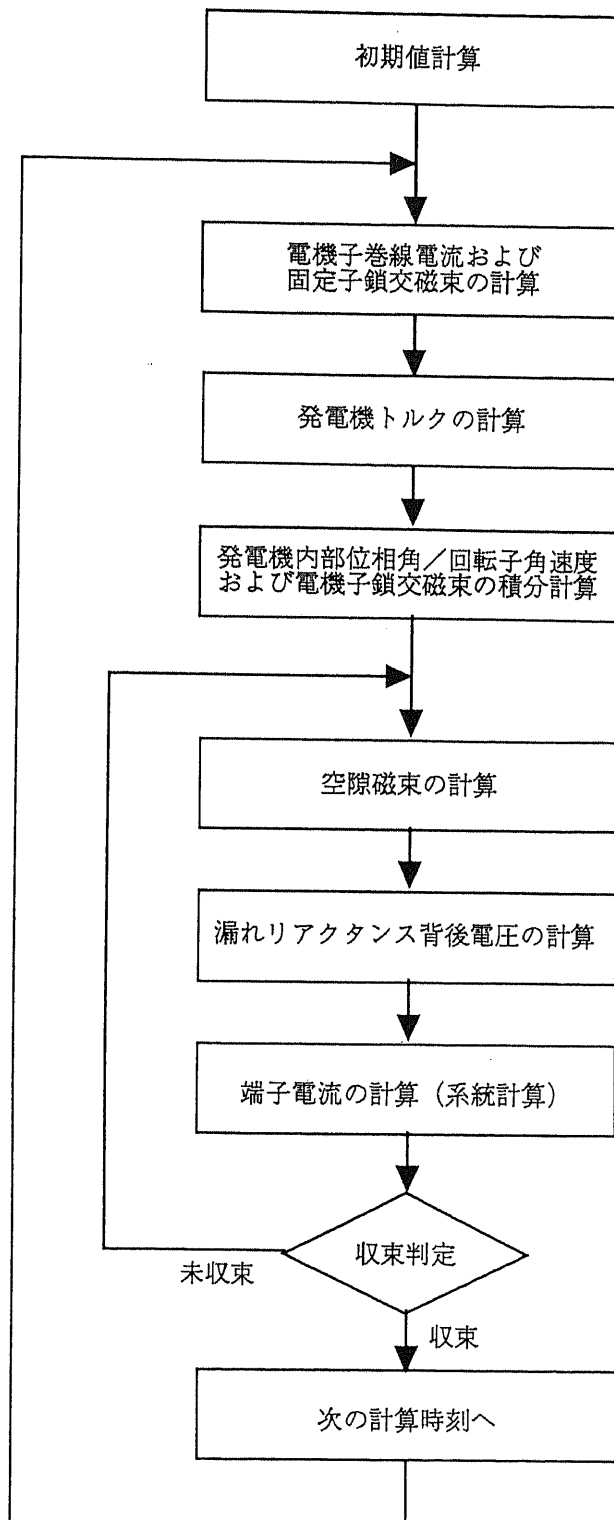


図 2.6: 過渡応答デジタルシミュレーションのアルゴリズム

(2.37) 式で  $x_d'' = x_q'' = x_d'$  とおき、内部電圧としての  $f_d$  と  $f_q$  を一定としたモデルであると言うことができる。この場合には制動巻線によって発生する制動トルクが考慮されないので、運動方程式に制動係数を付加してこれを模擬することがよく行なわれる。以下に、簡略モデルの状態方程式を示す。

簡略モデル (過渡リアクタンス背後電圧一定モデル)

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - P_{ei} - D(\omega_i - \omega_b) \quad (2.48)$$

$$P_{ei} = \sum_{j=1}^n (B_{ij} E_i E_j \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} E_i E_j \cos(\delta_i - \delta_j)) \quad (2.49)$$

ただし、 $M_i (= 2H_i)$  は発電機の慣性であり、 $D_i$  は制動係数、また  $P_{mi}$  と  $P_{ei}$  は機械入力および電気出力である。また  $E_i$  と  $\delta_i$  はそれぞれ  $i$  番目の発電機の過渡リアクタンス背後電圧の大きさとその位相角である。

### 2.3.3 線形化状態方程式の導出

前述したように、電力系統の定態安定度を解析する際に、固有値法は有力な手段となる。ただし、この方法でシステムの安定性を議論する場合には、線形化した状態方程式が必要となる。本節では、VIPS 機器を含まない従来型系統の線形化状態方程式を導出する。線形化状態方程式の導出法はいくつか知られているが、ここに述べるのは可変インピーダンス型電力システムを扱う際にもっとも容易に拡張できる方法である。

#### 発電機モデル

Park 式などの発電機状態方程式を線形化する。まず、電機子巻線および回転子巻線の回路方程式を線形化して、以下の関係式が得られる。

#### 電機子巻線の電圧／電流関係式

$$\begin{bmatrix} \Delta v_d \\ \Delta v_q \end{bmatrix} = p \begin{bmatrix} \Delta \phi_d \\ \Delta \phi_q \end{bmatrix} + \omega_b \begin{bmatrix} -\Delta \phi_q \\ \Delta \phi_d \end{bmatrix} - R \begin{bmatrix} \Delta i_d \\ \Delta i_q \end{bmatrix} + p\Delta\delta \begin{bmatrix} -\phi_q \\ \phi_d \end{bmatrix} \quad (2.50)$$

#### 回転子巻線の電圧／電流関係式

$$\begin{bmatrix} \Delta i_{fd} \\ \Delta i_{kd} \\ \Delta i_{fq} \\ \Delta i_{kq} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{1}{R_{fd}} & & & \\ & \frac{1}{R_{kd}} & & \\ & & \frac{1}{R_{fq}} & \\ & & & \frac{1}{R_{kq}} \end{bmatrix} p \begin{bmatrix} \Delta \phi_{fd} \\ \Delta \phi_{kd} \\ \Delta \phi_{fq} \\ \Delta \phi_{kq} \end{bmatrix} + \Delta v_f \begin{bmatrix} \frac{1}{R_{fd}} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.51)$$

また、回転子鎖交磁束と巻線電流の関係として、次式が得られる。

#### 回転子鎖交磁束

$$\begin{bmatrix} \Delta \phi_d \\ \Delta \phi_q \\ \Delta \phi_{fd} \\ \Delta \phi_{kd} \\ \Delta \phi_{fq} \\ \Delta \phi_{kq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -x_d & 0 & x_{md} & x_{md} & 0 & 0 \\ 0 & -x_q & 0 & 0 & x_{mq} & x_{mq} \\ -x_{md} & 0 & x_{fd} & x_{md} & 0 & 0 \\ -x_{md} & 0 & x_{md} & x_{kd} & 0 & 0 \\ 0 & -x_{mq} & 0 & 0 & x_{fq} & x_{mq} \\ 0 & -x_{mq} & 0 & 0 & x_{mq} & x_{kq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta i_d \\ \Delta i_q \\ \Delta i_{fd} \\ \Delta i_{kd} \\ \Delta i_{fq} \\ \Delta i_{kq} \end{bmatrix} \quad (2.52)$$

発電機のトルクおよびパワーの関係は、以下のようになる。

トルクおよびパワー

$$\Delta T_e = \begin{bmatrix} i_q & -i_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \phi_d \\ \Delta \phi_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\phi_q & \phi_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta i_d \\ \Delta i_q \end{bmatrix} \quad (2.53)$$

$$\Delta P_e = \omega_b \Delta T_e + T_e \Delta \omega \quad (2.54)$$

$$\Delta P_m = \omega_b \Delta T_m + T_m \Delta \omega \quad (2.55)$$

また回転子運動方程式より次式を得る。

運動方程式

$$\Delta T_m - \Delta T_e = \frac{2H}{\omega_b} p \Delta \omega + \frac{D}{\omega_b} \Delta \omega \quad (2.56)$$

ここで、(2.50) 式と (2.52) 式および座標変換式 (2.47) より、次式が導かれる。

$$-p \begin{bmatrix} \Delta \phi_d \\ \Delta \phi_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \sin \delta & -\cos \delta \\ \cos \delta & \sin \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_D \\ \Delta V_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R & x_q & 0 & 0 & -x_{mq} & -x_{mq} & -v_q & -\phi_q \\ -x_d & -R & x_{md} & x_{md} & 0 & 0 & v_d & \phi_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta i_d \\ \Delta i_q \\ \Delta i_{fd} \\ \Delta i_{kd} \\ \Delta i_{fq} \\ \Delta i_{kq} \\ \Delta \delta \\ \Delta \omega \end{bmatrix} \quad (2.57)$$

また、(2.51) 式より、

$$p \begin{bmatrix} \Delta \phi_{fd} \\ \Delta \phi_{kd} \\ \Delta \phi_{fq} \\ \Delta \phi_{kq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_{fd} & & & \\ & -R_{kd} & & \\ & & -R_{fq} & \\ & & & -R_{kq} \end{bmatrix} \left( \begin{bmatrix} \Delta i_{fd} \\ \Delta i_{kd} \\ \Delta i_{fq} \\ \Delta i_{kq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{1}{R_{fd}} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta v_f \right) \quad (2.58)$$

またパワーとトルクの関係式を運動方程式に代入して,

$$\frac{2H}{\omega_b} p \Delta \omega = \begin{bmatrix} \phi_q + x_d i_q & -\phi_d - x_q i_d & -x_{md} i_q & -x_{md} i_q & x_{mq} i_d & x_{mq} i_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta i_d \\ \Delta i_q \\ \Delta i_{fd} \\ \Delta i_{kd} \\ \Delta i_{fq} \\ \Delta i_{kq} \end{bmatrix} - \frac{T_m + D}{\omega_b} \Delta \omega + \frac{1}{\omega_b} \Delta P_m \quad (2.59)$$

ここで, 式(2.57), (2.58), (2.59) をまとめると, 次式が得られる。

$$\begin{bmatrix} -x_d & 0 & -x_{md} & -x_{md} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -x_q & 0 & 0 & -x_{mq} & -x_{mq} & 0 & 0 \\ -x_{md} & 0 & x_{fd} & x_{md} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -x_{md} & 0 & x_{md} & x_{kd} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -x_{mq} & 0 & 0 & x_{fq} & x_{mq} & 0 & 0 \\ 0 & -x_{mq} & 0 & 0 & x_{mq} & x_{kq} & 0 & 0 \\ \hline & & & & & & 1 & 0 \\ & & & & & & 0 & \frac{2H}{\omega_b} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta i_d \\ \Delta i_q \\ \Delta i_{fd} \\ \Delta i_{kd} \\ \Delta i_{fq} \\ \Delta i_{kq} \\ \Delta \delta \\ \Delta \omega \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \sin \delta & -\cos \delta \\ \cos \delta & \sin \delta \\ \hline & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_D \\ \Delta V_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{1}{\omega_b} \end{bmatrix} \Delta P_m - \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta v_f +$$

$$\begin{bmatrix}
 -R & x_q & 0 & 0 & -x_{mq} & -x_{mq} & -v_q & -\phi_q \\
 -x_d & -R & x_{md} & x_{md} & 0 & 0 & v_d & \phi_d \\
 & & -R_{fd} & & & 0 & & \\
 & & & -R_{kd} & & & & \\
 & & & & -R_{fq} & & & \\
 0 & & & & & -R_{kq} & & \\
 & & & & & & & \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\
 \phi_q + x_d i_q & -\phi_d - x_q i_d & -x_{md} i_q & -x_{md} i_q & x_{mq} i_d & x_{mq} i_d & 0 & -\frac{T_m + D}{\omega_b}
 \end{bmatrix}
 \begin{bmatrix}
 \Delta i_d \\
 \Delta i_q \\
 \Delta i_{fd} \\
 \Delta i_{kd} \\
 \Delta i_{fq} \\
 \Delta i_{kq} \\
 \Delta \delta \\
 \Delta \omega
 \end{bmatrix}
 \quad (2.60)$$

ここで得られた(2.60)式が、発電機の線形化状態方程式となる。ただし、ここでは状態変数として、電機子および回転子巻線電流の偏差<sup>1</sup>、発電機内部位相角偏差 $\Delta\delta$ と角速度偏差 $\Delta\omega$ が選ばれていることに注意を要する。また右辺の $\Delta v_f$ と $\Delta P_m$ には、以下に述べる励磁制御系と調速機の効果を組み込むことになる。

#### 励磁制御系および調速機の発電機モデル組み込み

図 2.2 および 図 2.3 のブロック図から、以下の線形化状態方程式が得られる。

#### 励磁制御系の線形化状態方程式

$$\begin{bmatrix}
 T_E & 0 & 0 \\
 -K_D T_D & T_D & 0 \\
 0 & 0 & T_A
 \end{bmatrix}
 p
 \begin{bmatrix}
 \Delta v_f \\
 \Delta v_x \\
 \Delta v_y
 \end{bmatrix}
 +
 \begin{bmatrix}
 0 & 0 \\
 0 & 0 \\
 \frac{K_A V_D}{V_i} & \frac{K_A V_Q}{V_i}
 \end{bmatrix}
 \begin{bmatrix}
 \Delta V_D \\
 \Delta V_Q
 \end{bmatrix}
 =
 \begin{bmatrix}
 -1 & 0 & K_E \\
 0 & -1 & 0 \\
 0 & -K_A & -1
 \end{bmatrix}
 \begin{bmatrix}
 \Delta v_f \\
 \Delta v_x \\
 \Delta v_y
 \end{bmatrix}
 \quad (2.61)$$

#### 調速機の線形化状態方程式

$$T_G p \Delta P_m = -\Delta P_m - K_G \Delta \omega \quad (2.62)$$

式(2.61)および式(2.62)を、発電機状態方程式(2.60)に組み込むことで、AVRおよび調速機を考慮した発電機状態方程式を得ることができる。このモデルでは、各発電機の状

<sup>1</sup>巻線電流の代りに巻線の鎖交磁束を状態変数に選ぶ方法もある。





$$+ \begin{bmatrix} -I_{Q1} & 0 \\ I_{D1} & \\ & \ddots \\ & & -I_{Qn} \\ 0 & I_{Dn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta_1 \\ \vdots \\ \Delta\delta_n \end{bmatrix} \quad (2.68)$$

上式では，発電機端子電圧偏差 $\Delta V_D$ ， $\Delta V_Q$ が，状態変数として選んだ電機子電流偏差 $\Delta i_d$ ， $\Delta i_q$ と内部位相角 $\Delta\delta$ によって表現されていることに注意されたい。

以上の議論をまとめると，多機系統について次の線形化状態方程式が得られる。

$$A\dot{\underline{x}}_g + B\Delta\underline{V}_G = C\underline{x}_g \quad (2.69)$$

$$Y\underline{V}_G = D\underline{x}_g \quad (2.70)$$

ここで状態変数ベクトルは以下のように定義される<sup>2</sup>。

$$\underline{x}_g \triangleq \begin{bmatrix} \underline{x}_1 \\ \vdots \\ \underline{x}_n \end{bmatrix} \quad (2.71)$$

$$\underline{x}_i \triangleq \left[ \Delta i_d \quad \Delta i_q \quad \Delta i_{fd} \quad \Delta i_{kd} \quad \Delta i_{fq} \quad \Delta i_{kq} \quad \Delta\delta \quad \Delta\omega \quad \Delta P_m \quad \Delta v_f \quad \Delta v_x \quad \Delta v_y \right]^T \quad (2.72)$$

式(2.70)中の行列 $Y$ は，先に説明した通り発電機端子から見た送電網のアドミタンス行列である。またその他の行列 $A$ ， $B$ ， $C$ ， $D$ は以下のように定義される。

$$A \triangleq \text{diag} \left[ A_1 \quad A_2 \quad \cdots \quad A_n \right] \quad (2.73)$$

$$B \triangleq \text{diag} \left[ B_1 \quad B_2 \quad \cdots \quad B_n \right] \quad (2.74)$$

$$C \triangleq \text{diag} \left[ C_1 \quad C_2 \quad \cdots \quad C_n \right] \quad (2.75)$$

$$D \triangleq \text{diag} \left[ D_1 \quad D_2 \quad \cdots \quad D_n \right] \quad (2.76)$$

<sup>2</sup>紙幅の都合で， $i$ 番目の発電機の状態変数ベクトル $\underline{x}_i$ の各要素について，添え字 $i$ を省略した



$$C_i = \begin{bmatrix}
-R & x_q & 0 & 0 & -x_{mq} & -x_{mq} \\
-x_d & -R & x_{md} & x_{md} & 0 & 0 \\
0 & 0 & -R_{fd} & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & -R_{kd} & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & -R_{fq} & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -R_{kq} \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
\phi_q + x_d \dot{i}_q & -\phi_d - x_q \dot{i}_d & -x_{md} \dot{i}_q & -x_{md} \dot{i}_q & x_{mq} \dot{i}_d & x_{mq} \dot{i}_d \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
-v_q & -\phi_q & 0 & 0 & 0 & 0 \\
v_d & \phi_d & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & -\frac{T_m+D}{\omega_b} & \frac{1}{\omega_b} & 0 & 0 & 0 \\
0 & -K_G & -1 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & -1 & 0 & K_E \\
0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & -K_A & -1
\end{bmatrix} \quad (2.79)$$

$$D_i = \left[ \begin{array}{cc|c|c}
\sin \delta & \cos \delta & -I_Q & \\
-\cos \delta & \sin \delta & I_D & \\
\hline
O_{2 \times 4} & & & O_{2 \times 5}
\end{array} \right] \quad (2.80)$$

式(2.69)に式(2.70)を代入すると、以下の線形化方程式が得られる。

$$\dot{\underline{x}}_g = \mathcal{A} \underline{x}_g \quad (2.81)$$

$$A \triangleq A^{-1}(C - BY^{-1}D) \quad (2.82)$$

ここに得られたシステム行列  $A$  の固有値実部の正負によって、電力システムの定態安定度を議論することができる。ただし、各発電機の内部位相角  $\delta$  については、他の発電機位相角との相対値のみが意味を持つので、システム行列  $A$  は必ず 1 つの零固有値を持つ。状態変数として  $\Delta\delta_1, \Delta\delta_2, \dots, \Delta\delta_n$  の代わりに、 $\Delta\delta_2 - \Delta\delta_1, \Delta\delta_3 - \Delta\delta_1, \dots, \Delta\delta_n - \Delta\delta_1$  を選んで、状態変数の総数を 1 つ減らすことで、この零固有値を除去できる。したがって、この零固有値はシステムの安定性に何等影響を与えない。

## 2.4 可変インピーダンス型電力システムの解析モデル

本節では、前節に述べた従来型の電力システムの解析モデルを、可変インピーダンス型電力システムに適用可能とするように拡張する。以下ではまず、系統構成の切換え制御の基本となる遮断器開閉操作の表現法について述べる。次に可変直列コンデンサおよび高速移相器のモデル化を行う。さらに、これらの可変インピーダンス機器を、デジタルシミュレーションプログラムと固有値解析プログラムに組み込む方法について説明する。ここで導いた方法は、従来の解析プログラムを大きく変更することなく、実現が可能であるという特長を持つ。

### 2.4.1 遮断器開閉操作

本研究の成果の一つである系統構成切換え制御 (switching-over control) の基礎となるのは、遮断器の開閉操作である。この操作は系統の過渡安定度を向上させるために、過渡時に行われるものであり、送電網のアドミタンス行列の離散的变化として、簡単にデジタルシミュレーションプログラムに組み込むことができる。

さて、遮断器の開閉操作には、以下の2つの場合が考えられる。

- 送電線の投入/遮断 (図 2.7参照)
- 母線の併用/分離 (図 2.8参照)

#### 送電線の投入/遮断

図 2.7に示したように、送電網のノード  $k$  と  $m$  の間に設置された送電線の遮断/投入を考える。この送電線のインピーダンスを  $Z$  とすれば、送電網のアドミタンス行列  $Y_N$  の成分は、この送電線の投入によって、以下のように変化する。

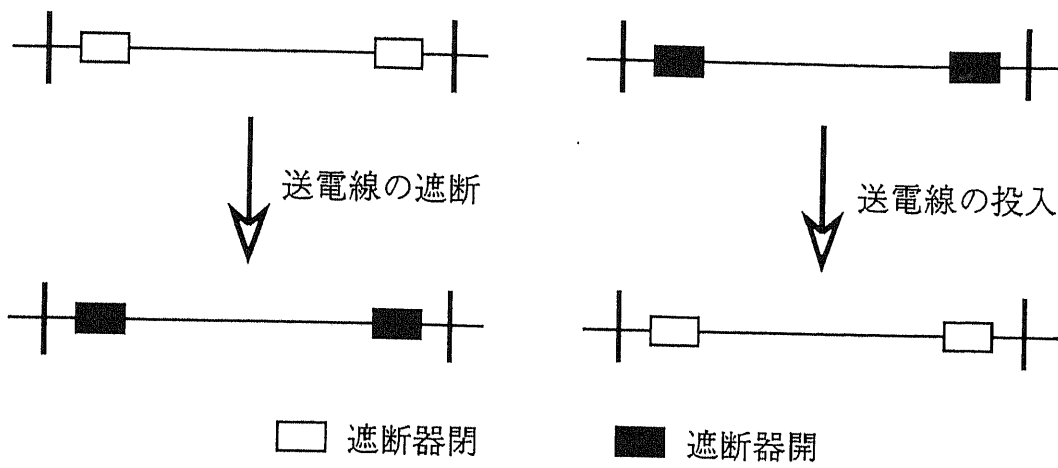


図 2.7: 送電線の投入／遮断

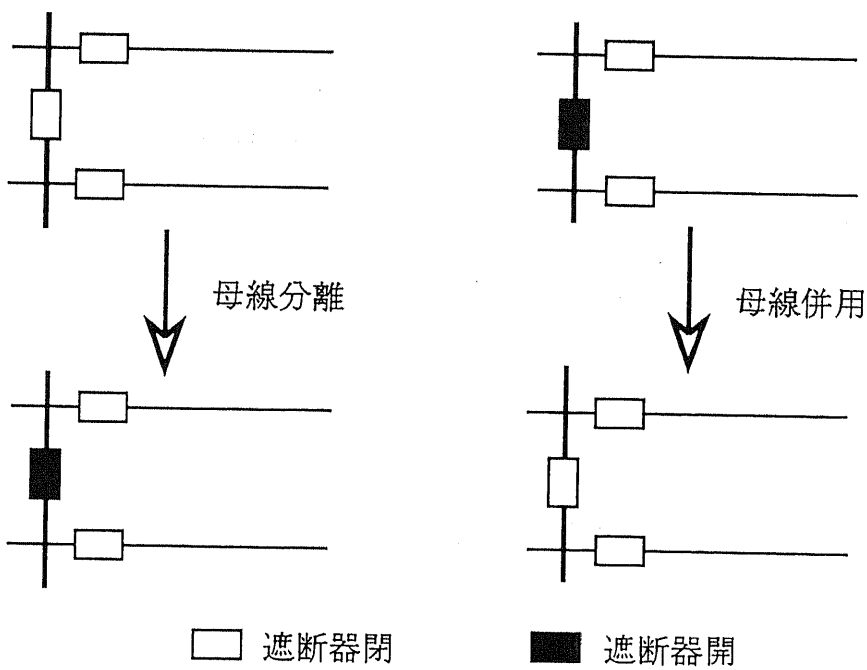


図 2.8: 母線の併用／分離

### 送電線の投入

$$\begin{cases} \dot{Y}_{Nkk} & \rightarrow \dot{Y}_{Nkk} + 1/\dot{Z} \\ \dot{Y}_{Nmm} & \rightarrow \dot{Y}_{Nmm} + 1/\dot{Z} \\ \dot{Y}_{Nkm} & \rightarrow \dot{Y}_{Nkm} - 1/\dot{Z} \\ \dot{Y}_{Nmk} & \rightarrow \dot{Y}_{Nmk} - 1/\dot{Z} \end{cases} \quad (2.83)$$

逆にこの送電線を遮断するときには、これらの変化は次式のようにになる。

### 送電線の遮断

$$\begin{cases} \dot{Y}_{Nkk} & \rightarrow \dot{Y}_{Nkk} - 1/\dot{Z} \\ \dot{Y}_{Nmm} & \rightarrow \dot{Y}_{Nmm} - 1/\dot{Z} \\ \dot{Y}_{Nkm} & \rightarrow \dot{Y}_{Nkm} + 1/\dot{Z} \\ \dot{Y}_{Nmk} & \rightarrow \dot{Y}_{Nmk} + 1/\dot{Z} \end{cases} \quad (2.84)$$

### 母線の併用／分離

送電線の切換えと異なり、母線を併用／分離する場合には、送電網のノード数が増減することになるので、アドミタンス行列 $\dot{Y}_N$ の変更は若干複雑になる。まず母線を併用する場合から考えることにする。

併用前の母線のノード番号を $k$ および $m$ とし、ノード $k, m$ 間の伝達アドミタンスは0であったとする。この時、ノード $m$ をノード $k$ と短絡することにより、送電網のアドミタンス行列 $\dot{Y}_N$ の要素は、以下のように変化する。

$$\begin{cases} \dot{Y}_{Nik} & \rightarrow \dot{Y}_{Nik} + \dot{Y}_{Nim} \quad (i \neq k) \\ \dot{Y}_{Nik} & \rightarrow \dot{Y}_{Nik} + \dot{Y}_{Nmm} \quad (i = k) \end{cases} \quad (2.85)$$

以上の変更を行った上で、アドミタンス行列 $\dot{Y}_N$ の $m$ 行と $m$ 列を除去すれば、母線併用後のアドミタンス行列が作成できる。母線併用前の送電網のノード数が $N$ であったとすれば、母線併用後のアドミタンス行列の次元は $N-1$ になる。

次に、併用していた母線を分離する場合を考える。ノード $k$ で表されていた母線が、ノード $k$ とノード $m$ に分離されたと仮定する。この場合、母線分離にともなうアドミタンス行列変更の手順は以下の通りとなる。

1.  $\dot{Y}_N$ 行列の $m$ 行目に一行を、 $m$ 列目に一列を挿入する（アドミタンス行列の拡張）。



2. 拡張後のアドミタンス行列の  $k, m$  行および  $k, m$  列の値を 0 にする。
3. 送電網の接続関係を基に、ノード  $k$  および  $m$  に関する伝達アドミタンスと駆動点アドミタンスを計算し直す。

### 縮約アドミタンス行列の再計算

2.3.2節において説明したように、電力系統の過渡応答をデジタルシミュレーションによって解析する場合には、発電機内部電圧からみた系統側の縮約アドミタンス行列  $Y_G$  が必要となる。系統内の送電線もしくは母線の切換えにより、送電網のアドミタンス行列  $Y_N$  が変化した場合には、これに応じて縮約アドミタンス行列  $Y_G$  も変化するのので、これを計算しなおさねばならない。ここで  $Y_N$  から  $Y_G$  を計算する方法を簡単に説明しておく。

まず、発電機端子から見た送電網のアドミタンス行列を  $DQ$  座標軸で表して、

$$\begin{bmatrix} I_{D1} + jI_{Q1} \\ I_{D2} + jI_{Q2} \\ \vdots \\ I_{Dn} + jI_{Qn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{11} + jB_{11} & G_{12} + jB_{12} & \cdots & G_{1n} + jB_{1n} \\ G_{21} + jB_{21} & G_{22} + jB_{22} & \cdots & G_{2n} + jB_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ G_{n1} + jB_{n1} & G_{n2} + jB_{n2} & \cdots & G_{nn} + jB_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{D1} + jV_{Q1} \\ V_{D2} + jV_{Q2} \\ \vdots \\ V_{Dn} + jV_{Qn} \end{bmatrix} \quad (2.86)$$

とすれば、

$$\begin{bmatrix} I_{D1} \\ I_{Q1} \\ \vdots \\ I_{Dn} \\ I_{Qn} \end{bmatrix} = Y \begin{bmatrix} V_{D1} \\ V_{Q1} \\ \vdots \\ V_{Dn} \\ V_{Qn} \end{bmatrix} \quad (2.87)$$

ただし、

$$Y = \begin{bmatrix} \begin{array}{cc|ccc} G_{11} & -B_{11} & & & G_{1n} & -B_{1n} \\ B_{11} & G_{11} & & \cdots & B_{1n} & G_{1n} \\ \hline & \vdots & & \ddots & & \\ \hline G_{n1} & -B_{n1} & & & G_{nn} & -B_{nn} \\ B_{n1} & G_{n1} & & & B_{nn} & G_{nn} \end{array} \end{bmatrix} \quad (2.88)$$

ここで発電機  $k$  の内部電圧として、漏れリアクタンス背後電圧をとることにすれば、 $DQ$  座標上で

$$\begin{bmatrix} V_{Dk} \\ V_{Qk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_{GDk} \\ E_{GDk} \end{bmatrix} - [Z'_k] \begin{bmatrix} I_{Dk} \\ I_{Qk} \end{bmatrix} \quad (2.89)$$

$$Z'_k \triangleq \begin{bmatrix} R_k & -x_{lk} \\ -x_{lk} & R_k \end{bmatrix} \quad (2.90)$$

ここで、

$$Z' = \text{diag}[Z'_1 \cdots Z'_n] \quad (2.91)$$

を定義すれば、発電機内部電圧からみた縮約アドミタンス行列が

$$Y_G = (I_{2n \times 2n} + YZ')^{-1}Y \quad (2.92)$$

で計算できる。したがって、系統構成を切替えた瞬間に、上式によって縮約アドミタンス行列  $Y_G$  を再計算し、デジタルシミュレーションを続行すれば、切替え制御の効果が反映されることになる。

## 2.4.2 可変インピーダンス機器のモデル

本研究の後半では、パワーエレクトロニクスを応用した可変インピーダンス機器の制御を取り扱う。この検討において対象とするのは、次の2つの可変インピーダンス機器である。

- 可変直列コンデンサ (Variable Series Capacitor, VSrC)
- 高速移相器 (High Speed Phase Shifter, HSPS)

これらの機器は送電線に直列に挿入されて使用されるので、送電線潮流に大きな影響を与える。

### 可変直列コンデンサ (VSrC)

電力用コンデンサを送電線に直列に常時挿入することで、送電線のリアクタンス分の一部を打ち消す方法を、直列コンデンサ補償 (series compensation) とよび、送電線の容量

増加（安定度の向上）、並列線路の潮流分担制御などを目的として、多くの採用例がある<sup>4</sup>。  
また、直列コンデンサの補償率は

$$\text{補償率} \triangleq \frac{\text{挿入したコンデンサのリアクタンス}}{\text{線路リアクタンス}} \times 100\%$$

によって定義される。この直列コンデンサの並列スイッチをオンオフ制御することにより、過渡安定度を向上させることも知られている。

可変直列コンデンサは、直列コンデンサにサイリスタを組み合わせることで、補償率を高速かつ連続に変化できるようにすることをねらったものである。これにより、ループ潮流などをより精密に制御でき、またこれを高速に制御することで過渡安定度を向上したり、連続制御の利点をいかして、電力動揺モードのダンピング向上などをはかることができる。

現在までに、図 2.9 に示す 2 つの方式の可変直列コンデンサが開発されている。まず図 2.9(a) に示したものは、直列に接続したコンデンサをサイリスタスイッチでオンオフすることによって、補償率を可変にするものである。また図 2.9(b) に示したものは、コンデンサと並列接続されたリアクトルの電流をサイリスタスイッチによって制御することで、機器全体としての等価リアクタンスを可変にしようとするものである。後者の原理はシステムの電圧維持に利用されている静止型無効電力補償装置（Static Var Compensator, SVC）を直列にしたものとしても理解できる。ただし、このままの形では、系統内の高調波源となる可能性がある。

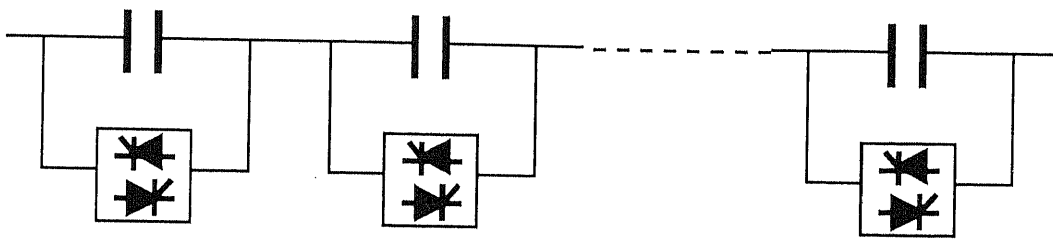
高調波の問題も含め、これらの機器の動作を厳密に模擬するには、波形レベルでの解析が必要となる。本論文では安定度上の効果を評価することを目的としているので、これを単に連続に変化するリアクタンス分として表現することにする。[2] などによると、VSrC の動作速度はきわめて高速であるとされているが、ここではこれを時定数  $T_V$  が 100msec から 200msec 程度の一次遅れ要素としてモデル化することにした。

## 高速移相器 (HSPS)

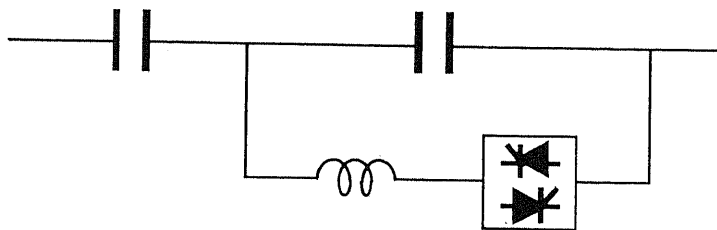
移相変圧器とは、直列変圧器を介して各相電圧に直交する位相を持つ電圧<sup>5</sup>を挿入することによって、変圧器 1 次 / 2 次側の電圧を移相するための装置である。回路理論的には、

<sup>4</sup>わが国でも関西電力の大黒部幹線に設置されている

<sup>5</sup>例えば a 相に直交する電圧としては、b-c 相間電圧を利用できる



(a) 可変直列コンデンサの構成1



(b) 可変直列コンデンサの構成2

図 2.9: 可変直列コンデンサ

これを複素巻線比を持つ変圧器として扱うことができる。現在ある移相変圧器は、挿入電圧の大きさを機械式タップで変化させることにより、移相角を段階的に調整できるようにしたものであり、潮流の調整などに使われている<sup>6</sup>。

