



FACTS機器・二次電池による事故影響の極小化を目的とした
電力系統緊急制御手法に関する研究

平成23年12月5日提出
指導教員 横山 明彦

氏名 河辺 賢一

内容梗概

一般に電力系統は、単一設備故障に対して停電を発生させないように設備形成がなされており、多重設備故障に対しても、系統運用段階での予防制御や緊急時・復旧時制御技術の導入によって、大規模な停電に至らないように対策が施されてきた。しかしながら、稀頻度ながらも広範囲に停電をもたらす重大事故が発生する可能性は未だなくなり、今後は事故影響の極小化という新たな観点からも、対策を検討していく必要がある。その一方で、将来の電力系統においては、系統平常時における潮流制御や電圧制御、需給調整制御等を主目的として、FACTS (Flexible AC Transmission Systems) 機器や二次電池といった応答性の高い電力制御機器の導入が進むと考えられる。そこで、広域停電を伴う稀頻度の重大事故の発生も視野にいたした事故影響の極小化対策として、それらの電力制御機器を制御対象とした新たな緊急制御技術の開発が、経済的かつ効果的な対策となり得る。

本研究では、電力系統における系統事故時の事故波及防止、停電範囲の極小化を目的として、FACTS 機器や二次電池を制御対象とした新たな緊急制御手法の開発を行う。電力系統における事故時の異常現象のうち、電力制御機器の利用がその現象の緩和に対して特に効果を持つと予想されるものから検証を進め、過渡安定度領域における過渡安定度問題と電圧安定度問題、事故後の定常時領域における送電線の過負荷問題とそれに伴う需給不均衡問題に対して、それぞれの時間領域における新たな緊急制御手法の検討を行った。

過渡安定度領域における異常現象に対しては、系統のエネルギー関数の増加速度の減少や、危険発電機の回転子角速度の加速（または減速）の抑制を制御指標とした電力制御機器の制御手法を開発した。さらに、二次電池の有効電力と無効電力を制御対象とするにあたっては、同一容量の変換器を用いてできるだけ高い安定度向上効果が得られるように、二つの操作変数の変化量に対して最適な変換器容量配分を行う手法を開発した。シミュレーションによる検証では、複数台の FACTS 機器や二次電池が設置された幾つかの多機電力系統において地絡事故や電源停止事故を模擬し、各種電力制御機器による安定化効果や、多機電力系統における過渡安定度、過渡電圧安定度の安定化機構を明らかにした。

事故後の定常時領域における送電線の過負荷問題とそれに伴う需給不均衡問題に対しては、複数の非線形計画法の組合せによる最適潮流制御手法を提案した。提案法では、非線形計画問題において独自の目的関数を利用することで、連続的な制御となる FACTS 機器・二次電池の制御と、離散的な制御となる発電機の遮断制御を協調し、発電機遮断量を極小化することを図った。シミュレーションによる検証では、複数台の FACTS 機器や二次電池が設置されたメッシュ状の多機電力系統において送電ルートの分断事故等の過酷事故を想定し、各種電力制御機器による停電範囲削減機構を明らかにした。

目次

第1章 序論	1
1.1 本研究の背景	1
1.2 本研究の目的	3
1.3 本論文の構成	4
第2章 電力系統における事故時の異常現象とその対策	6
2.1 本論文で扱う系統事故時の異常現象	6
2.1.1 過渡安定度問題, 電圧安定度問題	7
2.1.2 送電線の過負荷問題とそれに伴う需給アンバランス問題	9
2.2 事故波及防止対策と本研究の位置づけ	11
2.3 本論文で制御対象とする電力制御機器	14
2.3.1 Unified Power Flow Controller	14
2.3.2 電池電力貯蔵システム	15
第3章 過渡安定度領域における過渡安定度・電圧安定度の安定化制御手法	16
3.1 概要	16
3.2 解析モデル	18
3.2.1 UPFCの等価電流源モデル	18
3.2.2 二次電池の等価電流源モデル	21
3.2.3 同期発電機モデル	22
3.2.4 誘導機負荷モデル	26
3.3 過渡安定度の安定化制御手法の検討	28
3.3.1 系統安定化制御手法	29
3.3.2 UPFC設置系統の過渡安定度安定化	33
3.3.3 二次電池設置系統の過渡安定度安定化	46
3.3.4 UPFC・二次電池設置系統の過渡安定度安定化	66
3.4 過渡安定度・電圧安定度の安定化制御手法の検討	68
3.4.1 電力注入制御による系統安定化効果の検証	68
3.4.2 過渡安定度・電圧安定度安定化制御手法	77
3.4.3 二次電池設置系統の安定化	78

3.5	系統安定化制御システムの簡素化に関する検討	89
3.5.1	UPFC の注入無効電力に関する感度係数の推定手法	89
3.5.2	UPFC の直列印加電圧に関する感度係数の推定手法	91
3.5.3	感度推定値を用いた UPFC の制御による系統安定化効果	92
3.6	本章のまとめ	99
第4章	事故後の定常時領域における停電範囲極小化制御手法	101
4.1	概要	101
4.2	解析モデル	103
4.2.1	UPFC の等価電力源モデル	103
4.2.2	二次電池の等価電力源モデル	104
4.3	UPFC 導入系統における停電範囲の極小化	105
4.3.1	UPFC による停電範囲極小化の概要	105
4.3.2	UPFC 導入時における停電範囲極小化制御手法	106
4.3.3	シミュレーションによる検証	116
4.4	UPFC・二次電池導入系統における停電範囲の極小化	123
4.4.1	二次電池による停電範囲極小化の概要	123
4.4.2	UPFC・二次電池導入時における停電範囲極小化制御手法	125
4.4.3	シミュレーションによる検証	132
4.5	本章のまとめ	138
第5章	結 論	139
付録		147
A	補足データ 1 (IEEE RTS-24 系統)	147
B	補足データ 2 (電気学会 西 10 機系統)	151
C	UPFC 設置系統における経済負荷配分	153
D	系統計算	157

第1章

序 論

1.1 本研究の背景

電力系統は、我々の日常生活や社会生活を支える重要なエネルギー供給システムである。電力需要の伸びは、経済成長と密接な関係があり、近年では中国・インドにおいて著しい伸びをみせている。経済が安定成長期に入ったといわれる我が国では、高度情報化社会の益々の進展や、民生部門における電化の進展、冷暖房需要の伸びに伴って、電力需要は未だに増加を続けているが、近い将来、人口のピークアウトや、産業部門における省エネルギー化、省エネルギー型製品の開発に伴って、電力需要のピークを迎えることが予想される。しかしながら、電力系統が我々の生活にとって大切な役割を果たす社会インフラの一つであることに変わりはなく、今後も電力事業者は適正な価格で、高い供給信頼度、品質を維持しつつ、電力エネルギーを供給することが求められる。

電力系統において、経済性と高い供給信頼度を両立することは重要な課題である。一般に電力系統は、単一設備故障に対して停電を発生させないように設備形成がなされており、多重設備故障に対しても、系統運用段階での予防制御や緊急時・復旧時制御技術の導入によって、大規模な停電に至らないように対策が施されてきた。しかしながら、稀頻度ながらも広範囲に停電をもたらす重大事故が発生する可能性は未だなくなり、実際に欧米諸国では、送電線の複数回線停止等の多重設備故障を契機として、大規模な停電が発生している⁽¹⁾。その際、発送電事業の分離や効率化による設備投資の減少や、大量連系された風力発電機群の想定外の挙動も、広域停電発生の一つの要因になったといわれている。当然、想定外の事象を含む全ての事象に対して停電を防ぐことは困難であるが、停電を免れることのできない大事故が発生した場合であっても、事故波及を防止し、その停電範囲をできる限り小さく抑えることが重要である。そのような観点で電力系統の供給信頼度を考えたとき、近年における広域停電の事例を鑑みると十分な対策が施されているとはいえず、今後は事故影響の極小化という新たな観点からも、対策を検討していく必要がある。

これまでの供給信頼度対策は、主に需要の増加に伴う設備形成に合わせて進められてきた。しかしながら、今後、先進諸国ではこれまでのような確実な需要の増加は見込まれず、新規送電線の建設用地の確保についても、環境問題・景観問題等により次第に困難になってきている。そのため、今後の供給信頼度対策は、需要に応じた設備形成時に限らず、設備更新時における新技術の導入や、より高度な系統運用技術、緊急時・復旧時制御技術の

導入によって、効率性との両立を図りつつ進めていくことが必要となる。特に、広域停電の原因となる過酷事故は、想定外の事象である可能性が高く、発生頻度も低いと考えられることから、事故影響の極小化に対しては、リアルタイムの計測情報を利用した新たな緊急制御技術の導入など、監視制御技術の更なる高度化によって対応することが望ましい。

さて、将来の電力系統では、新たに緊急制御の対象となり得る高機能な電力制御機器の導入が予想される。その代表的なものが FACTS (flexible AC transmission systems) 機器や、電池電力貯蔵システム（以下、二次電池とする）である。これらの機器は、緊急時の利用のみを目的として導入されるのではなく、系統平常時における潮流制御や電圧制御、需給調整制御等を主目的として導入が進むと考えられる。

FACTS 機器は、パワーエレクトロニクス技術を応用した電力制御機器の総称であり、1989年に米国 EPRI (Electric Power Research Institute) の N.G.Hingorani 氏が提唱した FACTS の概念に由来した呼称である⁽²⁾。FACTS とは、パワーエレクトロニクス技術を駆使して既存の交流系統の制御性を高め、設備利用率の向上を図るという概念である。FACTS 機器を系統内に設置することにより、母線電圧の大きさ・位相、送電線のインピーダンスを高速に制御することが可能となり、系統平常時における送電線の混雑解消や損失低減、送電可能容量を制限する種々の制約の緩和といった効果が期待される。また、FACTS 機器が持つ高速な電力制御機能を生かし、事故時の系統安定化や線路過負荷の解消といった緊急制御の対象機器としても注目されている。

各種 FACTS 機器の適用による効果は、系統への接続形式により分類することができる。並列接続型の FACTS 機器は、系統に対して無効電力を授受することで、主に電圧制御に有効であるのに対し、直列接続型の FACTS 機器は、送電線のインピーダンスや母線電圧の位相差を制御することで、主に潮流制御に有効となる。我が国では、SVC (static Var compensator) や STATCOM (static synchronous compensator) といった並列接続型の FACTS 機器が実際に適用されており、高速な無効電力補償による電圧安定度の向上、電力動揺の抑制に貢献している⁽³⁾。直列接続型の FACTS 機器については、現状では信頼性、経済性がネックとなり、国内での導入事例はないものの、自然エネルギー利用電源の大量導入や発電事業者の多様化による潮流の複雑化といった今後の動向を視野に入れると、潮流制御能力の高い直列接続型の FACTS 機器へのニーズも高まっていくと予想される。

また、自然エネルギー利用電源の導入が進めば、既存設備による系統周波数の維持が困難になり、二次電池等の新たな需給調整機器の導入も進んでいくと予想される。我が国では、太陽光発電システムの大量導入が進んだ場合の日中の電力余剰も大きな課題とされ、それに対して大容量の二次電池が必要となる可能性がある。設置コストの観点から、二次電池の必要容量を最小限に抑えるための研究が現在盛んに行われているが、そのような対策を考慮したとしても、電力系統に設置される二次電池容量は、現状と比較して大幅に増加することは確実である。需給制御を主目的とした二次電池の導入にあたっては、送電網に連系された間欠性の自然エネルギー利用電源に併設する方法や、間欠性電源が大量に連

系された配電系統に設置する方法等も考えられるが、二次電池の必要容量が小さく抑えられるという観点から、超高圧系統側への設置についても検討されている⁽⁴⁾。また、二次電池はパワーコンディショナを介して系統に連系されるため、応答性が高く、系統制御の対象としての潜在性が高い。

このように将来の電力系統においては、系統平常時における潮流制御や電圧制御、需給調整制御等を主目的として、FACTS 機器や二次電池といった応答性の高い電力制御機器の導入が進むと考えられる。そこで、広域停電を伴う稀頻度の重大事故の発生も視野にいたれた事故影響の極小化対策として、それらの電力制御機器を制御対象とした新たな緊急制御技術の開発が、経済的かつ効果的な対策となり得る。

1.2 本研究の目的

本研究では、電力系統における系統事故時の事故波及防止、停電範囲の極小化を目的として、今後、電力系統において導入が進むと予想される FACTS 機器や二次電池を制御対象とした新たな緊急制御手法の開発を行う。FACTS 機器や二次電池は、系統平常時における運用を主目的として導入されると想定されるが、緊急制御手法の開発を通じて事故影響の極小化に対する効果について明らかにすることで、それらの機器に更なる付加価値を見出すことも期待される。

電力系統における事故時の異常現象には、脱調現象、電圧不安定現象、過負荷現象、周波数異常現象等があり、現状では異常現象ごとに事故波及防止リレーシステムが設置されている。本研究では、上述の異常現象のうち、高速で柔軟な制御性を有する FACTS 機器や二次電池の利用がその現象の緩和に対して特に効果を持つと予想されるものから検証を進め、過渡安定度領域における過渡安定度問題と電圧安定度問題、事故後の定常時領域における送電線の過負荷問題とそれに伴う需給不均衡問題について、それぞれの時間領域における新たな緊急制御手法の検討を行った。各々の緊急制御手法の開発にあたっては、以下の点に特に留意しながら検討を進めた。

- 電力制御機器の設置位置・台数に関わらず、事故影響の極小化に対して機器の能力を最大限に活用でき、機器間の干渉を起こすことのない制御手法であること。
- 電力制御機器の利用によって停電を回避することができる事故に対して適用できるだけでなく、停電を免れることのできない過酷事故に対しても事故波及を防止し、停電範囲を極小化できる制御手法であること。
- 想定外の異常現象に対しても、事後演算型の制御システムとして適用できる信頼度の高い制御手法であること。

上述の目的を達成するため、本研究では今後の情報通信技術の発展に伴って利用可能となるであろう広域リアルタイム情報の活用を視野にいたれた検討を行っている。また、制御シ

システムの経済性や実現性を高めることを目的として、制御システムの簡素化（制御入力情報の削減、計算負荷の低減）に向けた検討も行う。

1.3 本論文の構成

本論文の構成を以下にまとめる。

第2章では、本研究で扱う電力系統における事故時の異常現象として、事故直後の過渡安定度領域における過渡安定度問題と電圧安定度問題、事故後の定常時領域における送電線の過負荷問題とそれに伴う需給不均衡問題について、その進展機構や進展時間について概要をまとめる。次に、従来、一般的に施されてきた事故波及防止対策の概要をまとめ、本研究で検討する緊急制御による対策の位置づけについて述べる。その後、本論文で緊急制御の対象機器とする UPFC (unified power flow controller) や電池電力貯蔵装置について、その特徴や一般的な機器構成についてまとめる。

第3章では、UPFC や系統用二次電池を緊急制御の対象として、事故直後の過渡安定度領域における系統安定度向上を目的とした制御アルゴリズムの検討とその評価を行う。

はじめに、本研究で扱う各種電力制御機器のモデル化を行う。ここでは、電力源や電圧源として模擬された UPFC、二次電池の等価回路から、過渡安定度解析で用いる等価電流源モデルを導出する。

次に、過渡安定度向上を目的とした各種電力制御機器の制御アルゴリズムの検討とその評価を行う。ここではまず、電力系統のエネルギー関数や危険発電機の回転子角速度を制御指標とした系統安定化制御手法を提案する。この手法は、FACTS 機器や二次電池等の応答性の高い電力制御機器に対して適用可能な汎用性の高い制御手法であるが、本節ではこれを UPFC と系統用二次電池に適用することを考え、各種電力制御機器の制御システムについてまとめる。系統安定化制御手法の適用にあたっては、各操作変数の変化に対する各発電機出力の変化の感度を把握する必要がある、その感度算出方法についてもここで述べる。また、二次電池の制御システムでは、ある一台の二次電池が有する変換器容量（皮相電力定格、電流定格）を、エネルギー関数に与える影響を考慮して、二つの操作変数（有効電力変数、無効電力変数）の制御量に対して最適に配分する方法を提案し、系統安定化手法と併せて適用する。これらの制御アルゴリズムの有効性について、複数台の UPFC や二次電池の導入を想定した幾つかの多機電力系統において計算機シミュレーションにより検証し、各種電力制御機器の利用によって得られる過渡安定度の安定化効果について明らかにする。

第3章の後半では、過渡安定度に加えて、過渡安定度領域における電圧安定度を考慮した系統安定化制御アルゴリズムの検討とその評価を行う。はじめに、並列接続型 FACTS 機器による電力注入動作が系統電圧に与える影響について、一機一負荷システムを用いた考察を

行い、計算機シミュレーションによって多機電力系統における電圧安定度の安定化効果を評価する。ここで得られた知見をもとに、過渡安定度と電圧安定度の双方の安定化が期待される過渡安定度・電圧安定度安定化制御手法を提案し、複数台の二次電池の導入を想定した幾つかの多機電力系統において、計算機シミュレーションにより提案手法の有効性を検証する。このとき、過渡安定度領域における電圧安定度を評価するための方法として、発電機の位相角動揺を反映した動的 P-V 曲線を新たに提案する。

また、第 3 章では、提案した安定化制御システムに対して、その経済性や実現性を高めるための基礎検討を行う。それまでの安定化制御システムでは、電力制御機器の操作変数の変化に対する発電機出力の変化の感度係数を、広域情報を用いた行列演算によって算出し、制御に利用することを想定しているのに対し、本節では、より少ない計測情報から、より少ない計算負荷で、感度係数を推定する手法を検討する。

第 4 章では、事故後の定常時領域における送電線の過負荷問題とそれに伴う需給不均衡問題を扱う。ここではまず、静的な系統解析で用いる各種電力制御機器の等価電力源モデルを導出する。次に、系統事故時における UPFC の活用を想定し、過負荷現象を伴う系統事故が発生した場合であっても事故波及を防止し、供給支障電力を極小化できる最適潮流制御手法を提案する。提案手法では、保護リレーシステムによる発電機や負荷の遮断制御と、UPFC による潮流制御を協調することで、停電範囲の極小化を図る。提案手法の有効性は、メッシュ状の電力系統において送電ルートの分断事故等の過酷事故を想定し、計算機シミュレーションによって検証する。

