法政大学学術機関リポジトリ
HOSEI UNIVERSITY REPOSITORY

PDF issue: 2025-07-02

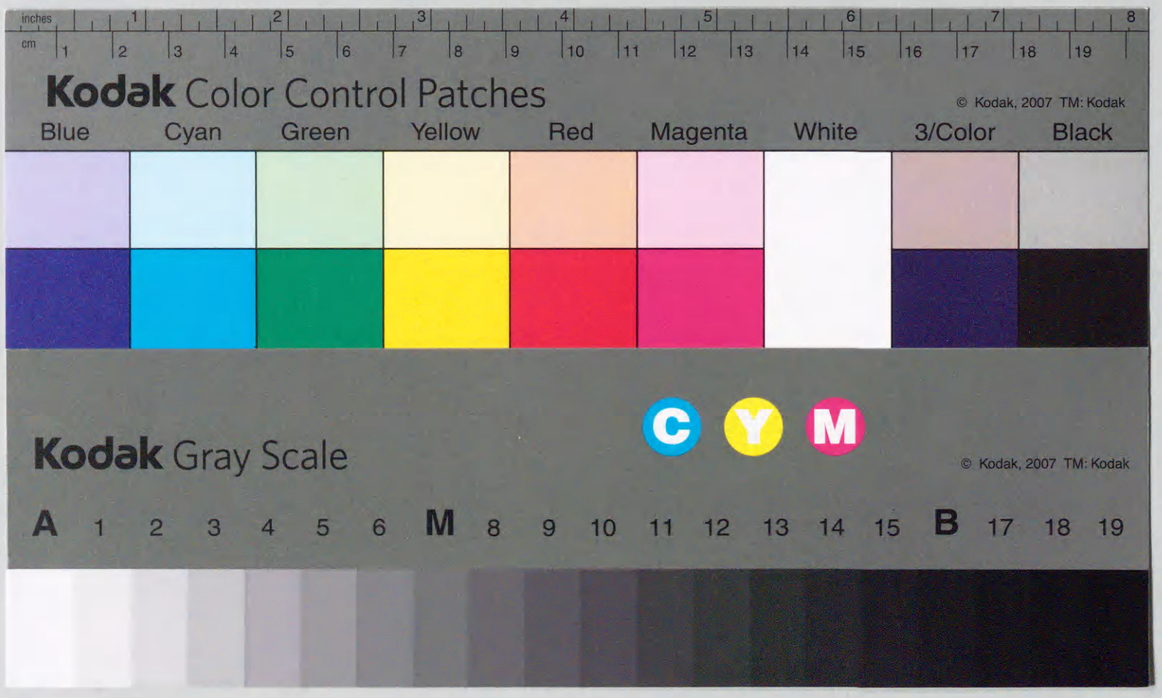
ローカル情報に基づく電力システムの信頼度制御に関する研究

藤田, 吾郎 / FUJITA, Goro

(開始ページ / Start Page)
1
(終了ページ / End Page)
64
(発行年 / Year)
1997-03-24
(学位授与番号 / Degree Number)
32675甲第60号
(学位授与年月日 / Date of Granted)
1997-03-24
(学位名 / Degree Name)
博士(工学)
(学位授与機関 / Degree Grantor)
法政大学 (Hosei University)
(URL)
https://doi.org/10.11501/3124645

ローカル情報に基づく電力システムの
信頼度制御に関する研究

藤田吾郎



(1)

法政大学大学院工学研究科電気工学専攻 1996 年度博士論文

ローカル情報に基づく電力システムの信頼度制御に関する研究

藤田 吾郎

論文要旨

電力は生活や産業の基盤として必要不可欠であり,常に安定したエネルギー供給体制の維持が極めて重要である。そのため系統機器の効果的な制御が要求される。このような電力系統制御の概念の１つに,系統における事故の影響を最小限にとどめ,エネルギー供給の信頼性を維持する信頼度制御がある。しかし電力需要が伸びる一方で電力消費地域近傍への発電所の設置は年々難しくなり,安定性に余裕のない運用を伴うこととなってきた。発電所も出力変更可能な火力・水力機から固定出力の原子力機に比重が移り,系統運用に柔軟性が失われつつある。安定度を保ち,良質な電力供給を維持するためには,既存の信頼度制御技術の延長では対処しきれなくなってきており,新たな手法の確立が課題になっている。

既存の信頼度制御技術の改善に関する研究は数多くあるが,以下のような多くの難点が見られる。まず特定の系統に対する検討例があるが,実用化を考えた場合,任意の系統を対象とするのが望ましいことは言うまでもない。次に,系統を集約し簡単なモデルに置き換えた上で制御則を決定する方法があるが,実系統の広域化と複雑化がますます進むにつれて,このような手法は難しくなると思われる。今後の電力系統の動向を考えた場合,最初から多機系統を前提とした制御手法の確立を図るべきである。また電力系統制御固有の問題として情報の時間遅れがあり,この点を考慮した制御系の構築が望まれる。電力システムのような広い範囲に分布する制御機器に対し,制御指令伝送にタイムラグが生じることは避けられない問題である。

本論文は以上のような既存の研究をふまえ,まず一般性を有するよう,限定されない任意の系統を対象とし,系統の集約化を行わないこととした。時間遅れの問題に関しては,時間遅れのある情報は瞬時的な制御に使用しないことを前提とした。すなわち本研究では,中央給電指令所からは系統操作に必要な情報をあらかじめパラメーターとして数ｓごとに伝送しておくだけで，系統に外乱が加わった際には,このパラメーターとその時点で瞬時に得られる情報だけを制御地点で用いることとしている。このように制御量を決定することによって,時間遅れの問題を回避しながら,かつ集中制御に匹敵する効果的な信頼度制御の確立が可能となった。

以上に基づき,本論文では平常時・緊急時に対する信頼度制御方式として以下の３つを提案している。

(1)ローカル潮流情報に基づく最適負荷制限方法

緊急時の信頼度制御の代表として,電源脱落事故時の事故波及防止策がある。電力系統に大電源脱落事故が発生した場合，需給バランスが崩れ，周波数の大幅な低下を生じる。この周波数変動は需要家に不利益となるばかりではなく,発電機器類の損傷等の原因にもなり,また事故波及を招く。したがって迅速かつ適切な負荷制限を実施し，周波数回復を図る必要がある。従来方式では，どこで電源脱落事故が発生したかを考慮していない。そのため電源脱落事故のケースによっては予期せぬ送電線の過負荷や母線の電圧異常上昇をもたらす場合がある。

これを改善するため，本研究ではローカル母線においても系統全体に対する最適な負荷制限が実施できる方式を提案している。この方法は，ローカル母線における電源脱落事故発生直後の潮流変動を利用している。この潮流変動は,電源脱落事故地点を標定するための間接的な情報源であり，負荷制限を実施すべきローカル母線において観測可能である。また本方式では，電源脱落事故発生直後に各母線において周波数

変動と潮流変動のみを観測することで，情報の時間遅れを考慮する必要がなく,瞬時に自律的に各々の負荷制限量を決定できる。したがって本方式は現実の電力系統においても適用可能であると思われる。本論文では,従来方法および集中制御方法との比較を行った結果,提案方法は集中制御とほぼ同じ負荷制限量配分を行い,従来方法に比較して送電線の過負荷や母線電圧変動の改善ができることが示されている。

(2)ローカル周波数変動を用いた電源脱落量推定方法

前記の大電源脱落事故発生時に適切な量の負荷を制限するためには，電源脱落量の把握も必要となる。この電源脱落量は，電源脱落後の中心周波数の変動から推定することが可能である。しかしローカル母線では，中心周波数は直接得られず，振動を伴った周波数変動しか得られない。従来提案されている方法はこの振動による誤差が大きいという難点がある。

そこで本研究では,逆問題解析手法の１つとして提案されている，支配微分方程式の推定法を用いた電源脱落量の推定法について提案している。この方法では,電源脱落量推定に適用する際，実際の周波数変動には正弦波動揺が含まれているという予備情報をあらかじめ加えることが可能であり，従来の推定方法よりも精度の向上が期待できる。提案方法の有効性を確認するため，数値例として従来方法と比較した結果，提案方法が有望であることが判明している。

(3)ローカル潮流情報に基づく FACTS 機器制御方法

平常時の信頼度制御の１つとして,地絡事故等の小外乱発生時の系統動揺抑制策がある。この系統動揺抑制策に対する有効な方法として FACTS(Flexible AC Transmission System)構想が提案されている。これは系統内に設置された制御機器を制御し,外乱抑制と既設機器の有効活用を目標とする概念である。

本研究では,送電線のアドミタンスを連続に変化させることによって安定度向上を図る機器である VSrC (Variable Series Capacitor: 可変直列コンデンサ)の制御方法を対象とし,ローカル潮流情報を利用した FACTS 機器制御を提案している。これは,FACTS 機器をその周辺で得られる潮流情報だけで制御する方式で,集中形制御に比較して情報遅れの問題を回避できる。この考え方は,(1)の最適負荷制限方法と同じである。制御方法は,最適制御理論と一般化逆行列計算をベースとしている。ただし集中制御とは異なり,ローカル制御では FACTS 機器の設置位置によっては安定化が図れない場合がある。この難点を解消するため,新たに固有値を調べることにより,設置位置を選定し直すこととした。その結果,ローカル制御によっても集中制御に匹敵する周波数動揺抑制効果が達成可能であることが判明している。

本論文は以下の順序で構成されている。

1 章では本研究の側面である電力系統の一般事項についてふれている。まず電力系統の安定性を論じるうえでの基本となる系統の構成,有効電力・周波数・相差角・電圧・無効電力の関係について説明する。そして実際の系統はこれらを評価しながら制御されているため,これらの制御方式にもふれる。次に信頼度制御は平常時,緊急時,復旧時の３通りから構成されているが,本論文では前２者を対象としており,これらについて説明している。最後に現在の研究の動向にふれ,本論文の位置づけを明らかにしている。

2 章ではシミュレーション方法について説明している。電力系統は非常に複雑に構成されており,直接実験することは困難なため,数値シミュレーションを用いた検証が広く行われている。本論文で提案している方法も,すべて計算機シミュレーションによってその有効性を確認している。数値シミュレーションは短時間に多数の結果が得られることが特長であるが,その妥当性については常に吟味しておく必要がある。特に

電力系統のシミュレーションにおいては,系統の状態を厳密に表現するためには膨大な数のパラメータが必要であり,通常は一般性を保ちつつある程度の近似を行う。そのため実系統との相違点について考慮をしておく必要があり,この部分を重点的に説明している。また数値計算における能率的なモデル構築方法についてもあわせて触れている。

3 章～5 章は本論文の主要部分であり,3 つの提案方法を説明している。3 章では緊急時の信頼度制御向上策として,大電源脱落事故発生時における最適負荷制限方法について論じている。まず負荷制限量計算方法について述べ,評価方法に関する基礎的な検討を行っている。そしてローカル母線においても系統全体に対する最適な負荷制限が実施できる方式を提案している。この提案方法は，ローカル母線における，電源脱落事故発生直後の潮流変動に着目している。従来方法および全情報を用いて最適化を行った方法とを比較した結果,提案方法は全情報を用いる方法とほぼ同じ負荷制限量が決定され，従来方法に対して，効果的な負荷制限量配分が達成可能であることが示されている。

4 章では前章の補助手段となる電源脱落量の推定方法を扱っている。緊急時の負荷制限において，適切な量の負荷を制限するためには，電源脱落量の把握が必要となる。そこで逆問題解析手法の１つとして提案されている，支配微分方程式の推定法を用いた電源脱落量の推定法を提案している。この方法を電源脱落量推定に適用する際，実際の周波数変動には正弦波動揺が含まれているという予備情報をあらかじめ加えることが可能であり，従来の推定方法よりも精度の向上が期待できる。提案方法の有効性を示すために，数値例として 2 次曲線近似による電源脱落量推定と比較検討した。その結果，提案方法の有望性が示されている。

5 章では,平常時の信頼度制御の向上策として,FACTS 機器のローカル制御について提案している。本研究では,FACTS 機器の中でも現段階で実用化がもっとも進んでいる VSrC の制御方法を対象とし,過渡安定度の向上を目的としている。提案する方式の制御は,VSrC の設置場所近傍にて収集可能である,ローカル潮流だけを用いている。その結果,広地域に分布した電力系統の制御において必然時に伴う時間遅れの問題を避けることができる。数値シミュレーションの結果,集中制御に匹敵する周波数動揺抑制効果が達成可能であることが示されている。

6 章は結論で,以上の研究をとりまとめている。

Studies on Power System Security Control Based on Local Information

Summary

The electricity is indispensable for lives and industry, and operation of its energy supply system with high reliability is extremely important. Therefore, the effective control of power system is required. Security control is one of the power system controls, which minimizes influence of accidents and maintains reliability of energy supply. Recently, in spite of the growth of electric power demand, installation of new power station near electric power demand area has become difficult. Therefore, in order to carry a large amount of electric energy from remote power stations, the transmission lines must be operated under heavy loaded conditions. This means reduction of stability margin. Also, to meet the increase of power demand, atomic power generating stations are going to account for a larger part of generation power compared with thermal / hydro machines which can change the outputs. As a whole, the flexibility of the output control of generating power station is going to be lost. Therefore, under the above mentioned circumstances, the improvement of existing security control would not satisfy keeping stability and maintaining high quality power supply. The establishments of new techniques become important subjects.

So far, many studies on improvements of the existing security control technologies have been reported, but these have many weak points. First, much has been studied for the specified systems. These methods can not be directly applied to arbitrary systems without constraints. Next, some studies are based on simple models which approximate to the original sophisticated systems. It is difficult to apply for real large scale power systems because of their wide area to be controlled or complicated structures.

The establishment of a new control technique should be planned to apply multi-machine systems with consideration of a trend of future electric system. The problem to be taken into the consideration is clock synchronization of information which is an inherent problem of power system. This must be considered in the first stage of design. Existence of command transmission time delay is a problem which can not be avoided in geographically large system having widely distributed control equipments in large area as a power system. With consideration of the above mentioned issues, the purpose of this thesis is to establish a new security control method intended for unlimited arbitrary system without system reduction to keep generality. For clock synchronization, information with time delay is not used for the direct control. In other words, it is assumed that the information necessary for system operation is transmitted as a parameter from central dispatching control station beforehand every several seconds in this study. And only this parameter and information provided instantly at the control spots are used for the power system control when disturbance occurs. With deciding controls as above, effective security controls can be established being equal to quality of central control, without time delay problem.

This thesis proposes three security controls for normal and emergency states as below;

(1) Optimal load-shedding scheme based on local power flow information:

Prevention of system collapse at power outage is main security control for emergency. A sudden loss of generator outage causes imbalance between supply and demand, and the frequency goes under the criterion value. The deviation not only has a harmful influence on customers but will also damage generation equipment. Therefore, the frequency must be recovered by a quick and adequate load-shedding scheme. Conventional method does not consider where the accident has occurred. Therefore, unexpected overload or voltage rising would appear. To solve these problems, this thesis proposes a new load-shedding method which is applicable to local buses and optimizes an evaluation of the whole system. The main point of this method is the use of the change of power flow after the accident. The power flow informs the accident's location, and this can be observed at local buses. In the proposed method, the load-shedding amount of each bus is determined independently by the observation of just the frequency and power flow deviation. Therefore, this method would be easily applied to a real power system.

In the computer simulations, the three methods, which are the conventional method, the full optimizing method and the proposed method, are compared. The simulation result is that the proposed method controls the load almost equally as well as the full optimized method, and it can implement load-shedding effectively compared with the conventional method.

(2) Estimation method of power outage amount with frequency deviation:

Amount of generation outage power also must be known to shed adequate amount of loads mentioned above. The amount of generation outage power can be estimated from an average frequency. But the average frequency can not be observed directly at local buses, and only the frequency deviations which contains some oscillations can be measured. The conventional estimation method has disadvantage that the noise makes large errors.

This thesis describes a new estimation method of generation outage amount based on an estimation method of dominating differential equations which is one of the solving technique for the inverse problems. In applying this technique to estimate generation outage amount, a supplementary information, that is real frequency deviations include sine components, can be added to the system equation of frequency. So more estimation accuracy is expected than the conventional methods. To indicate the effectiveness of the proposed method, we contrast the proposed method and the conventional quadratic line approximation method. And the comparison shows that the proposed new method is more accurate.

(3) FACTS device control method based on local power flow information:

Prevention of system oscillations for small disturbance such as line fault is one of security controls at normal state. FACTS (Flexible AC Transmission System) has been proposed as an effective unit for the reduction of the system fluctuations. Moreover, FACTS devices have function stretching transmission capacity of existing equipments. The objective of this thesis is to establish an effective control method in order to damp the system fluctuations by using only the local power flow information measured at each device. As control devices, VSrC (Variable Series Capacitor) are used, which can evade a problem of information delay involved by central control. The idea is the same as the optimal local load-shedding mentioned in (1). The control method is based on optimal control theory and generalized inverse matrix calculation. However, it is different from the central control, the local control sometimes does not stabilize the system according to the location of FACTS. To solve this problem, the location is selected by researching eigen values of the system matrix. As a result, the local control is proved to be able to establish frequency deviation reduction equal to central control.

This thesis consists of six chapters which are outlined below;

Chapter 1 introduces general terms of power system which are the base of the studies. First, organization of power system, and relations between active power, frequency, mutual angle, voltage, and reactive power are explained. Since a real power system is controlled with these evaluation, their controls are also described in the paper. Next, security control which consists of three states such as normal state, emergency state, and restorative state, is discussed. In this thesis, the first and second control modes are presented to enhance electric power reliability. Finally, positioning of this thesis is clarified seeing a trend of current studies.

Chapter 2 explains the numerical simulation method of the studies to be dealt with. A power system is constituted very complicatedly, and is difficult to be inspected directly with experiments, then numerical simulation methods are widely used for the tests. All methods proposed by this thesis are also tested with computer simulations. Numerical simulation has advantage that many results are provided in short time. However, its propriety needs to be always examined. In particular, in a simulation of power system, enormous parameters are necessary to express a state of the system. They are approximated usually with keeping generality. Therefore, the difference between real and model system must be considered from various points. In this thesis, an efficient model construction method in numerical calculation is also discussed.

Contents from Chapter 3 to Chapter 5 are main points of this thesis, which explain three proposed methods.

Chapter 3 discusses an optimal load-shedding scheme for large power outage as an improved security control for emergency. First, the calculation method of load-shedding is described, and the evaluation method is discussed. Then a new method which can implement optimal load-shedding for whole system at local bus is proposed. The proposed method remarks power flow deviations just after power outage. Comparing with the conventional method and full optimizing method, the proposed method controls almost the same load-shedding distribution by full optimizing method, so that it can implement an improved load-shedding as compared with the conventional method.

Chapter 4 treats an estimation method of power outage amount which is a supplemental method for the last chapter. In emergency state of power system, the amount of deficient power must be known to shed appropriate amount of loads. Then this chapter describes a new estimation method of generation outage amount based on an estimation method of dominating differential equations, which is one of the solving technique for the inverse problems. In applying this technique to estimate generation outage amount, a supplementary information, that is the real frequency deviations include sine components, can be added to the system equation of frequency. So more estimation accuracy is expected than the conventional methods. To indicate the effectiveness of the proposed method, the proposed method and conventional quadratic line approximation method are compared. And the comparison shows that the new method is more accurate.

Chapter 5 proposes a local control scheme of FACTS devices as a improved security control for normal state. The object of this thesis is VSrC, which is the most practical FACTS equipment. The proposed method uses just only local power flows gathered near the equipped location. The control method is based on optimal control theory and generalized inverse matrix calculation. Numerical simulations indicate that the local control can establish reduction of frequency deviation equal to central control.

Chapter 6 concludes these studies.

目　次

序章 1
1.電力系統の特徴 1
2.電力系統制御の動向と課題 2
3.本論文の目的と意義 2
1章 電力系統の構成と制御 4
1-1 電力系統の構成と運用 4
1-1-1 系統の構成 4
1-1-2 系統の運用 5
1-1-3 電力系統の課題 6
1-2 系統解析の理論 7
1-2-1 有効電力と周波数 7
1-2-2 有効電力と安定性 8
1-2-3 有効電力と電圧 8
1-2-4 無効電力と電圧 9
1-2-5 一般系統に関する手法 9
1-3 系統安定性維持の目的 9
1-3-1 周波数維持の目的 9
1-3-2 電圧維持の目的 10
1-3-3 潮流維持の目的 11
1-4 信頼度制御 11
1-4-1 緊急制御 11
1-4-1-1 緊急制御の定義 11
1-4-2 停電による影響 12
1-4-2-1 需要家から見た停電による影響 12
1-4-2-2 停電の例 12
1-4-2-3 アメリカ北東部大停電 13
1-4-2-4 ニューヨーク大停電事故 14
1-4-2-5 パリ大停電 15
1-4-2-6 関西地区大停電 15
1-4-3 停電の原因 16
1-4-3-1 設備の過負荷による事故波及 16
1-4-3-2 系統安定度崩壊による事故波及 17
1-4-3-3 周波数低下による事故波及 17
1-4-4 系統安定化対策 18
1-4-4-1 系統安定化対策の考え方 18
1-4-4-2 系統安定化装置 19
1-4-4-3 電源脱落事故の基礎方程式 20

1-4-4-4 不足周波数リレーによる負荷制限 20
1-5 FACTS 制御 21
2 シミュレーション方法 23
2-1 はじめに 23
2-1-1 概　要 23
2-1-2 モデル構築の方針 23
2-1-3 系統シミュレーションのアウトライン 24
2-2 モデルの設定 24
2-2-1 代表的な系統モデル 24
2-2-2 系統モデルの作成 25
2-2-3 代表的な発電機ガバナモデル 25
2-2-4 発電機モデルの作成 26
2-2-5 初期条件の設定 28
2-2-6 データリストの作成 28
2-3 初期計算 29
2-3-1 データリストの読み取り 29
2-3-2 送電線の等価回路 30
2-3-3 アドミタンス行列の作成 31
2-3-4 交流潮流計算 32
2-3-5 ニュートンラプソン法 32
2-3-6 初期状態の計算結果 33
2-4 過渡安定度計算 33
2-4-1 過渡計算の準備 33
2-4-2 ノード方程式 33
2-4-3 ルンゲ・クッタ法による積分計算 35
2-4-4 負荷特性 36
2-5 本論文で用いたモデル 37
2-5-1 3 機 6 母線 37
2-5-2 3 機 9 母線 38
2-5-3 5 機 9 母線 39
2-5-4 9 機 38 母線 40
3 ローカル潮流情報に基づく最適負荷制限 43
3-1 概 要 43
3-2 ローカル情報の検討 44
3-2-1 方 針 44
3-2-2 事故地点標定の検討方法 44
3-2-3 事故地点標定の検討結果 45
3-3 最適負荷制限の検討 46
3-3-1 概　要 46
3-3-2 最適負荷制限の定式化 46
3-3-3 直流潮流計算 47

3-3-4 直流潮流計算による評価関数の修正 47
3-3-5 電圧感度係数 48
3-3-6 最終的な評価関数 49
3-3-7 2 次計画法 49
3-3-7-1 2 次計画問題 50
3-3-7-2 双対法 50
3-3-7-3 Wolf の方法 51
3-3-7-4 SUMT による方法 51
3-3-8 評価関数の検討 52
3-3-8-1 4 機 11 母線モデルの例 52
3-3-8-2 5 機 9 母線モデルの例 52
3-3-9 まとめ 52
3-4 ローカル負荷制限 55
3-4-1 数学的導出 55
3-4-1-1 提案方法の概要 55
3-4-1-2 事故地点標定指数ε の導出 56
3-4-2 潮流変動評価による検討結果 58
3-4-2-1 負荷制限の設計 58
3-4-2-2 静的特性 58
3-4-2-3 動的特性 60
3-4-2-4 9 機 38 母線モデルへの適用例 61
3-4-3 電圧変動評価に検討結果 62
3-4-3-1 4 機 11 母線系統への適用例 62
3-4-3-2 9 機 38 母線系統への適用例 63
3-4-3-3 過渡特性の評価 64
3-5 まとめ 65
4 ローカル周波数情報を用いた電源脱落量推定 66
4-1 概要 66
4-2 数学的導出 66
4-2-1 電源脱落事故の基礎方程式 66
4-3 推定逆問題解析手法 67
4-3-1 局所微係数を用いた支配方程式推定 67
4-3-2 補助情報に基づく逆問題の解析 68
4-4 電源脱落量推定手法 68
4-4-1 支配微分方程式の推定法に基づく推定 68
4-4-2 2 次曲線近似による推定方法 69
4-5 推定結果 70
4-5-1 検討事故 70
4-5-2 検討結果 70
4-6 考　察 72
4-6-1 **A** 行列の特性による誤差の発生 72

4-6-2 行列の特異値と誤差発生の関係 72
4-6-3 誤差発生の抑制方法 74
4-7 まとめ 74
5 ローカル潮流情報に基づく FACTS 機器制御 75
5-1 概要 75
5-1-1 代表的な研究方向 75
5-1-2 提案する方法 77
5-2 数学的導出 77
5-2-1 モデルの設定 77
5-2-2 線形化 78
5-2-3 最適制御理論 79
5-2-3-1 最適レギュレーター 79
5-2-3-2 リカッチ方程式の解法 79
5-2-4 潮流ローカル制御 80
5-3 検討結果 81
5-3-1 重みの設定 81
5-3-2 サブシステムで必要な潮流の数 81
5-3-3 3 機 9 母線モデルの応答結果 82
5-3-4 4 機 11 母線モデルの応答結果 84
5-4 不安定となる原因の考察と改良 86
5-4-1 原因の解明 86
5-4-2 自己発振 87
5-4-3 推定精度における考察 87
5-4-4 制御効果における考察 88
5-4-5 測定誤差における考察 90
5-4-6 測定精度における考察 91
5-4-7 フィルタの挿入 93
5-4-8 配置と固有値における考察 93
5-5 改良と検討 95
5-5-1 FACTS 機器配置の改良 95
5-5-2 配置位置の決定 95
5-5-3 改良後の検討結果 96
5-5-4 数値評価による設置可能場所の調査 98
5-6 まとめ 100
6 結 言 101
謝 辞 103
参考文献 104
研究業績一覧 109

序　章

1.電力系統の特徴

電力は生活や産業の基盤として必要不可欠であり，常に安定したエネルギー供給体制の維持が極めて重要である。そのため，系統機器の効果的な制御が要求される。電力系統の特徴を掲げると，次のようなことが言える。

(1) **大規模システムであること**　電力系統は本来は発電･給電･配電が1つになった単一のシステムである。しかし実際には複数の系統を連系させることにより，経済的な効果や安定性の向上が図られている。したがって分散形や階層形の制御システムが必要となる。

(2) **確定したシステムではないこと**　まず需要は常に変動する。そして系統は固定化されたネットワークではない。運転状況や事故や点検のために部分的な解列が行われる。また長期的に見ても設備の新設などが行われ，確定したシステムであることは決してない。

(3) **電気の貯蔵は難しいこと**　電気エネルギーは，化石燃料などと異なり貯蔵が困難である。一部の過不足の過不足は揚水発電などで調整できるものの，その割合はわずかに過ぎず，原則として発生と消費が同時に行わなければならない。

(4) **全体性･局所性があること**　局所的な供給有効電力の過不足は，ただちに系統の周波数変動に結びつく。逆に供給無効電力の過不足は，その近傍の電圧変動の原因とはなるが，全体に影響することはない。

電力系統の制御は,以上の点を配慮しながら設計される必要がある。

さて,このような電力系統制御の概念の１つに信頼度制御がある。信頼度制御とは,系統に事故が発生した際にもその影響を最小限にとどめるとともに,健全な電力供給の維持を図る制御の総称である。上記のような特徴を有する系統システムに対し,信頼度制御の方向が確立されてきている。しかし,今日の電力系統制御は,これまでの信頼度制御技術の延長では,以下のような背景から対処しきれなくなってきており,新たな手法の確立が課題になっている。

(1) **電力需要の増加**　生活や産業における電気エネルギーへの依存は,ますます増大してきており,需要電力は増大しつづけている。それに対応する供給電力も増加の一途をたどっている。

(2) **需要地近傍への発電所・送電線設置の困難化**　社会情勢や土地価格の高騰により,電力需要の多い地域への発電所・送電線の建設は制約が大きい。したがって電源の遠隔化や,多回線併架送電線の採用などを余儀なくされている。

(3) **電源の硬直化**　発電設備は火力・水力機から原子力機へ比重が移ってきている。原子力機はその構造上,起動停止に時間を要するため,連続運転が行われる。また原子力発電は運用上,固定出力で使用されている。そのため需要の変動に応じられず,硬直化した電源となる。

(4) **複雑化**　負荷地点での発電所新設が困難であることから,電力融通が進み複雑な系統構成となる。

(5) **安定度の低下**　長距離送電では限界送電電力が小さくなり,また安定性が低下する。

2. 電力系統制御の動向と課題

電力系統に関する研究は非常に幅が広いが,ここでは系統の安定化制御に限定し,その方向性を分類してみたい。

(1) **特定系統の制御**　これは電力会社単独の研究,もしくはメーカーとの共同研究に多く見られる。自社が課題としている特定の系統に対してどのような制御が効果的であるか検討する。メーカーは当然のことながら,制御機器の開発を主導することとなり,非常に細かい研究結果が発表される傾向にある。ただし対処療法的な研究も多く,普遍性に欠ける部分もあること,また研究発表の場に新規性を有しない単なる製品開発報告が持ち込まれることもある。

(2) **不特定系統の局所制御**　発電機やその近傍に設置された機器の制御では,その外側を 1 機無限大母線または等価発電機に想定することで,近似的に設計が可能である。電力系統には多くの状態変数が含まれるが,局所性があり,発電機周辺の制御はその部分の情報を取り込むことで,可能であるという考えに基づいている。特に発電機内部には既知の非線形要素が多く,この部分を考慮している研究が大部分である。ただし,複数の発電機間で干渉が起こる可能性がないかどうか検討しているケースは少ない。また複雑な系統ではこのような近似が成り立つとは限らない。また,このような考え方は負荷端への制御機器設置に応用できず,多機系への発展性に疑問が残る。

(3) **不特定系統の集中制御**　前記に対して,系統の任意の場所に設置した機器の最適制御を扱うケースがある。この場合は 1 機無限大母線に置き換えるという方法が使えないため,系統を行列として処理し,既存の制御理論を工夫して適用していく方法が一般的である。この場合は,発電機個々の特性改善よりも系統全体の安定化に重点が置かれる。そのため発電機側の特性をあまり詳細に反映することができない。しかしより多くの情報をフィードバックすることで系統全体の安定化が十分に保証できることが大きな特徴である。問題点として,情報のフィードバックは瞬時に行うのが理想であるが,実際の電力系統は広い地域に分散しており,発電所や母線から中央給電への情報の往復は現実でも数 s を要する。将来情報伝送の改善が進むことも期待できるが,現時点では現実性に欠く部分もないとはいえない。

3. 本論文の目的と意義

本論文のテーマは,以上のような既存研究の背景をふまえ設定されている。まず研究の発展の可能性を考えた場合,特定の系統ではなく,様々な系統を対象とするのが望ましいことは言うまでもない。そして系統の広域化と複雑化がますます進むにつれて,1 機無限大に集約するという手法も難しくなると思われる。今後の電力系統の動向を考えた場合,最初から多機系統として問題解決をはかるべきである。

そして多機系統制御では,常に時間遅れについて考慮する必要がある。時間遅れを解消する方法は,まず時間遅れもモデルにあらかじめ含めて制御設計を行う方法があろう。一方,逆に時間遅れのあるような情報は最初から使用しないという考え方もある。電力系統の変動は比較的ゆるやかであり,例えば数 s おきに中央給電指令所から制御地点に最適な関数だけを与え,制御地点では,その時点で瞬時に得られる情報だけを用い,この最適な関数を使うことで最適な制御値を決定することが可能であろう。本論文では後者の考え方に基づいている。そして制御地点周辺で得られる情報には周波数や潮流があるが,これらを特に 'ローカル情報' と呼ぶことにしている。潮流情報を用いた負荷制限が第 3 章,周波数変動を用いた電源脱落量推定が第 4 章,そして潮流情報を用いた FACTS 機器の制御が第 5 章にそれぞれ述べられている。

1　電力系統の構成と制御

1-1 電力系統の構成と運用

1-1-1 系統の構成

電力は,図 1-1のような要素から成り立っている。まず電力を生産する発電があり,次に輸送と分配を行う送電･配電があり,そして消費する受電から構成される。これらのシステムを総称して電力系統と呼ぶ。

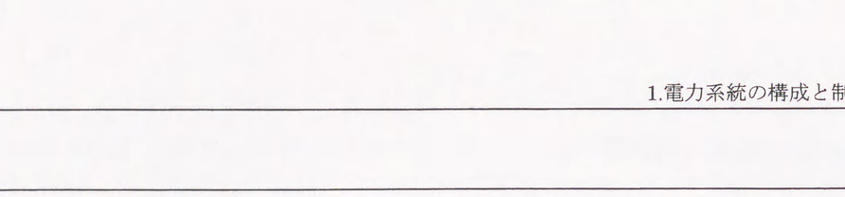


図 1-1　電力系統の基本構成

実際の系統は国内外を問わず,経済性や安定度向上の観点から多数の発電所が連系されており,広域かつ複雑な運用が行われている。また大容量の電力輸送に有利な超高圧または超々高圧の送電系統構成をなしており,送電システムは電圧階級別になっている。

電力系統の連系はその地理的条件により大きく異なっており,ヨーロッパやアメリカでは図 1-2にみられるように放射状に構成されているのに対し,日本では国土の形状をそのまま反映した,図 1-3の串形系統となっている。

同一周波数系統間は交流連系,異周波数系統間は直流変換によって連系されている。我が国の例で言えば,東京-中部間が 50Hz と 60Hz で異なるため,直流変換が用いられている。また北海道と東日本間も送電海底ケーブルを用いるため直流である。各社の電力系統はこうして系統間電力を通

して電力を融通しあっている。

この連系線を構成しているのは最高階級の電圧系統である。設備の運転電圧は超々高圧(500kV,1000kV),超高圧(275kV,220kV,187kV),1 次系(110kV,154kV),2 次系(66kV,77kV),高圧配電系,低圧配電系の 6 つがあるが,最高階級の電圧系統以外は事故波及の防止や短絡容量の軽減の観点から放射状に構成される。

電力系統は需要の増大と共に拡大し,今後の安定供給には支障のないように感じられるが,現実には系統運用上の問題を含みながら拡大している。

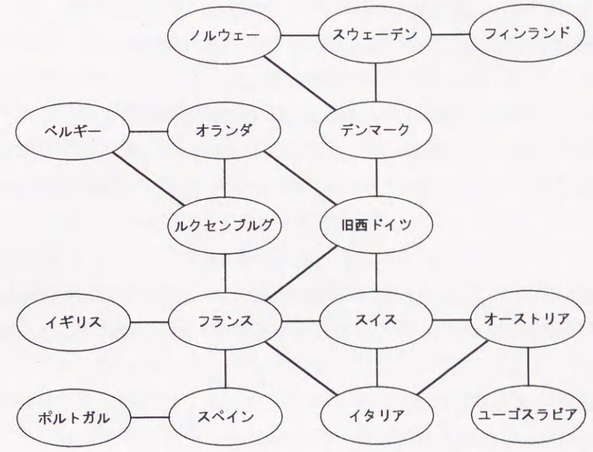


図 1-2　ヨーロッパの放射状形系統

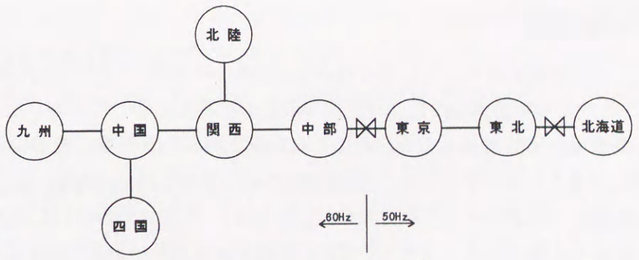


図 1-3　日本の串形系統

1-1-2 系統の運用

このような系統を運用する技術はいろいろあり,その分類方法は一意的ではないが,その規模や制御対象時間で以下のようにいくつかに分類することが可能である。

(1) **負荷周波数制御**（LFC: Load Frequency Control）　負荷周波数制御は系統周波数を基準値に収めることを目標としている。連系された系統間の連系線潮流の変動も抑制する場合もある。系統の周波数や潮流データを用いて,発電機の出力を調整することで制御している。

(2) **潮流制御**　送電線には安定性や熱限界から決定される潮流の上限値があり,これを上回らな

いように発電量や送電ルートを決定しなければならない。複雑化した現在の系統では想定シミュレーションにより事前に予測し,これをクリアするようになっている。

(4) **電圧制御** 配電側の電圧は基準値に収める必要があり,また系統の機器は規定電圧を越えると事故に結びつく可能性が高い。このため系統各点の電圧を制御する技術が必要である。これには発電側では発電機端子電圧の制御が行われている。送電側は主として無効電力によって電圧が変動するため,コンデンサやSVC(Static Var Compensator)で補償を行う。配電側では変圧器のタップ切り替えにより最終的な配電電圧を一定に維持している。

(5) **発電機制御** 発電機には回転速度を一定に保つガバナと,発電機端子電圧を一定に保つAVR(Automatic Voltage Regulator, 自動電圧調整装置)が備えられている。さらに3線地絡事故などの急峻な外乱に対してPSS(Power System Stabilizer, 電力系統安定化装置)が加わる場合もある。また発電機のなかには揚水発電もある。これは一日の需給バランスを調整する役目を果たすほか,電源脱落事故時の供給不足解消にも使用される。

(6) **地絡・短絡時の制御** これらは落雷などによって発生する。大電流が流れるため瞬間的に処理しないと機器類の損傷をまねく。そのためシーケンスリレーを用いて線路の開放や再閉路が行われる。

(7) **1日の運用** 1日の電力需要は昼が大きく夜は小さい。そのため1日の需要を予測し,発電所の計画的な運転が実施されている。原子力発電はベースとなり24時間稼働,その次に火力発電が入り,水力発電は昼間は発電する一方で夜間は余剰電力を利用した揚水発電に使用される。

(8) **長期計画と運用** 電力系統設備は規模が大きく計画から運用開始までに時間を要する。特に発電所の場合は10年を越える時間がかかり,特に今日では電源立地難によりその時間はのびつつある。そのためあらかじめ将来を見据えた長期計画が必要であり,需要予測を反映した設備計画が行われている。

1-1-3 電力系統の課題

電力はいまや生活や産業になくてはならないものとなってきていると同時に,その需要は大きく伸びている。そのため電源開発の促進や送変電設備の拡充が行われている。しかし環境問題をはじめとする環境保全問題,用地取得難に起因する電源立地の困難化,燃料資源の確保難などの問題があり,円滑に進まないのが事実である。個別の課題は以下のとおりである。

(1) **送電線の太線化** 送電ルートの取得困難化にともない,既設送電線ないし新規送電線の送電規模を大きくする傾向になってきている。高稼働中に送電線が事故停止した場合,大きな動揺が発生するとともに,電力の過不足が発生する。送電側は供給過剰,受電側は供給不足となるため,適切な制御を行い,停電を防止しなければならない。

(2) **送電線の共架多回線化** 上記と同じく送電ルートの取得困難化にともない,1ルートの送電線を複数にする傾向がでてきた。以前は2回線であったが,4回線が一般化し,6回線共架も増えている。用地の有効利用という点では望ましいことであるが,保守技術上は多重事故や上下線の混触という問題がでてくる。さらに複数回線は縦方向に設置されることになるため,1回線が停止した場合には,他の線を環流するゼロ相電流が発生するため,リレーの誤動作を招く心配も出てくる。

(3) **電源の遠隔化** 電力を安全かつ効率よく輸送するためには,需要密集地近傍に電源があることが望ましい。社会情勢や土地価格の高騰により電源は遠隔化する傾向にある。場合によっては100kmを越える例もある。その結果,送電線リアクタンスの増大による安定度の低下をもたらす。そこで送電ルートの増加や,1ルートの容量増加が必要となってくる。また電源と需要が隣接していた時点では,系統間の連系があったとしても,実際には単純系統の集合であり,不釣り合いな点は少なかった。系統に事故が発生してもその単純系統を切り離すことで事故波及を防ぐことができた。しかし大規模な電源を1カ所に集中的に建設し,電源送電線によって複数の電力系統に供給するようになると,この送電線に事故が発生した場合には,単に系統を切り離すだけでは事故が終わらないばかりか,事故波及を招くおそれも出てくる。