高速移相器 (High Speed Phase Shifter) は、タップによって挿入電圧を調整するのではなく、これをインバータによって発生させることで、移相角を連続かつ高速に制御するものである (図 2.10 参照)。

移相角の制御速度は使用するインバータによって決まるが、系統の安定化に利用するためには、VSRC の場合と同様に、時定数として 100msec から 200msec 程度のものがあれば十分である。本論文では HSPS の特性を、VSRC 同様に一次遅れ要素としてモデル化することにする。また、最大移相角度は  $\pm 15$  度程度の装置を想定した。

### 2.4.3 可変インピーダンス機器を含む系統のデジタルシミュレーション

本論文で検討の対象としている可変インピーダンス機器は、いずれもその動作によって、送電網のアドミタンス行列を連続的に変化させるものである。VIPS 機器を含む電力系統の過渡解析を行う際には、これらの機器の動作を 2.3.2 節で説明した系統計算の部分 (すなわち発電機状態変数より系統内の電圧/電流分布を計算する部分) に反映させればよい。

系統計算において VIPS 機器を考慮するもっとも簡単な方法は、その動作をアドミタンス行列の中に組み込むことである [7]。すなわちルンゲクッタ法による積分計算の各ステップにおいて、VIPS 機器の状態量から送電網のアドミタンス行列と発電機内部電圧からみた系統の縮約アドミタンス行列を計算し、これを基に系統計算を行えばよい。以下ではこの方法による系統計算をアルゴリズム A と呼ぶことにする。

この方法の問題は、系統計算に要する計算時間を著しく増大させてしまう点にある。実際、 $n$  次のルンゲクッタ法を利用してシミュレーションを行う場合には、1 ステップの積分計算に  $n$  回の系統計算が必要となり、シミュレーション時間のかなりの部分が系統計算に要されている。縮約アドミタンス行列の計算には逆行列演算を含む行列演算を必要とするため、およそ系統規模の 3 乗に比例してその計算時間が増大することになる<sup>7</sup>。したがっ

<sup>6</sup>ただし、わが国で現在稼動しているものは少ない。

<sup>7</sup>無論、アドミタンス行列のスパース性を利用すれば、ある程度計算時間の増加を抑制できる

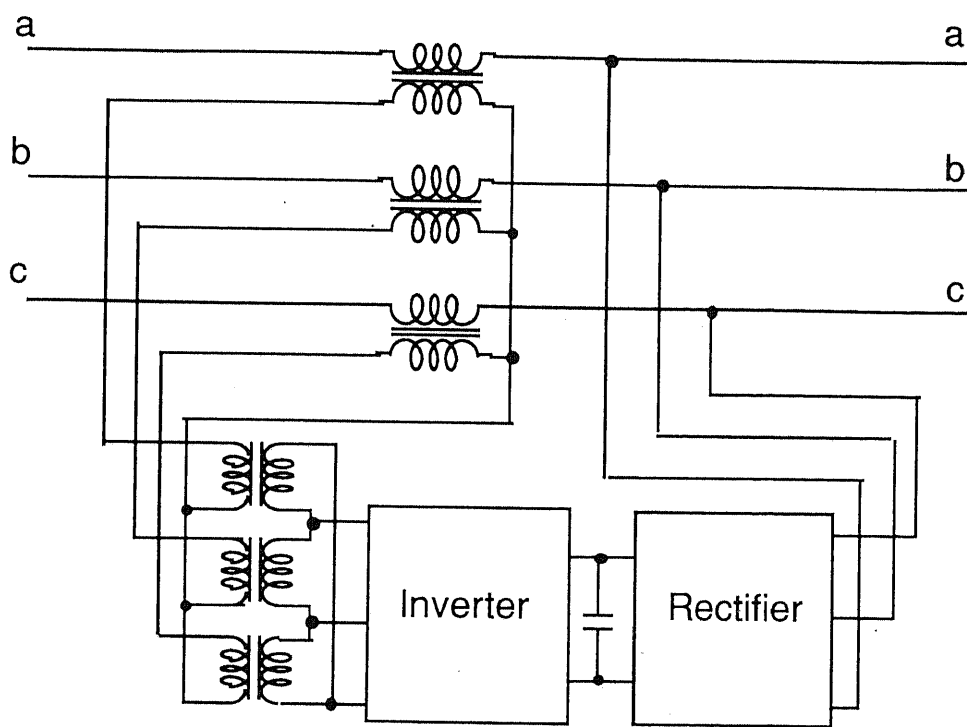


图 2.10: 高速移相器

て、系統内に1つのVIPS機器を考慮するだけでも、VIPS機器がない場合に比して、系統のシミュレーションに要する時間は一桁以上大きくなってしまふ。

この問題を解決するために、本研究では、系統アドミタンス行列の変更を行わずに、VIPS機器を設置したブランチの両端のノードに、系統内の電圧/電流分布が保存されるような等価電流を注入することで、VIPS機器の動作を模擬する方法を開発した。以下ではVSRcおよびHSPSのそれぞれについて、その等価電流源モデルを説明する。

### 可変直列コンデンサの等価電流源モデル

図2.11(a)は、直列コンデンサを設置した送電線路のモデルである。補償率が $\gamma$ の時に、送受電端電圧と電流の関係は

$$\dot{i} = \frac{\dot{V}_1 - \dot{V}_2}{j(1-\gamma)x} \quad (2.93)$$

となる。ここで、この回路の直列コンデンサを短絡し、その代わりとして、送/受電端に等価注入電流源をおくことで、外部からこの回路を見たときの特性が、上式に示したものと同一になる条件を求めてみる。送受電端電流は、ともに $\dot{i}$ であるから、送電端に注入する電流を $\dot{I}_V$ とすると、逆に受電端からは $\dot{I}_V$ の電流を取り出す必要がある。したがって、この等価回路は、図2.11に示すごとくになる。この等価回路において、(2.93)式の関係が満たされるためには、

$$\dot{I}_V = -\gamma\dot{i} \quad (2.94)$$

が成り立たねばならない。(2.94)式の関係が満たされるならば、図2.11(b)は図2.11(a)と完全に等価となる。ここで得られた等価回路では、線路リアクタンスは直列コンデンサ補償率によらず一定となるので、送電網のアドミタンス行列も変化しない。

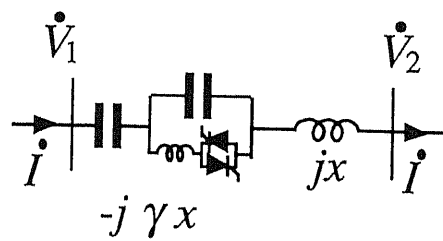
また、(2.94)式の条件を、送受電端電圧を使って

$$\dot{I}_V = -\frac{\gamma(\dot{V}_1 - \dot{V}_2)}{j(1-\gamma)x} \quad (2.95)$$

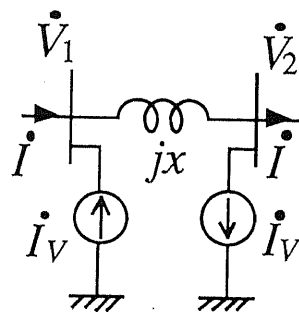
と表すこともできる。

なお以上では説明を簡単とするために、線路抵抗を無視していたが、一般に無補償時の線路インピーダンスが $Z = r + jx$ で表される場合には、

$$\dot{I}_V = -\frac{j\gamma x(\dot{V}_1 - \dot{V}_2)}{Z(Z - j\gamma x)} \quad (2.96)$$



(a) 可変直列コンデンサ補償線路



(b) 可変直列コンデンサの等価電流源モデル

図 2.11: 可変直列コンデンサのモデル化



を利用すればよい<sup>8</sup>。

### 高速移相器の等価電流源モデル

この場合も VSrC と同様の考え方で、等価電流源モデルを導くことができる。ここでは移相器を設置した送電線のモデルとして、図 2.12(a) を考えることにする。ただし図中のリアクタンス  $x$  は、線路リアクタンスと移相器漏れリアクタンスの和を示している。

移相器では一次側電圧に直交する電圧が挿入されるわけであるから、移相角を  $\alpha$  とすると一次/二次電圧の関係は

$$\dot{V}'_2 = (1 + j \tan \alpha) \dot{V}_1 \quad (2.97)$$

となる。したがって、先に述べたように、これを複素巻線比  $1 : (1 + j \tan \alpha)$  の変圧器とみなすことができる。さて、移相器の一次側と二次側で、皮相電力は保存されるから、

$$\dot{V}_1 \bar{I}_1 = \dot{V}'_2 \bar{I}_2 \quad (2.98)$$

が成り立たねばならない。したがって、一次電流と二次電流の間には、

$$\dot{I}_1 = (1 - j \tan \alpha) \dot{I}_2 \quad (2.99)$$

という関係が成立する。また二次側電流は、端子電圧を使って、

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{V}'_2 - \dot{V}_2}{jx} \quad (2.100)$$

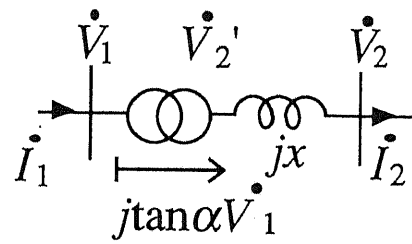
と表すことができる。

以上に述べた移相器の電圧/電流の関係が保存されるような等価回路を導くことにする。VSrC の場合と同様に、図 2.12(b) に示す等価回路を考える。ただし、移相器では一次電流と二次電流が異なるので、送電端への注入電流  $\dot{I}_{V1}$  と受電端から取り出す電流  $\dot{I}_{V2}$  の値が同じでなくなる点に注意を要する。

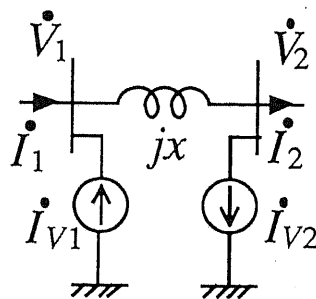
さて、図 2.12(b) の等価回路で、先に述べた電圧/電流の関係が保存されるために、

$$\dot{I}_1 + \dot{I}_{V1} = \dot{I}_2 + \dot{I}_{V2} = \frac{\dot{V}_1 - \dot{V}_2}{jx} \quad (2.101)$$

<sup>8</sup>言うまでもなく、(2.96) 式で  $r = 0$  とおけば、(2.95) 式に一致する。



(a) HSPS設置線路



(b) HSPSの等価電流源モデル

図 2.12: 高速移相器のモデル化

が、成り立つ必要がある。したがって、注入電流はそれぞれ以下のように計算される。

$$\dot{I}_{V1} = -\frac{\tan^2 \alpha}{jx} \dot{V}_1 - \frac{\tan \alpha}{x} \dot{V}_2 \quad (2.102)$$

$$\dot{I}_{V2} = -\frac{\tan \alpha}{x} \dot{V}_1 \quad (2.103)$$

以上の説明からも明らかな通り、VIPS 機器模擬のための等価注入電流は VIPS 設置ブランチの両端もしくは片端のノードの電圧に依存する。したがって、積分計算の各ステップにおいて、系統内の電圧/電流分布を計算するために、繰り返し計算が必要である。すなわち、VIPS 機器設置端のノード電圧として、前回の系統計算によって得られた値を利用して等価注入電流を計算し、この値を使って再び系統内の電圧/電流分布を計算するという手順を、電圧/電流値が収束するまで繰り返すことが必要となる。この方法による系統計算をアルゴリズム B と呼ぶことにする。前述したアルゴリズム A と、アルゴリズム B による系統計算のフローチャートを、それぞれ図 2.13、図 2.14 に示した。図 2.14 に示したとおり、アルゴリズム B では、VIPS 機器の等価注入電流と発電機内部電圧から、発電機端子電流を計算する必要がある。この計算法については、付録 A に示した。

系統計算に提案するアルゴリズム B を採用することで、縮約アドミタンス行列の再計算が不要になるので、シミュレーション時間は大幅に短縮される。図 2.15 に、5 秒間の過渡現象のシミュレーションに要する計算時間 (CPU time) を示した。計算に用いたシステムは、Sun Microsystems 社の SPARC server 470 である。

図 2.15 に示した通り、アルゴリズム A では、対象系統規模が拡大すると、計算時間がほぼ系統規模の 3 乗に比例して増大する。特に IEEE New England 39 母線系統を対象とした場合、アルゴリズム A では、VIPS 機器を含まない従来系統に比して、実に 40 倍程度の計算時間を要するのに対して、アルゴリズム B を用いれば、数十%程度計算時間が増加するだけである。実系統の規模は、さらに一桁以上大きいことを考えると、アルゴリズム A によって実系統を解析するのは非常に難しく、提案するアルゴリズム B によって、はじめて大規模な可変インピーダンス型電力システムの解析が可能となると言える。

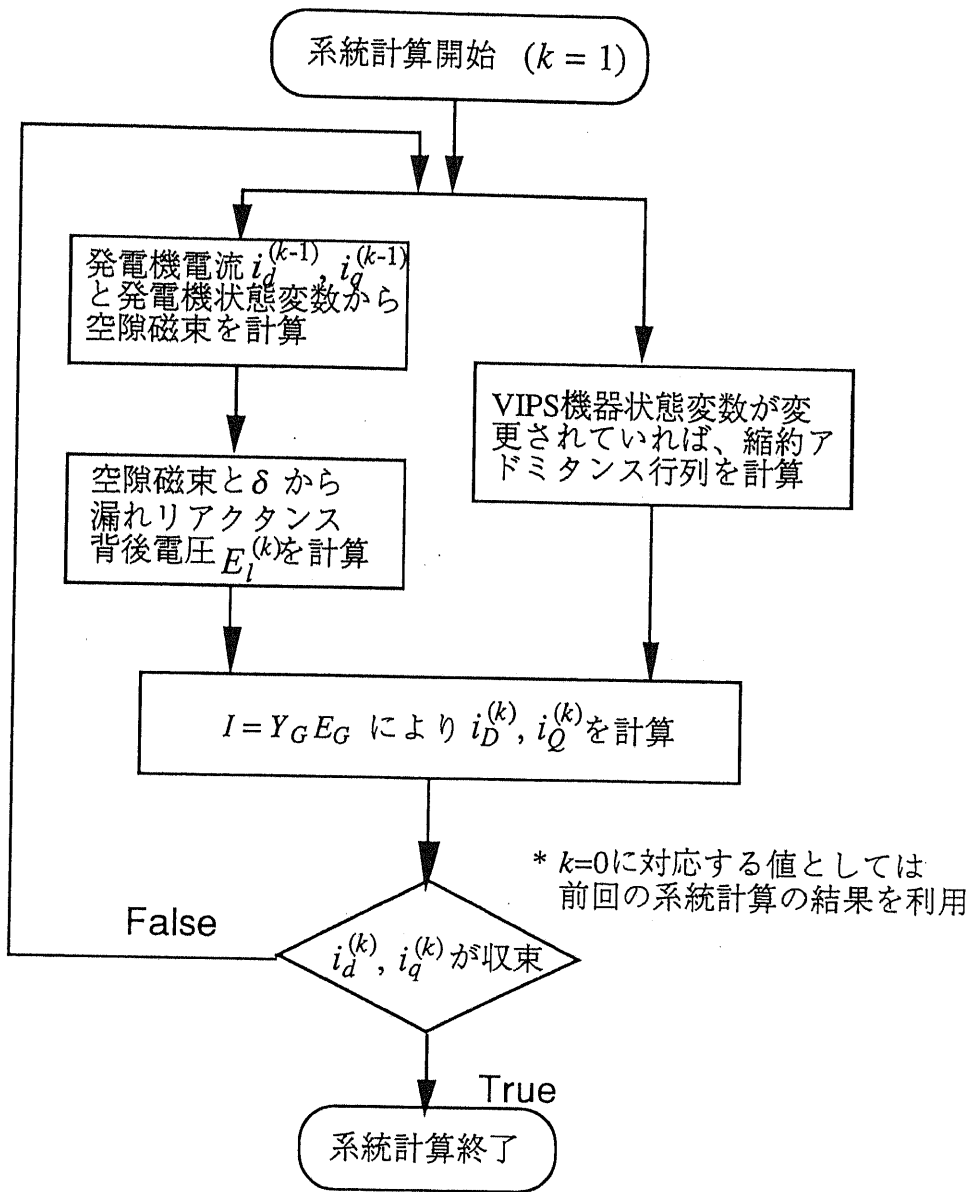


図 2.13: 系統計算のフローチャート (アルゴリズム A)

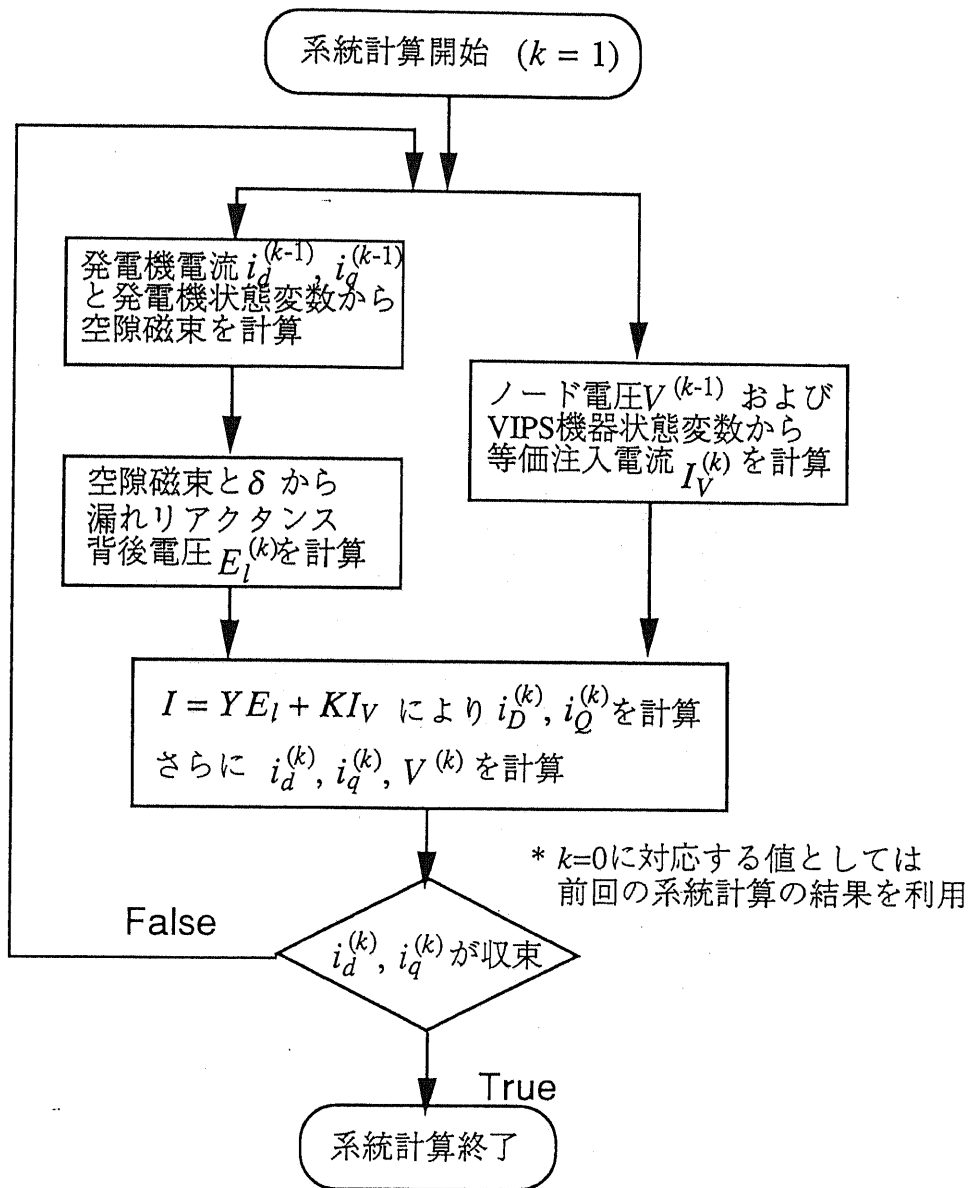


図 2.14: 系統計算のフローチャート (アルゴリズム B)

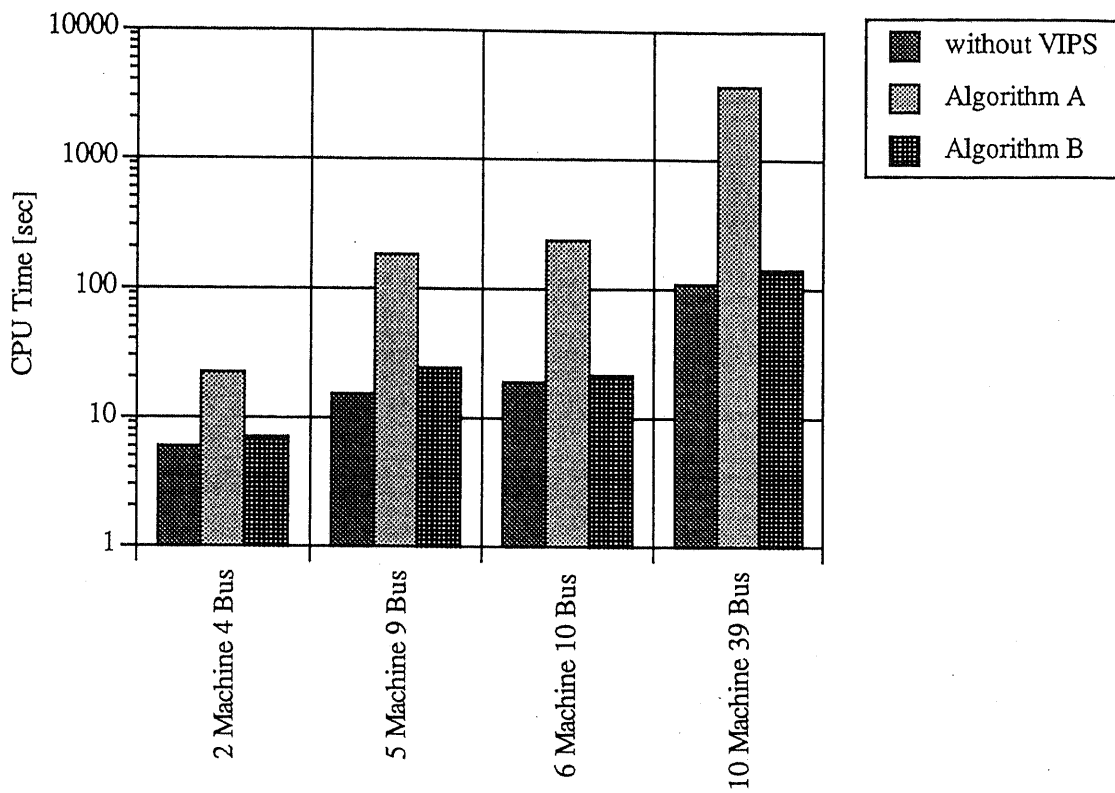


図 2.15: 各アルゴリズムの CPU 時間の比較

#### 2.4.4 可変インピーダンス機器を含む系統の固有値解析

2.3.3節において、電力系統の定態安定性を解析するための、線形化状態方程式を導出した。本節では、この方程式を、VIPS 機器を含む可変インピーダンス型電力システムに拡張する。

まず、系統内に  $m$  個の VIPS 機器が設置されたとし、これらの機器の動作状態を表すパラメータを  $\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_m$  と表すことにする。これらのパラメータは考慮している機器が VSrC であれば、その補償率を意味し、また HSPS であれば、移相角を意味している。送電網のアドミタンス行列  $Y$  は、これらのパラメータによって変化する。ここで、VIPS 機器のパラメータがその定常値  $\eta_1^0, \eta_2^0, \dots, \eta_m^0$  から、 $\Delta\eta_1, \Delta\eta_2, \dots, \Delta\eta_m$  だけ変化した状態を考えると、発電機端子からみた送電網のアドミタンス行列は、

$$\Delta Y = \sum_{k=1}^m S_k \Delta \eta_k \quad (2.104)$$

だけ変化することになる。ただし、ここで行列  $S_k$  は、 $k$  番目の VIPS 機器のパラメータ変化に対する、アドミタンス行列  $Y$  の変化の感度を示しており、

$$S_k \triangleq \frac{\partial Y}{\partial \eta_k} \quad (2.105)$$

によって定義される。

このようにアドミタンス行列  $Y$  は、VIPS 機器の動作によって変化するわけであるから、2.3.3節に示した系統方程式すなわち (2.63) 式を定常状態の近傍で線形化すると、(2.66) 式ではなく、

$$\Delta \underline{I}_G = Y \Delta \underline{V}_G + \Delta Y \underline{V}_G \quad (2.106)$$

$$= Y \Delta \underline{V}_G + \sum_{k=1}^m S_k \Delta \eta_k \quad (2.107)$$

とならなければならない。

さて、ここで  $k$  番目の VIPS 機器の動特性は、次式で与えられる。

$$T_{V_k} \dot{\Delta \eta}_k = -\Delta \eta_k + u_k \quad (2.108)$$

ただし、 $T_{V_k}$  と  $u_k$  はそれぞれ、 $k$  番目の VIPS 機器の時定数と制御入力である。ここで VIPS 機器を発電機状態のフィードバックによって制御する場合を想定すると、その（線形化さ

れた) 制御入力は,

$$\underline{u} \triangleq \begin{bmatrix} u_1 & u_2 & \cdots & u_m \end{bmatrix}^T = F \underline{x}_g \quad (2.109)$$

によって計算できる。

VIPS 機器のパラメータも含む状態変数ベクトル  $x$  を,

$$\underline{x} \triangleq \begin{bmatrix} \underline{x}_g & \Delta\eta_1 & \cdots & \Delta\eta_m \end{bmatrix}^T \quad (2.110)$$

と定義し, 以上の議論をまとめれば, 次の線形化方程式が得られる。

$$\tilde{A}\dot{\underline{x}} + \tilde{B}\Delta\underline{V}_G = \tilde{C}\underline{x} \quad (2.111)$$

$$Y\Delta\underline{V}_G = \tilde{D}\underline{x} \quad (2.112)$$

ただし, 行列  $\tilde{A}, \tilde{B}, \tilde{C}, \tilde{D}$  は, 以下のように定義される。

$$\tilde{A} \triangleq \begin{bmatrix} [A] & [O] \\ [O] & \begin{bmatrix} T_{V_1} & & \\ & \ddots & \\ & & T_{V_m} \end{bmatrix} \end{bmatrix} \quad (2.113)$$

$$\tilde{B} \triangleq \begin{bmatrix} [B] \\ [O] \end{bmatrix} \quad (2.114)$$

$$\tilde{C} \triangleq \begin{bmatrix} [C] & [O] \\ [F] & \begin{bmatrix} -1 & & \\ & \ddots & \\ & & -1 \end{bmatrix} \end{bmatrix} \quad (2.115)$$

$$\tilde{D} \triangleq \begin{bmatrix} [D] & [-S_1\underline{V}_G \cdots -S_m\underline{V}_G] \end{bmatrix} \quad (2.116)$$

したがって, VIPS 機器を含む可変インピーダンス型電力システムの, 線形化状態方程式は, これらの行列を使って,

$$\dot{\underline{x}} = \tilde{A}\underline{x} \quad (2.117)$$

$$\tilde{A} \triangleq \tilde{A}^{-1}(\tilde{C} - \tilde{B}Y^{-1}\tilde{D}) \quad (2.118)$$

と表現できることになる。



## 2.5 エネルギー関数による安定度の評価

発電機の動特性を、過渡リアクタンス背後電圧一定モデルで表した場合には、発電機回転子の動揺は、非線形ばね系の振動と類似のものとなる（(2.49)式参照）。したがって、ばね振動系のエネルギーに相当するエネルギー関数を考えることによって、発電機の振舞いを解析できる。

まず、一機無限大母線系統を考えると、過渡リアクタンス背後電圧一定モデルによる発電機動揺方程式は、

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} + D \frac{d\delta}{dt} + K(\sin \delta - B) = 0 \quad (2.119)$$

と表現できる。この動揺方程式が、非線形ばねに接続された質点の運動方程式とまったく同じ形になっていることに注目すれば、次のエネルギー関数を定義するのが自然である。

$$V = \frac{1}{2} M \omega^2 - K(B\delta + \cos \delta) + V_0 \quad (2.120)$$

ただし、 $\omega = d\delta/dt$  とおいた。発電機動揺を非線形ばね系の振動と見なせば、このエネルギー関数の第一項と第二項はそれぞれ運動エネルギーとばねに蓄えられたポテンシャルエネルギーを表すものとして理解することができる。

ここに定義したエネルギー関数を時間  $t$  で微分してみると、

$$\dot{V} = -D\omega^2 \quad (2.121)$$

が得られ、 $\dot{V}$  が準不定になることがわかる。もちろん制動効果がない場合には、エネルギー関数は一定値に保たれる。

図 2.16 に、このエネルギー関数を図示した。この図より明らかな通り、擾乱によって系のエネルギーがしきい値  $V_c$  を越えない限り、系統の状態はいずれ平衡点に落ち着くことになる<sup>9</sup>。また平衡点への収束速度は  $\dot{V}$  によって評価できる。

エネルギー関数の概念は、多機系統にも拡張することができる。ただし、多機系統においては、伝達コンダクタンス  $G_{ij}$  が無視できない場合には、ばね振動系との類似性がなくなってしまう。なぜなら (2.49) 式において、発電機  $i$  に対する発電機  $j$  の影響は

$$E_i E_j (B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j))$$

<sup>9</sup>この範囲ではエネルギー関数は正値下降性を満たしているため、リアプノフ関数の条件を満たしている。

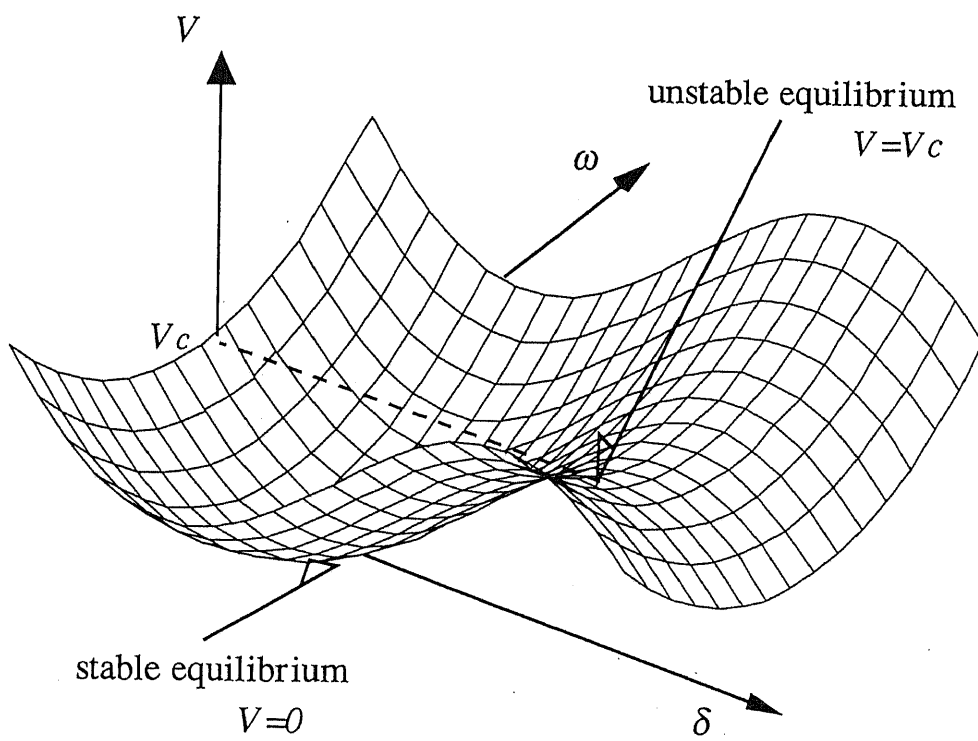


図 2.16: エネルギー関数

で表されるにもかかわらず，逆に発電機  $j$  に対する発電機  $i$  の影響は，

$$E_i E_j (-B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j))$$

となつて，ばね振動系では当然成り立つべき作用・反作用の法則が成り立たなくなつてしまふからである。したがつて，各発電機の加速電力は保存力ではなくなり，厳密にはポテンシャルエネルギーを定義することができない。したがつて通常はリアプノフ関数を見出して，これを拡張エネルギー関数として利用することによって安定性を判別することが多い。例えば次式の El-Abiad による拡張エネルギー関数 [8] は古くからよく用いられている。

$$\begin{aligned} V = & \sum_{i=1}^n \left[ \frac{1}{2} M_i \omega_i^2 + (V_i^2 G_{ii} - P_{mi})(\delta_i - \delta_0) \right] \\ & + \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n E_i E_j \left[ B_{ij} \left\{ \cos(\delta_i^s - \delta_j^s) - \cos(\delta_i - \delta_j) \right\} \right. \\ & \left. + G_{ij} \left\{ \sin(\delta_i^s - \delta_j^s) - \sin(\delta_i - \delta_j) \right\} \right] \end{aligned} \quad (2.122)$$

この場合にも，エネルギー関数は運動エネルギーとポテンシャルエネルギーに類する項の和によつて成り立っている。

## 2.6 結論

以上のように、本章では可変インピーダンス型電力システムの解析の基礎となるモデルについて述べてきた。ここで説明したデジタルシミュレーションプログラムと固有値解析法により、VIPS の過渡安定度と定態安定度を検討することができる。特に、開発したデジタルシミュレーションプログラムは、VIPS 機器の動作を等価注入電流で表現することで、縮約アドミタンス行列の再計算を不要とし、計算速度の大幅な向上を実現したものである。これにより、VIPS 機器を含まない従来の電力システムを対象とする場合と、ほぼ変わらない速度でのシミュレーションが可能となった。

## 第 3 章

# 系統構成の切換え制御による電力システムの安定化

### 3.1 概要

昨今の電源、送電設備の立地難は、電源設備の偏在・遠隔化や送電網の重潮流化をもたらしている。系統運用上、あらかじめ余力を持った設備を建設することが望ましいのはもちろんであるが、これらの事情により系統そのものに大きな余裕を持たせることが難しくなっている。既存の設備の有効な利用が、近年とみに叫ばれるゆえんであろう。同期開閉 (synchronized switching) は、このような状況下にある系統を強化するための有望な新技術であるといえる。