第 4 章の後半では、複数台の UPFC に加えて系統用二次電池の活用を想定し、停電範囲の極小化を目的とした緊急制御アルゴリズムの検討とその評価を行う。ここではまず、過負荷発生時における停電範囲の極小化に対して、二次電池に期待される二つの運転方法についてまとめる。事故時の適切な二次電池の運転方法は、二次電池と過負荷送電線との位置関係によって異なり、それぞれを仮想的負荷としての活用方法、仮想的発電機としての活用方法とする。次に、想定した方法で二次電池を有効に活用するために、本章の前半で提案した最適潮流制御手法において、新たに二次電池の操作変数や制約式を組み込み、その定式化を行う。計算機シミュレーションにおける検証では、メッシュ状の電力系統において送電ルートの分断事故を想定し、UPFC と二次電池の活用による停電範囲の削減機構を明らかにする。

最後に、第 5 章において、本研究で得られた主な知見についてまとめ、本論文の結論とする。

第2章

電力系統における事故時の異常現象とその対策

2.1 本論文で扱う系統事故時の異常現象

電力系統における系統事故時の主な異常現象には、脱調現象、電圧不安定現象、周波数異常現象、過負荷現象があり、各異常現象の擾乱発生時からの進展速度は図 2.1 のようにまとめることができる⁽⁵⁾⁽⁶⁾。同期発電機の脱調現象や、過渡安定度領域における電圧不安定現象は、擾乱発生後の数十ミリ秒後から、非常に早い時間で進展する動的な異常現象であるのに対して、定態的な電圧不安定現象や送電設備の過負荷現象は、数十秒から数分の比較的遅い時間で進展する準静的な異常現象といえる。周波数異常現象は、数秒から数十秒の比較的早い時間で進展する。

本論文では、これらの異常現象のうち、擾乱発生からの数十ミリ秒~十数秒の時間領域において進展する脱調現象と電圧不安定現象、そして、擾乱発生から数十秒~数分で進展する過負荷現象を対象とし、それぞれの時間領域に対して、FACTS 機器や二次電池の緊急制御手法の検討を個別に行っている。本節では、本論文で扱う事故時の異常現象についてまとめる。

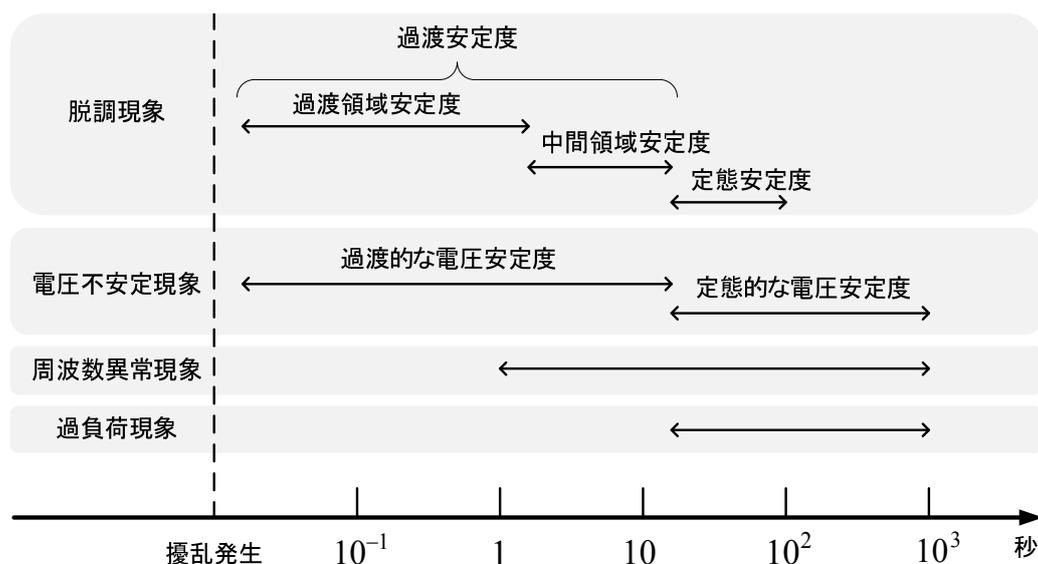


図 2.1 電力系統における事故時の異常現象

2.1.1 過渡安定度問題，電圧安定度問題

過渡安定度問題

電力系統の過渡安定度とは、電力系統で擾乱が発生した際に、系統内の同期発電機群が同期外れを起こす（脱調する）ことなく、再び安定な平衡点での運転状態に回復し得る度合いのことをいう。

例えば、落雷等の地絡事故により送電系統に大きな電圧低下が生じると、発電機の電氣的出力が低下し、機械入力とのバランスが崩れる。事故点付近の発電機がこの影響を特に大きく受けるため、事故によって系統内の発電機の周波数にばらつきが生じ、一定に保たれていた互いの位相角関係が動揺する。ある程度の動揺に対しては、同期発電機群の同期化力や発電機の制御装置等の働きによって、同期運転状態に回復し得るのに対し、動揺が一定レベルを超えると、その回復が困難となる。この現象を脱調現象もしくは過渡不安定現象と呼ぶ。数学的には、系統動揺は電力系統の非線形動揺方程式に従うため、状態変数の推移が安定平衡点近傍の有限領域に留まるか否かは、事故前の安定平衡点からの擾乱による変化ベクトルや、事故前の安定平衡点近傍の非線形特性に強く依存する。したがって、その安定性を調べるには、非線形動揺方程式を積分計算によって解くことが直接的な手法となる。図 2.2 に、過渡安定ケース、過渡不安定ケースにおける発電機位相角の動揺曲線の例を示す。これらの動揺曲線は、上述した直接的な解法によって得られた結果であり、図 2.2(b)に示す過渡不安定ケースでは、一部の発電機群が脱調している様子が伺える。

ある系統事故に対して電力系統の過渡安定度が十分でない場合には、脱調した発電機群もしくは脱調に至りそうな発電機群を、保護リレーシステムによって系統から解列することによって、系統全体の発電機の連鎖的な停止を防ぐように対策が施されているが、保護リレーシステムの動作が事故波及防止に失敗した場合には、大規模な停電の原因となる。また、事故波及を防止できた場合であっても、発電機の解列は供給力不足の原因となるた

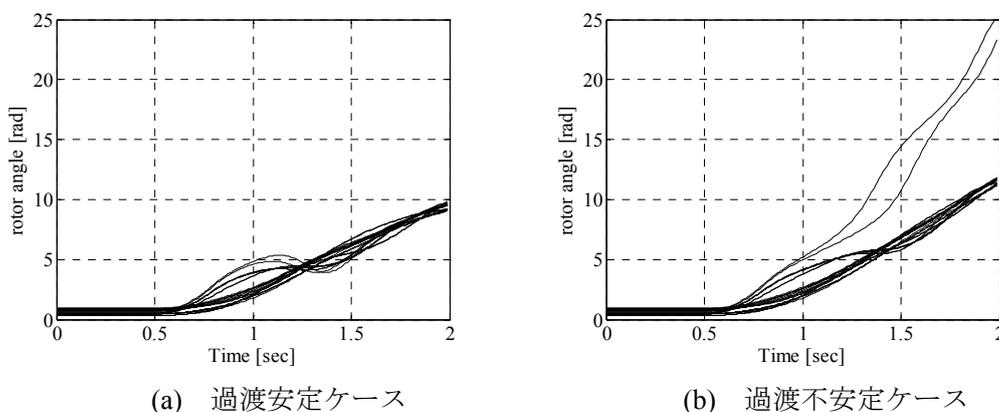


図 2.2 系統事故時における発電機の位相角曲線($t=0.5$ sec 時点で事故発生)

め、電力系統の運用においては、一定レベル以上の過渡安定度を維持する必要がある。

過渡安定度は、進展速度の違いによって、さらに過渡領域安定度と中間領域安定度に分類できる。過渡領域安定度問題とは、事故後の数秒程度で不安定に至る過渡安定度問題をさし、位相角動揺の第1波ないし第3波で一部の発電機が脱調に至る例が多い。中間領域安定度問題は、過渡領域に続く数秒から十数秒の領域で不安定に至る現象をさし、位相角動揺の数サイクルから十数サイクル(N波)の動揺の後に脱調に至る例が多い。本論文では、過渡領域安定度問題、中間領域安定度問題を対象として、FACTS 機器や二次電池の動的な緊急制御手法の検討を行う。

また、本論文では議論の対象としないが、発電機の同期安定度問題を論じる際には、定態安定度の維持も重要な問題である。定態安定度とは、負荷変動などの微小外乱に対して、同期発電機群が安定に運転を継続し得る度合いのことをいい、同期安定度は上述した過渡安定度と、ここで述べる定態安定度に分類される。図 2.1 で示したように、定態安定度問題は、過渡安定度問題より長い時間をかけて不安定に至る不安定現象である。従来、定態安定度は制御系を除く電力系統全体の性質（発電機や負荷の運用状態、系統構成）によって決まる固有定態安定度のことを指し示していたが、現在の電力系統では発電機の自動制御装置などを無視することは現実的ではなく、定態安定度を議論する際には電力系統の制御装置の影響を考慮した動的定態（動態）安定度を考えるが一般的である。定態安定度の解析は、電力系統の動特性を線形近似し、その固有値解析によって行うことが一般的である。本論文では、固有値解析による事故時の定態安定度の安定化を目的とした緊急制御手法の検討は行っていないが、事故後の定態安定度が不安定なために振動発散傾向となる事故に対しても、提案手法の有効性の検証を行う。

電圧安定度問題

電力系統の電圧安定度とは、負荷の変動や擾乱などに対して、電圧崩壊を起こすことなく、安定に電力を供給できる度合いのことをいう。

一般に、電力需要 P_L と受電端電圧 V との関係は、P-V 曲線と呼ばれる図 2.3 の曲線で表される。P-V 曲線の上側では、負荷の減少に対して電圧が上がり、負荷の増加に対しては電圧が下がるため、負荷変動に対して強い、いわゆる安定領域となっている。一方、P-V 曲線の下側は、負荷の減少に対して電圧が下がる不安定領域である。系統健全時には、電力系統は安定領域で運用されているが、定常的な運用点が P-V 曲線の先端（ノーズポイント）を超えると、電圧崩壊現象を起こす。

電圧崩壊現象には、主に変圧器タップ切替装置の動作などに起因して数分から数十分にわたり電圧が低下していく遅い電圧崩壊現象と、擾乱発生時において数秒未満のうちに大幅に電圧が低下する早い電圧崩壊現象とがある⁽⁷⁾。需要増加時には、遅い電圧低下現象が発生する可能性があり、これに対しては、潮流計算を基礎とした準静的な解析手法（P-V 特性の計算等）が有効となる。その解析結果は、電圧崩壊の未然防止の観点から、送電線増強

や調相設備の増設などの設備形成面の対策や、系統運用面での対策に生かされてきた。一方、早い電圧崩壊現象は、系統事故時の一時的な電圧低下や送電線開放などがきっかけで起こりうる過渡現象である。現象の進展は、負荷や発電機の動特性に強く依存し、系統事故時に運用点が P-V 曲線の不安定領域に一時的に移動した場合であっても、必ずしも電圧崩壊に陥るというわけではない。そのため、早い電圧崩壊現象に対しては、電力系統の動特性を考慮した過渡解析シミュレーションによって、その安定性を解析する必要がある。

本論文では、系統事故時の早い電圧崩壊現象を対象として、応答性の高い FACTS 機器や二次電池の動的な緊急制御手法の検討を行う。

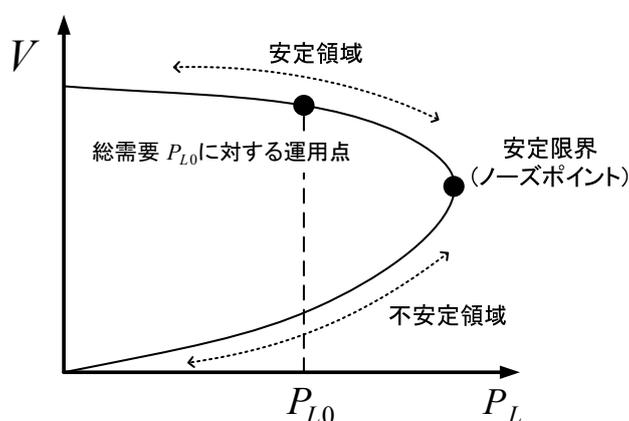


図 2.3 定常状態における総需要 P_L と受電端電圧 V の関係 (P-V 曲線)

2.1.2 送電線の過負荷問題とそれに伴う需給アンバランス問題

送電線のルート断事故や変電所事故により、系統内のある送電ルートが分断されると、停止ルートを流れていた潮流が残りの設備に流れ込み、設備を流れる電力が定格電力を超え、過負荷状態になることがある。図 2.4(a)に示すように、設備過負荷は送電線の撓みや保護リレーの動作による連鎖的な送電線停止につながるため、事故発生後、素早く解消する必要がある。通常、過負荷状態を検出した場合には、図 2.4(b)に示すように保護リレーシステムによって過負荷設備の下流側の負荷制限や上流側の発電機遮断を行うことで、過負荷の緩和が図られる。しかしながら、事前に設定した負荷制限や発電機遮断量が十分でない場合や、動作のタイミングが遅れた場合には、保護リレーの動作や送電線の撓みによる樹木接触によって過負荷設備が停止し、事故が全系に波及する可能性がある。最悪の場合には、系統が分断され、分断された各エリアにおける需給バランスの崩壊から広域な停電に到ってしまう。連鎖的な過負荷現象の進展速度は、過負荷の度合いによって幅があるが、

通常は数十秒から数分で進展する準静的な現象として捉えることができる。

放射状の系統構成を持つ電力系統では、送電網の電力潮流の経路を把握しやすいため、上述した過負荷解消のための負荷制御や発電機制御は比較的容易であると考えられる。また、過負荷解消制御に失敗し、過負荷設備が停止した場合であっても、その下流側の負荷への供給支障に留まり、過負荷現象が系統全体に波及する可能性は低い。それに対して、複数の送電ループを持った電力系統では、ある程度の設備停止に対して冗長であるという利点をもつ一方で、放射状系統と比較して電力潮流が複雑であるために、適切な過負荷解消制御を施すことが難しくなる傾向がある。さらに、過負荷解消制御に失敗した場合には、その影響が全系に波及しやすい。

本論文では、送電線の過負荷問題が大停電に至る可能性が高いメッシュ状の電力系統（複数の送電ループをもつ系統）において、系統事故時の送電線の過負荷問題と需給不均衡問題を扱い、FACTS 機器や二次電池の静的な緊急制御手法を検討する。

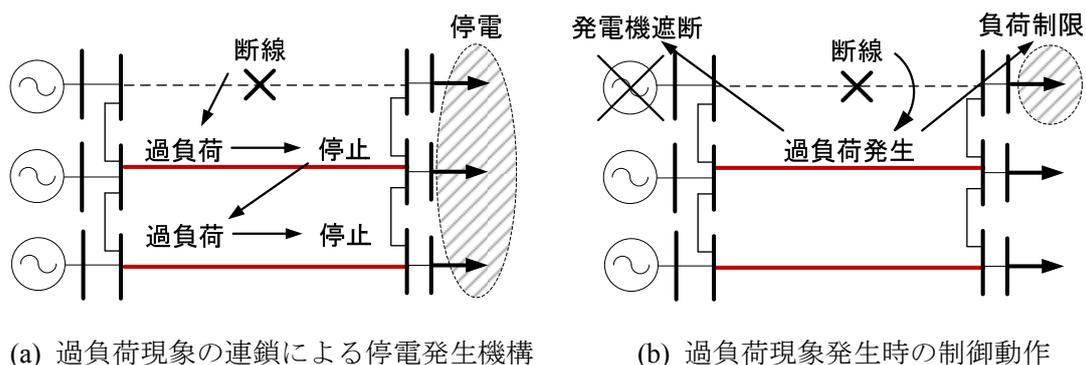


図 2.4 送電線の過負荷問題

2.2 事故波及防止対策と本研究の位置づけ

一般に電力系統における事故波及防止対策は、設備形成面からの対策、系統運用面での対策、保護リレーシステム面での対策の三つに大別される。各種防止対策の位置付けを図2.5にまとめる⁽⁸⁾。設備形成面からの対策では、送電線建設等の系統拡充に加え、電力系統安定化装置(PSS)や調相設備、電力制御機器(SVC, STATCOM, TCSC等)による系統制御システムの導入が行われている。しかし、設備形成面からの対策のみによって、様々な事故ケースに対応することは経済性や用地事情の観点から困難であり、これを補うかたちで系統運用や保護リレーシステムによる対策を行っている。系統運用面では予防的に系統変更や発電機の出力持ち替えによる潮流抑制等の対策を行い、供給信頼度を確保している。しかし、信頼度維持のための運用制約が厳しくなるほど非経済的な運用を迫られるため、保護リレーを活用した緊急制御によって運用制約を緩和し、現状設備が持つ電力送電能力を経済的に高めている。事故波及防止保護リレーシステムでは、系統における各種異常現象に対して、一部の発電機制限や負荷遮断、系統切換え等を緊急に行い、事故波及防止を図っている。

上述の事故波及防止対策を、時間軸に沿って予防制御、緊急制御、復旧制御に分類した場合、本論文で検討する緊急制御による対策には、保護リレーシステムによる対策や系統内の安定化装置の導入による対策が含まれる。本研究では、FACTS機器や二次電池といった応答性の高い系統内機器を制御対象として、種々の異常現象に対する新たな緊急制御手法について検討する。また、送電線の過負荷問題とそれに伴う需給アンバランス問題に対する緊急制御手法の開発にあたっては、保護リレーシステムによる発電機遮断制御や負荷遮断制御と協調した制御手法を検討する。