(4) **電源の大規模化** 新規電源設置が困難になると,既存電源設備の増強による有効利用が欠かせなくなってくる。また大規模な電源を開発した方が,単位出力あたりの建設費が安くすむ,いわゆるスケールメリットが生じる。このように1発電所の規模が大きくなると,この発電所が事故停止した際に著しい需給不均衡を生じ,周波数低下を招いて事故波及の原因となる。また発電機の容量が増大するにつれて同期リアクタンスが大きくなる。発電容量が大きくなっても,回転軸や全体の直径などの機械的構造をそのまま大きくすることは難しいため,コイルを増やすことになる。その結果,だんだんと銅機械化し,リアクタンスが増すとともに短絡容量が減少する。

(5) **電源の硬直化** 発電設備は,火力・水力機から原子力機へ比重が移ってきている。原子力機は,その構造上起動停止に時間を要するため,連続運転が行われる。また出力の変更も難しいため,固定出力で使用される。そのため需給の変動に応じられず,硬直化した電源となる。

1-2 系統解析の理論

1-2-1 有効電力と周波数

電力系統全体をみると,エネルギーの入出がある1つの大きな慣性体と見なすことができる。したがって系統全体の周波数変動は次式で与えられる。

$$M\frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} = Pm - Pe - D\Delta\omega \quad \cdots\cdots (1\text{-}1)$$

ここで

M : 発電機の慣性定数 [p.u.(MVA・s²/rad)]
t :時間 [s]
$\Delta\delta$: 位相角偏差 [rad]
$\Delta\omega$: 角速度偏差 [rad/s]
Pm : 機械的入力 [p.u.(MW)]
Pe : 電気的出力 [p.u.(MW)]
D : 減衰定数 [p.u.(MW・s/rad)]

である。Pm と Pe は釣り合わせることにより周波数を一定に保つことができる。しかし需給バランスは常に変動している。平常の運転においても昼と夜では大きく異なるのはもちろんのこと,秒単位で見ても常に変化している。

1-2-2 有効電力と安定性

送電できる有効電力は次式で近似される。

$$P=\frac{VrVs}{X}\sin\delta \quad \cdots\cdots (1\text{-}2)$$

ここでVsとVrはそれぞれ送電端と受電端の電圧,δは相差角,Xは線路のリアクタンス分である。相差角が 90°の時が輸送できる最大の電力となる。電圧階級が高くなれば送電電力を増すことができる。一般に両端の電圧はほぼ同じになるため,電圧が 2 倍になれば 4 倍の輸送能力が期待できる。これが主幹系統の昇圧が行われる理由である。そしてこれは送電線のリアクタンスに反比例するため,1 回線から 2 回線にすれば倍の輸送力となる。

この曲線を図示したのが図 1-4である。相差角が 90°を越えると,角度が開いても供給が追いつかなくなり,周波数が下がり,ますます角度が広がって,遂には発電機や負荷が脱調する。また瞬間的な変動に対する余裕も見込む必要があるため,なるべく運転点の角度が小さくなるようにしなければならない。

なお線路潮流の限界値はこの相差角と,線路の熱容量の双方から決定される。

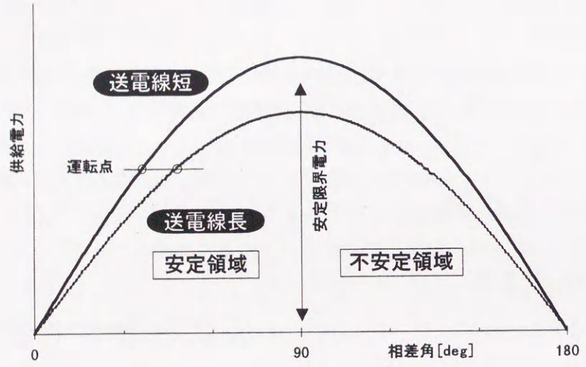


図 1-4 電力-相差角曲線

1-2-3 有効電力と電圧

前記に対応して,受電端電圧 Vr と有効電力 Pr の関係を計算すると

$$Pr=\sqrt{\frac{Vs^2Vr^2-Vr^4}{X^2}+\frac{2QrVr^2}{X}-Qr^2} \quad \cdots\cdots (1\text{-}3)$$

$$Vr=\sqrt{\frac{\left(Vs^2+2QrX\right)\pm\sqrt{\left(Vs^2+2QrX\right)^2-4X^2\left(Pr^2+Qr^2\right)}}{2}} \quad \cdots\cdots (1\text{-}4)$$

となる。受電端電圧は解が 2 つでてくる。これを図示すると図 1-5のようになり,やはり送電電力には限界があることがわかる。これは安定限界電力と呼ばれ,これを境として上を電圧高め解領域,下を電圧低め解領域とよばれる。潮流計算では,1 つの電力に対してこのような 2 つの解が出てくる。電圧低め解領域では負荷の微小な増加に対し電圧も増加し,定電力負荷なら問題ないが,定インピーダンス負荷では消費電力がさらに増すため不安定性をもたらす。そのため必ず電圧高め解領域で運転しなければならない。

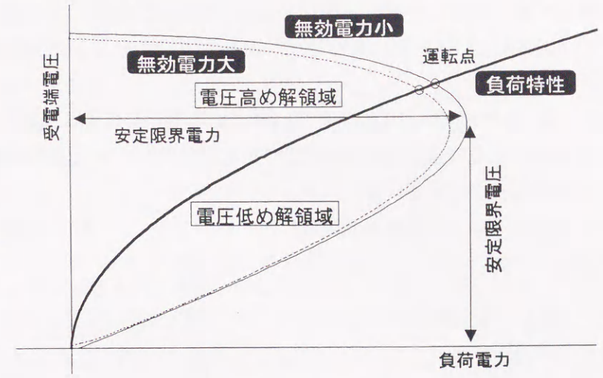


図 1-5 P-V 特性

また無効電力が増加するとカーブの大きさが減少し,安定限界電圧と安定限界電力も小さくなる。したがって無効電力が多い場合はコンデンサや SVC を投入してカーブを改善する必要が出てくる。

1-2-4 無効電力と電圧

受電端の有効・無効電力と電圧変動の関係は次式で近似される。

$$\Delta V=Vs-Vr\approx\frac{PrR+QrX}{Vs} \quad \cdots\cdots (1\text{-}5)$$

ここでRは送電線の抵抗分であり,通常はリアクタンス分の数分の 1 以下である。その結果有効電力よりも無効電力の変動の方が電圧変動への影響がはるかに大きい。

以上の結果から,有効電力は周波数と,無効電力は電圧とそれぞれ関係が深いことがわかる。また,これらは,それぞれ P-F,Q-V の関係としてとらえられ,電力制御の基本となる。

1-2-5 一般系統に関する手法

以上は 1 発電機 1 負荷の場合の基本的な解析手法である。しかし実際の系統では母線がループ状・放射状またはこれらが組み合わされて構成されており,上記の方法は系統解析における大ざっぱな傾向を知る手段に過ぎない。そこで実際には,2 章で詳述する潮流計算がオフラインで行なわれている。系統事故についても同様に事前に想定事故計算が行われている。

1-3 系統安定性維持の目的

1-3-1 周波数維持の目的

周波数を維持する目的は以下があげられる。

(1) **需要家への影響** 製紙,フィルム製造,繊維製造など,回転機を用いて精度の高い製品を作る場合,周波数の変動は製品のムラとなる。また周波数の偏差が持続する同期時計に時差を生じる。

(2) **発電機タービンへの影響** タービン動翼は固有振動数において共振し,持続すると破損につながる。一般に発電所の安定限界周波数はこれにより決定される。その範囲は 60Hz 系統の場合およそ 58.5~61.0Hz である。

(3) **連系線への影響** 連系系統との潮流変動はその相差角により決定されるため,周波数の変動は潮流変動を発生させる。連系線は電圧階級が高く,設備投資も大きい。潮流変動は余分な設備投資をもたらす。

このうち(1)については,最近ではサイリスタを用いた電動機制御が普及してきたことにより,必ずしも影響が生じるとは言えないようである。そこで平常時においては(3)が,供給電力の過不足が生じる緊急時には(2)が重要となっている。

前述したように,有効電力の変動は周波数変動に直ちに結びつく。平常時の周波数変動の抑制方法は,その変動周期により図 1-6のように区分される。緊急時については後述する。

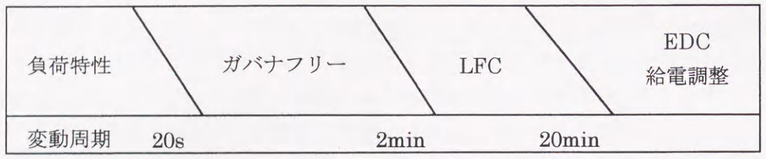


図 1-6 平常時の周波数・有効電力制御

1-3-2 電圧維持の目的

電圧の品質維持は電力系統において非常に重要である。その理由は以下があげられる。

(1) **需要家への影響** 需要家の電気機器は定格電圧において,もっとも性能を発揮するように設計されており,電圧の変動は絶縁性の劣化や不動作を招く。特にに白熱電球は電圧が上がると寿命が著しく減る。蛍光灯は電圧が下がると放電せず始動が困難となる。

(2) **送電系統への影響** 送電線の潮流限界は電圧に比例するため,電圧が低下すると潮流限界も減少し,安定度が低下する。また線路電流が増すため,線路損失も大きくなる。

(3) **高調波の発生** 変圧器や分路リアクトルなどは電圧が上昇すると鉄心が飽和するため高調波を発生する。高調波は電力用コンデンサの劣化と破損の原因となる。

一方,電圧の許容範囲については法令・負荷・給電設備によって様々である。一般に上限は,機器の絶縁耐圧などにより厳しく制限されるのに対し,下限は比較的緩やかである。下限で制限がある場合は,機器が本来の能力を発揮できない場合である。例えば力率改善コンデンサは電圧の 2 乗倍の無効電力を供給するため,電圧が下がると能力も著しく低下する。またコンピュータ等は電圧がひとたび低下するとリセットがかかる場合もある。許容範囲を決定する上の例を以下に掲げる。

(1) **法令上の受電電圧の許容範囲** 電気事業法では低圧側の電圧変動許容範囲について規定している。標準電圧 100V の場合 101±6V,200V の場合 202±20V となっている。高圧需要家(3.3,6.6kV)および特別高圧需要家(7kV 以上)については法令で特に定められていない。高圧需要家の場合,一般的には±10%程度,特別高圧需要家の場合は需要特性により変動範囲の要請に差があるため,また需要家自身の要因による変動もあるため,個別に決められる。

(2) **法令上の家電機器の許容範囲** JIS 規格および電気用品取締法により連続許容限界は定格電圧の±10%に定められている。

(3) **連続許容範囲** 電力系統機器の上限は公称電圧の+5~+10%である。下限は同期発電機と変圧器が-5%であるほかは,機器単体としては影響がない。

(4) **短時間許容範囲および瞬時電圧低下限界** 電圧変動継続時間が 10s~1h の短時間,または 10s 未満の瞬時の範囲では,その許容範囲は一概には言えない。産業用機器は±10%程度の厳しい条件である場合もある。

以上いくつかの観点によりさまざまな許容範囲がある。本論文のテーマの 1 つである電源脱落事故では,無効電力分を有する負荷制限を伴うため,その後の電圧が上昇する。大規模事故の場合には数十%も上昇する。この場合の許容される上限は上記を考慮して+5~+10%としている。

1-3-3 潮流維持の目的

送電線路に流せる潮流は以下の観点から限界がある。

(1) **送電線過負荷防止** 送電線は材質や使用条件から使用温度があり,これにより許容電流が決まる。そして運転電圧と力率を考慮して熱容量が決まる。このうち地中送電線の場合は,絶縁体の寿命も考慮する必要がある。

(2) **変圧器過負荷防止** 変圧器は,運転状態により絶縁性が次第に失われてくる。さらに事故時の異常電圧や電気機械的ストレスは破壊の危険性が増大させる。一般に許容限度は,変圧器巻線の最高点温度がある許容限界まで上昇することを条件として与えられる。

(3) **安定度向上** 1-2-2 で既に述べたように,電圧基準地点間の相差角は 90° を越えることは許されず,過渡状態まで考慮するとさらに小さい相差角で運転することが安定度向上に必要である。そのため許容潮流も制限される。

以上述べたように,安定した系統運用にあたっては,周波数・電圧・潮流が常に規定値以内に保持させることが不可欠である。

1-4 信頼度制御

これまでに述べた事項は,主として平常時の運転を対象とした。しかし系統は完全に安全に運転できるわけではなく,事故に遭う可能性も有している。それに対し,信頼度制御という概念がある。

信頼度制御とは security control の訳語である。電力系統に事故が発生しても,その影響を最小にとどめる制御体系の総称である。停電を少なくすることを目的として,普段から行われている予防制御,事故発生時の系統安定性の確保のために行われる緊急制御,事故後の復旧を行う復旧制御に分類できる。本研究では緊急制御を中心として提案しているため,これについて概説する。

1-4-1 緊急制御

1-4-1-1 緊急制御の定義

これまでに述べたことは,平常時の電力系統の制御方式であった。系統を制御する要因としては,負荷の変動や低圧系統側の小規模な事故などであった。これは「定常状態」と呼ばれる。

これに対して「緊急状態」がある。これは,事故時にこのまま放置しておくと事故波及につながる危険性のある状態で,「緊急制御」すなわち可能な限りの迅速かつ適切な制御を行い,電力供給の支障を抑制する必要がある。

このような事態が発生する原因として発電設備の故障,送電線の切断,送電線の過負荷によるリレートリップなどがあり,適切な処置がほどこされていなかったために,健全な設備までが次々とトリップして運用停止となることがある。最悪な場合全系統の停止に至る。

1-4-2 停電による影響

1-4-2-1 需要家から見た停電による影響

停電は電圧や周波数とは比較にならないほど,社会的影響が大きく重要である。近年では社会機能の都市集中化,情報システムの普及などから,停電が発生した際の障害は多岐にわたる。具体的な影響は表 1-1があげられる。

表 1-1 需要家ごとの停電による影響[55]

業種	直接的影響	被害の状況
鉄道	• 電車の停止によるダイヤの乱れ	• 社会的混乱が予想される
水道	• 処理,送水ポンプの停止	• 1h 以上停止すると濁水が発生し,復旧に数 h 要する
下水道	• 処理工程の停止	• 時間単位で停止すると処理不能となり汚水のまま放出
銀行	• 計算機,照明,空調の停止(非常灯,換気のみ作動)	• 預金の出し入れができない • 銀行業務停止(長い場合は閉店同様)
百貨店	• 計算機,照明,空調,エレベータ,冷凍機の停止	• 閉店同様となる • 生鮮食品の鮮度低下
地下街	• 同上	• 商店街の営業不可 • パニック発生のおそれ
劇場ほか	• 同上	• 催し物の中止 • パニック発生のおそれ
病院	• 同上 • 保育器,検査機の停止	• 手術,人工呼吸の患者,未熟児の生命に影響
化学工場	• 反応工程の停止により半製品がでる	• 製品取りだし,機器調整等復旧に長時間要する(日単位必要な場合もある)
機械工場	• 成形加工工程の停止	• 不良品の発生 • 復旧に時間を要する • 長時間停電で炉等の損傷となる
養殖	• 酸素補給用ポンプ停止	• 魚類の死

1-4-2-2 停電の例

表 1-2は近年における世界の主な停電事故である。単純な事故では,その部分を保護リレーによって切り離すため,供給支障範囲や継続時間は少ない。しかし複雑な事故は,系統の主要部分で発生する。そして保護リレーが正常に動作しない,または保護上の盲点であったなどの理由により,大規模な事故に発展する。後述するように,主たる原因には,設備の過負荷,系統安定度の崩壊,系統周波数の低下の 3 つがある。1 つだけで大停電に至るケースは少なく,1 つが別の事故を誘発し,事故が波及して大停電をもたらす例がほとんどである。つづけて代表的な停電事故のプロセスを見ていくこととする。

表 1-2 世界の主な大停電事故(1000MW,2h以上)[42]

国名	発生年月日	件名	原因	規模[万 kW]	時間
アメリカ	1965.11.9	アメリカ北東部事故	負荷電流によるリレー動作	4360	13.5h
	1967.6.6	P.J.M 連系系統事故	送電線過負荷	1000	12h
	1977.7.13	ニューヨーク事故	多重雷	575	25h
	1982.12.22	アメリカ西部事故	鉄塔倒壊	1034	4h
	1984.3.1	アメリカ西部 6 州	リレー誤動作	600	2h
	1994.12.14	アメリカ西部	送電線過負荷	500	4h
カナダ	1982.12.14	ケベック州事故	CT の破損	1510	28h
	1988.4.18	ケベック州事故	フリージングレイン	1600	7h
	1989.3.13	ケベック州事故	磁気嵐	2135	9h
フランス	1978.12.19	フランス事故	送電線の過負荷	2900	8.5h
	1987.1.12	フランス西部事故	寒波による発電機トリップ	900	5h
イギリス	1981.8.5	イギリス南部事故	送電線のたるみ過負荷	110	2.5h
	1987.10.18	イギリス南東部事故	ハリケーンによる塩害	400	4 日
スウェーデン	1983.12.27	スウェーデン事故	断路器の加熱	1140	5.5h
マレーシア	1985.6.29	マレーシア全域事故	地絡事故	150	9h
日本	1965.6.22	関西地方全域(御母衣事故)	地滑りにより鉄塔座屈	340	11.3h
	1972.9.16	中部地方	台風による風害,塩害	344	2 日
	1975.6.12	東北地方	宮城県沖地震	113	38h
	1978.9.15	九州地方北部	台風による風害	108	61.7h
	1980.12.24	東北地方	雪害	120	125h
	1983.8.8	関東地方西部	地震	257	7h
	1986.3.23	関東地方	雪害	363	40h
	1987.7.23	関東地方中西部	電圧低下	817	3.3h

1-4-2-3 アメリカ北東部大停電

この事故[8]は 1965 年 11 月 9 日に,図 1-7に示すナイアガラの近くにあるサーアダムスベック水力発電所(出力 1350MW)から,カナダのトロント地区に走っている 230kV5 回線送電線のうちの 1 回線がトリップしたことが原因で,最終的に 4360 万 kW,最長時間 13.5h の大停電に至った。

その理由は,線路用後備保護リレーの設定値が適切でなく,常時の負荷電流で動作したためである。電力潮流が残りの 4 回線に移動したため,これらの送電線も過負荷となりトリップしてしまった。 このためカナダ向けに流れていた 1700MW の潮流がニューヨーク州に向かって逆流し,サーアダムスベック発電所を含む電力系統と,345kV,230kV 送電線で結ばれていた他系統の発電所との間で発電機の位相がずれ,脱調状態となって 5 つの小系統に分離してしまった。供給力不足と

継続が困難となって次々と停止し,系統が広範囲にわたって停電した。特に一部の火力発電所では,電源喪失のため油圧が低下し,軸受メタルが焼損して復旧が著しく遅れた。このときの停電範囲は20万 km²,2500万 kW であり,当時の日本全国の電力需要に匹敵していた。

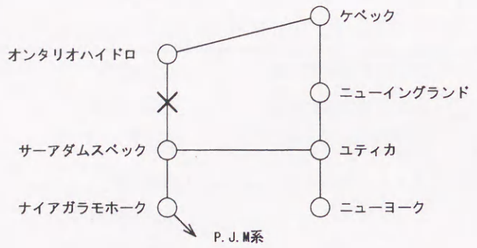


図 1-7 アメリカ・カニュース系統

1-4-2-4 ニューヨーク大停電事故

この事故[14]は,1977 年 7 月 13 日,ニューヨーク市を含むコン・エジソン社系統で発生した,5800MW,最長時間 25h の大停電である。この地区はケーブル系統が発達しており,外部電源への依存性が非常に高い。連系潮流の集中した地点に多重雷撃があり,適切な負荷制限が行われなかったため,連系線を過負荷で失い,単独系統に追いやられた。単独系統移行後は発電力不足により周波数が低下し,不足周波数リレーにより順次自動負荷制限が行われた。周波数は回復に向かったものの,負荷制限に伴い無効電力のバランスが崩れ,系統電圧が異常上昇し,市内主要電源は極端な低励磁運転を強いられ,界磁喪失リレーの動作によりトリップし,再び需給不均衡により周波数が急速に低下し,次々に電源が脱落し,全停に至った。

図 1-8はその系統図,図 1-9はこの事故のシミュレーションによる電圧変動である。この事故は単に設備の過負荷によるトリップにとどまらず,無効電力アンバランスによる異常電圧上昇を誘発した事故であり,無効電力による電圧不安定現象が注目される契機となった。

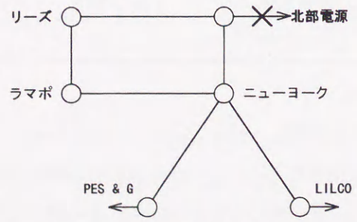


図 1-8 ニューヨーク系統

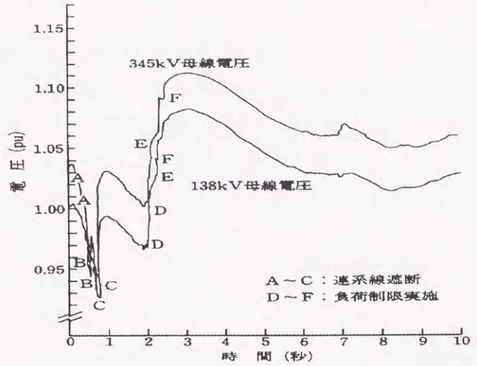


図 1-9 ニューヨーク系統事故時の電圧変動[31]

1-4-2-5 パリ大停電

この事故[16]は 1978 年 12 月 19 日に発生し,フランス全土の 3/4 にあたる 2900 万 kW が最長時間 8.5h の停電に至った。図 1-10に示されるように,フランスの系統はパリを中心として放射状に構成されており,多重ループ運転をしながらも,地域間連系線の潮流が極力抑えられていることから,非常に安定度が高くなっている。事故前はベルギーとドイツから大量の電力融通を受けており,不安定な運用条件下にあった。ここに予想以上の朝の負荷立ち上がりにより系統の電圧が低下し,西ドイツ(東北部)連系近傍の 400kV 送電線が過負荷により脱落,負荷移行により引き続き 3 本の 225kV 送電線が 20s 過負荷により脱落した。電力動揺過負荷によりベルギーとの連系がトリップし,系統動揺がヨーロッパ大陸系統と連系が保たれた東部地区を除き全土に波及し各所で脱調リレーと電圧喪失リレーが動作して分断,スペインとの連系が分断し,フランス自身もいくつかの地域に分割された。ヨーロッパ系と連系されていた地域以外は不安定現象が続き,需給の平衡がとれず発電ユニットの保護装置が働き,全停に至った。

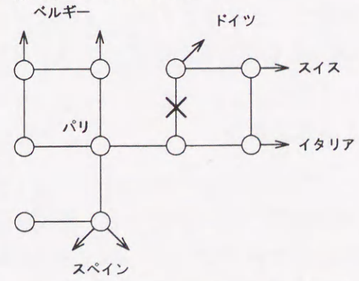


図 1-10 フランス系統

1-4-2-6 関西地区大停電

この事故[8]は 1965 年 6 月 22 日に関西電力御母衣(みほろ)北幹線引出口で発生し,日本において信頼度制御が重要視されるきっかけとなった事故である。関西地区の大部分にあたる 300 万 kW の停電が

最長時間 3.4h 続いた。

この系統を図 1-11に示す。原因は落石が御母衣 P/S 出口送電鉄塔を直撃したため,架空地線が送電線引出に落下した。ここは保護制御上の盲点であったため,275kV 送電線後備保護回路がしゃ断された。このループ解列の結果,大黒幹線が脱調し,電源脱落がさらに大きくなった。そして周波数が低下し,他社連系が分離し,火力発電機が脱落,全停に至った。また連系していた九州など西地域の各社でも一部負荷の脱落をまねいた。図 1-12のこの時の周波数変動の様子である。

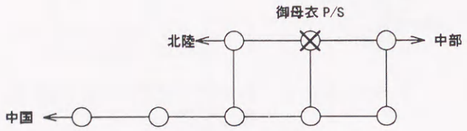


図 1-11 関西電力系統

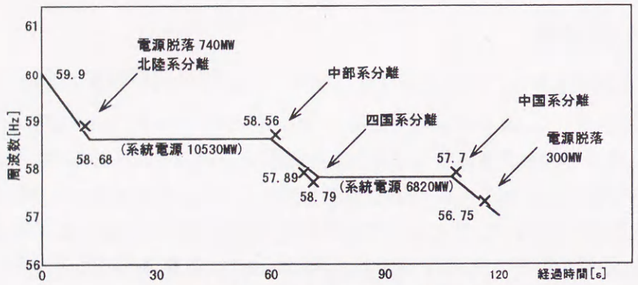


図 1-12 御母衣事故時の周波数動揺[8]

1-4-3 停電の原因

以上見てきたように,停電は単に送電線路が自然災害等により切断されることにより発生するとは限らない。ループ系統による潮流の予期せぬ循環や,それによる送電設備の過負荷,あるいは無効電力の過不足による電圧変動と,それに伴うリレーの動作などが複雑に関係しあっている。そして 1 地域の単純な事故にとどまらず,連系する健全系統にまで事故が波及する。ではこのプロセスについて個別に述べることとする。

1-4-3-1 設備の過負荷による事故波及

平常時の電力系統は,あらかじめ各設備が過負荷とならないように運用が計画され,発電所の出力調整や送電線・変圧器の切り換えが行われている。しかし送電設備は,事故が起こった場合,事故を最小に防ぐと共に機器の破損を防止するため,リレーによって系統から切り離される。これによって他の機器が過負荷となり,事故が波及する場合がある。

図 1-13はループ潮流によるもっとも簡単な例であり,2 機の発電機を 2 線を用いて負荷に電力供給を行っているところを示している。送電線は,同一ルート 2 回線でも別ルート 1 回線ずつでも同じである。何らかの原因で 1 回線が送電不能となると,そこを流れていた潮流は健全な送電線を迂回することとなる。すると健全な送電線には予期しなかった潮流が生じ,過負荷リレーが働き,送電が打ち切られる。その結果停電が発生することとなる。

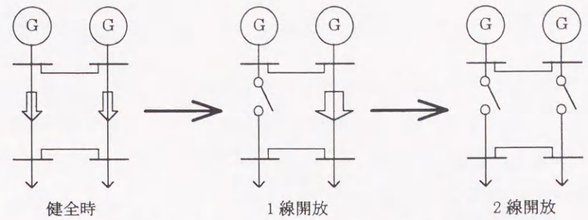


図 1-13 ループ潮流による過負荷と開放

1-4-3-2 系統安定度崩壊による事故波及

既に述べたように,電圧基準点の相差角は最高 90°までが安定に運転できる範囲となり,これを超えて運転することはできない。図 1-13は過負荷によって健全送電線がトリップされる場合を示しているが,過負荷になる前に相差角が 90° を超え,脱調する場合もある。このとき負荷側は電圧が下がるため需要電力は減少するが,発電機側は供給過剰となるため加速する。

1-4-3-3 周波数低下による事故波及

送電線の事故しゃ断や脱調が発生し,または連系線がしゃ断されて発電機や系統が分離した場合,健全系統では発電力が不足するため周波数が図 1-14の例のように低下することとなる。このとき発電機のガバナが作動し供給力を増やす一方で,負荷側は消費電力を減らすことになり,図 1-15のように,周波数はある一定の値に最終的に落ち着き,また予備力が期待できる場合は周波数が回復に向かう。

各発電機の瞬動予備力は火力機ではそのときの出力の 5%,水力機では最大出力までである。また原子力機は最大出力で運転されているため予備力は期待できない。系統全体でみるとおよそ 3%程度である。

しかし周波数の低下が継続すると,発電機のタービンの共振による劣化を招くため,これらの発電機を停止させなければならず,供給力がますます減り周波数低下も進むこととなる。そして発電機が次々にトリップし事故波及をまねくこととなる。

許容電源脱落量の維持を図るためには,電源脱落規模を小さくするとともに電源を分散化することが好ましい。しかし現実には電源の大容量化・偏在化,および硬直電源の増加により,必要負荷制限量は増加しているのが現状である。

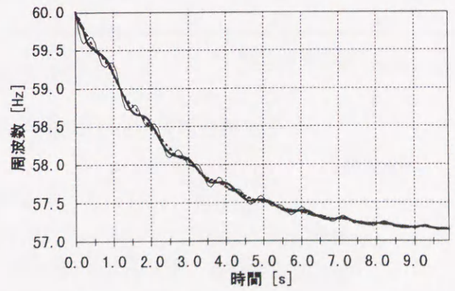


図 1-14 周波数降下の例

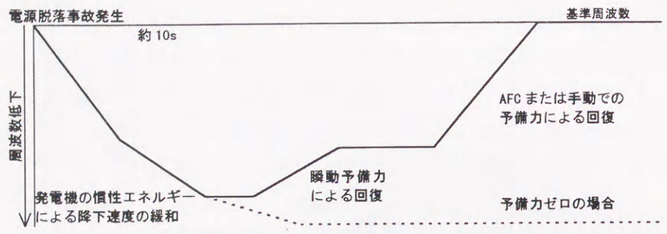


図 1-15 周波数の降下と回復[8]

1-4-4 系統安定化対策

1-4-4-1 系統安定化対策の考え方

系統事故が広範囲に波及すると,発電機を立ち上げ直し,相互の同期を取りながら復旧を進めていかなければならない。したがって復旧には相当の時間が必要となる。近年の系統運用の複雑化は,十分な安定化対策が必要となっている。

日本では,御母衣事故により広地域事故波及対策が進められ,設備対策としては事故点保護の盲点をなくすことが必要とされ,CT 位置のあり方,線路保護リレーの 2 系列化,高速度化,しゃ断機不動作対策,系統構成の適正化などが図られた。また信号伝送路を利用した総合的な系統安定化装置の必要性が提言された。

アメリカでは事故波及防止のために,系統間の連系を強化するようにしている。多数の地域的な事故の防止はできるが,全系統を危うくするような大規模な事故では系統分離ができないため,大停電事故に至る可能性を含んでいる。一方日本では,会社間は 1 点で連系し,非常時には連系点を分離するという考え方が取られている。これは最終手段として,全系統崩壊よりは一系統を犠牲にすることはやむを得ないという考え方に基づいている。

そこで図 1-16に示すように,大規模停電が発生しないようにやむをえず負荷制限等を実施することになる。負荷制限は停電を強制的に起こすことであり,その量は必要最小限に,また極力狭い範囲に限定できることが望ましい。

周波数	事故後の時間経過における措置					
[Hz]	0s	1s	3s	5s	10s	15s
61.0		・会社間連系分離				
60.0			-- LFC --			
59.7			-- 中央給電指令所からの制御 --			
59.5		・揚水停止				
59.0						
58.5		・負荷制限				
58.0		・会社間系統分離				
57.5		・火力分離				

図 1-16 緊急時の有効電力制御

1-4-4-2 系統安定化装置

系統安定化対策の装置は,予防・予測・事後といった各措置を対象とした3種類がある。表 1-3は,系統安定化装置の種類を示す。この表は機能別に分類されている。これらはもちろん単独では特定の事故にしか対処できないため,実際にはこれらを組合わせた総合的な系統安定化が図られている。

表 1-3 系統安定化装置の種類[8]

処理	制御保護装置的なもの	電力設備的なもの	主要性能
予防処理	事故予測装置		事故回復
	信頼度制御(給電自動化)		
予測処理	電力しゅん度分離装置	特殊連系装置	周波数維持
	事故継続分離装置	制動抵抗装置(SDR)	安定度維持
	脱調予測分離装置	直列キャパシタ	
	事故波及未然防止リレー		
	発電機強制励磁装置		
	系統安定化装置(SSC)		多目的
	緊急系統制御装置(ECS)		
	ブロック系統制御装置(BSC)		
	集中制御形系統安定化システム(CSC)		
事後処理	周波数分離		周波数回復
	過負荷保護		過負荷解消
	脱調分離		安定度回復

1-4-4-3 電源脱落事故の基礎方程式

緊急制御が対象とするのは大規模な停電を招くような事故であり,その主たる原因は健全系統における供給電力の不足である。発電機または送電系統がしゃ断されることにより,供給電力が不足する事故を総称して電源脱落事故と呼ぶ。その電源脱落事故発生直後の系統全体の周波数変動は次式で与えられる。

$$M\frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} = Pm_o - Pe_o - D\Delta\omega - Pf \quad \cdots\cdots (1\text{-}6)$$

M : 発電機の慣性定数 [p.u.(MVA・s^2/rad)]

t :時間 [s]

$\Delta\delta$: 位相角偏差 [rad]

$\Delta\omega$: 角速度偏差 [rad/s]

Pm_o : 機械的入力の初期値 [p.u.(MW)]

Pe_o : 電気的出力の初期値 [p.u.(MW)]

D : 負荷の周波数特性定数 [p.u.(MW・s/rad)]

Pf : 電源脱落量 [p.u.(MW)]

この解は周波数偏差以外を定数と仮定すれば，次式の指数関数で与えられる。

$$\Delta\omega = -\frac{Pf}{D}\left(1-e^{-Dt/M}\right) \quad \cdots\cdots (1\text{-}7)$$

この式は中心周波数,すなわち系統全体を 1 つの発電機と見なしたときの周波数変動である。実際には前掲の図 1-14のように各発電機の周波数は細かい振動を伴っている。これは発電機間の電力受給を伴うためである。図 1-17は大規模電源脱落時の供給予備力発動状況の例である。不足供給電力は運転予備力や待機予備力により徐々に補われていくが,完全に復旧するには数時間が必要であることがわかる。

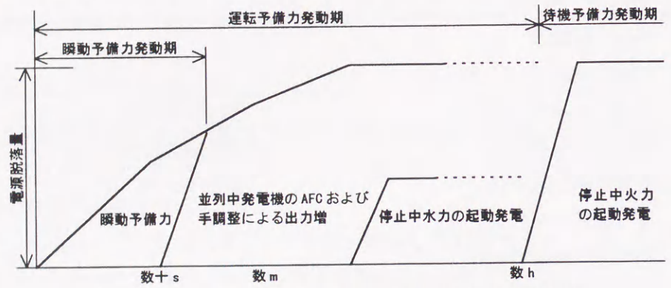


図 1-17 大規模電源脱落時の供給予備力発動状況[8]

1-4-4-4 不足周波数リレーによる負荷制限

電源脱落量が比較的小さく,周波数変動によって事故波及を生じない範囲では,系統安定化対策を中央給電司令所からの指令によって計画的に行うことが可能である。しかし,大規模電源脱落事故の場合には,事故波及に至るまでの時間が1～数sと非常に短く,このような指令を待っていたのでは間に合わない。そこで各母線において周波数を測定し,担当する負荷を個別に制限していくことが必要となってくる。しかし図 1-14の周波数変動から中心周波数と電源脱落量を求めるのは難しい。そこでシーケンス制御を用いた不足周波数リレーによる負荷制限も併用されている。

表 1-4は周波数リレーの設定の例である。各母線に設置された周波数リレーは，系統周波数を常時監視しており，電源脱落事故が発生し，周波数が基準値からはずれて降下すると，周波数降下量に応じた負荷制限が実施される。例えば 59.5Hz 以下で整定時間の 0.1 s 間継続した場合，その母線で受け持っている負荷量の 1/30 にあたる 3.33%が負荷制限の対象となる。周波数低下は本来の指数関数のほか，振動分を伴っているため，整定時間が設けられており，過度の負荷制限が実施されないようになっている。この設定は一例であり,制限量設定がもっと荒く 3 段階程度のケース,周波数の加速度を用いて周波数検出に補正をかけるケースなども見られる。

この方式は確実である反面，どこで事故が発生したかを考慮することができない。したがって予期せぬ過負荷等による事故波及を招くおそれがある。また正確な電源脱落量を計算していないため,負荷制限量は誤差の範囲内どうしても控えめな値を採用せざるを得ず,周波数の回復に至る程の十分な負荷制限量が設定できないという欠点がある。

表 1-4 周波数リレーの設定例[90]

ステップ	周波数 [Hz]	負荷制限量 [%]
-	60.0	基準値
1	59.5	3.33
2	59.4	6.66
3	59.3	10.0
4	59.1	15.0
5	59.0	20.0
6	58.9	25.0

整定時間0.1s

1-5 FACTS 制御

FACTS(Flexible AC Transmission System)構想はフレキシブル交流送電システムの略称である。これは 1988 年にアメリカ電力中央研究所の呼びかけで始まった構想で,従来個別に制御されていた機器の見直しをはかるとともに,特に発展が進んでいるサイリスタ機器を積極的に取り入れ,既存設備の限界の改善と安定度向上を目的する概念である。

この背景には,やはり電力需要の増加がある一方で設備の拡充が困難なことがある。連系線も過負荷や安定度維持の観点から潮流を増やすことができないため,既存設備を生かしながら送電電力の増加をはかり,かつ安定度を維持することが目標である。現在提案されている方法に表 1-5 に示されているような様々な方法がある。既存の方法や構想だけの方法も混ざっている。

このうち今日の研究の主流はVSrC(Variable Series Capacitor,可変直列コンデンサ)である。高電圧･大電流サイリスタ素子の開発により大容量の VSrC が実用化されることとなり,これを線路間に入れ,線路アドミタンスを連続的に変化させることが可能になり,VSrC の制御方法や点弧方法の研究が盛んになっている。

図 1-18 は VSrC の動作原理を示している。サイリスタの点弧角を制御することにより,並列に接続されたコンデンサを高速かつ連続に投入することができる。一部は実用化されているが,研究も引き続き行われている。

系統安定化の原理は簡単であり,(1-2)における Xを変化させることで,系統内の潮流を強制的に調整し,発電機間の電力動揺を抑制する。その結果,系統の周波数動揺を抑制させることができるとともに,送電線路の潮流限界を増加させることも可能となる。

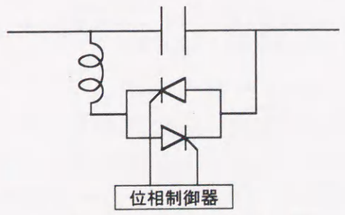


図 1-18 VSrC の原理図

FACTS 研究の方向としては,系統における制御方法の研究と,個別機器の制御そのものの研究に大別される。本論文ではこの VSrC を系統制御に利用する際の制御方法を中心に考えている。

そのためシミュレーションでは純粋な上下限制約のあるアドミタンスとして扱っている。個別機器の制御に関する研究では,装置間の共振の問題も指摘されている。したがって今後は両者の研究が融合されていくことが予想される。

FACTS は最近登場した概念であるため,信頼度制御における位置づけは明確でない。しかし外乱に対する予防をするという意味では予防制御,そして外乱発生時に事故波及を防止する点では緊急制御としての要素を有している。ここでは平常時の小外乱に対する信頼度制御として定義しておくことにする。

表 1-5 EPRI等が提唱しているFACTS機器[54]

種別	基本技術	特徴・機能	潮流制御	安定度向上	軸ねじれ抑制	備考
直列	サイリスタ制御直列コンデンサ	• 線路の直列リアクタンスを制御 • スイッチング制御によるステップ状変化と,モジュレーション制御による連続変化がある • モジュレーション制御では SSR 抑制が可能 • 線路の熱容量限界まで余裕があり安定度が悪いところに適当	○	○*1	○*2	米国内3カ所で実証試験中または建設中 *1:直列コンデンサの効果にリアクタンス制御の効果が重畳 *2:モジュレーション制御の場合
直列	サイリスタ制御移相器	• 位相角を高速制御 • 併行線路において他線路の潮流に影響を与えずに自線路の潮流を変化させたいところに有効	○	○	△*1	*1:可能性はあるが検討例はない
並列	自励式 SVC	• GTO などの自己消弧形素子を用いた SVC • 電圧低下時に定電流特性になる • 電圧低下の大きい母線に適当	○	○	△	実用化済み
並列	SVC	• サイリスタを用いた他励式 SVC • 電圧低下時に定インピーダンス特性になる	○	○	△	実用化済み
直列	サイリスタ制御直列リアクトル	• 機能的にサイリスタ制御直列コンデンサに類似 • 線路リアクタンスが増加する • 線路の熱容量に近く,安定度の悪いところに適当	×	○*1	△*2	*1:サイリスタ制御による効果 *2:可能性はあるが検討例はない
並列	ダイナミックダンパ	• 高速のダンピング抵抗制御	×	○	×	
直列	サイリスタ CB	• 高速しゃ断	×	×	○	
並列	NGH ダンパ	• SSR 抑制用	×	×	×	
直列	故障電流限流器	• 故障電流抑制	×	×	×	
並列	高エネルギー避雷器	• 過電圧抑制,機器保護	×	×	×	
並列	鉄共振ダンパ	• 鉄共振による高電圧発生の抑制	×	×	×	
直列	自励式インバータ型直列コンデンサ	• 直列変圧器に母線電圧と同相の電圧を加える • 基本波成分のみを加えるため SSR の発生原因とならない	○	○	○	概念検討段階
直列	自励式インバータ型移相器	• 直列変圧器に母線電圧と直列方向の電圧を加える	○	○	△	概念検討段階
直列	自励式インバータ型移相器 / 電圧調整器	• 直列変圧器に母線電圧と任意方向の電圧を加える • 同相分が直列コンデンサ,直列方向が移相器として機能する • SSR の発生原因とならない	○	○	△	概念検討段階