従来の遮断器では、リレーからのトリップ指令後、電流が0になった瞬間に電流が切れるが、それにともない異常電圧等の過渡現象が発生してしまう。これに対して同期開閉は、投入・遮断のタイミングを制御することで、過渡現象を最小に抑えようとするものである。この考え方は今のところ1箇所での遮断器による開閉の制御にとどまっているが、これを多地点で同時に行えれば、大きな過渡現象を起こすことなく、系統構成を瞬時に切換えることが可能となる。

同期開閉操作については、一箇所の遮断器でこれを行うことは、現行の技術で実現可能であると考えられるが、これを同時に多地点で行おうとする場合に、個々の遮断器にいか

なる動作責務が課せられるかについては、今後の検討が必要である。しかしながら、それ以前に、この技術が系統運用上どのようなメリットをもたらすかを評価しておくことは重要であろう。

ここに述べた同期開閉の技術により、従来故障除去を主目的としてきた遮断器開閉操作を、安定度向上のために利用することが可能となる。本章ではこのような制御を系統構成切換え制御 (switching-over control) と呼んでその効果を検討する。

本章で考察の対象としている問題は、「故障除去後の系統を遮断器開閉操作で切換えることにより、安定度をどの程度向上できるか」ということである。常時開放、故障除去後投入という運用を行う送電線を設けることにより、最初からその送電線を投入してある場合よりも、より効果的に第一波動揺を抑制でき、系統の過渡安定度上の運用範囲を拡大できる場合のあることを示す。また常時開放、故障除去後投入という運用を行う送電線を選ぶ際の指標をエネルギー関数の立場から導出し、その指標の妥当性を多機系でのシミュレーションによって確認する。さらに、このような運用を行なうことで、系統の短絡容量を軽減できることを示す。また同様の考え方は、母線の切換え制御にも適用できる。母線を常時分離、故障除去後併用という切換えを行うことにより、過渡安定度上の送電能力限度を15%近く増大できる場合のあることを明らかにする。

また、故障除去後の切換えを複数回行うことで、擾乱発生後の系統のダンピングを、大きく改善できる可能性がある。エネルギー関数を基にして、切り替えの論理を導出し、2機系への適用結果を述べる。

## 3.2 第一波の抑制による系統の安定運用範囲の拡大

### 3.2.1 切換え制御が有効となる系統

系統内の二回線送電線の一回線三相地絡故障を一回線開放で除去する場合を考えると、現行の運用方式をとった場合には、故障中と故障除去後 (post-fault) の系統構成の違いは、故障発生区間の一回線の有無のみである。この運用方式は、第一波を抑制するという観点からは、必ずしも望ましいものではない。

もし故障除去直後に系統構成を切換えることが許されるならば、次のような系統構成の切換えを行うことで、第一波の動揺を最小に抑えることができるであろう。

$$S_{pre} \xrightarrow{\text{故障発生, 除去}} S_{post}$$

ただし、系統構成  $S_{pre}$  および  $S_{post}$  は次のように決められる。

#### 系統構成 $S_{pre}$

運用上問題となる故障に対して、故障継続中に発電機群ができるだけ同期を保てるような系統構成とする。

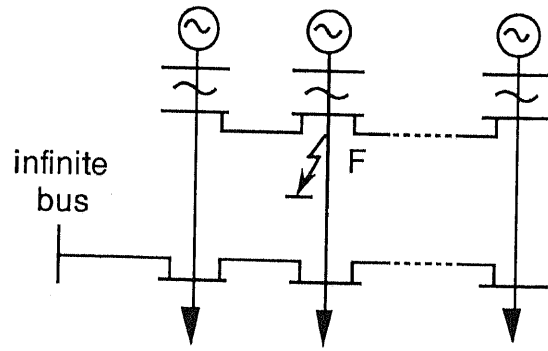
#### 系統構成 $S_{post}$

安定領域ができるだけ大きくなるような系統構成とする。各発電機間のアドミタンスが大きくなるような系統構成が望ましい。

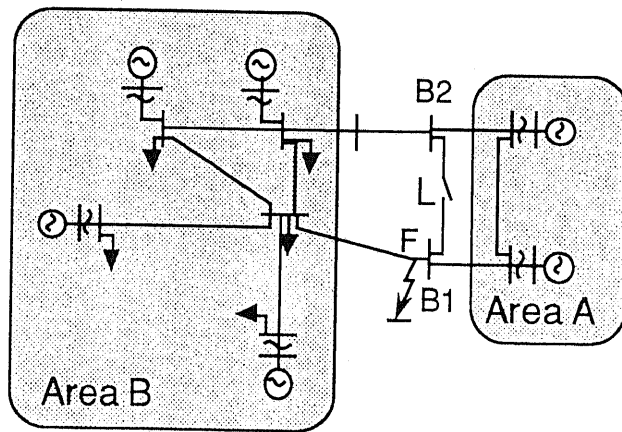
また、故障除去後十分な時間を経て系統の動揺がおさまった後、系統の構成を  $S_{pre}$  に戻さねばならない。

以下ではここに述べた切換えによって、系統の安定化をはかる制御を、単に『切換え制御 (switching-over control)』とよぶことにする。無論、この切換え制御はあらゆる場合に効果を有するわけではないが、この制御がきわめて有効に働くと考えられる系統も存在する。このことを図 3.1 の系統を例にとって考えてみる。

図 3.1(a) の電源側および負荷側を連系した系統で安定度上問題となるのは、図中に示したような送電線の発電機至近端での故障である。この系統では、電源側連系がある場合の方がない場合と比較して、故障除去後の安定性が高くなると考えられる。しかし、故障継



(a) Interconnected Logitudinal System



(b) Looped System

図 3.1: 切換え制御が有効となる系統



続中の発電機の挙動に注目すると、電源側連系がある場合には、健全な発電機の母線電圧も低下し（すなわち各発電機の事故点との電氣的距離が小さくなり）、発電機群全体としては連系点（無限大母線）に対して、大きく加速してしまうことになる。一方、電源側連系線がない場合には大きく加速していくのは最も故障点に近い発電機のみに限られ、発電機群全体の加速エネルギーが小さいため安定が保たれやすい。したがってこの場合には、

$$\begin{cases} S_{pre} & : \text{電源側連系を開放した系統} \\ S_{post} & : \text{電源側連系を投入した系統} \end{cases}$$

として、切換え制御を行えば第一波動揺の抑制に効果的であると考えられる。この時、送電線の切換えのシーケンスは図 3.2 のようになる。さらにこのような切換えを行なうことで、故障電流を小さくすることもできる。

図 3.1(b) の系統では、負荷が図中の左側に偏っている。この系統では、Group A の発電機群と Group B を結ぶ送電線がトリップした場合、Group A の発電機群が加速脱調してしまう。もし Group A の発電力が大きければ、この事故は系統運用上きわめて厳しいものとなる。ここで例えば図中に示したような位置での故障を考える。故障継続中にも送電線 L が投入されていると、健全母線 B2 の電圧も低下してしまい（すなわち故障点と Group A の発電機群の電氣的距離が小さくなる）、結果として Group A の電気出力が低下し加速が大きくなる。また逆に故障除去後の系統では、送電線 L がある方が有利である。したがって次の 2 つの構成を考え、故障除去直後に  $S_{pre} \rightarrow S_{post}$  という切換えを行なうことで、系統の安定度を向上できる。

$$\begin{cases} S_{pre} & : \text{送電線 L を開放した系統} \\ S_{post} & : \text{送電線 L を投入した系統} \end{cases}$$

この時、送電線の切換えのシーケンスは図 3.3 に示したようにすればよい。

なお 3.4 節では、ここに示した 2 つのタイプの系統に対して、切換え制御が有効であることを数値例によって示す。

### 3.2.2 エネルギー関数に基づく考察

過渡安定度の評価には、従来よりエネルギー関数法やリアプノフ関数法が多く用いられている [9][8]。本節では、前節での定性的な議論をエネルギー関数を基に整理してみる。前

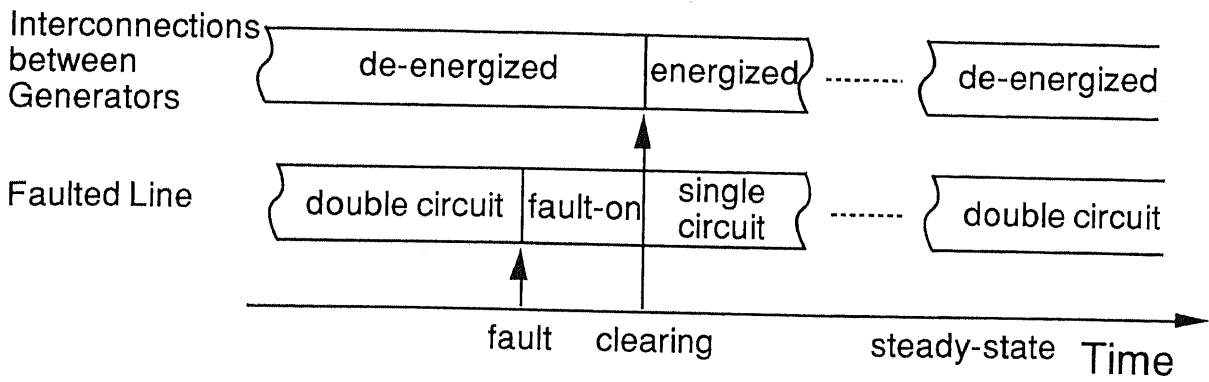


図 3.2: 切換えのシーケンス (1)

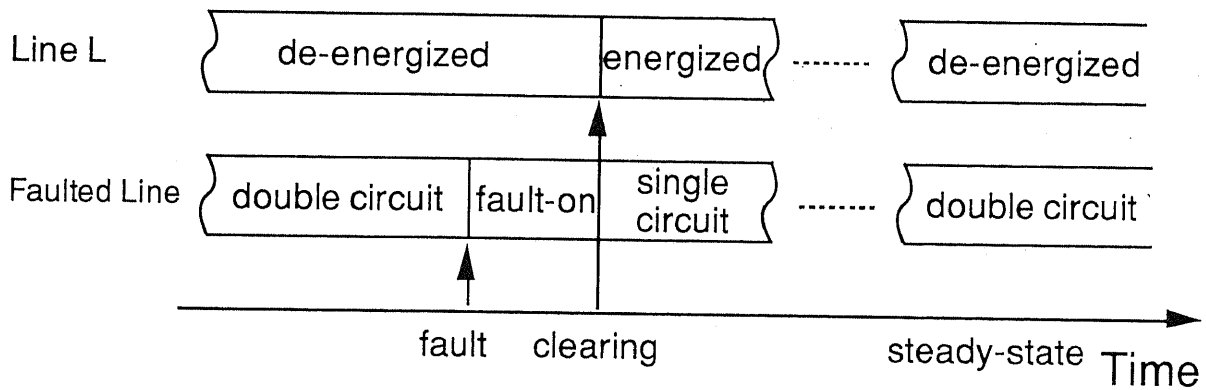


図 3.3: 切換えのシーケンス (2)

節での議論からも明らかな通り、故障除去後の系統は、できる限り安定領域を大きくする構成とすることが望ましい。このような系統構成は、シミュレーションやエネルギー関数のしきい値によって知ることができる。以下ではこの系統構成 ( $S_{post}$ ) は何らかの方法によって既知であると仮定する。この場合、問題となるのは事故前の系統構成 ( $S_{pre}$ ) である。切換え制御を有効なものとするためには、この構成をうまく見つけることが必要となる。

ここで系統  $S_{post}$  に関するエネルギー関数  $V(\underline{\delta}, \underline{\omega})$  を考える。ただし

$$\underline{\delta} \triangleq [\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n]^T, \quad \underline{\omega} \triangleq [\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n]^T$$

である。ここで対象としている故障について、故障除去直後の各発電機の相差角および回転速度の状態がそれぞれ  $\underline{\delta}^f, \underline{\omega}^f$  であるとすれば、この時のエネルギー関数の値は、

$$V^f = V(\underline{\delta}^f, \underline{\omega}^f) \quad (3.1)$$

となる。(ただし故障除去時間  $t_f$  は既知とする。) この  $V^f$  の値は、故障継続中の系統構成によって変化する。エネルギー関数の性質を考えれば、 $V^f$  を最小とする系統構成を  $S_{pre}$  として選べば良いことがわかる(この時、第一波の動揺が最小となる)。しかし  $V^f \rightarrow \min$  という基準によって  $S_{pre}$  を見い出すためには、試行錯誤的にシミュレーションを繰り返す必要がある。そこで以下では、より簡便でかつ物理的にも意味のある指標を導出する。

一般に多機系のエネルギー関数は、

$$V = V_K(\underline{\omega}) + V_P(\underline{\delta}) \quad (3.2)$$

と表現できる。ここで、(3.2) 式の右辺第一項は運動エネルギーに、また第2項は位置エネルギーに類するものである。

主保護遮断の場合を考えると、故障継続時間は短いので、その間の位相角の動きは比較的小さく [10]、したがって (3.2) 式の右辺第2項は、系統構成の影響を受けにくい。そこで、 $V^f \rightarrow \min$  の代わりに

$$V_K^f \triangleq V_K(\underline{\omega}^f) \rightarrow \min \quad (3.3)$$

を考えることにする。

さてここで同期平衡の立場からは、運動エネルギー  $V_K$  は

$$V_K = \sum_{i=1}^n \frac{1}{2} M_i (\omega_i - \omega_0)^2 \quad (3.4)$$

と書ける。ただし、 $M_i$ は発電機*i*の慣性であり、 $\omega_0$ は慣性中心の回転速度である。ところで故障継続中の短い時間内には、各発電機の電気出力はほぼ一定と考えられるので、故障除去直後の発電機の回転速度は、故障継続時間を $t_f$ とすると、

$$\omega_i^f = \omega_i(0) + \alpha_i t_f$$

として求められる。ここで、 $\alpha_i$ は故障中の発電機*i*の加速の近似値であり、

$$\alpha_i \triangleq (P_{m_i} - P_{f_i})/M_i$$

と定義される。ただし、 $P_{m_i}$ 、 $P_{f_i}$ はそれぞれ故障発生直後( $t = 0+$ )の、発電機*i*の機械入力と電気出力である。

したがって、

$$V_K^f \cong A t_f^2 \quad (3.5)$$

ただし、

$$A \triangleq \sum_{i=1}^n \frac{1}{2} M_i (\alpha_i - \alpha_0)^2 \quad (3.6)$$

$$\alpha_0 \triangleq \frac{\sum_{i=1}^n M_i \alpha_i}{\sum_{i=1}^n M_i} \quad (3.7)$$

(3.5)式より(3.3)式は $A \rightarrow \min$ と近似的に等価であることがわかる。以上の考察より、 $S_{pre}$ を選ぶ際には、対象システムで問題となっている事故に対して、(3.6)式の $A$ を最小にするように選ばばよいとわかる。

ここで導いた指標 $A$ の物理的意味は、以下のように解釈できる。(3.6)式から容易にわかる通り、 $A$ は故障発生直後における発電機の加速の不均衡度の総量とでもいうべき量である。各発電機の加速の不均衡度が大きければ、当然のことながら、それだけ同期が崩れやすい。また、慣性の大きい発電機の加速の不均衡度が安定性に与える影響は、小さい発電機に比して大きくなる。

なおこの指標を導き出すにあたって用いた近似の妥当性については、3.4節で数値的に検証する。また、第一波脱調を判定する指標として、 $V_K^f$ を用いて成功した例も報告されており[11]、このことから(3.6)式の $A$ を $S_{pre}$ の選定の基準とすることが妥当であると推測される。

### 3.3 多段切換えによるダンピングの向上

3.2節では故障発生直後の一回の系統切換えによる第一波の抑制について論じた。系統切換えをこの一回に限らず、故障除去後に複数回の切換えを行なえば、第2波以降に対するダンピングを強められる可能性がある。

そこで本節では、この多段切換え制御の最終状態における系統構成を与えた場合、どのようなロジックで系統切換えを行なっていけば系統を安定化できるのかを論じることとする。

ところでこのような制御は、直列コンデンサ等の系統内インピーダンスの bang-bang 制御と、数学的にはほぼ等価である。従来より直列コンデンサ、直列リアクトル、制動抵抗等の制御については、最適制御理論を基にした研究等があり [12]- [19]、さまざまな制御則が検討されているが、これらは多機系統への適用や実現の容易さに若干の問題を残している。本論文ではエネルギー関数の時間微分に着目して、実現の容易な切換え制御則を導き、これを利用した制御を行なうことを考える。

以下では簡単のため、切換えの最終状態の系統構成を  $S_{goal}$  と呼ぶことにする。まず、故障除去と同時に系統を構成  $S_{goal}$  に保つ場合を考える。系統が安定を保てる場合には、 $S_{goal}$  に対するエネルギー関数  $V$  の値は、 $|dV/dt| (dV/dt < 0)$  の速度で減少していき、系統の状態はやがて  $S_{goal}$  の安定平衡点に落ち着く。

ここで適切に系統構成を選べば、 $[\underline{\delta}, \underline{\omega}]$  がある範囲に存在する場合には、系統が  $S_{goal}$  に固定されている場合に比べて、 $dV/dt (dV/dt < 0)$  を小さくできる。そこで、 $dV/dt$  が常に最少となるように系統を切換えていけば、エネルギー  $V$  の値はすみやかに 0 に近付いていくはずである。したがって、故障除去後の系統を  $S_{goal}$  に固定した時よりも、大きなダンピングを得ることができる。

この場合も、エネルギー関数  $V$  は (3.2) 式のように運動エネルギーに相当する項と位置エネルギーに相当する項の和で表されるので、 $V$  の時間微分  $\dot{V} = dV/dt$  を計算してみると、

$$\dot{V} = \sum_{i=1}^n \left( \frac{\partial V_K}{\partial \omega_i} \dot{\omega}_i + \frac{\partial V_P}{\partial \delta_i} \dot{\delta}_i \right) \quad (3.8)$$

$$\begin{aligned} &= \sum_{i=1}^n \left( \frac{\partial V_K}{\partial \omega_i} \frac{P_{mi}}{M_i} + \frac{\partial V_P}{\partial \delta_i} \dot{\delta}_i \right) \\ &\quad - \sum_{i=1}^n \frac{\partial V_K}{\partial \omega_i} \frac{1}{M_i} P_{ei}(\underline{\delta}) \end{aligned} \quad (3.9)$$

となる。ただし、 $P_{e_i}$ は発電機 $i$ の電気出力である。

ここで、系統構成を切換えることによって $\dot{V}$ がどのように変化するかを評価しよう。まずエネルギー関数のポテンシャルエネルギーについて考えてみると、本来この項には系統のアドミタンス行列の係数などがパラメータとして含まれる。しかしながらここでは系統構成 $S_{goal}$ に対するエネルギー関数を考えているので、これらのパラメータは $S_{goal}$ について計算される値に固定されている。したがって、(3.9)式の第2項は $S_{goal}$ の取りかたのみで決まり、いま考えている瞬間の系統構成には影響されない。したがって、 $\dot{V}$ のうち、系統構成の切換えによって変化するのは、(3.9)式の $P_{e_i}$ のみであることがわかる。よって、 $\dot{V} \rightarrow \min$ は

$$\sum_{i=1}^n \frac{\partial V_K}{\partial \omega_i} \frac{1}{M_i} P_{e_i}(\underline{\delta}) \rightarrow \max \quad (3.10)$$

と等価となる。運動エネルギーが(3.4)式で表される場合には、(3.10)式は、

$$\phi \rightarrow \max \quad (3.11)$$

$$\phi \triangleq \sum_{i=1}^n (\omega_i - \omega_0) P_{e_i} \quad (3.12)$$

$$M \triangleq \sum_{i=1}^n M_i \quad (3.13)$$

と等価となる。したがって、(3.12)式の $\phi$ の値が常に最大となるように、系統を切換えていけばよい。

ここで、(3.11)式の切換え則の意味を考えてみると、(3.12)式から、発電機 $i$ が慣性中心よりも早い速度で回転している( $\omega_i > \omega_0$ )時には、その発電機の電気出力 $P_{e_i}$ が大きくなるように、また逆に $\omega_i < \omega_0$ の時には $P_{e_i}$ が小さくなるように制御すればよいことがわかる。

また、(3.11)式の切換え則で制御を行なった場合、 $S_{goal}$ に固定された系統が安定となるならば、安定性が保証される。3.4.4節では、この切換え則を2機系に適用した結果を述べることにする。

## 3.4 送電線切換え制御の効果

### 3.4.1 第一波抑制の効果

本節では、3.2章で述べた切換え制御の適用例をいくつか示し、その効果を検証する。なお本節では、発電機モデルとして過渡リアクタンス背後電圧一定モデルを、また負荷としては定インピーダンス負荷モデルを利用し、発電機制御系を考慮せずにシミュレーションを行った。ただし、発電機定数としては自己容量ベースで  $M = 8.0$  秒、過渡リアクタンス  $x'_d = 0.20[\text{pu}]$  を用いた。

### 3.4.2 電源側および負荷側を連系した系統

図 3.4 の 3 機系統に対し、切換え制御を適用した。ここでは、

$$\begin{cases} S_{pre} & : \text{電源側連系のない系統} \\ S_{post} & : \text{電源側連系を投入した系統} \end{cases}$$

として、 $S_{pre} \rightarrow S_{post}$  という切換え制御を行なう系統と、常に電源側連系を投入した状態の系統について、その安定性を比較することとする。切換え制御を行なう場合には、図 3.2 に示したシーケンスで、送電線の開放・投入を行なうものとする。

シミュレーションの結果によれば、この系統で安定度上もっとも厳しい単純故障は、二回線送電線 2-5 のノード 2 至近端での一回線三相地絡を送電線 2-5 の一回線開放によって除去する場合である。

図 3.5 は、各負荷ノードの有効電力および無効電力が  $P = 1.35[\text{p.u.}]$ 、 $Q = 0.45[\text{p.u.}]$  (発電機出力はいずれも  $1.35[\text{p.u.}]$ ) の状態で、送電線 2-5 のノード 2 至近端における三相地絡を、送電線 2-5 の一回線開放によって除去した場合の、発電機 G2 の動揺曲線である。(ただし、故障継続時間は  $t_f = 0.08[\text{sec}]$  である。) また、図 3.6 は発電機 G2 の位相面軌道である。

これらの図から、切換え制御を行なった場合は、常時電源側連系の場合と比較して、発電機 G2 の第一波動揺を抑えられるため、結果として系統を安定化できることがわかる。

表 3.1 は、各発電機の故障発生直後の電気出力 ( $P_{fi}$ ) を、切換え制御ありの場合と常時電源側連系の場合について比較したものである。発電機 G2 と G3 の電気出力は、切換え

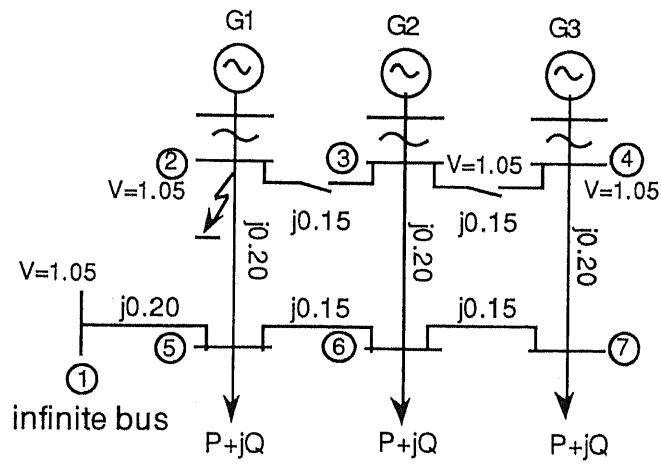


図 3.4: 3機系統

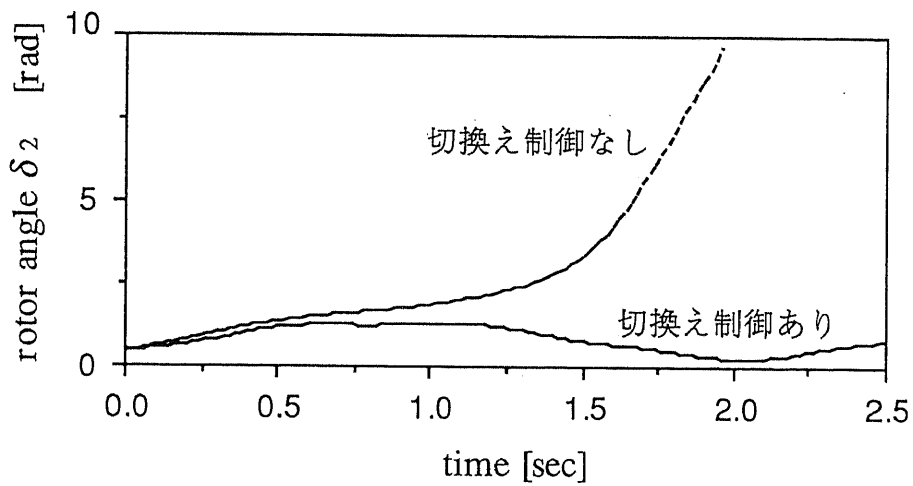


図 3.5: 発電機 G2 の動揺曲線



制御を行なった場合の方が大きい値となっている。したがって、切換え制御を行なうことで、発電機群の加速エネルギーが小さくなっていることがわかる。

表 3.2には、故障除去時のエネルギー関数の値 ( $V^f$ ) および、その運動エネルギー相当分 ( $V_K^f$ ) と位置エネルギー相当分 ( $V_P^f$ ) を示している。ただし、エネルギー関数としては、El-Abiad[8] によるものを使った。

この表から、切換え制御を行なった場合は、明らかに  $V^f$  の値が小さく、系統がより安定となっていることがわかる。また、切換え制御の有無によるエネルギー関数値の差は、主に運動エネルギー相当分の差によって生じている。したがって、3.2.2節で、 $V^f \rightarrow \min$  の代わりに、 $V_K^f \rightarrow \min$  を考えたことは、数値的にも妥当であったといえる。

また、表 3.2には、発電機の加速の不均衡度  $A$  と、 $A t_f^2$  の値も併記した。 $A t_f^2$  が  $V_K^f$  の精度よい近似になっていることが確かめられる。したがって、3.2.2節で述べたように、 $A$  が故障前の系統構成  $S_{pre}$  を選定する際のよい基準となることがわかる。

切換え制御の効果は臨界故障除去時間によって評価することができる。図 3.7は、切換え制御がある場合とない場合について、臨界故障除去時間 ( $t_{cr}$ ) を比較したものである。横軸には各負荷ノードの有効電力を示している。(この場合、各負荷ノードの有効電力はすべて同じ値であると仮定した)

図 3.7からわかる通り、切換え制御を行なった場合には、臨界故障除去時間が大きくなる。また、同じ故障除去時間で比べた場合には、切換え制御は安定度から見た最大負荷電力を 10% 近く増加させる。なお、図 3.7 に示した結果は、連系された 3 つの串形系統の発電電力と負荷がバランスしており連系線の潮流がほとんどない場合について得られたものであるが、連系線にある程度の潮流がのっている場合においてもほぼ同等の安定度の向上がみとめられた。

なお、図 3.7の臨界故障除去時間は、発電機至近端の故障について計算したものであるが、負荷側の故障の場合には、切換え制御の有無によって臨界故障除去時間はほとんど変化しない。例えば、ノード 7 の 3 相地絡故障を送電線 7-4 の一回線開放によって除去した場合に、 $P = 1.35[p.u.]$  として臨界故障除去時間を計算すると、切換え制御の有無に関わらず  $t_{cr} = 0.10[s]$  であった。したがって、この故障のみから見るかぎり、切換え制御は必ずしも安定度を向上させるわけではない。しかし、図 3.7に示したように、系統運用上最も厳しいと考えられる故障に対して、切換え制御によって臨界故障除去時間が長くなるわけで

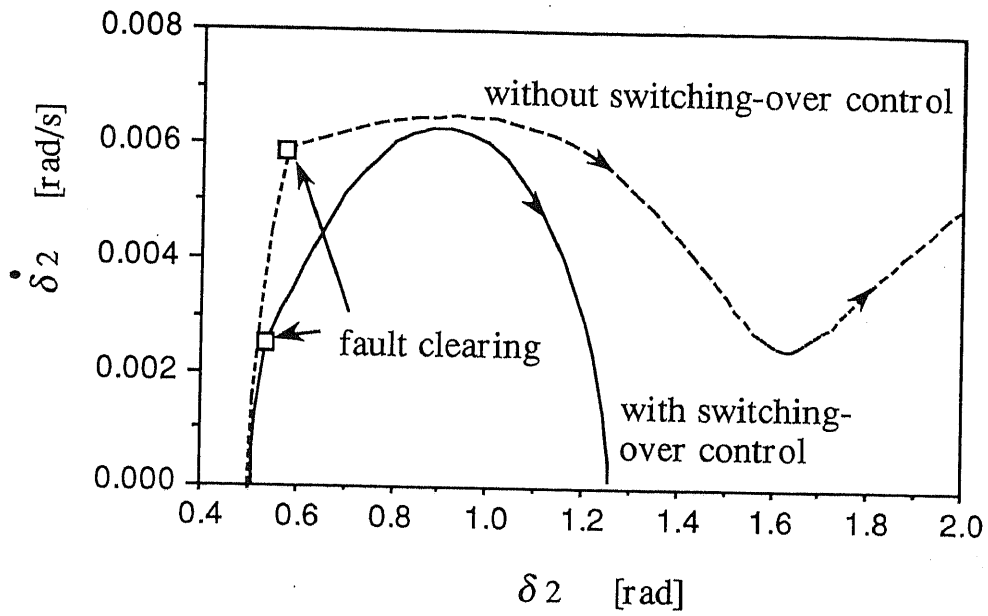


図 3.6: 発電機 G2 の状態の位相面軌道

表 3.1: 故障発生直後の各発電機の電気出力

発電機	機械入力 $P_m$ [p.u.]	電気出力 $P_f$ [p.u.]	
		電源側連系	切換え制御
1	1.35	0.000	0.000
2	1.35	0.452	0.969
3	1.35	0.592	1.019

表 3.2: 切換え制御の有無によるエネルギー関数等の変化

系統	$V^f$	$V_K^f$	$V_P^f$	$A (\times 10^{-3} [\text{rad}^{-1}])$	$A t_f^2$
常時電源側連系	0.414	0.267	0.148	0.425	0.268
切換え制御有り	0.347	0.174	0.173	0.275	0.174

あるから、系統全体の安定度は改善されたと判断できる。

さて以上では、故障除去と電源側連系線の投入が同時であると仮定していた。しかし実際の運用上は、これらのタイミングが若干ずれることが想定される。図 3.8 は電源側連系線投入のタイミングが安定度に与える影響を調べたものである。故障除去と連系線投入が同時となった場合に臨界故障除去時間は最大となるが、電源側連系線投入のタイミングが故障除去の時点から数サイクル前後した場合でも、過渡安定度が大きく損なわれないことが見てとれる。

図 3.9 は、発電機容量に対して、系統のノード 3 における短絡容量がどのように変わるかを示したものである。ここで発電機の初期過渡インピーダンス値は自己容量ベースで  $0.24[\text{p.u.}]$  としている。切換え制御を行なう場合には、故障継続中に電源側連系線から流れ込む故障電流がないために、常時電源側連系の場合に比して、短絡容量が 60% 程度小さくなる。しかし、故障除去よりはやく電源側連系線を投入した場合には、切換え制御を行なっても故障電流が小さくならないことに注意を要する。前述の連系線投入のタイミングについての検討結果などから考えると、電源側連系線は主保護による故障除去より 1 サイクル程度遅らせるのが安全であろう。

### 3.4.3 需給が地域的にかたよった系統

図 3.10 の 6 機系統は、8 機系 [10] を縮約して若干の変更を加えたものである。この系統でもっとも厳しい単純事故は、二回線送電線 4-7 の一回線トリップである。

この系統に対して、 $S_{pre} \rightarrow S_{post}$  という切換え制御を行なうことを考える。ただし、

$$\begin{cases} S_{pre} & : \text{送電線 3-4 を開放した系統} \\ S_{post} & : \text{送電線 3-4 を投入した系統} \end{cases}$$

であり、切換えのシーケンスは、図 3.3 に示すとおりである。(図 3.3 の送電線 L が、この系統の送電線 3-4 に対応している。)

送電線 3-4 を投入してある場合と開放している場合について、送電線 4-7 のノード 4 至近端での一回線三相地絡事故に対して、故障発生直後の発電機の電気出力を比較した結果を表 3.3 に示す。また発電機の加速不平衡度  $A$  の値も併記した。この表からは、 $S_{pre}$  として送電線 3-4 を開放した系統を選ぶと、安定度上有利になると推定できる。

シミュレーションによって求めた動揺曲線を図 3.11 に示した。切換え制御によって、本来不安定となる系統が、安定化されていることがわかる。

また、同じ故障に対して、各負荷ノードの有効および無効電力を一定の割合で変化させた時の臨界故障除去時間を、図 3.12 に示した。ここで横軸の値は、図 3.10 の状態を 1 とした時の総需要である。この図からも切換え制御が系統を安定化させる効果を見てとれる。また送電線 3-4 の投入が故障除去より 3 サイクル遅れた場合でも、安定度が大きく損なわれることはない。