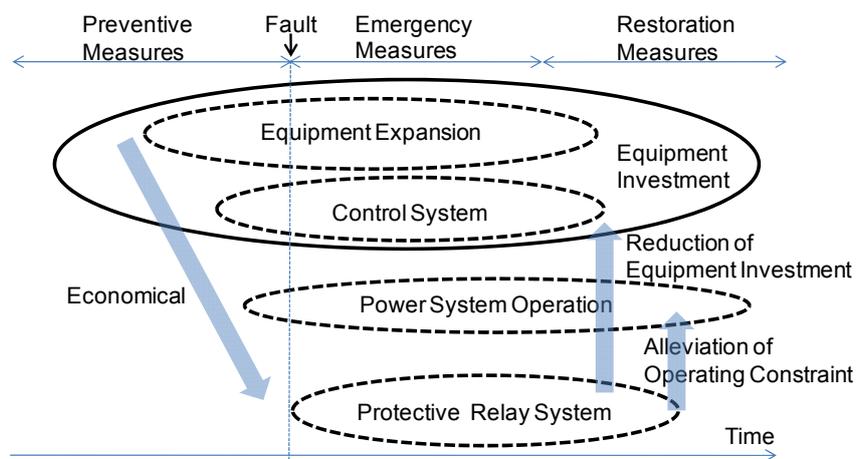


図 2.5 電力系統における各種事故波及防止対策の位置付け

保護リレーシステムや電力制御機器の緊急制御動作は、自所演算もしくは通信伝送系を利用した中央演算によって決定される。電力システムの緊急制御は、この演算のタイミングによって、オフライン/オンライン事前演算型制御（Event-based Control）、事後演算型制御（Response-based Control）に大別される。以下では、各演算方式の特徴について、脱調未然防止リレーシステムを例にとって説明する。各演算方式の時間軸に沿った流れを図 2.6 に示す。

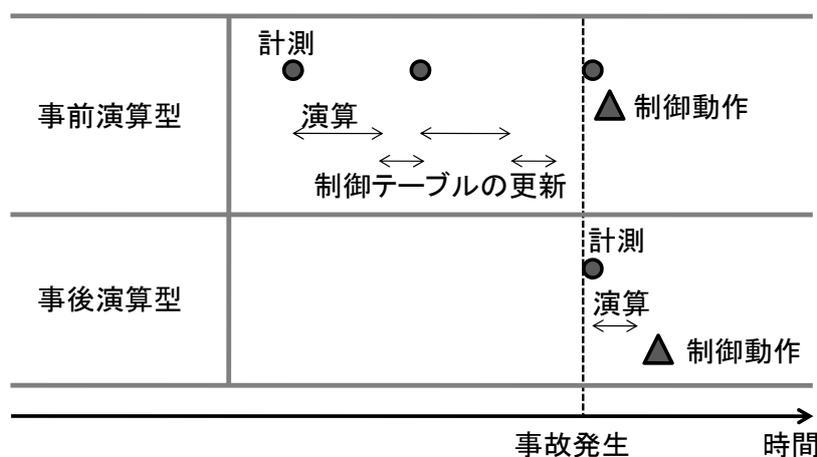


図 2.6 各演算方式の時間軸に沿った流れ

オフライン事前演算型制御システムは、人間系にて想定可能な事故に対して積分計算による事前の過渡安定度シミュレーションを行い、脱調現象防止を目的とした発電機制限等の制御動作をテーブル化し、事故発生の際にはテーブルと照合して制御指令を出す。定周期もしくは、系統状態が大きく変化した際に制御テーブルの更新を行うが、テーブル更新時の観測値と算出する必要制御量との間の関係式における演算定数等は、オフラインで求められた固定値を扱っている。

一方、オンライン事前演算型制御システムは、基本的にはオフライン事前演算型と同様のアルゴリズムであるが、過渡安定度シミュレーションを行う際に、オンラインデータを用いた状態推定を行い、そこで得られた系統情報を用いている点で異なっている。オフラインの場合と同様に膨大な事前シミュレーションが必要だが、すべて自動化されていることもオンライン事前演算型制御システムの特徴である。現在、我が国で適用されている本システムの演算周期は 3-5 分程度⁽⁸⁾であるが、この演算周期が短くなればなるほど、実現象に近いデータを扱うことができるため、より適正な制御を行うことができる。

事後演算型制御システムは、事故中および事故除去後のオンラインデータから直近の異常現象を予測し、その結果に基づいて必要制御量の演算・制御を行う方式である。事前演

算方式と比較して、多数の事故を想定する必要がないため、演算量は大幅に削減される。また、あらかじめ制御動作を決定する事前演算方式では、想定事故と実現象が一致しない場合を考慮して最過酷な事故条件に合わせた制御を行い、必要最小限の制御量よりも多い発電機遮断等を行う傾向がある。それに対して事後演算方式では、実現象に合わせて制御演算を行うため、制御量を小さく抑えられる可能性がある。しかし、事後演算方式では、事故発生後に一連の制御演算を行うため、事前演算方式と比較して制御動作が遅れ、必要制御量が増加する傾向にある。このように、事前演算型と事後演算型のシステムは、実現象との合致度と制御遅れとが相反する関係にあるため、一概にどちらが有利であるということとはできない。我が国で実際に導入されている事後演算型システムは、予め動揺現象がパターン化できることが確認されている事故ケースを対象として、電圧・電流等の観測データから最小二乗法等によって将来の位相角波形を推定し、脱調判定を行っている⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾。

電力事業における自然エネルギー利用電源の大量導入や系統運用における市場原理の導入といった今後の動向を鑑みると、将来時点では、これまでの緊急制御技術のみでは対応しきれない想定外の異常現象も生じうると考えられる。そこで本研究では、FACTS 機器や二次電池を利用した新たな緊急制御手法について検討するにあたり、今後の計測技術、情報通信技術、計算機技術の更なる発展に伴って実現可能になるであろう広域リアルタイム情報やリアルタイム演算技術の利用も視野に置いて、広域系統における想定外の事象にも対応できる緊急制御手法の開発を目指す。

2.3 本論文で制御対象とする電力制御機器

本節では、本論文で緊急制御の対象機器とする UPFC (unified power flow controller) や電池電力貯蔵装置について、その特徴や一般的な機器構成についてまとめる。

2.3.1 Unified Power Flow Controller

将来の電力系統において緊急時に利用可能な電力制御機器として、パワーエレクトロニクス技術を応用した FACTS 機器が想定される。我が国において、SVC や STATCOM といった並列接続型の FACTS 機器は実際に適用されており、高速な無効電力補償による電圧安定度の向上、電力動揺の抑制に貢献している。直列接続型の機器については、現状では信頼性・経済性がネックとなり、国内での導入例はないものの、自然エネルギー利用電源の大量導入や電力市場の規制緩和による潮流の複雑化といった今後の動向を視野に入れると、並列接続型の FACTS 機器に比べて潮流制御効果の高い直列接続型の FACTS 機器へのニーズが高まり、さらなる技術開発が進んでいくものと考えられる。

直列接続型の FACTS 機器の中でも、高い潮流制御能力を有し、高い費用対効果で系統の安定度を向上させると期待される機器が、自励式変換器を適用した UPFC である⁽¹¹⁾。図 2.7 に示すように、UPFC を構成する 2 台の電圧型自励式変換器は、それぞれ系統に直列、並列に接続されており、お互いは直流コンデンサを介してつながれている。

2 台の自励式変換器のうち、直列接続型の変換器は、電圧印加によって設置点を流れる電力潮流を制御できる。ここでは、電圧を系統電流の位相に直交する方向に印加すると、送電線のインピーダンス補償ができる。また、電圧を系統電圧位相に直交する方向に印加すると移相器として動作し、系統電圧位相と同方向の電圧を印加すると電圧調整器として動作する。このとき、直列変圧器が印加する電圧が線路電流に直交しない場合に、有効電力の移動が生じるが、並列変圧器を介して有効電力の過不足を補償することで自励式変換器間の直流コンデンサ電圧を一定に保つことができるため、UPFC の直列接続型変換器は、変換器定格の範囲内で自由な位相の電圧を印加できる。このことが、UPFC が他の直列接続型 FACTS 機器と比較して潮流制御能力が高いと言われる所以である。

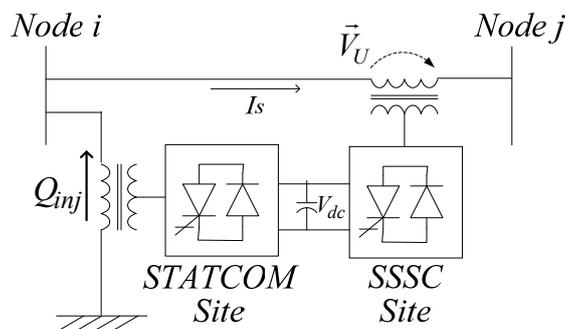


図 2.7 UPFC の基本構成

さらに、並列接続型の自励式変換器は、上述した有効電力の補償とは独立に無効電力を制御できる。この機能は STATCOM の機能に等しく、系統電圧を制御することができる。

本研究では、潮流制御機器としての導入可能性が高いことから、数ある FACTS 機器の中でも UPFC の利用を検討する。また、先に述べたように、UPFC は直列接続型 FACTS 機器の機能と並列接続型 FACTS 機器の機能を併せ持つことから、UPFC の活用方法とその効果を検証することによって、その知見を様々な FACTS 機器に活かせることが期待される。

2.3.2 電池電力貯蔵システム

持続可能な低炭素電力供給システムの構築に向け、現在、世界各国で自然エネルギー利用電源の大規模な導入が計画されている。我が国では、2008 年に閣議決定された低炭素社会づくり行動計画において、2030 年の太陽光発電システムの導入量を、最大で 2005 年度実績の約 40 倍である 5300 万 kW としている⁽⁴⁾。電力系統においてこれらの間欠性電源の割合が増加すると、既存設備による系統周波数の維持が困難になり、二次電池等の新たな需給調整機器の導入が進んでいくと予想される。我が国では、太陽光発電システムの大量導入が進んだ場合の日中の電力余剰も大きな課題とされている。設置コストの観点から、必要となる二次電池容量を最小限に抑えるための研究が、現在盛んに行われているが、そのような対策を考慮したとしても、電力系統に設置される二次電池容量は、現状と比較して大幅に増加することは確実である。

本研究で制御対象とする二次電池は、需給調整を主目的として超高压送電ネットワーク上に導入されたものを想定する。需給制御を主目的とした二次電池の導入にあたっては、送電網に連系された間欠性電源に併設する方法や、間欠性電源が大量に連系された配電系統に設置する方法等も考えられるが、二次電池の必要容量が小さく抑えられ、かつ系統制御にも利用できるという観点では、超高压系統側への設置についても検討する必要がある。

図 2.8 に二次電池の基本構成を示す。二次電池は直流で電力が蓄え、パワーコンディショナ (PCS : power conditioning system) を介して系統に連系される。したがって二次電池は、有効電力の充放電制御に加えて、それとは独立に無効電力制御が可能である。

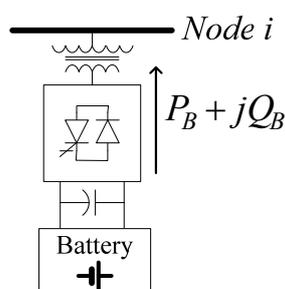


図 2.8 二次電池の基本構成

第3章

過渡安定度領域における

過渡安定度・電圧安定度の安定化制御手法

3.1 概要

電力系統における系統事故時の異常現象のうち、事故後の数十ミリ秒から十数秒の過渡領域に進展する異常現象として、発電機の脱調現象、電圧崩壊現象がある。近年における電力事業への市場原理の導入や、それに伴う発電事業者の多様化は、送電可能容量の限界に近い運用を行う機会を増加させ、これらの系統安定度をより厳しくする傾向がある。また、持続可能な低炭素電力供給システムの構築に向け、出力予測の困難な自然エネルギー利用電源の連系量が増加すれば、これまでのような事前の潮流状態の把握が難しくなると予想され、想定外の事象を契機とした不安定現象の発生などが懸念される。さらに、太陽光発電システムや風力発電システムのようにインバータを介して連系される電源は、連系点電圧の低下時に一斉解列する可能性があり、このことも系統安定性を悪化させる要因になり得るとして、現在各所で研究が進められている。このように、事故影響の極小化を目的とした緊急制御技術の開発に際して、系統安定性を考慮することも重要な課題の一つである。

電力系統に設置された FACTS 機器や二次電池を系統安定化に対して制御する場合には、自端情報または広域情報の利用が考えられる。電気量の計測から制御動作までにかかる時間や、システム構築の際の経済性を考えた場合には、自端情報を用いた制御システムのほうが望ましい。しかし、自然エネルギー利用電源の大量導入や電力事業の自由化といった今後の動向を踏まえると、電力系統を流れる潮流の管理は益々複雑になっていくことが予想され、各種不安定現象に対し、従来のように事故時の不安定現象をパターン化し、自端情報を用いた電力制御機器の制御によって対応することが難しくなる可能性がある。また、系統平常時の潮流制御を主目的として導入される直列接続型 FACTS 機器は、送電網のループ構成部分に設置することで高い効果を発揮するが、そのような位置に設置された電力制御機器の動作は、電源線上に設置された電力制御機器の動作と比較して、系統内の各発電機に与える影響を把握しにくいいため、自端情報のみを使った制御方法では適切な安定化制御を施すことが難しいと考えられる。

そこで本研究では、広域リアルタイム情報の活用を想定した電力制御機器の緊急制御手

法の検討を行う。本章では、緊急時に利用可能な電力制御機器として、FACTS 機器の一つである UPFC や系統用二次電池を想定し、事故後の過渡領域における系統安定度向上を目的とした各種電力制御機器の動的な制御アルゴリズムの検討とその評価を行う。また、制御システムの経済性や実現性を高めることを目的として、制御システムの簡素化（制御入力情報の削減、計算負荷の低減）に向けた基礎的な検討も行う。

以下、本章の構成についてまとめる。

3.2 節では、電力系統過渡解析で用いる同期発電機モデルや負荷モデル、緊急制御の対象とする UPFC、二次電池の等価電流源モデルについてまとめる。

3.3 節では、系統事故時の過渡安定度向上を目的とした各種電力制御機器の制御アルゴリズムの検討とその評価を行う。計算機シミュレーションによる検証では、メッシュ状の多機系統や串形の多機系統において、複数台の UPFC や二次電池の設置を想定し、提案法の有効性や多機系統の過渡安定度向上機構について明らかにする。

3.4 節では、過渡安定度に加えて、過渡安定度領域における電圧安定度も考慮した系統安定化制御アルゴリズムの検討とその評価を行う。ここではまず、並列接続型 FACTS 機器による電力注入動作が系統電圧に与える影響について、一機一負荷系統を用いた考察を行い、計算機シミュレーションによって多機電力系統における電圧安定度の安定化効果を評価する。次に、電力注入制御と過渡安定度安定化制御を組み合わせた過渡安定度・電圧安定度安定化制御手法について、計算機シミュレーションによる評価を行い、提案法の有効性を検証する。このとき、過渡安定度領域における電圧安定度を評価するための方法として、発電機の位相角動揺を反映した動的 P-V 曲線を新たに提案する。

3.5 節では、3.3 節、3.4 節で提案した安定化制御システムに対し、その経済性や実現性を高めるための基礎検討を行う。それまでの安定化制御システムでは、電力制御機器の操作変数の変化に対する発電機出力の変化の感度係数を、広域情報を用いた行列演算によって算出し、制御に利用することを想定しているのに対し、本節では、より少ない計測情報から、より少ない計算負荷で、感度係数を推定する手法を検討する。

最後に、3.6 節において、本章で得られた知見についてまとめる。

3.2 解析モデル

3.2.1 UPFC の等価電流源モデル

UPFC の基本構成を図 3.1 に示す。図 3.1 のように、UPFC は直列側・並列側にそれぞれ SSSC (static synchronous series compensator), STATCOM (static synchronous compensator)として独立に働く 2 台の自励式変換器を持っている。一般的に、電力源を持たない単独の自励式変換器は、直流側のコンデンサ電圧を一定に保つために、交流系統との間で有効電力の授受を行うことはできない。従って、通常の SSSC は設置点を流れる電流 I_s の位相に直交する成分の電圧を印加することしかできない。しかし UPFC の場合、2 台の変換器が共通のコンデンサに接続されており、STATCOM 側の変圧器を介して有効電力を補償することができるため、SSSC 側では、変圧器・変換器の定格容量の範囲内であれば、図 3.2 に示すように自由な大きさ・位相の電圧 \vec{v}_U を印加することができる。更に STATCOM 側では、無効電力を有効電力とは独立に制御することができ、設置点電圧を維持する効果も高い。このように、

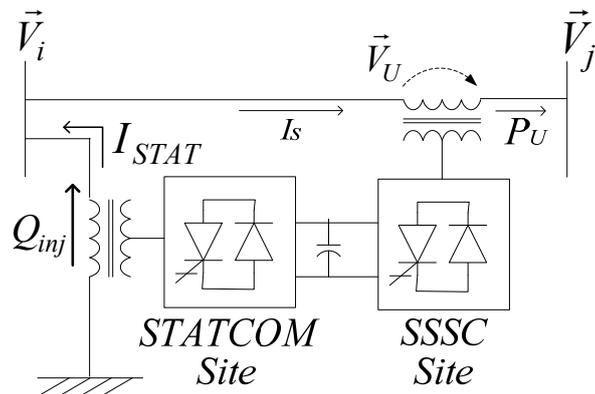


図 3.1 UPFC の基本構成

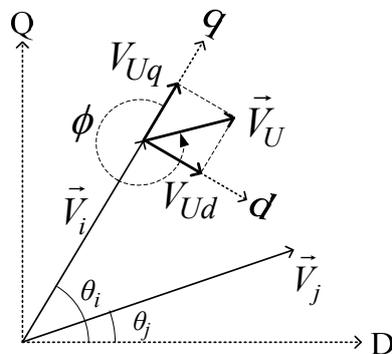


図 3.2 UPFC の設置点周辺における電圧フェーザ図

UPFCは3つの自由度を持つ電力制御機器であり、本研究では、直列変圧器側における印加電圧 V_{ud} , V_{uq} と、並列変圧器側における注入無効電力 Q_{inj} の3つの電気量が独立に制御可能な操作変数としている。