2 シミュレーション方法

2-1 はじめに

2-1-1 概 要

電力系統は非常に複雑に構成されており,直接実験することは困難であり,数値シミュレーションを用いた検証が広く行われている。本論文で提案している方法も,すべて計算機シミュレーションによってその有効性を確認している。

数値シミュレーションは,短時間に多数の結果が得られることが特徴である。特に電力系統のシミュレーションにおいては,系統の状態を厳密に表現するためには膨大な数のパラメータが必要であり,通常は一般性を保ちつつある程度の近似を行う。シミュレーションは提案方法の単なる検証方法であり決して目的ではない。しかし実系統との相違点を考慮しておくことが非常に重要であり,その妥当性については常に吟味されなければならない。

またシミュレーション結果を検討する際に,理論上の誤りとプログラミングミスを区別するとともに,特にプログラムミスを減らす必要がある。これにはプログラムの統一性を持たせておき,どのようなモデルに対しても対処できるようにしておくことにより,結果的にデバッグの手間を減らせる。そこで,能率的なモデルの構築方法についてもあわせて触れることとした。

2-1-2 モデル構築の方針

電力系統のシミュレーションには，いくつかの系統モデルが用いられている。Anderson & Fouad の 3 機 9 母線モデル[94]や，IEEE の標準モデルなどが代表的である。

電力系統の研究の対象となるのは数～数十母線クラスの系統モデルで，環状形・放射形，電源地域集中形・分散形，軽負荷・重負荷系統など，様々な系統構成をシミュレーションする必要がある。これには以下の考慮すべき点がある。

(1)Anderson & Fouad の 3 機 9 母線モデルは系統の規模が小さい。

(2)IEEE の標準モデルを使用する場合は詳細なデータが得られにくい。

(3)モデル作成は簡単に作成・変更でき，かつ再現性のあるようにしたい。

(4)異なるモデル系統を用いても，プログラムの変更は出来る限り避けて共通性を図りたい。

そこで本論文作成にあたり，プログラム上に系統のアドミタンス行列を直接作成する代わりに，想定した系統が有する線路長やノード・ブランチデータなど基礎データを直接ファイルに記述する方法をとっている。したがって系統の規模が大きくなっても，データの拡充や変更が容易である。また一定した方法をとっていることで，再現性も確保されている。大学の研究室等で行われる基礎的な系統シミュレーション用として勧められる方法である。

以下に説明するモデル構築方法は，個々の手法は従来から行われている一般的な手順であり，特に新規性を有するものではないが，まとめられていることは少ないため，整理しておくこととする。

2-1-3 系統シミュレーションのアウトライン

以下で紹介する方法は次の手順を踏んでいる。

(1)系統モデルを作成する。

(2)このデータをデータリストに記述する。

(3)あらかじめ作成してあるプログラムを用いてこのデータリストを読み取る。

(4)読み込んだデータと補助データを用いてアドミタンス行列を作成する。

(5)潮流計算を行なって厳密な初期状態を求める。

(3)～(5)は統一したプログラムで処理することが可能で，手作業が必要なのは(1)(2)だけである。したがってモデル系統の変更によってプログラムを作成し直す必要は全くない。その結果次の利点がある。

(1)方法が統一的であるため，再現性が得やすい。

(2)系統データの作成および変更が容易にできる。

(3)系統データの作成が容易になるため，誤りが少なくなる。

2-2 モデルの設定

前記の様にシミュレーションにはオリジナルのモデルを使用するが，その構成にあたっては既存のモデルを参考にしている。

2-2-1 代表的な系統モデル

電力系統のシミュレーションに用いられる系統モデルには大きくわけて3通りがある。すなわち IEEE の標準モデル,実系統をベースとして作成されたモデル,シミュレーション用として作成されたモデルである。

IEEE の標準モデルは,大小さまざまであり,その規模は数母線クラスから数百母線クラスまで広範囲をカバーしている。100 母線クラスの大規模系統は特に潮流計算の速度向上の確認に使用されることが多い。詳細なシミュレーションに使用されているのは9機38母線モデルまでが普通である。

実システムをモデル化する例も国内に多く見られる。これは主として電力会社における研究に見られ,自社の問題をそのまま工学問題として取り扱う場合である。これらのモデルは実際の系統

とのイメージが一致するため,非常に直感的に理解しやすい。例えば,東日本と西日本は富士川および糸魚川を境に 50Hz と 60Hz に分断され,その間は直流で連系され‥‥というような説明のついたモデルであると,その特徴もとらえやすい。しかしながらその詳細データ,特に平常の運転状態が公表されることはまれであり,現業の研究者以外に知れることは滅多にない。

シミュレーション用として設定されたモデルでは Anderson & Fouad の3機9母線モデルがよく知られている。これは文献[94]に紹介されているモデルで,変圧器の容量や,標準的な潮流までの一通りが紹介されており,基礎理論のシミュレーションに多く使用されている。これ以外にこれより詳細なデータまで紹介しているモデルは少ない。したがって系統シミュレーションでは,オリジナルシミュレーションモデルをいくつか使用できるようにしておく必要がある。

2-2-2 系統モデルの作成

例とする系統は,図 2-1の4機11母線系統とする。母線の付番方法にはルールを設けている。まず発電機に番号を付け，次に発電機に直結している母線に同じ順番で番号を付ける。このようにすると，式の取り扱い方に一般性を持たせることが可能となる。

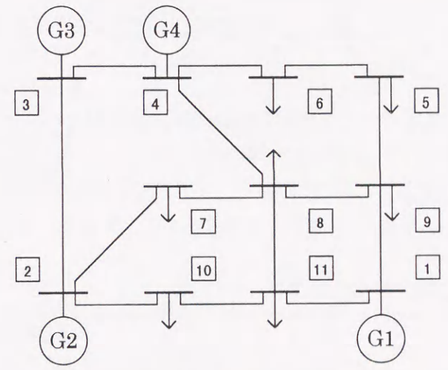


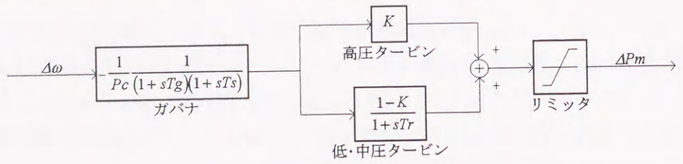
図 2-1 4機11母線系統モデル

まずモデルを構築するためには，図 2-5のデータリストのほか，いくつかの補助的な数値を与えておく必要がある。ここでは発電所の単位容量あたりの変圧器リアクタンス Zt , 送電線の単位長あたりの線路抵抗 Zl , 送電線の単位長あたりの対地アドミタンス Yl を準備する。具体的な数値は次の値を用いている。

発電所の単位容量あたりの変圧器リアクタンス	$Zt = j0.12[\mathrm{p.u.}(\Omega)]$
送電線の単位長あたりの線路抵抗	$Zl = 0.00536 + j0.0478[\mathrm{p.u.}(\Omega)/\mathrm{km}]$
送電線の単位長あたりの対地アドミタンス	$Yl = -j3.31\times10^{4}[\mathrm{p.u.(S)}/\mathrm{km}]$

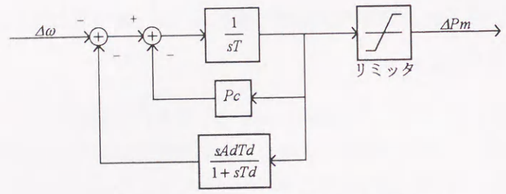
2-2-3 代表的な発電機ガバナモデル

ガバナモデルは火力機と水力機で異なっている。図 2-2に再熱タービンを含んだ標準的な火力用ガバナのモデル,また図 2-3に乱調防止回路を含んだ標準的な水力用ガバナのモデルを示す。



Pc:速度調停率=0.01　*Tg*:調停率時定数=0.1　*Ts*:サーボモータ時定数=0.12
Tr:再熱配管時定数=7.2　*K*:タービン出力配分比=0.3

図 2-2　火力用ガバナモデルの例



Pc:速度調停率=0.03　*T*:サーボモータ時定数=0.12
Ad:乱調防止回路ゲイン　*Td*:乱調防止回路時定数=6.0

図 2-3　水力用モデルガバナの例

2-2-4 発電機モデルの作成

以上の火力・水力発電機ガバナモデルを一般化し,その違いをパラメータで設定できる様にする。また AVR はスタビライザーを含んだ標準的なモデルを用いることとする。その結果,図 2-4の発電機等価モデルが得られる。これは,過渡リアクタンス背後電圧一定の古典発電機モデルに対し,ガバナと AVR が加わっており,一般的な発電設備を示している。各変数は表 2-1に,定数は表 2-2に示されている。

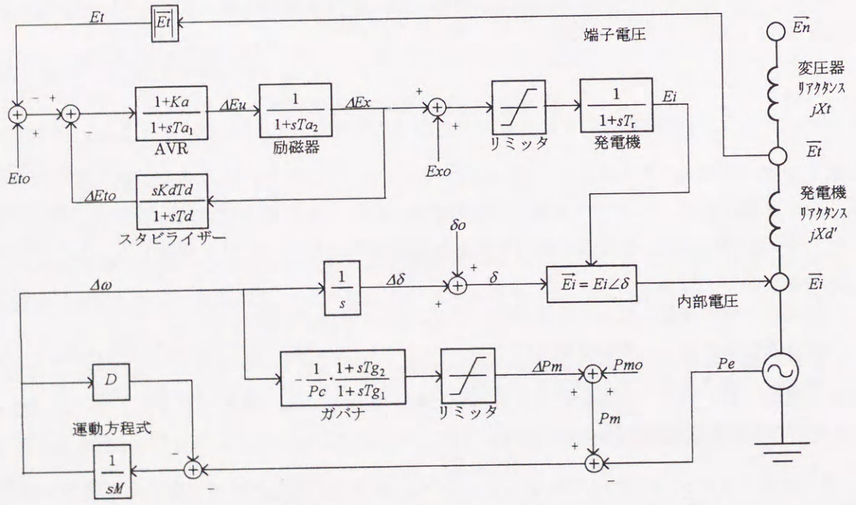


図 2-4　発電機の等価モデル

表 2-1 単位の定義

変数	記号	単位 (基準)
母線電圧	*En*	p.u.(kV)
母線電圧の初期値	*Eno*	p.u.(kV)
発電機端子電圧	*Et*	p.u.(kV)
発電機端子電圧初期値	*Eto*	p.u.(kV)
発電機内部電圧	*Ei*	p.u.(kV)
発電機励磁電圧	*Ex*	p.u.(kV)
発電機励磁電圧初期値	*Exo*	p.u.(kV)
発電機励磁電圧偏差	*ΔEx*	p.u.(kV)
AVR 電圧偏差	*ΔEu*	p.u.(kV)
スタビライザー電圧偏差	*ΔEf*	p.u.(kV)
機械的入力	*Pm*	p.u.(MW)
機械的入力初期値	*Pmo*	p.u.(MW)
機械的入力偏差	*ΔPm*	p.u.(MW)
電気的出力	*Pe*	p.u.(MW)
電源脱落量	*Pf*	p.u.(MW)
慣性定数	*M*	p.u.(MVA·s²/rad)
各周波数偏差	*Δω*	rad/s
位相角	*δ*	rad
位相角初期値	*δo*	rad
位相角偏差	*Δδ*	rad

表 2-2 発電機モデルの定数

位置	定数名	変数	単位(基準)	水力機	火力機	備考
発電機	直軸リアクタンス	*Xd*	p.u.(Ω)	1.00	1.56	容量に反比例
	横軸リアクタンス	*Xq*	p.u.(Ω)	0.60	1.56	〃
	過渡リアクタンス	*Xd'*	p.u.(Ω)	0.25	0.20	〃
	変圧器リアクタンス	*Xt*	p.u.(Ω)	0.12	0.12	〃
	単位慣性定数	*H*	p.u.(MW·s/MVA)	3.5	4.0	
	慣性定数	*M*	p.u.(MVA·s²/rad)	$(H \cdot Pg/\pi f_0)/(1-Pf/Pmo)$		容量に比例
ガバナ	速度調停率	*Pc*	s²/rad	0.03	0.04	
	時定数	Tg_1	s	24.0	7.0	
	時定数	Tg_2	s	6.0	2.1	
	リミッタ			$\lvert\Delta Pm\rvert \le (Pmo-Pf)\times 0.03$		
	時定数	*Tr*	s	5.0	7.0	
励磁系	AVR 時定数	Ta_1	s	0.2		
	AVR 時定数	Ta_2	s	0.2		
	AVR ゲイン	*Ka*		100		
	スタビライザーゲイン	*Kd*		0.035		
	スタビライザー時定数	*Td*	s	0.2		
	リミッタ			$0 \le Ex \le Exo \times 3.0$		

2-2-5 初期条件の設定

次に系統の初期条件を与える。ノードデータは表 2-3の網掛け部分の初期条件を与える。発電所はP-V指定，母線はP-Q指定である。このうちG1はスラックノードであるため,Vのみを指定する。遅れ無効電力はマイナス値で表示している。またブランチデータには,表 2-4に示された,同じく網掛け部分の送電線の長さと線数を与えることとする。

表 2-3 系統の初期値

発電所					
No.	種別	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]	電圧絶対値[p.u.]	電圧位相角[度]
1	火力	0.756	-0.711	1.08	0.0
2	火力	0.700	-0.643	1.08	2.3
3	火力	0.700	-0.294	1.08	10.4
4	火力	0.700	-0.522	1.08	6.0

母線				
No.	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]	電圧絶対値[p.u.]	電圧位相角[度]
1	0.00	0.00	0.98	-6.6
2	0.00	0.00	0.98	-4.2
3	0.00	0.00	1.04	4.3
4	0.00	0.00	1.00	-0.4
5	-0.20	0.10	0.92	-10.1
6	-0.20	0.10	0.94	-6.4
7	-0.40	0.20	0.92	-9.4
8	-0.40	0.20	0.93	-9.1
9	-0.40	0.20	0.92	-10.4
10	-0.60	0.30	0.92	-9.8
11	-0.60	0.30	0.92	-10.5

表 2-4 送電線の初期潮流

送電線				流出電力		流入電力	
No.	位置	長さ[km]	線数	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]
1	1-9	100	1	0.215	-0.182	0.210	-0.144
2	1-11	30	1	0.545	-0.419	0.537	-0.351
3	2-3	100	1	-0.315	0.050	-0.321	0.101
4	2-7	60	1	0.381	-0.233	0.375	-0.184
5	2-10	30	1	0.634	-0.344	0.626	-0.266
6	3-4	50	1	0.379	-0.132	0.375	-0.096
7	4-6	60	1	0.461	-0.249	0.454	-0.182
8	4-8	60	1	0.614	-0.300	0.601	-0.188
9	5-6	70	1	-0.251	0.076	-0.254	0.097
10	5-9	30	1	0.051	0.013	0.051	0.014
11	7-8	30	1	-0.025	0.005	-0.025	0.005
12	8-9	50	1	0.139	0.052	0.138	-0.046
13	8-11	60	1	0.038	0.045	0.038	0.046
14	10-11	70	1	0.026	0.023	0.025	0.023

2-2-6 データリストの作成

以上のデータを図 2-5のテキストファイルに構築する。以下，順に説明していく。

① 1行目:発電所の数,これを n_1 とする。
② 2行目:母線の数,これを n_2 とする。
③ 3行目:送電線の数,これを n_3 とする。
④ 4～(n_3+3)行目:ネットリスト，送電線の始点・終点・距離。
⑤ (n_3+4)～(n_1+n_3+3)行目:発電所の容量，発電有効電力とほぼ同じ値。
⑥ (n_1+n_3+4)～(2×n_1+n_3+3)行目:発電所のV-P-Q指定，Q指定とG1のP指定はダミー。
⑦ (2×n_1+n_3+4)～(2×n_1+n_2+n_3+3)行目:母線のV-P-Q指定，V指定は潮流計算の初期値。

以上がモデル作成に必要な手作業による手順である。このうち⑥のダミーのQは潮流計算には直接必要ないが,フォーマットを整えるために便宜上入れている。モデル系統に簡単な変更が必要な際，例えば負荷や送電線の増加，送電線の重潮流化などが必要な時は，このデータファイルの修正を行うこととなる。

```
1:  4                          ;①発電所数
2:  11                         ;②母線数
3:  14                         ;③送電線数
4:   1  9   100                ;④ネットリスト　母線番号・母線番号・距離(km)
5:   1 11    30
6:   2  3   100
7:   2  7    60
8:   2 10    30
9:   3  4    50
10:  4  6    60
11:  4  8    60
12:  5  6    70
13:  5  9    30
14:  7  8    30
15:  8  9    50
16:  8 11    60
17: 10 11    70
18:  0.75                      ;⑤発電所の容量
19:  0.70
20:  0.70
21:  0.70
22:  1.08   ( 0.68, 0.00)      ;⑥発電所の指定値　V-(P,Q)指定
23:  1.08   ( 0.70, 0.00)
24:  1.08   ( 0.70, 0.00)
25:  1.08   ( 0.70, 0.00)
26:  1.00   ( 0.00, 0.00)      ;⑦母線の指定値　V-(P,Q)指定
27:  1.00   ( 0.00, 0.00)
28:  1.00   ( 0.00, 0.00)
29:  1.00   ( 0.00, 0.00)
30:  1.00   (-0.20, 0.10)
31:  1.00   (-0.20, 0.10)
32:  1.00   (-0.40, 0.20)
33:  1.00   (-0.40, 0.20)
34:  1.00   (-0.40, 0.20)
35:  1.00   (-0.60, 0.30)
36:  1.00   (-0.60, 0.30)
```

図 2-5 系統モデルのデータリスト

2-3 初期計算

2-3-1 データリストの読み取り

以下はあらかじめプログラムとして組み込むことを前提とし，モデルの変更が生じても，修正を行う必要はないようにしている。図 2-5のリストに貯えられたデータを次の手順により変数に代入する。

① 1 行目：発電所の数 → n_1
② 2 行目：母線の数 → n_2
③ 3 行目：送電線の数 → n_3
④ (n_3+3)行目：始点 → i，終点 → j，距離 → $L_{i,j}$=$L_{j,i}$
⑤ (n_3+4)～(n_1+n_3+3)行目：発電所の容量 → Pu_i
⑥ (n_1+n_3+4)～(2×n_1+n_3+3)行目：発電所の V 指定 → V_i (複素数)，P-Q 指定 → P_i (複素数)
⑦ (2×n_1+n_3+4)～(2×n_1+n_2+n_3+3)行目：母線の V 指定 → V_i (複素数)，P-Q 指定 → P_i (複素数)

2-3-2 送電線の等価回路

送電線は線路自体が有するインピーダンス分と,線路と地表面の空間によって生じる対地アドミタンス分がある。両者によって図 2-6の分布定数回路を構成している。

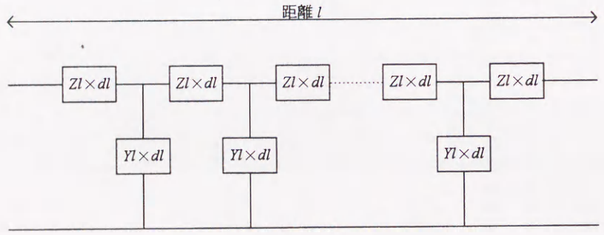


図 2-6 送電線の分布定数回路

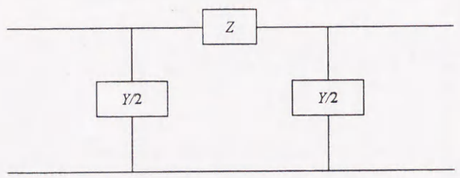


図 2-7 送電線のπ等価回路

回路計算を行う時は,対地アドミタンス分を送電線の両端に集約した図 2-7のπ等価回路が通常用いられる。この理由は次のとおりである。

まず図 2-6の分布定数回路の一般解は,

$$E = -R\left(B\cosh\xi x + A\sinh\xi x\right) \quad \cdots\cdots (2\text{-}1)$$

$$I = A\cosh\xi x + B\sinh\xi x \quad \cdots\cdots (2\text{-}2)$$

$$\xi = \sqrt{YZ} \quad \cdots\cdots (2\text{-}3)$$

$$R = \sqrt{Z/Y} \quad \cdots\cdots (2\text{-}4)$$

で与えられる。ここで A, B は境界条件によって決まる定数, ξ は伝搬定数, R は特性インピーダンスである。両端がそれぞれ Es, Er として, また双曲線関数を 1 次の項に近似すると以下となる。

$$Es = Er\left(1+\frac{ZY}{2}\right) + IrZ \cong \left(Ir + \frac{Y}{2}Er\right)Z \quad \cdots\cdots (2\text{-}5)$$

2-3-3 アドミタンス行列の作成

母線のアドミタンス行列 $\boldsymbol{Ybb}(n_2\times n_2)$のうち，非対角要素 $\boldsymbol{Ybb}_{i,j}$ $(i\neq j)$は送電線の有無および送電線の長さから

$$\boldsymbol{Ybb}_{i,j} = \begin{cases} -y_{i,j} = Yl \times L_{i,j} & (\text{送電線あり}) \\ 0 & (\text{送電線なし}) \end{cases} \quad \cdots\cdots (2\text{-}6)$$

となり, 対角要素 $\boldsymbol{Ybb}_{i,i}$ は対地アドミタンスをπ形回路により表すと,

$$\boldsymbol{Ybb}_{i,i} = \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n_2}\left[y_{i,j} + \frac{1}{2}\left(Zl \times L_{i,j}\right)\right] \quad \cdots\cdots (2\text{-}7)$$

となる。発電所の対角アドミタンス行列 $\boldsymbol{Yaa}(n_1\times n_1)$は, 発電機の容量と変圧器リアクタンスを用い

$$\boldsymbol{Yaa}_{i,i} = Xt \times Pu_i \quad \cdots\cdots (2\text{-}8)$$

となる。したがって系統全体のアドミタンス $\boldsymbol{Y}\left(\left[n_1+n_2\right]\times\left[n_1+n_2\right]\right)$行列は次の通りとなる。

$$\boldsymbol{Y} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{Yaa} & \boldsymbol{0} \\ \boldsymbol{0} & \boldsymbol{Ybb} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \boldsymbol{0} & -\boldsymbol{Yaa} & \boldsymbol{0} \\ -\boldsymbol{Yaa} & \boldsymbol{Yaa} & \boldsymbol{0} \\ \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} \end{bmatrix} \quad \cdots\cdots (2\text{-}9)$$

表 2-5は 4 機 11 母線系統モデルにおける $\boldsymbol{Y}$ の例である。

表 2-5 4 機 11 母線モデルの $\boldsymbol{Y}$

	1		2		3		4		5		6		7		8	
1	0	-6.25	0	0	0	0	0	0	0	6.25	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	-5.833	0	0	0	0	0	0	0	5.833	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	-5.833	0	0	0	0	0	0	0	5.833	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	-5.833	0	0	0	0	0	0	0	5.833
5	0	6.25	0	0	0	0	0	0	1.236	-17.256	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	5.833	0	0	0	0	0	0	1.467	-18.889	-0.232	2.066	0	0
7	0	0	0	0	0	5.833	0	0	0	0	-0.232	2.066	0.695	-12.007	-0.463	4.132
8	0	0	0	0	0	0	0	5.833	0	0	0	0	-0.463	4.132	1.39	-18.205
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.463	4.132
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.463	4.132	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.463	4.132
13	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.463	4.132	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.772	6.887	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.772	6.887	0	0	0	0	0	0

	9		10		11		12		13		14		15	
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.463	4.132	0	0	-0.772	6.887
6	0	0	0	0	-0.463	4.132	0	0	0	0	-0.772	6.887	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	-0.463	4.132	0	0	-0.463	4.132	0	0	0	0	0	0
9	1.236	-11.006	-0.463	4.132	0	0	0	0	-0.772	6.887	0	0	0	0
10	-0.463	4.132	0.927	-8.248	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	1.236	-11.006	-0.772	6.887	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	-0.772	6.887	2.162	-19.254	-0.463	4.132	0	0	-0.463	4.132
13	-0.772	6.887	0	0	0	0	-0.463	4.132	1.699	-15.13	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.236	-11.006	-0.463	4.132
15	0	0	0	0	0	0	-0.463	4.132	0	0	-0.463	4.132	1.699	-15.13

2-3-4 交流潮流計算

電力回路網の解析では，ノードごとにP，Q，Vの一部が与えられ，残りを求めることが必要となる。これは直流回路解析でIが与えられ，Vを求める問題に良く似ている。ただし直流回路解析と異なるのは,基本的には非線形計算であり,収束計算が必要なこと,そして必ずしも解が存在しないことである。このような計算を総称して潮流計算と呼び，特に非線形のまま解を求める計算を,3章で説明する直流潮流計算と区別して交流潮流計算と呼ぶ。

交流潮流計算の基本は，発電母線ではPとVを指定，負荷母線ではPとQを指定する。これをそれぞれP-V指定，P-Q指定と呼ぶ。またノードのPのうち,1つはノード注入電力の総和が0となることから従属的に決定され，固定端として指定することはできない。これをスラックノードと呼び，一般に1番目の発電機が充てられる。

表 2-6 交流潮流計算の指定条件

母 線	P	Q	V
発電母線 1	×	×	○
発電母線 2～n	○	×	○
負荷母線	○	○	×

ノード電圧を直角座標表示して

$$V_k = e_k + jf_k \quad \cdots\cdots (2\text{-}10)$$

とおくと，ノード注入有効電力P_k，無効電力は

$$P_k + jQ_k = \overline{E_k} I_k = \sum_{i=1}^{m} (e_k - jf_k)(e_i + jf_i) Y_{ik} \quad \cdots\cdots (2\text{-}11)$$

で与えられる。したがって満たすべき潮流方程式は

$$f(e,f) = 0 \quad \cdots\cdots (2\text{-}12)$$

で与えられる。

2-3-5 ニュートン･ラプソン法

ニュートン･ラプソン法は,非線形方程式の代表的な解法方法である。xによる非線形方程式

$$f(x) = 0 \quad \cdots\cdots (2\text{-}13)$$

に近似解x_0が与えられた時，収束計算

$$x_{k+1} = x_k - \frac{f(x_k)}{f'(x_k)} \quad \cdots\cdots (2\text{-}14)$$

を行い適当な収束条件，例えば

$$|x_{k+1} - x_k| < \varepsilon \quad \cdots\cdots (2\text{-}15)$$

に達したら計算を打ち切れば真値が得られる。電力系統工学では,この方法を潮流計算に用いることが多く，$f'(x_k)$を直接計算する代わりにヤコビアンを用いて

$$x_{k+1} = x_k - \left(\left. \frac{\partial f(x)}{\partial x} \right|_{x = x_k} \right)^{-1} f(x_k) \quad \cdots\cdots (2\text{-}16)$$

とする方法が通常とられる。電力系統の計算においては,系統が大きくなるに従いヤコビアン行列はスパース性を有するようになるため，行列計算に工夫を加えて計算速度向上が図られることもあるが，本論文は推定方法と制御方法の確立に重点をおいているため，通常のQR法によるサブルーチンを用いている。

2-3-6 初期状態の計算結果

以上の手順によって指定条件および系統全体のアドミタンス行列が準備できるので，潮流計算を行って初期条件を求める。これにはニュートン･ラプソン法を用いた典型的な方法を用いている。これを用いて求めた初期値は表 2-3に含んでいる。また

$$Pe_{i-j} = \begin{cases} \overline{E_i} y_{i-j} \left(E_i - E_j \right) \cdots \text{母線 } i \text{ 基準の流出電力} \\ \overline{E_j} y_{i-j} \left(E_i - E_j \right) \cdots \text{母線 } j \text{ 基準の流入電力} \end{cases} \quad \cdots\cdots (2\text{-}17)$$

によって求めた送電線の初期潮流も表 2-4に含んでいる。

2-4 過渡安定度計算

以上の計算によって平常運転状態における定常値が求められた。次に系統に事故が発生した際の過渡安定度計算の方法を示す。

2-4-1 過渡計算の準備

過渡計算には系統の方程式に加え発電機内部の微分方程式を考慮することとなる。発電機のモデルは図 2-4を用いることとする。これは過渡リアクタンス背後電圧一定の古典的発電機モデルに対し,ガバナとAVRが加わっており,一般的な発電設備を示している。まず発電機内部Eiを求める。次に添え字oの付いた5つの変数を初期値として求める。なお表 2-7は4機11母線モデルの発電機定数である。

2-4-2 ノード方程式

ノード方程式は電気工学の基本であり，電力系統の計算においても重要な役割を果たす。ノード数nの回路において，ブランチi-j間のアドミタンスがy_{ij}であるとき，ノード注入電流$\boldsymbol{I}$とノード電圧$\boldsymbol{E}$の関係は

$$\boldsymbol{I} = \boldsymbol{YE} \quad \cdots\cdots (2\text{-}18)$$

$$\boldsymbol{Y}_{ij} = \begin{cases} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n} y_{ki} & (i = j) \\ -y_{ij} & (i \neq j) \end{cases} \quad \cdots\cdots (2\text{-}19)$$

で与えられる。次に発電機を固定端の電圧源とし，自由端である母線の電圧を求める。このようにノードに電圧源が存在する場合には，等価電流源の考えを用いることができる。電圧源eと直列となったアドミタンスyから等価電流源iは図 2-8に示すとおり

$$i = ye \quad \cdots\cdots (2\text{-}20)$$

で求められる。

過渡計算等を行う際にも，発電機の運動方程式と，回路全体のノード方程式を連立して解くこととなる。発電機の電圧源は,運動方程式を解いた結果与えられる。直列接続されている変圧器リアクタンスを用いることによって,これを等価電流源に置き換えることができる。

表 2-7 発電機定数

位置	定数名	記号	単位(基準)	G1	G2	G3	G4
発電機	容量	*Pg*	p.u.(MVA)	0.68	0.70	0.70	0.70
	直軸リアクタンス	*Xd*	p.u.(Ω)	2.29	2.23	2.23	2.23
	横軸リアクタンス	*Xq*	p.u.(Ω)	2.29	2.23	2.23	2.23
	過渡リアクタンス	*Xd'*	p.u.(Ω)	0.18	0.17	0.17	0.17
	変圧器リアクタンス	*Xt*	p.u.(Ω)	0.24	0.24	0.12	0.12
	単位慣性定数	*H*	p.u.(MW･s/MVA)	4.0	4.0	4.0	4.0
	慣性定数	*M*	p.u.(MW･s)	$(H \cdot Pg / \pi f_0) / (1 - Pf / Pmo)$			
ガバナ	速度調停率	*Pc*	s²/rad	0.04	0.04	0.04	0.04
	時定数	Tg_1	s	24.0	24.0	7.0	7.0
	時定数	Tg_2	s	2.1	2.1	2.1	2.1
	リミッタ			$\lvert \Delta Pm \rvert \le (Pmo - Pf) \times 0.03$			
	時定数	*Tr*	s	7.0	7.0	7.0	7.0
励磁系	AVR 時定数	Ta_1	s	0.2			
	AVR 時定数	Ta_2	s	0.2			
	AVR ゲイン	*Ka*		100			
	スタビライザーゲイン	*Kd*		0.035			
	スタビライザー時定数	*Td*	s	0.2			
	リミッタ			$0 \le Ex \le Exo \times 3.0$			

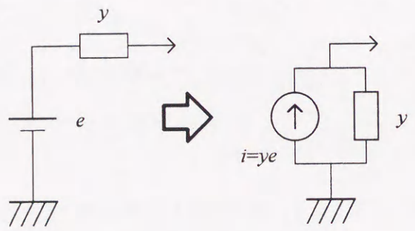


図 2-8 等価電流源への変換

発電所の等価電流源は

$$\boldsymbol{Ig} = \boldsymbol{Yaa} \cdot \boldsymbol{Ea} \quad \cdots\cdots (2\text{-}21)$$

となり，負荷母線まで含めた等価電流源は

$$\boldsymbol{I} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{Ig} \\ \boldsymbol{0} \end{bmatrix} \quad \cdots\cdots (2\text{-}22)$$

となる。したがって母線におけるノード方程式は，母線側のインピーダンスを $\boldsymbol{Y'}$ とすると

$$\boldsymbol{Y'} \cdot \boldsymbol{Eb} = \boldsymbol{I} \quad \cdots\cdots (2\text{-}23)$$

と簡単に書き表すことができる。この複素連立方程式を解くことによって母線の電圧 $\boldsymbol{Eb}$ が求まる。そして発電機の電気的出力は

$$Pe_i = \overline{E_i} Yaa_{ii} \left(E_i - E_{i+n1}\right) \quad \cdots\cdots (2\text{-}24)$$

で表わされる。

2-4-3 ルンゲ・クッタ法による積分計算

過渡安定度を調べる際，積分計算が必要である。積分公式には陰公式と陽公式があるが，電力系統では陽公式であるルンゲ･クッタ法が広く用いられている。これは初期点のデータから収束計算を行わずに次点が得られる反面，ステップ幅の選択により収束特性が崩れやすいという欠点がある。

システム方程式

$$\frac{d}{dt}\boldsymbol{x} = f(\boldsymbol{x}, t) \quad \cdots\cdots (2\text{-}25)$$

において，$t = t_0$ で $\boldsymbol{x} = \boldsymbol{x}_0$ とした場合，ステップ幅 h 後の $\boldsymbol{x'}$ は以下の手順で求められる。

(i) $\boldsymbol{x}_1 = f(\boldsymbol{x}_0, t_0) \cdot h \quad \cdots\cdots (2\text{-}26)$

(ii) $\boldsymbol{x}_2 = f\left(\boldsymbol{x}_0 + \frac{\boldsymbol{x}_1}{2}, t_0 + \frac{h}{2}\right) \cdot h \quad \cdots\cdots (2\text{-}27)$

(iii) $\boldsymbol{x}_3 = f\left(\boldsymbol{x}_0 + \frac{\boldsymbol{x}_2}{2}, t_0 + \frac{h}{2}\right) \cdot h \quad \cdots\cdots (2\text{-}28)$

(iv) $\boldsymbol{x}_4 = f(\boldsymbol{x}_0 + \boldsymbol{x}_3, t_0 + h) \cdot h \quad \cdots\cdots (2\text{-}29)$

(v) $\boldsymbol{x'} = \boldsymbol{x}_0 + \frac{\boldsymbol{x}_1 + 2\boldsymbol{x}_2 + 2\boldsymbol{x}_3 + \boldsymbol{x}_4}{6} \quad \cdots\cdots (2\text{-}30)$

$\boldsymbol{x}$ は発電機の各変数が使用される。しかし実際には(2-24)も微分方程式の関数となっており，この部分も連立して式を解かなければならない。この場合のシステムは

$$\frac{d}{dt}\boldsymbol{x} = f\left(\boldsymbol{x}, t, \boldsymbol{Pe}(\boldsymbol{x}, t)\right) \quad \cdots\cdots (2\text{-}31)$$

となる。$\boldsymbol{x}$ と t から(2-23)と(2-24)を用いて $\boldsymbol{Pe}$ を得る関数を $\boldsymbol{g}$ とすれば，積分は次の手順となる。

(i)' $\boldsymbol{Pe}_1 = g(\boldsymbol{x}_0, t_0) \quad \cdots\cdots (2\text{-}32)$

(i) $\boldsymbol{x}_1 = f(\boldsymbol{x}_0, t_0, \boldsymbol{Pe}_1) \cdot h \quad \cdots\cdots (2\text{-}33)$

(ii)' $\boldsymbol{Pe}_2 = g\left(\boldsymbol{x}_0 + \frac{\boldsymbol{x}_1}{2}, t_0 + \frac{h}{2}\right) \quad \cdots\cdots (2\text{-}34)$

(ii) $\boldsymbol{x}_2 = f\left(\boldsymbol{x}_0 + \frac{\boldsymbol{x}_1}{2}, t_0 + \frac{h}{2}, \boldsymbol{Pe}_2\right) \cdot h \quad \cdots\cdots (2\text{-}35)$

(iii)' $\boldsymbol{Pe}_3 = g\left(\boldsymbol{x}_0 + \frac{\boldsymbol{x}_2}{2}, t_0 + \frac{h}{2}\right) \quad \cdots\cdots (2\text{-}36)$

(iii) $\boldsymbol{x}_3 = f\left(\boldsymbol{x}_0 + \frac{\boldsymbol{x}_2}{2}, t_0 + \frac{h}{2}, \boldsymbol{Pe}_3\right) \cdot h \quad \cdots\cdots (2\text{-}37)$

(iv)' $\boldsymbol{Pe}_4 = g(\boldsymbol{x}_0 + \boldsymbol{x}_3, t_0 + h) \quad \cdots\cdots (2\text{-}38)$

(iv) $\boldsymbol{x}_4 = f(\boldsymbol{x}_0 + \boldsymbol{x}_3, t_0 + h, \boldsymbol{Pe}_4) \cdot h \quad \cdots\cdots (2\text{-}39)$

(v) $\boldsymbol{x'} = \boldsymbol{x}_0 + \frac{\boldsymbol{x}_1 + 2\boldsymbol{x}_2 + 2\boldsymbol{x}_3 + \boldsymbol{x}_4}{6} \quad \cdots\cdots (2\text{-}40)$

(v)' $\boldsymbol{Pe'} = g(\boldsymbol{x'}, t_0 + h) \quad \cdots\cdots (2\text{-}41)$

ただし積分終了時の(v)'と，次回の積分開始時の(i)'は同じ値である。さらに FACTS 制御のようにアドミタンスが $\boldsymbol{x}$ や t の関数になっている場合は

$$\frac{d}{dt}\boldsymbol{x} = f\left(\boldsymbol{x}, t, \boldsymbol{Pe}(\boldsymbol{x}, t, \boldsymbol{Y}(\boldsymbol{x}, t))\right) \quad \cdots\cdots (2\text{-}42)$$

と書き表されるため,連立させる式が増すこととなる。ただしこれはアドミタンスの制御量を連続的に与える場合であり,離散的に与える場合はもちろん異なる。

ステップ幅は上述のとおり大きくとることができず，その値は最小の時定数の数分の 1 程度が上限である。逆にある程度小さくすると誤差はそれ以上目立たなくなるが，計算時間が反比例して大きくなるのであまり小さくしても意味がない。本シミュレーションでは通常は 0.01[s]とし，計算チェック用として 0.001[s]と 0.0001[s]を使用した。今回のシミュレーションに要した時間は,4 機 11 母線の場合,概数であるが(10/刻み時間)程度が必要であった。

初期潮流を求める時,発電機の変数には ***Et*** を指定値として用いた。すなわち発電機の端子電圧が計算の基準とされていた。しかし過渡計算では,発電機の内部電圧 ***Ei*** が系統計算の指定値となり，***Et*** は従属的な変数となるため,注意が必要である。

2-4-4 負荷特性

系統のシミュレーションにおいては,実システムにおける負荷の特性を精度よく模擬することが必要である。実際の負荷特性は個々の機器で異なる。さらにこれらの構成は地域ごとに異なり,また過渡的な特性も関係してくるため,厳密な模擬方法は存在しない。そのため制御設計の段階においては設計のしやすい特性に仮定し,シミュレーションでは負荷特性を変えてみるといった手法が使われる。

まず負荷特性の一般な特性は次式で表される。

$$L = Lo\left(\frac{V}{Vo}\right)^{\alpha}\left(\frac{f}{fo}\right)^{\beta} \quad \cdots\cdots (2\text{-}43)$$

$\alpha = 0,1,2$ でそれぞれ定電力･定電流･定インピーダンス特性となる。

しかし上記モデルでは基準電圧付近における定電力特性と,電圧降下時の定インピーダンス特性という実負荷の特性を表現しきれていないため,次のモデルが提案されている[35]。

$$L = L_1\left(\frac{V}{Vo}\right)^{\alpha} g(V) + L_2 V^2\left\{1 - g(V)\right\} \quad \cdots\cdots (2\text{-}44)$$

$$g(V) = \frac{1+\tanh K(V - Vo)}{2} \quad \cdots\cdots (2\text{-}45)$$

$$L_0 = L_1 Vo^{\alpha} g(Vo) + L_2 Vo^{\alpha}\left\{1 - g(Vo)\right\} \quad \cdots\cdots (2\text{-}46)$$

$$\Delta L = L_1 V^{\alpha} - L_2 V^2 \quad \cdots\cdots (2\text{-}47)$$

$$L_2 = L_0 \frac{Kv^{\alpha} - Klf \cdot g(Vo)}{(VoKv)^2 g(Vo) + Kv^{\alpha} Vo^2\left\{1 - g(Vo)\right\}} \quad \cdots\cdots (2\text{-}48)$$

$$L_1 = \frac{KlLo + L_2(VoKv)^2}{(VoKv)^{\alpha}} \quad \cdots\cdots (2\text{-}49)$$