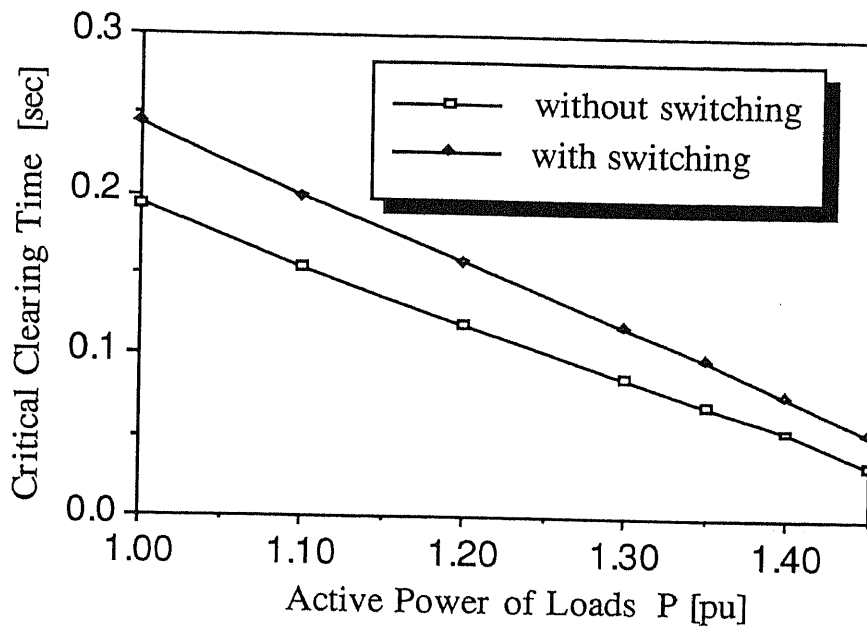


図 3.7: 臨界故障除去時間

表 3.3: 故障発生直後の各発電機の電気出力

発電機	機械入力 $P_m$ [p.u.]	電気出力 $P_f$ [p.u.]	
		送電線 3-4 連系	切換え制御
1	1.00	0.236	0.468
2	1.00	0.102	0.182
3	0.50	0.387	0.396
4	1.00	0.790	0.810
5	1.00	0.797	0.814
6	9.00	8.064	8.152
$A (\times 10^{-3} [\text{rad}^{-1}])$		0.159	0.108

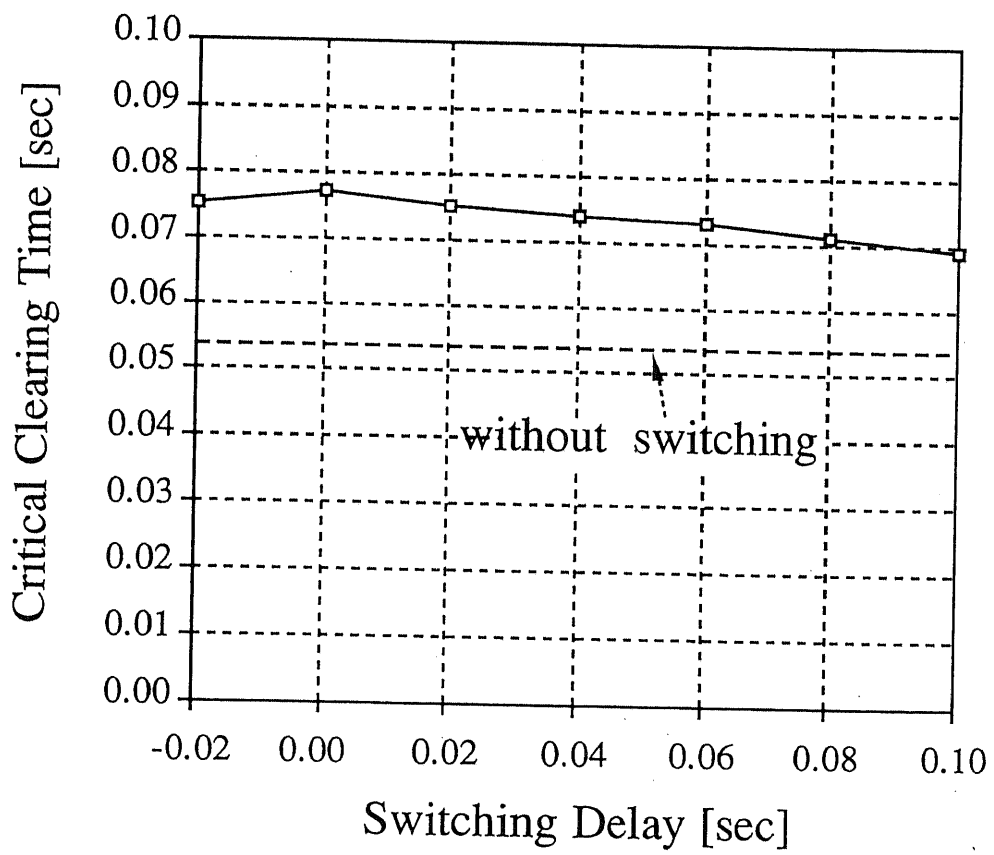


図 3.8: 電源側連系線投入のタイミングと安定度

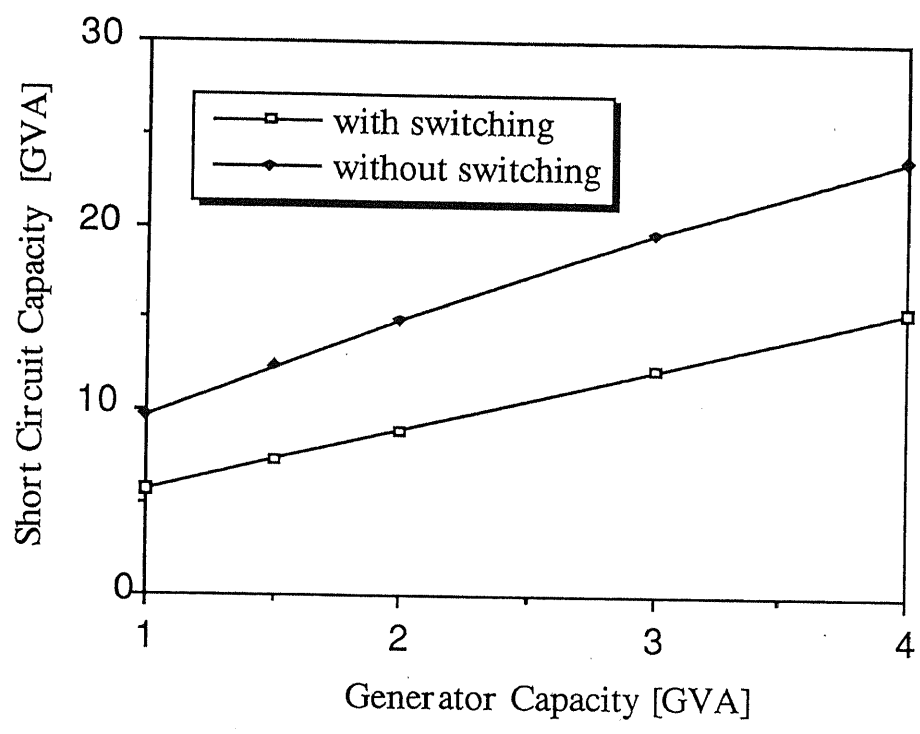


図 3.9: 切換えの有無と短絡容量

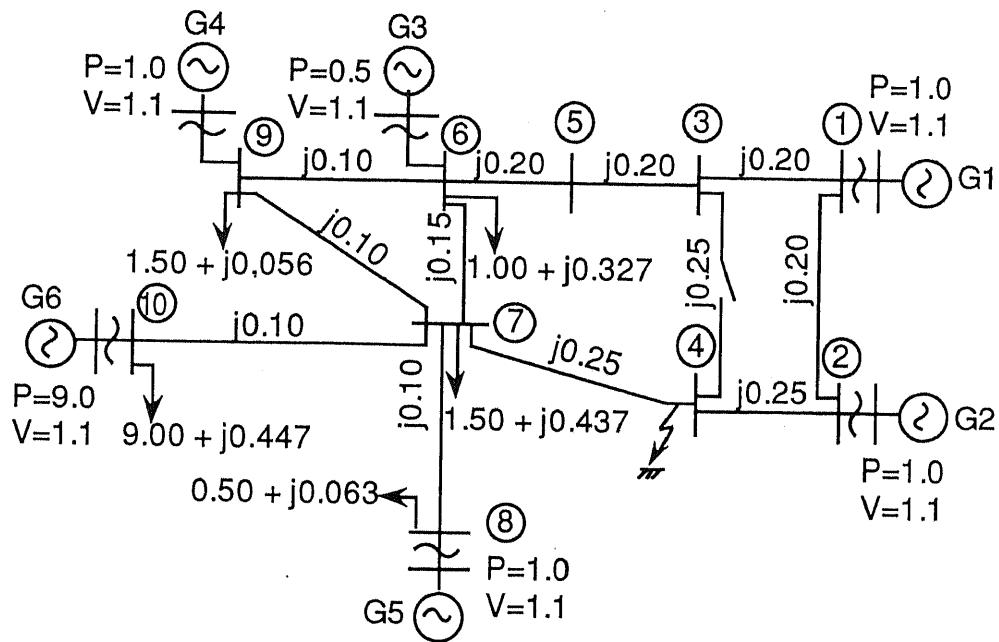


図 3.10: 6 機系統

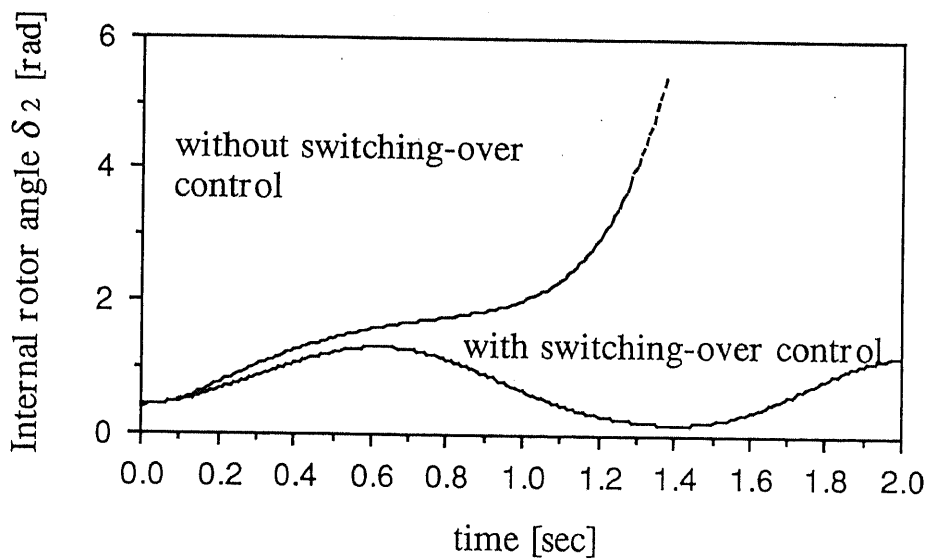


図 3.11: 発電機 G2 の動揺曲線



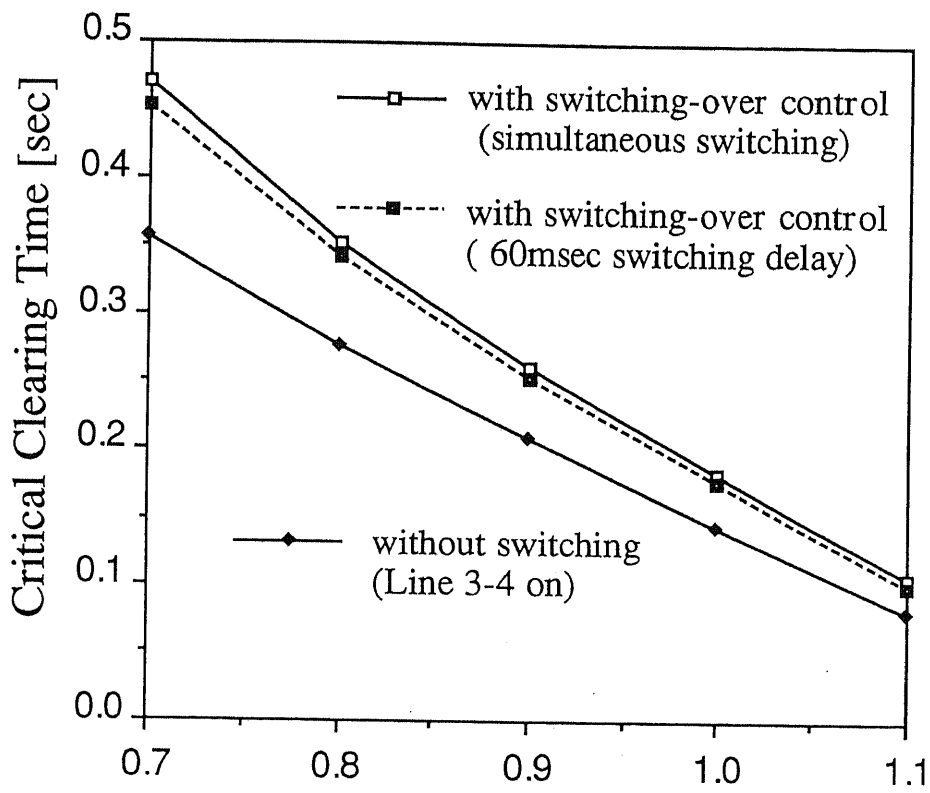


図 3.12: 臨界故障除去時間

### 3.4.4 多段切換えによるダンピングの向上

本節では、3.3節において述べた多段切換え制御を、図3.13の2機系統に適用した結果を示すことにする。

ここでは、事故前の系統では電源側連系線1-2が開放されていたとし、故障除去後に連系線1-2の投入と開放を繰り返して、最終的には連系線1-2が投入された状態にすることを考える。

即ち

$$\begin{cases} S_1 : \text{連系線1-2を開放した系統} \\ S_2 : \text{連系線1-2を投入した系統} \end{cases}$$

とした時、

$$S_1 \xrightarrow{\text{故障除去}} S_2 \rightarrow \dots \rightarrow S_2$$

というシーケンスで、系統の切換えを行なうわけである。この切換えのロジックには、3.3節で述べた方法を利用する。

さて、(3.12)式の $\phi$ をこの場合について計算してみると、 $M_1 = M_2$ であるから、

$$\begin{aligned} \phi &= \frac{1}{2}(\omega_1 - \omega_2)(P_{e1} - P_{e2}) \\ &= \frac{1}{2}\dot{\delta}(C + D \sin \delta) \end{aligned}$$

ただし、

$$\delta \triangleq \delta_1 - \delta_2$$

$$C \triangleq G_{11}V_1^2 - G_{22}V_2^2$$

$$D \triangleq 2B_{12}V_1V_2$$

ここに、 $G_{ij}$ および $B_{ij}$ は、それぞれ、発電機内部誘起電圧からみた系統の縮約アドミタンス行列のコンダクタンス分およびサセプタンス分。

である。定数 $C$ および $D$ は、系統構成が $S_1$ であるか $S_2$ であるかによって異なった値を持つ。

しかしこの場合、系統構成の相違による定数 $C$ の変化は $D$ の変化の2%程度であるので、実際上 $C$ が系統構成によらず一定であるとして差し支えない。したがって、(3.11)式の切

換え則は,

$$D\dot{\delta} \sin \delta \rightarrow \max \quad (3.14)$$

と等価であるとみなせる。 $D$ の値は系統構成が $S_1$ の時小さく、 $S_2$ の時大きくなるので、

$$\begin{cases} \dot{\delta} \sin \delta > 0 & \text{ならば } S_2 \\ \dot{\delta} \sin \delta < 0 & \text{ならば } S_1 \end{cases}$$

という論理で切換えを行なえばよい。またこの論理は、故障箇所や系統の潮流状態に影響を受けないので、この論理に基づく切換え制御はロバストなものとなる。

このような切換え制御を行なった場合の、動揺曲線を図 3.14 に示す。ただしここに示したのは、二回線送電線 1-3 のノード 1 至近端の三相地絡故障を送電線 1-3 の一回線開放によって除去したケースである。この時の位相面の様子を示した図 3.15 を見ると、系統の状態がすみやかに安定平衡点に落ち着いていくものの、安定平衡点の近傍では $\delta$ 軸に沿ってスライディングモードが発生していることがわかる。この状態では極めて速いタイミングでの切換えが必要となってしまう。

そこで、切換えの回数の上限を 4 回として、このチャタリングが発生しないように制御した結果を図 3.16 と図 3.17 に示した。このように途中で切換えを打ち切っても、切換えを行なわない場合の系統に比べて、事故後の動揺は著しく低減されている。

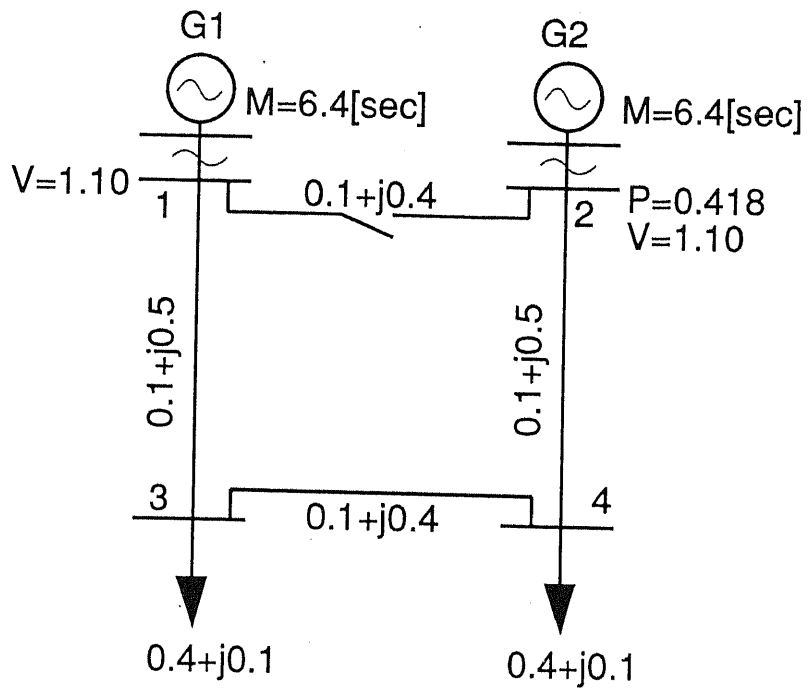


図 3.13: 2 機系統

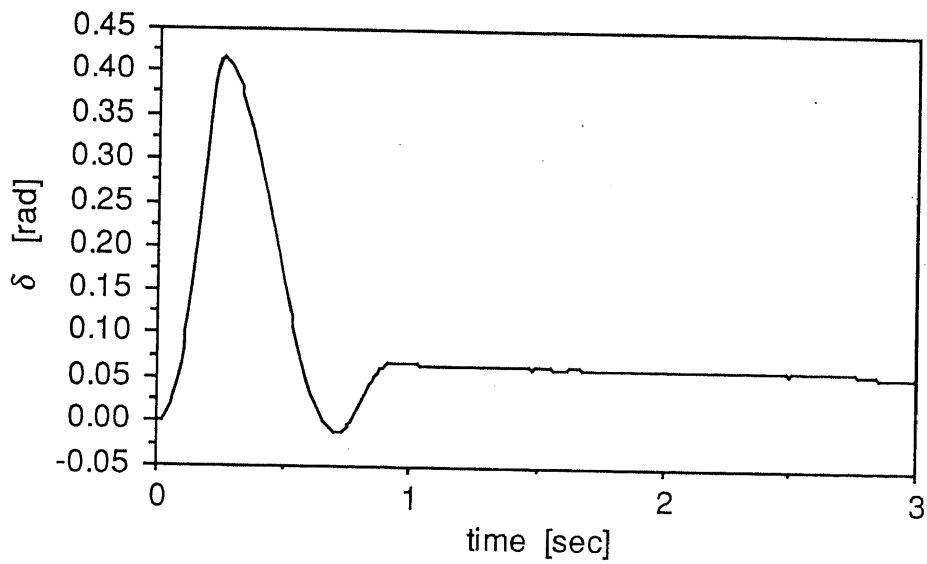


図 3.14: 動揺曲線 (1)

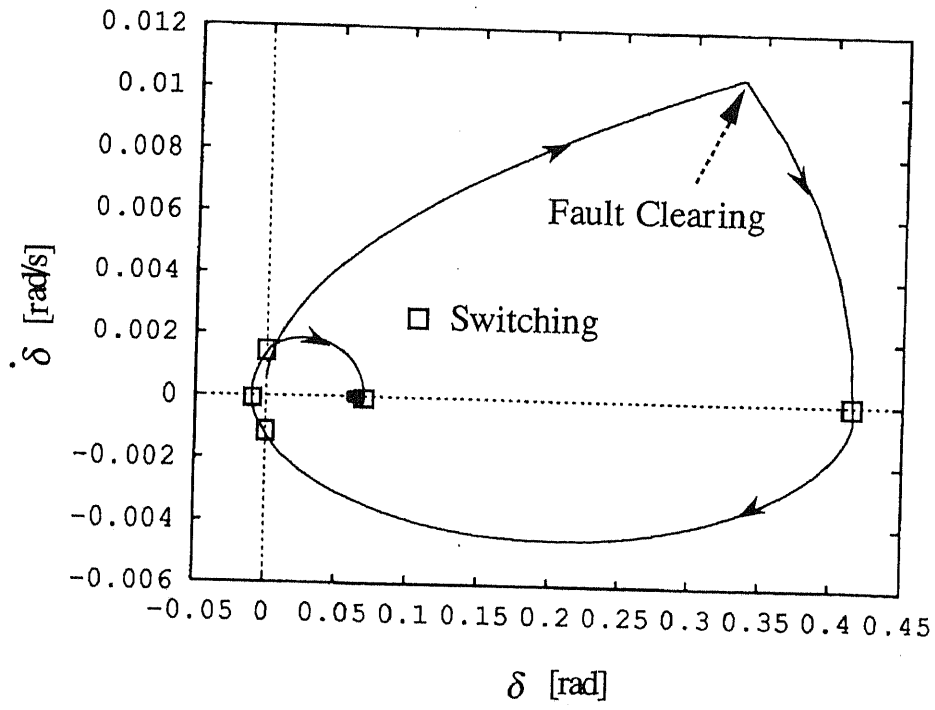


图 3.15: 位相面軌道 (1)

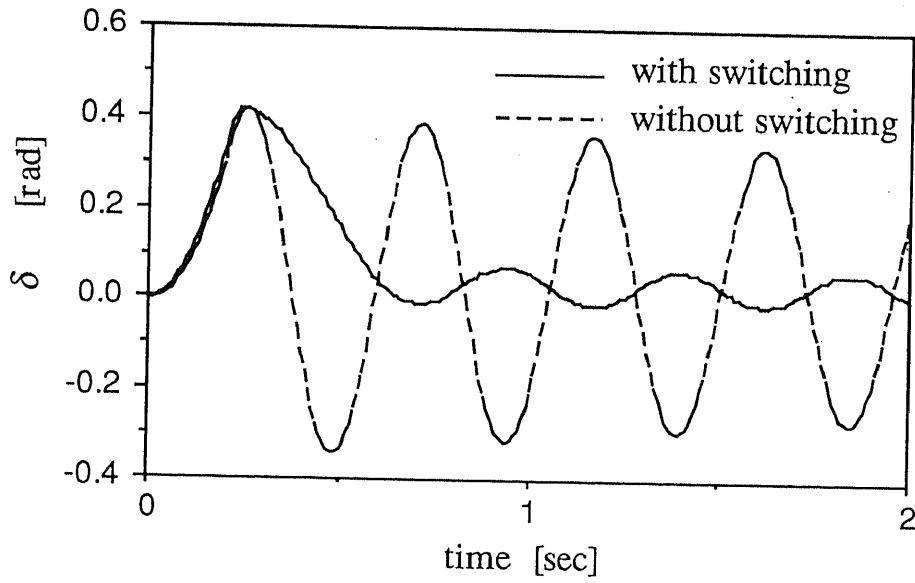


图 3.16: 動揺曲線 (2)

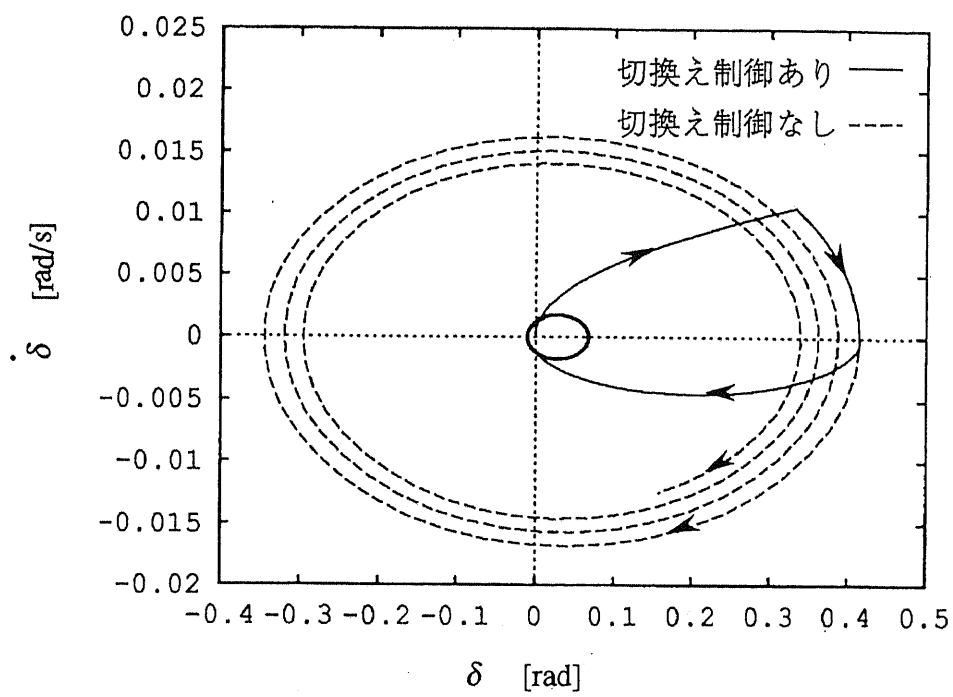


図 3.17: 位相面軌道 (2)

### 3.5 母線切換えの効果

送電線切換えの論理は、母線の切換え制御にもそのままの形で適用可能である。というのも、送電網を発電機端子から見たアドミタンス行列として表現する場合には、いずれの切換えも行列の値の離散的な変化として扱うことができるからである。

本節では図 3.18 のモデル系統において、母線切換えを行った効果を検証する。ここで切換え制御の適用が考えられるのは電源側母線 B1 と中間開閉所母線 B2 である。3.2 節での議論からの類推により、「母線 B1 もしくは B2 を平常時は分離し、故障除去後にこれを併用する運用」により、故障継続中の発電機群の加速を抑制できると予想される。以下では母線のこのような運用を、「急速併用投入」と呼ぶことにする。

ここで発電機 G1 と G2 の電気出力がともに 2500[MW] の状態で、送電線 L21 の母線 B1 至近端での一回線三相地絡故障が発生した場合を想定する。故障発生直後の発電機の電気出力と発電機加速の不均衡度指標  $A$  を計算した結果を、表 3.4 に示す。但し、この場合は系統内に無限大母線が存在するので、(3.6) 式において慣性中心の加速  $\alpha_0$  が 0 となり、

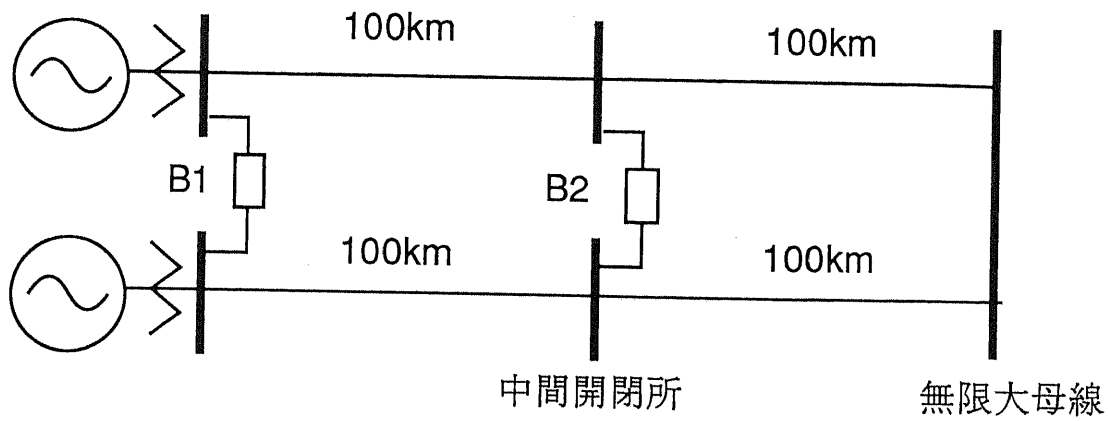
$$A = \sum_{i=1}^2 \frac{1}{2} M_i \alpha_i^2$$

によって指標  $A$  を計算できる。

表 3.4 から明らかな通り、常時母線併用時と比較して、母線 B1 に急速併用投入を適用した場合には、指標  $A$  の値が十分に小さくなっている。

図 3.19 には一回線三相地絡故障に対する過渡安定度上の送電限界をデジタルシミュレーションによって求めた結果を示す。但し、計算にあたっては、故障は 80[msec] 後に遮断されるものと仮定し、また母線併用時の過渡現象を抑制するために 8% の限流リアクトルを設置したとする。母線併用投入のタイミングは、故障除去と同時に望ましいが、ここでは母線切換えシーケンスに要する時間を考慮して、200[msec] 後に投入を行うものとした。

母線 B1 に急速併用投入を適用した場合には、常時母線併用時に比して、10.5% (632[MW]) の送電限界の向上が見られる。無論この運用方式を採用することにより、故障電流を小さく抑えることも可能である。



発電機	容量3500MVA	M: 9 秒 (自己容量ベース)
	$X_d'$ : 0.12pu	(自己容量ベース)
変圧器	14% (自己容量ベース)	
送電線	500kV (TACSR 810×4) 2cct	

図 3.18: 急速母線併用投入の効果を検証するためのモデル

表 3.4: 故障発生直後の発電機出力および指標  $A$

	$G1$ [MW]	$G2$ [MW]	$A$ ( $\times 10^{-3}$ [rad $^{-1}$ ])
常時 B1,B2 併用	0.000	0.0	1.42
B1 急速併用	0.000	2.496	0.711



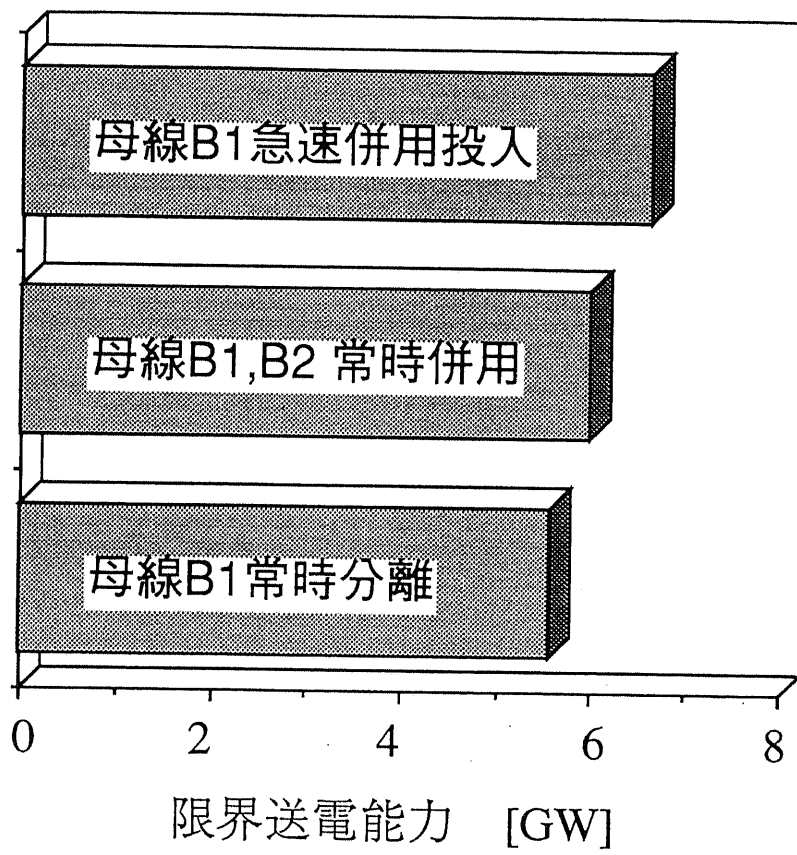


図 3.19: 急速母線併用投入による送電能力の向上

## 3.6 結論

本章では、系統構成の切換え制御による系統の安定化について、基礎的な検討を行なった。ここで得られた知見をまとめると、以下のようなになる。

- 故障発生前の系統構成を適切に選ぶと、故障除去と同時に切換えを行なうことで、第一波の動揺を抑制できる。
- 提案する切換え制御によって、系統の短絡容量を大幅に抑制できる。
- 故障発生前の系統の選定には、発電機の加速の不均衡度  $A$  を指標として利用できる。
- エネルギー関数の時間微分  $\dot{V}$  を最小とするように複数回の切換えを行なうことで、系統のダンピングを大きく向上できる。

本章の検討内容について、今後は例えば以下の課題を解決していく必要があるだろう。

- 系統切換えにともなう過渡現象の解析
- 電圧安定度向上のための切換え制御

大規模化が進んでいる現在の電力系統において、安定度と短絡容量の両立は、きわめて難しい課題である。本章で述べた系統構成の切換え制御は、一つの有効な対策となろう。

## 第 4 章

# 可変インピーダンス機器の制御による電力システムの安定化

### 4.1 概要

本節の目的は、可変直列コンデンサなどをはじめとする可変インピーダンス機器を、電力システム内に組み込んだ場合に、これらをどのように制御すれば、安定度の向上が可能であるかを論じることである。

最近米国 EPRI を中心にパワーエレクトロニクスを利用して直列補償コンデンサのインピーダンスや移相器の位相を高速に制御し、送電網の能力を飛躍的に向上せしめようとする試みが提案されている [3][19][20]。また、擾乱発生後に送電線インピーダンスや移相器の位相などを制御することによって、システムの安定化がはかれることについては、すでにわが国において理論的に取り扱った先駆的な研究がある [14][15][21]。しかしこれらにおいては、主として一機無限大母線系統や 2 機系統を対象として検討が行なわれており、多機系統に直列コンデンサや移相変圧器を設置してその制御を行なう場合にいかに制御系を設計すればよいかという問題に対しては、十分な検討が行なわれていなかったといえる。また移相器制御に限っていえば、これを一般多機系において非線形システムの最適制御問題として扱った理論的な研究もある [22] が、問題の定式化にあたって移相器の設置箇所を発電機端に限っていることや、直列コンデンサ等の他の機器にはそのままでは適用できないことな