図3.1に示したUPFCにおいて、並列変圧器の動作を電力源として、直列変圧器の動作を電圧源と漏れリアクタンスとして表すと、図3.3の等価回路が得られる⁽¹²⁾。この等価回路において、並列変圧器側の電力源を電流源に置き換え、直列変圧器側の電圧源をノートの定理によって等価電流源に置き換えたものが、図3.4に示す等価電流源モデルである。

まず、 I_{SSSC} は式(3.1)で表される。

$$\bar{I}_{SSSC} = \frac{V_U e^{j(\phi+\theta_i)}}{jx} \dots\dots\dots (3.1)$$

次に、並列変圧器から系統への無効電力 Q_{inj} の注入動作は、式(3.2)で表す電流源 I_Q によって模擬できる。

$$\bar{I}_Q = -j \frac{Q_{inj}}{V_i} e^{j\theta_i} \dots\dots\dots (3.2)$$

また、直列コンデンサ電圧の維持のために並列変圧器が系統から吸収する有効電力を P_{abs} とすると、 I_P は式(3.3)となる。

$$\bar{I}_P = \frac{P_{abs}}{V_i} e^{j\theta_i} \dots\dots\dots (3.3)$$

式(3.3)において、 P_{abs} は直列変圧器を介してUPFCから系統に流れ込む有効電力であると考え、式(3.4)で定義する。すなわち、STATCOM側の変換器では、直列コンデンサ電圧を一定に保つための有効電力補償動作が瞬時に行われると仮定している。

$$\begin{aligned} P_{abs} &= \text{Re} \left[V_U e^{j(\theta_i+\phi)} \bar{I}_s \right] \\ &= \text{Re} \left[V_U e^{j(\theta_i+\phi)} \left\{ \frac{V_i e^{j\theta_i} + V_U e^{j(\theta_i+\phi)} - V_j e^{j\theta_j}}{jx} \right\} \right] \\ &= -\frac{V_U V_i}{x} \sin \phi - \frac{V_U V_j}{x} \sin(\theta_i - \theta_j - \phi) \dots\dots\dots (3.4) \end{aligned}$$

これより、図3.4の等価電流源モデルにおける各電流値が求まり、整理すると、最終的に図3.5に示す等価電流源モデルで表すことができる。ここで、 I_i , I_j は式(3.5)-式(3.6)となる。

$$\begin{aligned} \bar{I}_i &= \bar{I}_Q - \bar{I}_P - \bar{I}_{SSSC} \\ &= \left\{ \frac{V_U V_j}{x V_i} \sin(\theta_i - \theta_j - \phi) + j \left(\frac{Q_{inj}}{V_i} + \frac{V_U}{x} \cos \phi \right) \right\} e^{j\theta_i} \dots\dots\dots (3.5) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \bar{I}_j &= \bar{I}_{SSSC} \\ &= \frac{V_U}{x} \sin(\phi + \theta_i) - j \frac{V_U}{x} \cos(\phi + \theta_i) \dots\dots\dots (3.6) \end{aligned}$$

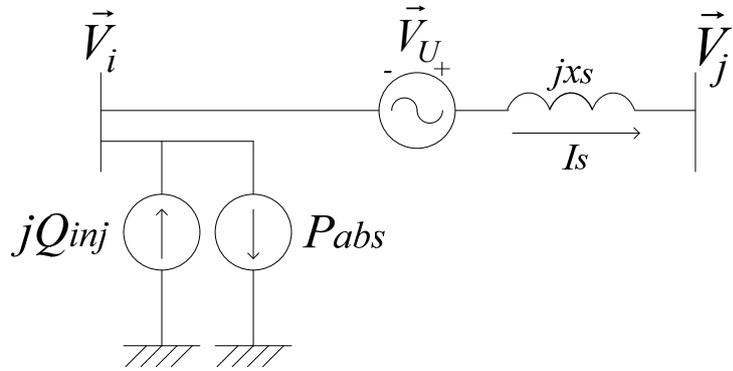


図 3.3 UPFC の等価回路

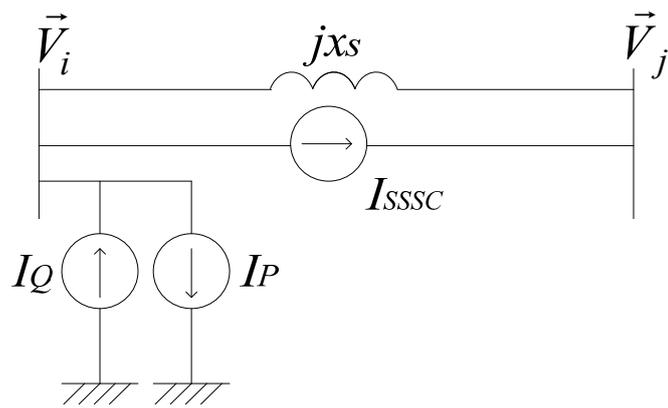


図 3.4 UPFC の等価電流源モデル I

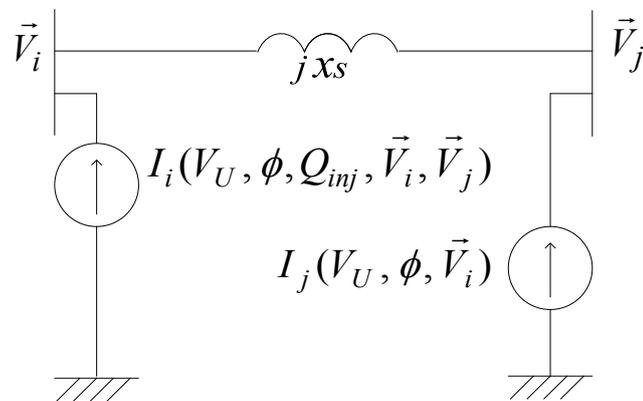


図 3.5 UPFC の等価電流源モデル II

本論文で扱う UPFC の 3 つの操作変数の動作領域を制限する機器定格として、自励式変換器の皮相電力定格、電流定格、直列変圧器の電圧定格を考慮した。

図 3.6 に、STATCOM 側の変換器の運転可能領域を示す。STATCOM 側の設置点電圧 V_i が 0.9 p.u. 未満の範囲では、電流定格 $I_{B,max}$ によって運転可能領域が決まり、図中では傾きが $I_{STAT,max}$ に相当する。また、 V_i が 0.9 p.u. 以上の範囲では皮相電力定格 $S_{STAT,max}$ によって運転可能領域が決まる。ここで、電流定格 $I_{STAT,max}$ は (3.7) 式によって定義する。

$$I_{STAT,max} = S_{STAT,max} / 0.9 \dots\dots\dots (3.7)$$

UPFC の直列変圧器における印加電圧 V_U の定格は、母線の絶縁限界を系統電圧の 120 % と考え、0.2 p.u. とした。

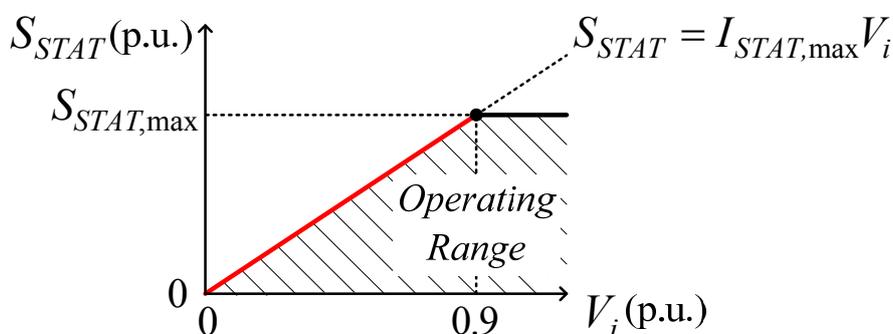


図 3.6 STATCOM 側変換器の運転可能領域

3.2.2 二次電池の等価電流源モデル

二次電池の基本構成と解析モデルを図 3.7 に示す。図 3.7(a) に示すように、二次電池は直流で電力を蓄え、パワーコンディショナを介して系統に連系される。したがって二次電池は、有効電力の充放電制御の他に、変換器による無効電力の制御も可能であり、本研究ではこの二つの操作変数 (P_B, Q_B) を制御対象とする。過渡安定度解析においては、二次電池を図 3.7(b) に示す等価電流源としてモデル化する。電流源の値は、(3.8) 式で示すように操作変数と設置点電圧の関数となる。

$$\vec{I}_B = \frac{P_B - jQ_B}{V_i} e^{j\theta_i} \dots\dots\dots (3.8)$$

二次電池の 2 つの操作変数の動作領域を制限する機器定格として、自励式変換器の皮相電力定格 $S_{B,max}$ 、電流定格 $I_{B,max}$ を考慮した。電流定格 $I_{B,max}$ は、UPFC の STATCOM 側変換器の電流定格と同様に、(3.9) 式で定める。

$$I_{B,max} = S_{B,max} / 0.9 \dots\dots\dots (3.9)$$

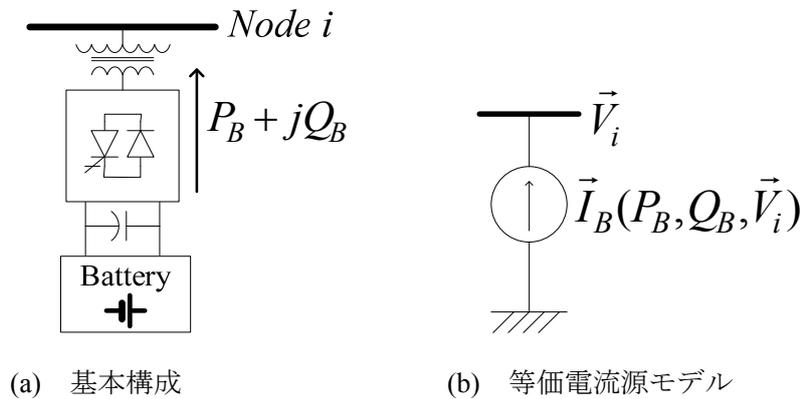


図 3.7 二次電池の基本構成と等価電流源モデル

3.2.3 同期発電機モデル

制動回路を考慮した同期機モデル

図 3.8 に示す回転界磁形の同期発電機を考える⁽¹³⁾。同期機は、三相の巻線を配置した固定子と、励磁巻線を配置した回転子から成り立つ。三相の固定子巻線（回転子の回転方向順に a 相, b 相, c 相とする）は、互いに $2\pi/3$ (rad) ずつ隔たった対称の位置に巻かれており、Y 結線とするのが一般的である。

同期機が動作する際には、固定子巻線電流や励磁電流の他に、回転子表面の制動巻線を流れる電流や、積層されていない回転子鉄心中のうず電流等が存在する。これらの効果を近似的に表現した等価回路として、図 3.9 に示すように抵抗とインダクタンスを持つ複数の回路によって構成された等価回路が広く用いられている。図 3.9 では、固定子巻線を表す d, q 回路、回転子の励磁巻線を表す f 回路に加え、 kd, kq, g 回路の 3 つの集中制動回路の存在を仮定している。

座標軸が固定された a-b-c 座標の上では、各巻線の自己インダクタンスと各巻線間の相互インダクタンスは、回転子位置 θ の値によって正弦波状に変化する。その際の各インダクタンスの振幅が、等価回路中で用いられている定数である。例として、a 相巻線の自己インダクタンス L_{aa} 、a 相巻線と b 相巻線の相互インダクタンス L_{ab} 、a 相巻線と界磁巻線の相互インダクタンス L_{af} を、それぞれ式(3.10)-(3.12)に示す。

$$L_{aa} = L_1 + L_1 \cos 2\theta \dots\dots\dots (3.10)$$

$$L_{ab} = -L_3 + L_2 \cos(2\theta - \frac{2}{3}\pi) \dots\dots\dots (3.11)$$

$$L_{af} = L_{afm} \cos \theta \dots\dots\dots (3.12)$$

ここで、 L_1, L_2 は、それぞれ各相巻線の自己インダクタンスの平均値、変化分の最大値であ

り、 $-L_3$ は相互インダクタンスの平均値である。この a-b-c 座標における各巻線・各巻線間の自己・相互インダクタンスを用いれば、各巻線の鎖交磁束 ϕ を求めることが可能となり、さらに座標変換行列により d-q 座標に変換することで、式(3.13)-式(3.18)に示すように回転子位置 θ に依存しない形で鎖交磁束数を導くことができる。この結果は図 3.9 の等価回路と一致している。ここで、d-q 座標の d 軸は回転子軸上にとり、q 軸は回転子軸より $\pi/2$ (rad)だけ進んだ位置にとるものとする。

$$\phi_d = -L_d i_d(t) + L_{afm} i_f(t) + L_{akdm} i_{kd}(t) \dots\dots\dots (3.13)$$

$$\phi_q = -L_q i_q(t) + L_{agm} i_g(t) + L_{akqm} i_{kq}(t) \dots\dots\dots (3.14)$$

$$\phi_f = -L_{afm} i_d(t) + L_{ff} i_f(t) + L_{fk} i_{kq}(t) \dots\dots\dots (3.15)$$

$$\phi_g = -L_{agm} i_q(t) + L_{gg} i_g(t) + L_{gk} i_{kq}(t) \dots\dots\dots (3.16)$$

$$\phi_{kd} = -L_{akdm} i_d(t) + L_{fk} i_f(t) + L_{kdk} i_{kd}(t) \dots\dots\dots (3.17)$$

$$\phi_{kq} = -L_{akqm} i_q(t) + L_{gk} i_g(t) + L_{kqk} i_{kq}(t) \dots\dots\dots (3.18)$$

ここで、

$$L_d = L_1 + L_3 + (3/2)L_2 \dots\dots\dots (3.19)$$

$$L_q = L_1 + L_3 - (3/2)L_2 \dots\dots\dots (3.20)$$

である。

また、その他の電圧、電流の関係式は式(3.21)-式(3.26)にまとめる。ここで、 p は $p \equiv d/dt$ を表す。

$$v_d(t) = p\phi_d(t) - \phi_q(t)p\theta(t) - Ri_d(t) \dots\dots\dots (3.21)$$

$$v_q(t) = p\phi_q(t) - \phi_d(t)p\theta(t) - Ri_q(t) \dots\dots\dots (3.22)$$

$$v_f(t) = p\phi_f(t) + R_f i_f(t) \dots\dots\dots (3.23)$$

$$v_g(t) = p\phi_g(t) + R_g i_g(t) = 0 \dots\dots\dots (3.24)$$

$$v_{kd}(t) = p\phi_{kd}(t) + R_{kd} i_{kd}(t) = 0 \dots\dots\dots (3.25)$$

$$v_{kq}(t) = p\phi_{kq}(t) + R_{kq} i_{kq}(t) = 0 \dots\dots\dots (3.26)$$

機器定数に関する不足データを補うための仮定

式(3.13)-(3.18), 式(3.21)-(3.26)の中で、各巻線の磁束・電圧・電流は、5 個の抵抗 ($R, R_f, R_g, R_{kd}, R_{kq}$) と 12 個のインダクタンス ($L_d, L_q, L_{ff}, L_{gg}, L_{kdk}, L_{kqk}, L_{afm}, L_{agm}, L_{akdm}, L_{akqm}, L_{fk}, L_{gk}$) を用いて表されている (定数グループ 1 とする)。しかし、測定によって実際に知ることのできる機器定数は 11 個 ($R, L_d, L_d', L_d'', T_{do}', T_{do}'', L_q, L_q', L_q'', T_{qo}', T_{qo}''$) のみである (定数グループ 2 とする)。そのため、定数グループ 1 のうち 6 個の定数は求めることができない。定数グループ 2 のうち、d 軸回路における定数について以下にまとめる。

R : 固定子抵抗

L_d : f 回路及び kd 回路を開放した時の d 軸コイルインダクタンス
(直軸同期リアクタンス)

L_d' : f 回路短絡, kd 回路解放の状態における見かけの d 軸コイルインダクタンス
(直軸過渡リアクタンス)

L_d'' : f および kd 回路を短絡した状態での見かけの d 軸コイルインダクタンス
(直軸初期過渡リアクタンス)

T_{do}' : d および kd 回路を開放したときの i_f の減衰時定数 (直軸回路時定数)

T_{do}'' : d 回路を開放, f 回路を短絡したときの i_{kd} の減衰時定数 (直軸回路初期時定数)

しかし, 過渡安定度解析の際には, 回転子側の電流自体は知る必要はなく, その意味で i_f, i_{kd}, i_g, i_{kq} の4つの変数の分だけ余裕ができる。そこで, 式(3.27)-式(3.30)の4つの新しい変数を導入する。

$$e_{q1} = \omega_0 L_{afm} i_f(t) \dots\dots\dots (3.27)$$

$$e_{q2} = \omega_0 L_{akdm} i_{kd}(t) \dots\dots\dots (3.28)$$

$$e_{d1} = -\omega_0 L_{agm} i_g(t) \dots\dots\dots (3.29)$$

$$e_{d2} = -\omega_0 L_{akqm} i_{kq}(t) \dots\dots\dots (3.30)$$

この時点で, まだ2つの定数の不足があるため, さらに以下の仮定を設けることによって解析を可能とする。

[仮定]: d 軸上の d, f, kd 巻線を1つの3巻線変圧器と考える。その際に, 3巻線の共通磁路から外れた漏れ磁束のうち, 2巻線を通る漏れ磁束は微小であると考え (q 軸上も同様に考えられる)。この仮定を置くと, 固定子電流を強めて磁気回路を飽和させた際の, 電流増加による磁束鎖交数の増加分は, そのほとんどが漏れ磁束の増加分だと考えることができる。したがって, d, q 軸固定子巻線の漏れインダクタンス L_l を実測により求めることができ, さらに2つの定数の値を明らかにできる。