であり,各パラメーターは

K :移行指定係数(約 10)

$Kl = \dfrac{\Delta L}{Lo}$:負荷指定係数(約 0.5)

$Kv = \dfrac{Vs}{Vo}$:電圧指定係数(約 0.7)

で決められる。本論文の過渡安定度計算ではこの特性を使用した。

2-5 本論文で用いたモデル

シミュレーションには前掲の 4 機 11 母線モデルのほか，3 機 6 母線,3 機 9 母線,5 機 9 母線,9 機 38 母線の計 5 つのモデルを使用している。以下順番に説明する。

2-5-3 3 機 6 母線

モデル図を図 2-9に,ノードデータを表 2-8に,ブランチデータを表 2-9にそれぞれ示す。

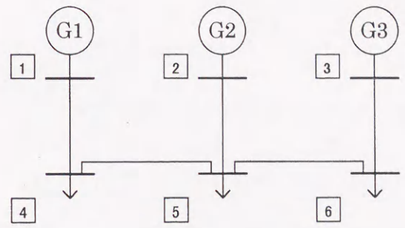


図 2-9 3 機 6 母線系統モデル

表 2-8 3 機 6 母線モデルのノードデータ

発電所						
No.	種類	容量[p.u.]	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]	電圧絶対値[p.u.]	電圧位相角[度]
1	火力	1.0	1.070	-0.365	1.00	0.0
2	火力	1.0	1.000	-0.355	1.00	-5.7
3	火力	1.0	1.000	-0.362	1.00	-9.9

母線				
No.	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]	電圧絶対値[p.u.]	電圧位相角[度]
1	0.000	0.000	0.98	-3.8
2	0.000	0.000	0.98	-9.2
3	0.000	0.000	0.98	-13.4
4	0.500	0.000	0.92	-19.8
5	1.000	0.000	0.92	-24.2
6	1.500	0.000	0.92	-28.4

表 2-9 3 機 6 母線モデルのブランチデータ

	送電線			流出電力		流入電力	
No.	位置	長さ[km]	線数	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]
1	1−4	50	1	1.070	-0.296	1.047	0.010
2	2−5	50	1	1.000	-0.295	0.980	-0.025
3	3−6	50	1	1.000	-0.302	0.980	-0.031
4	4−5	25	1	0.547	0.000	0.544	0.042
5	5−6	25	1	0.523	0.003	0.520	0.041

2-5-4 3機9母線

モデル図を図 2-10に,ノードデータを表 2-10に,ブランチデータを表 2-11にそれぞれ示す。

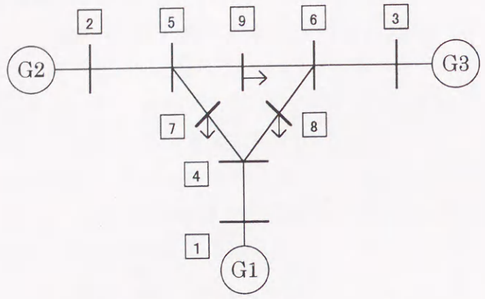


図 2-10 3機9母線系統モデル

表 2-10 3機9母線モデルのノードデータ

発電所						
No.	種類	容量[p.u.]	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]	電圧絶対値[p.u.]	電圧位相角[度]
1	火力	1.0	1.045	-0.321	1.00	0.0
2	火力	1.0	1.000	-0.307	1.00	-0.9
3	火力	1.0	1.000	-0.297	1.00	-0.9

母線				
No.	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]	電圧絶対値[p.u.]	電圧位相角[度]
1	0.000	0.000	0.97	-7.4
2	0.000	0.000	0.97	-8.0
3	0.000	0.000	0.97	-8.0
4	0.000	0.000	0.95	-13.6
5	0.000	0.000	0.95	-13.9
6	0.000	0.000	0.95	-13.8
7	1.000	0.000	0.93	-23.1
8	1.000	0.000	0.95	-16.8
9	1.000	0.000	0.95	-16.9

表 2-11 3機9母線モデルのブランチデータ

	送電線			流出電力		流入電力	
No.	位置	長さ[km]	線数	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]
1	1−4	20	1	1.045	-0.181	1.036	-0.066
2	2−5	20	1	1.000	-0.179	0.992	-0.074
3	3−6	20	1	1.000	-0.169	0.992	-0.065
4	4−7	60	1	0.515	-0.074	0.508	0.012
5	4−8	20	1	0.521	-0.008	0.519	0.021
6	5−7	60	1	0.498	-0.076	0.492	0.005
7	5−9	20	1	0.494	-0.013	0.492	0.013
8	6−8	20	1	0.483	-0.040	0.481	-0.015
9	5−9	20	1	0.510	-0.034	0.508	-0.007

2-5-5 5機9母線

モデル図を図 2-11に示す。このモデルは奥田らによるモデル[3]を基本とし,山側水力 G1〜G3と海側G4・G5によって中央の首都圏に電力が供給されているところを想定している。ノードデータを表 2-12に,ブランチデータを表 2-13にそれぞれ示す。

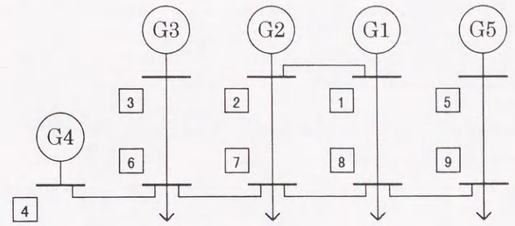


図 2-11 5機9母線系統モデル

表 2-12 5機9母線モデルのノードデータ

発電所						
No.	種類	容量[p.u.]	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]	電圧絶対値[p.u.]	電圧位相角[度]
1	水力	0.5	0.622	-0.511	1.02	0.0
2	水力	0.5	0.500	-0.420	1.02	0.8
3	水力	1.0	1.000	-0.619	1.02	29.1
4	火力	1.0	1.000	-0.636	1.02	29.2
5	火力	1.0	1.000	-0.693	1.02	4.0

母線				
No.	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]	電圧絶対値[p.u.]	電圧位相角[度]
1	0.000	0.000	0.93	-7.3
2	0.000	0.000	0.93	-6.5
3	0.000	0.000	0.95	22.1
4	0.000	0.000	0.95	22.1
5	0.000	0.000	0.95	-3.1
6	1.000	-0.200	0.85	5.5
7	1.000	-0.200	0.83	-13.1
8	1.000	-0.200	0.83	-19.6
9	1.000	-0.200	0.83	-20.1

表 2-13　5機9母線モデルのブランチデータ

	送電線			流出電力		流入電力	
No.	位置	長さ[km]	線数	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]
1	1−2	50	2	-0.099	-0.023	-0.099	-0.022
2	1−8	100	2	0.721	-0.411	0.706	-0.221
3	2−7	100	2	0.401	-0.386	0.395	-0.300
4	3−6	100	2	1.000	-0.490	0.975	-0.165
5	4−6	50	1	1.000	-0.482	0.976	-0.157
6	5−9	50	1	1.000	-0.530	0.974	-0.187
7	6−7	50	1	0.951	-0.157	0.928	0.152
8	7−8	50	1	0.322	0.017	0.320	0.054
9	8−9	50	1	0.026	-0.001	0.026	-0.001

2-5-6 9機38母線

モデル図を図 2-12に示す。このモデルの構成は，ニューイングランドの実系統を基に作られたIEEEのモデルをベースとしており,4地域が連系された中規模クラスの系統構成である。ノードデータを表 2-13に,ブランチデータを表 2-14にそれぞれ示す。

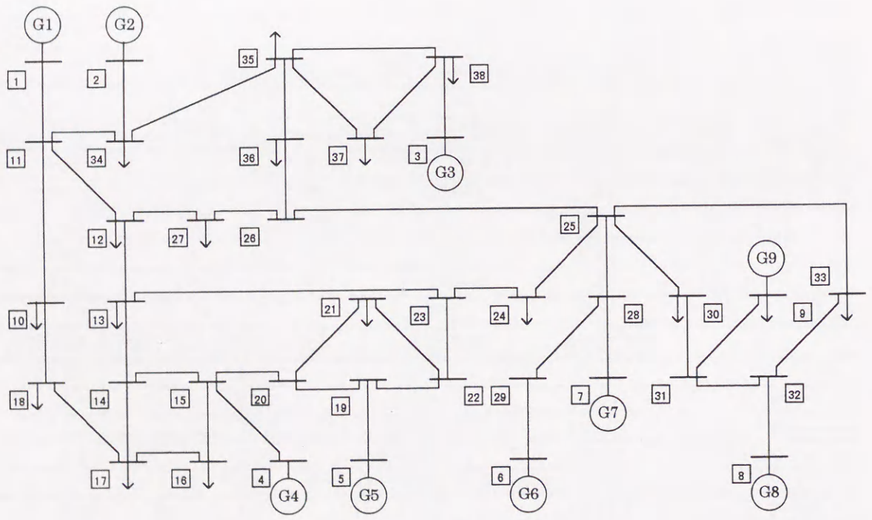


図 2-12　9機38母線モデル系統図

2-6 まとめ

本章では,電力系統のモデル化と初期計算・過渡安定度計算方法について説明を行った。これらは3〜5章で提案する方法の検証方法であり,これら提案方法の有効性を確認するためには,そのプロセスについても説明を加えることが重要であるとの考えに基づき詳述した。

表 2-14　9機38母線モデルのノードデータ

発電所

No.	種別	容量[p.u.]	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]	電圧絶対値[p.u.]	電圧位相角[度]
1	火力	0.54	0.919	-0.330	1.08	0.0
2	火力	0.25	0.250	-0.134	1.08	-8.9
3	火力	0.83	0.830	-0.344	1.08	-8.2
4	火力	0.53	0.530	-0.216	1.08	-4.8
5	火力	0.65	0.650	-0.224	1.08	-2.4
6	火力	0.51	0.510	-0.205	1.08	-4.3
7	火力	0.63	0.630	-0.207	1.08	-1.3
8	火力	0.56	0.560	-0.199	1.08	-2.0
9	火力	0.65	0.650	-0.216	1.08	-1.0

母線

No.	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]	電圧絶対値[p.u.]	電圧位相角[度]
1	0.000	0.000	1.03	-10.6
2	0.000	0.000	1.03	-15.1
3	0.000	0.000	1.04	-14.4
4	0.000	0.000	1.04	-10.9
5	0.000	0.000	1.05	-8.5
6	0.000	0.000	1.04	-10.4
7	0.000	0.000	1.05	-7.3
8	0.000	0.000	1.05	-8.1
9	0.000	0.000	1.05	-7.0
10	0.100	-0.020	1.00	-17.3
11	0.000	0.000	1.01	-15.4
12	0.320	-0.064	1.00	-17.9
13	0.500	-0.100	1.00	-18.3
14	0.000	0.000	1.01	-17.2
15	0.000	0.000	1.02	-15.0
16	0.240	-0.048	1.00	-18.2
17	0.520	-0.104	1.00	-19.1
18	0.010	-0.002	1.00	-18.0
19	0.000	0.000	1.03	-11.7
20	0.000	0.000	1.02	-13.4
21	0.010	-0.002	1:02	-13.4
22	0.000	0.000	1.02	-13.4
23	0.000	0.000	1.01	-15.1
24	0.320	-0.064	1.01	-15.6
25	0.330	-0.066	1.02	-14.4
26	0.000	0.000	1.01	-17.9
27	0.160	-0.032	1.00	-18.4
28	0.000	0.000	1.03	-12.1
29	0.680	-0.136	1.03	-13.0
30	0.270	-0.054	1.02	-13.0
31	0.000	0.000	1.03	-10.3
32	0.250	-0.050	1.03	-10.8
33	0.310	-0.062	1.02	-13.0
34	0.220	-0.044	1.02	-16.4
35	0.260	-0.052	1.01	-19.3
36	0.140	-0.028	1.00	-19.0
37	0.280	-0.056	1.01	-19.7
38	0.560	-0.104	1.01	-18.6

表 2-15 送電線のブランチデータ

	送電線			流出電力		流入電力	
No.	位置	長さ[km]	線数	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]	有効電力[p.u.]	無効電力[p.u.]
1	1−11	20	1	0.919	-0.152	0.913	-0.074
2	2−34	20	1	0.250	-0.105	0.249	-0.098
3	3−38	20	1	0.830	-0.247	0.825	-0.181
4	4−15	30	1	0.530	-0.158	0.527	-0.117
5	5−19	20	1	0.650	-0.153	0.647	-0.114
6	6−29	20	1	0.510	-0.148	0.508	-0.123
7	7−28	30	1	0.630	-0.141	0.626	-0.087
8	8−32	20	1	0.560	-0.138	0.558	-0.109
9	9−31	20	1	0.650	-0.145	0.647	-0.106
10	10−11	30	1	-0.239	0.034	-0.240	0.043
11	10−18	20	1	0.139	-0.023	0.139	-0.021
12	11−12	20	1	0.482	-0.087	0.481	-0.065
13	11−34	20	1	0.190	0.040	0.190	0.044
14	12−13	20	1	0.067	-0.014	0.067	-0.014
15	12−27	20	1	0.094	0.003	0.094	0.004
16	13−14	20	1	-0.198	0.035	-0.198	0.039
17	13−23	50	1	-0.236	0.036	-0.237	0.050
18	14−15	20	1	-0.427	0.075	-0.428	0.093
19	14−17	30	1	0.229	-0.047	0.228	-0.040
20	15−16	30	1	0.405	-0.093	0.403	-0.069
21	15−20	20	1	-0.306	0.052	-0.307	0.061
22	16−17	20	1	0.163	-0.029	0.163	-0.027
23	17−18	30	1	-0.129	0.024	-0.129	0.027
24	19−20	20	1	0.318	-0.060	0.317	-0.050
25	19−22	20	1	0.329	-0.065	0.328	-0.055
26	20−21	20	1	0.011	0.000	0.011	0.000
27	21−22	20	1	0.001	-0.005	0.001	-0.005
28	22−23	20	1	0.329	-0.070	0.328	-0.060
29	23−24	20	1	0.091	-0.026	0.091	-0.025
30	24−25	20	1	-0.229	0.032	-0.229	0.037
31	25−26	50	1	0.264	-0.031	0.263	-0.015
32	25−28	20	1	-0.452	0.071	-0.454	0.090
33	25−30	20	1	-0.263	0.024	-0.264	0.031
34	25−33	50	1	-0.108	0.012	-0.108	0.015
35	26−27	30	1	0.066	-0.029	0.066	-0.028
36	26−36	20	1	0.197	-0.003	0.197	0.001
37	28−29	20	1	0.172	-0.009	0.172	-0.006
38	30−31	20	1	-0.534	0.078	-0.536	0.104
39	31−32	20	1	0.111	-0.013	0.111	-0.012
40	32−33	20	1	0.419	-0.081	0.418	-0.065
41	34−35	50	1	0.220	-0.025	0.219	-0.014
42	35−36	20	1	-0.057	-0.023	-0.057	-0.022
43	35−37	20	1	0.071	0.009	0.071	0.010
44	35−38	50	1	-0.055	0.028	-0.055	0.029
45	37−38	20	1	-0.209	0.059	-0.210	0.063

3 ローカル潮流情報に基づく最適負荷制限

3-1 概 要

電力系統の運用は大規模広域化と複雑化が進み,大規模電源脱落事故時における事故波及の可能性は増してきている。このような事故が発生した場合,系統の周波数が急激に低下する。周波数の著しい変動は,需要家の不利をもたらすばかりでなく,発電機器類の損傷を招く恐れがあり,適切な対策が必要とされる。そして最終的には迅速かつ適切な負荷制限が行われ,事故波及が防止されなくてはならない。

負荷制限に関するこれまでの研究では,周波数・電圧動揺特性の検討を中心として報告が行われてきている。例えば,実系統におけるガバナカットテスト[11,12],リレー設定に関する研究[88,90]および調査[93]や,応答モデルの作成[98]などが見られる。しかし最適な負荷制限量の配分理論[23]は少ない。

実際の負荷制限では，需給バランスを保つために必要な有効電力分が制限される。そのため,ループ系統では潮流が偏り,予期せぬ送電線の過負荷が発生することがある。また負荷制限をするということは，無効電力消費源も同時にカットされる。したがって一般的には，負荷制限後は各母線の電圧が上昇する。そのため母線の電圧異常上昇をもたらす場合もある。電力系統の電圧変動の上限は基準値に対して数%程度であり，この範囲に納めるように負荷制限量を配分する必要がある。

従来では，各母線に設けられた周波数リレーによって負荷制限が実施されている。負荷制限は電源脱落事故発生から 1〜2s 以内に実施する必要がある。この周波数リレーによる方式は事故発生から瞬時に動作するため，迅速性に十分かなったものであるということができる。一方，この方式では，どこで電源脱落事故が発生したかを考慮していない。

これを改善するため，本章ではローカル母線においても系統全体に対する最適な負荷制限が実施できる方式を提案している。この提案方法は，ローカル母線における，電源脱落事故発生直後の潮流変動に着目している。この潮流変動は,電源脱落事故地点を標定するための間接的な情報源

であり，また負荷制限を実施すべきローカル母線において観測可能である。本方式では，電源脱落事故発生直後に各母線において周波数変動と潮流変動のみを観測することで，自律的に各々の負荷制限量を決定できることから，現実の電力系統においても適用可能であると思われる。

順番としては,まずローカル潮流情報の検討を行う。次に集中形による最適負荷制限を定式化した上で,評価関数の吟味検討を行う。そしてメインとなるローカル負荷制限方法を導出する。

シミュレーションによる検討では，モデル系統を用いて，従来方法および全情報を用いて最適化を行う方法との比較を行っている。その結果，提案方法は，全情報を用いる方法とほぼ同じ負荷制限量が決定でき，過負荷や電圧変動の抑制が可能であることが示されている。

3-2 ローカル情報の検討

3-2-1 方 針

ここではローカル情報である,各母線ごとに得られる潮流変化が,電源脱落事故場所の標定に利用可能であるかどうかを調べる。事故地点が異なれば,任意の母線で測定される潮流も異なる。これを事故地点の標定情報として,最適な負荷制限に利用できれば都合よい。

標定情報の検討は,①電源脱落事故時の実際の潮流と,②各発電所の電源脱落事故を想定した潮流,の両方をベクトルとして比較することで行う。例えば図 3-1において,実際の事故(a)のローカルな母線で得られる潮流と,G1~G3 それぞれの事故を想定して潮流計算を行った際のローカルな潮流(b),(c),(d)を比較する。

比較の評価方法は，まずノード i からノード $1\cdots j\cdots n$ に流れる有効電力 P_{ij} よりノード間潮流ベクトル

$$\boldsymbol{S}_i = \begin{bmatrix} P_{i1} & P_{i2} & \cdots & P_{ij} & \cdots & P_{in} \end{bmatrix}^T \quad \cdots\cdots (3\text{-}1)$$

を定義する。そして実際の潮流ベクトル $\boldsymbol{Si}$ と事故想定計算上のベクトル $\boldsymbol{S}_i'$ との一致評価 γ を,残差 2 乗和式

$$\gamma = \left(\boldsymbol{S}_i' - \boldsymbol{S}_i\right)^T \left(\boldsymbol{S}_i' - \boldsymbol{S}_i\right) \quad \cdots\cdots (3\text{-}2)$$

で求める。γ はその定義式より

$$\gamma \geq 0 \quad \cdots\cdots (3\text{-}3)$$

の範囲となる。γ が小さいほどベクトルの一致度合が高く,想定事故が実際の事故に近いこととなり,事故想定場所が事故発電所である可能性が高いといえる。

3-2-2 事故地点標定の検討方法

①電源脱落事故時の実際の潮流は,過渡安定度計算プログラムで得られるデータを用いる。

一方,②各発電所想定事故時の潮流計算は,交流法により厳密解を求める。そこで,その時の各発電所の有効電力を導出する。電源脱落事故が発生した直後は,ガバナ等制動効果がないとみなし,負荷は定電力特性を有すると仮定すると,発電母線の有効電力出力のみ指定すれば,すべての条件が求められ,任意の連係線の潮流も得られる。 各発電機の運動方程式は次式で表される。

$$M_i \frac{d}{dt} \Delta\omega_i = Pm_i - Pe_i \quad \cdots\cdots (3\text{-}4)$$

M_i :発電機 i の慣性定数 [p.u.(MVA･s²/rad)]

$\Delta\omega_i$:発電機 i の周波数偏差 [rad/s]

Pm_i :発電機 i の機械的入力 [p.u.(MW)]

Pe_i :発電機 i の電気的出力 [p.u.(MW)]

j 番目の発電機に電源脱落事故が発生したとすれば系統全体の慣性定数は

$$Ma = \sum_{i=1}^{m} M_i \quad \cdots\cdots (3\text{-}5)$$

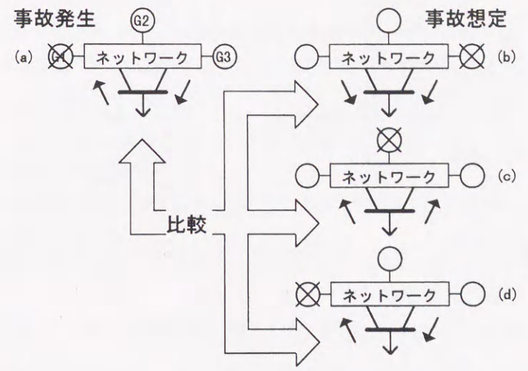


図 3-1 ローカル潮流の比較による事故地点標定

となり,系統全体の運動方程式は

$$Ma \frac{d}{dt} \Delta\omega a = -Pf \quad \cdots\cdots (3\text{-}6)$$

Ma :系統全体の慣性定数 [p.u.(MVA･s²/rad)]

$\Delta\omega a$:中心周波数偏差 [rad/s]

となる。一方,各発電所の運動方程式は

$$M_i \frac{d}{dt} \Delta\omega_i = \begin{cases} Pm_i - Pe_i & (i \neq j) \\ Pm_i - Pe_i - Pf & (i = j) \end{cases} \quad \cdots\cdots (3\text{-}7)$$

であることから,

$$\Delta\omega_i = \Delta\omega a \quad \cdots\cdots (3\text{-}8)$$

と仮定した,発電機間の電力動揺を省略した平均的な電気的出力は

$$Pe_i = \begin{cases} Pm_i + M_i Pf / Ma & (i \neq j) \\ Pm_i + M_i Pf / Ma - Pf & (i = j) \end{cases} \quad \cdots\cdots (3\text{-}9)$$

となる。この値を想定事故における潮流計算の発電母線の指定値に使用する。

3-2-3 事故地点標定の検討結果

検討は図 2-10 の 3 機 6 母線モデルで行った。各発電機はガバナと AVR を有している。各発電所に電源脱落事故が発生した場合,各負荷母線における 1s 後の一致評価 γ を表 3-1に示した。各発電所の電源脱落量は,事故前の定常発電機出力の各 30%である。実際の事故に対して 3 通りの想定事故計算を行い,各々の母線からの標定状況が示されている。例えば G1 が電源脱落事故の際には,母線 1 では G1~G3 それぞれの事故想定に対して,γ が 0.0,0.3,0.2 と計算される。G1 想定時に γ が最小値をとり,G1 が事故であると判定できることになる。

表3-1 各発電所事故に対する標定状況

電源脱落事故		一致評価γ		
実際	想定	母線1	母線2	母線3
G1	G1	0.0	0.3	0.2
	G2	7.3	8.9	0.2
	G3	7.3	6.0	4.3
G2	G1	8.7	10.6	0.2
	G2	0.2	0.7	0.2
	G3	0.2	10.8	9.0
G3	G1	2.7	3.7	5.1
	G2	0.8	7.1	5.1
	G3	0.8	0.6	0.1

この結果から,母線2ではG1~G3いずれの事故でも判定できる。しかし,母線1ではG1もしくはG2･G3という2組に対する選択的な判断しかできないことがわかる。したがって母線ごとに得られるローカル情報には,事故地点標定に関する部分的な情報が含まれることがわかる。

3-3 最適負荷制限の検討

3-3-1 概　要

最適負荷制限の評価方法として，送電線の過負荷防止と系統の安定化を目的としたブランチの潮流評価と，負荷端の電圧異常上昇防止を目的とした電圧評価の2通りが考えられ,最適な負荷の制限量配分も異なる。したがって双方の数式処理方法を導出する必要がある。

また実際に負荷制限を行う場合には両者を同時に評価することが必要であり，そのためには両者の妥協点がどこまで見いだせるかを検討しておくことが必要である。そこで前段階として,本節では2つの評価関数をまとめた評価方法を取り入れ,モデルシミュレーションを行うことにより，両者による負荷制限配分の違いと妥協点に関する基礎的な検討もあわせて行った。

3-3-2 最適負荷制限の定式化

電源脱落事故発生後，負荷制限を実施して速やかに周波数を基準値に回復させるためには，需給バランスを保つ必要がある。そこでまず次の制約条件が生じる。

sub. 各母線の制限量の総和＝電源脱落量 ····· (3-10)

また各母線の負荷が有する物理的な制約もある。

sub. 0≦負荷制限量≦負荷制限前の負荷量 ····· (3-11)

次に評価関数を考える。最適な負荷制限の評価方法は，いくつかが考えられる。負荷制限実施から十分時間を経て系統が安定になった際に問題となることに，送電線の過負荷や，各母線の電圧異常上昇がある。これらを評価関数とすれば

min. 相差角の2乗和 ····· (3-12)

min. 電圧変動の2乗和 ····· (3-13)

となる。一方，負荷制限の配分を変更することによって，負荷制限実施直後の過渡的な電圧変動

や周波数変動にも違いが生じる。このことについては動的シミュレーションにて検証を行う。以上を一般化し,本論文で用いた目的関数および制約条件は次のとおりである。

$$min.\ z=(1-\beta)\frac{1}{N_{branch}}\sum_i \theta b_i^{\,2}+\beta\cdot\frac{1}{N_{node}}\sum_i\left(\frac{\Delta V_i}{Vo_i}\right)^2 \quad \cdots\cdots (3\text{-}14)$$

$$sub.\ \sum \Delta Pl_i = Pf \quad \cdots\cdots (3\text{-}15)$$

$$\boldsymbol{0 \le \Delta Pl \le Plo} \quad \cdots\cdots (3\text{-}16)$$

ただしΔVoは母線電圧変動，Voは電圧基準値，$\boldsymbol{\theta bb}$は送電線の相差角，N_{node}は母線数，N_{branch}は送電線数，$\boldsymbol{\Delta Pl}$は負荷制限量，Pfは電源脱落量，$\boldsymbol{\Delta Plo}$は電源脱落前の負荷の有効電力である。(3-14)は潮流評価と電圧評価を併せた評価関数で，βにより2つの評価関数の比率を定めている。(3-15)は,基準周波数への回復に必要な負荷制限量の和が電源脱落量に等しいことを示している。(3-16)は各母線の負荷制限量に関する制約である。

(3-14)は，直流潮流算方法および電圧感度係数を用いることにより$\boldsymbol{\Delta Pl}$の2次形式になり，線形制約条件のもとで最適な$\boldsymbol{\Delta Pl}$を求める問題に帰着される。これを2次計画法を用いて最適解を得ている。

3-3-3 直流潮流計算

(3-14)の右辺第1項は$\boldsymbol{\theta bb}$の関数になっているため,$\boldsymbol{\Delta Pl}$の関数に直す必要がある。そこで直流潮流計算法を用いる。この方法は,

$$\boldsymbol{P=B\theta} \quad \cdots\cdots (3\text{-}17)$$

$\boldsymbol{P}$:n次元ノード注入有効電力ベクトル [p.u.(MW)]

$\boldsymbol{B}$:$(n\times n)$次元アドミタンス行列 [p.u.(S)]

$\boldsymbol{\theta}$:n次元位相角ベクトル [rad]

と表される。これは2章で説明した電力潮流方程式を線形近似した計算方法であり,相差角の比較的小さい平常運転時に非常に精度良く成り立つため,簡易計算に多用される。逆に$\boldsymbol{P}$から$\boldsymbol{\theta}$を計算する際には

$$\boldsymbol{\theta=X'P} \quad \cdots\cdots (3\text{-}18)$$

$\boldsymbol{X'}$:$(n\times n)$次元インピーダンス行列 [p.u.(Ω)]

$$\sum_{i=1}^{n} P_i = 0 \quad \cdots\cdots (3\text{-}19)$$

$$X'=\left[\begin{array}{c|c} 0 & \boldsymbol{0} \\ \hline \boldsymbol{0} & \boldsymbol{B'} \end{array}\right] \quad \cdots\cdots (3\text{-}20)$$

$\boldsymbol{B'}$:$(n-1\times n-1)$次元行列で$\boldsymbol{B}$の2行･2列目以降の要素

とする。$\boldsymbol{B}$は線形従属となるため,インピーダンス行列$\boldsymbol{X'}$を用意する必要がある。このときノード1はスラックノードとして扱われ，位相角は0°に固定される。

3-3-4 直流潮流計算による評価関数の修正

電源脱落事故がj番目の発電所で発生したと仮定し,n_1次元の電源脱落地点ベクトル

$$Ig_i=\begin{cases}0 & (i\neq j)\\ 1 & (i=j)\end{cases} \quad \cdots\cdots (3\text{-}21)$$

を定義する。ノードに注入される有効電力は

$$P = \begin{bmatrix} Pm \\ -Pl \end{bmatrix} \quad \cdots\cdots (3\text{-}22)$$

$$Pm = Pmo - pfIg \quad \cdots\cdots (3\text{-}23)$$

$$Pl = Plo - \Delta Pl \quad \cdots\cdots (3\text{-}24)$$

と表される。ここで

P : n_3 次元ノード注入電力ベクトル [p.u.]

Pm : n_1 次元機械的入力ベクトル [p.u.]

Pmo : n_1 次元初期機械的入力ベクトル[p.u.]

Pl : n_2 次元負荷電力ベクトル [p.u.]

Plo : n_2 次元初期負荷電力ベクトル [p.u.]

である。次に直流潮流計算により,ノード相差角ベクトルθbbを接続行列Cとインピーダンス行列Xを用いて表す。

$$\theta bb_{[i-j]} = \sum_{j=1}^{n_3} C_{ij}\theta_j \quad \cdots\cdots (3\text{-}25)$$

$$\theta = XP \quad \cdots\cdots (3\text{-}26)$$

$$\theta bb = C\theta = CXP \quad \cdots\cdots (3\text{-}27)$$

θ: n_3 次元ノード位相角ベクトル [rad]

θbb: n_4 次元送電線相差角ベクトル [rad]

C: $(n_4 \times n_3)$次元接続行列

X: $(n_3 \times n_3)$次元インピーダンス行列 [p.u.(Ω)]

以上より(3-14)の右辺第1項は以下に置き換えられる。

$$z' = P^T DP \quad \cdots\cdots (3\text{-}28)$$

$$D = X^T C^T CX \quad \cdots\cdots (3\text{-}29)$$

ここでDは$(n_3 \times n_3)$次元の数式整理用行列である。さらに整理のためにこれを$\mathbf{D}_{11}(n_1 \times n_1)$, $\mathbf{D}_{12}(n_1 \times n_2)$, $\mathbf{D}_{21}(n_2 \times n_1)$, $\mathbf{D}_{22}(n_2 \times n_2)$によって

$$D = \begin{bmatrix} D_{11} & D_{12} \\ D_{21} & D_{22} \end{bmatrix}$$

と分割すると,(3-28)は

$$z' = (Pmo - Pf Ig)^T D_{11}(Pmo - Pf Ig) - 2(Pmo - Pf Ig)^T D_{12}(Plo - Pfxe) + (Plo - Pfxe)^T D_{22}(Plo - Pfxe) \quad \cdots\cdots (3\text{-}30)$$

となる。これを2次計画問題にみなし,定数項を無視すると,係数項は

$$c = -2Pf\left\{D_{21}(Pmo - Pf Ig)^T - D_{22}Plo\right\} \quad \cdots\cdots (3\text{-}31)$$

$$Q = Pf^2 D_{22} \quad \cdots\cdots (3\text{-}32)$$

c : n_2 次元行列

Q : $(n_2 \times n_2)$ 次元半正定対称行列

となる。

3-3-5 電圧感度係数

次に(3-14)の右辺第2項はΔVの関数となっており，ΔPlの2次形式に置きなおす必要がある。そこで交流潮流計算から導出した電圧感度係数行列$\partial V / \partial Pl$を用いると

$$\Delta V = \left(\frac{\partial V}{\partial Pl}\right)\Delta Pl \quad \cdots\cdots (3\text{-}33)$$

と表せられる。この電圧感度係数は，任意の発電機有効電気出力と負荷電力を同時に定常値から微小変化させた時の，各母線の電圧変動の割合で，交流法による厳密潮流計算を用いて求める。以下のシミュレーションでは，負荷を制限する際に減らす有効電力分と無効電力分の割合は，負荷が初期に有する有効・無効電力の比率に等しいと置いている。したがって，この電圧感度係数を求める際も，有効電力分の微小変化に応じて無効電力分を変化させている。潮流計算の指定条件を整理すると表 3-2となる。「指定なし」と書かれている部分は,潮流計算により決定される。

表 3-2 電圧感度係数の指定条件

母線		P	Q	V
発電母線	事故発電所	$P_O - \Delta P$	指定なし	V_0
	それ以外	P_O	指定なし	V_0
負荷母線	負荷制限母線	$P_O - \Delta P$	$Q_O - \frac{Q_{l0}}{P_{l0}}\Delta P$	指定なし
	それ以外	P_O	Q_o	指定なし

(3-33)を評価関数(3-14)の右辺第2項にまとめる方法は以下の通りである。

まず母線電圧基準値Voから,

$$Nv = diag.\left[1/Vo_1 \quad 1/Vo_2 \quad \cdots \quad 1/Vo_n\right] \quad \cdots\cdots (3\text{-}34)$$

を求めると

$$\left(\frac{\Delta V_i}{Vo_i}\right) = Nv\Delta V \quad \cdots\cdots (3\text{-}35)$$

であることから，(3-14)の右辺第2項は(3-34)(3-36)より

$$min.z'' = \beta\frac{1}{N_{node}}\Delta Pl^T\left(\frac{\partial V}{\partial Pl}\right)^T Nv^T Nv\left(\frac{\partial V}{\partial Pl}\right)\Delta Pl \quad \cdots\cdots (3\text{-}36)$$

となり，ΔPlの2次形式となる。

3-3-6 最終的な評価関数

以上より評価関数(3-14)は(3-30),(3-37)より

$$min.z = -2(1-\beta)\frac{1}{N_{branch}}Pf\left\{D_{21}(Pmo - Pf Ig)^T - D_{22}Plo\right\}\sum_i \theta bb_i^2 + \Delta Pl^T\left[\frac{1}{N_{branch}}(1-\beta)Pf^2 D_{22} + \alpha\frac{1}{N_{node}}\left(\frac{\partial V}{\partial Pl}\right)^T Nv^T Nv\left(\frac{\partial V}{\partial Pl}\right) + \right]\Delta Pl \quad \cdots\cdots (3\text{-}37)$$

となる。なお右辺第1項の潮流評価は電源脱落量の関数となる。ところが,右辺第2項の電圧変動評価はこれとは無関係に見える。これは電圧感度係数の中に既に電源脱落量が含まれているからである。

3-3-7 2次計画法

3-3-7-1 2次計画問題

2次計画問題とは，線形の制約条件のもとで，2次式の評価関数を最小とする未知ベクトル$\boldsymbol{x}$を導く問題である。本稿で扱う問題も，前述の直流潮流計算法などを用いることで，線形の制約条件および2次式の評価関数のもとで最適化を行う数学問題に帰着される。なお「2次計画問題」は数学問題の形式，「2次計画法」はそれを解く数学的手法であり，両者の意味は厳密には異なるが，混同して使用されることも多い。

2次計画問題の目的関数は

$$z = \boldsymbol{c}^T\boldsymbol{x} + \boldsymbol{x}^T\boldsymbol{Q}\boldsymbol{x} \quad \cdots\cdots (3\text{-}38)$$

$\boldsymbol{x}$：n次元未知ベクトル

$\boldsymbol{c}$：n次元係数ベクトル

$\boldsymbol{Q}$：$(n\times n)$次元係数行列

制約条件は

$$\boldsymbol{A}_1\boldsymbol{x} \geq \boldsymbol{b}_1 \geq \boldsymbol{0} \quad \cdots\cdots (3\text{-}39)$$

$$\boldsymbol{A}_2\boldsymbol{x} = \boldsymbol{b}_2 = \boldsymbol{0} \quad \cdots\cdots (3\text{-}40)$$

$$\boldsymbol{A}_3\boldsymbol{x} \leq \boldsymbol{b}_3 \leq \boldsymbol{0} \quad \cdots\cdots (3\text{-}41)$$

$\boldsymbol{A}_1$：$(m_1\times n)$次元行列，$\boldsymbol{b}_1$：m_1次元ベクトル

$\boldsymbol{A}_2$：$(m_2\times n)$次元行列，$\boldsymbol{b}_2$：m_2次元ベクトル

$\boldsymbol{A}_3$：$(m_3\times n)$次元行列，$\boldsymbol{b}_3$：m_3次元ベクトル

の形式で表わされる。

ただし実際には$\boldsymbol{Q}$は半正定行列であるという条件が前提となる。これは評価関数が単峰性であるという条件のもとで解法が考案されているからである。

また2次計画法が線形計画法の拡張として位置づけられるという立場をとると非負条件

$$\boldsymbol{x} \geq \boldsymbol{0} \quad \cdots\cdots (3\text{-}42)$$

が付加されることもあるが,一般的な最適化問題として位置づけられている限りでは除外され,本研究においても特に考慮していない。

2次計画問題は,先にもふれた様に最適化問題の形式の1つであり，最適解を求めるための手段とは異なる。しかし電力潮流問題をはじめとするいくつかの最適化問題は，上述のような形式に表わすことが可能であり，その解法には，これまで提案されてきている数通りの方法を用いることができる。したがって,このような最適化問題が2次計画問題として整理ができさえすれば，その最適解が容易に得られることとなる。

本研究においても，提案する電力制御方法の導出に際し，与えられた問題を2次計画問題として整理することまでに重点を置くこととし，その解法は現在最も有力な方法の1つと呼ばれる双対法を主として用い，また計算確認用としてWolfの方法とSUMTによる方法を使用した。

3-3-7-2 双対法

双対方法は2次計画問題を解く上で現在一番有力といわれている方法である。これは有効制約法と呼ばれる考え方に基づいている。まず不等号制約条件を一時的に等号制約条件に置き直し，J-最適解と呼ばれる独立集合内における初期解を導く。次に部分問題に対して最適解を導き,元の

は有限回数で終了することが保証されている。

本論文の計算では茨木らによるFORTRANソースプログラム『FORTRAN最適化プログラミング』[43]を用いた。

3-3-7-3 Wolfの方法

Wolfの方法は,2次計画問題を特別な形式の線形計画問題として解く方法である。線形計画問題に変形することで，シンプレックス法などの線形計画法を用いて解を得ることができる。

この方法は線形計画問題の発展形であるため，問題の形式の中に(3-21)の非負条件が加わる。正負が不明である問題を解くためには活動変数の数を倍にして

$$\boldsymbol{x} = \boldsymbol{x}_1 - \boldsymbol{x}_2 \quad \cdots\cdots (3\text{-}43)$$

$$\boldsymbol{x}_1 \geq \boldsymbol{0} \quad \cdots\cdots (3\text{-}44)$$

$$\boldsymbol{x}_2 \geq \boldsymbol{0} \quad \cdots\cdots (3\text{-}45)$$

として解くこととなる。

本研究ではエレクトロダイン研究所によるプログラム『MATMAN』を用いた。

3-3-7-4 SUMTによる方法

SUMTとは,逐次無制約最小化法(Sequential Unconstrained Minimization Technique)のことである。制約条件をペナルティとして評価関数に加え，制約なし最適化問題に近似し,これを解くごとにペナルティに対する重みを大きくしていく。もしこれが収束したならば，それは制約条件を満たしていると見なす。