ど問題も残されている。

従来の系統制御においては、直列コンデンサの補償量や移相器の位相角等はある一定の値を持ったパラメータとして取り扱われてきた。これらを可変にすることは一種のパラメータ制御を行なうことに他ならない。

本研究が取り扱うのは、直列コンデンサのインピーダンスや移相器の位相を、ほぼ連続的かつ高速に制御できることを前提として、系統の過渡安定度および定態安定度を強化するために、このような機器（以下では VIPS 機器と略称する）を如何に制御すべきかという問題である。一般多機系統のいかなる箇所に VIPS 機器を設置した場合にも適用できる制御系であること、また制御系が簡単でなおかつ安定性を保証できることを制御系設計の目標とした。

以下では、まずエネルギー関数を基に、これらの VIPS 機器の制御系の設計法を導く。ここに導かれた制御系は、基本的には、各発電機の周波数偏差をフィードバックするものである。また、ここで提案する方法をもとに設計した直列コンデンサについて、過渡安定度および定態安定度の向上の効果を、デジタルシミュレーションと固有値解析によって明らかにする。さらに、全状態量をフィードバックする最適レギュレータとの制御能力の比較を行なう。

本節での検討の結果によると、提案する手法によって、ループ系統、串型系統のいずれの場合でも、過渡安定度および定態安定度が大きく向上することが明らかとなった。また、VIPS 機器の設置箇所によって、ダンピングが向上するモードが異なることがわかった。この結果は VIPS 機器の設置箇所の選定が安定度の向上に大きく効いてくることを示唆している。全状態量をフィードバックする最適レギュレータとの比較では、ダンピングにおいては若干劣るものの、第一波の抑制効果については、むしろ提案する制御系が優れていることが明らかとなった。

## 4.2 エネルギー関数に基づく VIPS 機器の制御系の設計法

本節ではエネルギー関数を基に、VIPS 機器の制御方法を導出する。

### 4.2.1 制御則の導出

VIPS 機器を設置して、インピーダンスや位相など  $m$  個のパラメータを制御することを考える。以下では、これらのパラメータを  $\eta_1, \dots, \eta_m$  と表す。

負荷の定インピーダンス特性を仮定すると、発電機の動揺方程式は

$$\dot{\delta}_i = \omega_i \quad (4.1)$$

$$M_i \dot{\omega}_i = P_{mi} - D_i(\omega_i - \omega_0) - P_{ei}(\underline{\delta}, \underline{\eta}) \quad (4.2)$$

ここに、

$$\underline{\delta} \triangleq [\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n]^T, \quad \underline{\omega} \triangleq [\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n]^T$$

$$\underline{\eta} \triangleq [\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_m]^T$$

であり、 $\delta_i, \omega_i$  は発電機  $i$  の内部位相角および回転角速度、 $\delta_0, \omega_0$  は慣性中心の位相角および回転角速度。また、 $P_{mi}, P_{ei}$  は、発電機  $i$  の機械入力および電気出力、 $M_i, D_i$  はそれぞれ発電機  $i$  の慣性および制動係数。

と書くことができる。

ここで、同期平衡の立場からみた  $n$  機系のエネルギー関数として、(4.3) 式を考える [9][10]。

$$V(\underline{\delta}, \underline{\omega}) = \sum_{i=1}^n \frac{1}{2} M_i (\omega_i - \omega_0)^2 + V_P(\underline{\delta}) \quad (4.3)$$

ただし、

$$V_P(\underline{\delta}) = - \sum_{i=1}^n P_{mi} (\theta_i - \theta_i^s) + \sum_{i=1}^n \int_{\theta_i^s}^{\theta_i} P_{ei}(\underline{\theta}, \underline{\eta}^0) d\theta_i \quad (4.4)$$

ここに

$$\underline{\theta} \triangleq [\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n], \quad \theta_i \triangleq \delta_i - \delta_0$$

$\underline{\eta}^0$  は VIPS 機器パラメータ  $\underline{\eta}$  の定常値であり、また  $\theta_i^s$  は安定平衡点における  $\theta_i$  の値である。

(4.3) 式で、右辺第一項および第二項は、それぞれ運動エネルギーと位置エネルギーに類する関数である。ただし、このエネルギー関数は、動揺収束後の安定平衡点に対してその値が極小値 0 となるように選ばれ、その際 VIPS 機器のパラメータも動揺収束後の定常値  $\underline{\eta}^0$  に固定していることに注意を要する。(4.3) 式のエネルギー関数はその時間微分値 ( $dV/dt$ ) が状態空間 ( $\underline{\delta}, \underline{\omega}$ ) の全領域で負定となるように選ばれているので、故障除去後の系統において、VIPS 機器を制御しない場合には、このエネルギー関数は時間とともにある速度で減少していく (これは発電機自体の制動効果によるものである)。ここで、VIPS 機器を適切に制御することによって、エネルギー関数の減少する速度をより大きくできれば、故障除去後の系統のダンピングを向上できる。また同じ制御を施すことで、擾乱発生中のエネルギー関数の増加速度を小さくすることができるので、第一波動揺を抑制することが可能である。

いま、ある瞬間における VIPS 機器のパラメータの定常値  $\eta_1^0, \dots, \eta_m^0$  からの変化分が  $\Delta\eta_1, \dots, \Delta\eta_m$  であったとすると、この変化分によって各発電機の電気出力は、無制御時とは異なる値となる。その結果、エネルギー関数の時間微分値 ( $\dot{V} = dV/dt$ ) は、VIPS 機器のパラメータが定常値に固定されている場合に比べて、

$$\Delta\dot{V} = - \sum_{i=1}^n (\omega_i - \omega_0) \Delta P_{ei} \quad (4.5)$$

だけ変化する。

ここで、パラメータ  $\eta_k$  の変化に対する、 $i$  番目の発電機出力  $P_{ei}$  の変化の感度  $\sigma_{ik}$  (以下ではこれを単に感度係数と呼ぶ) を、

$$\sigma_{ik} = \frac{\partial P_{ei}}{\partial \eta_k} \quad (4.6)$$

と定義すれば、(4.5) 式は、

$$\Delta\dot{V} \cong - \sum_{k=1}^m \Delta\eta_k \sum_{i=1}^n \sigma_{ik} (\omega_i - \omega_0) \quad (4.7)$$

となる。したがって各パラメータを

$$\Delta\eta_k = K \sum_{i=1}^n \sigma_{ik} (\omega_i - \omega_0) \quad (4.8)$$

ただし  $K$  は正の定数

にしたがって動かせば、(4.7) 式より  $\Delta\dot{V} < 0$  となり、無制御の時に比較して、エネルギー関数の減少する速度を大きくすることができる。すなわち、各発電機の角速度偏差に感度係数  $\sigma_{ik}$  による重みづけを行なって加算した値を使って、VIPS 機器のパラメータを動かせば、システムのダンピングが向上することがわかる。

#### 4.2.2 感度係数の推定

前節で述べたごとく、各発電機の角速度偏差に感度係数 ( $\sigma_{ik}$ ) を乗じて、これを VIPS 機器に対する制御入力とすれば、安定化制御が可能となる。この感度係数は一般にすべての発電機状態変数の関数となるので、過渡動揺時にはその値が時間とともに変化することになる。ここでは、動揺中の各発電機の感度係数を近似的に推定する方法を論じる。なお、以下では VIPS 機器として、直列コンデンサおよび移相器を扱う。感度係数の計算方法については、付録 B に記した。

以下の議論では次の仮定を設けて、感度係数を近似的に求めることとする。

仮定 1 VIPS 機器のパラメータが変化しても、各母線電圧の大きさの変化は小さい (位相は変化する)。

仮定 2 VIPS 機器のパラメータが変化した瞬間には、発電機内部相差角は変化しない。

仮定 3 各ブランチを流れる有効電力潮流は、そのブランチ両端のノードの位相差にほぼ比例する。

仮定 1 より負荷消費電力は VIPS 機器のパラメータによってほとんど変化しない。したがって上述の 3 つの仮定より、VIPS 機器のパラメータの変化による発電機電気出力の変化は、図 4.1 の等価線形直流回路を流れるフローとして近似的に計算することができる。ただし図 4.1 においては、VIPS 機器以外の送電網は抵抗からなる受動回路となる。図 4.1(a),

(b) の  $\Delta\alpha$  および  $\Delta x_V$  はそれぞれ移相器の位相角の変化と直列コンデンサのインピーダンスの変化というパラメータに対応している。また図 4.1(b) 中の  $P_{VsrC}$  は直列コンデンサを流れる有効電力潮流である。ここで、図 4.1 では、直列コンデンサを  $P_{VsrC}\Delta x_V$  の等価電源で置き換えているが、これは線形直流回路の補償定理によるものである（詳しくは、付録 C 参照）。

図 4.1 の等価回路より、移相器に対する感度係数 ( $\Delta P_{ei}/\Delta\alpha$ ) は、系統構成が変わらない限り発電機の内部状態によらずに一定となることがわかる。また直列コンデンサに対する感度係数 ( $\Delta P_{ei}/\Delta x_V$ ) は、発電機の内部状態にかかわらず、直列コンデンサを流れる有効電力潮流と系統構成によって決まる定数の積となる。また、複数の移相器や可変直列コンデンサが系統内にある場合については、各発電機の出力変化は、個々の VIPS 機器のパラメータ変化に対して計算した出力変化の和となる（重ね合わせの理）。

したがって、移相器に対しては、定常状態について計算した感度係数を、過渡時においてもそのまま用いればよいことがわかる。また直列コンデンサに対しては、定常状態について計算した感度係数を用いて、過渡時においては

$$\hat{\sigma}_{ik} = \frac{P_{VsrC}}{P_{VsrC}^0} \sigma_{ik}^0 \quad (4.9)$$

ここに、 $\hat{\sigma}_{ik}$  は感度係数の推定値、 $\sigma_{ik}^0$  は定常状態において計算した感度係数、 $P_{VsrC}$  は直列コンデンサの有効電力潮流、 $P_{VsrC}^0$  はその定常状態での値である

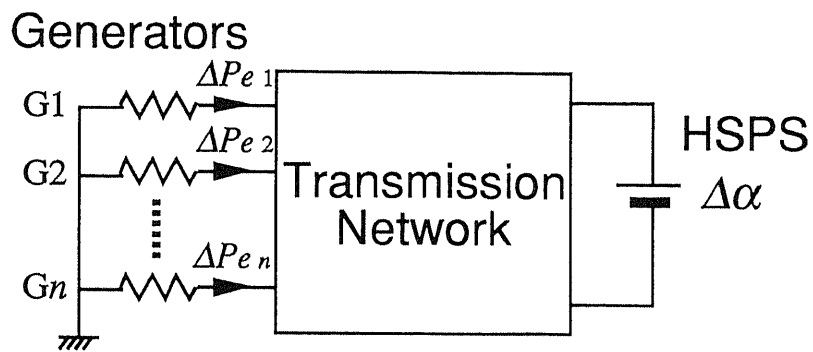
として推定した感度係数の値を用いればよい。

以上の考察から、移相器および直列コンデンサに対する制御系として、図 4.2 が導かれる。ただし、図 4.2 において、移相器および直列コンデンサは一次遅れの伝達関数で模擬している。また図 4.2 の移相器および直列コンデンサに対する各発電機のゲイン  $K_i$  としては、定常状態に対して計算した感度係数  $\sigma_{ik}$  を用いればよい。系統構成が大きく変化した場合にはこれらの感度係数を再計算する必要がある。

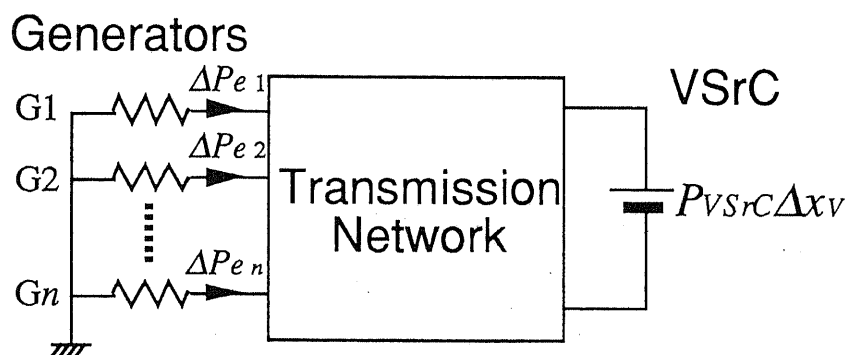
なお、本節に示した感度係数の推定法の妥当性については、4.3.2 節において、数値的に検証する。

図 4.2 に示した制御系では、系統内のすべての発電機の角速度偏差を制御入力をつくるために利用している。しかしながら、次節でもその数値を示すように各発電機に対するゲ



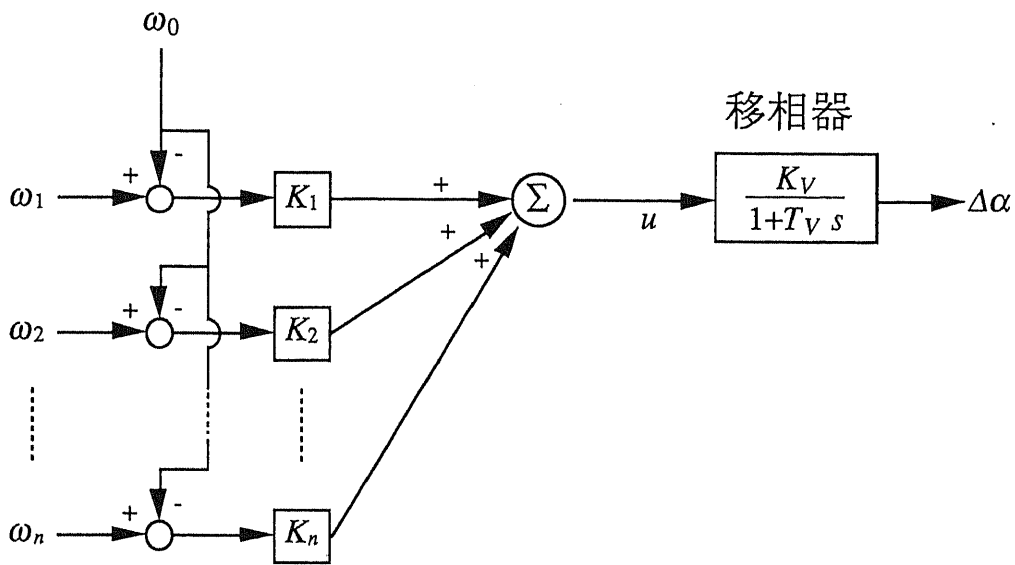


(a) DC circuit for HSPS

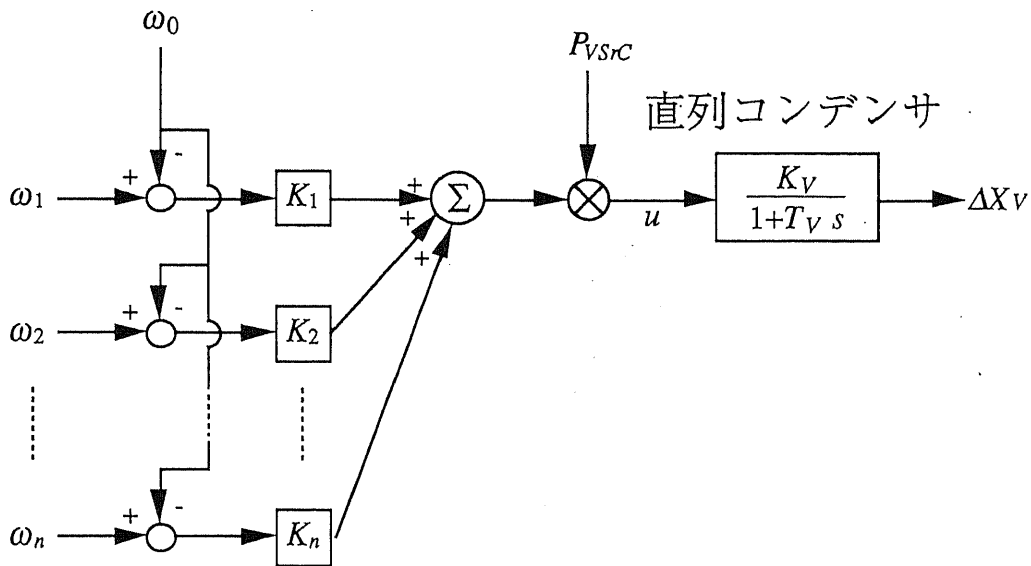


(b) DC circuit for VSrC

図 4.1: 発電機出力変化を求めるための等価直流回路



(a) 移相器の制御系



(b) 直列コンデンサの制御系

図 4.2: VIPS 機器の制御系

インの絶対値は、VIPS 機器の近傍の発電機に対しては大きく、また遠隔地の発電機に対しては小さくなる傾向があるので、VIPS 機器の近傍の発電機についての情報のみを利用した制御が可能であると推測される。特に移相器や直列コンデンサを電源線に挿入した場合には、その電源線につながる発電機の情報のみを利用した局所的な制御が可能である。

## 4.3 可変直列コンデンサ補償システムの安定化

前節で導いた制御系の構成法を、直列コンデンサの制御系に適用した場合の効果を、デジタルシミュレーションおよび固有値解析によって検討する。モデル系統としては、ループ系統（3機）、長距離串型系統（5機）およびIEEE New England 39母線系統（10機）を選んで、評価を行っている。以下の解析にあたっては、直列コンデンサの特性は、前節の図に示したごとく一次遅れの伝達関数で模擬した。特に断らない限り、その時定数 $T_V$ は0.2秒とした。なお、以下では、直列コンデンサを設置した送電線において故障が発生している場合には、故障が除去されるまで直列コンデンサは動作を停止するものと仮定した。

### 4.3.1 3機ループ系統

図4.3に示したループ系統に可変直列コンデンサを設置し、制御を行なった。可変直列コンデンサの制御系の定数は表4.1に示した通りである。なお発電機定数および発電機制御系の定数については、文献[5]の値を使用した。

シミュレーション結果 二回線送電線L4の母線B至近端に発生した一回線3LG故障をL4の一回線開放によって0.1秒後に除去した場合について、デジタルシミュレーションを行った結果を図4.4に示した。

図4.2の制御系で、可変直列コンデンサの制御を行うことで第一波動揺が抑制され、しかもダンピングが向上することがわかる。また、直列コンデンサV<sub>SrC1</sub>、V<sub>SrC2</sub>の両方を制御した場合には、いずれかのみを制御した場合よりも、系統が安定になることがわかる。

この場合、表4.1に示した各発電機に対するゲイン $K_1, K_2, K_3$ は、送電線が投入されている場合について計算されたものであるため、このケースの故障除去後の系統（すなわち送電線L4を一回線開放している状態の系統）に対しては、理想的な値とはなっていないことに注意を要する。故障除去後の系統についてゲインを計算して故障前の系統に対する値と比較したところ誤差は10%程度であった。この程度の系統構成変化に対しては、各発電機に対するゲインを新たに計算し直す必要はないものと推察される。

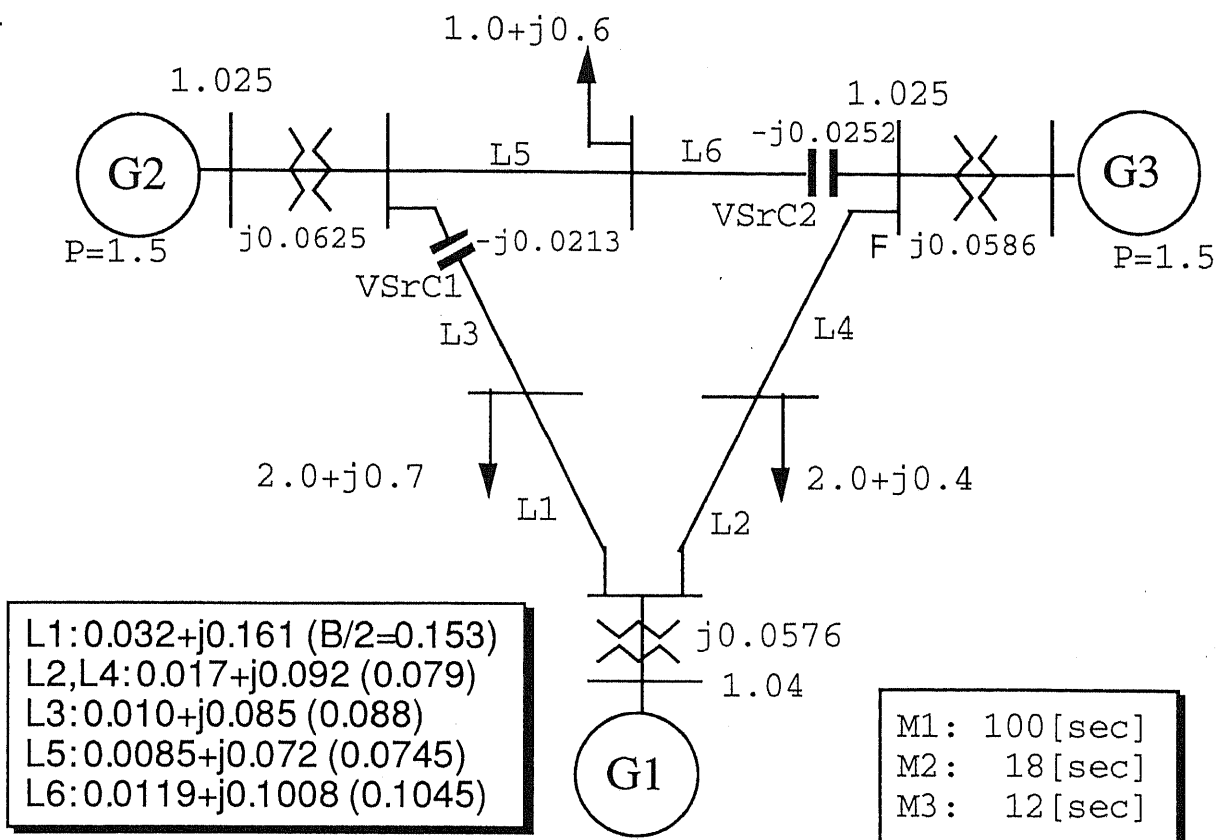
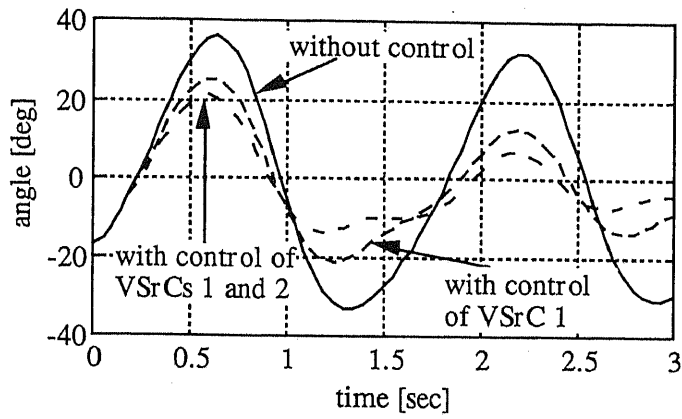


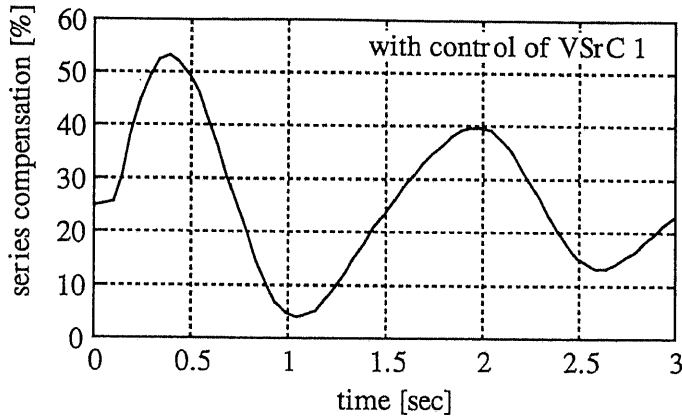
図 4.3: 3機モデル系統

表 4.1: 直列コンデンサの制御系パラメータ

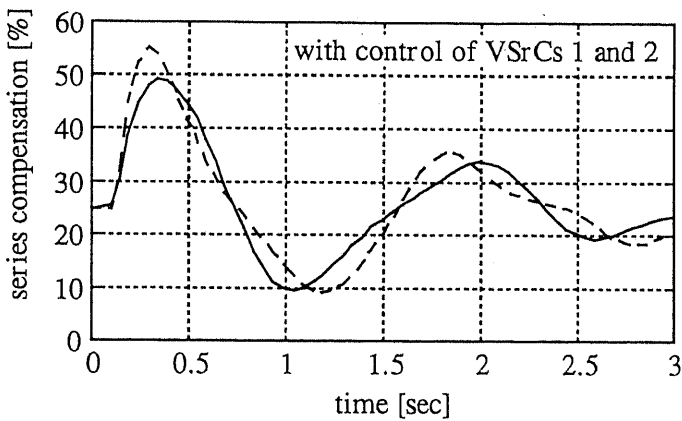
	VSrC1	VSrC2
$K_1$	-0.179	-0.170
$K_2$	-1.218	0.411
$K_3$	-0.539	-1.130
$K_V$	2.00	1.50



(a) Swing Curves of Generator G2



(b) Dynamic Behavior of VSrC 1



(c) Dynamic Behaviors of VSrCs 1 and 2

図 4.4: シミュレーション結果

**固有値解析** 直列コンデンサを制御した場合に、定態安定度がどの程度向上するかは、固有値解析によって定量的に評価することができる。なお、可変直列コンデンサを含む電力系統の固有値解析においては、従来の固有値解析では定数として扱ってきた送電線のインピーダンスを状態変数に加え、またこの状態変数の変化によるアドミタンス行列の変化を考慮した状態方程式を導出し、これを基に解析を行う必要がある。

図 4.5 は最も弱制動の電力動揺モードに対応する支配固有値の実部が、直列コンデンサ制御系のゲインによってどのように変化するかを示したものである。明らかに、制御によって定態安定度が向上することがみてとれる。なお、電力動揺モード以外の固有値については、直列コンデンサの制御によってほとんど影響を受けなかった。

### 4.3.2 5 機串型系統

図 4.6 の串型系統についても、直列コンデンサを設置して、その補償量を制御した時の効果を評価した。直列コンデンサ制御系の定数は表

4.3 に示した通りである。

**シミュレーション結果** 図 4.7 は、2 回線送電線 L2 の発電機 G2 の至近端での一回線 3LG 故障を、0.1 秒後に一回線開放して除去（再閉路は失敗）したケースについて、シミュレーションを行った結果を示している。この場合も系統の第一波が抑制され、また制御系のゲインをある程度大きくすることで、ダンピングも向上することが見て取れる。

**固有値解析** 図 4.6 の系統について弱制動の電力動揺モードを制動力の弱い順番に 4 つ抽出すると、表 4.4 に示したようになる。表 4.4 に記した (+), (-) という記号は、その電力動揺モードの固有ベクトルのうち各発電機の位相角  $\delta_i$  に対応する成分の実部の正負である（いずれの場合も虚部は実部に比して小さかった）。これによれば、例えばモード 1 は発電機 G1, G5 の 2 機と発電機 G2 が逆位相で動揺する電力動揺に対応していることがわかる。

直列コンデンサの制御をおこなった場合に、これらの電力動揺モードの固有値がどのように変化するかを計算した結果を、図 4.8 に示した。この結果によれば、直列コンデンサの制御によってモード 1, 3 が安定化されることがわかる。

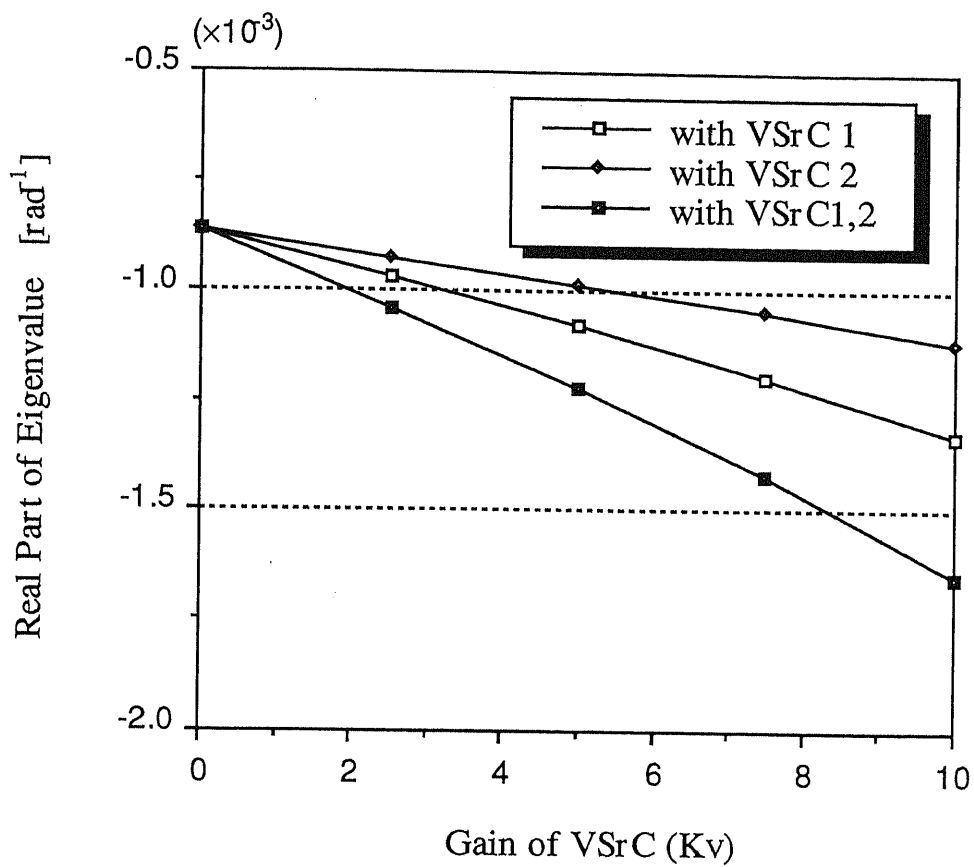
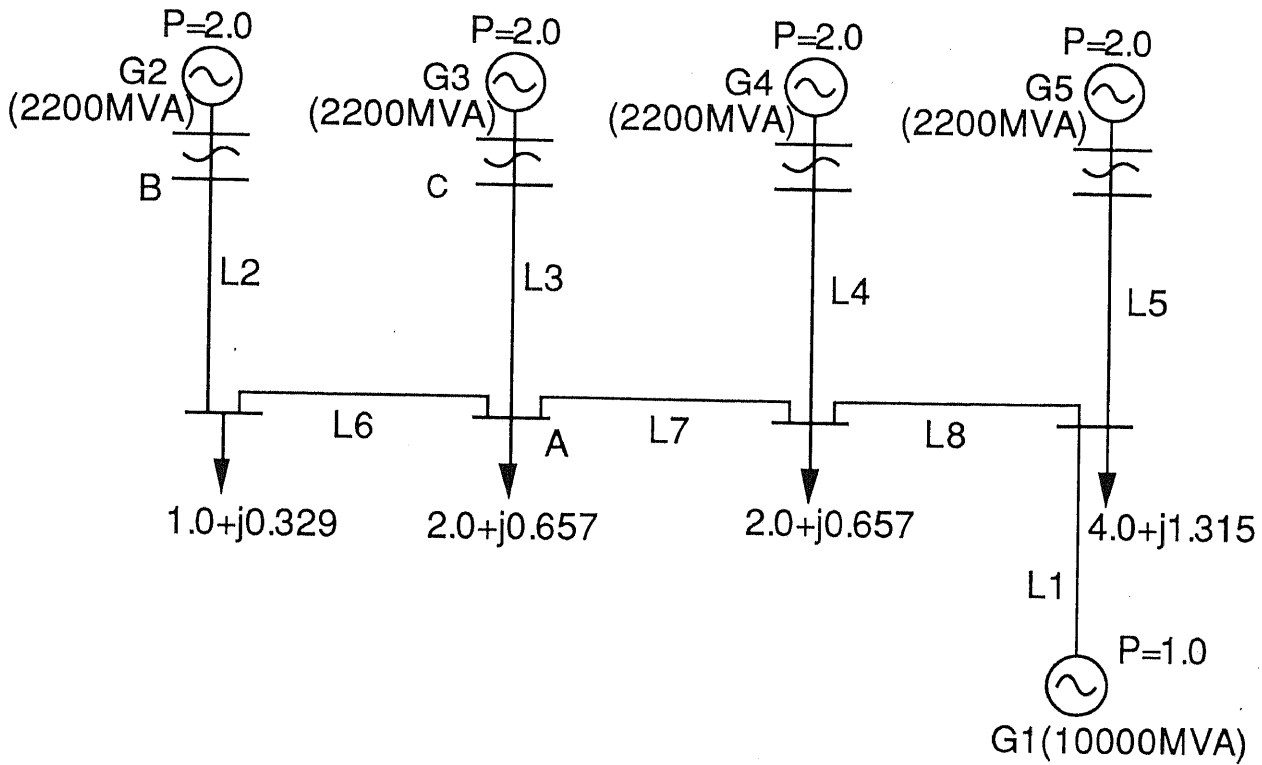


図 4.5: VSrC 制御による支配固有値実部の変化

表 4.2: 発電機定数 (自己容量ベース)

$M$	8.0 sec	$T'_d$	1.0 sec
$x_d$	1.55 p.u.	$T''_d$	0.04 sec
$x'_d$	0.25 p.u.	$T''_q$	0.04 sec
$x''_d$	0.20 p.u.	$T_a$	0.40 sec
$x_q$	1.55 p.u.	$x_l$	0.18 p.u.
$x''_q$	0.20 p.u.		