内部誘起電圧の定義

本研究では, 計算の複雑化を避けるために, 式(3.21),(3.22)において

$$p\phi_d(t) = p\phi_q(t) = 0 \dots\dots\dots (3.31)$$

としている。バックスイング現象等の解析を行う場合には, これらの項の考慮が必要となるが, この仮定をおいた場合でも実用上は十分な精度が得られる。そこで本研究では, 式(3.31)の仮定を用いて, 式(3.13)(3.14)(3.21)(3.22)より,

$$v_d(t) = \omega(t)L_q'' i_q - Ri_d(t) + \omega f_q(\phi_{fq}, \phi_{kq}) \dots\dots\dots (3.32)$$

$$v_q(t) = \omega(t)L_d'' i_d - Ri_q(t) + \omega f_d(\phi_{fd}, \phi_{kd}) \dots\dots\dots (3.33)$$

の関係式を得る。ここで, $\omega f_q(\phi_{fq}, \phi_{kq}), \omega f_d(\phi_{fd}, \phi_{kd})$ を初期過渡リアクタンス背後の内部誘起電圧 E_g と定義し, その d 軸, q 軸成分をそれぞれ E_{gd}, E_{gq} とする。

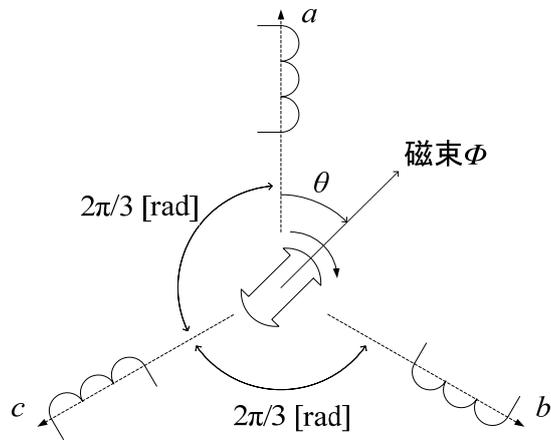
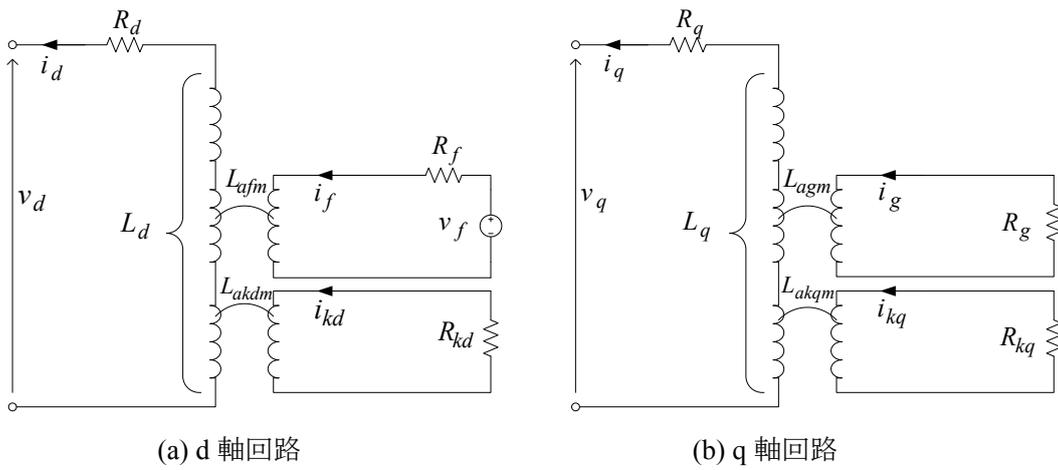


図 3.8 同期機の固定子と回転子



(a) d 軸回路

(b) q 軸回路

図 3.9 制動回路を含む同期機の等価回路

3.2.4 誘導機負荷モデル

電力系統の電圧安定度について解析を行う場合、電圧崩壊現象の要因となる負荷の動特性や定電力特性を考慮する必要がある。過渡解析における実際的な負荷モデルの構築については、現在も重要な課題として研究が進められている⁽¹⁴⁾⁽¹⁵⁾。本論文では、電圧安定度を考慮した系統安定化制御手法の有効性を検証するにあたり、定インピーダンス特性をもつ負荷モデルと、誘導機特性をもつ簡易負荷モデルを並列に適用した。以下では、本論文で適用した誘導機負荷モデル⁽¹⁶⁾についてまとめる。

図 3.10 に本論文で適用した誘導機負荷モデルを示す。負荷の有効電力消費は純抵抗 r_m を用いて表され、すべり s によって変化しうる。 x_m は系統及び負荷内部の漏れリアクタンスを表す。図 3.10 のモデルに基づき、誘導機負荷への電氣的入力（消費電力） $P_{e,IM}$ 、 $Q_{e,IM}$ は(3.34)式～(3.35)式で表される。(3.34)式に基づき、誘導機のすべりと電氣的入力との関係を示したのが図 3.11 である。図 3.11 において、矢印で示した範囲が定常状態における運転範囲となる。

$$P_{e,IM} = \frac{r_m/s}{(r_m/s)^2 + x_m^2} |V_i|^2 \dots\dots\dots (3.34)$$

$$Q_{e,IM} = \frac{x_m}{(r_m/s)^2 + x_m^2} |V_i|^2 \dots\dots\dots (3.35)$$

誘導機の電氣的入力 $P_{e,IM}$ 、機械出力 $P_{m,IM}$ の間には、定常状態では(3.36)式の関係式が成り立っているが、過渡状態においては(3.37)式の動特性を考慮する。ここで、 I は誘導機の慣性定数を表す。

$$\frac{P_{m,IM}}{1-s} - P_{e,IM} = 0 \dots\dots\dots (3.36)$$

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{I\omega_o^2} \left(\frac{P_{m,IM}}{1-s} - P_{e,IM} \right) \dots\dots\dots (3.37)$$

誘導機の電氣的入力 $P_{e,IM}$ が変化した場合には、(3.37)式の動特性に応じてすべりが変化する。図 3.11 に示す関係からも分かるように、安定領域における負荷の誘導機特性は、系統側の外乱に対して元の消費電力を保とうとする定電力特性を持つ。

本論文で扱う誘導機の機器定数（自己容量ベース）は、表 3.1 に示す値を適用する。

表 3.1 誘導機負荷の機器定数

r_m (p.u.)	x_m (p.u.)	I (s)
0.01	0.05	1.0

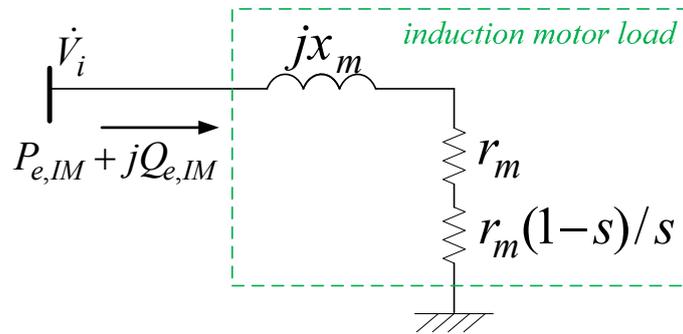


図 3.10 誘導機負荷モデル

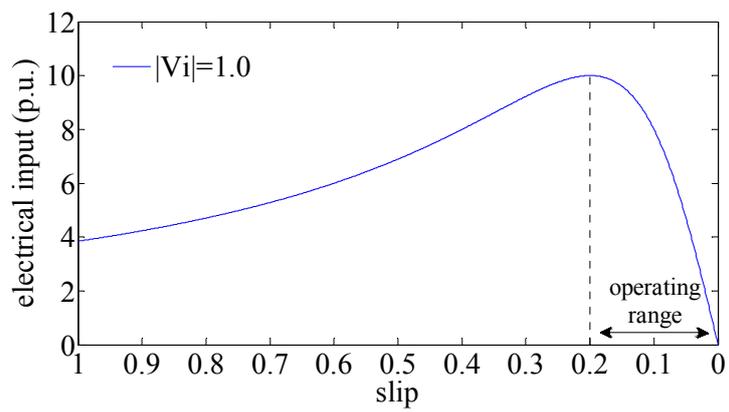


図 3.11 誘導機のすべりと電氣的入力の関係(速度・入力曲線)

3.3 過渡安定度の安定化制御手法の検討

過渡安定度の向上を目的とした FACTS 機器の制御方法は、これまでも世界中の多くの研究者によって提案されてきたが、そのほとんどは、一機無限大母線系統などの簡易なテスト系統において、提案法の有効性の検証や、その定性的な考察を行うに留まっており、より複雑な多機電力系統に対して適用可能な手法は少ない。メッシュ状の多機電力系統をテスト系統として用いた文献も見られるが、第一波動揺の抑制効果に関する検証が不十分であったり⁽¹⁷⁾、オフライン事前演算型システムとしての適用を想定しているなど⁽¹⁸⁾、想定外の事象に対しても高い柔軟性を持って過渡安定度を向上できる制御システムの構築という観点では、未だ検討がなされていない。その一方で、既に先行研究⁽¹⁹⁾では、可変直列コンデンサや移相器の制御による系統安定化手法を提案しており、多機電力系統においてその有効性を確認している。この文献では、各電力制御機器の変化に対する発電機出力の変化の感度を利用し、系統のエネルギー関数の時間微分値が負になるように対象機器を制御することで、複雑な多機電力系統に設置された電力制御機器を制御対象とする場合であっても、系統の過渡安定度を高めることができるとしている。

本論文では、先行研究⁽¹⁹⁾で提案したエネルギー関数に基づく制御則と併せて、危険発電機の回転子角速度を指標とした制御則を適用することで、第一波脱調ケースに対してより信頼性の高い系統安定化制御手法を提案する。擾乱発生時に、提案法にしたがって電力制御機器の操作変数を連続的に変化させることによって、過渡領域安定度、中間領域安定度、さらには定態安定度の安定化が期待される。

提案する系統安定化制御手法は、UPFC と二次電池の操作変数に適用することを想定する。本節では、FACTS 機器や二次電池等の応答性の高い電力制御機器に対して適用可能な系統安定化制御手法についてまとめた後、UPFC と二次電池の制御システムについてまとめる。提案法の適用にあたっては、各操作変数の変化に対する各発電機出力の変化の感度を把握する必要があり、その感度算出方法についても本節でまとめる。また、二次電池に対しては、ある一台の二次電池が有する変換器容量（皮相電力定格、電流定格）を二つの操作変数（有効電力変数、無効電力変数）に対して適切に配分する方法を提案し、系統安定化制御手法と共に適用する。

3.3.1 系統安定化制御手法

図 3.12 に、電力制御機器の操作変数 η_k に対する系統安定化制御システムを示す。系統安定化制御システムでは、このあと述べる「エネルギー関数に基づく制御則」と「危険発電機に着目した制御則」の二つの制御則によって、操作変数の動作点の変化方向をそれぞれ算出し、両変化方向が一致した場合にのみ、その変化方向を出力する。二つの制御則によって算出された変化方向が異なる場合には、変化量は零として出力する。どちらか一方の制御則のみを用いる場合でも過渡安定度の安定化効果が期待されるが、二つの安定度指標を併せて用いることで、より高い信頼性を持って過渡安定度を高める効果が期待される。また、どちらの制御則も、重ね合わせの理から非干渉な制御則であり、複数の操作変数に対して個別に適用できる。

尚、本節で扱う各制御アルゴリズムの導出にあたっては、(3.38)式で示す動揺方程式を考慮している。

$$\dot{\delta}_i = \omega_i; \quad M_i \dot{\omega}_i = P_{m,i} - P_{e,i} - D_i(\omega_i - \omega_o) \dots\dots\dots (3.38)$$

ここで、 δ_i , ω_i , M_i , $P_{m,i}$, $P_{e,i}$, D_i は、それぞれ発電機 i ($i \in \mathbf{G}$, \mathbf{G} は系統内の全ての発電機の組) の内部位相角, 回転子角速度, 慣性定数, 機械入力, 電氣的出力, 制動係数を表す。また、 ω_o は回転子角速度の慣性中心 (COI: center of inertia) で、(3.39)式によって定義する。

$$\omega_o = \frac{\sum_{i \in \mathbf{G}} M_i \omega_i}{\sum_{i \in \mathbf{G}} M_i} \dots\dots\dots (3.39)$$

(1) エネルギー関数に基づく制御則⁽¹⁹⁾

同期平衡の概念から定式化された多機系のエネルギー関数として、式(3.40)-式(3.42)を考える⁽²⁰⁾。

$$V(\boldsymbol{\delta}, \boldsymbol{\omega}) = V_K(\boldsymbol{\omega}) + V_P(\boldsymbol{\delta}) \dots\dots\dots (3.40)$$

$$V_K(\boldsymbol{\omega}) = \sum_{i \in \mathbf{G}} \frac{1}{2} M_i (\omega_i - \omega_o)^2 \dots\dots\dots (3.41)$$

$$V_P(\boldsymbol{\delta}) = - \sum_{i \in \mathbf{G}} P_{m,i} (\theta_i - \theta_i^s) + \sum_{i \in \mathbf{G}} \int_{\theta_i^s}^{\theta_i} P_{e,i}(\theta, \boldsymbol{\eta}^0) d\theta_i \dots\dots\dots (3.42)$$

$$\theta_i \equiv \delta_i - \delta_o, \quad \boldsymbol{\theta} \equiv [\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n], \quad \boldsymbol{\delta} \equiv [\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n], \quad \boldsymbol{\omega} \equiv [\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n]$$

式(3.40)で、 V_K , V_P はそれぞれ発電機回転子の運動エネルギーと系統に蓄えられている位置エネルギーを表す項である。ただし、これらのエネルギーの概念は抽象的なものであり、現存するエネルギーを表すものではない。式(3.42)において、 δ_i^s は事故前の安定平衡点における発電機の内部位相角であり、 δ_o は内部位相角の慣性中心である。

本制御則では、上述のエネルギー関数を制御指標とする。事故時、発電機の回転速度の動揺に伴いエネルギー関数が一時的に増大し、その後、発電機自身が持つ制動効果によってその値が次第に減少していく際に、系統内の電力制御機器により、その減少速度を高め

ることができれば、系統の制動能力の向上につながる。また、事故中のエネルギー関数の増加速度を抑制することで、第一波動揺を抑える効果も期待される。この考え方に基づいて導出された電力制御機器の制御則を以下にまとめる。

ある時刻における電力制御機器の m 個の操作変数を、定常値 $\eta_1^0, \eta_2^0, \dots, \eta_m^0$ から $\Delta\eta_1, \Delta\eta_2, \dots, \Delta\eta_m$ だけ変化させたとすると、エネルギー関数の時間微分値 $\dot{V}(=dV/dt)$ は、電力制御機器を制御しない場合($\Delta\eta_k=0$)と比較して、

$$\Delta\dot{V} = -\sum_{i \in G} (\omega_i - \omega_0) \Delta P_{ei} \dots\dots\dots (3.43)$$

だけ変化する。式(3.43)は、(3.40)式における運動エネルギーに類する項の微分項が変化する値を示し、(3.40)式における位置エネルギーに類する項は内部位相角のみの関数であるとの前提から、その時間微分値は電力制御機器の動作によって瞬時に変化しない。ここで、操作変数 η_k の変化に対する発電機 i の有効電力出力 P_{ei} の変化の感度 $\sigma_{i,k}$ を、

$$\sigma_{i,k} = \frac{\partial P_{e,i}}{\partial \eta_k} = \text{Re}\{\bar{E}_{G,i} \cdot \sum_{l \in G} \frac{\partial \mathcal{Y}_{G(i,l)}}{\partial \eta_k} \bar{E}_{G,l}\} \quad (i \in G, k \in F) \dots\dots\dots (3.44)$$

と定義すると、式(3.43)は

$$\Delta\dot{V} \approx -\sum_{k \in F} \left(\Delta\eta_k \sum_{i \in G} \sigma_{i,k} (\omega_i - \omega_0) \right) \dots\dots\dots (3.45)$$

となる。式(3.44)、式(3.45)において、 \bar{E}_G は発電機 i の初期過渡リアクタンス背後の内部誘起電圧、 \mathbf{Y}_G は内部誘起電圧からみた系統のアドミタンス行列、 \mathbf{F} は全ての電力制御機器の操作変数の組である。式(3.45)で表される関係から、操作変数 η_k を、

$$\Delta\eta_k = K \sum_{i \in G} \sigma_{i,k} (\omega_i - \omega_0) = K \sum_{i \in G} \sigma_{i,k} \omega_{COI,i} \dots\dots\dots (3.46)$$

にしたがって動かすことで、 $\Delta\dot{V} \leq 0$ となり、FACTS 機器非制御の場合($\Delta\eta_k=0$)と比較して、エネルギー関数の増加速度の抑制（減少速度の促進）効果が期待される。尚、 K はゲインに相当する正の定数である。

(2) 危険発電機に着目した制御則

本制御則では、事故後の各時刻において、動揺エネルギーが最も大きい発電機を危険発電機 (CM : critical machine) として同定し、その回転子角速度を制御指標とする。電力制御機器によって、各時刻における危険発電機の回転子角速度を、全発電機の慣性中心に近付けることができれば、相差角動揺の大きい発電機の動揺を抑え、過渡安定度を高める効果が期待される。本研究では危険発電機を、全発電機の中で(3.47)式の値が最も大きい発電機として定義し、その同定はリアルタイムで行うものとする。

$$V_{K,i} = \frac{1}{2} M_i (\omega_i - \omega_0)^2 \quad (i \in G) \dots\dots\dots (3.47)$$