本論文では次のように評価関数を設定した。

$$\min. z' = \boldsymbol{c}^T\boldsymbol{x} + \boldsymbol{x}^T\boldsymbol{Q}\boldsymbol{x} + r_1\sum_{i=1}^{m_1} g_{1i}(x_i) + r_2\sum_{i=1}^{m_2} g_{2i}(x_i) + r_3\sum_{i=1}^{m_3} g_{3i}(x_i) \quad \cdots\cdots (3\text{-}46)$$

$$g_{1i}(x_i) = \begin{cases} \left(\boldsymbol{A}_1\boldsymbol{x} - \boldsymbol{b}_1\right)^T\left(\boldsymbol{A}_1\boldsymbol{x} - \boldsymbol{b}_1\right) & \left(\boldsymbol{A}_1\boldsymbol{x} - \boldsymbol{b}_1\right)_i \geq 0 \\ 0 & \left(\boldsymbol{A}_1\boldsymbol{x} - \boldsymbol{b}_1\right)_i < 0 \end{cases} \quad \cdots\cdots (3\text{-}47)$$

$$g_{2i}(x_i) = \left(\boldsymbol{A}_2\boldsymbol{x} - \boldsymbol{b}_2\right)^T\left(\boldsymbol{A}_2\boldsymbol{x} - \boldsymbol{b}_2\right) \quad \cdots\cdots (3\text{-}48)$$

$$g_{3i}(x_i) = \begin{cases} 0 & \left(\boldsymbol{A}_3\boldsymbol{x} - \boldsymbol{b}_3\right)_i \geq 0 \\ \left(\boldsymbol{A}_3\boldsymbol{x} - \boldsymbol{b}_3\right)^T\left(\boldsymbol{A}_3\boldsymbol{x} - \boldsymbol{b}_3\right) & \left(\boldsymbol{A}_3\boldsymbol{x} - \boldsymbol{b}_3\right)_i < 0 \end{cases} \quad \cdots\cdots (3\text{-}49)$$

ここでg_{1i}, g_{2i}, g_{3i}は各制約条件を逸脱した時のペナルティ値である。r_1, r_2, r_3がそれに対する重みとなる。適当な値を設定して(3-46)の最適解を求め，さらに重みを大きくして再び最適解を求める。これを収束するまで繰り返す。本論文ではニュートン・ラプソン法を用いてこの最適解を求めた。

具体的には,まず(3-46)が最小値をとる，すなわち

$$\frac{d}{d\boldsymbol{x}} z' = \boldsymbol{w} = \boldsymbol{0} \quad \cdots\cdots (3\text{-}50)$$

と置き直す。このとき$\boldsymbol{w}$は

$$\boldsymbol{w} = \boldsymbol{c} + 2\boldsymbol{Q}\boldsymbol{x} + r_1\boldsymbol{A}_1{}^T\boldsymbol{h}_1(\boldsymbol{x}) + r_2\boldsymbol{A}_2{}^T\boldsymbol{h}_2(\boldsymbol{x}) + r_3\boldsymbol{A}_3{}^T\boldsymbol{h}_3(\boldsymbol{x}) \quad \cdots\cdots (3\text{-}51)$$

$$h_{1i}(\boldsymbol{x}) = \begin{cases} \left(\boldsymbol{A}_1\boldsymbol{x} - \boldsymbol{b}_1\right)_i & \left(\boldsymbol{A}_1\boldsymbol{x} - \boldsymbol{b}_1\right)_i \geq 0 \\ 0 & \left(\boldsymbol{A}_1\boldsymbol{x} - \boldsymbol{b}_1\right)_i < 0 \end{cases} \quad \cdots\cdots (3\text{-}52)$$

$$h_{2i}(\boldsymbol{x}) = \left(\boldsymbol{A}_2\boldsymbol{x} - \boldsymbol{b}_2\right)_i \quad \cdots\cdots (3\text{-}53)$$

$$h_{2i}(x) = (A_2 x - b_2)_i \quad \cdots\cdots (3\text{-}53)$$

$$h_{3i}(x) = \begin{cases} 0 & (A_3 x - b_3)_i \geq 0 \\ (A_3 x - b_3)_i & (A_3 x - b_3)_i < 0 \end{cases} \quad \cdots\cdots (3\text{-}54)$$

となる。ここでヤコビアンは

$$w = 2Q + r_1 \frac{\partial}{\partial x^T}\left(A_1{}^T h_1(x)\right) + r_2 \frac{\partial}{\partial x^T}\left(A_2{}^T h_2(x)\right) + r_3 \frac{\partial}{\partial x^T}\left(A_3{}^T h_3(x)\right) \quad \cdots\cdots (3\text{-}55)$$

であり，その各要素は

$$\frac{\partial}{\partial x^T}\left(A^T h(x)\right) = A^T diag.[(1or0or-1) \quad \cdots \quad (1or0or-1)]A \quad \cdots\cdots (3\text{-}56)$$

として計算される。

本方法のポイントは重みの更新方法にあるが，残念ながら完全な方法はない。更新が遅いと収束に時間がかかるが，早いと発散することがあり，ある程度の試行錯誤が必要である。

3-3-8 評価関数の検討

3-3-8-1 4機11母線モデルの例

ここでは例として,まず図 2-1 の 4 機 11 母線モデルを用いた。G4 で全容量 0.7p.u.が脱落した場合の負荷制限量の配分を図 3-2に示した。β が変化した場合，このように負荷制限量の配分が大きく異なっていくのがわかる。ここで「未考慮」は，電源脱落地点をまったく考慮せず，負荷が事故前に有する電力量に応じて負荷制限を均等に行った場合を示している。図 3-3は,負荷制限後の相差角および電圧変動を示している。この値の和は,事故前に比べて確実に減少している。当然のことながら,β = 0.0 の時が最小値となるが，同時に「未考慮」に対してそれほど改善されていないことがわかる。図 3-4は負荷制限後の電圧変動であるが，こちらもβ= 1.0 の時に総和が最小となる。ここで図 3-3と図 3-4の妥協点を考えた場合, β = 0.3 位が評価関数として適当ではないかと考えられる。

3-3-8-2 5機9母線モデルの例

次は図 2-12 の 5 機 9 母線モデルを例とした。G4 で全容量 1.0p.u.が脱落した場合の,負荷制限量とβの関係を図 3-5に示す。前モデルと異なるのは負荷母線数が少ないため，$\beta \geq 0.4$ では母線 6 の負荷が集中的にカットされている。図 3-6は相差角であり，$\beta \geq 0.4$ では変化がないことを除けば，図 3-4と良く似た傾向になっていることがわかる。図 3-7は電圧変動である。こちらは図 3-5の場合と異なり，β= 0.0 でも「未考慮」に比べて改善されていることがわかる。図 3-6と図 3-7 の妥協点は一概にいえないが，4 機 11 母線の場合と同様β= 0.3 位が妥当であろう。

3-3-9 まとめ

本節ではまず最適負荷制限の評価方法,その数学的な解析方法,電源脱落時の最適負荷制限の評価方法について説明した。そして評価方法には潮流評価と電圧評価の 2 つがあり，両者を混合した場合の妥協点について調べた。その結果

(1)両者の負荷制限配分は大きく異なり,評価結果も異なる。

(2)混合して評価したときの係数は,モデルの違いによる相違は認められず，β= 0.3 位がよい。

(3)場所を考慮しないで負荷制限を行うことは，結果的に潮流を評価していることにつながる。

などが得られた。

結論としては,両者の評価方法は大きく異なる。しかし実際の系統ではどちらの評価が望ましいかは一概には言えない。そのため,両方の評価関数を使用していくのが望ましいと考えられる。よって次節では両方の評価関数を用いた場合について,それぞれ検討を進めていくこととする。

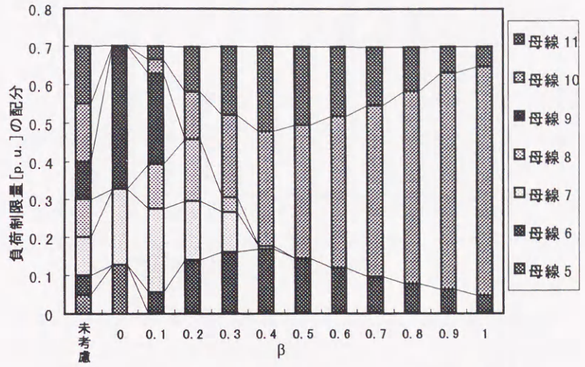


図 3-2 4機11母線モデルの負荷制限量

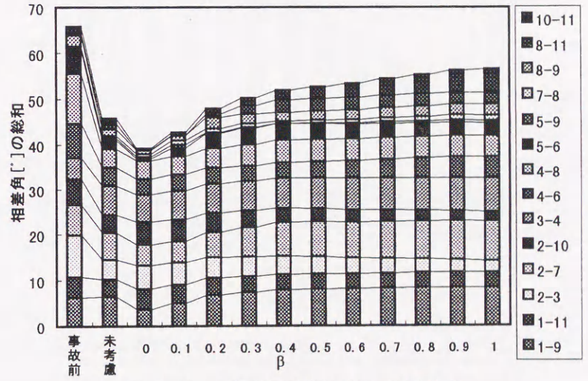


図 3-3 4機11母線モデルの相差角

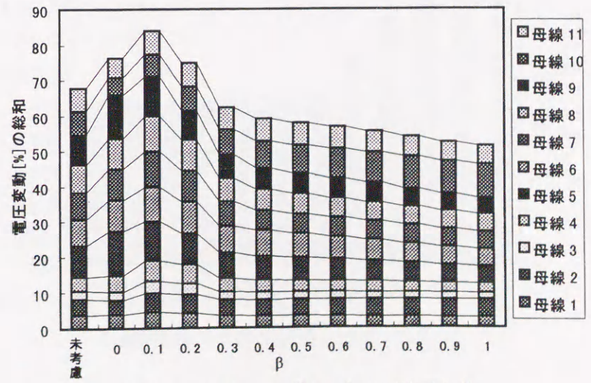


図 3-4 4機11母線モデルの電圧変動

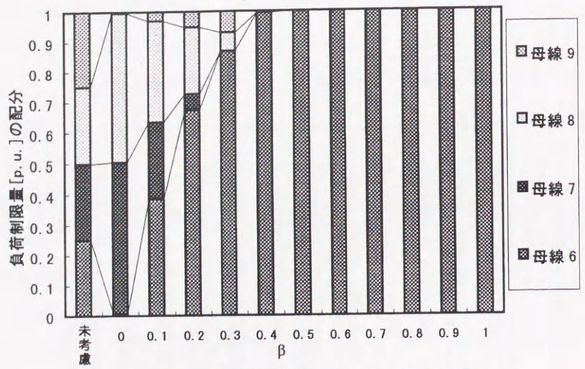


図 3-5 5機9母線モデルの負荷制限量

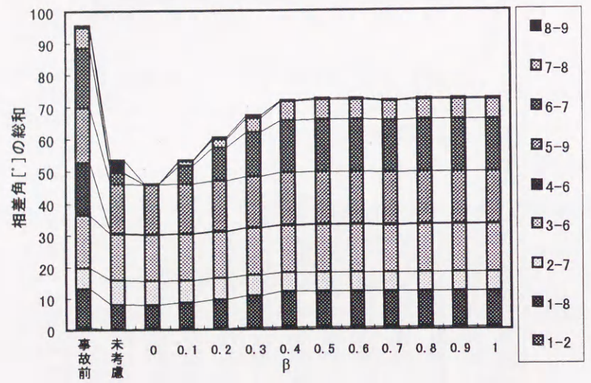


図 3-6 5機9母線モデルの相差角

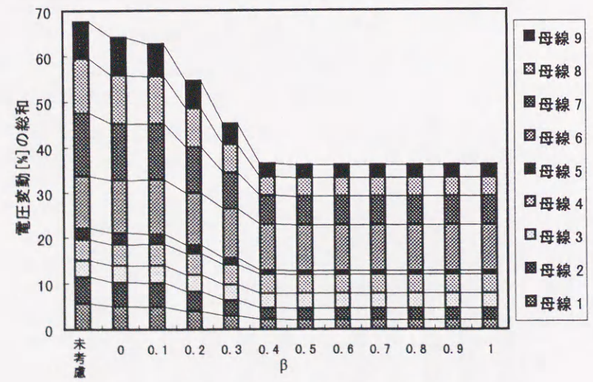


図 3-7 5機9母線モデルの電圧変動

3-4 ローカル負荷制限

3-4-1 数学的導出

3-4-1-1 提案方法の概要

提案する方法の数学的な展開は長くなるため後述し,最初に概略について以下に示す。

まず負荷母線における負荷制限量の決定は次式で行う。

$$\Delta Pl = \{x + f(\varepsilon)\} \cdot Pf \quad \cdots\cdots (3\text{-}57)$$

ただしΔPlは負荷制限量ベクトル，xは最適な係数，fは最適な関数，εは下記に述べる事故地点標定指数，Pfは電源脱落量である。任意の母線では，接続された送電線の潮流変動を測定可能であるとしている。そこでfも，測定可能であるεだけを取り出すように設定している。

事前にxとfの項をあらかじめ中央給電指令所で計算し，負荷母線に与えておく。電源脱落事故発生時には，負荷母線において，Pfとεを代入することで，自律的に負荷制限量を決定することが可能となっている。

ここで事故地点標定指数$\varepsilon_{[i-j]}$は各送電線[i-j]間に対してそれぞれ定義される。

$$\varepsilon_{[i-j]} = \frac{\Delta Pbb_{[i-j]}}{Mao \cdot \alpha} \quad \cdots\cdots (3\text{-}58)$$

ここで$\Delta Pbb_{[i-j]}$[p.u.]は電源脱落事故直後に送電線[i-j]間で観測される有効電力潮流の偏差，Mao[p.u.(MVA・s²/rad)]は事故前の系統全体の慣性定数，α[rad/s²]は事故直後の角加速度である。この値は電源脱落事故地点が決まれば，電源脱落量によらず，ある一定の値となる。この理由については後述する。なおεを構成する$\Delta Pbb_{[i-j]}$やαは母線ごとの周波数変化の違いにより誤差を伴って観測されることが考えられるため，実システムにおける一定したεの測定方法については検討の余地がある。これらデータの入手については現在別途研究中であり，本稿では一定値が得られると仮定して議論を進めることとする。

図2-10の3機6母線モデルを例として数式の導出を考える。(3-57)のfの項を未知係数ベクトルx_fの1次関数に近似すると，次式が得られる。

$$\left.\begin{aligned} \Delta Pl_1 &= \left(x_{c1} + x'_{f1}\varepsilon_{[1-2]} + x'_{f2}\varepsilon_{[2-3]}\right) \cdot Pf \\ \Delta Pl_2 &= \left(x_{c2} + x'_{f3}\varepsilon_{[1-2]} + x'_{f4}\varepsilon_{[2-3]}\right) \cdot Pf \\ \Delta Pl_3 &= \left(x_{c3} + x'_{f5}\varepsilon_{[1-2]} + x'_{f6}\varepsilon_{[2-3]}\right) \cdot Pf \end{aligned}\right\} \quad \cdots\cdots (3\text{-}59)$$

しかし各母線においては，直接接続された送電線の事故地点標定指数εのみ観測可能である。母線1では$\varepsilon_{[1-2]}$のみ，母線3では$\varepsilon_{[2-3]}$のみ測定できる。そこで

$$\left.\begin{aligned} \Delta Pl_1 &= \left(x_{c1} + x_{f1}\varepsilon_{[1-2]}\right) \cdot Pf \\ \Delta Pl_2 &= \left(x_{c2} + x_{f2}\varepsilon_{[1-2]} + x_{f3}\varepsilon_{[2-3]}\right) \cdot Pf \\ \Delta Pl_3 &= \left(x_{c3} + x_{f4}\varepsilon_{[2-3]}\right) \cdot Pf \end{aligned}\right\} \quad \cdots\cdots (3\text{-}60)$$

と変形する。負荷制限量をベクトルとして表現するため，

$$\boldsymbol{F}=\left[\begin{array}{c|c|c} 1\ \ \varepsilon_{[1-2]} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} \\ \hline \boldsymbol{0} & 1\ \ \varepsilon_{[1-2]}\ \ \varepsilon_{[2-3]} & \boldsymbol{0} \\ \hline \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & 1\ \ \varepsilon_{[2-3]} \end{array}\right] \quad \cdots\cdots (3\text{-}61)$$

を定義し，また係数ベクトル $\boldsymbol{x}_c$ と $\boldsymbol{x}_f$ をまとめて未知係数ベクトル $\boldsymbol{x}_e$ とおくと，提案する方法は

$$\Delta \boldsymbol{Pl}=\boldsymbol{F}\cdot\boldsymbol{x}_e\cdot Pf \quad \cdots\cdots (3\text{-}62)$$

と表わすことができる。以上より元の問題は，線形制約条件のもとで最適な係数ベクトル $\boldsymbol{x}_e$ を求める問題に帰着される。

評価関数や制約条件は事故の様相によって異なる。そのため各発電所がその全容量脱落事故を発した場合を想定することとした。発電所 I の事故に対する評価関数の係数が c_i と Q_i であるとき

$$c_a=\sum_{i=1}^{n_1} w_i c_i \quad \cdots\cdots (3\text{-}63)$$

$$Q_a=\sum_{i=1}^{n_1} w_i Q_i \quad \cdots\cdots (3\text{-}64)$$

c_a: n_2 次元ベクトル

Q_a: $(n_2\times n_2)$ 次元半正定対称行列

w_i :発電所 i の事故に対する重み

によって平均的な評価関数を求め,これらを用いた最終的な評価関数

$$z_a=\boldsymbol{c}_a{}^T\boldsymbol{x}_e+\boldsymbol{x}_e{}^T\boldsymbol{Q}_a\boldsymbol{x}_e \quad \cdots\cdots (3\text{-}65)$$

を使用することとした。

また制約条件も同様に発電所の数である n_1 倍となる。各係数を整理すると下記のようになる。ここで,$Pf_{MAX[i]}$は発電所 i で事故が発生したときの最大脱落量であり,その発電容量である。

$$\boldsymbol{A}_1=\boldsymbol{A}_3=diag.\left[Pf_{MAX[1]}\quad Pf_{MAX[2]}\quad \cdots\quad Pf_{MAX[n_1]}\right] \quad \cdots\cdots (3\text{-}66)$$

$$\boldsymbol{A}_2=\left[Pf_{MAX[1]}\quad Pf_{MAX[2]}\quad \cdots\quad Pf_{MAX[n_1]}\right] \quad \cdots\cdots (3\text{-}67)$$

$$\boldsymbol{b}_1=\boldsymbol{0} \quad \cdots\cdots (3\text{-}68)$$

$$b_2=Pf \quad \cdots\cdots (3\text{-}69)$$

$$\boldsymbol{b}_1=\boldsymbol{Plo} \quad \cdots\cdots (3\text{-}70)$$

$\boldsymbol{A}_1$: $(n_1\times n_1)$ 次元行列　　$\boldsymbol{b}_1$: n_1 次元ベクトル

$\boldsymbol{A}_2$: $(1\times n_1)$ 次元行列　　b_2 :スカラー

$\boldsymbol{A}_3$: $(n_1\times n_1)$ 次元行列　　$\boldsymbol{b}_3$: n_1 次元ベクトル

3-4-1-2 事故地点標定指数ε の導出

ε は電源脱落事故地点が決まれば電源脱落量によらずある一定値となるが，その理由は以下のとおりである。

まず電源脱落事故発生直後の各発電機の電気的出力を求める。この時の系統全体の運動方程式は

$$Ma\frac{d}{dt}\Delta\omega a=-Pf \quad \cdots\cdots (3\text{-}71)$$

Ma :系統全体の慣性定数 [p.u.]

$\Delta\omega a$:系統の平均周波数 [rad/s]

Pf :電源脱落量 [p.u.]

となり，一方各発電機の運動方程式は発電機 j に電源脱落事故が発生したとすれば

$$M_i\frac{d}{dt}\Delta\omega_i=\begin{cases} Pmo_i-Pe_i & (i\neq j) \\ Pmo_i-Pe_i-Pf\,(i=j) \end{cases} \quad \cdots\cdots (3\text{-}72)$$

M_i :発電機 i の慣性定数 [p.u.]

$\Delta\omega_i$:発電機 i の周波数 [rad/s]

Pmo_i :発電機 i の機械的入力の初期値 [p.u.]

であることから発電機間の電力動揺を無視した平均的な電気的出力は次式となる。

$$Pe_i=\begin{cases} Pmo_i+M_iPf/Ma & (i\neq j) \\ Pmo_i+M_iPf/Ma-Pf\,(i=j) \end{cases} \quad \cdots\cdots (3\text{-}73)$$

次にノード間の電力潮流について考える。母線番号は $1\cdots n_2$ まであり，そのうち $1\cdots n_1$ が発電母線とする。したがってノード数は $n_3=n_1+n_2$ となる。すると事故直後のノード注入電力は次式で表される。

$$P_i=\begin{cases} Pm_i+M_iPf/Ma & (n_1\geq i\neq j) \\ Pm_i+M_iPf/Ma-Pf & (n_1\geq i=j) \\ -Pl_{i-n_1} & (n_1+1\leq i\leq n_3) \end{cases} \quad \cdots\cdots (3\text{-}74)$$

Pl_i :母線 i (またはノード $i-n_1$)の負荷の初期値[p.u.]

そして電源脱落事故発生直後の角加速度を

$$\alpha=\frac{d}{dt}\Delta\omega a \quad \cdots\cdots (3\text{-}75)$$

と定義すれば(3-73)は次式となる。

$$P_i=\begin{cases} Pm_i-M_i\alpha & (n_1\geq i\neq j) \\ Pm_i+(Ma-M_i)\alpha & (n_1\geq i=j) \\ -Pl_{i-n_1} & (n_1+1\leq i\leq n_3) \end{cases} \quad \cdots\cdots (3\text{-}76)$$

事故発電所の慣性定数は事故容量に比例して減少すると考え

$$M_i=\begin{cases} Mo_i & (i\neq j) \\ Mo_i(Pmo_i-Pf)/Pmo_i\,(i=j) \end{cases} \quad \cdots\cdots (3\text{-}77)$$

$$Mao=\sum_{i=1}^{n_1} Mo_i \quad \cdots\cdots (3\text{-}78)$$

$$Ma=Mao-Mao_j\left(Pf/Pmo_j\right) \quad \cdots\cdots (3\text{-}79)$$

Mo_i :発電機 i の慣性定数の平常値[p.u.]

Mao :系統全体の慣性定数の平常値[p.u.]

とすれば，(3-76)は

$$P_i=\begin{cases} Pm_i-Mo_i\alpha & (n_1\geq i\neq j) \\ Pm_i+(Mao-Mo_i)\alpha & (n_1\geq i=j) \\ -Pl_{i-n_1} & (n_1+1\leq i\leq n_3) \end{cases} \quad \cdots\cdots (3\text{-}80)$$

となり，ノード注入電力の偏差は

$$\Delta P_i=\begin{cases} -Mo_i\alpha & (n_1\geq i\neq j) \\ (Mao-Mo_i)\alpha & (n_1\geq i=j) \\ 0 & (n_1+1\leq i\leq n_3) \end{cases} \quad \cdots\cdots (3\text{-}81)$$

Δ : n_3 次元ノード注入電力偏差ベクトル [p.u.]

となる。ここでノード間の相差角 $\boldsymbol{\theta bb}$ は接続行列 $\boldsymbol{C}$ を用いれば

$$\theta bb = CX'P \quad \cdots\cdots (3\text{-}82)$$

となるため，ノード間の電力偏差は

$$\Delta Pbb_{[i-j]} = B_{[i-j]}(CX'\Delta P)_{[i-j]} \quad \cdots\cdots (3\text{-}83)$$

$(CX'\Delta P)_{[i-j]}$:ノードi,j間の相差角に対応する要素

$B_{[i-j]}$:ノードi,j間のアドミタンス [p.u.]

(3-80),(3-82)より，(3-58)はαやPfの関数とはならないため，電源脱落場所が決まれば一定値となることがわかる。そしてこのεは負荷制限を行うローカル母線においても観測することが可能である。したがって，負荷母線において直接電源脱落事故を知ることが不可能であっても，この値を調べることによって間接的に事故地点を考慮し，各々の負荷母線で自律的に負荷制限量を決定することが可能である。

3-4-2 潮流変動評価による検討結果

3-4-2-1 負荷制限の設計

以下では図 2-12 の 5 機 11 母線モデルを対象として説明を進める。(3-84)は負荷制限量決定式,(3-85)は(3-58)と(3-80)より導出した電源脱落地点標定指数εである。このεは負荷母線 6～9 における負荷制限量の決定式を与える。ここで問題となるのは，ローカル情報の従属性である。例えば母線 6 では送電線 3-6,4-6,6-7 の 3 線の潮流について観測可能である。しかし実際にはノードに注入される電力の総和は 0 のため，独立変数となるのは 2 本分のみである。したがって(3-83)の制限量決定式では，送電線 6-7 は省略している。負荷母線 7～9 についても同様である。その結果，4 母線の負荷制限量配分係数$\boldsymbol{x}_e$は 11 次元となる。最終的な負荷制限量の決定式は

$$\begin{aligned}
\Delta Pl_6 &= \left(x_{e1} + x_{e2}\varepsilon_{[3-6]} + x_{e3}\varepsilon_{[4-6]}\right)\cdot Pf \\
\Delta Pl_7 &= \left(x_{e4} + x_{e5}\varepsilon_{[2-7]} + x_{e6}\varepsilon_{[6-7]}\right)\cdot Pf \\
\Delta Pl_8 &= \left(x_{e7} + x_{e8}\varepsilon_{[1-8]} + x_{e9}\varepsilon_{[8-9]}\right)\cdot Pf \\
\Delta Pl_9 &= \left(x_{e10} + x_{e11}\varepsilon_{[5-9]}\right)\cdot Pf
\end{aligned} \quad \cdots\cdots (3\text{-}84)$$

と表され，$\boldsymbol{x}_e$の最適解は<3-4-1-1>に示した手順で

$$\boldsymbol{x}_e = [0.005,-0.040,-0.034,0.254,2.391,-2.350,0.479,-4.048,-1.788,0.263,-4.163]^T \quad \cdots\cdots (3\text{-}85)$$

と求められる。

3-4-2-2 静的特性

電源脱落事故地点を考慮しない従来方法に対して，提案する方法では，事故地点により負荷制限量が変化する。それぞれの発電所で全容量電源脱落事故が発生した場合の，各母線の負荷制限量の比較を図 3-8に示した。ここで「従来方法」は，(電源脱落量)＝(負荷制限量の総和)を，各母線の負荷初期量で比例分担している。「場所未考慮」は電源脱落場所をまったく考慮せず，各母線が有する有効負荷電力量に比例させて負荷制限量を配分する方法であり，従来より実施されている負荷制限と同一である。

次に評価の基準である相差角について調べてみる。図 3-9は，特に広範囲に過負荷を引き起こすG 5 事故時の最終相差角の比較である。従来方法では，送電線 1-8,6-7,7-8 間の相差角が特に大きくなる。この時の相差角と，送電線や変圧器等の過負荷の関係は一義的でない。しかし各設備

容量の許容範囲は定格容量の 1.5 倍前後とされており，平常時の相差角を定格の相差角と考えると，従来方式による負荷制限ではこの限界を越えていると見なせる。

一方，提案方法では G5 に近い母線 9 でのみ負荷制限が行われる。その結果，従来方法と比較して相対的に相差角が改善されて小さくなり，過負荷解消が行われていることがわかる。特に送電線 1-8,6-7 間では相差角が平常時とほぼ同じとなり，過負荷が完全に解消されている。

この例の様に，従来方法による負荷制限で過負荷が発生する場合は，確実に過負荷解消が行われる。また従来方法で特に過負荷とならない系統モデルに提案方法を適用しても，特に悪影響を与えないことも確認されている。

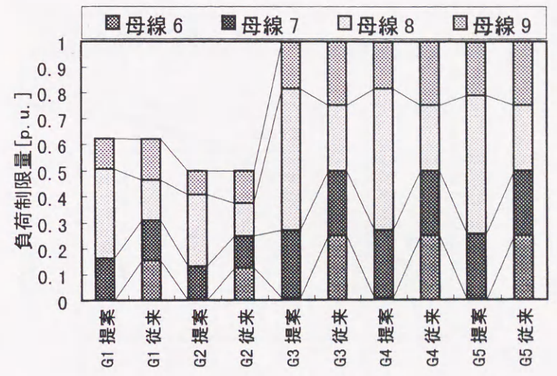


図 3-8 5 機 9 母線モデルにおける負荷制限量配分の比較

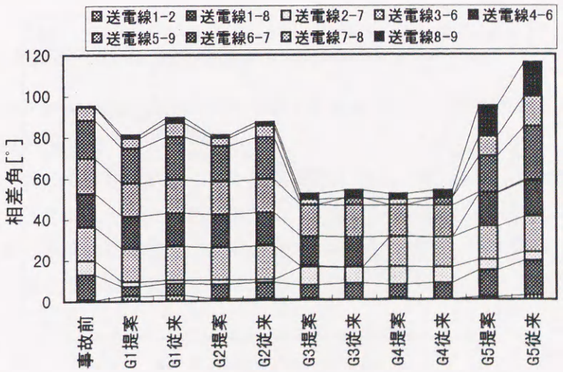


図 3-9 5 機 9 母線モデルにおける最終相差角の比較

3-4-2-3 動的特性

提案する方法では，負荷制限後の電圧や周波数変動を考慮していない。そこで，負荷制限後の動特性の検討を行った。応答特性例を図 3-10～13 に示す。シミュレーション条件は，G3 で発電容量の 50%が電源脱落，負荷制限実施は事故 1s 後としている。図 3-10と図 3-12に提案方法，図 3-11と図 3-13に従来方法による周波数・電圧変動を示している。負荷制限実施後は，周波数は基準値へ回復に向かい，電圧変動も抑制される。負荷制限場所の違いによる周波数・電圧変動の悪化の有無も調べたが，双方ともに問題は見られない。また他の事故例についても同様の確認がされている。

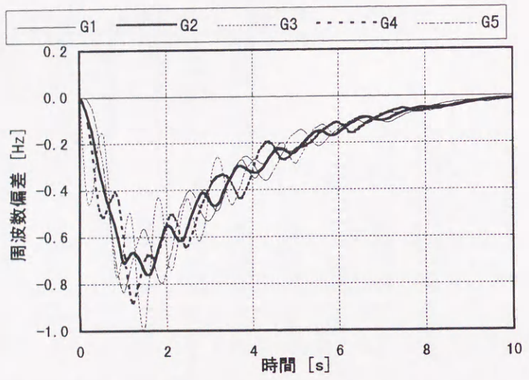


図 3-10 提案方法による負荷制限後の周波数変動

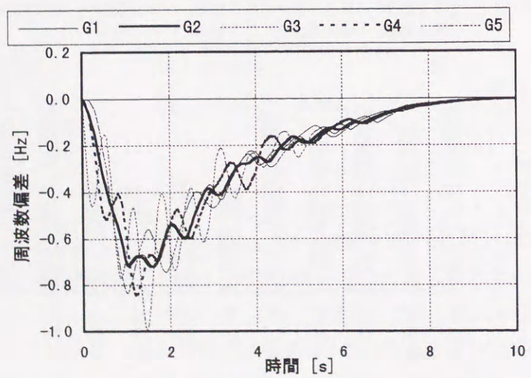


図 3-11 従来方法による負荷制限後の周波数変動

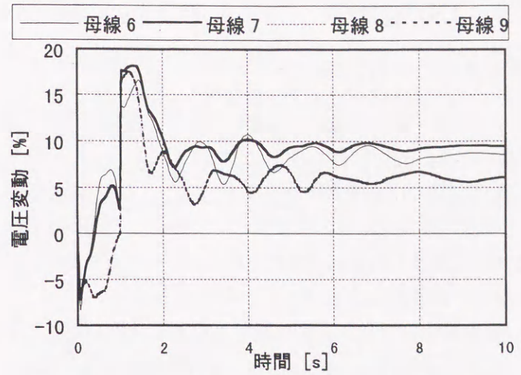


図 3-12 提案方法による負荷制限後の電圧変動

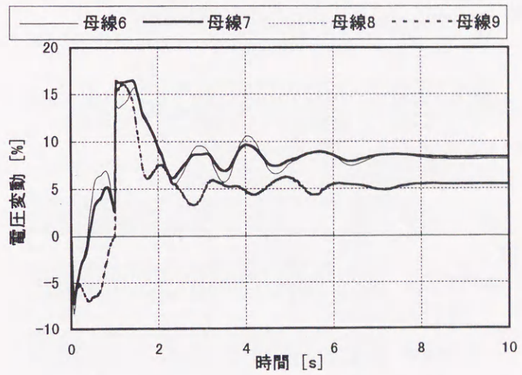


図 3-13 従来方法による負荷制限後の電圧変動

3-4-2-4 9 機 38 母線モデルへの適用例

次に提案する方法が，より負荷母線の多い系統モデルにおいても有効に働くかどうかを調べるため，図 2-13 の 9 機 38 母線モデルを用いた。

電源脱落事故は，G1 の全容量が脱落した場合を想定した。表 3-3は平常時および負荷制限後の最終相差角である。このような大規模系統では，過負荷は局所的にしか生じないため，特に過負荷の生じる送電線のみを表に示した。提案方法では相差角が収まっていることが確認できる。このように大規模系統においても提案手法の有用性が得られている。また動的特性も調べたが，特に問題は見られなかった。

表 3-3 9 機 38 母線モデルにおける相差角の改善(G1 脱落時)

送電線	事故前	提案方法	従来方法
13-23	3.1	2.4	4.6
25-26	3.5	2.4	5.7

3-4-3 電圧変動評価による検討結果

3-4-3-1 4機11母線系統への適用例

まず小規模電力系統モデルである図 2-1 の 4 機 11 母線への提案方法の適用を試みた。電源脱落事故は G1 の全容量 0.745[p.u.]が脱落したことを想定している。まず図 3-14は各負荷制限方式によって，不足電力量 0.745[p.u.]を各負荷母線によってどのように配分するかを示している。「全情報最適」は，その逆に電源脱落場所を既知として完全な最適化を行った結果である。「ローカル最適」は提案方法に基づく負荷制限方式である。「ローカル最適」は「全情報最適」とほぼ同じ負荷制限量を配分可能であることが図 3-14からわかる。

つづいて図 3-15は各負荷制限方式による母線電圧変動の収束値を示しており，提案方式である「ローカル最適」は，「全情報最適」とほぼ同じ電圧変動になるとともに，「場所未考慮」と比較して電圧変動が抑制されている。評価関数が電圧変動の 2 乗和となっているため，母線 10 のみ逆転しているが，全体的には非常によく平滑化されている。

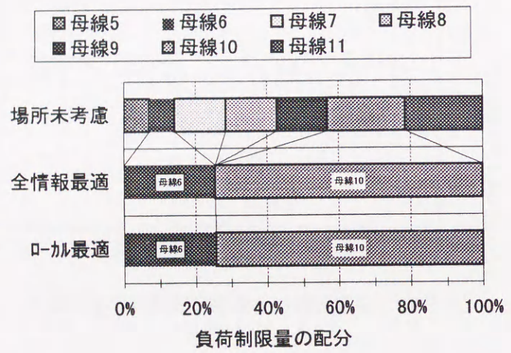


図 3-14 4機系モデルの負荷制限量の比較

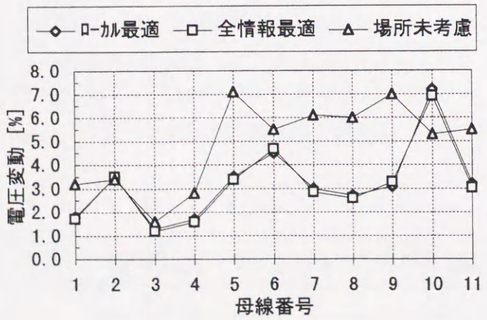


図 3-15 4機系モデルの電圧変動の比較

3-4-3-2 9機38母線系統への適用例

次に実際の系統に近い中規模システムである図 2-13 の 9 機 38 母線モデルに提案方法の適用を試みた。例として G1 の全容量 0.60[p.u.]の電源脱落事故を想定した。図 3-16は各負荷制限方式による配分の割合，図 3-17はそのときの電圧変動の収束値を示している。「ローカル最適」は「全情報最適」とほぼ同じ負荷制限配分となっており，「場所未考慮」に対して電圧変動が抑制され，その変動分は±1.0%以内にほぼ収まっている。このように系統が大きくなっても提案方法が有効であることがわかる。

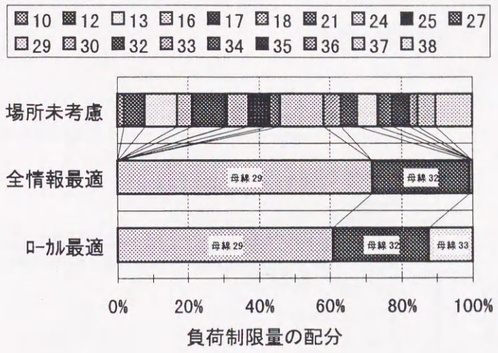


図 3-16 9機系モデルの負荷制限量の比較

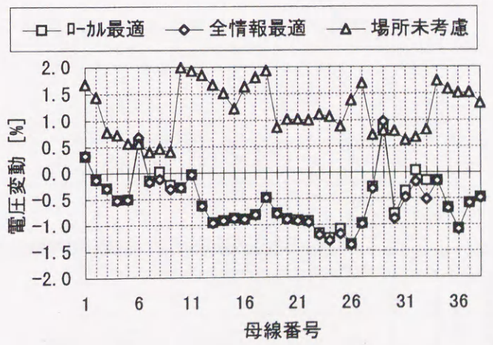


図 3-17 9機系モデルの電圧変動の比較

3-4-3-3 過渡特性の評価

提案する方法では，負荷制限直後の過渡的な電圧変動特性を特に考慮していない。そこで数値シミュレーションにより，この動特性の比較検討を行った。シミュレーション条件は，図 2-11 の 4 機 11 母線モデルの G1 で発電容量の 80%が電源脱落，負荷制限実施は事故 1s 後である。また負荷特性は定電力特性と定インピーダンス特性を 50%ずつとしている。図 3-18が提案方法，図 3-19が従来方法による電圧変動である。負荷制限実施直後は電圧変動が一旦定常値よりも上昇し，数 s で動揺が収まることか示されている。G1 以外の電源脱落事故シミュレーションにおいても同じ特性が得られており，瞬間的な電圧異常上昇を抑制するには，負荷制限後の動揺収束時の電圧変動を極力抑えることが必要であることがわかる。

以上の結果から提案方法の方がより定常電圧変動を抑制しているとともに，過渡時の瞬間的な異常上昇も抑制できることが確認された。

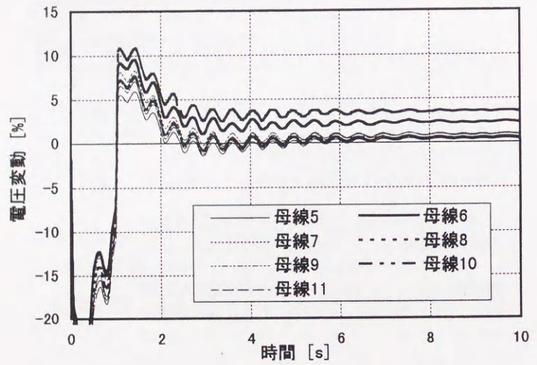


図 3-18 提案方法による負荷制限後の電圧変動

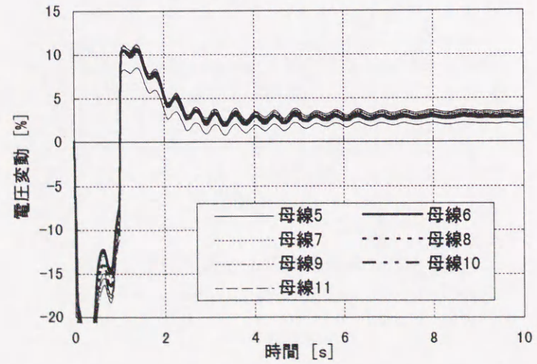


図 3-19 従来方法による負荷制限後の電圧変動

3-5 まとめ

本章では,電力系統における電源脱落事故時の最適負荷制限方法の確立をテーマとし，ローカル潮流情報を用いた負荷制限方法を提案した。系統モデルを用いた数値シミュレーションの結果，全情報を用いて最適化を行った場合とほぼ同様の負荷制限量の配分が行われ，従来方法と比較してよりよい過負荷抑制や電圧変動抑制が達成可能となることが判明した。また実規模に近い系統システムにも適用可能であることが示された。

4 ローカル周波数情報を用いた電源脱落量推定

4-1 概要

大電源脱落事故発生時には，迅速かつ適切な負荷制限の実施が重要である。周波数の低下は需要家に不利になるばかりではなく，発電機器類の損傷，そして事故波及に至る。緊急時の負荷制限は，各母線に設けられた周波数リレーで実施されるが，適切な量の負荷を制限するためには，電源脱落量の把握が必要となる[1]。この電源脱落量は，電源脱落後の中心周波数の変動から推定することが可能である。しかしローカル母線では，中心周波数は直接得られず，振動を伴った周波数変動しか得られない。そこで何らかの数値処理を施すことで，中心周波数が求められれば，ローカル母線でも電源脱落量が判定できることとなる。