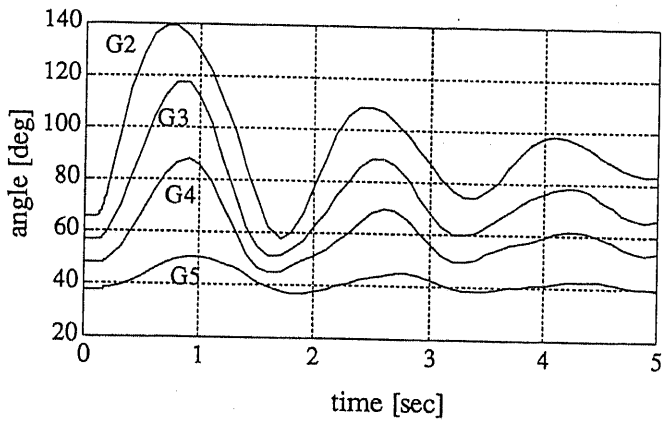


L1 -L5 : R=0.002pu    L6- L8 : R=0.0077pu  
           X=0.0335pu        X=0.137pu  
           Y/2=0.055pu        Y/2=0.22pu  
 (60Hz, 1000MVA base)  
 Reactance of transformer 14% (machine base)  
 Moment of generators : 8[sec] (machine base)

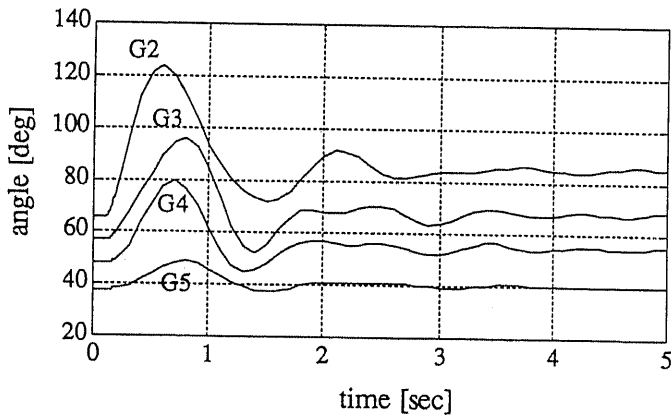
図 4.6: 5機串型系統

表 4.3: 直列コンデンサ制御系のパラメータ

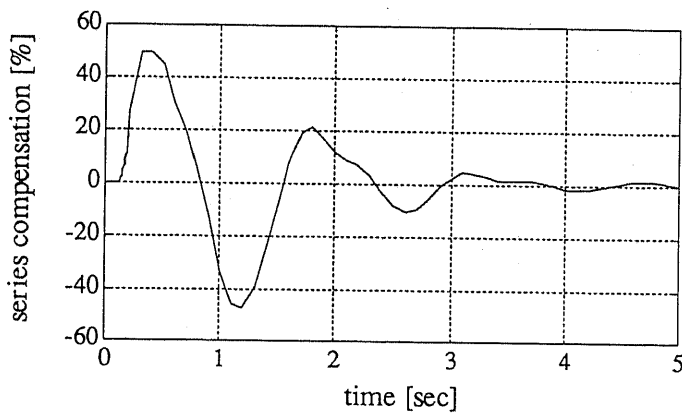
$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	$K_5$	$K_V$
0.576	-0.503	-1.029	0.940	0.392	7.0



(a) Swing Curves of Generators (reference generator G1) without VSrC control



(b) Swing Curves of Generators (reference generator G1) with VSrC control



(c) Dynamic Behavior of VSrC

図 4.7: シミュレーション結果

表 4.4: 弱制動の電力動揺モード (VSrC 制御無し)

モード	固有値 [rad <sup>-1</sup> ]	動揺周期 [s]	関与する発電機
1	$-1.27 \times 10^{-3} \pm j1.35 \times 10^{-2}$	1.48	G1(+) G2(-) G5(+)
2	$-1.40 \times 10^{-3} \pm j1.73 \times 10^{-2}$	1.16	G2(+) G3(-) G4(-)
3	$-1.49 \times 10^{-3} \pm j1.88 \times 10^{-2}$	1.06	G3(+) G4(-)
4	$-1.92 \times 10^{-3} \pm j1.93 \times 10^{-2}$	1.04	G1(-) G5(+)

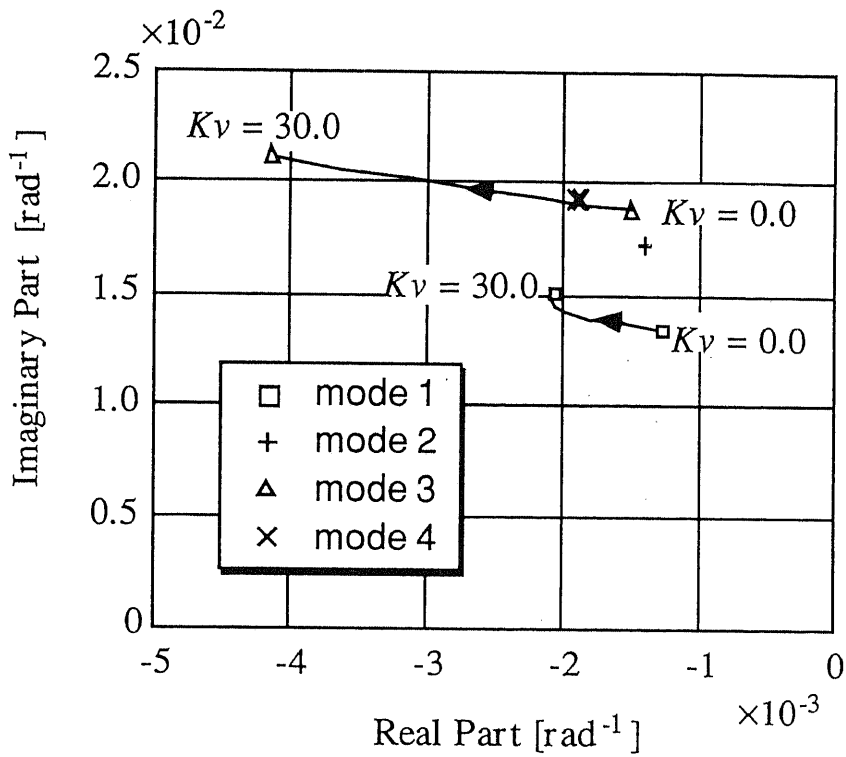


図 4.8: VSrC 制御による電力動揺モードの根軌跡

図4.8からは、直列コンデンサの制御が効果を表すモードは、その直列コンデンサを中心として両側の発電機が逆位相で動揺する電力動揺であることがわかる。逆に直列コンデンサの制御が効果を持たないモードは、その動揺によって直列コンデンサの潮流が大きく動揺しない場合である。例えば、発電機 G3 と G4 が発電機 G2 と逆位相で動揺するモード 2 に対しては、直列コンデンサの制御は効果を持たない。この結果は、直列コンデンサを設置する場合には、弱制動の電力動揺モードの安定化に有効となるように適切な設置箇所を選定する必要があることを示唆している。また、提案する制御手法によって、制動が悪化するモードが存在しないこと、また前節で示したように直列コンデンサが複数設置されている場合でも、それぞれを独立に制御すれば系統を安定化する効果が得られることは、提案する手法の大きな特徴となっている。

### 4.3.3 New England 39 母線系統

前節までは、比較的規模の小さい系統を対象として、可変直列コンデンサの制御の効果を検証してきた。本節ではより複雑で大規模の系統を対象として、提案する制御手法の効果を検討することにする。

さて、本節で例題として取り上げるのは、図 4.9 に示した IEEE New England 39 母線系統である。この系統は北米系統の一部を模擬したものであり、典型的なループ（もしくはグリッド）型の構成をとっている。この場合、小規模のモデル系統とは異なり、直列コンデンサの有効な設置点を見い出すのは、容易ではない。

このような場合には、感度係数やモード解析の結果を参考にして、有効な設置点の候補を見つけ出すことができる。例えば、すでに述べたように、感度係数は VIPS 機器のパラメータ変化に対する各発電機の出力変化の感度と定義される。ある箇所に設置した VIPS 機器について計算した感度係数が、いくつかの発電機に対して大きな値となっている場合には、その地点に設置した VIPS 機器の制御の効果も大きくなるはずである。したがって一般に、より大きな感度係数をもつような箇所に VIPS 機器を設置した方が、VIPS 機器の効果も高いと考えられる。

もちろん、感度係数のみをもって、VIPS 機器の設置点を決めることはできず、系統内に存在する電力動揺モードにも注目する必要がある。一般に  $n$  機系統では、 $n-1$  の電力動揺モードが存在するが、これらのうち特に弱制動のモードに対して、VIPS 機器が有効に作用することが望ましい。5 機串型系統での固有値解析の結果から類推すれば、弱制動のモードに対して、一群をなして動く発電機群（コヒーレントグループ）とそれとは異なる位相で動揺する別の発電機群を結ぶ送電線に、直列コンデンサを設置することが有効と考えられる。例えば、文献 [23] などによれば、図 4.9 の系統については、多くの故障に対して、発電機 G1 と G8、G2 と G3、G4 と G5 が、G6 と G7 がそれぞれコヒーレントグループになることが知られている。

以上の2点も考慮した上で、図中に示した3箇所、すなわち送電線 16-19、16-21、26-27 に VSrC を設置することにした。これらの VSrC の機器定数を表 4.5 に、また、エネルギー関数法により計算した各発電機に対する制御系ゲインを表 4.6 に示した。

以下では、次の2つの想定故障に対して、事故後約5秒間のシミュレーションを行った。

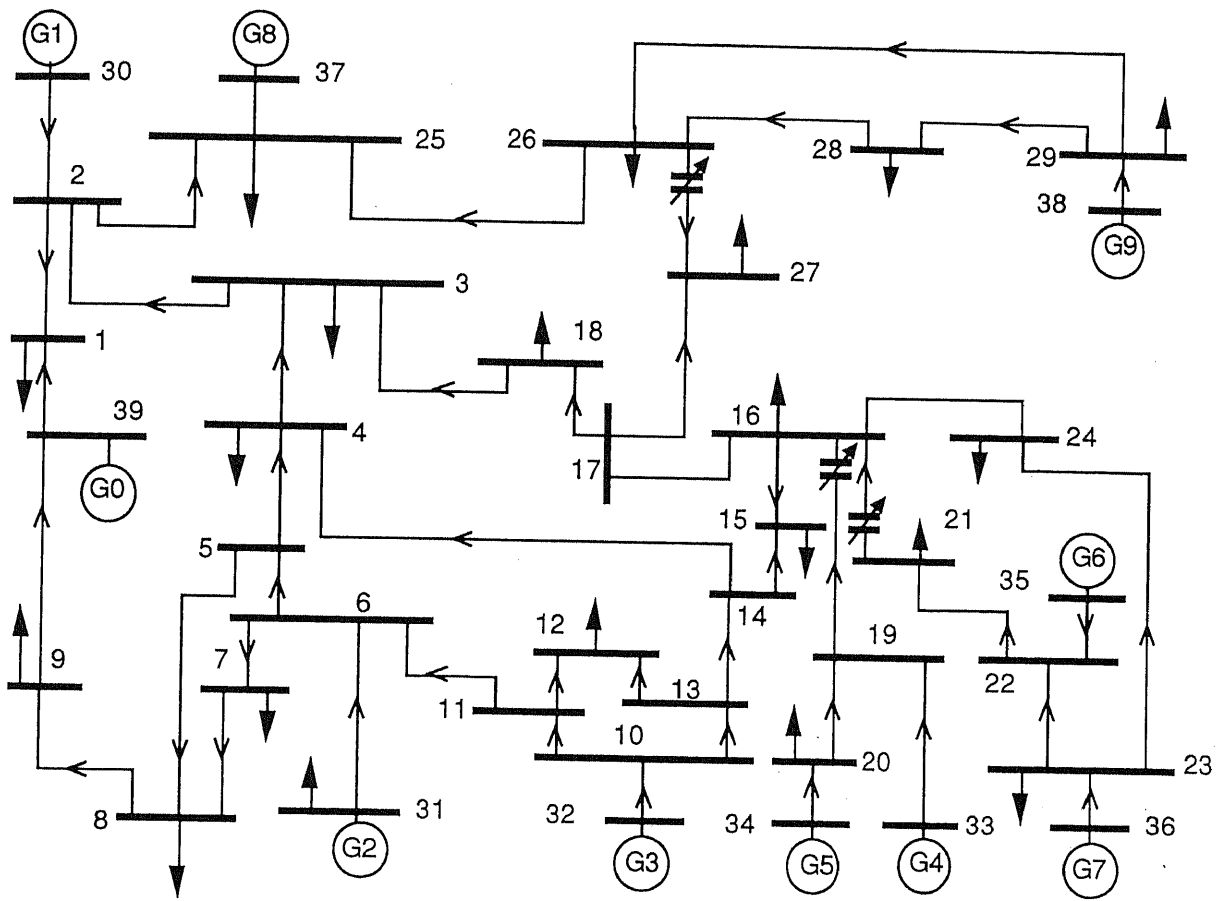


图 4.9: New England 39 母線系統

Case 1 二回線送電線 5-6 の母線 5 至近端での一回線三相地絡事故 ( $t = 0.1[\text{sec}]$ ) を、送電線 5-6 の一回線開放 ( $t = 0.2[\text{sec}]$ ) によって除去。

Case 2 二回線送電線 17-27 の母線 5 至近端での一回線三相地絡事故 ( $t = 0.1[\text{sec}]$ ) を、送電線 17-27 の一回線開放 ( $t = 0.2[\text{sec}]$ ) によって除去。

Case 1 についての、シミュレーション結果を図 4.10 および図 4.11 に、また Case 2 についてのシミュレーション結果を図 4.12 および図 4.13 に示す。ただし、これらのグラフでは、北米連系を模擬した慣性の大きい発電機 G0 を、基準発電機に選んでおり、実線および破線はそれぞれ VSrC を設置しない場合、設置した場合の動揺曲線である。

まず、Case 1 について得られた結果から見てみると、VSrC の設置により、多くの発電機の第一波動揺が抑制され、またダンピングも大幅に改善されていることがわかる。特に、発電機 G4 に対する第一波動揺抑制の効果が大きい。これは、送電線 16-19 に設置した VSrC について、発電機 G4 の感度係数が大きくなっていることから説明できる。逆に、どの VSrC についても、感度係数の絶対値の小さい G2 や G3 などは、他の発電機に比べて、第一波動揺抑制の効果は小さい。しかしながら、第一波動揺が逆に大きくなる発電機は存在しなかった。

また、図 4.12 および図 4.13 より、故障点が全く異なる Case 2 についても、上述の傾向が見られることがわかる。

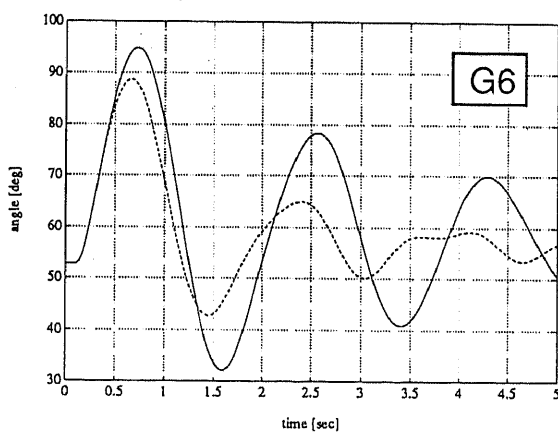
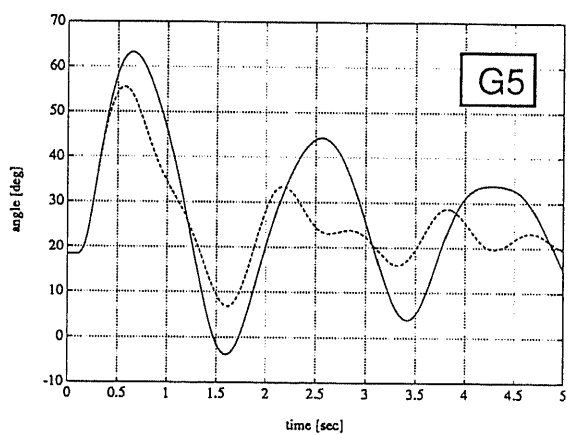
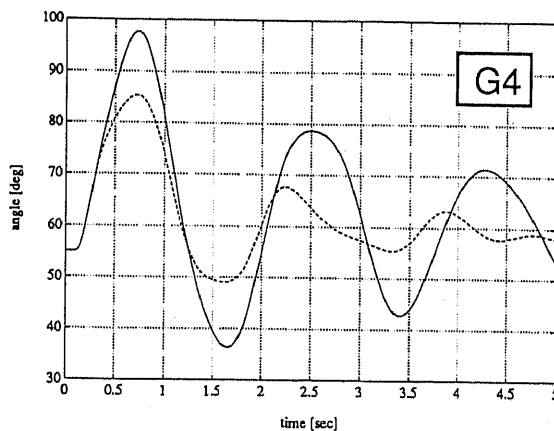
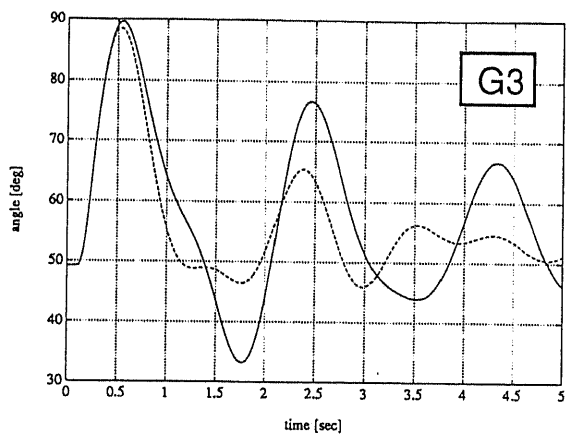
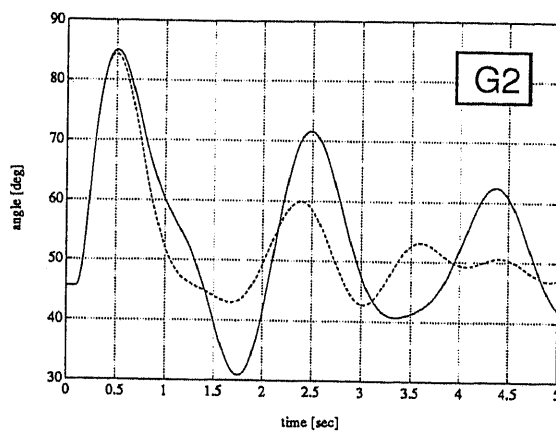
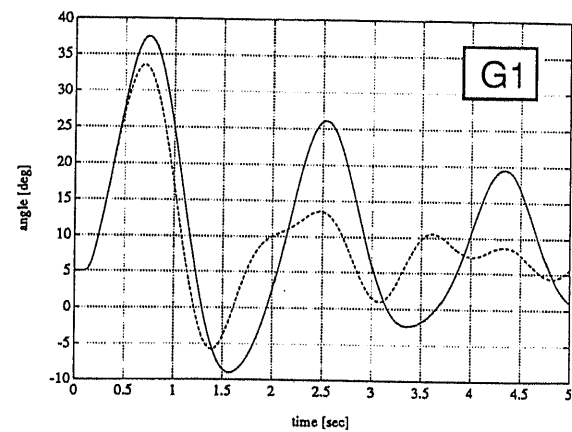


図 4.10: シミュレーション結果 (39 母線系統, Case 1-1)



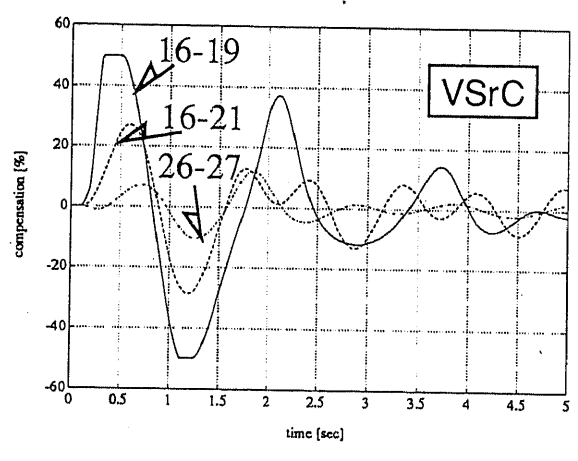
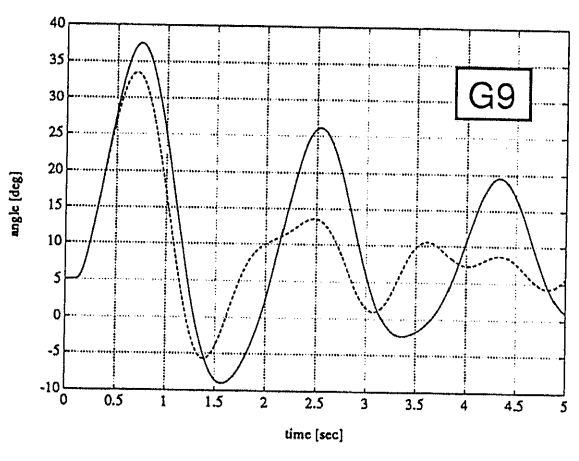
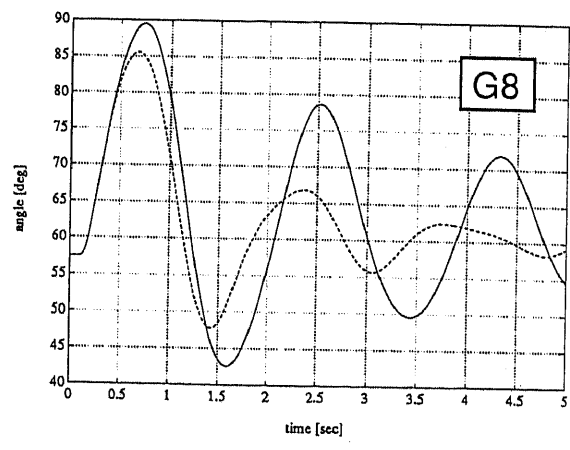
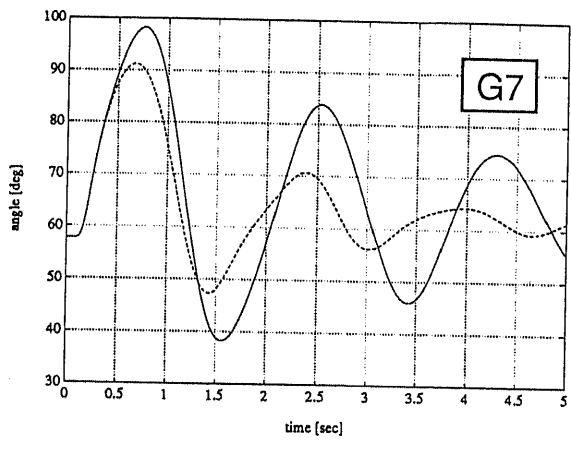


図 4.11: シミュレーション結果 (39 母線系統, Case 1-2)

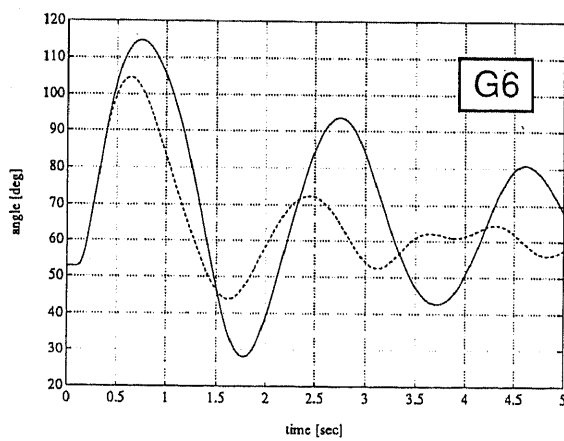
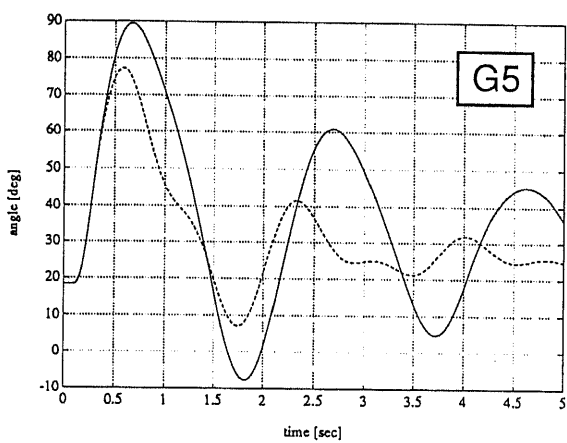
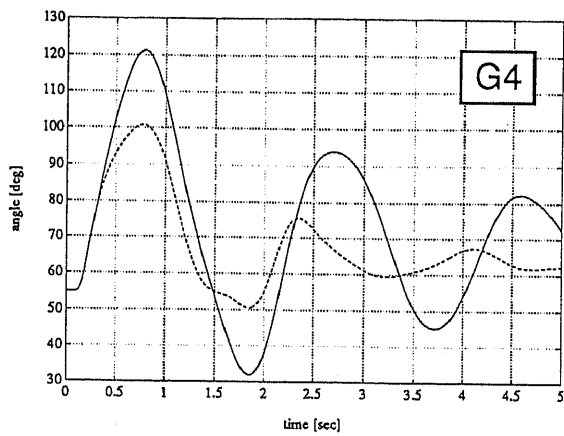
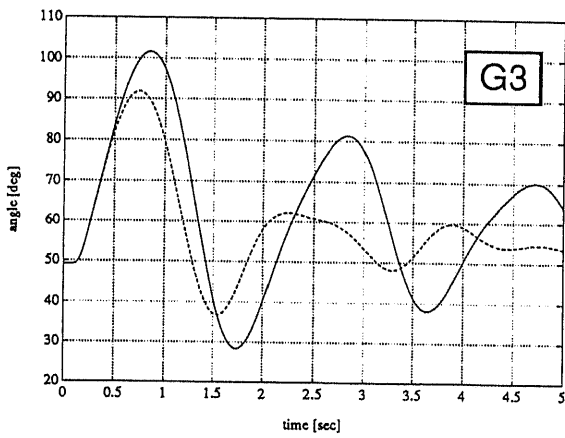
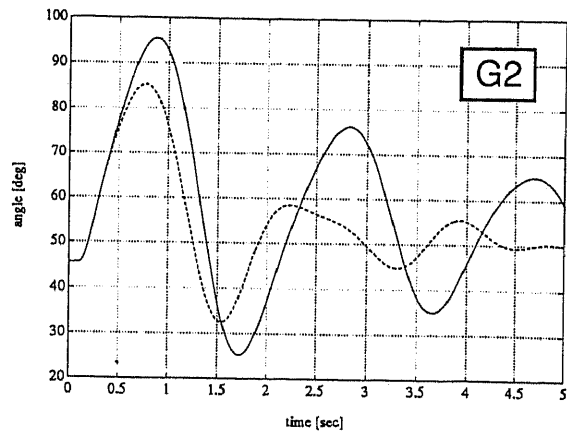
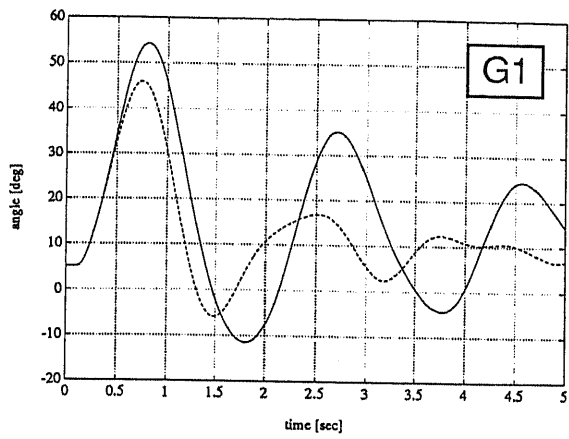


図 4.12: シミュレーション結果 (39 母線系統, Case 2-1)

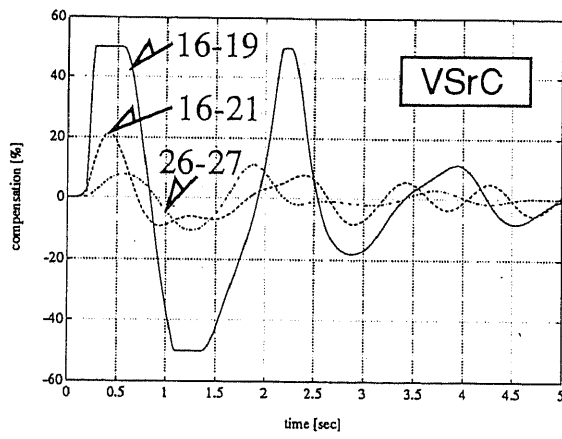
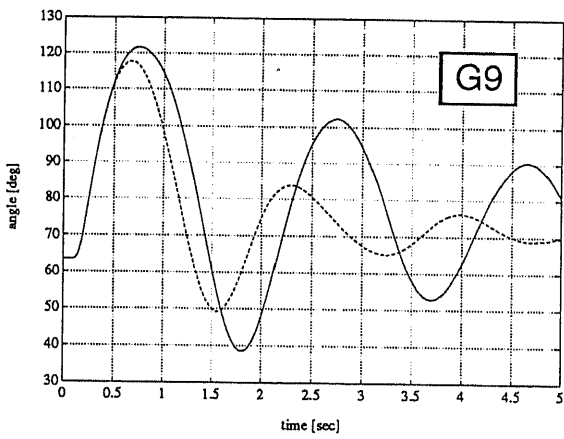
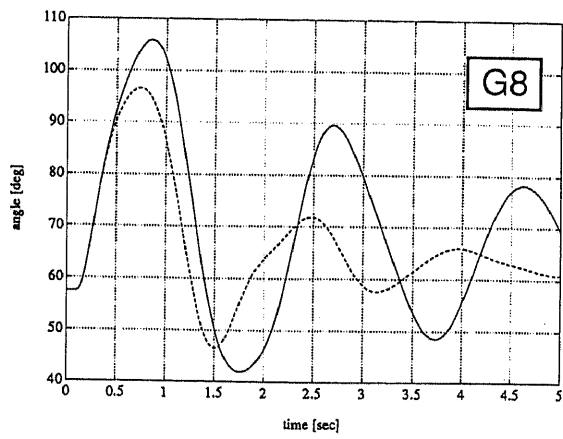
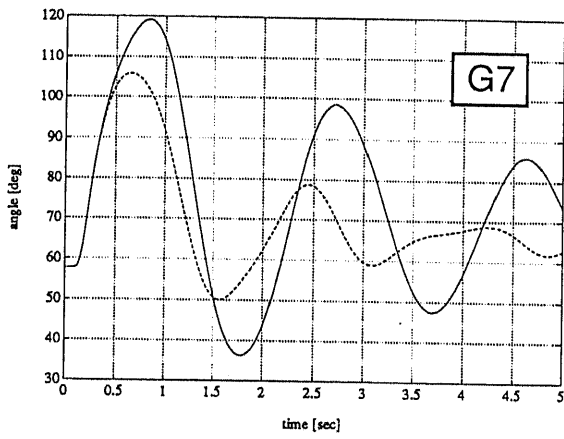


図 4.13: シミュレーション結果 (39 母線系統, Case 2-2)

表 4.5: VSrC の定数

	$K_V$	$T_V$ [sec]	補償率上限値	補償率下限値
VSrC 25(16-19)	100.	0.20	50 %	-50 %
VSrC 26(16-21)	100.	0.20	100 %	-100 %
VSrC 40(26-27)	100.	0.20	100 %	-100 %

表 4.6: VSrC の各発電機に対するゲイン

	G0	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9
16-19	-0.241	-0.152	-0.087	-0.107	0.800	0.315	-0.213	-0.154	-0.085	-0.075
16-21	0.164	0.095	0.051	0.063	-0.964	-0.382	0.560	0.321	0.050	0.042
26-27	0.326	0.289	0.127	0.158	-0.795	-0.347	-0.164	-0.022	0.185	0.242

#### 4.3.4 感度係数の誤差について

4.2.2節においては、VIPS 機器のパラメータ変化に対する各発電機の出力変化の感度（感度係数）を、近似的に推定できることを前提として、図 4.2の制御を導出した。ここでは、図 4.6の系統の動揺時において、解析的に求めた感度係数と、(4.9)式によって求めた感度係数の値を比較してみた。

図 4.14は、4.3.2節でシミュレーションを行なった場合と同じ条件で、発電機 G4 の感度係数とその推定値が、時間とともにどのように変化していくかを示したものである。

両者の値は、故障継続中を除いては、ほぼ0.5[pu]の範囲でよく一致していることがわかる。故障継続中に誤差が発生するのは、この時のアドミタンス行列が、定常時とは大きく異なるためと考えられる。

#### 4.3.5 電源線に設置した直列コンデンサの制御

以上の解析にあたっては、系統内の複数の発電機の角速度偏差を観測出力変数として、フィードバックすることを前提としていた。しかし、可変直列コンデンサを電源線に設置した場合には、その電源線に接続されていない発電機に対する感度係数の絶対値は、電源線に接続された発電機に対する感度係数の絶対値と比べて、かなり小さくなるものと考えられる。したがって、その様な場合には、電源線に接続された発電機の角速度偏差の測定値というローカルな情報のみを使って、制御系を構成することが可能になると考えられる。本節では、このような制御の可能性について、図 4.6の串型系統においてシミュレーションを実施した結果を述べる。

以下では、図 4.6の系統の電源線 L3 に可変直列コンデンサを設置したケースを考える。また連系線 L7 の直列コンデンサについては、制御を行なわないものとする。想定故障は、二回線送電線 L3 の発電機至近端での一回線 3 相地絡故障を 70ms 後に一回線開放により除去した場合である（再閉路なし）。

L3 に設置した直列コンデンサの制御系のパラメータを表 4.7に示す。 $K_i (i = 1, \dots, 5)$  は、各発電機の角速度偏差に対するゲインである。発電機 G3 に対するゲイン  $K_3$  に比して、他の発電機に対するゲインはその絶対値が小さくなることが見てとれる。また感度係数の絶対値は直列コンデンサの設置点からの電氣的距離が大きくなるほど小さくなる傾向がある。