ある時刻において、電力制御機器の m 個の操作変数を、定常値 $\eta_1^0, \eta_2^0, \dots, \eta_m^0$ から

$\Delta\eta_1, \Delta\eta_2, \dots, \Delta\eta_m$ だけ変化させたとすると, (3.38)式, (3.39)式より, 慣性中心を基準とした発電機 i の回転子角速度 ($\omega_{COI,i} = \omega_i - \omega_o$) の時間微分値は(3.48)式の値だけ変化する。

$$\begin{aligned} \Delta\dot{\omega}_{COI,i} &= \Delta\dot{\omega}_i - \frac{\sum_{l \in G} M_l \Delta\dot{\omega}_l}{\sum_{l \in G} M_l} \\ &= -\frac{\Delta P_{e,i}}{M_i} + \frac{\sum_{l \in G} \Delta P_{e,l}}{\sum_{l \in G} M_l} \dots\dots\dots (3.48) \end{aligned}$$

ここで, (3.44)式で定義する感度 $\sigma_{i,k}$ を用いると, (3.48)式より, 危険発電機の回転子角速度の時間微分値は操作変数の変化によって(3.49)式の値だけ変化する」と表され, (3.50)式の制御則が導かれる。

$$\begin{aligned} \Delta\dot{\omega}_{COI,CM} &\cong \sum_{k \in F} \left(-\frac{\sigma_{CM,k}}{M_{CM}} + \frac{\sum_{l \in G} \sigma_{l,k}}{\sum_{l \in G} M_l} \right) \Delta\eta_k \\ &= \sum_{k \in F} S_{CM,k} \Delta\eta_k \dots\dots\dots (3.49) \end{aligned}$$

$$\Delta\eta_k = -\omega_{COI,CM} \cdot S_{CM,k} \dots\dots\dots (3.50)$$

この制御則に従って電力制御機器の制御変数を変化させることで, 危険発電機が加速している場合 ($\omega_{COI,CM} > 0$ の場合) には $\Delta\dot{\omega}_{COI,CM} < 0$ とし, 減速している場合 ($\omega_{COI,CM} < 0$ の場合) には $\Delta\dot{\omega}_{COI,CM} > 0$ とすることができ, 危険発電機の回転子角速度を全発電機の慣性中心に近付ける効果が期待される。

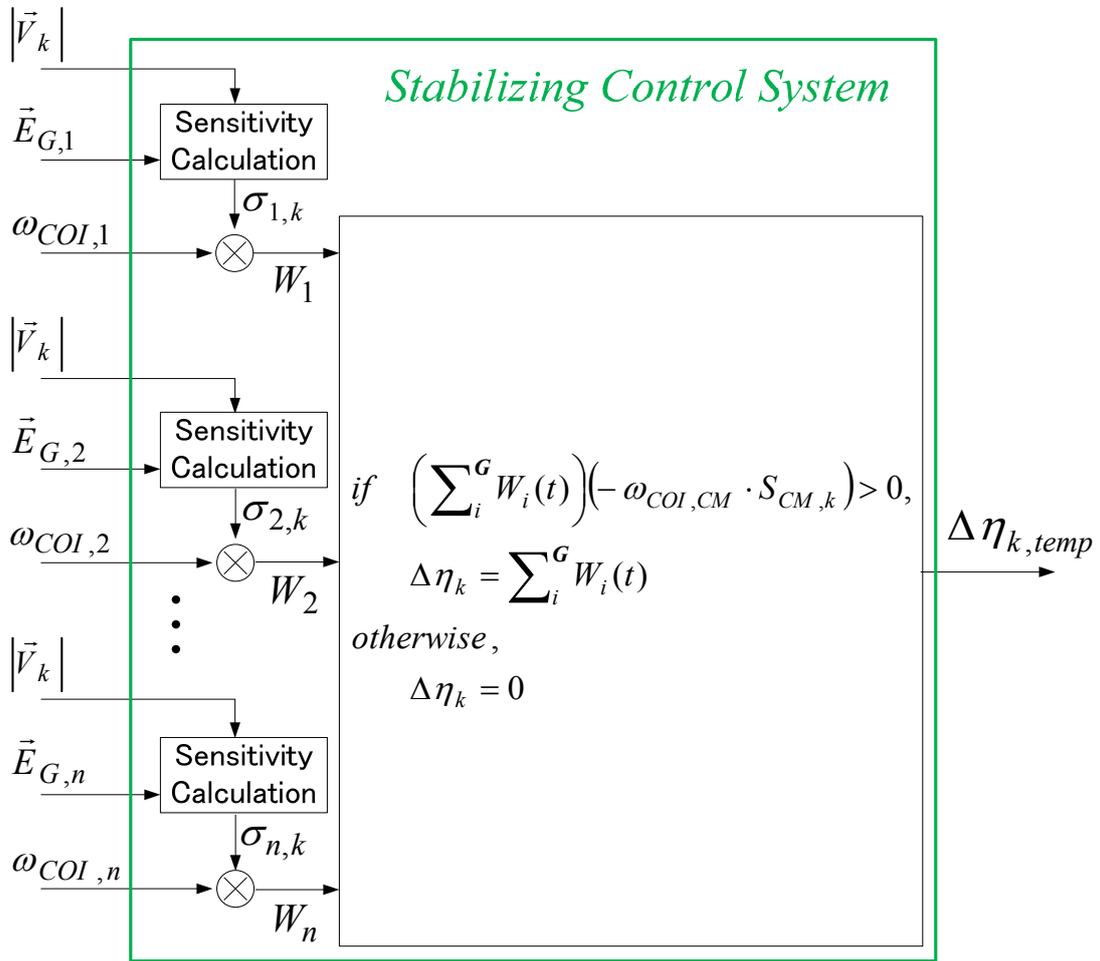


図 3.12 系統安定化制御システム

3.3.2 UPFC 設置系統の過渡安定度安定化

3.3.2.1 UPFC の操作変数に関する感度算出手法

提案した系統安定化制御手法を適用するためには、操作変数の変化に対する発電機の有効電力出力の変化の感度を把握する必要がある。本節では、UPFC の操作変数に関する感度係数について、その算出方法をまとめる。

図 3.13 に、UPFC の基本構成と設置点周辺における電圧フェーザ図を再掲する。UPFC は 3 つの自由度を持つ電力制御機器であり、本論文では、並列変圧器側における注入無効電力 (Q_{inj}) と、直列変圧器側における印加電圧 (V_{ud} , V_{uq}) の 3 つの操作変数が独立に制御可能であるとしている。

発電機の電氣的出力 $P_{e,i}$ は、発電機の初期過渡リアクタンス背後の内部誘起電圧 $E_{G,i}$ 、発電機電流 $I_{G,i}$ によって以下のように表せる。ここで、 \mathbf{G} は全ての発電機の組、 Y_G は発電機の内部誘起電圧からみた系統のアドミタンス行列である。

$$P_{e,i} = \text{Re}\{E_{G,i} \overline{I_{G,i}}\} = \text{Re}\{E_{G,i} \sum_{l \in \mathbf{G}} \overline{Y_{G(i,l)} E_{G,l}}\} \quad (i \in \mathbf{G}) \dots\dots\dots (3.51)$$

したがって、UPFC の操作変数 η_k の変化に対する発電機出力の変化の感度 $\sigma_{i,k}$ は、式(3.52)に従って求まる。

$$\sigma_{i,k} = \frac{\partial P_{e,i}}{\partial \eta_k} = \text{Re}\{E_{G,i} \cdot \sum_{l \in \mathbf{G}} \frac{\partial \overline{Y_{G(i,l)}}}{\partial \eta_k} E_{G,l}\} \quad (i \in \mathbf{G}, k \in \mathbf{U}) \dots\dots\dots (3.52)$$

ここで \mathbf{U} は全ての UPFC の組である。式(3.52)より、UPFC の操作変数 η_k の変化に対するアドミタンス行列の変化を求めることで、UPFC の操作変数 η_k の変化に対する発電機出力の変化の感度 $\sigma_{i,k}$ を求めることができる。

さて、送電網のアドミタンス行列は、以下のように表される。

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_G \\ \mathbf{I}_L \end{bmatrix} = [\mathbf{Y}] \begin{bmatrix} \mathbf{V}_G \\ \mathbf{V}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{GG} & \mathbf{Y}_{GL} \\ \mathbf{Y}_{LG} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_G \\ \mathbf{V}_L \end{bmatrix} \dots\dots\dots (3.53)$$

ここで、 \mathbf{Y} は負荷の定インピーダンス成分を織り込んだノード間アドミタンス行列、 $\mathbf{V}_G \cdot \mathbf{I}_G$ は発電機母線における電圧・注入電流、 $\mathbf{V}_L \cdot \mathbf{I}_L$ は発電機母線以外の母線（負荷母線）における電圧・注入電流を示している。UPFC が負荷母線にのみ設置されていることを仮定すると、式(3.53)において、UPFC の操作変数 η_k に依存するのは \mathbf{Y}_{LL} のみである。発電機端子からみたアドミタンス行列 \mathbf{Y}' は、

$$\mathbf{Y}' = \mathbf{Y}_{GG} - \mathbf{Y}_{GL} \mathbf{Y}_{LL}^{-1} \mathbf{Y}_{LG} \dots\dots\dots (3.54)$$

で表されるため、 η_k の変化に対する \mathbf{Y}' の変化の感度は以下のように求めることができる。

$$\frac{\partial \mathbf{Y}'}{\partial \eta_k} = \mathbf{Y}_{GL} \mathbf{Y}_{LL}^{-1} \frac{\partial \mathbf{Y}_{LL}}{\partial \eta_k} \mathbf{Y}_{LL}^{-1} \mathbf{Y}_{LG} \dots\dots\dots (3.55)$$

また、 η_k の変化に対する Y_G の変化の感度は、

$$\frac{\partial \mathbf{Y}_G}{\partial \eta_k} = (\mathbf{I} + \mathbf{Y}Z')^{-1} \frac{\partial \mathbf{Y}'}{\partial \eta_k} (\mathbf{I} - Z'(\mathbf{I} + \mathbf{Y}Z')^{-1} \mathbf{Y}) \dots \dots \dots (3.56)$$

と計算できるため、式(3.55)における $\partial \mathbf{Y}_{LL} / \partial \eta_k$ を求めれば、 $\partial \mathbf{Y}' / \partial \eta_k$ 、 $\partial \mathbf{Y}_G / \partial \eta_k$ の順に求まり、式(3.52)によって UPFC の制御変数 η_k の変化に対する発電機出力の変化の感度が求まる。

このように、感度 $\sigma_{i,k}$ を求めるためには、UPFC の各操作変数を系統のアドミタンス行列に組み込む必要がある。そこで本研究では、図 3.13 に示す直列電圧印加部分、無効電力 Q_{inj} 制御部分を、それぞれ図 3.14 に示す規準外変圧器、サセプタンスとしてモデル化し、感度の値を数値的に求めている。尚、図 3.14(a)における x_s は直列変圧器の漏れリアクタンス x_s を表す。

まず、図 3.14(a)の直列変圧器部分のモデルにおいて、 \vec{V}'_i は、

$$\begin{aligned} \vec{V}'_i &= \vec{V}_i + \vec{V}_i \times \frac{V_{Ud}}{|\vec{V}_i|} \times e^{-j\frac{\pi}{2}} + \vec{V}_i \times \frac{V_{Uq}}{|\vec{V}_i|} \\ &= \vec{V}_i \left(1 - j \frac{V_{Ud}}{|\vec{V}_i|} + \frac{V_{Uq}}{|\vec{V}_i|} \right) = n_{SSSC} \vec{V}_i \dots \dots \dots (3.57) \end{aligned}$$

となる。UPFC 制御変数が変化した直後において、設置点母線電圧の大きさ $|\vec{V}_i|$ の変化は微

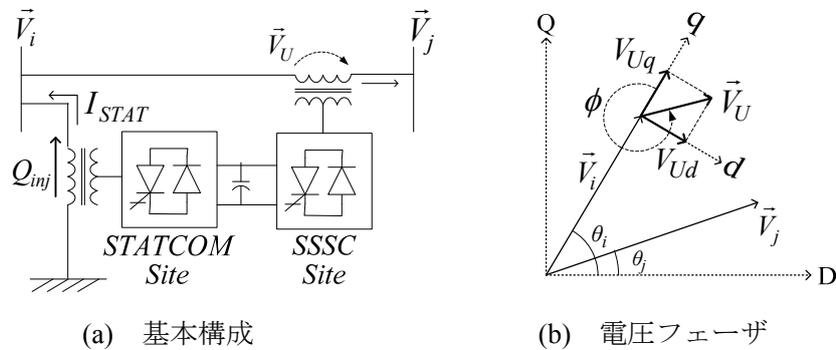


図 3.13 UPFC の基本構成と設置点周辺の電圧フェーザ図

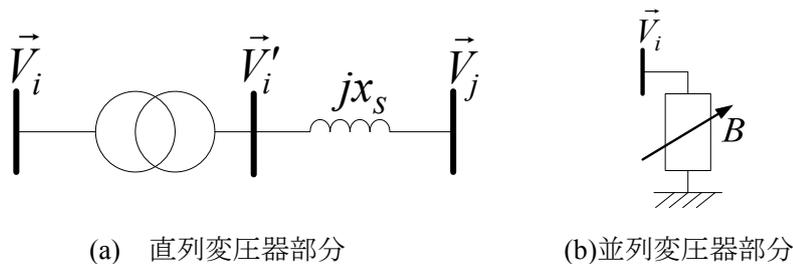


図 3.14 感度算出の際の UPFC のモデル

小であると仮定すれば、式(3.57)の UPFC の直列変圧器部分は規準外巻線比が $1 : n_{SSSC}$ の規準外変圧器とみなすことができ、系統のアドミタンス行列に組み込むことができる。

一方、図 3.14(b)に示す並列変圧器部分は、式(3.58)で求めた値をサセプタンスとして、アドミタンス行列に組み込んでいる。

$$B = Q_{inj} / |\bar{V}_i|^2 \dots\dots\dots (3.58)$$

3.3.2.2 UPFC による過渡安定度安定化制御システム

図 3.15 に UPFC の一制御変数 η_k ($k \in U, U$ は全ての UPFC の制御変数の組) に対する過渡安定度安定化制御システムを示す。提案法では、系統内の全発電機の内部電圧 $\bar{E}_{G,i}$ ($i \in G, G$ は全ての発電機の組) と UPFC 設置点における母線電圧 $|\bar{V}_k|$ の計測情報から、先に述べた方法で感度係数 $\sigma_{i,k}$ をリアルタイム (0.01 sec 毎とする) で算出することを仮定する。この感度係数に各発電機の回転子角速度を乗じた情報を系統安定化制御システム (stabilizing control system) に送り、出力された値を事故前の動作点 $\eta_{k,ref}$ から変化させる。図 3.15 において、 K はゲインに相当する正の定数であり、その設定方法は後述する。

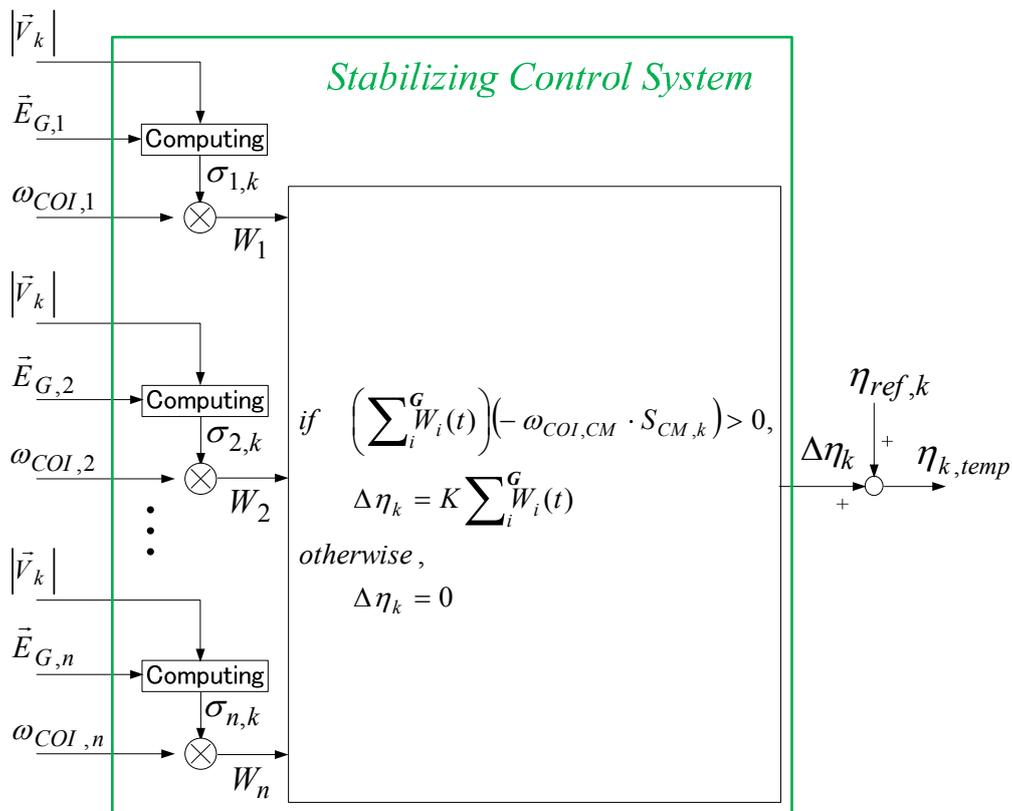


図 3.15 UPFC の操作変数 η_k に対する過渡安定度安定化制御システム

本論文では、提案した制御システムを、設置点電圧の制御に効果的な Q_{inj} と、設置点通過有効電力の制御に効果的な V_{ud} に適用する。UPFC の3つの操作変数のうち、残る一つの操作変数 V_{uq} は安定度向上への寄与が小さいため、事故前の動作点から変化させないこととする。したがって、直列印加電圧の動作可能領域はできる限り V_{ud} の変化に割り当てる。