この電源脱落量推定法の代表的な方法として，まず周波数変動の直線近似による推定法[98]があり，また発展形としてカルマンフィルタ等の信号処理論を用いた例[95]も報告されている。さらに，実際の周波数変動は指数関数状であり，直線近似では無理があることから，２次曲線近似による推定法[国内発表論文 6, 11]も提案されている。これらの方法は適用が簡単であるが，原理的には振動分の平均をとり平滑化しているだけであるため，推定精度の向上には限界がある。

本章では，逆問題解析手法の１つとして提案されている，支配微分方程式の推定法[49]を用いた電源脱落量の推定法について述べる。この方法を電源脱落量推定に適用する際，実際の周波数変動には正弦波動揺が含まれているという予備情報をあらかじめ加えることが可能であり，従来の推定方法よりも精度の向上が期待できる。提案方法の有効性を示すために，数値例として，２次曲線近似による電源脱落量推定と比較した結果，提案方法が有望であることが判明した。

4-2 数学的導出

4-2-1 電源脱落事故の基礎方程式

電源脱落事故時の系統全体の周波数変動は１章で述べたように次式で与えられる。

$$M\frac{d^2\delta}{dt^2} = Pm_o - Pe_o - D\Delta\omega - Pf \quad \cdots\cdots (4\text{-}1)$$

この解は周波数偏差以外を定数と仮定すれば，次式の指数関数で与えられる。

$$\Delta\omega = -\frac{Pf}{D}\left(1 - e^{-Dt/M}\right) \quad \cdots\cdots (4\text{-}2)$$

ただし本研究では，各母線において，事故発生前の諸定数を収集可能であるとしている。ここで M は電源脱落事故後の慣性定数であり，事故前の慣性定数から減少することとなる。電源脱落量推定ではこれを知っておくことが必要であるが，直接知ることは不可能である。そこで

$$M = \frac{Pm_o - Pf}{Pm_o} M_o \quad \cdots\cdots (4\text{-}3)$$

によって置き換え,これを電源脱落量推定式に加えることとしている。またDも同様に直接知り得ないが,後の数式展開には特に必要ないため説明は省略する。

さて,(4-2)(4-3)より，中心角周波数が測定されれば,電源脱落量が得られる。しかし，個々の母線で観測される周波数は２章で述べたように，発電機間の共振による振動分や，各定数の変動による誤差が含まれている。このため，電源脱落量を推定することは容易ではない。

以下では周波数変動の基礎方程式(4-1)において,発電機の周波数特性および負荷の周波数特性は一定値であると仮定し，電源脱落量推定式(4-18)(4-24)の導出を行っている。しかしこれらは,実際には変動することが考えられるため，(4-18)(4-24)には，直接含まないようにしている。また提案方法を数値シミュレーションの際には,発電機の周波数特性は ２ 章で述べたブロック線図で示されたガバナ･AVR として，また負荷の周波数特性は特性定数(0.01[p.u.(MW/Hz)])として取り扱っている。

4-3 推定逆問題解析手法

4-3-1 局所微係数を用いた支配方程式推定

システムの支配方程式推定を取り扱うための方法として，局所微係数を用いた支配方程式の推定方法[49]が提案されている。これはシステムの観測結果を基に，それを構成する線形・非線形の常微分・偏微分方程式を導く方法である。

まず，支配方程式が次式の線形常微分方程式で構成されていることを想定する。

$$\frac{d^r\phi}{dx^r} + a_{r-1}\frac{d^{r-1}\phi}{dx^{r-1}} + a_{r-2}\frac{d^{r-2}\phi}{dx^{r-2}} + \cdots + a_1\frac{d\phi}{dx} + a_0\phi + b = 0 \quad \cdots\cdots (4\text{-}4)$$

すると支配方程式推定問題は，観測ベクトルおよびその微係数が与えられた時，係数を求める問題に置き換えられる。よって上記の方程式を観測回数分連立して解くことで，その最適な係数が得られ，支配式が求まる。

支配微分方程式が非線形である場合は，非線形項を微係数の項に変形できれば，やはり線形の係数決定問題として解ける。例えば次式のような非線形微分方程式でも，係数項部分が線形になっていることで，適用が可能である。

$$\frac{d^3\phi}{dx^3} + a_2\left(\frac{d^2\phi}{dx^2}\right)^2 + a_1\frac{d\phi}{dx} + a_0\phi + b = 0 \quad \cdots\cdots (4\text{-}5)$$

ただし離散系の観測量の微係数が直接得られることは少ないため，この場合はサンプリング間

隔として次の中央差分で近似する。

$$\left.\frac{d\phi}{dx}\right|_{x=x_k} = \frac{\phi_{k+1}-\phi_{k-1}}{2h} \quad \cdots\cdots (4\text{-}6)$$

$$\left.\frac{d^2\phi}{d\phi^2}\right|_{x=x_k} = \frac{(\phi_{k+1}-\phi_{k-1})-2\phi_k}{h^2} \quad \cdots\cdots (4\text{-}7)$$

$$\left.\frac{d^3\phi}{d\phi^3}\right|_{x=x_k} = \frac{(\phi_{k+2}-\phi_{k-2})-(\phi_{k+1}-\phi_{k-1})}{2h^3} \quad \cdots\cdots (4\text{-}8)$$

測定点は3か所以上を考え，最小2乗法の適用を行う。$t_1,t_2,\cdots,t_n$ における測定周波数を $\phi_1,\phi_2,\cdots,\phi_n$，またその m 階微分値を $\phi_1^{(m)},\phi_2^{(m)},\cdots,\phi_n^{(m)}$ とすれば,連立方程式

$$\boldsymbol{AX}=\boldsymbol{B} \quad \cdots\cdots (4\text{-}9)$$

$$\boldsymbol{A}=\begin{bmatrix} \phi_1^{(r-1)} & \cdots & \phi_1^{(1)} & \phi_1 & 1 \\ \phi_2^{(r-1)} & \cdots & \phi_2^{(1)} & \phi_1 & 1 \\ \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots \\ \phi_n^{(r-1)} & \cdots & \phi_n^{(1)} & \phi_1 & 1 \end{bmatrix}, \boldsymbol{X}=\begin{bmatrix} a_{r-1} \\ \vdots \\ a_0 \\ b \end{bmatrix}, \boldsymbol{B}=\begin{bmatrix} \phi_1^{(r)} \\ \vdots \\ \phi_n^{(r)} \end{bmatrix} \quad \cdots\cdots (4\text{-}10)$$

が成り立ち，$\boldsymbol{X}$ の最小2乗解は次式で与えられる。

$$\boldsymbol{X}=\left(\boldsymbol{A}^T\boldsymbol{A}\right)^{-1}\boldsymbol{A}^T\boldsymbol{B} \quad \cdots\cdots (4\text{-}11)$$

通常の問題では支配方程式はあらかじめ得られていることが多く，逆問題として扱われることが少なかったため，適用例は少ないが，この方法は簡単であり汎用性が広く，今後注目されるべき方法と考えられる。

4-3-2 補助情報に基づく逆問題の解析

本論文で扱う問題は，変動する周波数変動から電源脱落量を推定するという，一種の逆問題に位置づけられる。一般に逆問題解析では，順問題解析に比較して情報が不足しているため，そのままでは適切な解が得られないことが多い。そこで結果から原因を推定する際に，本来用いている結果情報のほか，補助情報を加えることが必要となる。

この補助情報には，解の組み合わせや制約条件などがある。多くの場合には，未知パラメーターの物理的な制約条件や，経験を基にして得られる先験情報などがあり，原因を推定する際にこれらを考慮することで，適切な解が得られることがある。

ここでは次章冒頭でふれるとおり，「母線周波数変動は指数関数と正弦波の和に近似できる」という，補助情報を加えている。

4-4 電源脱落量推定手法

4-4-1 支配微分方程式の推定法に基づく推定

母線で観測される周波数変動には，指数関数の他にいくつかのモードの振動分が加わっている。しかし同時に，代表的なモードは1つであると見なすこともできる。そこで「母線周波数変動は，指数関数と正弦波の和に近似ができる」という，補助情報を加えることとする。

まず，中心周波数の支配式(4-2)の微分形は次式となる。

$$\frac{d\Delta\omega}{dt}+\frac{D}{M}\Delta\omega+\frac{Pf}{M}=0 \quad \cdots\cdots (4\text{-}12)$$

これに対して，補助情報を考慮し，正弦波の外力項が加わった次式で，母線周波数変動の近似を行うことを試みる。

$$\frac{d\Delta\omega}{dt}+\frac{D}{M}\Delta\omega+\frac{Pf}{M}+k\cdot\sin(\omega_x t+\theta)=0 \quad \cdots\cdots (4\text{-}13)$$

このままでは左辺4項目の正弦波項の取り扱いが困難となるため，この式の2階微分式

$$\frac{d^3\Delta\omega}{dt^3}+\frac{D}{M}\frac{d^2\Delta\omega}{dt^2}-k\cdot\omega_x^2\cdot\sin(\omega_x t+\theta)=0 \quad \cdots\cdots (4\text{-}14)$$

を用いて正弦波項を消去し整理すると，線形3階微分方程式が導かれる。

$$\frac{d^3\Delta\omega}{dt^3}+\frac{D}{M}\frac{d^2\Delta\omega}{dt^2}+\omega_x^2\frac{d\Delta\omega}{dt}+\frac{\omega_x^2 D}{M}\Delta\omega+\frac{\omega_x^2 Pf}{M}=0 \quad \cdots\cdots (4\text{-}15)$$

さらに係数項を整理すると次式となる。

$$\frac{d^3\Delta\omega}{dt^3}+a_1\frac{d^2\Delta\omega}{dt^2}+a_2\frac{d\Delta\omega}{dt}+a_3\Delta\omega+b=0 \quad \cdots\cdots (4\text{-}16)$$

周波数変動の近似方法として，上の一般形3階微分方程式の係数を求める問題として解けば，

$$Pf=\frac{b}{a_2}M \quad \cdots\cdots (4\text{-}17)$$

により電源脱落量が求まることとなる。ただし(4-17)では，電源脱落後の慣性定数を用いているため，さらに(4-3)を代入すれば

$$Pf=\frac{b\cdot Pm_o\cdot M_o}{a_2\cdot Pm_o+bM_o} \quad \cdots\cdots (4\text{-}18)$$

が得られる。時系列データによる連立方程式(4-9)から，最小 2 乗法を用いて解を得る際には，$t_1,t_2,\cdots,t_n$ における測定周波数を $\Delta\omega_1,\Delta\omega_2,\cdots,\Delta\omega_n$ とおき，またその m 階時間微分値を $\Delta\omega_1^{(m)},\Delta\omega_2^{(m)},\cdots,\Delta\omega_n^{(m)}$ とすれば,(4-9)(4-11)における各ベクトルと行列は次式となる。

$$\boldsymbol{A}=\begin{bmatrix} \Delta\omega_1^{(2)} & \Delta\omega_1^{(1)} & \Delta\omega_1 & 1 \\ \Delta\omega_2^{(2)} & \Delta\omega_2^{(1)} & \Delta\omega_2 & 1 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \Delta\omega_n^{(2)} & \Delta\omega_n^{(1)} & \Delta\omega_n & 1 \end{bmatrix}, \boldsymbol{X}=\begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ a_3 \\ b \end{bmatrix}, \boldsymbol{B}=\begin{bmatrix} \Delta\omega_1^{(3)} \\ \Delta\omega_2^{(3)} \\ \vdots \\ \Delta\omega_n^{(3)} \end{bmatrix} \quad \cdots\cdots (4\text{-}19)$$

4-4-2 2次曲線近似による推定方法

次節では今回提案する，支配微分方程式推定法による電源脱落量推定結果のほか，比較のために，2次曲線近似による推定結果を示す。そこで後者を説明する。

事故時の周波数は指数関数状となるため，直接最小2乗法を適用して中心周波数を得ることは困難である。したがって周波数変動を2次曲線で近似し，電源脱落量を求める。まず周波数変動を時刻の2次関数

$$\Delta\omega=a_1t^2+a_2t+a_3 \quad \cdots\cdots (4\text{-}20)$$

に近似することを考える。この式の微分表現は

$$\frac{d\Delta\omega}{di}=2a_1t+a_2 \quad \cdots\cdots (4\text{-}21)$$

であり，一方，中心周波数の式(4-2)の微分表現は

$$\frac{d\Delta\omega}{dt}=-\frac{Pf}{M}e^{-Dt/M} \quad \cdots\cdots (4\text{-}22)$$

である。両式の左辺は等しいことから $t=0$ で整理すると，電源脱落量は次式で求められる。

$$Pf = a_2 M \quad \cdots\cdots (4\text{-}23)$$

また(4-3)によって電源脱落事故前の慣性定数で表すと

$$Pf = \frac{a_2 \cdot Pm_o \cdot M_o}{a_2 \cdot M_o - Pm_o} \quad \cdots\cdots (4\text{-}24)$$

となる。

時系列データから(4-9),(4-11)を用いた最小2乗解を得るためには次の定義を用いる。

$$\boldsymbol{A} = \begin{bmatrix} t_1^2 & t_1 & 1 \\ t_2^2 & t_2 & 1 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ t_n^2 & t_n & 1 \end{bmatrix}, \boldsymbol{X} = \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ a_3 \end{bmatrix}, \boldsymbol{B} = \begin{bmatrix} \Delta\omega_1 \\ \Delta\omega_2 \\ \vdots \\ \Delta\omega_n \end{bmatrix} \quad \cdots\cdots (4\text{-}25)$$

4-5 推定結果

4-5-1 検討事故

5機9母線モデルを用いて，電源脱落事故をシミュレートし，負荷母線における周波数変動データを得る。図 4-1は4カ所の負荷母線で得られる周波数変動であり，これを用いて電源脱落量の推定を試みる。

事故はG5で発電容量の60%が電源脱落したことを想定し，これは系統全体の発電容量に対して15%に相当する。電源脱落事故発生後約2sで，周波数変動許容限界である-1.5Hzに達するため，この間に電源脱落量を推定し，適切な負荷制限を行うことが必要である。各発電所はガバナを装備しており，各発電所のガバナ余裕分は各発電容量の3%ずつである。また時系列データ収集のサンプリング間隔は0.1sとしている。

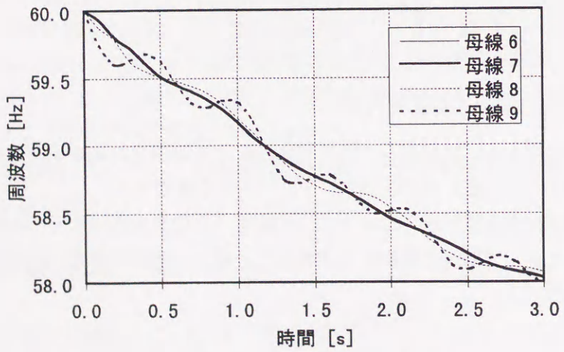


図 4-1 電源脱落後の周波数変動

4-5-2 検討結果

図 4-2に支配方程式の推定法に基づく電源脱落量推定結果を示す。図 4-3は従来の推定方法で，2次曲線近似による推定の結果を示している。電源脱落事故発生から約1.5s以下では，残念ながらいずれの方法でも解は不安定である。したがって1.5s以降を両方法の比較の対象とする。

提案方法では,1.5sで誤差0~-20%の範囲内で推定が行われている。この誤差率は，系統全体から見ると 3%以内となり，ガバナによる瞬動予備力の範囲内であることから，妥当であるといえよう。さらにその後も推定値が安定していることがわかる。特に母線8や母線9は，電源脱落事故発電所に至近であることから，振動分の多い周波数変動となるにもかかわらず，推定値が安定しているところが注目される。

一方，従来方法を用いて推定では，母線6と母線7の周波数変動は比較的安定しているため，1.5sで誤差 -20%程度となる。しかし母線8や母線9では，電源脱落量推定値もかなりの変動を伴い，1.5 sでは -50%を下回り，2.0sを経過しても -20%以下になる場合があることがわかる。またガバナによる瞬動予備力によって,推定値が全体的に少な目になるに傾向も出てきている。

このように，支配微分方程式の推定法を用いた電源脱落量推定方法は，振動分を含んだ周波数変動を用いた場合でも，安定な推定値が得られることがわかる。今回の例では事故後2.0s以内に電源脱落量の推定を行う必要があったが，提案方法は1.5sで安定した推定値が得られ，またサンプリング周期も0.1sであることから有用性があるといえよう。

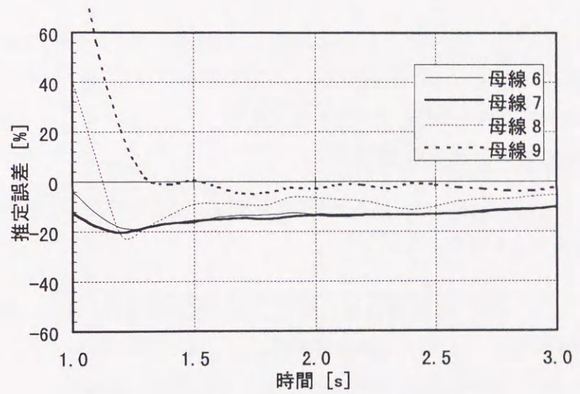


図 4-2 支配微分方程式推定法による推定誤差

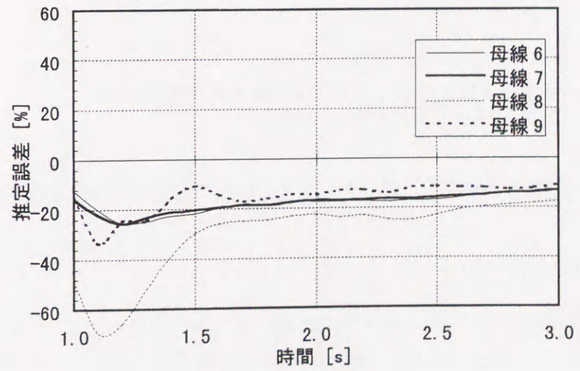


図 4-3 2次曲線近似による推定誤差

4-6 考　察

4-6-1 A行列の特性による誤差の発生

今回の電源脱落量の推定では，(4-16)を基本とし,(4-19)の行列を構成することで安定した解が得られた。しかし(4-4)に最小２乗法を適用して解を得る方法は一意的ではない。具体的な例として，(4-15)を整理する際に係数の与え方を変えると，(4-16),(4-17)を得る代わりに次式が得られる。

$$a_1\frac{d^3\Delta\omega}{dt^3}+a_2\frac{d^2\Delta\omega}{dt^2}+a_2\frac{d\Delta\omega}{dt}+a_3\Delta\omega+b=0 \quad \cdots\cdots (4\text{-}26)$$

$$Pf=bM \quad \cdots\cdots (4\text{-}27)$$

そして(4-9),(4-11)における各ベクトルと行列は(4-19)の代わりに

$$\boldsymbol{A}=\begin{bmatrix}\Delta\omega_1^{(3)} & \Delta\omega_1^{(2)} & \Delta\omega_1 & 1\\ \Delta\omega_2^{(3)} & \Delta\omega_2^{(2)} & \Delta\omega_2 & 1\\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots\\ \Delta\omega_n^{(3)} & \Delta\omega_n^{(2)} & \Delta\omega_n & 1\end{bmatrix},\boldsymbol{X}=\begin{bmatrix}a_1\\ a_2\\ a_3\\ b\end{bmatrix},\boldsymbol{B}=\begin{bmatrix}\Delta\omega_1^{(3)}\\ \Delta\omega_2^{(3)}\\ \vdots\\ \Delta\omega_n^{(3)}\end{bmatrix} \quad \cdots\cdots (4\text{-}28)$$

となる。

図 4-4がこの時の推定結果である。図 4-2と同一の結果が得られると思われるが，このように(4-15)の係数の整理の仕方により，誤差が発生しやすくなる。これは以下で述べるように，連立１次方程式(4-9)を構成する $\boldsymbol{A}$ の特性の違いが原因である。

4-6-2 行列の特異値と誤差発生の関係

連立１次方程式における誤差の範囲は，特異値分解定理により説明が可能である。

$\boldsymbol{A}(m\times n),\boldsymbol{X}(n),\boldsymbol{B}(m)$ による連立１次方程式

$$\boldsymbol{AX}=\boldsymbol{B} \quad \cdots\cdots (4\text{-}29)$$

において，$m>n$ とすれば，$\boldsymbol{A}$ は特異値分解により，左特異値行列 $\boldsymbol{U}[m\times m]$，右特異値行列 $\boldsymbol{V}[n\times n]$，および特異値 $\lambda_1\cdots\lambda_{n'}$ からなる対角行列 $\boldsymbol{\Sigma}[m\times n]$ に分解される。

$$\boldsymbol{\Sigma}=\left[\begin{array}{ccc}\lambda_1 & \cdots & 0\\ \vdots & \ddots & \vdots\\ 0 & \cdots & \lambda_{n'}\\ \hline \multicolumn{3}{c}{\boldsymbol{0}}\end{array}\right] \quad \cdots\cdots (4\text{-}30)$$

$$\boldsymbol{A}=\boldsymbol{U\Sigma V}^T \quad \cdots\cdots (4\text{-}31)$$

ここで条件数を，最大特異値 λ_1，および０でない最小特異値 $\lambda_{n'}$ から

$$Cond.\boldsymbol{\Sigma}=\frac{\lambda_1}{\lambda_{n'}} \quad \cdots\cdots (4\text{-}32)$$

と定義すると，測定値 $\boldsymbol{B}$ の誤差と，解ベクトル $\boldsymbol{X}$ の誤差の関係が特異値分解定理により次式で定義される。

$$\frac{|\Delta\boldsymbol{X}|}{|\boldsymbol{X}|}\le\frac{|\Delta\boldsymbol{B}|}{|\boldsymbol{B}|}\cdot Cond.\boldsymbol{\Sigma} \quad \cdots\cdots (4\text{-}33)$$

したがっての特異値のバラツキが小さければ，解ベクトルが安定することとなる。

図 4-5は推定誤差の少ない図 4-2の条件数の分布図である。いずれも 1.5 s あたりで 10^1 オーダーに位置している。一方,推定誤差の多い図 4-4に対応する分布図が図 4-6であり,こちらは 10^2 オーダーである。このように連立１次方程式の誤差要因は $\boldsymbol{A}$ の特性にあることが示されている。

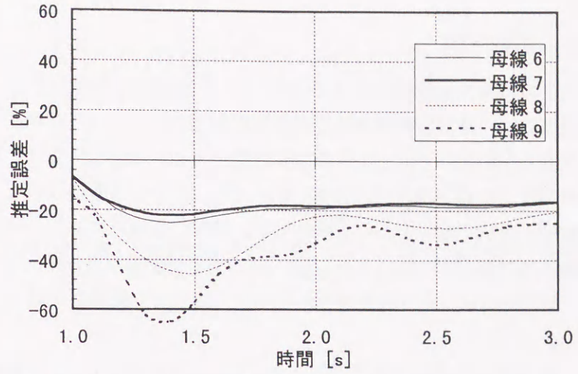


図 4-4　支配微分方程式推定法の $\boldsymbol{A}$ 行列の特性による誤差例

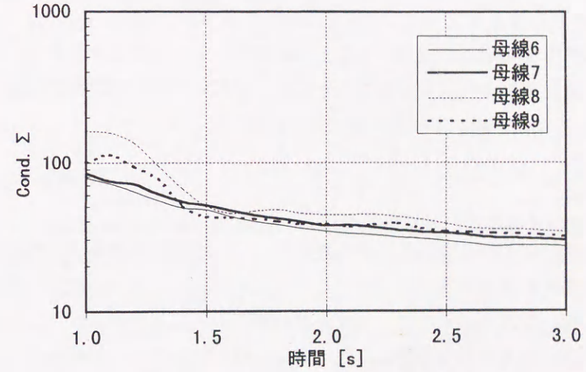


図 4-5　推定誤差が小さい $\boldsymbol{A}$ 行列の条件数分布

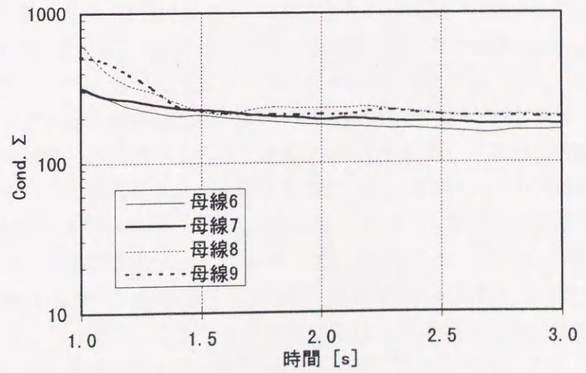


図 4-6　推定誤差が大きい $\boldsymbol{A}$ 行列の条件数分布

4-6-3 誤差発生の抑制方法

本推定方式は測定値の高次微分値を用いているため，解が不安定になりやすいという欠点がある。一般に推定問題では，測定値の高次微分値による誤差の発生について考慮する必要がある。これは，測定値が微分されていくほど，本来の信号源がノイズに埋もれて行くからである。そしてこのような推定問題が連立1次方程式に帰着された時，A の条件数が大きくなる。

この解の不安定性を改善するひとつの方法として，特異値分解法により，特異値行列の特異値の一部を修正することが考えられる。しかし，この方法は特異値が数十個のオーダーで存在する場合には非常に有効であるが，今回の電源脱落量推定の場合は特異値が3つしかなく，解が過度に平滑化されてしまう。

そこで先に述べた様に A の構成方法は複数考えられることに着目し，この構成方法を変えることで解を安定化させることを考えた。今回の推定では A の構成方法は4通り存在するため，これらについて条件数および推定結果の比較を行った。その結果，A を(4-19)の様に構成することにより $Cond.\Sigma$ が小さくなるとともに，安定した解ベクトル X が得られることが判明した。

これは A に ϕ の3階の微係数を用いることを避けていることに他ならない。支配微分方程式の推定方法では，A に高次の微係数を含むことは避けがたいため，他の推定問題を扱う際も同様な考慮を行い，なるべく安定な A を用いる工夫が必要である。

4-7 まとめ

本章では，緊急時における電源脱落量判定において，逆問題解析手法である支配微分方程式推定法に基づいた電源脱落量推定方法を提案した。シミュレーションの結果，従来の2次曲線近似推定法と比較して，精度がよく安定した推定が可能であることが示された。また，支配微分方程式の推定を行う際の誤差の発生要因にふれ，安定な解を得るための方針を示した。

5 ローカル潮流情報に基づく FACTS 機器制御

5-1 概要

5-1-1 代表的な研究方向

FACTS (Flexible AC Transmission System) は系統に設置された機器を利用し,系統の安定化と既存設備の有効活用を目指した構想である。本研究で対象とするのは,この構想の中心となっている VSrC(Variable Series Capacitor: 可変直列コンデンサ)である。これはパワーエレクトロニクス機器を用いて ON/OFF 制御を行うことで,アドミタンス分を高速かつ連続に変化させることができる。これを送電線に挿入し制御を行うことで,系統に発生した小外乱に対する動揺抑制と,あわせて安定度向上による設備投資の軽減が可能となる[54]。

VSrC および位相器など,送電線に挿入することを前提とした FACTS 機器の制御設計に関する従来の研究には大きく分けて2通りがある。そのうちの1つは,図 5-1のように発電機近傍に単独に設置された FACTS を対象とし,その向こう側を等価発電機または無限大母線と見なして制御設計を行う方法である[53][67]。もう1つは,図 5-2のように系統内の任意の数の FACTS 制御を対象とした手法で,制御設計は最適制御理論に基づいている[業績 27, 28, 31]。しかしこれらの方法には難点がある。前者は発電機の詳細な特性を考慮できるという特徴があるが,系統が等価的に縮約されることを前提としているため,複数箇所の機器設置には対応していない。一方後者は,複数機器設置時の安定性を保証出来るが,全情報の瞬時利用を前提としている。実際の系統では情報の伝送に現状でも数秒が必要で,全状態量をフィードバックして利用することは現実的とはいえない。

一方,分散形制御を目指した研究もいくつかあり,潮流と電圧を利用する方法[59],近傍の発電機データを使用する方法[66],潮流を利用する方法[76]が見られる。これらはループ系統を有する多機系統を対象としており,実電力系統への適用に非常に有効であると考えられる。ただし[59],[76]では制御設計の指針が明確ではなく,また[66]では設置位置が発電機近傍に限定される。最終的には任意の送電線に設置された VSrC に対して,統一的な方法で制御設計が行えることが望まれる。

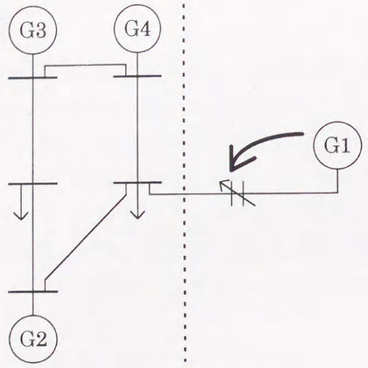


図 5-1 発電機端に設置された FACTS のローカル制御

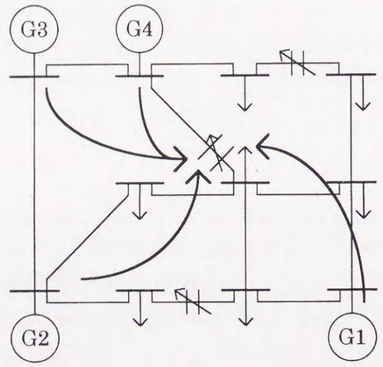


図 5-2 系統の任意の位置に設置された FACTS の集中制御

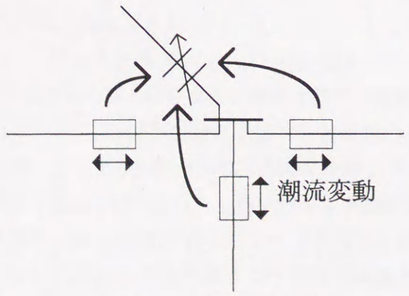


図 5-3 提案する制御方式

5-1-2 提案する方法

そこで本論文で提案する方式では,図 5-3に示すように,VSrC の設置場所近傍にて収集可能である,ローカル潮流のみによって制御を行っている。そして制御設計に最適制御理論と一般化逆行列を用いている。ローカル潮流情報の利用については,3 章で提案したローカル負荷制限方式[6][8]において検討が進んでおり,電力系統においては全情報を利用しなくとも準最適な制御が可能であることがわかってきている。提案する方式は,近傍の潮流情報を利用することで,情報伝送および処理に必要な時間を要しない。また最適制御理論をベースとしているため,任意数の機器の設置を前提としていることが特徴である。本論文では,提案する分散形制御の設計方法と,集中形との相違点について検討を行った。

5-2 数学的導出

5-2-1 モデルの設定

図 5-4に本章で用いた 4 機 11 母線モデルにおける VSrC 配置図を示す。これは図 2-1 に対し VSrC が加わったモデルである。なおここでは基礎検討であるため,ガバナと AVR は省略している。

VSrC は,図示しているように,3 カ所の設置を仮定した。この位置は,後述の感度係数が大きい上位 3 カ所である。その理由は,集中形においては同じ補償率であっても感度係数が大きいほど系統全体に対する制御効果も大きいためである。制御可能な変動量は,線路のアドミタンスをベースとして±30%に設定した。

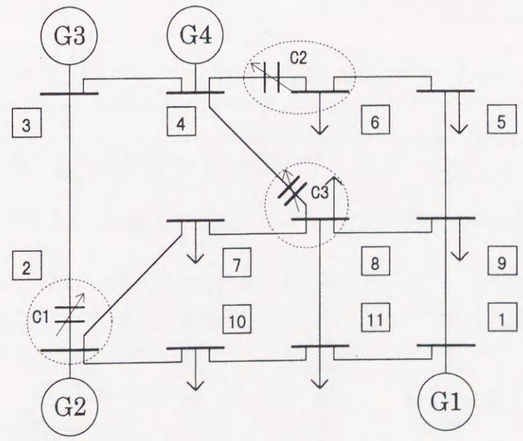


図 5-4 VSrC を 3 カ所に配置した 4 機 11 母線モデル

5-2-2 線形化

現代制御理論を適用するため,m 機系モデルにおいて状態変数ベクトルを次のように設定する。

$$\boldsymbol{x}=\left[\Delta\delta_{21}\cdots\Delta\delta_{m1},\Delta\omega_1\cdots\Delta\omega_m\right]^T \quad \cdots\cdots (5\text{-}1)$$

ここで$\Delta\delta_{i1}$[rad]は発電機間の相差角偏差,$\Delta\omega$[rad/s]は角速度偏差である。各状態変数は,ガバナと AVR に代表される発電機の諸機器の特性を無視した,線形化された微分方程式によって支配されていると仮定する。

$$\frac{d}{dt}\Delta\delta_{i1}=\Delta\omega_i-\Delta\omega_1 \quad \cdots\cdots (5\text{-}2)$$

$$\frac{d}{dt}\Delta\omega_i=-\frac{1}{M_i}\left(\Delta Pe_i+D_i\Delta\omega_i\right) \quad \cdots\cdots (5\text{-}3)$$

ただし発電機の電気的出力ΔPeは,送電線の抵抗分を無視することで,以下の手順によって求められる。

$$\Delta Pe_i=\sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n}\frac{\partial Pe_{ij}}{\partial\delta_{ij}}\Delta\delta_{ij} \quad \cdots\cdots (5\text{-}4)$$

$$=\sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n}\frac{\partial}{\partial\delta_{ij}}\left(\frac{|E_i||E_j|}{X_{ij}}\sin\delta_{ij}\right)\Delta\delta_{ij} \quad \cdots\cdots (5\text{-}5)$$

$$=\sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n}\frac{|E_i||E_j|}{X_{ij}}\cos\delta_{ij}\Delta\delta_{ij} \quad \cdots\cdots (5\text{-}6)$$

$$=\sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n}\frac{|E_i||E_j|}{X_{ij}}\cos\delta_{ij}\left(\Delta\delta_{i1}-\Delta\delta_{j1}\right) \quad \cdots\cdots (5\text{-}7)$$

$$=\sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n}\frac{|E_i||E_j|}{X_{ij}}\frac{\mathrm{Re}\left(E_i-E_j\right)}{\left|E_i-E_j\right|}\left(\Delta\delta_{i1}-\Delta\delta_{j1}\right) \quad \cdots\cdots (5\text{-}8)$$

$$=\sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n}g_{ij}\left(\Delta\delta_{i1}-\Delta\delta_{j1}\right) \quad \cdots\cdots (5\text{-}9)$$

$$g_{ij}=\frac{|E_i||E_j|}{X_{ij}}\frac{\mathrm{Re}\left(E_i-E_j\right)}{\left|E_i-E_j\right|} \quad \cdots\cdots (5\text{-}10)$$

ここまでの線形化された状態方程式は図 2-1 の 4 機 11 母線モデルを例とすれば以下となる。

$$\frac{d}{dt}\begin{bmatrix}\Delta\delta_{21}\\ \Delta\delta_{31}\\ \Delta\delta_{41}\\ \Delta\omega_1\\ \Delta\omega_2\\ \Delta\omega_3\\ \Delta\omega_4\end{bmatrix}=\left[\begin{array}{ccc|cccc} & \boldsymbol{0} & & -1 & 1 & & \\ & & & -1 & & 1 & \\ & & & -1 & & & 1 \\ \hline \frac{g_{12}}{M_1} & \frac{g_{13}}{M_1} & \frac{g_{14}}{M_1} & \frac{D_1}{M_1} & & & \\ \frac{g_{21}+g_{23}+g_{24}}{M_2} & \frac{g_{23}}{M_2} & \frac{g_{24}}{M_2} & & \frac{D_2}{M_2} & & \\ \frac{g_{32}}{M_3} & \frac{g_{31}+g_{32}+g_{34}}{M_3} & \frac{g_{34}}{M_3} & & & \frac{D_3}{M_3} & \\ \frac{g_{42}}{M_4} & \frac{g_{43}}{M_4} & \frac{g_{41}+g_{42}+g_{43}}{M_4} & & & & \frac{D_4}{M_4} \end{array}\right]\begin{bmatrix}\Delta\delta_{21}\\ \Delta\delta_{31}\\ \Delta\delta_{41}\\ \Delta\omega_1\\ \Delta\omega_2\\ \Delta\omega_3\\ \Delta\omega_4\end{bmatrix} \quad \cdots\cdots (5\text{-}11)$$

次に制御入力行列$\boldsymbol{B}$を導出する。ここでは感度係数法を用いる。これは 1 カ所に設置された各 VSrC の操作量をΔy基準値より微小変化させた時の，m 機分の電気的出力の変化ΔPeをノード方程式を用いて求める方法である。

$$\beta_{ij}=\frac{\Delta Pe_i}{\Delta y_j} \quad \cdots\cdots (5\text{-}12)$$

4 機モデルであれば

$$\boldsymbol{B}=\left[\begin{array}{ccc} \multicolumn{3}{c}{\boldsymbol{0}} \\ \hline \beta_{11} & \beta_{12} & \beta_{13} \\ \beta_{21} & \beta_{22} & \beta_{23} \\ \beta_{31} & \beta_{32} & \beta_{33} \\ \beta_{41} & \beta_{42} & \beta_{43} \end{array}\right] \quad \cdots\cdots (5\text{-}13)$$

となる。以上よりシステムの状態方程式

$$\dot{\boldsymbol{x}}=\boldsymbol{A}\boldsymbol{x}+\boldsymbol{B}\boldsymbol{u} \quad \cdots\cdots (5\text{-}14)$$

が成り立つ。ここで現代制御理論を用いて最適フィードバックゲイン$\boldsymbol{K}\left(l\times\left[2m-1\right]\right)$を求める。

以上が全状態量をフィードバックする場合の制御方式である。

5-2-3 最適制御理論

5-2-3-1 最適レギュレーター

まず(5-14)と同様に線形化したシステムの状態方程式

$$\dot{\boldsymbol{x}}=\boldsymbol{A}\boldsymbol{x}+\boldsymbol{B}\boldsymbol{u} \quad \cdots\cdots (5\text{-}15)$$

を作成する。ここで各行列は状態量$\boldsymbol{x}(n)$,システム行列$\boldsymbol{A}(n\times n)$,制御行列$\boldsymbol{B}(n\times m)$,制御量$\boldsymbol{u}(m)$とする。次に重み行列を正定対称行列$\boldsymbol{Q}(n\times n)$,半正定対称行列$\boldsymbol{R}(m\times m)$とし，評価関数を

$$j=\int_0^\infty\left(\boldsymbol{x}^T\boldsymbol{Q}\boldsymbol{x}+\boldsymbol{u}^T\boldsymbol{R}\boldsymbol{u}\right)dt \quad \cdots\cdots (5\text{-}16)$$

で与える。

その最適フィードバックゲインは

$$\boldsymbol{u}=\boldsymbol{K}\boldsymbol{x} \quad \cdots\cdots (5\text{-}17)$$

$$\boldsymbol{K}=-\boldsymbol{R}^{-1}\boldsymbol{B}^T\boldsymbol{P} \quad \cdots\cdots (5\text{-}18)$$

で与えられる。ここで$\boldsymbol{P}(n\times n)$は次のリカッチ方程式

$$\boldsymbol{A}^T\boldsymbol{P}+\boldsymbol{P}\boldsymbol{A}+\boldsymbol{P}\boldsymbol{B}\boldsymbol{R}^{-1}\boldsymbol{B}^T\boldsymbol{P}+\boldsymbol{Q}=\boldsymbol{0} \quad \cdots\cdots (5\text{-}19)$$

を満たす正定対称行列である。

最適制御理論は非常に簡潔にまとめられているため応用性が広いが，全状態量のフィードバックが前提となっているためこのままでは使用が難しい。そこでオブザーバ理論の適用や，ゲイン行列の修正など，いくつかの拡張方法が存在する。また状態量の制約がつけられないため，重みを変更して調整を行う必要がある。

5-2-3-2 リカッチ方程式の解法

リカッチ方程式は非線形方程式であるため簡単には解けないが，以下に示すポッター法を用いることでシステマティックに解を得ることができる。

まずハミルトン行列

$$H=\left[\begin{array}{c|c} A & BR^{-1}B^T \\ \hline -Q & -A^T \end{array}\right] \quad \cdots\cdots (5\text{-}20)$$

を作り，この固有値と固有ベクトルを計算する。固有値は$2n$個あるが，この内のn個が必ず実部が負となる。それに対応する固有ベクトル$v_1 \cdots v_n$を並べ

$$\left[\frac{S_1}{S_2}\right]=\left[v_1 \cdots v_n\right] \quad \cdots\cdots (5\text{-}21)$$