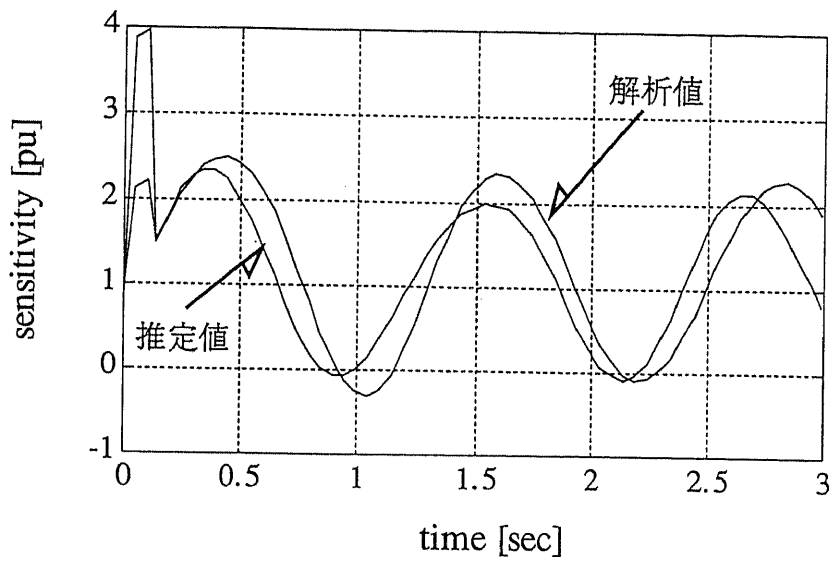
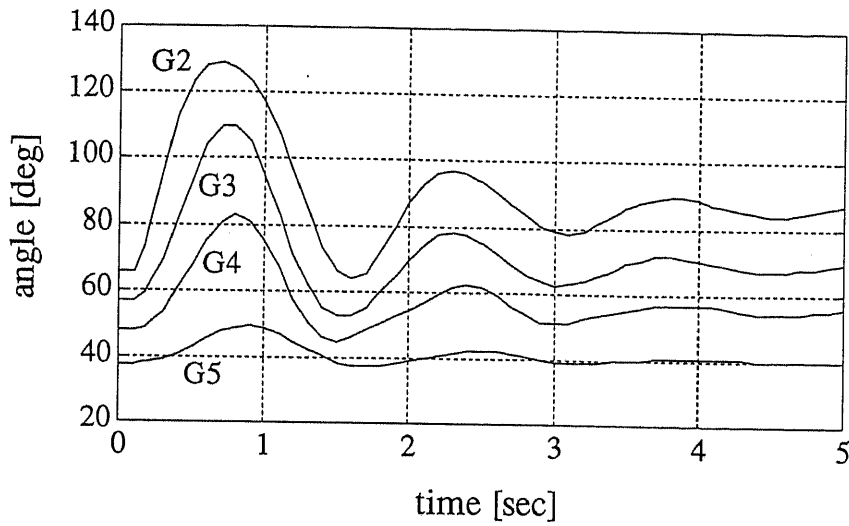


図 4.14: 感度係数の理論値と推定値

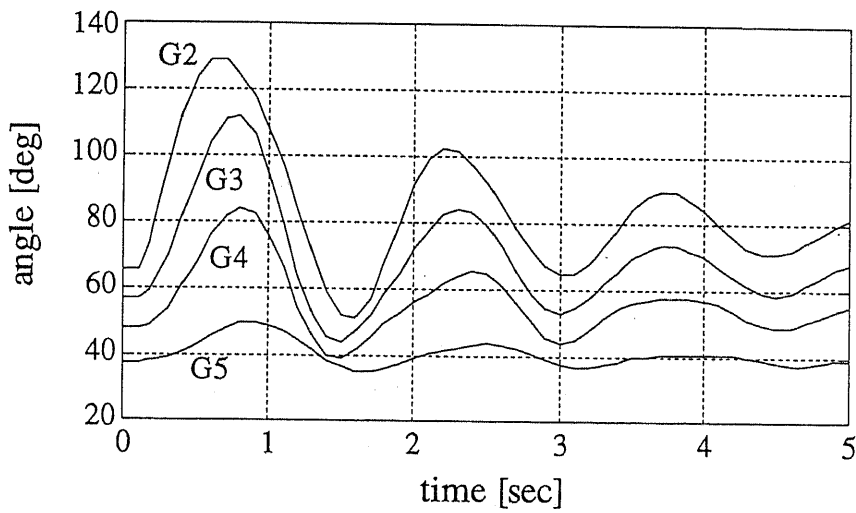
表 4.7: 直列コンデンサ制御系のパラメータ

$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	$K_5$	$K_V$	$T_V[\text{sec}]$
-0.625	-0.948	5.29	-0.904	-0.294	1.0	0.2

図 4.15 に L3 に設置した可変直列コンデンサについて、無制御の場合、発電機 G3 の角速度偏差のみを用いて制御を行なった場合（すなわち、表 4.7 において  $K_i = 0 (i \neq 3)$  とした場合）、およびすべての発電機の角速度偏差を用いて制御を行なった場合のそれぞれについて、発電機 G3 の動揺曲線を計算した結果を示した。このグラフからは、発電機 G3 のみのローカルな情報を観測出力変数としてフィードバックすることによって、無制御時に比して第一波動揺が抑制され、かつダンピングも向上することが見てとれる。しかし、すべての発電機の情報を利用する場合に比べると、制御性能が劣っていることもわかる。



(a) Swing curves of generators (Case 1)



(b) Swing curves of generators (Case 2)

図 4.15: 発電機 G3 の動揺曲線



## 4.4 高速移相器設置系統の安定化

本節では、前節で述べた方法によって HSPS を制御した場合の安定度向上効果を、デジタルシミュレーションによって検証する。モデル系統として、5機串型系統と6機ループ系統を選んで、シミュレーションを行なっている。また、同じ原理で制御を行なう VSrC との安定度向上効果の比較も試みる。

### 4.4.1 5機串型系統

本節では4.3.2節で取り上げた5機串型系統(図4.6)にHSPSを設置する場合を考える。この場合、HSPSを設置する箇所としては、次の2通りが考えられるであろう。

- 連系線に設置してその両端の発電機群の電力動揺を抑制する。
- 発電機端に設置して、その発電機の第一波抑制とともにダンピング向上をねらう。

以下ではそれぞれの場合の安定度向上の効果を検討する。

#### 連系線に設置する場合

まず、連系線 L7 に移相器を設置した場合を考える。ただし、移相角はノード A の電圧値を基準に変化させることにする。以下の3つのケースについてシミュレーションを行なった。

Case 1 2回線送電線 L2 の発電機側母線至近端での一回線3相地絡故障(ただしシミュレーション開始0.1sec後にこの故障を発生させた)を80msec後に1回線開放によって除去。再開路は行なわない。また、移相器制御を行なわない。

Case 2 故障条件は Case 1 と同一であるが、移相器の制御を行なう場合。

Case 3 故障条件は Case 2 と同一であり、移相器の代わりに可変直列コンデンサを設置してこれを制御した場合。

Case 2 および Case 3 における移相器および直列コンデンサ制御系の定数を、表 4.8 に示す。

シミュレーション結果を図 4.16 に示す。HSPS および VSrC の設置によって、第一波動揺が抑制されさらにその後のダンピングが大幅に向上できることが見てとれる。またこの場合に HSPS と VSrC を比較すると、ダンピング向上については同等の効果が得られているが、VSrC 設置の方が第一波抑制に有利であることがわかる。

### 電源線に設置する場合

発電機端に HSPS を設置した場合の効果を検討する。

以下の 3 つのケースを考慮する。故障条件はいずれも Case 1 と同一である。

Case 4 G2 の発電機端に HSPS を設置。また送電線 L2 の故障継続中は、HSPS をロックする。

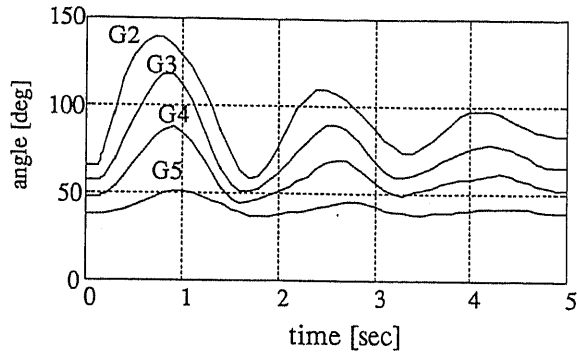
Case 5 G2 と G3 の発電機端に HSPS を設置。また、送電線 L2 の故障継続中は、G2 の発電機端に設置した HSPS のみをロックする。

発電機端に設置した HSPS を運用する場合には、電源線の故障中にこれを動かすことにより故障電流が増加する場合のあることや、機器保護の観点から、故障継続中は HSPS をロックするものとした。また次節でも述べるように、提案する制御手法を適用した場合には、第一波動揺に対して HSPS の動作が逆効果になる場合があるので、その意味でもこのような運用が望ましい。

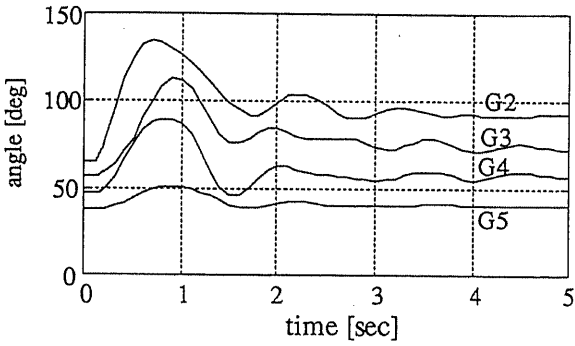
G2 および G3 の発電機端に設置する HSPS の制御系の定数は、既出の表 4.8 に示した通りである。

図 4.17 にシミュレーション結果を示した。G2 の発電機端に HSPS を設置したことによる第一波動揺中の G2 の加速の抑制効果が顕著に現れている。しかし一方で、連系線 L7 に HSPS もしくは VSrC を設置した場合と比較すると、ダンピングの向上については、その効果が若干低い。

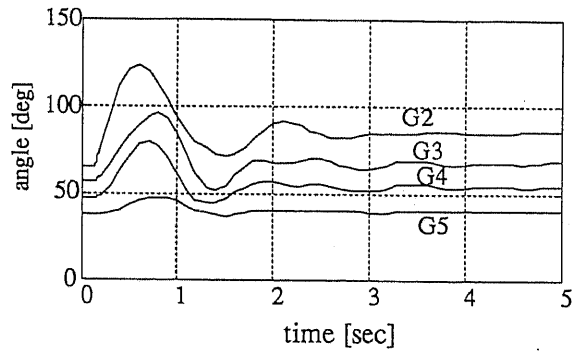
固有値解析によれば、この系統では G3 と G4 の間の電力動揺モードがやや弱制動となる [24]。この動揺の抑制には、動揺する 2 つの発電機の間にあたる連系線 L7 への HSPS



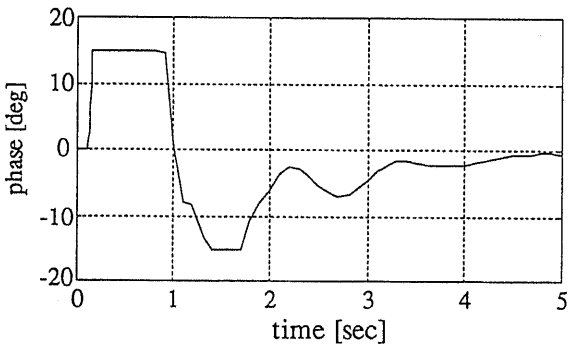
(a)無制御時の動揺曲線 (Case 1)



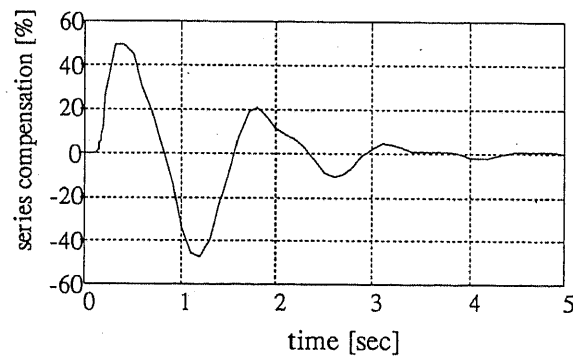
(b)HSPS制御時の動揺曲線 (Case 2)



(d)VSrC制御時の動揺曲線 (Case 3)



(c)HSPSの動き (Case 2)

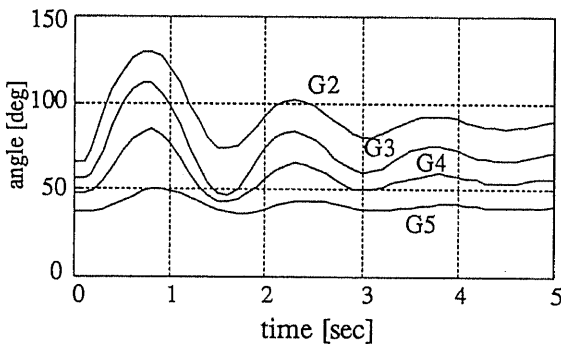


(e)VSrCの動き (Case 3)

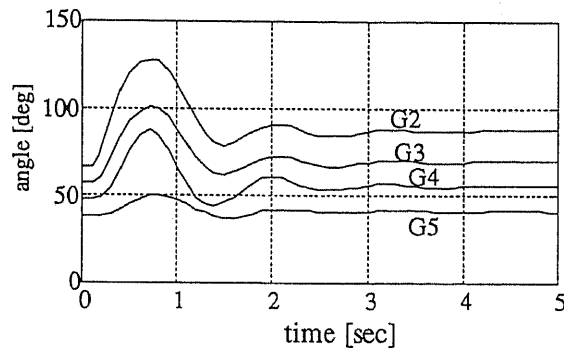
図 4.16: シミュレーション結果

表 4.8: HSPS および VSrC の定数

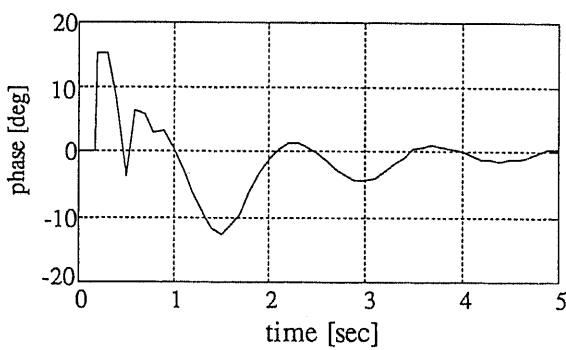
	$T_V$	$K_V$	$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	$K_5$	上限値	下限値
HSPS(L7)	0.1 sec	200.	-0.601	0.832	1.633	-1.540	-0.324	15 deg	-15 deg
VSrC(L7)	0.1 sec	500.	-0.112	0.117	0.230	-0.190	-0.045	50 %	-50 %
HSPS(L2)	0.1 sec	200.	-0.603	2.838	-1.430	-0.609	-0.195	15 deg	-15 deg
HSPS(L3)	0.1 sec	200.	-1.075	-1.306	3.754	-1.034	-0.338	15 deg	-15 deg



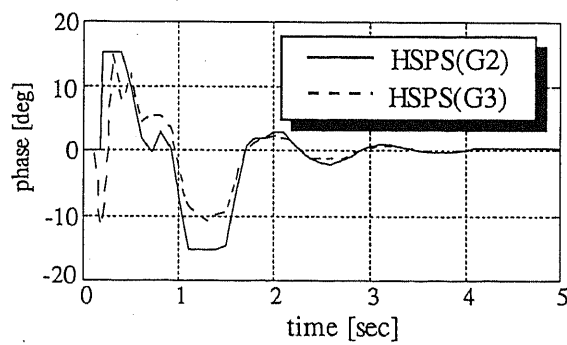
(a) 動揺曲線 (Case 4)



(c) 動揺曲線 (Case 5)



(b) HSPSの動き (Case 4)



(d) HSPSの動き (Case 5)

図 4.17: シミュレーション結果

の設置が効果的となり、G2の発電機端に設置したHSPSでは、それ以上のダンピング向上の効果を持たないために、上述の結果が現れたと考えられる。

また、G2のみならずG3にもHSPSを設置したCase 5では、Case 4と比較して、G2およびG3の両発電機の第一波動揺が抑制され、ダンピングも向上している。この結果は、提案する制御手法によって、これらの機器が協調的に動作して、より安定度向上の効果が高まることを示している。

#### 4.4.2 6機系統

本節では、3.4.3節で取り上げたモデル系統(図3.10)を検討の対象とする。ただし、送電線3-4は、投入されているものとした。使用した発電機定数を表4.9に示す。

G1およびG2で発生した電力の多くを送電している送電線3-5へのVIPS機器の設置が、これらの発電機の過渡安定度を向上できると考え、この地点にHSPSもしくはVSrCを設置した場合のシミュレーションを行なった。

想定故障は、二回線送電線4-7のノード4至近端での一回線三相地絡故障を、一回線開放によって0.10秒後に除去した場合である。以下の3つのケースについてシミュレーションを行なっている。

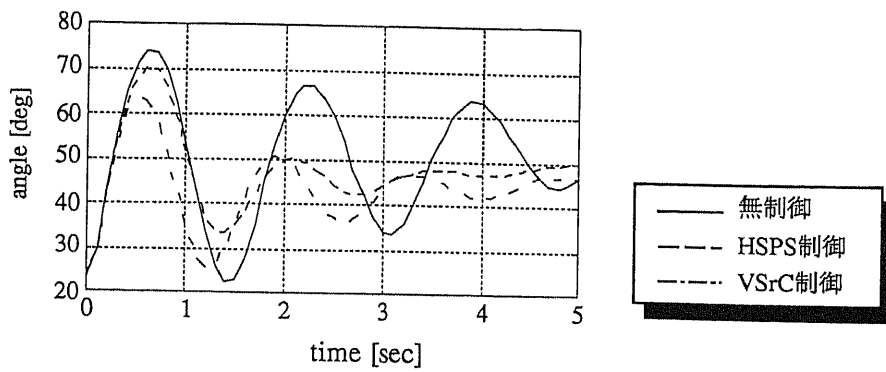
Case 1 VIPS機器を設置せず

Case 2 送電線3-5にHSPSを設置してこれを制御する

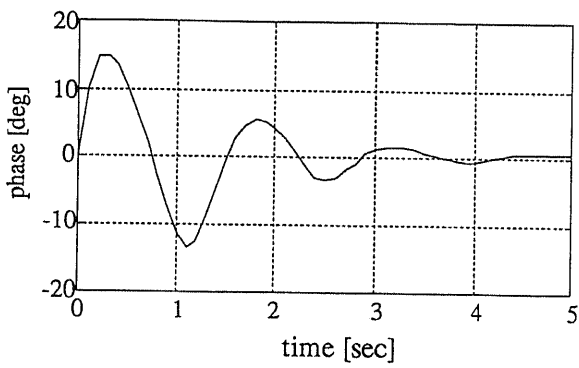
Case 3 送電線3-5にVSrCを設置してこれを制御する

Case 2およびCase 3におけるHSPSとVSrCの制御系定数は、表4.10に示した通りである。

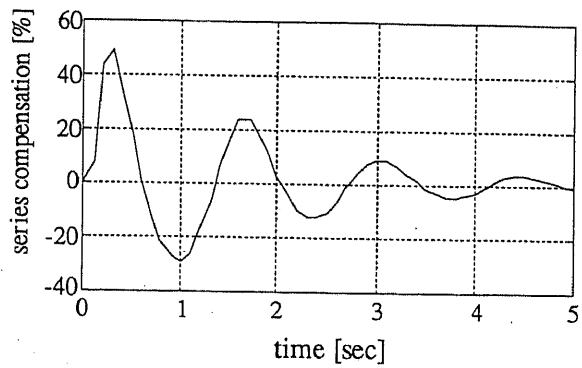
シミュレーションの結果(図4.18)から、HSPSやVSrCの設置による第一波動揺やダンピングの改善の効果が顕著であることが見てとれる。この場合にも、HSPSがダンピング向上においてVSrCより効果が大きく、第一波の抑制についてはVSrCの効果が大きいことがわかる。



(a) 発電機G2の動揺曲線 (スイング発電機G6)



(b) HSPSの動き



(c) VSrCの動き

図 4.18: シミュレーション結果 (6機系統)

表 4.9: 発電機定数 (自己容量ベース)

$M$	8.0 sec	$T'_d$	0.90 sec
$x_d$	1.60 p.u.	$T''_d$	0.03 sec
$x'_d$	0.30 p.u.	$T''_q$	0.03 sec
$x''_d$	0.24 p.u.	$T_a$	0.30 sec
$x_q$	1.60 p.u.	$x_l$	0.216 p.u.
$x''_q$	0.24 p.u.		

表 4.10: 送電線 3-5 に設置する HSPS および VSrC の定数

	$T_V$	$K_V$	$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	$K_5$	$K_6$	上限値	下限値
HSPS	0.1 sec	100.	-0.301	0.544	0.369	-0.252	-0.265	-0.094	15 deg	-15 deg
VSrC	0.1 sec	500.	-0.045	0.089	0.060	-0.043	-0.045	-0.015	50 %	-50 %

## 4.5 HSPS と VSrC の比較

前節での検討結果のみから判断すると、提案する制御手法を利用した場合に限っていえば、ダンピング向上には HSPS が、逆に第一波抑制には VSrC が有利となっているように見える。本節では、これらの VIPS 機器の有効電力制御能力からその比較を試みることにする。

これまでの議論でも明らかな通り、VIPS 機器による過渡安定度の向上は、これらの機器の潮流制御能力によるものである。すなわちこれらの機器を制御して、加速している発電機の出力を増し、逆に減速している発電機の出力を減じることにより、安定度を向上させるわけである。このように考えると、いわゆる感度係数の絶対値が大きい場合には、VIPS 機器の制御効果が高くなるはずである。

VIPS 機器の潮流制御能力に着目すると、運用点近傍の微小外乱に対しては、これらの機器を動かすことによって生じる系統内の潮流変化は、これらの機器によって発生している位相差に比例する [24]。この場合、HSPS と VSrC を図 4.19 の様に単純化して考えることができる。したがって、移相器の移相角を  $\alpha$ [rad] だけ動かし、また可変直列コンデンサの補償率を  $\gamma$  だけ変化させる場合には、

$$\alpha = P_{VSrC} x_0 \gamma$$

(ただし  $P_{VSrC}$  は直列コンデンサの有効電力潮流であり、 $x_0$  は補償率を変化させる以前の送電線路リアクタンス) の関係が満たされる時に、これらの機器による系統内の潮流変化が同程度になる。

これを前節の 6 機系統の例題で考えると、送電線 3-5 に設置された HSPS を 0.01[rad] 動かした場合の潮流変化は、VSrC の補償率を 1% 変化させた場合の約 6.1 倍になるはずである (送電線 3-5 の平常時潮流は 0.824[p.u.] である)。このことは、HSPS に対する感度係数から計算したゲイン  $K_i$  の値 (表 4.10 参照) が、VSrC の 6.1 倍程度になっていることから確認できる。したがって HSPS がダンピングの向上の面で、VSrC よりも有利となったものと考えられる。したがって中間領域や定態領域での安定度向上には、HSPS を提案する手法で制御することが有効となると推察される。(無論これらの安定度の厳密な評価には固有値解析などが不可欠である。)



ただし本稿では VSrC の定常状態での補償率が 0%であることを前提としている。無論、VSrC によって SSR などの発生しない範囲で、定常時においても補償を行なうことができるわけであり、これによる定常安定度の向上の効果も考えに入れば VSrC が HSPS に比して不利であるとは結論できない。

前節の結果によれば、提案した手法で制御を行なうと、第一波動揺の抑制については、逆に VSrC の効果が HSPS を上回っている。これは、一機無限大母線系統に対する  $P-\delta$  曲線 (図 4.20) から説明できる。移相器を制御すると、定常状態の近傍では  $\alpha$  が増えると発電機出力が増加するが、大きな外乱の発生後に発電機の位相角が  $90[\text{deg}]$  を越えて動揺する領域では、逆に移相角  $\alpha$  が増えると発電機出力が減ってしまう (すなわち感度係数が負になる)。提案する手法では、定常状態について計算した感度係数を使って制御を行なうため、第一波動揺中に  $\delta$  が大きくなった領域で、制御が逆効果になってしまっているわけである。VSrC を制御する場合には、補償率  $\gamma$  をあげると  $\delta$  の全領域で電気出力が増大しており、このような逆動作が生じないために、第一波動揺抑制に対してもダンピングの向上にも同一の制御で高い効果が得られるわけである。

したがって、HSPS の制御時には、第一波動揺の抑制のための制御 (例えば文献 [20]) と提案手法による制御を組合わせて使うことが望ましいと考えられる。しかしながら、[20] の方法は、一機無限大母線系統モデルでのみ有効となり、これを一般多機系統に拡張するのは容易ではない。この手法の多機系への拡張が今後の課題となろう。

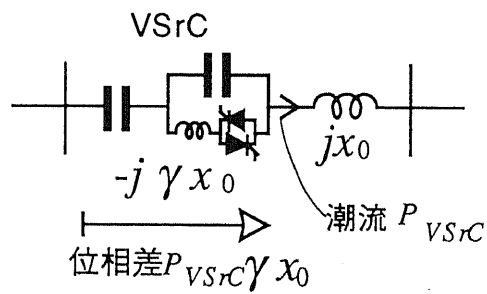
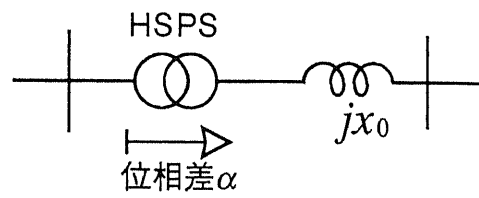
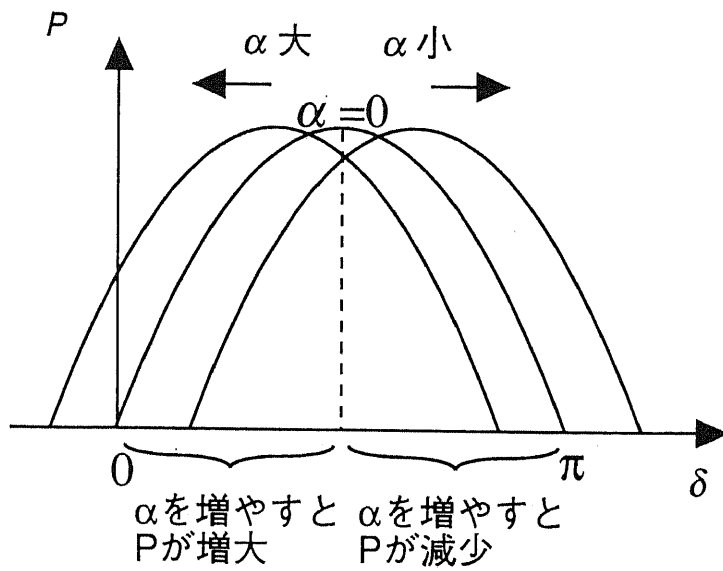
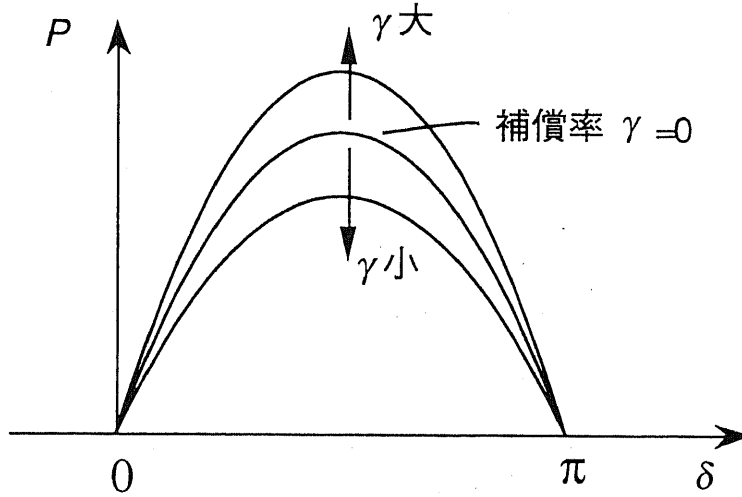


図 4.19: HSPS と VSrC の比較



(a) HSPSの制御



(b) VSrCの制御

図 4.20: HSPS および VSrC の制御と  $P - \delta$  曲線

## 4.6 最適制御系との比較

本研究ではエネルギー関数の概念を基にした制御系の設計法を提案したが、この導出にあたっては、まず第一に制御によって安定性が損なわれないことを保証することを目標としており、制御の最適性については考慮していなかった。この意味でも、提案する手法の有効性を検証するためには、他手法（ことに最適制御）との比較による制御性能の評価が必要であろう。

本節では、図 4.6 のモデル系統に設置した可変直列コンデンサの制御系について、全状態量をフィードバックする最適レギュレータを設計し、過渡および定常安定度の両面から、提案する制御手法との比較を試みる。

最適レギュレータの設計にあたっては、線形化された状態方程式が必要であるが、ここでは動揺方程式 (4.1) および (4.2) を、動作点近傍で線形化したものを用いることとした。また、直列コンデンサは一次遅れ (時定数 0.2 秒) の伝達関数で模擬した。モデル系統は 5 機系統であるため、また可変直列コンデンサは 1 箇所のみ設置しているため、状態方程式は 11 次元となる。

最適レギュレータの評価関数としては、動揺中の運動エネルギーを最小にするという考え方から、次式を用いることとした。

$$J = \int_0^{\infty} \left\{ \sum_{i=1}^5 \frac{1}{2} M_i (\omega_i - \omega_0)^2 + r u^2 \right\} dt \rightarrow \min \quad (4.10)$$

ただし  $u$  は可変直列コンデンサへの制御入力であり、 $r$  は制御コストに対する重みである。

定常 Riccati 方程式を解いて求めたゲインを表 4.11 に示す。ただし、ここに示した値は、重み  $r$  を 10.0 として計算したものである。また比較のために示したエネルギー関数法のゲインは、直列コンデンサのゲイン  $K_V$  を 10.0 として計算したものである。

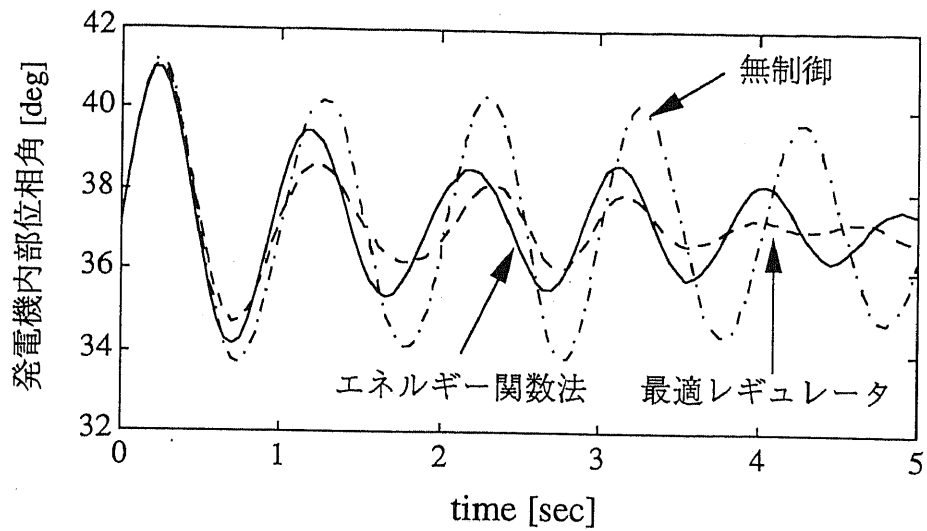
L2 の発電機至近端での一回線三相地絡事故に対するデジタルシミュレーションを実施した結果を、図 4.21 および図 4.22 に示す。ただし、図 4.21 は故障継続が 0.01 秒と短い微小外乱 (case 1) を、また図 4.22 は 0.08 秒の故障継続後、2 回線送電線の一回線を開放して除去した比較的大きな外乱が加わったケース (case 2) に対するシミュレーション結果である。対する動揺曲線と直列コンデンサのリアクタンス分の変化を、図 4.21 に示した。ただしデジタルシミュレーションにあたっては、可変直列コンデンサのリアクタンス分の変化

に $\pm 0.05$ [pu]のリミッタが付いていることを仮定している。

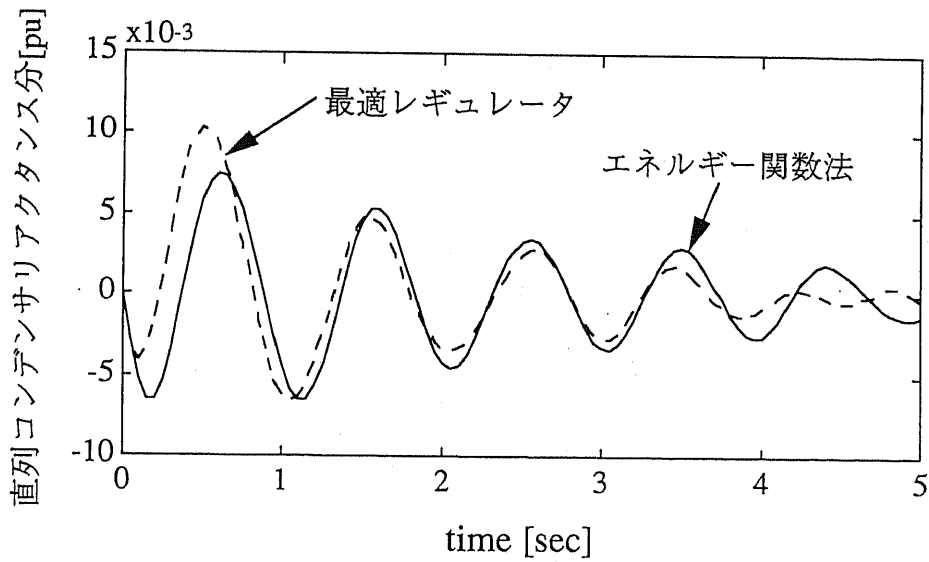
case 1, 2 のいずれの場合も、第一波以降のダンピングは最適レギュレータが良好である。しかし、第一波の抑制効果はエネルギー関数法の方が上回っている。特にその傾向は大きな外乱が発生したケース (case 2) でやや顕著である。また、case 2 では、最適レギュレータを適用した直列コンデンサのリアクタンス分が定常値に復帰していない。このケースでは故障除去後の系統においては、発電機の位相が故障前と異なっているためである。