UPFC を構成する2台の自励式変換器の皮相電力定格は、図 3.16 に示すリミッタ制御系⁽¹²⁾ を適用することで考慮している。リミッタ制御系では、図 3.15 の制御システムで求めた操作変数 ($\vec{V}_{U,temp}, Q_{inj,temp}$) から、2台の変換器の皮相電力定格 ($S_{STAT,max}, S_{SSSC,max}$) を満たす出力値 (\vec{V}_U, Q_{inj}) を算出する。このとき、変換器を通過する電力 (S_{SSSC}, P_{abs}) を推定するため、設置点電圧 (\vec{V}_i, \vec{V}_j) を 10 msec 遅れで計測すると仮定する。

さらに、直列接続側の変換器は、変換器保護の観点から事故中は保護回路に切り換え、事故を除去した 20 msec 後に再投入することとする。並列接続側の変換器は、直列変圧器側と比較して事故電流の影響を受けにくいため、事故中も動作できることとする。

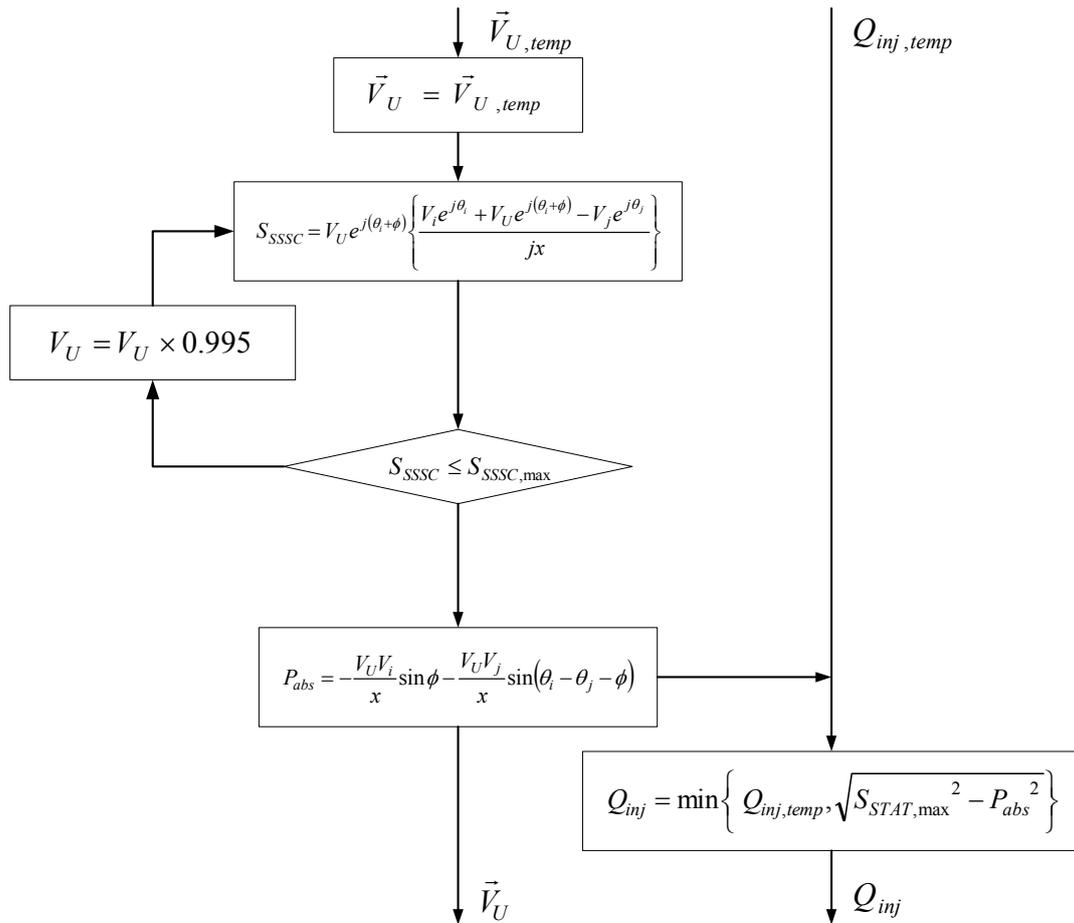


図 3.16 UPFC のリミッタ制御系

図 3.15 の制御系におけるゲイン K の値は、事故直後の動揺の大きな時間帯において機器容量の限界値に近い電力制御を行うため、事故発生時に十分に大きな値に設定する。しかしながら、動揺が収まる時間帯では大きなゲインの値に起因する過剰な電力制御によってハンチングを起こすことから、適切にその値を調整する必要がある。そこで、事故後の動揺が小さくなった時間帯には、操作変数 V_{ud} , Q_{inj} に対する過渡安定度安定化制御システムのゲイン K_{Vud} , K_{Qinj} の値を、それぞれ式 (3.59) 式, (3.60) 式を満たす時刻 t において, (3.61), 式(3.62)に従って調整する。

$$V_{ud}(t) < V_{ud,temp}(t) \dots\dots\dots (3.59)$$

$$Q_{inj}(t) < Q_{inj,temp}(t) \dots\dots\dots (3.60)$$

$$K_{Vud}(t+1) = K_{Vud}(t) \times \frac{V_{ud}}{V_{ud,temp}} \dots\dots\dots (3.61)$$

$$K_{Qinj}(t+1) = K_{Qinj}(t) \times \frac{Q_{inj}}{Q_{inj,temp}} \dots\dots\dots (3.62)$$

尚、上述の制御システムにおける計測・通信遅れ、変換器の動作遅れは、それぞれ 0.03 sec のむだ時間要素、時定数 0.01 sec の一次遅れ要素として模擬する。

3.3.2.3 メッシュ系統における検証

(1) シミュレーション条件

図 3.17 に示すメッシュ状のテスト系統⁽²¹⁾(総設備容量:3405 MW, 系統基準容量 100 MVA)において, 系統平常時の潮流制御を主目的として 2 台の UPFC が導入されていることを想定し, 事故時の UPFC 群の緊急制御による過渡安定度の安定化効果を検証する。発電機定数, 励磁系モデル等は文献[22]を参照し, 付録 A に示す値を用いる。全ての負荷は定インピーダンス負荷として模擬し, 負荷の大きさは文献[21]で示された年間のピーク値に設定する。

テスト系統における 2 台の UPFC は, それぞれ母線 16-19 間の送電線と母線 23-13 間の送電線上に, 図 3.1 における母線 i が母線 16, 母線 23 となるように設置している。これらの設置位置は, 系統平常時の燃料費削減に対して有効な位置として選定した。事故前の定常状態における発電機出力や UPFC の各操作変数の動作点は, 燃料費の最小化を目的関数とした最適潮流計算によって求め, 表 3.2, 表 3.3 に示す値とする(付録 C 参照)。1 台の UPFC が持つ変換器容量の合計は 160 MVA (並列接続側 100 MVA ・直列接続側 60 MVA), 直列変圧器の電圧定格は 46 kV (0.2 p.u.) としている。

ここでは, 母線 22 と母線 21 間の送電線上における母線 22 至近端の一線三相地絡事故(事故継続時間 0.27 sec, 一回線開放によって事故除去, 再閉路せず)を想定し, 次の 3 つの解析ケースを比較する。尚, ここで一線三相地絡事故として選定した事故点は, 本節で設定した運用条件のもとで, UPFC 群を緊急制御の対象としなかった場合に臨界故障除去時間

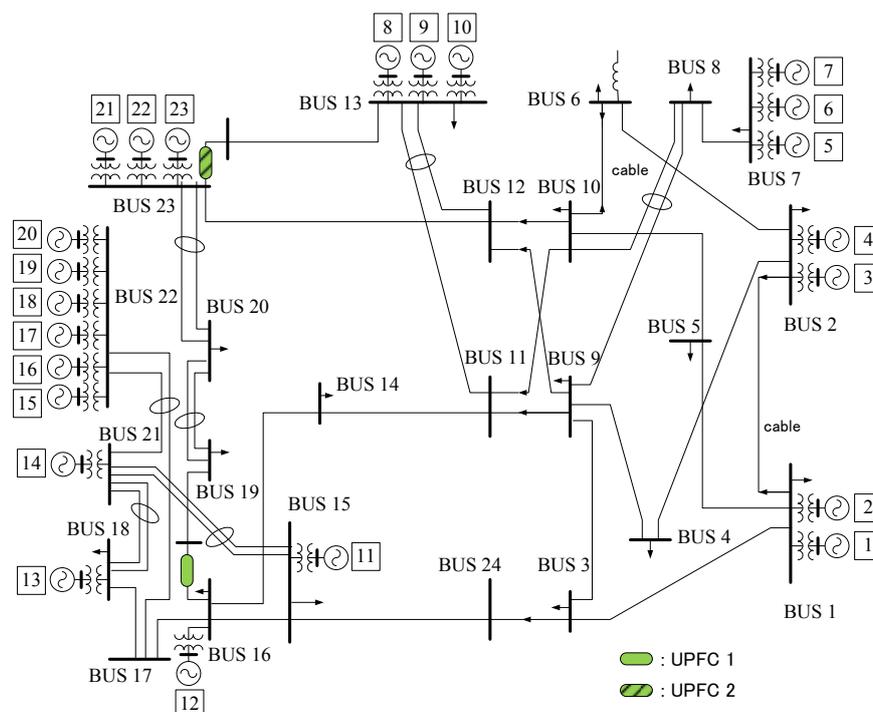


図 3.17 テスト系統 (IEEE Reliability Test System)

表 3.2 事故前の定常状態における発電機の運用点

No	Bus	P_G (p.u.)	Q_G (p.u.)	Size (p.u.)	Type
1	1	0.760	-0.068	0.760	F3
2	1	0.760	-0.234	0.760	F3
3	2	0.760	-0.011	0.760	F3
4	2	0.760	-0.011	0.760	F3
5	7	0.767	0.201	1.000	F4
6	7	0.767	0.201	1.000	F4
7	7	0.766	0.201	1.000	F4
8	13	1.031	0.364	1.970	F6
9	13	1.031	0.364	1.970	F6
10	13	1.032	0.364	1.970	F6
11	15	1.550	0.800	1.550	F5
12	16	1.550	-0.376	1.550	F5
13	18	3.838	-0.500	4.000	N1
14	21	4.000	2.000	4.000	N1
15	22	0.500	-0.014	0.500	H1
16	22	0.500	-0.014	0.500	H1
17	22	0.500	-0.014	0.500	H1
18	22	0.500	-0.014	0.500	H1
19	22	0.500	-0.014	0.500	H1
20	22	0.500	-0.014	0.500	H1
21	23	1.550	-0.456	1.550	F5
22	23	1.550	-0.456	1.550	F5
23	23	3.500	-0.199	3.500	F7

表 3.3 事故前の定常状態における UPFC の運用点

No	Node i	Node j	Q_{inj} (p.u.)	$ V_U $ (p.u.)	ϕ (deg)	S_{STAT} (p.u.)	S_{SSSC} (p.u.)
1	16	25	-0.844	0.135	1.308	0.846	0.161
2	23	26	-0.850	0.155	1.626	0.850	0.361

(CCT : critical clearing time) が最も短い事故点であり，事故継続時間を 0.28 sec 以上とした場合には母線 22 における発電機群が脱調する。

[Case I] 事故後，2 台の UPFC の全ての操作変数 (V_{Ud} , V_{Uq} , Q_{inj}) を事故前の動作点に維持した場合

[Case II] 事故後，2 台の UPFC の操作変数 (V_{Ud}) を，3.3.2 節で述べた方法で変化させた場合 (2 台の UPFC の V_{Uq} , Q_{inj} は事故前の動作点に固定)

[Case III] 事故後，2 台の UPFC の操作変数 (V_{Ud} , Q_{inj}) を，3.3.2 節で述べた方法で変化させた場合 (2 台の UPFC の V_{Uq} は事故前の動作点に固定)

(2) UPFCによる過渡安定度安定化効果

UPFCの制御による過渡安定度の安定化効果を確認するため、図3.18、図3.19に、15番発電機の相差角曲線（慣性中心基準）の比較、エネルギー関数の運動エネルギー項 V_K の比較を示す。先に述べたように、 V_K は式(3.34)によって定義され、全発電機が同一速度で運転しているときに零となる。したがって、 V_K は全発電機の動揺エネルギーを表す指標として考えることができる。また、図3.20~図3.37に、それぞれの解析ケースにおける全発電機の相差角曲線（慣性中心基準）、2台のUPFCの制御動作（ V_{Ud} 、 Q_{inj} 、 S_{STAT} 、 S_{SSSC} ）を示す。

[Case I]と[Case III]の結果の比較から分かるように、提案法によってUPFC群を制御することで、事故後の第一波動揺を抑制し、第一波以降の制動能力を向上できる。このとき、第一波動揺の抑制に対して大きく貢献しているのは事故中に動作可能としている操作変数 Q_{inj} の制御動作である。直列印加電圧 V_{Ud} の制御動作は、事故中に保護回路に切替えるため第一波動揺の抑制に対する効果は小さいが、それ以降の制動能力の向上に貢献している。このことは、図3.19における[Case I]と[Case II]の結果の比較から確認できる。

図3.24-図3.25、図3.30-図3.31、図3.36-図3.37では、UPFCの2台の変換器を通過する皮相電力の変化の様子が確認できる。提案法によってUPFCの操作変数を制御した解析ケースでは、通過皮相電力の値が大きく変化するが、変換器定格を満たしながら、安定化動作が実現できていることが分かる。

本論文で過渡安定化制御の対象としたUPFCの操作変数（ V_{Ud} 、 Q_{inj} ）の変化は、それぞれ主に設置点通過電力 P_u 、設置点電圧 V_i （図3.1参照）を変化させる。本解析におけるこれらの電気量の変化をみるため、母線16に設置されたUPFC周辺の電気量（設置点通過有効電力 P_u 、設置点電圧 V_i ）の比較を図3.38、図3.39に示す。

図3.38、図3.39に示す設置点通過有効電力・設置点電圧の変化をみると、提案法によって制御された各操作変数の影響で、これらの電気量が大きく変動している様子が確認できる。過去の文献で系統安定化に対して提案された電力制御機器の制御方法の多くは、設置点周辺の電気量を観測し、その電気量の変動を抑えるように機器の制御を行っているのに対して、ここで示すように、相差角動揺が大きな時間帯で設置点周辺の電気量を大きく変動させる動作が、先に示した過渡安定度の安定化、特に第一波動揺の抑制に貢献する。

このように、多機系統の過渡安定度の安定化のためには、機器容量を限界値まで用いた大きな電力制御が有効であるため、図3.15における制御系ゲイン K の値は、事故時に十分に大きな値に設定する。その後、動揺が収まるにつれて各操作変数が指令値に収束するように、3.3.2.2節で提案した方法でゲイン K の値を調整し、過剰な電力制御によるハンチングを防いでいる。

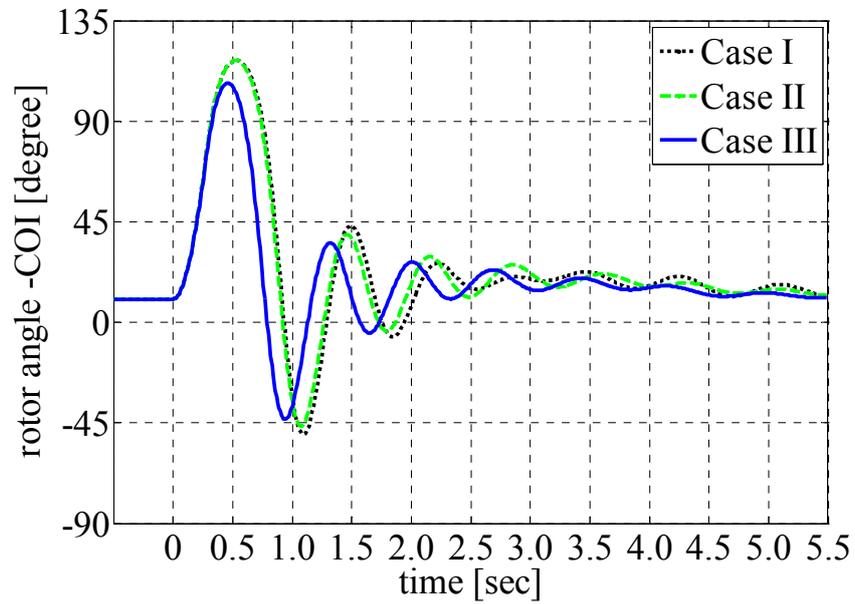


図 3.18 15 番発電機の相差点曲線の比較

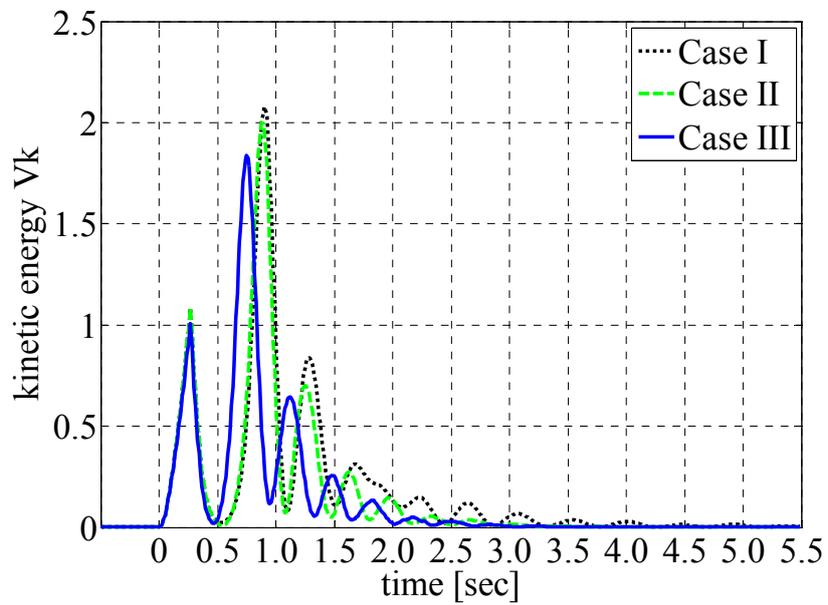


図 3.19 エネルギー関数 V_k の比較

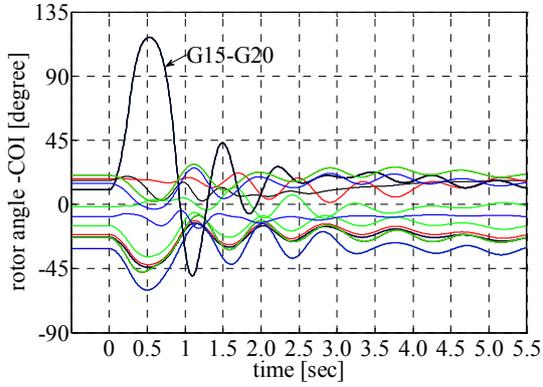


図 3.20 相差角曲線 (Case I)