上下に分割してS_1，S_2と置き

$$P=S_2^{-1}S_1 \quad \cdots\cdots (5\text{-}22)$$

によりPを得ることができる。

5-2-4 潮流ローカル制御

前述までは VSrC の制御には発電機の状態変数がフィードバックされることとなる。しかし実際に用いたいのはローカル潮流変動である。そこでまず相差角$\Delta\delta_{i1}$のみを用いて制御することを考える。

$$\frac{d}{dt}\Delta\delta_{i1}=\Delta\omega_i-\Delta\omega_1 \quad \cdots\cdots (5\text{-}23)$$

より$n-1$個分の$\Delta\omega$に関する方程式があるが，$m-1$個の$\Delta\delta_{i1}$からm個の$\Delta\omega_i$を計算するためには条件式がもう 1 つ必要である。そこで,系統において生じるエネルギーの過不足は,線路抵抗によるエネルギー損失の過不足がなく,負荷が定電力特性であると仮定すると,発電機 i によって補われたエネルギー$D_i\Delta\omega_i$のみとなる。そして外部から余分なエネルギー供給がないため,このエネルギーの総和はゼロとなり,次式が得られる。

$$\sum_{i=1}^{m} D_i\Delta\omega_i=0 \quad \cdots\cdots (5\text{-}24)$$

(5-23),(5-24)を用いることで，相差角$\Delta\delta_{i1}$が既知の場合にはすべての$\Delta\omega$を計算できるようになり，$\Delta\delta_{i1}$だけで制御可能となる。$\Delta\omega_{i1}$の微分値から$\Delta\omega_i$を計算する行列は整理すると以下になる。

$$T_{ij}=\begin{cases} -\dfrac{D_{j+1}}{\sum_{k=1}^{m} D_k} & (i=j+1) \\ 1-\dfrac{D_{j+1}}{\sum_{k=1}^{m} D_k} & (i\neq j+1) \end{cases} \quad \cdots\cdots (5\text{-}25)$$

$$\begin{bmatrix}\Delta\omega_1 \\ \vdots \\ \Delta\omega_m\end{bmatrix}=T\begin{bmatrix}\Delta\omega_{21} \\ \vdots \\ \Delta\omega_{m1}\end{bmatrix} \quad \cdots\cdots (5\text{-}26)$$

次に送電線に個々に設置された VSrC を 1 つのサブシステムと考え,サブシステムのローカル潮流変動から全相差角を導く式を示す。サブシステム i の潮流変動ベクトル$\boldsymbol{\Delta Psub}_i$と，相差角の関係は直流潮流計算により次式で近似される。

$$\boldsymbol{\Delta Psub}_i \cong \boldsymbol{Bb}_i\boldsymbol{C}_i\boldsymbol{X}\begin{bmatrix}\boldsymbol{Br}\Delta\boldsymbol{\delta} \\ \boldsymbol{0}\end{bmatrix} \quad \cdots\cdots (5\text{-}27)$$

ただし$\boldsymbol{Bb}_i$は

$$\boldsymbol{Bb}_i=diag.\left[x_{i-j_1} \quad x_{i-j_2} \quad \cdots \quad x_{i-j_k}\right] \quad \cdots\cdots (5\text{-}28)$$

のようにサブシステムに接続されるサセプタンス分を対角に並べたもの,$\boldsymbol{C}_i$は接続行列，$\boldsymbol{X}$はシステム全体のインピーダンス行列，$\boldsymbol{Br}$は縮約後のアドミタンス行列をそれぞれ示している。ここで

$$\left[F_i \mid F'_i\right]=\boldsymbol{Bb}_i\boldsymbol{C}_i\boldsymbol{X}\left[\frac{\boldsymbol{Br}}{\boldsymbol{0}}\right] \quad \cdots\cdots (5\text{-}29)$$

と分解すると，

$$\boldsymbol{\Delta Psub}_i=\boldsymbol{Fi}\boldsymbol{\Delta\delta} \quad \cdots\cdots (5\text{-}30)$$

と簡単に書き表せられる。

(5-30)とは逆に,ローカル情報から全情報を推定する方法は一意的には決まらない。そこでサブシステム周辺で得られる潮流の数を k としたとき,ここではもっとも単純な一般化逆行列による推定式

$$\Delta\delta=\begin{Bmatrix}\left(F_i^TF_i\right)^{-1}F_i^T & (m-1<k) \\ F_i^{-1} & (m-1=k) \\ F_i^T\left(F_iF_i^T\right)^{-1} & (m-1>k)\end{Bmatrix}\boldsymbol{\Delta Psub}_i \quad \cdots\cdots (5\text{-}31)$$

を採用する。便宜上 3 つの方法を一括して

$$\boldsymbol{\Delta\delta}=\boldsymbol{F}_i^*\boldsymbol{\Delta Psub}_i \quad \cdots\cdots (5\text{-}32)$$

と表すこととする。(5-26)とあわせると，潮流情報から全状態量を推定する式は

$$\begin{bmatrix}\Delta\delta \\ \Delta\omega\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\boldsymbol{F}_i^* & \boldsymbol{0} \\ \boldsymbol{0} & \boldsymbol{TF}_i^*\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\boldsymbol{\Delta Psub}_i \\ \frac{d}{dt}\boldsymbol{\Delta Psub}_i\end{bmatrix} \quad \cdots\cdots (5\text{-}33)$$

となるため，サブシステムの入力量$\boldsymbol{Usub}_i$は,$\boldsymbol{K}$のi行目の列ベクトルを$\boldsymbol{K}_i$とすれば,

$$\boldsymbol{Usub}_i=\boldsymbol{K}_i\begin{bmatrix}\boldsymbol{F}_i^* & \boldsymbol{0} \\ \boldsymbol{0} & \boldsymbol{TF}_i^*\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\boldsymbol{\Delta Psub}_i \\ \frac{d}{dt}\boldsymbol{\Delta Psub}_i\end{bmatrix}=\boldsymbol{G}_i\begin{bmatrix}\boldsymbol{\Delta Psub}_i \\ \frac{d}{dt}\boldsymbol{\Delta Psub}_i\end{bmatrix} \quad \cdots\cdots (5\text{-}34)$$

と表される。この式によって,ローカル母線で得られる潮流とその微分値を用いて,任意の場所のコンデンサの制御が可能となる。

5-3 検討結果

5-3-1 重みの設定

現代制御理論の適用の際に必要である$\boldsymbol{Q}$と$\boldsymbol{R}$については,集中形の場合と意義が変わらないため,集中形と同一としている。その値は VSrC の定格アドミタンスに対する補償率が約±30%となるように対角要素を調整している。実際には VSrC の補償率は特に限界がないが,増せば設備投資費も増すこととなる。FACTS の意義を考えると,この値程度が妥当であると考えられる。

5-3-2 サブシステムで必要な潮流の数

潮流から相差角を推定する式(5-32)では,当初は母線の周辺で得られる全潮流を用いた。しかしこの方法では逆行列の計算で支障が生じた。これはノード注入潮流の総和は常にゼロであり,潮流情報に従属性があるからである。そこでこの点を考慮して,発電母線では発電機以外に接続された全送電の潮流を,負荷母線では負荷以外に接続された(全送電線-1)分の潮流を測定することとした。また今回は試みていないが,母線周辺の全潮流から,独立となる潮流を最小 2 乗法で推定し,測定精

度の向上を図ることも考えられる。

5-3-3 3機9母線モデルの応答結果

4機11母線モデルに先立ち,図2-10の3機9母線モデルに対し,3カ所にVSrCを設置した図 5-5のモデルにおいてシミュレーションを行った。この系統構成は単純なΔ形であるが,線路長と運転状態は非対称となっている。VSrC は発電機のそばに対称に配置されている。外乱として G1 に $+10^{\circ}$ の初期変動を加えた。図 5-6に無制御時の応答特性を示す。

図 5-7と図 5-8は,ローカル潮流制御時の発電機周波数変動およびVSrC 制御量を示す。その制御結果は非常に良好で,図 5-9と図 5-10の集中形の場合と比較すると,相違を見いだすのが困難なくらいに非常に一致した動揺抑制効果が見られる。これより提案手法の適用の可能性が確かめられた。

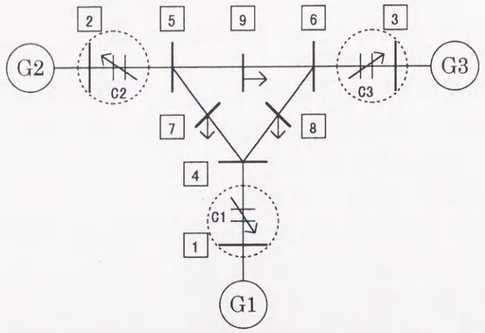


図 5-5 VSrC を3カ所に設置した3機9母線モデル

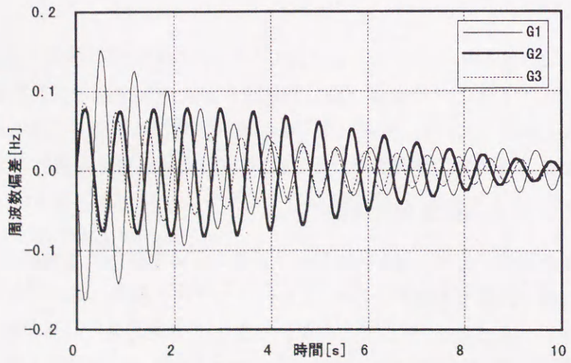


図 5-6 3機9母線モデルにおける無制御時の周波数変動

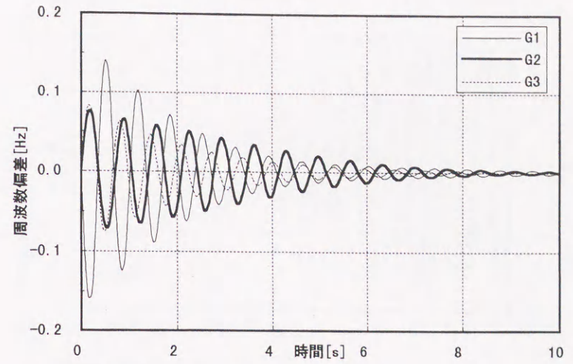


図 5-7 3機9母線モデルにおけるローカル制御時の周波数変動

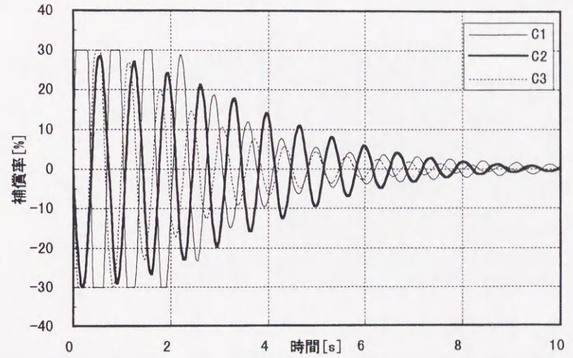


図 5-8 3機9母線モデルにおけるローカル制御時の制御量

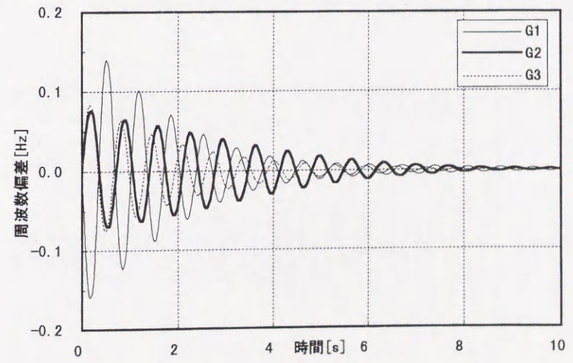


図 5-9 3機9母線モデルにおける集中制御時の周波数変動

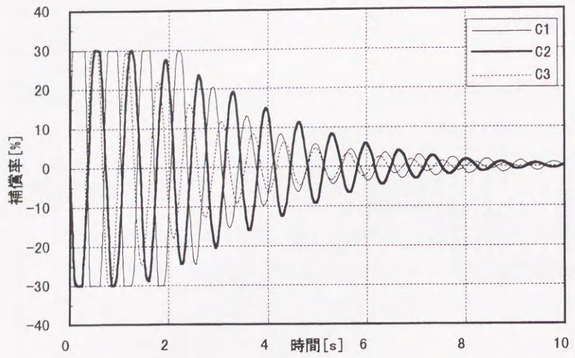


図 5-10　3 機 9 母線モデルにおける集中制御時の制御量

5-3-4 4 機 11 母線モデルの応答結果

つづいて本章のテーマである,多機系における VSrC のローカル制御について，2 節で展開した数式をそのまま適用し.図 5-4 の 4 機系モデルを用いて検証を行った。その結果いくつかの問題点が示された。図 5-11は無制御状態,図 5-12はローカル制御後の結果であるが,改善は見られない。その原因は図 5-13のように VSrC の制御量が周波数等と無関係に振動しているためである。理想的には図 5-14および図 5-15の集中形のように動作すると期待されたが，失敗に終わっている。

不安定となる原因には以下の複数が考えられる。

(1)潮流測定と潮流制御による干渉

(2)潮流利用によって生じる情報の不足

(3)潮流の変動による理想値と実際値の誤差

これらの問題は独立しているのではなく,互いに関連しあっている。そのため簡単に議論するのは難しい。しかしながら,提案方法の適用の可能性については前記のとおり 3 機 9 母線モデルシミュレーションの成功例から示されている。そして,そのまま多機系システムへの適用の拡張も十分可能であると考えられる。

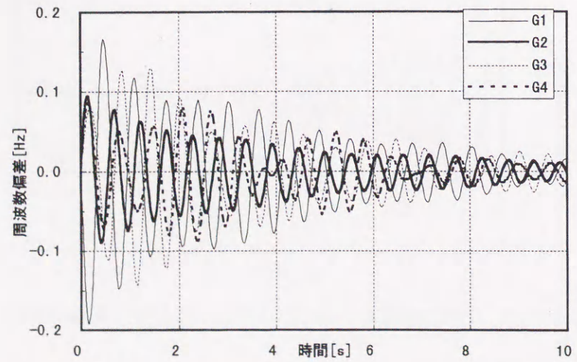


図 5-11　4 機 11 母線モデルにおける無制御時の周波数変動

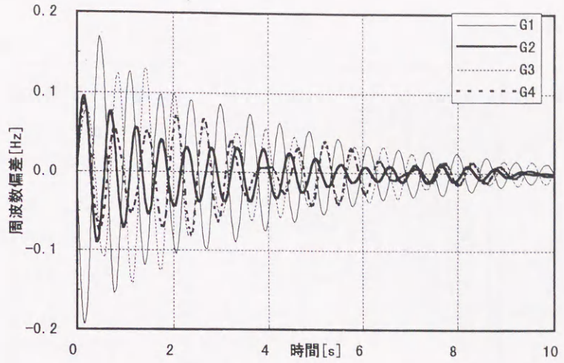


図 5-12　4 機 11 母線モデルにおけるローカル制御時の周波数変動

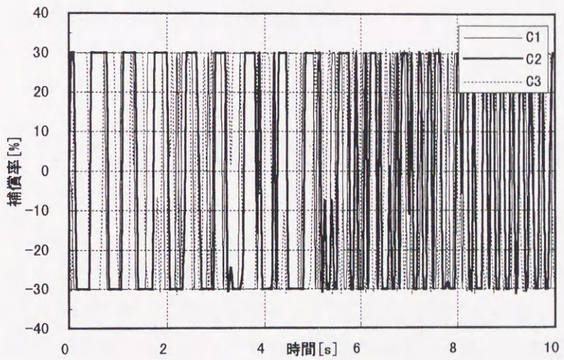


図 5-13　4 機 11 母線モデルにおけるローカル制御時の制御量

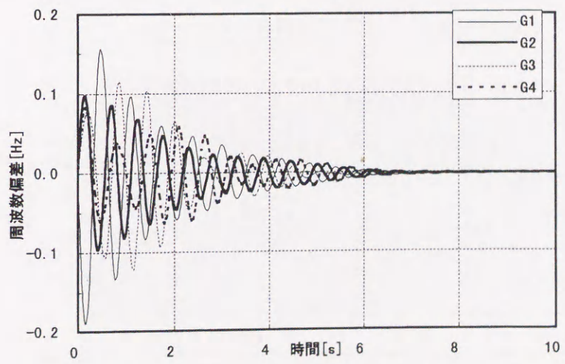


図 5-14　4 機 11 母線モデルにおける集中制御時の周波数変動

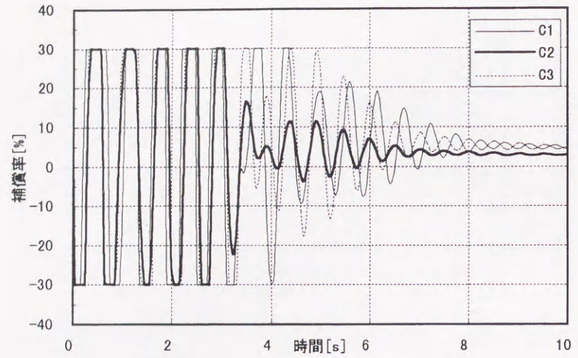


図 5-15 4機11母線モデルにおける集中制御時の制御量

5-4 不安定となる原因の考察と改良

5-4-1 原因の解明

原因の解明にはいくつかの考察が必要である。それは,未知の制御方法の可否と,数値計算上の問題,そしてシミュレーションに必ずついてまわるプログラムミスの問題など絡み複雑である。集中制御に対して,目標とするローカル制御は図 5-16に示すとおり多くの段階を踏んでおり,各段階のいずれかに原因が存在すると考えられる。前記のように潮流測定と潮流制御による干渉,潮流利用によって生じる情報の不足,潮流の変動による理想値と実際値の誤差などが原因の候補となる。これを解明するため,以下ではいくつかの考察を行っている。

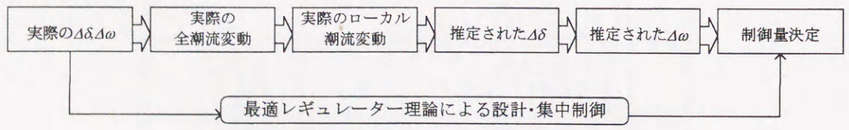


図 5-16 ローカル制御のプロセス

5-4-2 自己発振

提案する手法の本質的な問題点として,潮流測定と潮流制御による干渉の問題がある。これは,VSrC が周辺の潮流を測定し,それを直接フィードバックして潮流制御を行っているため,外的要因とは無関係に自己発振を始める現象である。4機系モデルで無事故状態として,3 つの VSrC の動作を調べると,図 5-17に示すように無制御状態であっても図 5-18に見られるように発振していることが確認される。

この解決策としては,フィードバックゲインを小さくすることが考えられる。しかし以下のシミュレーション結果によると,フィードバックゲインが小さい場合には,潮流変動抑制効果がほとんど現れず,目標が達成されない。

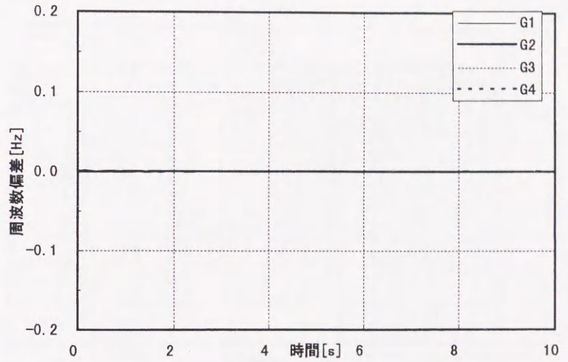


図 5-17 4機11母線ローカル制御無外乱時の周波数

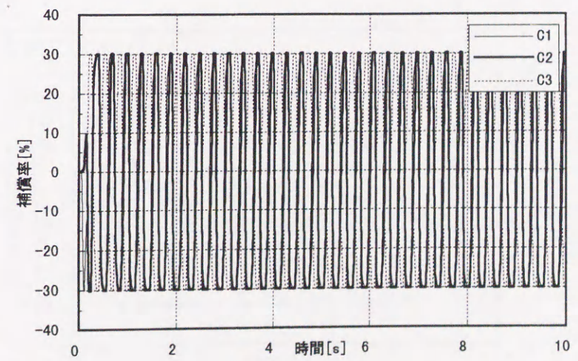


図 5-18 4機11母線ローカル制御無外乱時の制御量

5-4-3 推定精度における考察

潮流から正確な制御値が得られるかどうかは,提案手法の重要な点である。もしこれが不可能ならば提案手法の拡張性は望めないからである。

そこで制御入力量までは計算するが,実際には制御を行わないようにし,これを集中制御による場合と比較した。両者が一致するのが理想である。

その結果は,図 5-19と図 5-20に示されるように,絶対値には多少の違いが認められるものの,位相はほぼ一致していることがわかった。多少の相違が確認されるが,情報として利用できる可能性が見いだされる。VSrC の操作量にはリミッタが存在するため,絶対値の違いはそれほど影響を及ぼさないと考えられる。

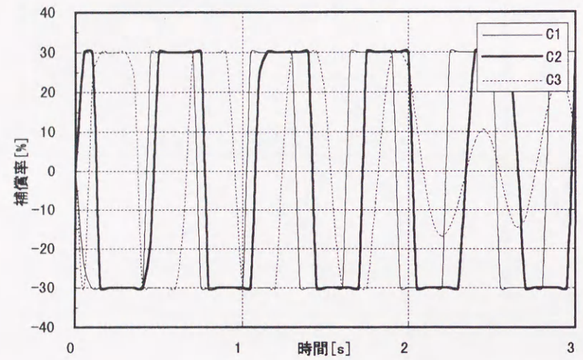


図 5-19 ローカル制御時の制御量(無制御)

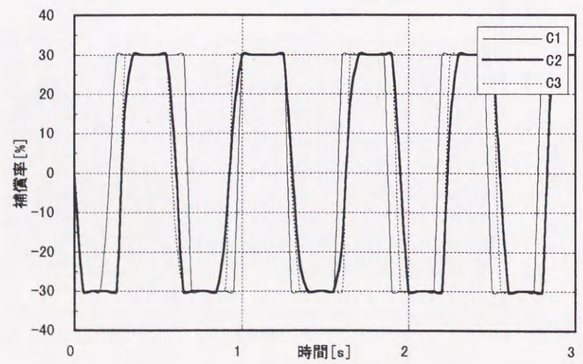


図 5-20 集中制御時の制御量(無制御)

5-4-4 制御効果における考察

前記のように,推定値による制御量には多少の差異が見られるのが事実である。そこで比較的誤差の少ない設置点を,各々の制御量を少なくする代わりに数多く選び,これによって動揺抑制の改善を試みた。誤差の少なくなる設置点は図 5-21に示される 8 カ所とした。

図 5-22と図 5-23はその制御結果の例である。重み行列を調整して不安定となる限界まで近づけたが,VSrC が正常に動作しているにもかかわらず,周波数応答は少しは改善されているものの,図 5-14 の集中制御の例と比べれば顕著な改善が見られるとは言い難い。

これには理由がある。VSrC の設置数は単純に多ければよいわけではない。動揺抑制効果は VSrC の設置場所により大きく異なり,感度係数が大きな場所ほど効果も高い。しかし負荷母線周辺では感度係数が一般的に低い。つまり VSrC の変動が発電機の電気的出力の変化に及ぼす影響が比較的少ないため,効果があまり現れない。このモデルでも 6 つまでの VSrC が負荷母線周辺に設置されており,感度係数も小さくなり,数が多くても効果が期待できないことがわかる。

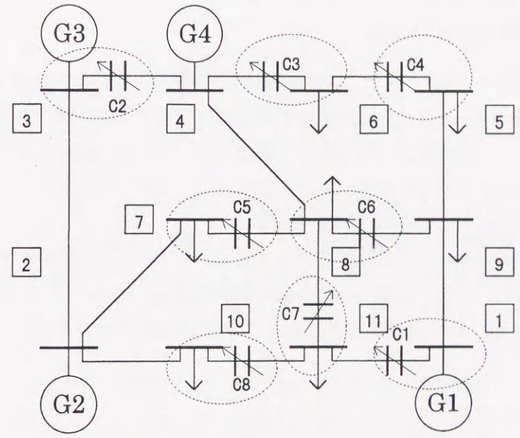


図 5-21 VSrC の 8 カ所設置

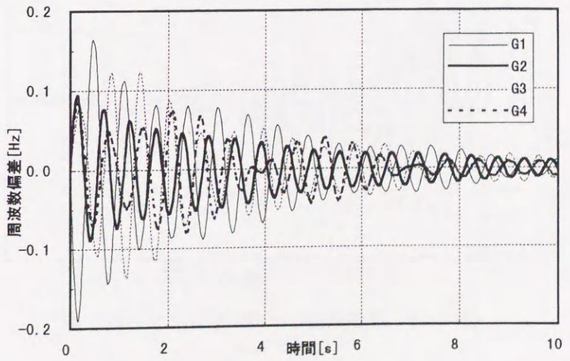


図 5-22 8 カ所設置による周波数

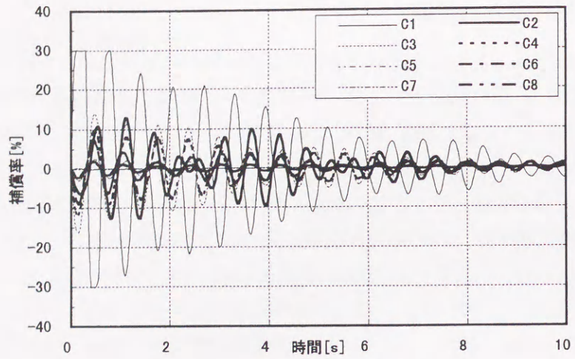


図 5-23　8カ所設置による制御量

5-4-5 測定誤差における考察

VSrC の起動に伴い潮流が変化し,それに起因して潮流が理想的な値とは異なる。つまりローカル潮流と最適制御設計における状態変数を関連づけている直流潮流計算法では,VSrC の起動による線路アドミタンス分の変動は考慮されていない。したがって制御が不安定となる原因には,潮流の理想値と実測値との不一致が考えられる。なおここでいう理想値とは,理論値とは異なり,あくまでも制御を行う上での理想的な数値である。

そこで直流潮流計算から得られる理想潮流を用いて VSrC の制御を試みた。その結果は図 5-24と図 5-25に示すとおりで,図 5-14 の集中制御の場合と比較して,応答の劣化が見られるが,図 5-11 の無制御状態に比べれば改善が見られ,ローカル潮流による制御の可能性を裏付ける結果であるといえよう。

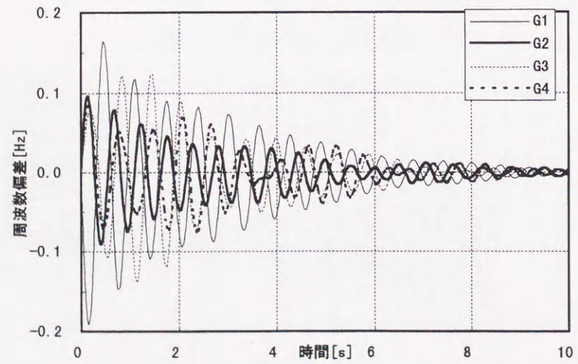


図 5-24　理想潮流ローカル制御による周波数

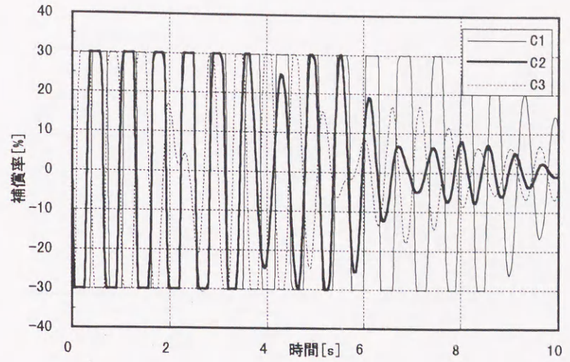


図 5-25　理想潮流ローカル制御による制御量

5-4-6 測定精度における考察

以上から,潮流の利用方法に問題があることがわかった。そこでシミュレーション時間を短くとり,潮流の様子を細かく見てみることとした。

まず周波数変動の例を見てみると図 5-26のように約 0.7s 周期である。このときに得られる安定した潮流変動は図 5-27のように似た波形となり,その微分値も位相が 90° 進むだけで安定した値となるはずである。その結果図 5-28のように制御入力が加わり,系統の安定化が図られる。

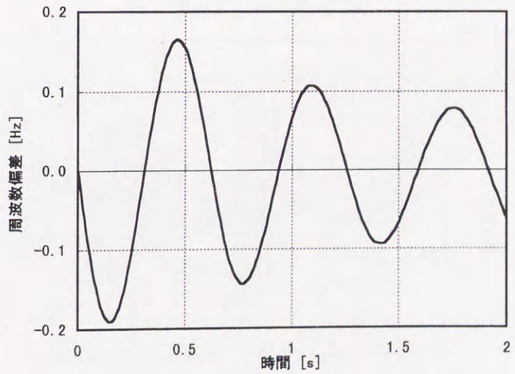


図 5-26　安定な周波数変動

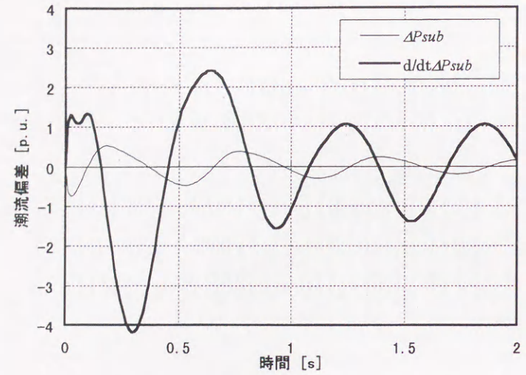


図 5-27 安定な潮流変動とその微分値

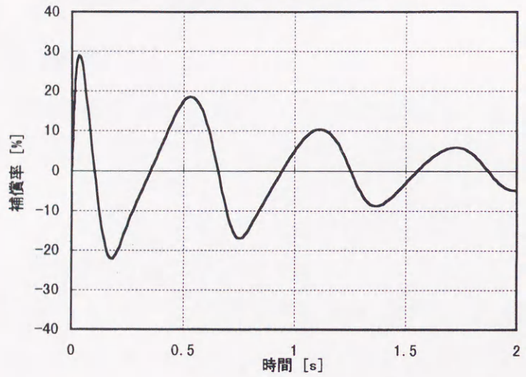


図 5-28 安定な制御入力

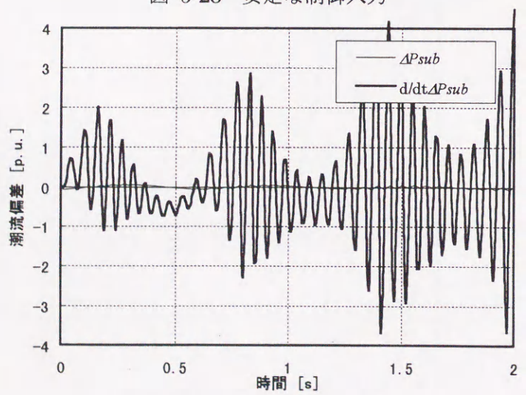


図 5-29 安定な潮流変動と不安定な微分値

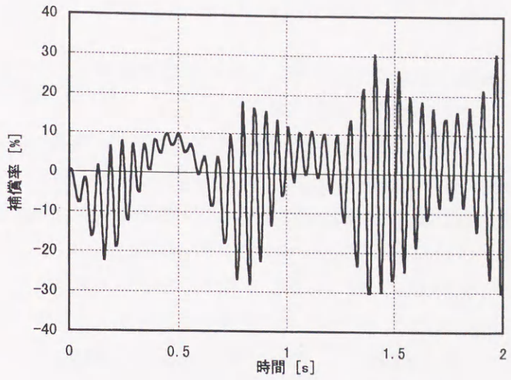


図 5-30 不安定な制御入力

しかし実際には図 5-29のように不安定な潮流微分値が得られ,図 5-30のような振動的な制御量が得られることとなる。これによって潮流への変動が増加し,ますます振動的になることが示されている。

すなわち VSrC の切り替わりによって,本来なめらかになるはずの潮流微分値に圧倒的なノイズが加わり,発散の大きな原因となっている。

5-4-7 フィルタの挿入

このノイズを抑制するのに簡単で効果的なのは,1 次遅れのフィルタを挿入することである。図 5-31に示すように,潮流微分値を測定後,時定数 0.1[s]の 1 次遅れフイルタを介すこととした。

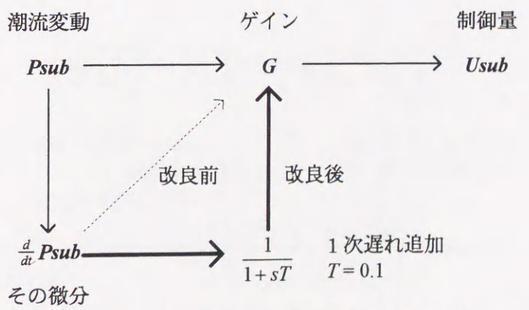


図 5-31 フィルタ挿入による不安定性の改善

5-4-8 配置と固有値における考察

しかし原因はもう 1 つあった。それはローカル制御化による固有値の変化である。これまでは集中制御とローカル制御では,ほぼ同じ制御効果があると考えてきた。例えば 3 機 9 母線モデルにおける制御効果を固有値で図 5-32に示してみると,無制御時に対して,ローカル制御では固有値

が左側に移行する。つまり安定化が図れる。この安定化がどのような系統においても成立すれば理想的である。

しかし次に4機11母線の例を図 5-33に示してみると,集中制御のように改善が図られないばかりか,不安定となってしまうことがわかる。

すなわち,いままで FACTS 機器配置位置決定に際して,集中形の場合と同一にしていたが,ローカル制御の場合には集中形とは異なる制御効果が現れることが明らかになった。したがってローカル制御の場合には,最適なFACTS機器配置位置の決定方法について別途研究することが必要となってくる。

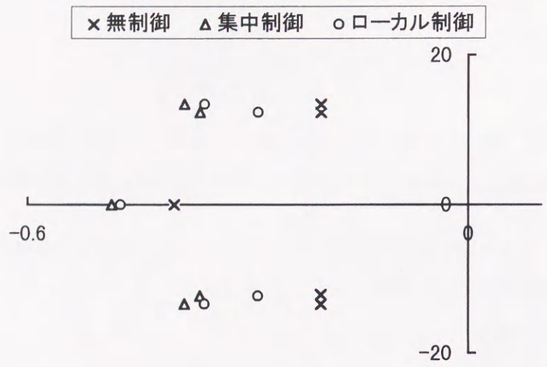


図 5-32 3機9母線モデルにおける固有値

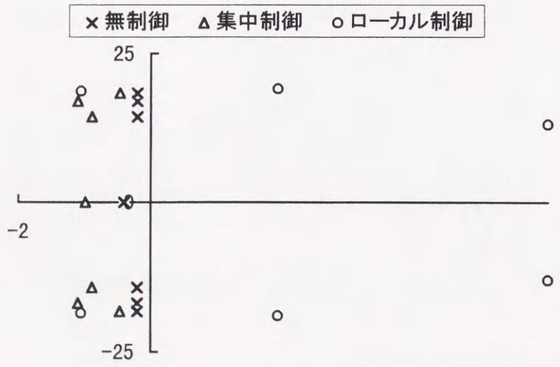


図 5-33 4機11母線モデルにおける固有値

5-5 改良と検討

5-5-1 FACTS 機器配置の改良

前述のように,ローカル制御時には新たな最適配置決定方法が必要である。

4機11母線モデルの場合,送電線は14本あり,機器配置は各線の両端が考えられるため,28通りとなる。複数設置する場合は,これらの組み合わせとなる。以下では最終的に4カ所を選定しているが,その場合には(28×27×26×25)/(4×3×2)=20475 通りとなる。すべてを調べるのは困難であるため,各位置に唯1機設置した場合について,固有値を用いて制御効果を調べた。

固有値は7個あり,一概にその改善効果を判定できないため,図 5-34のように分類を行ってみた。マークは固有値の実部がどのように変化するかを判定している。送電線それぞれ 2 カ所にマークがついているが,これはそれぞれ近傍の母線周辺の潮流変動を利用しているからであり,1 つの送電線で異なるマークがつく場合もある。

まず◎は確実に改善されるところ,○は良くなるところが多いところ,△は良くなるのと悪くなるのが混在して判定が難しいところ,×は正の実部が現れ不安定となるところである。さらに興味深いことに,□のほとんど変化がないところも存在することがわかる。

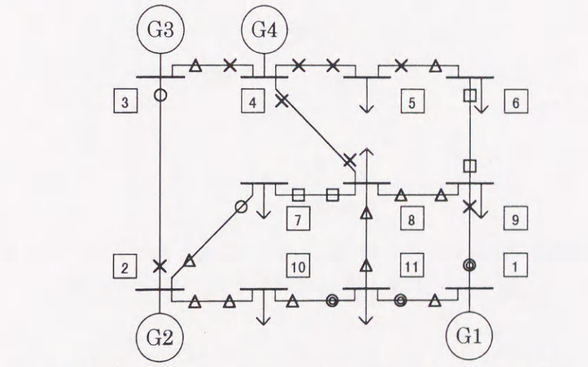


図 5-34 FACTS 設置場所の検討

5-5-2 配置位置の決定

図 5-34の結果から,◎○のついた場所を新たに選定することとした。ただし送電線 10-11 間は干渉の可能性があるため除外し,図 5-35のように 4 カ所を選んだ。前述の固有値調査はあくまでも FACTS 機器 1 つの場合であるので,新たに調べ図 5-36に示した。これを見ると,集中形に比べて固有値の位置が分散しているが,無制御時に対して制御効果の向上が期待できよう。

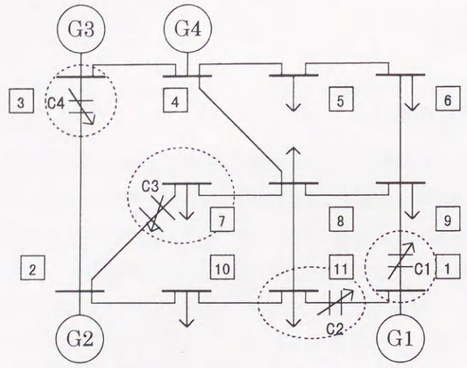


図 5-35　4 機 11 母線モデルにおける VSrC 設置位置の改良

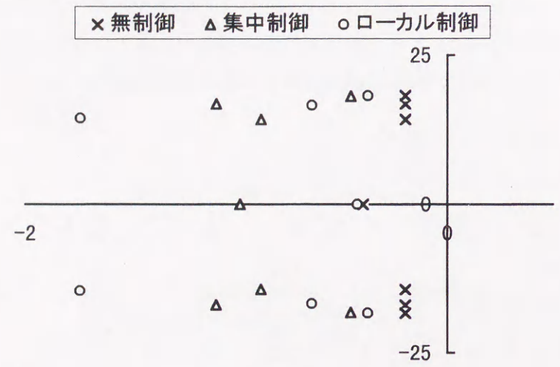


図 5-36　改良 4 機 11 母線モデルにおける固有値

5-5-3 改良後の検討結果

以上の改良を施したときの制御結果を図 5-37と図 5-38に示す。また比較のため集中制御による結果を図 5-39と図 5-40に示す。図 5-37の周波数変動は図 5-39とほぼ同じ周波数抑制が達成されていることがわかる。一方図 5-40の制御量についても図 5-15 と比較すると同じことがいえる。このように集中制御に匹敵する周波数動揺抑制効果が達成可能であることが示された。

今後の課題としては,まず設置場所の判定方法がある。個別の場合について固有値を調べる方法は系統の規模が拡大するにしたがって難しくなる。また不安定となる設置場所が存在するのは,一般化逆行列による制御設計を施した場合であって,その位置における制御が必ずしも不可能とはいいきれない。このような場所でも制御ができることは考えられる。そしてガバナや AVR を考慮したケースについても検討を進めることが重要である。