図 4.23 には、最適制御系とエネルギー関数法の根軌跡を示した。いずれの制御系設計法を採用した場合でも、制御の効果があるのは、直列コンデンサの両端の発電機が逆位相で動揺するモード 1 とモード 3 である。(各モードの説明は表 4.4 を参照されたい。) またモード 1 に対しては、エネルギー関数法の場合は、 $K_V$  が 24 を越えるあたりで、固有値実部が正の方向に動き出しているのに対し、最適制御系では重み  $r$  を小さくするほど、すべてのモードの固有値実部は負の方向へ動いている。エネルギー関数法では直列コンデンサの一次遅れの特性を考慮していないため、さらにダンピングを向上させるためには、何らかの補償が必要となると考えられる。

また、デジタルシミュレーションにより連系線潮流の過渡安定度上の限界を求めたところ、いずれの方法で直列コンデンサの制御を行なった場合でも 1.60[pu] となり、ほぼ同等の効果が得られることがわかった。

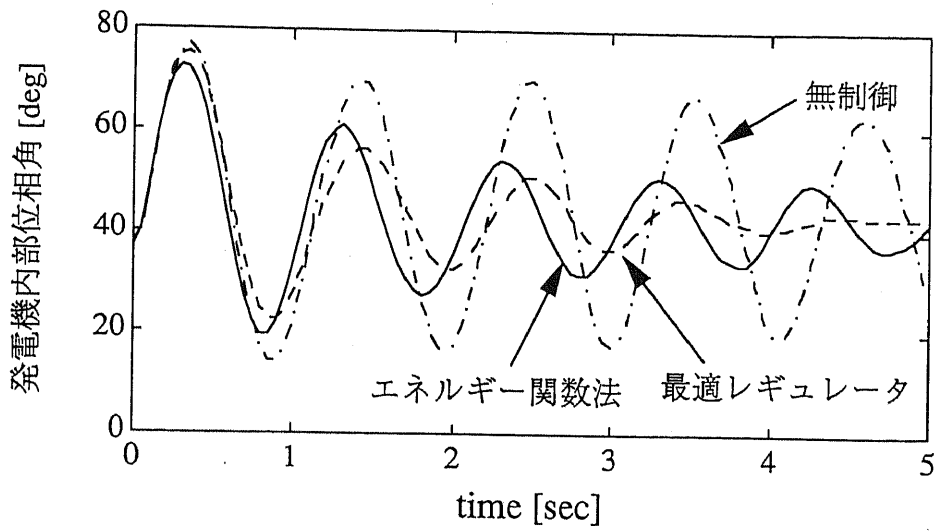


(a) 発電機G2の動揺曲線

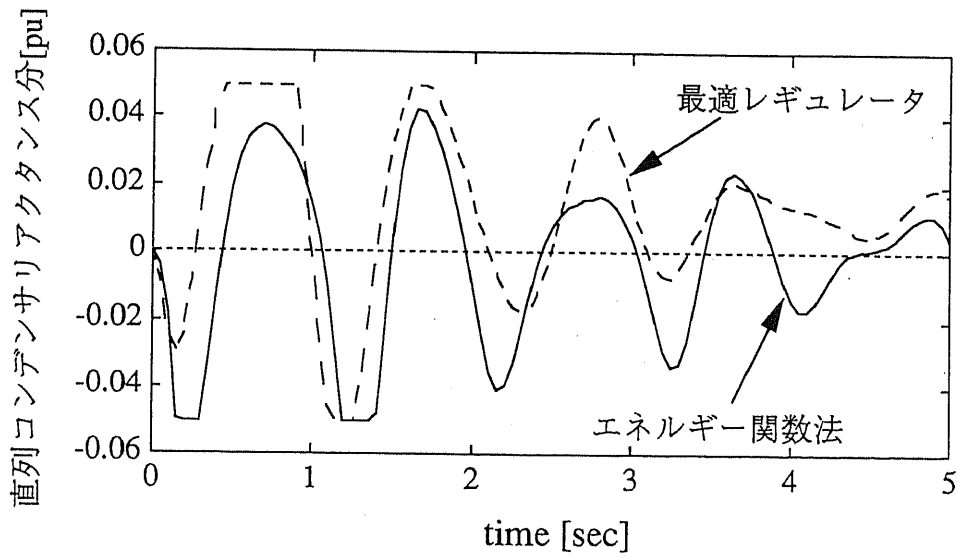


(b) 直列コンデンサの動き

図 4.21: 微小外乱に対する応答



(a) 発電機G2の動揺曲線



(b) 直列コンデンサの動き

図 4.22: 大きい外乱に対する応答

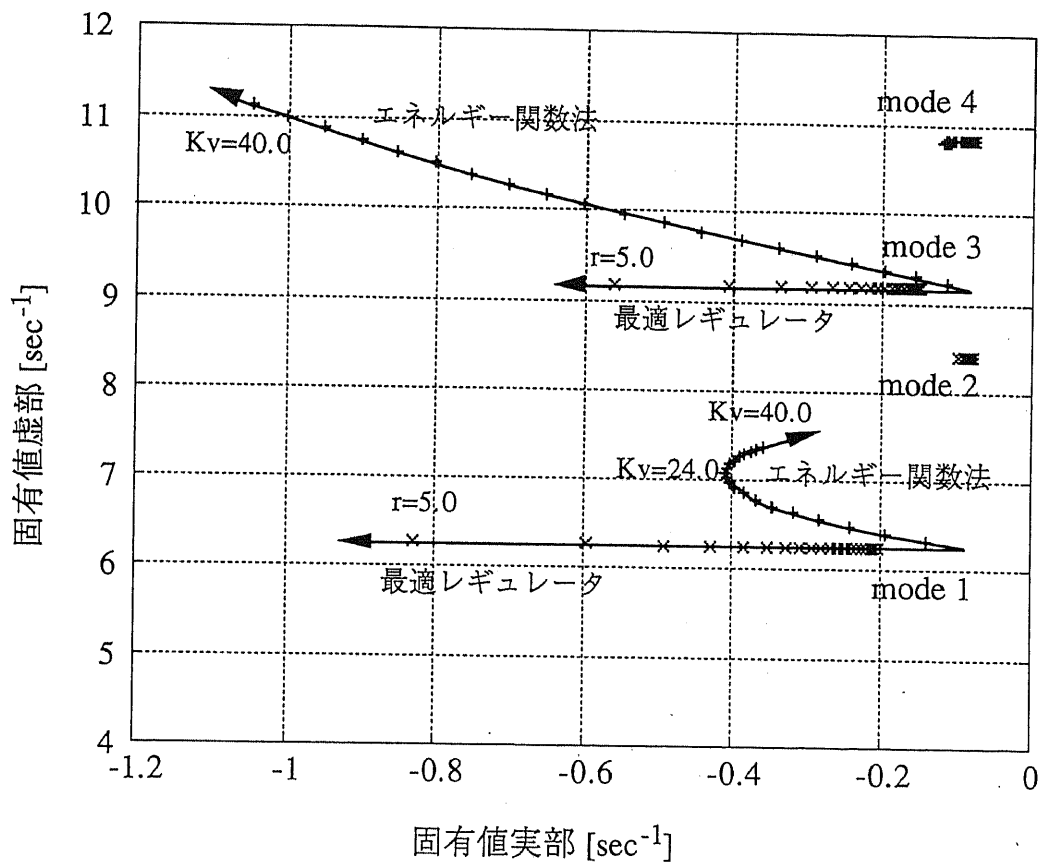


図 4.23: 電力動揺モードの根軌跡



表 4.11: 最適レギュレータのおよびエネルギー関数法のゲイン

	$\Delta\omega_1$	$\Delta\omega_2$	$\Delta\omega_3$	$\Delta\omega_4$	$\Delta\omega_5$
最適レギュレータ	0.102	17.2	17.5	0.227	4.67
エネルギー関数法	-6.96	6.61	13.3	-11.8	-4.63

$\Delta x_v$	$\Delta\delta_1$	$\Delta\delta_2$	$\Delta\delta_3$	$\Delta\delta_4$	$\Delta\delta_5$
0.404	0.118	-0.147	-0.208	0.237	0.0
—	—	—	—	—	—

## 4.7 結論

本章では、可変直列コンデンサや移相器の制御による電力系統の安定化について、検討を行なった。ここで得られた結果を以下にまとめる。

- 発電機の周波数偏差と潮流の情報のみを利用して、VIPS 機器を設置した電力系統の過渡安定度および定態安定度を向上できる制御系設計方法を導出した。
- 提案する制御系の設計法を可変直列コンデンサ補償系統の制御に適用し、ループ系統および串型系統のいずれの場合においても、過渡安定度および定態安定度が著しく向上することを示した。
- 可変直列コンデンサ設置系統の固有値解析により、コンデンサの設置箇所とダンピングが向上するモードとの間に、強い依存関係があることがわかった。直列コンデンサの制御によって、コンデンサ両端の発電機が逆位相で動揺する電力動揺モードは、著しく安定化される。
- 提案する制御系設計手法は、高速移相器の制御にも全く同様に適用でき、第一波抑制、ダンピング向上が可能である。
- 提案する制御系設計手法によって設計した制御系を全状態量をフィードバックする最適レギュレータと比較し、ダンピングについては提案する手法は若干劣るものの、過渡安定度に対しては、ほぼ同等の効果を持つことがわかった。また、第一波の抑制効果については、提案する方法が最適レギュレータをむしろ上回っていることがわかった。

無論、今後さらに検討を加えるべき課題もいくつかある。例えば、本文中においても述べたように、移相器の動作には、強い非線形性が含まれている。したがって、第一波動揺の抑制については、この非線形性を補償するように、制御系をさらに工夫する余地がある。また、直列コンデンサの設置にあたっては、SSR などの異常現象についての考慮も不可欠である。これらの課題が解決できれば、VIPS 機器は将来の電力系統において、大きな役割を果たし得るものと考ええる。

## 第 5 章

### 結論

本論文では、電力系統を可変インピーダンス化して運用する効果について、主として系統安定度の向上という観点から検討を行い、得られた結果について述べてきた。その結論を述べると以下のようなになる。

まず、可変インピーダンス型電力システムについて、これを解析するための基礎となる解析モデルを導いた。さらに、従来の電力系統の解析ツールを拡張してデジタルシミュレーションプログラムおよび固有値解析プログラムを開発した。これらのツールによって、従来型の電力系統と同様に、可変インピーダンス型電力システムの解析が行えるようになった。特にデジタルシミュレーションプログラムについては、可変インピーダンス型機器の等価電流源モデルを導き、アドミタンス行列の再計算を行う従来手法に対して、大幅な計算時間の高速化をはかった。

次に、遮断器の開閉制御によって、系統アドミタンス行列を離散的に変化させる場合について、第一波動揺抑制のための切換え制御法を提案した。これは、系統運用上厳しい故障に対して、故障除去前と除去後の系統構成を切換えることによって故障の影響を極力小さくし、系統の過渡安定度上の運用限界を拡大するものである。さらに、切換え前の最適な系統構成を選定するための指標をエネルギー関数より導き、送電線及び母線の切換え制御によって、系統の運用限界を10%近く増大できる場合のあることを示した。また、エネルギー関数の時間微分を最小化する制御則によって、故障除去後の系統構成を切換えていくこと（多段切換え制御）で、よりすみやかに系統を安定状態に回復させることが可能であることを示した。

遮断器の開閉操作は、系統内のインピーダンスを離散的に変化させるものと考えられるが、パワーエレクトロニクスを利用した可変直列コンデンサや高速移相器によって、インピーダンスの連続制御が可能となる。そこで本論文の後半では、これらの可変インピーダンス機器による電力系統の安定化について、検討を行った。ここでもエネルギー関数が重要な役割を果たし、その時間微分値をより強く負定(negative definite)とするような、制御系の設計手法を提案した。この手法を適用する際には、可変インピーダンス型機器のパラメータを動かすことによる発電機出力変化を推定する必要がある。本論文では、VIPS 機器パラメータの変化に対する発電機出力変化の感度係数を、直流近似によって求める方法を考案し、実測の容易な発電機電機子回転速度と有効電力潮流のみを利用して、これらの機器を制御する手法を開発した。

ここで導いた制御系の設計手法は、可変直列コンデンサや移相器など、直列型の可変インピーダンス機器に対して有効である。この方法による制御の効果を、デジタルシミュレーションと固有値解析によって明らかにし、これが過渡安定度および定態安定度を飛躍的に向上させることを示した。また、全状態量をフィードバックする線形最適制御系との比較を行い、提案する手法が簡単な制御系で十分な性能を持っており、第一波抑制の効果では、最適制御系よりも優れていることを明らかにした。

以上に述べたように、可変インピーダンス型電力システムは、電力系統の安定度の向上に大きく寄与し得ると結論できる。しかしながら、実系統を可変インピーダンス化していく際には、本論文で扱えなかった多くの問題を解決せねばならない。今後は、例えば以下に述べる課題を検討していく必要がある。

まず、遮断器開閉操作にともなう開閉サージの問題について、考慮する必要がある。本論文では、遮断器開閉位相を制御する同期遮断が可能であるとしていたが、これを多地点で行う場合に、個々の遮断器に課される動作責務がどの程度となるかは、現状ではわかっていない。サージの解析も含め、今後の検討が必要である。

本論文の後半で扱った可変インピーダンス型機器については、例えば米国などではすでに実証試験がはじまった段階にあり、その実現可能性は非常に高いと考えられる。しかしながら、電力系統にこれらの機器を導入していく際には、その信頼性を考慮することは不可欠である。高信頼度かつ低コストの機器の開発が望まれる。

特に、系統内に直列コンデンサを入れる場合には、補償率の選び方によっては、低周波

共振 (SSR) などの異常現象が発生することがある。最近の検討では、定常状態における補償率を大きくすると、系統安定度を向上させるために VSrC を制御することで、逆に SSR が悪化する場合のあることが報告されており [25]、これを防止するために、軸ねじれ振動の抑制制御などが必要となる場合もあるであろう。これらの問題も含め、今後は EMTP などによる波形レベルでの解析も必要である。

本論文では、「電圧安定性」については、検討の対象外としている。しかしながら、今後の電力系統では、電圧安定性が大きな問題となる可能性は高く、可変インピーダンス型電力システムについても、電圧安定性向上のための制御法を考えていく必要がある。電圧安定性の問題は、負荷動特性にも大きく影響されるものの、可変直列コンデンサなどを利用したループ潮流の制御によって、系統側の無効電力消費を低減することで、かなりの改善が期待できる。したがって、系統構成の切換えや可変インピーダンスの制御は、電圧安定性問題に対する有力な対策となりうる。

また、VIPS 機器を連系線に設置することで、部分系統間の非干渉化をはかる方法 [26] も提案されており、今後は分散制御への展開も期待される。

以上に述べたように、なお多くの検討課題が残されているが、これらを解決していくことで、可変インピーダンス型電力システムは、将来の電力系統の 1 つの形態となり得ると確信する。

## 謝辞

本研究を進めるにあたり、関根泰次名誉教授、横山明彦助教授には、終始懇切な御指導と貴重な御助言を賜りました。ここに厚くお礼申し上げます。

旧関根研究室助手の小佐野峰忠博士、横山研究室技術官の島田規人氏には研究を進める際の様々な便宜をはかっていただきました。また、旧関根研究室、横山研究室の諸氏には公私共にお世話になり、きわめて快適な環境でこの5年間を過ごすことができました。深く感謝いたします。

最後に（財）東電記念科学技術研究所から奨学金の援助を受けましたことを付記し、謝意を表します。

## 参考文献

- [1] N. Hingorani. Prototype N. G. Hingorani Subsynchronous Resonance(NGH-SSR) Damping Scheme. Technical Report EL-7130, Electric Power Research Institute, February 1991.
- [2] *EPRI FACTS Conference*, 1992.
- [3] 嶋田. 「パワーエレクトロニクス応用による新送電システム」. 電気学会雑誌, Vol. 112, No. 1, pp. 35-42, 1月 1992.
- [4] A. Isidori. *Nonlinear Control Systems*. Springer-Verlag, 2nd edition, 1989.
- [5] 関根. 電力系統過渡解析論. オーム社, 1984.
- [6] 系統安定化専門委員会. 電力系統の安定度. 電気協同研究, Vol. 34, No. 5, 1981.
- [7] 伊与田, 河野, 鈴木, 澤田, 的場. 「系統要素を制御する機能を持った過渡安定度計算アルゴリズム」. 電気学会電力・エネルギー部門大会, 平成4年.
- [8] A. H. El-Abiad and K. Nagappan. "Transient stability regions of multimachine power systems". *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-85, No. 2, 1966.
- [9] T. Athay, R. Podmore, and S. Varmani. "A PRACTICAL METHOD FOR THE DIRECT ANALYSIS OF TRANSIENT STABILITY". *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, No. 2, pp. 573-584, 1979.
- [10] 西田, 武田. 「電力系統の緊急制御におけるエネルギー法に基づいた制御量決定アルゴリズム」. 電気学会論文誌B, Vol. 102, No. 10, pp. 653-660, 1982.

- [11] 佐藤. 「高速過渡安定度判定法の系統変更時における適用限界 判定指標」. 電気学会論文誌B, Vol. 105, No. 5, pp. 443-450, 1985.
- [12] 小林, 一柳. 「過渡動揺時における電力系統の準最適安定化制御」. 電気学会論文誌B, Vol. 95, No. 1, pp. 17-24, 1975.
- [13] W. A. Mittelstadt. "Four Methods of Power System Damping". *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-87, No. 5, pp. 1323-1329, 1968.
- [14] 貝津, 谷口. 「直列コンデンサおよび移相器を用いた過渡安定度の向上」. 電気学会論文誌B, Vol. 96, No. 3, pp. 131-138, 1976.
- [15] 中村, 武藤. 「直・並列抵抗の最適 Bang-Bang 制御による電力系統の過渡安定度向上」. 電気学会論文誌B, Vol. 96, No. 3, pp. 147-154, 1976.
- [16] 田岡, 武田. 「直列リアクトルの開閉制御による連系線潮流の安定化」. 電気学会電力技術研究会資料, No. PE-82-14, 1982.
- [17] K. W. Kimbark. "Improvement of System Stability by Switched Series Capacitors". *pas*, Vol. PAS-75, No. 2, p. 378, 1966.
- [18] N. Ramarao and D. K. Reitan. "Improvement of Power System Transient Stability Using Optimal Control: Bang-Bang Control of Reactance". *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-80, No. 5, pp. 975-984, 1970.
- [19] Y. Wang, R. R. Mohler, R. Spee, and W. Mittelstadt. "Variable-Structure FACTS Controllers for Power System Transient Stability". In *IEEE PES Summer Meeting*, No. 91-SM 425-9 PWRS, 1991.
- [20] A. A. Edris. "Enhancement of First-Swing Stability Using a High-Speed Phase Shifter". *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 6, No. 3, pp. 1113-1118, 1991.
- [21] 力石, 嶋田. 「半導体化高速移相器による同期機のフライホイール効果を利用した電力制御とその応用」. 電気学会論文誌B, Vol. 112, No. 1, pp. 35-42, 1992.



- [22] 貝津, 谷口. 「最適制御手法の応用による電力系統の安定化制御系の構成法」. 電気学会論文誌B, Vol. 108, No. 1, pp. 16-22, 1988.
- [23] K. M. Liyanage, A. Yokoyama, and Y. Sekine. Coherency for power system model reduction. 電気学会電力技術研究会資料, No. PE-90-116, 1990.
- [24] 岡本, 佐藤, 横山, 関根. 「可変インピーダンス型交流系統の安定化制御法に関する基礎的考察」. 電気学会電力・エネルギー部門大会, 平成4年.
- [25] 二宮, 横山, 関根. 「可変直列コンデンサ補償系統の軸ねじれ不安定現象の検討」. 電気学会電力技術研究会資料, No. PE-92-52, 1992.
- [26] 永田, 横山, 関根. 「可変インピーダンス機器による電力系統の非干渉化制御に関する考察」. 電気学会電力技術研究会資料, No. PE-92-50, 1992.

# 発表文献目録

## 電気学会論文誌

1. 岡本, 横山, 関根 : 「送電線の緊急切替制御による電力系統の安定化に関する基礎的考察」, 電学論 B, 112 卷 11 号 (平成 4 年 11 月)
2. 岡本, 横山, 関根 : 「可変インピーダンス型電力系統の安定化制御手法とその可変直列コンデンサ補償系統への適用」, 電学論 B, (平成 5 年 3 月掲載予定)

## 国際会議他

1. Okamoto, Yokoyama, Sekine : “A Real-Time Expert System for Fault-Section Estimation Using Cause-Effect Network”, *10th Power Systems Computation Conference*, Graz, Austria (1990)
2. Sekine, Okamoto, Shibamoto : “Fault Section Estimation Using Cause-Effect Network”, *Second Symposium on Expert System Applications to Power Systems*, Seattle, USA (1989)
3. Kobayashi, Okamoto, Yokoyama, Sekine : “Power system control using distributed and hierarchical problem solving”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 14, No. 2/3, pp.189-198 (1992)
4. Yang, Okamoto, Yokoyama, Sekine : “Expert system for fault section estimation of power systems using time sequence information”, *ibid.*, pp.225-232 (1992)

5. Okamoto, Yokoyama, Sekine : "Power System Stability Enhancement by Switching-Over Control of Transmission Lines", submitted to *11th Power System Computation Conference*
6. Okamoto, Yokoyama, Sekine : "Stabilization of Variable Impedance Power Systems with Variable Series Capacitor and High Speed Phase Shifter", submitted to *11th Power System Computation Conference*

## 電気学会部門大会

### 論文 I

1. 岡本, 佐藤, 横山, 関根 : 「可変インピーダンス電力系統の安定化制御」, 平成4年電気学会電力エネルギー部門大会, 7, 平成4年7月

### 論文 II

1. 小林, 岡本, 横山, 関根 : 「分散型問題解決機構による電力系統の過負荷解消制御」, 平成3年電気学会電力エネルギー部門大会, 123, 平成3年7月
2. 岡本, 横山, 関根 : 「複数の意思決定者を備えたエネルギーシステムのシミュレーションに関する一考察」, 平成3年電気学会電力エネルギー部門大会, 124, 平成3年7月
3. 小林, 岡本, 小佐野, 横山, 関根 : 「主観確率による電源計画のフレキシビリティの評価」, 平成3年電気学会電力エネルギー部門大会, 127, 平成3年7月
4. 池田, 岡本, 横山, 関根 : 「Genetic Algorithm による系統故障区間判定」, 平成3年電気学会電力エネルギー部門大会, 168, 平成3年7月

## 電気学会全国大会

1. 岡本, 芝本, 関根 : 「因果ネットワークに基づく系統故障区間判定法」, 平成元年電気学会全国大会
2. 岡本, 横山, 関根 : 「因果ネットワークに基づく系統故障区間判定システム」, 平成2年電気学会全国大会

3. 小林, 岡本, 横山, 関根:「送電線過負荷解消を目的とする分散協調型問題解決システムの概念設計」, 平成2年電気学会全国大会
4. 岡本, 横山, 関根:「系統内インピーダンス要素に対する固有値感度解析」, 平成3年電気学会全国大会
5. 楊, 岡本, 横山, 関根:「動作した主保護リレーと後備保護リレーの優先順位を考慮した故障区間判定エキスパートシステム」, 平成3年電気学会全国大会
6. 小林, 岡本, 横山, 関根:「通信時間を考慮した分散型及び階層型問題解決システムの評価」, 平成3年電気学会全国大会
7. 岡本, 横山, 関根:「多機系統に設置した可変直列コンデンサの制御手法に関する考察」, 平成4年電気学会全国大会
8. 岡本, 横山, 関根:「可変インピーダンス機器 (VIPS 機器) の制御系設計法の比較」, 平成5年電気学会全国大会 (発表予定)

## 電気学会研究会

1. 岡本, 横山, 関根:「並列形知識処理に基づく電力系統の診断・制御」, 電気学会電力技術研究会資料, PE-89-28, 平成元年
2. 楊, 岡本, 横山, 関根:「時系列情報を利用した故障区間判定エキスパートシステム」, 電気学会電力技術研究会資料, PE-90-70, 平成2年
3. 小林, 岡本, 横山, 関根:「分散型及び階層型知識処理による電力系統の制御」, 電気学会電力技術研究会資料, PE-90-81, 平成2年
4. 岡本, 横山, 関根:「系統故障区間判定システムの数理計画手法による評価」, 電気学会電力技術研究会資料, PE-90-129, 平成2年
5. 岡本, 横山, 関根:「送電線の緊急切替制御による電力系統の安定化に関する基礎的考察」, 電気学会電力技術研究会資料, PE-91-77, 平成3年

## 付録 A

### 等価注入電流源がある場合の系統計算

2.4節でも説明した通り、アルゴリズム A の系統計算では、発電機内部電圧と系統の縮約アドミタンス行列から、発電機端子電流を計算している。一方アルゴリズム B では、VIPS 機器の動作をアドミタンス行列の中に織り込まず、等価電流源としてモデル化しているために、発電機端子電流の計算法が若干異なったものとなる。ここでは、その計算法を説明する。

VIPS 機器による注入電流を考慮する場合には、系統内の電圧／電流分布は、以下のよう表される。もちろん、ここで使われているのは、2.3節で説明した  $D-Q$  座標である。

$$Y_{GG}V_G + Y_{GL}V_L = I_G + I_{V_G} \quad (\text{A.1})$$

$$Y_{GL}V_G + Y_{LL}V_L = I_{V_L} \quad (\text{A.2})$$

上式において、添字の  $G$  と  $L$  は、それぞれ発電機ノードと負荷ノードを意味している。また電流  $I_{V_G}$  と  $I_{V_L}$  はそれぞれ、発電機ノードと負荷ノードに対する VIPS 機器の等価注入電流である。

(A.1), (A.2) 式より,

$$I_G = Y_G V_G + I_V \quad (\text{A.3})$$

となる。ただし、 $Y$  は発電機端子からみた系統の縮約アドミタンス行列、 $I_V$  は発電機端子電流に対する VIPS 機器等価注入電流の寄与分であり、それぞれ以下のように定義される。

$$Y = Y_{GG} - Y_{GL}Y_{LL}^{-1}Y_{LG} \quad (\text{A.4})$$

$$I_V = Y_{GL}Y_{LL}^{-1}I_{VL} - I_{VG} \quad (\text{A.5})$$

さてここで、発電機内部電圧を  $E_G$  とすれば、(2.91) 式から計算される行列  $Z'$  を使って、

$$E_G = V_G + Z'I_G \quad (\text{A.6})$$

と書ける。以上より、発電機端子電流は、発電機内部電圧および VIPS 機器注入電流を使って、次式のように計算できる。

$$I_G = Y_G E_G + (I + YZ')^{-1} I_V \quad (\text{A.7})$$

ただし、行列  $Y_G$  は、発電機内部電圧からみた系統の縮約アドミタンス行列であり、式(2.92)によって計算される。

## 付録 B

### 感度係数の計算法

VIPS 機器パラメータの変化に対する発電機出力の変化の感度，すなわち感度係数は，以下のようにして計算することができる。ただし，以下では説明を簡単にするために，初期過渡リアクタンスが突極性を持たず，また VIPS 機器は負荷ノード間のブランチに設置されるものと仮定する。

まず，送電網のアドミタンス行列  $Y_N$  が， $DQ$  座標表示で，次のように表されているものとする。ただし，添え字の  $G$ ， $L$  はそれぞれ発電機ノード，負荷ノードを意味する。

$$Y_N = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix} \quad (\text{B.1})$$

上述の仮定より，VIPS 機器のパラメータに依存するのは，上式右辺の 4 行列のうち， $Y_{LL}$  のみである。いま  $k$  番目の VIPS 機器のパラメータを  $\eta_k$  とすれば， $\partial Y_{LL} / \partial \eta_k$  は，容易に計算することができる。ここで，発電機端子からみたアドミタンス行列を  $Y$  とすると， $Y$  は (A.4) 式より計算できるから， $\eta_k$  に対する  $Y$  の感度を，

$$\frac{\partial Y}{\partial \eta_k} = -Y_{GL} Y_{LL}^{-1} \frac{\partial Y_{LL}}{\partial \eta_k} Y_{LL}^{-1} Y_{LG} \quad (\text{B.2})$$

と表すことができる。

さて，ここでは発電機内部電圧として，初期過渡リアクタンス背後電圧を考える（ただし，発電機モデルとして 2 次の簡略モデルを利用する場合には，背後電圧として過渡リアクタンス背後電圧を考える）ことにする。VIPS 機器のパラメータが変化した瞬間には，この

背後電圧の位相（発電機内部位相角）は不連続に変化しない。また、この場合には、(2.91) 式の行列  $Z'$  の要素として、漏れリアクタンスではなく、初期過渡リアクタンスを選ぶことになる。

ここで、発電機内部電圧からみたアドミタンス行列  $Y_G$  の変化の感度は、

$$\frac{\partial Y_G}{\partial \eta_k} = (I + YZ')^{-1} \frac{\partial Y}{\partial \eta_k} (I - Z'(I + YZ')^{-1}Y) \quad (\text{B.3})$$

と計算できる。この感度行列  $\partial Y_G / \partial \eta_k$  は、一般に次のように表せる。

$$\frac{\partial Y_G}{\partial \eta_k} = \begin{bmatrix} S_{G11} & -S_{B11} & & & S_{G1n} & -S_{B1n} \\ S_{B11} & S_{G11} & & \dots & S_{B1n} & S_{G1n} \\ & \vdots & & \ddots & & \\ S_{Gn1} & -S_{Bn1} & & & S_{Gnn} & -S_{Bnn} \\ S_{Bn1} & S_{Gn1} & & & S_{Bnn} & S_{Gnn} \end{bmatrix} \quad (\text{B.4})$$

(B.4) 式の右辺の係数  $S_{Gij}, S_{Bij}$  を使えば、感度係数  $\sigma_{ik}$  は、次式で計算できる。

$$\sigma_{ik} = \sum_{j=1}^n \{ S_{Bij} E_{G_i} E_{G_j} \sin(\delta_i - \delta_j) + S_{Gij} E_{G_i} E_{G_j} \cos(\delta_i - \delta_j) \} \quad (\text{B.5})$$

ここに、 $E_{G_i}, \delta_i$  は、それぞれ  $i$  番目の発電機内部電圧の大きさと位相

(B.5) 式より明らかな通り、感度係数は、対象系統内のすべての発電機の初期過渡リアクタンス背後電圧の大きさおよび位相に依存する。



## 付録 C

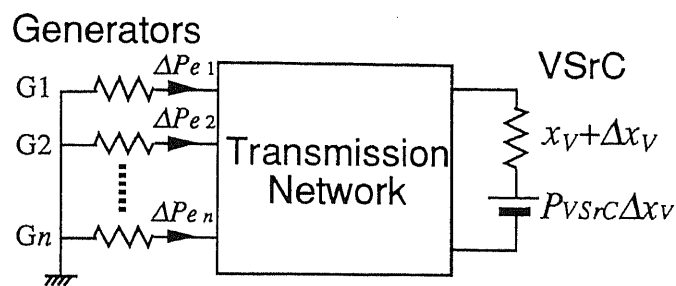
### 補償定理による感度係数の推定

4.2.2節で設定した3つの仮定より、送電網に流れる有効電力の変化は等価直流回路のブランチの電流の変化分に対応し、また直列コンデンサのリアクタンスの変化分は、等価直流回路におけるブランチの抵抗変化にそれぞれ対応することになる。したがって、等価直流回路においては、発電機出力の変化は、あるブランチの等価抵抗が変化したことによる、電流変化として計算することができる。

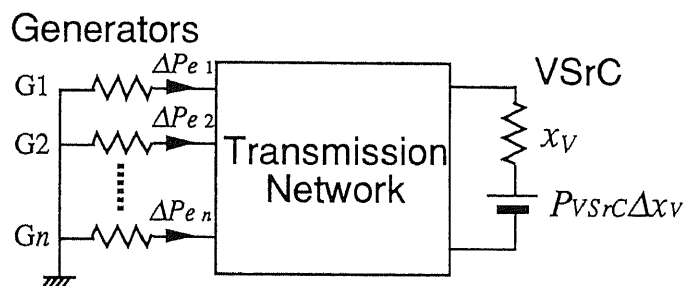
回路理論の補償定理によると、線形回路内において電流  $I$  が流れているブランチの抵抗を  $R$  から  $R + \Delta R$  に変化させた時に生じる任意のブランチの電流変化分は、回路内のすべての電圧源を短絡除去、すべての電流源を開放除去し、 $R + \Delta R$  に直列に  $\Delta R \cdot I$  なる大きさの電圧源を  $I$  と反対方向に付加した時に、着目しているブランチを流れる電流に等しい。この定理を使って、直列コンデンサが動作した時の発電機出力の変化を、近似的に計算することができる。

すなわち、各発電機出力の変化は、等価直流回路において、直列コンデンサに対応するブランチに、直列コンデンサを流れていた有効電力潮流  $P_{VsrC}$  とリアクタンス分の変化  $X_V$  の積に等しい等価電源を挿入した時に、発電機に相当するノードからの流入電流を計算すれば求めることができるわけである。この時、発電機出力の変化を計算するための等価回路は、図 C.1(a) となる。ところが、 $X_V$  の変化分  $\Delta X_V$  が小さい範囲においては、図 C.1(a) の抵抗  $X_V + \Delta X_V$  を、 $X_V$  で置き換えた図 C.1(b) の回路を使って良い。この近似は、線路リアクタンス変化  $\Delta X_V$  による発電機出力変化分のうち、2次以上の高次項を無視したことに相当する。

以上より，本文中に記したように，図 4.1(b) の直流回路によって，直列コンデンサの動作による発電機出力の変化を，近似的に求めることが可能となることがわかる。



(a) DC circuit for VSrC (1)



(b) DC circuit for VSrC (2)

図 C.1: 補償定理による感度係数の計算