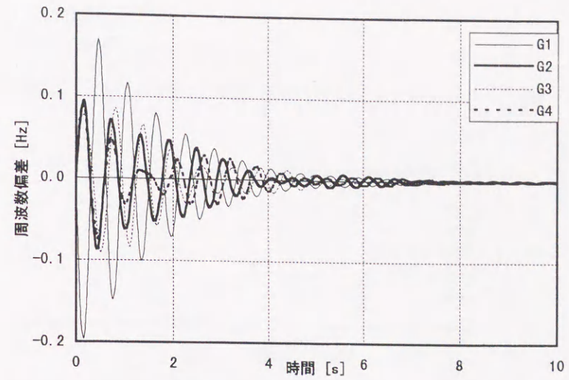


図 5-37　改良 4 機 11 母線モデルにおけるローカル制御時の周波数変動

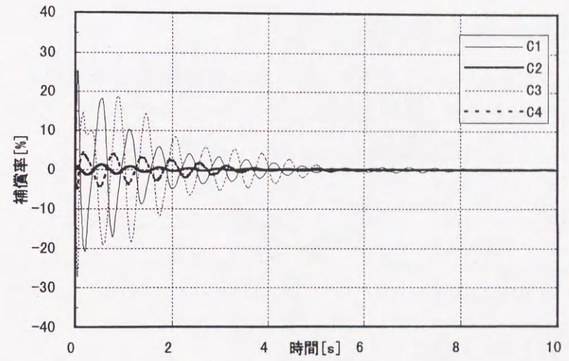


図 5-38　改良 4 機 11 母線モデルにおけるローカル制御時の制御量

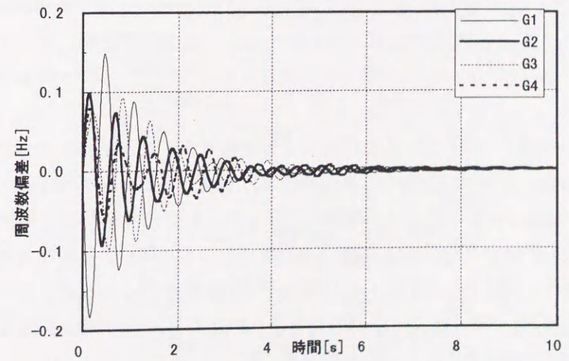


図 5-39　改良 4 機 11 母線モデルにおける集中制御時の周波数

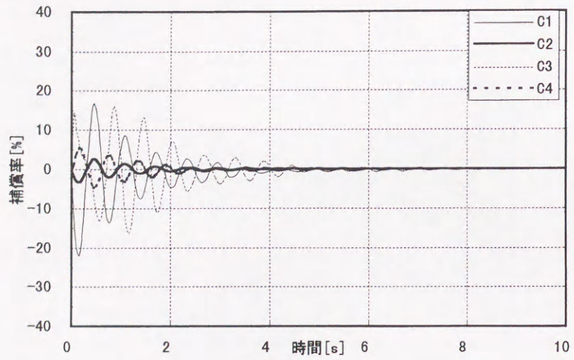


図 5-40 改良 4 機 11 母線モデルにおける集中制御時の制御量

5-5-4 数値評価による設置可能場所の調査

以上のように提案するローカル FACTS 制御方式は,設置場所が限定されることが判明した。ただしその判定は,固有値を眺めた調べた結果であり,一般性に欠ける。そこで固有値の動きを評価する式を導入することとした

$$\text{評価値} = \frac{\log \dfrac{\prod_{i=1}^{2m-1} \left|-\mathrm{Re}(Evl_i)\right|}{\prod_{i=1}^{2m-1} \left|-\mathrm{Re}(Evn_i)\right|}}{\log \dfrac{\prod_{i=1}^{2m-1} \left|-\mathrm{Re}(Evc_i)\right|}{\prod_{i=1}^{2m-1} \left|-\mathrm{Re}(Evn_i)\right|}} \times 100 \quad \cdots\cdots (5\text{-}1)$$

ここで *Evn*,*Evc*,*Evl* は,それぞれ制御前,集中制御時,ローカル制御時の固有値である。全体的に評価するため,2*m*-1 個の固有値の実部をすべて掛け合わせ,無制御時と集中制御時の固有値で正規化した上で評価することとした。集中制御と同じ効果なら 100,無制御と同じなら 0,それより悪ければマイナス値となる。また 1 つ以上が正で不安定なら×として,図 5-41～44 に白黒反転した数字として示している。

図 5-41は 3 機 6 母線の場合で,いずれの場所でも改善できることがわかる。ただし送電線 5-6 の母線 5 側よりも母線 6 側の方が観測する潮流が減るにも関わらず,より評価が高くなることもわかる。母線 5 側も送電線 5-6 の潮流だけを利用すればよりよい評価が得られる可能性がある。

図 5-42の 3 機 9 母線でも送電線 1-4,3-6,4-8,6-9 でそれぞれ同じことが言えることがわかる。

図 5-43の 4 機 11 母線では,G3 と G4 の周辺では不安定になってしまうことが示されている。これは G3 と G4 が隣接していることが原因と考えられるが,理由はまだわかっていない。また逆に G1 周辺では効果が期待以上になることも興味深い。

図 5-44の 5 機 9 母線は図 5-43とは異なり,くし形に近い形状である。この場合は不安定となる場所が少ないことがわかる。

結論としては,提案するローカル FACTS 制御方式では,機器の設置場所が限定されてしまう。モデルを用いてその傾向を調べた結果,

(1)3 機系統ならほぼ安定化できる。
(2)4 機･5 機系統では不安定となる設置場所がある。
(3)不安定な設置場所は,複数の隣接発電機の近辺である。
などがわかった。

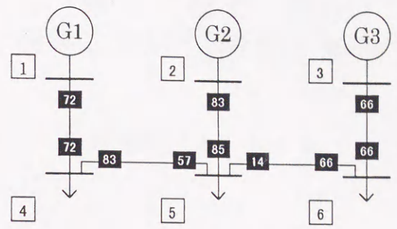


図 5-41 3 機 6 母線系統

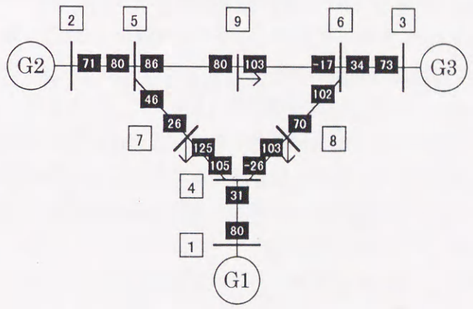


図 5-42 3 機 9 母線系統

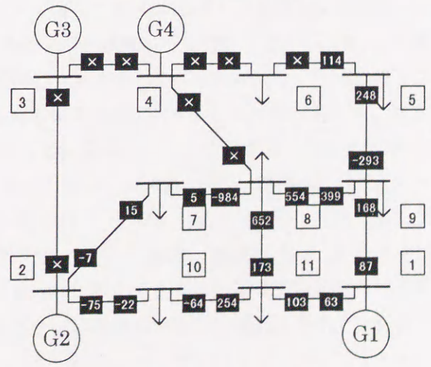


図 5-43 4 機 11 母線系統

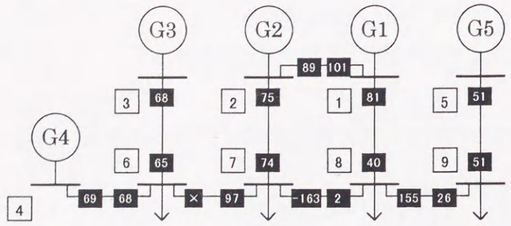


図 5-44 5機9母線系統

5-6 まとめ

本章では,任意数の VSrC 機器が設置された多機電力システムにおいて,ローカル潮流情報を利用した機器制御を提案し,詳細な理論的展開の説明と数値シミュレーションによる検討を行った。数値シミュレーションの結果,制御が不安定となる可能性があった。その理由はいくつか考えられ,考察を進めた結果,多くの問題は誤差の範囲内として処理可能であった。もっとも重要な問題は,集中制御とローカル制御のFACTS機器設置位置は異なることであり,集中制御では必ず安定化できるシステムであっても,ローカル制御では必ずしもそうではなく,不安定となることが判明した。そこでこれを改善するため,あらたに固有値を調べ直し,安定となる設置位置を選定し直した。その結果,ローカル制御によっても集中制御に匹敵する周波数動揺抑制が達成可能であることが示された。

6 結 言

本論文では電力系統における信頼度制御向上対策をテーマとして研究を進め,以下の事項を明らかにした。

(1)ローカル潮流情報に基づく最適負荷制限方法

3 章では緊急時の信頼度制御として，ローカル母線においても系統全体に対する最適な負荷制限が実施できる方式を提案した。この方法は，ローカル母線における電源脱落事故発生直後の潮流変動を利用している。この潮流変動は電源脱落事故地点を標定するための間接的な情報源であり，負荷制限を実施すべきローカル母線において観測可能である。本方式では，電源脱落事故発生直後に各母線において周波数変動と潮流変動のみを観測することで，情報の時間遅れを考慮する必要がなく,瞬時に自律的に各々の負荷制限量を決定できる。したがって現実の電力系統においても適用可能であると思われる。

負荷制限では，需給バランスを保つために必要な有効電力分が制限される。そのため,ループ系統では潮流が偏り,予期せぬ送電線の過負荷が発生することがある。また負荷制限をするということは，無効電力消費源も同時にカットされる。したがって一般的には，負荷制限後は各母線の電圧が上昇する。そのため母線の電圧異常上昇をもたらす場合もある。そこで順番としては,まずローカル潮流情報の検討を行い,次に集中形による最適負荷制限を定式化した上で,評価関数の吟味検討を行った。そしてメインとなるローカル負荷制限方法を導出した。

シミュレーションによる検討では，モデル系統を用いて，従来方法および全情報を用いて最適化を行う方法との比較を行っている。その結果，提案方法は，全情報を用いる方法とほぼ同じ負荷制限量が決定され，従来方法と比較してよりよい過負荷抑制や電圧変動抑制が達成可能となることが判明した。また実規模に近い系統システムにも適用可能であることが示された。

(2)ローカル周波数変動を用いた電源脱落量推定方法

4 章では前記の大電源脱落事故発生時に必要な新しい電源脱落量の推定法について提案した。

適切な量の負荷を制限するためには，電源脱落量の把握も必要となる。この電源脱落量は，電源脱落後の中心周波数の変動から推定することが可能である。しかしローカル母線では，中心周波数は直接得られず，振動を伴った周波数変動しか得られない。従来提案されている方法はこの振動による誤差が大きいという難点があった。

提案方式では支配微分方程式の推定法を用いている。この方法では,電源脱落量推定に適用する際，実際の周波数変動には正弦波動揺が含まれているという予備情報をあらかじめ加えることが可能であり，従来の推定方法よりも精度の向上が期待できる。提案方法の有効性を確認するため,数値例として従来方法と比較した結果，提案方法が有望であることが判明した。

(3)ローカル潮流情報に基づく FACTS 機器制御方法

5 章では FACTS(Flexible AC Transmission System)構想のメインである VSrC (Variable Series Capacitor: 可変直列コンデンサ)の制御方法を対象とし,ローカル潮流情報を利用した FACTS 機器制御を提案した。提案する方式は近傍の潮流情報を利用することで,情報伝送および処理に必要な時間を要しない。また最適制御理論をベースとしているため,任意数の機器の設置を前提としていることが特徴である。本研究では,提案する分散形制御の設計方法と,集中形との相違点について検討を行った。

その結果,集中制御とローカル制御の FACTS 機器設置位置は異なり,集中制御では必ず安定化できるがローカル制御では必ずしもそうでないことが判明した。そこであらたに固有値を調べ直し,安定となる設置位置を選定し直すことによって,ローカル制御によっても集中制御に匹敵する周波数動揺抑制が達成可能であることを明らかにした。

現実に適用可能な制御則には次の条件がある。1 つは多機系統への適用が可能であること,もう 1 つは電力システム固有の問題である時間遅れを考慮していることである。本論文では既存の研究をふまえ,限定されない任意の系統を対象とし,系統の集約化を行わないことで,また時間遅れの問題に関しても,時間遅れのある情報は瞬時的な制御に使用しないことにした。すなわち本研究では,中央給電指令所からは系統操作に必要な情報をあらかじめパラメーターとして数 s ごとに伝送しておくだけであり，系統に外乱が加わった際には,このパラメーターとその時点で瞬時に得られる情報だけを制御地点で用いることとした。これらの前提により上記の 3 つの方法を提案し,その有効性を検証した。提案方法は,集中制御に匹敵する効果的な信頼度制御の確立が可能であり,実システムへの適用も可能であると考えられる。

謝 辞

この論文は 1992～1996 年度に法政大学工学研究科修士および博士課程に在学し研究した内容をまとめたものです。指導教授であり本論文の主査である白井五郎教授には学部を含む 6 年間もの長い期間に渡り御指導いただきました。副査は 3 名の先生方にご担当いただき,細川辰三教授からは論文構成方法について,須田信英教授からは制御問題の観点から,斎藤兆古教授からは推定問題としての観点から有益なコメントをいただくことが出来ました。また講師の竹内茂先生にも論文作成にご協力頂きました。東京都立大学横山隆一教授には研究の進め方について,同安田恵一郎助教授からは数理計画問題について御教示を得ました。そして電力システム工学研究室のゼミ生の皆さんには日頃の研究テーマに関する問題提起や討論に始まり,数値計算や論文校正に至るまで協力していただきました。ここに謝して結びとしたいと思います。

参考文献

[1] 電気学会通信教育会, 『送電工学(改訂版)』, 電気学会 (1967-4)

[2] 奥田健三・後藤益雄,「系統事故時における周波数変動特性」, 電気学会雑誌, vol.87-10, No.949 (1967-10)

[3] 安達遂・小泉亮一郎, 『新訂版送配電工学』, 学献社 (1969-4)

[4] 関根泰次, 『電力系統解析理論』, 電気書院 (1971-4)

[5] 給電専門委員会, 『わが国ならびに欧米における信頼度制御の動向』, 電気学会技術報告(Ⅱ部)第 20 号, 電気学会 (1972-10)

[6] L. C. W. デックソン著・松原正一訳, 『非線形最適化計算法』, 培風館 (1974-5)

[7] 土谷喜英, 『発変電所の保護継電システム』, リレープラクティスシリーズ 4, 電気書院 (1975-4)

[8] 太田宏次, 『電力系統の保護制御システム』, リレープラクティスシリーズ 5, 電気書院 (1975-5)

[9] 給電常置専門委員会, 『電力系統における階層制御システム』, 電気学会技術報告(Ⅱ部)第 37 号, 電気学会 (1975-10)

[10] 岡村正己・太田宏次, 『送配電線の保護制御システム』, リレープラクティスシリーズ 2, 電気書院(1976-1)

[11] 給電常置専門委員会,『電力系統の負荷・周波数制御』, 電気学会技術報告(Ⅱ部)第 40 号, 電気学会 (1976-2)

[12] 三田芳弘・三谷哲之, 「電源脱落時の周波数動揺解析について」, 情報処理研究会資料, IP-78-1, 電気学会 (1978-7)

[13] 給電常置専門委員会, 『電力系統の電圧安定維持対策』, 電気学会技術報告(Ⅱ部)第 73 号, 電気学会 (1979-1)

[14] 上之園博,「ニューヨーク大停電事故の実状とその分析」, 電気学会雑誌, vol.99, No.2 (1979-2)

[15] 稲葉博・田村捷利・西田直矩・渡辺嘉二郎,「現代制御工学概論」, オーム社 (1980-3)

[16] 給電調査専門委員会, 『電力系統における系統操作』, 電気学会技術報告(Ⅱ部)第 107 号, 電気学会 (1981-2)

[17] 埴野一郎編, 『大学課程 発変電工学』, 第 2 版, オーム社 (1981-3)

[18] 電気学会編, 『保護継電工学』, 電気学会 (1981-7)

[19] 通信調査専門委員会, 『電力用情報伝送装置へのマイクロプロセッサ応用の現状』, 電気学会技術報告(Ⅱ部)第 135 号, 電気学会 (1982-9)

[20] 同期機リアクタンス調査専門委員会, 『昭和 45 年以降 10 年間に製作された大容量同期機諸定数の調査結果』, 電気学会技術報告(Ⅱ部)第 143 号, 電気学会 (1983-1)

[21] 直流送電調査専門委員会, 『直流多端子送電技術の現状』, 電気学会技術報告(Ⅱ部)第 144 号, 電気学会 (1983-2)

[22]「計装・制御と自動化講座」, 火力原子力発電技術協会 (1983-6)

[23] 児玉博明・植田清隆, 「電圧変動を考慮した負荷遮断量の適正配分論理」, 電力中央研究所報告, 183009, 電力中央研究所 (1983-9)

[24] 電気協同研究会主催座談会,「最近の系統運用施設」電気協同研究, vol.39, No.4, 電気協同研究会 (1983-11)

[25] 関根泰次,『電力系統過渡解析論』, オーム社 (1984-1)

[26] 古田勝久・川路茂保・美多勉・原辰次, 『メカニカルシステム制御』, (1984-3)

[27] 大浦好文・佐藤正弘・松島哲朗・津久井良一,「電力系統安定化システム」, 東芝レビュー, vol.40, No.9 (1985-9)

[28] 野田權祐, 『電力系統の制御』, 電気書院 (1986-4)

[29] 田村担之編, 『大規模システム』, 昭晃堂 (1986-7)

[30] 平井一正・池田雅夫,「非線形制御システムの解析」, オーム社 (1986-8)

[31] 電力系統の安定化技術調査専門委員会, 『電力系統の安定化技術』, 電気学会技術報告(Ⅱ部)第 238 号 ,電気学会 (1986-12)

[32] 福田朋悟・村本俊昭・押田秀治・合田忠弘・中村正則・成田利春,「事故中の電源脱落を考慮した新型 SSC の開発と実用化」, 電気学会電力技術研究会,PE-87-152 (1987-7)

[33] 北裕幸・田中英一・長谷川淳,「経済性を考慮したオンライン PQ 分離形予防制御手法」, 電学会論文誌, vol.108-B, No.10 (1988-10)

[34] 三上直樹, 『ディジタル信号処理入門』, CQ 出版社 (1989-1)

[35] 長尾待士・谷口治人・浅田実・田中和幸・竹中清・吉村健司, 「電力系統安定度解析システムマニュアル」, 電力中央研究所調査資料, No.T88914, 電力中央研究所 (1989-5)

[36] 中村尚五, 『ビギナーズ デジタル信号処理』, 東京電機大学出版局 (1989-11)

[37] 中村尚五, 『ビギナーズ デジタルフーリエ変換』, 東京電機大学出版局 (1989-11)

[38] 渡辺力・名取亮・小国力監修,『FORTRAN77 による数値計算ソフトウェア』, 丸善 (1989-12)

[39] 高調波対策専門委員会,『電力系統における高調波とその対策』, 電気協同研究, vol.46, No.2, 電気協同研究会 (1990-6)

[40] 瞬時電圧低下対策専門委員会, 『瞬時電圧低下対策』, 電気協同研究, vol.46, No.3, 電気協同研究会 (1990-7)

[41] 電力系統の事故時復旧操作調査専門委員会, 『電力系統の事故時復旧操作』, 電気学会技術報告(Ⅱ部)第 354 号, 電気学会 (1990-11)

[42] 田村康男編, 『電力システムの計画と運用』, オーム社 (1991-2)

[43] 茨木俊秀, 福島雅夫,『最適化プログラミング』, 岩波書店 (1991-4)

[44] 江原義郎, 『ユーザーズ デジタル信号処理』, 東京電機大学出版局 (1991-9)

[45] 発変電遠方監視制御専門委員会,「発変電所遠方監視制御 -HDLC 型遠方監視制御装置-」電気協同研究, vol.47, No.2, 電気協同研究会 (1991-9)

[46] 日本機械学会編, 『逆問題のコンピューターアナリシス』, コロナ社 (1991-11)

[47] 小国力, 『行列計算ソフトウェア』, 丸善 (1991-11)

[48] 武者利光・岡本良夫, 『逆問題とその解き方』, オーム社 (1992-3)

[49] 久保司郎, 『逆問題』, 計算力学とＣＡＥシリーズ 10, 培風館 (1992-5)

[50] 瓜生芳久・横山清志・小柳文子,「地域分散型系統のための経済性を考慮した過負荷予防制御

の検討」, 電気学会論文誌, vol.112-B, No.7 (1992-7)
[51] 菅野純弥・森啓之・都築旋二,「電力系統事故解析のための新しい DC 潮流計算法」, 電気学会雑誌, vol.112-B, No.9 (1992-9)
[52] 田中和幸,「分散型潮流監視・制御のための外部系統簡略化手法」, 電気学会論文誌, vol.112-B, No.12 (1992-12)
[53] 岡本浩・横山明彦・関根泰次,「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応用」, 電気学会論文誌, vol.113-B, No.3 (1993-3)
[54] 栗田篤,「米国電力研究所の FACTS 構想 -基礎調査と試算-」, 電力中央研究所報告, T92020, 電力中央研究所 (1993-3)
[55] 林敏之,「大都市の大停電に備えて」, 電気学会雑誌, vol.113, No.5 (1993-5)
[56] 岡本浩・横山明彦・関根泰次,「インピーダンス型機器(VIPS 機器)設置箇所選定のための評価指標」, 平成 5 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.123, 電気学会 (1993-7)
[57] 藤田秀樹・紅林久之・野原哈夫・後藤益雄,「連続型移相調整器の制御ロジックの検討 II」, 平成 5 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.134, 電気学会 (1993-7)
[58] 千住智信・宜保直樹・上里勝実,「スライディングモードの考え方に基づく AVR・GOV ファジー協調制御による電力系統の安定化制御」, 電気学会論文誌, vol.114-B, No.3 (1994-3)
[59] 藤田秀樹・紅林久之・野原哈夫・後藤益雄・鬼頭幸生,「高速移相器によるループ系統制御」, 電気学会論文誌, vol.114-B, No.5 (1994-5)
[60] 電力技術 AI 応用専門委員会,「電力技術への AI 応用」電気協同研究, vol.48, No.1, 電気協同研究会 (1994-6)
[61] 藤田秀樹・紅林久之・小西博雄・渡辺雅博,「パワーエレクトロニクス応用機器の電力系統適用時の効果解析(II)」平成 6 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.246, 電気学会 (1994-7)
[62] 藤田秀樹・紅林久之・小西博雄・渡辺雅浩,「サイリスタ制御直列コンデンサの動作解析」平成 6 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.246, 電気学会 (1994-7)
[63] 多田泰之・岡本浩・栗田篤・関根泰次,「電圧感度を用いた並列形無効電力補償装置の電圧安定度向上効果」, 電気学会論文誌, vol.114-B, No.11 (1994-11)
[64] 藤田秀樹・紅林久之・小西博雄・渡辺雅博・中村知治,「模擬送電線用サイリスタ制御直列コンデンサ装置の開発」, 平成 7 年電気学会全国大会講演論文集[6], No.1388, 電気学会 (1995-3)
[65] 岡本浩・横山明彦・関根泰次,「電力動揺抑制の効果から見た SVC と可変直列コンデンサの比較について」, 平成 7 年電気学会全国大会講演論文集[6], No.1389, 電気学会 (1995-3)
[66] 青柳伸尚・瓜生芳久・小柳文子,「適応制御を用いた FACTS 制御による多機系統の安定化制御」, 平成 7 年電気学会全国大会講演論文集[6], No.1391, 電気学会 (1995-3)
[67] 貝津弘幸・佐藤孝雄・沼田謙二・横山和哉,「一機無限大母線系統の位相機制御による過渡動揺抑制効果の実験と解析」, 電気学会論文誌, vol.115-B, No.6 (1995-6)
[68] 浦中勉・三谷康範・辻毅一郎,「高速位相器を付加した SMES による電力系統の安定化制御」, 電気学会論文誌, vol.115-B, No.8 (1995-8)

[69] 松本純也・田中長志・長谷川慎治・ミッチェルプラト・安陪稔・片木威,「サイリスタ制御直列コンデンサに関する実験と考察(2) 電力動揺抑制効果」, 平成 7 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.243, 電気学会 (1995-8)
[70] M. Leelajindakrairerk・南條悟志・山崎幸治・岡部孝継・的場誠一・水谷芳史,「ファジー理論を用いた高速移相器による電力系統の安定化制御」, 平成 7 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.249, 電気学会 (1995-8)
[71] 木原秀美・檜山隆・宮内肇,「高速移相器を用いたファジイ論理型電力系統安定化制御」, 平成 7 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.250, 電気学会 (1995-8)
[72] 山浦弘夫, 『最適制御入門』, コロナ社 (1996-1)
[73] 南條悟志・M. Leelajindakrairerk・岡部孝継・的場誠一・石関光男・水谷芳史,「高速移相器によるファジー系統安定化制御(その 1)」, 平成 8 年電気学会全国大会講演論文集[6], No.1339, 電気学会 (1996-3)
[74] 高橋修・佐藤今朝生・後藤健・実方淳・天野雅彦・後藤益雄・相原孝志,「PQ 感度法による並列形パワエレ機器設置点の選定」, 平成 8 年電気学会全国大会講演論文集[6], No.1341, 電気学会 (1996-3)
[75] 松本純也・長谷川慎治・田中長志・西山敏幸・安陪稔・片木威,「サイリスタ直列コンデンサによる系統安定化制御に関する一考察」, 平成 8 年電気学会全国大会講演論文集[6], No.1342, 電気学会 (1996-3)
[76] 黄 崇能・齋藤浩海・豊田淳一,「線路の過負荷を解消する直列コンデンサのインテリジェント化に関する研究」, 平成 8 年電気学会全国大会講演論文集, No.1343, 電気学会 (1996-3)
[77] 江口直也・徳田寛和・上村敏・平山一成・嶋田隆一,「半導体化高速位相器による可変リアクタンス装置(電圧補償の場合)」, 電気学会論文誌, vol.116-B, No.8 (1996-8)
[78] 飯田章弘・関守弘・箕山和也・垣本直人,「TCSC による SSR 緩和作用の解明」平成 8 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.215, 電気学会 (1996-8)
[79] 甲斐隆章・竹内伸貴・佐藤達則・赤木泰文,「サイリスタ制御直列コンデンサによる系統安定化制御」 平成 8 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.218, 電気学会 (1996-8)
[80] 徳田寛和・江口直也・上村敏・嶋田隆一,「電力系統直列型電圧補償装置の制御方法と性能検証」, 平成 8 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.221, 電気学会 (1996-8)
[81] 藤田秀樹・高山俊昭・S.C.Verma・野原哈夫・鬼澤剛史・平松卓・高柳友実江,「系統解析シミュレータ用高速移相器による系統安定化制御」, 平成 8 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.223, 電気学会 (1996-8)
[82] 西垣内秀俊・武内康夫・川田信哉・勝野徹,「発電機ディジタル AVR 制御ブロックの数値解法が周波数応答に与える影響」平成 8 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.345, 電気学会 (1996-8)
[83] 北川敦志・三谷康範・辻毅一郎,「FACTS 機器導入時の過渡安定度解析におけるマニフォールドの適用」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会,PE(PSE)-96-66 (1996-9)
[84] 田中隆文・北裕幸・長谷川淳・西谷健一,「多機系におけるパワーエレクトロニクス応用機器の安定度向上効果に関する検討」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会,PE(PSE)-

96-68 (1996-9)
[85] 松本純也・長谷川慎治・安陪稔,「サイリスタ制御直列コンデンサの損失分を考慮した解析モデル」, 電気学会論文誌, vol.116-B, No.10 (1996-10)
[86] 小林直樹・原築志,「ローカル信号に基づく可変直列コンデンサの多機ダンピング向上制御」, 電気学会論文誌, vol.116-B, No.11 (1996-11)
[87] H.E.Lokay, V.Burtnyk, 'Application of Relays for Automatic Load Shedding', IEEE Trans. Power Syst. (1968-3)
[88] L.P.Hajdu, J.Peschon, W.F.Tinney, D.S.Piercy, 'Optimal Load-Shedding Policy for Power Systems', IEEE Trans. Power Syst., vol.PAS-87, No.3 (1968-3)
[89] Donald E.Kirk, "Optimal Control Theory An Introduction", Pretice-Hall Inc., Englewood Cliffs New Jersey, USA (1970)
[90] R.M.Maliszewski, R.D.Dunlop, G.L.Wilson, 'Frequency Actuated Load Shedding and Restoration', IEEE Trans. Power Syst. (1971-7, 8)
[91] G.J.Berg, 'System and load Behavior Following Loss Of Generation -Experiment Results and Evaluation', IEE Proc., vol.119, No.10 (1972-10)
[92] Paul M. Anderson, "Analysis of Faulted Power Systems", The Iowa Staste University Press, USA (1973)
[93] Working Group on Methods of System Preservation During Under-Frequency Conditions Power System Relaying Committee, 'A Status Report on Methods Used for Preservation During Underfrequency Conditions', IEEE Trans. Power Syst., vol.PAS-94, No.2 (1975-3,4)
[94] P.M.Anderson, A.A.Fouad, "Power System Control and Stability", The Iowa State University Press, USA (1977)
[95] A.A.Girgis, F.M.Ham, 'A New FFT Based Digital Frequency Relay For Load Shedding', IEEE Trans. Power Syst., vol.PAS-101, No.2 (1982-2)
[96] Yao-Nan Yu, "Electric Power System Dynamics", Academic Press, New York (1983)
[97] A.G.Phadke, J.S.Thorp, M.G.Adamisk, 'A New Measurement Technique for Tracking voltage Phasors, Local System Frequency, and Rate of Change of Frequency', IEEE Trans. Power Syst., vol.PAS-102, No.5 (1983-3)
[98] S.Paul, S.K.Basu, U.S.Hazra, 'Novel Frequency-factor method for power-frequency measurement and estimation of load shedding', IEE Proc., vol.134, Pt C, No.6 (1987-9)
[99] P.M.Anderson, M.Mirheydar, 'A Low-Order System Frequency Response Model', IEEE Trans. Power Syst., vol.5, No.3 (1990-8)
[100]Kottick, 'Dynamic Phenomena in Island Power Systems', Electric Machines and Power Systems, 22, Taylor & Francis (1994)
[101]H.C.Chang, H.Chen, 'Fast Determination of Generation-Shedding', IEEE Trans. Power Syst., vol.8, No, 2. (1993-7)
[102]Halevi, D.Kottick, 'Optimization of Load Shedding System', IEEE Trans. Energy Conversion, vol.8, No, 2. (1993-7)
※国内・国外順,発行順に示した

研究業績一覧

■学術論文

[1] 藤田吾郎・白井五郎,「ローカル情報を用いた最適な負荷制限」, 電気学会電力・エネルギー部門誌(B), vol.115-B, No.8, pp.920-929 (1995-8)
[1]'(上記の英訳論文) G.Fujita, G.Shirai, 'Optimal Load-Shedding Using Local Information', Electrical Engineering in Japan, Scripta Technica Inc. (1996-2)
[2] 藤田吾郎・白井五郎,「支配微分方程式の推定法に基づく電源脱落量推定」, 電気学会電力・エネルギー部門誌(B), vol.116-B, No.5, pp.581-586 (1996-5)
[2]'(上記の英訳論文) G.Fujita, G.Shirai, 'Estimation of Power Outage Amount Based on Estimation Method of Dominating Differential Equation', Electrical Engineering in Japan, Scripta Technica Inc. (掲載予定)
[3] 藤田吾郎・白井五郎,「電圧変動を考慮したローカル情報に基づく最適負荷制限」, 電気学会電力・エネルギー部門誌(B), vol.116-B, No.8, pp.925-931 (1996-8)
[3]'(上記の英訳論文) G.Fujita, G.Shirai, 'Local Load-Shedding Considering voltage Deviation', Electrical Engineering in Japan, Scripta Technica Inc. (掲載予定)
[4] G.Fujita, G.Shirai,'New Autonomous Load-Shedding Scheme Based on Local Information', IEEE Trans., Power System Engineering (投稿中)
[5] 藤田吾郎・白井五郎,「ローカル情報に基づく FACTS 機器制御」, 電気学会電力・エネルギー部門誌(B) (投稿中)

■国際会議発表論文

[1] G.Fujita, S.Kawakami, G.Shirai, 'Decentralized Automatic Generation Control Considering Generation Rate Constrains Based on Observer Theory', ICPST'94, pp.261-265 (1994-10)
[2] G.Shirai, S.Kawakami, G.Fujita, 'Automatic Generation Control Considering Generation Rate Constraints Based on Observer Theory', Stockholm Power Tech, IC06-06-0568, pp.211-216 (1995-6)
[3] G.Fujita, G.Shirai, R.Yokoyama, 'A New Method to Estimate the Amount of Power Outage Based on the Idea of Inverse Problem', IFAC'96, 7d-05 5, vol.o, pp.157-162 (1996-7)
[4] G.Fujita, R.Yokoyama, S.Shiratori, S.Takeuchi, G.Shirai, 'FACTS Stabilization Control for Multi-Machine Power Systems', UPEC'97 (投稿中)
[5] G.Fujita, R.Yokoyama, D.Makita, S.Takeuchi, G.Shirai, 'Stabilization of Multi-Machine Power System Using Variable Series Capasitor with H_∞ Control Theory', ISAP'97 (投稿中)
[6] G.Fujita, R.Yokoyama, S.Shiratori, S.Takeuchi, G.Shirai, 'Stabilizing Control Coordinating Variable Series Capacitor, AVR and Governor in Large Scale Power System', The International Conference on Electrical Engineering '97 (投稿中)

■国内発表論文

[1] 松沼雅臣・白井五郎・竹内茂・藤田吾郎. 「電源脱落事故における負荷遮断法について」, 平成４年度電気関係学会北陸支部連合大会講演論文集, A-21, 電気学会 (1992-10)

[2] 藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「電圧変化を利用した負荷制限方法について」, 平成５年電気学会全国大会講演論文集[9], No.1242, 電気学会 (1993-3)

[3] 藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「電源脱落推定の一手法」, 平成５年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集(論文Ⅱ), No.155, 電気学会 (1993-7)

[4] 板倉誠一・白井五郎・藤田吾郎・竹内茂・横山隆一, 「産業用発電プラントの安定性評価」, 電力技術研究会資料, PE93-59, 電気学会 (1993-11)

[5] 藤田吾郎・竹内茂・白井五郎・針谷幸司, 「ローカル情報を考慮した最適な負荷制限」, 平成６年電気学会全国大会講演論文集, No.1175, 電気学会 (1994-3)

[6] 針谷幸司・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「電源脱落量推定の一検討」, 平成６年電気学会全国大会講演論文集, No.1259, 電気学会 (1994-3)

[7] 尾形達紀・藤田吾郎・白井五郎・竹内茂, 「可変直列コンデンサを用いたリアプノフ関数による電力系統の安定化制御」, 平成６年電気学会全国大会講演論文集, No.1239, 電気学会 (1994-3)

[8] 川上真一・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「オブザーバを用いた水・火力併用系統の分散形LFC」, 平成６年電気学会全国大会講演論文集, No.1172, 電気学会 (1994-3)

[9] 藤田吾郎・竹内茂・白井五郎・針谷幸司, 「ローカル情報を利用した最適負荷制限法 各モデルにおける検討」, 平成６年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.204, 電気学会 (1994-7)

[10] 菅原隆一・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「ロバスト性を考慮した負荷周波数制御」, 平成６年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集 ,No.202 ,電気学会 (1994-7)

[11] 針谷幸司・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「電源脱落量推定の一検討(第２報)」, 平成６年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.203, 電気学会 (1994-7)

[12] 尾形達紀・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「可変直列コンデンサを用いた電力システムの安定化制御」, 平成 6 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.249, 電気学会 (1994-7)

[13] 藤田吾郎・針谷幸司・竹内茂・白井五郎, 「支配微分方程式推定法による電源脱落量判定」, 電力技術研究会研究資料, PE-94-155, 電気学会 (1994-10)

[14] 尾形達紀・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「可変直列コンデンサを用いた多機電力システムの安定化制御」, 電力技術研究会研究資料, PE-94-107, 電気学会 (1994-10)

[15] 藤田吾郎・針谷幸司・竹内茂・白井五郎, 「電圧変動を考慮した負荷制限」, 平成７年電気学会全国大会講演論文集, No.1342, 電気学会 (1995-3)

[16] 白鳥悟史・尾形達紀・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「FACTS 機器を用いた多機電力システムの安定化制御」, 平成７年電気学会全国大会講演論文集, No.1342, 電気学会 (1995-3)

[17] 王明捷・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「ロバスト性を考慮したサーボ形 LFC」, 平成７年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.232, 電気学会 (1995-8)

[18] 白鳥悟史・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「可変直列コンデンサを用いた多地域電力システムの動揺抑制法」, 平成７年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.245, 電気学会 (1995-8)

[19] 藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「電圧異常上昇を抑制するローカル負荷制限」, 平成 7 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.270, 電気学会 (1995-8)

[20] 白鳥悟史・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「実規模電力システムに対するＦＡＣＴＳ機器を用いた安定化制御」, 電力技術研究会研究資料, PE-95-125, 電気学会 (1995-10)

[21] 古橋正義・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「H_∞制御による負荷周波数制御」, 電力技術研究会研究資料, PE-95-40, 電気学会 (1995-10)

[22] 藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「電力系統シミュレーションモデルの統一的構築方法」, 電力技術研究会研究資料, PE-95-131, 電気学会 (1995-10)

[23] 藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「潮流変動と電圧変動の双方を評価する負荷制限」, 平成 8 年電気学会全国大会講演論文集, No.1351, 電気学会 (1996-3)

[24] 白鳥悟史・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「オブザーバーを用いた FACTS 機器による電力システムの安定化制御」, 平成 8 年電気学会全国大会講演論文集, No.1338, 電気学会 (1996-3)

[25] 古橋正義・齋藤 武・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「H_∞制御を用いた多地域電力システムの負荷周波数制御」, 平成 8 年電気学会全国大会講演論文集, No.1347, 電気学会 (1996-3)

[26] 藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「ローカル潮流情報を用いた FACTS 機器制御」, 平成 8 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.214, 電気学会 (1996-8)

[27] 槇田大輔・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「H_∞制御を用いた可変直列コンデンサによる安定化制御」, 平成 8 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.219, 電気学会 (1996-8)

[28] 白鳥悟史・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「AVR,GOV を考慮した FACTS 機器による電力システムの安定化制御」, 平成 8 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.213, 電気学会 (1996-8)

[29] 高山信一・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「制御時間遅れを考慮した可変直列コンデンサを用いた系統安定化制御」, 平成 8 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, No.220, 電気学会 (1996-8)

[30] 藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「ローカル情報による FACTS 機器分散制御の検討」, 電力技術・電力系統技術合同研究会研究資料, PE(PSE)-96-67, 電気学会 (1996-9)

[31] 槇田大輔・白鳥悟史・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「AVR・GOV を含む電力システムに対する可変直列コンデンサの H_∞制御」, 電力技術・電力系統技術合同研究会研究資料, PE(PSE)-96-74, 電気学会 (1996-9)

[32] 齋藤武・古橋正義・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「H_∞制御による分散型の LFC」, 電力技術・電力系統技術合同研究会研究資料, PE(PSE)-96-75, 電気学会 (1996-9)

[33] 白鳥悟史・藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「大規模電力システムに対する可変直列コンデンサを用いた安定化制御」, 電力技術・電力系統技術合同研究会研究資料, PE(PSE)-96-111, 電気学会 (1996-9)

[34] 藤田吾郎・竹内茂・白井五郎, 「ローカル FACTS 制御の機器設置場所に関する考察」, 平成 9 年電気学会全国大会講演論文集掲載予定, 電気学会 (1997-3)



0003.jp2 論文要旨
0006.jp2 目次
0008.jp2 序章 / p1
0008.jp2 1.電力系統の特徴 / p1
0009.jp2 2.電力系統制御の動向と課題 / p2
0009.jp2 3.本論文の目的と意義 / p2
0010.jp2 1章 電力系統の構成と制御 / p4
0010.jp2 1-1 電力系統の構成と運用 / p4
0011.jp2 1-2 系統解析の理論 / p7
0012.jp2 1-3 系統安定性維持の目的 / p9
0013.jp2 1-4 信頼度制御 / p11
0018.jp2 1-5 FACTS制御 / p21
0019.jp2 2 シミュレーション方法 / p23
0019.jp2 2-1 はじめに / p23
0020.jp2 2-2 モデルの設定 / p24
0023.jp2 2-3 初期計算 / p30
0024.jp2 2-4 過渡安定度計算 / p33
0026.jp2 2-5 本論文で用いたモデル / p37
0029.jp2 3 ローカル潮流情報に基づく最適負荷制限 / p43
0029.jp2 3-1 概要 / p43
0030.jp2 3-2 ローカル情報の検討 / p44
0031.jp2 3-3 最適負荷制限の検討 / p46
0035.jp2 3-4 ローカル負荷制限 / p55
0040.jp2 3-5 まとめ / p65
0041.jp2 4 ローカル周波数情報を用いた電源脱落量推定 / p66
0041.jp2 4-1 概要 / p66
0041.jp2 4-2 数学的導出 / p66
0041.jp2 4-3 推定逆問題解析手法 / p67
0042.jp2 4-4 電源脱落量推定手法 / p68
0043.jp2 4-5 推定結果 / p70
0044.jp2 4-6 考察 / p72
0045.jp2 4-7 まとめ / p74
0045.jp2 5 ローカル潮流情報に基づくFACTS機器制御 / p75
0045.jp2 5-1 概要 / p75
0046.jp2 5-2 数学的導出 / p77
0048.jp2 5-3 検討結果 / p81
0051.jp2 5-4 不安定となる原因の考察と改良 / p86
0055.jp2 5-5 改良と検討 / p95
0058.jp2 5-6 まとめ / p100
0058.jp2 6 結言 / p101
0059.jp2 謝辞 / p103
0060.jp2 参考文献 / p104
0062.jp2 研究業績一覧 / p109