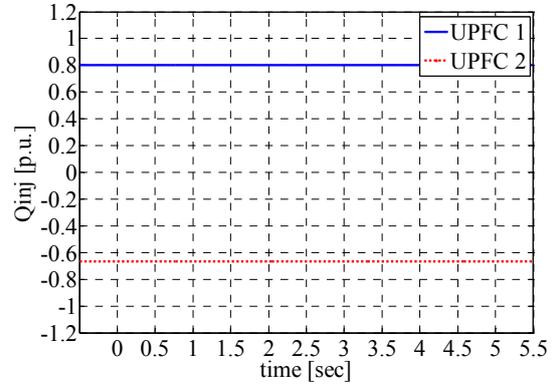


図 3.23 操作変数 Q_{inj} (Case I)

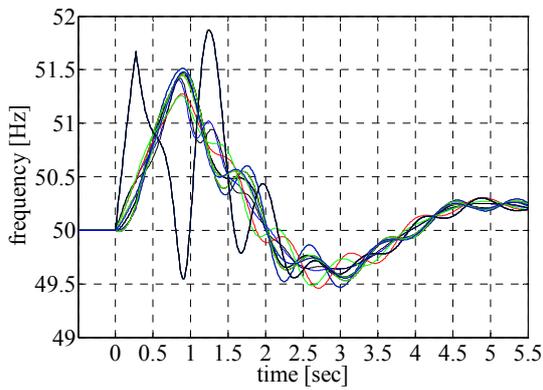


図 3.21 回転子角速度 (Case I)

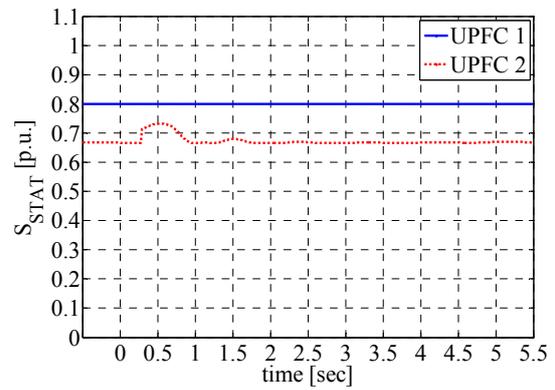


図 3.24 皮相電力 S_{STAT} (Case I)

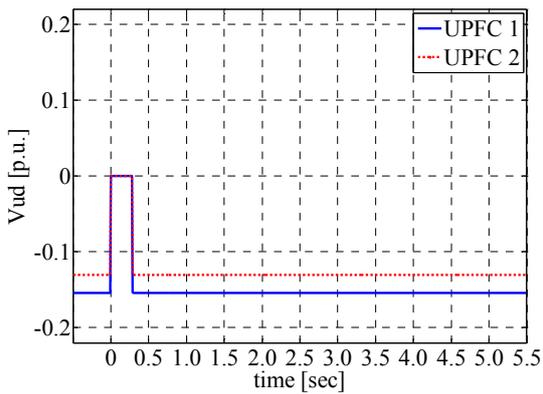


図 3.22 操作変数 V_{ud} (Case I)

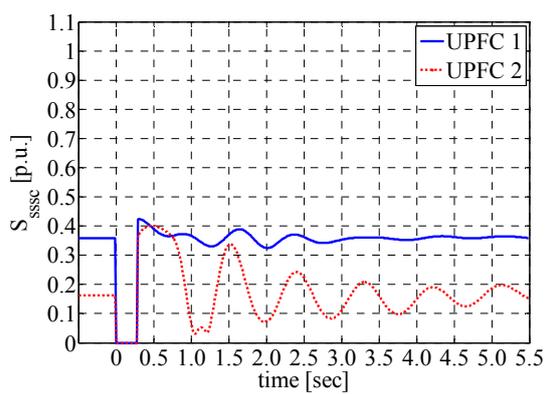


図 3.25 皮相電力 S_{SSC} (Case I)

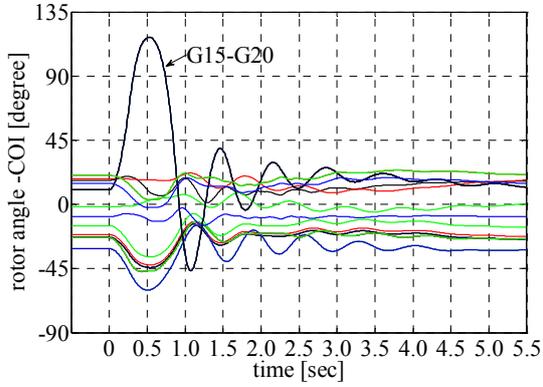


図 3.26 相角曲線 (Case II)

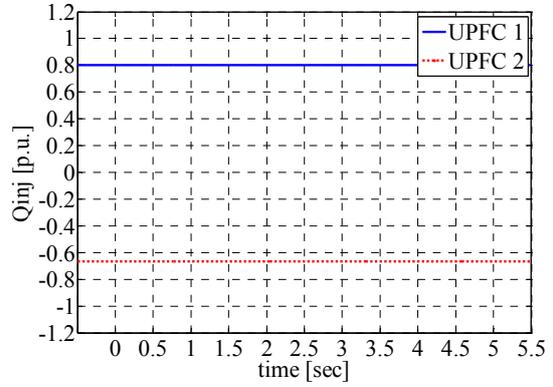


図 3.29 操作変数 Q_{inj} (Case II)

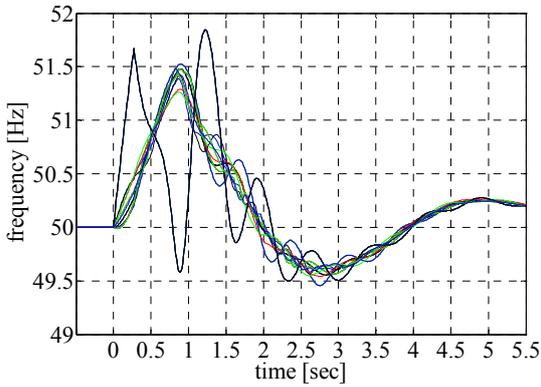


図 3.27 回転子角速度 (Case II)

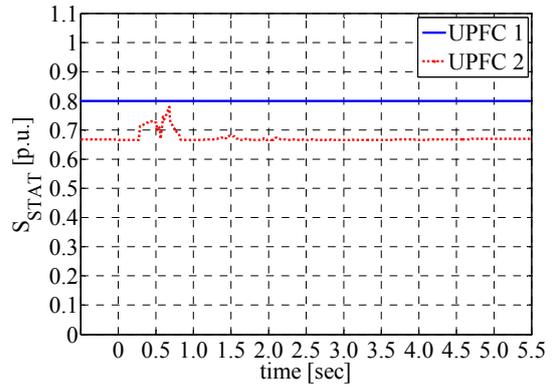


図 3.30 皮相電力 S_{STAT} (Case II)

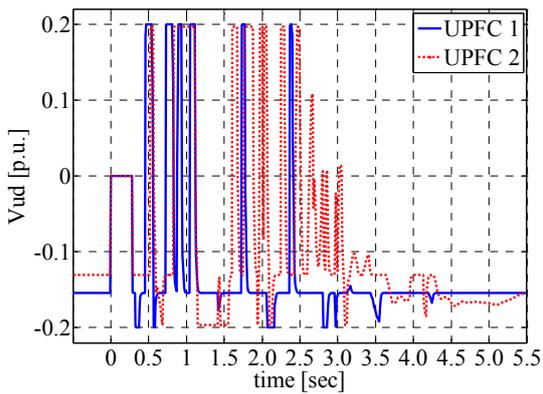


図 3.28 操作変数 V_{ud} (Case II)

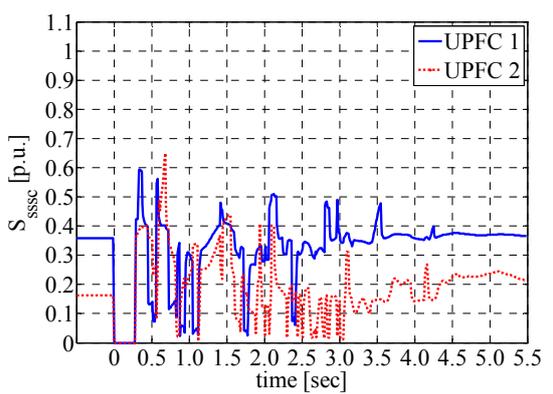


図 3.31 皮相電力 S_{SSSC} (Case II)

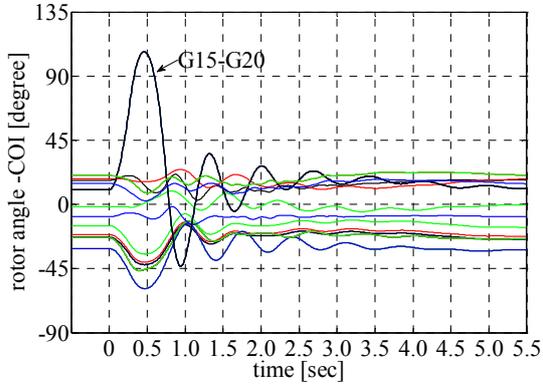


図 3.32 相差点曲線 (Case III)

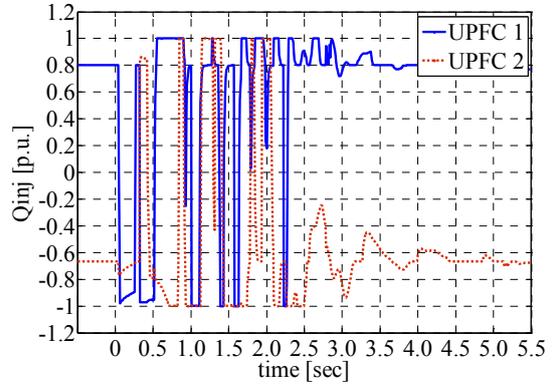


図 3.35 操作変数 Q_{inj} (Case III)

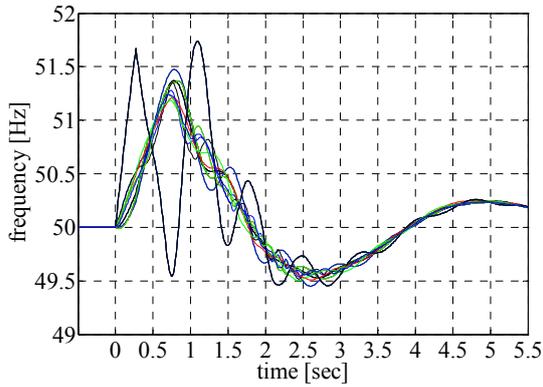


図 3.33 回転子角速度 (Case III)

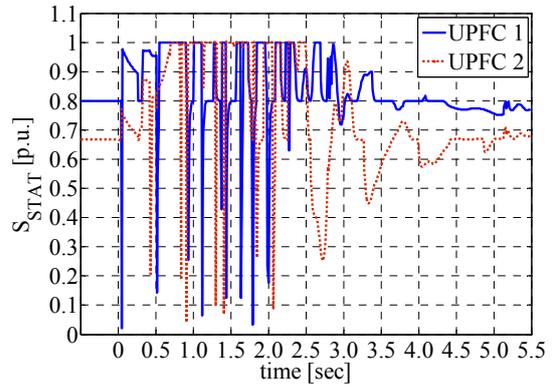


図 3.36 皮相電力 S_{STAT} (Case III)

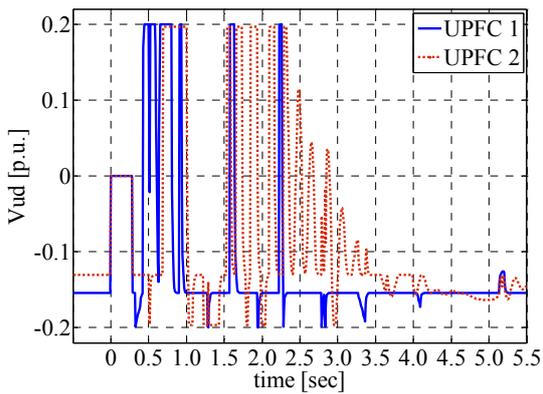


図 3.34 操作変数 V_{ud} (Case III)

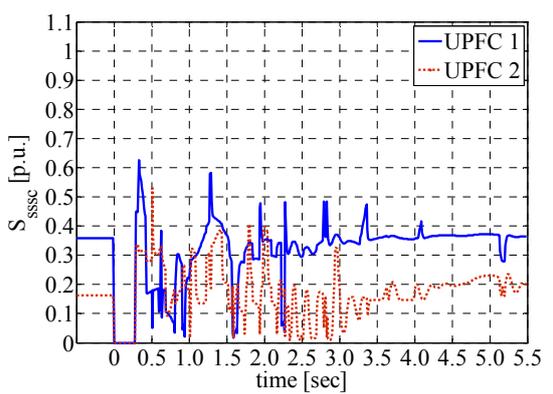


図 3.37 皮相電力 S_{SSSC} (Case III)

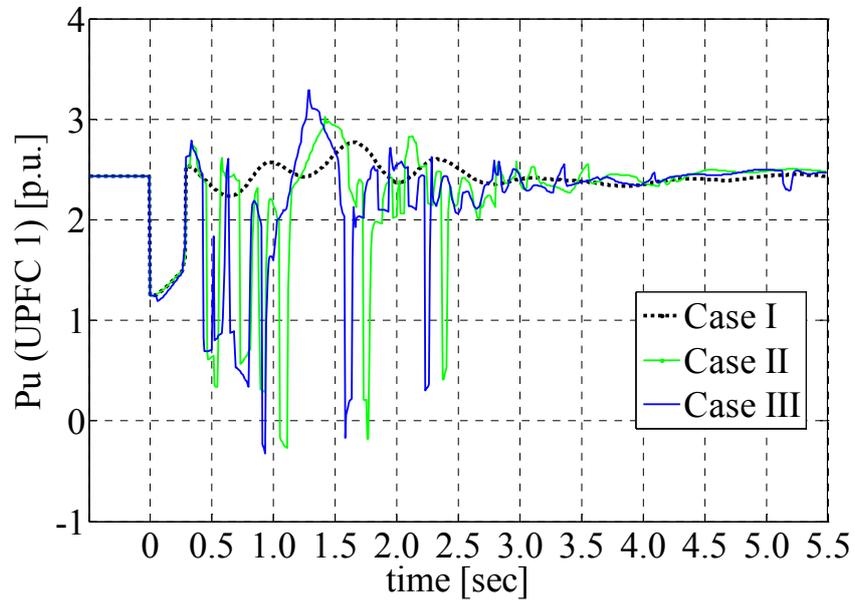


図 3.38 UPFC1 の設置点通過有効電力 P_u

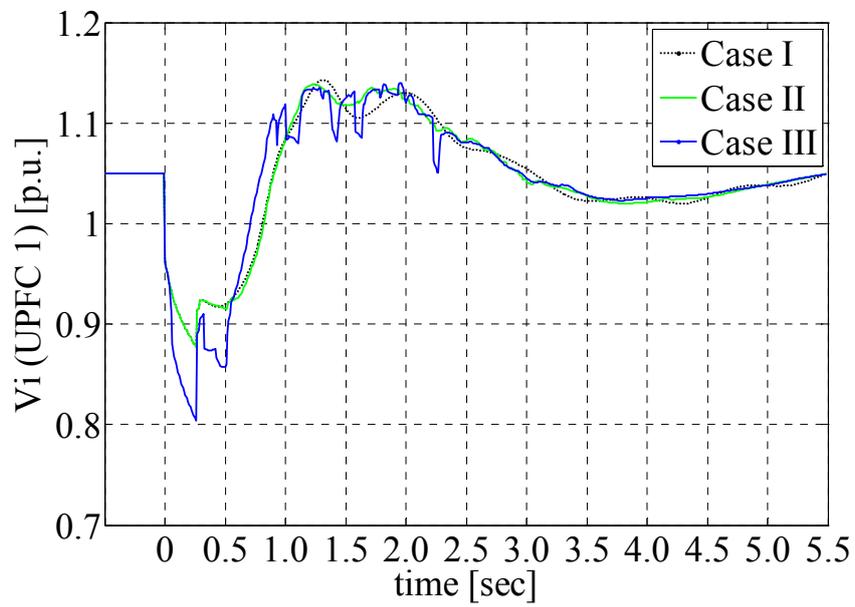


図 3.39 UPFC1 の設置点電圧 V_i

3.3.3 二次電池設置系統の過渡安定度安定化

3.3.3.1 二次電池の操作変数に関する感度算出手法

式(3.55)によって感度を算出するため、二次電池の有効電力注入 P_B 、無効電力注入 Q_B の動作は、それぞれ可変のコンダクタンス G_B 、サセプタンス B_B としてモデル化する。このとき、各アドミタンスの値は、操作変数が変化した直後において設置点母線電圧 $|\bar{v}|$ の大きさの変化は微小であるという仮定のもと、(3.63) 式、(3.64) 式によって定義している。

$$G_B = -P_B / |\bar{v}_i|^2 \dots\dots\dots (3.63)$$

$$B_B = Q_B / |\bar{v}_i|^2 \dots\dots\dots (3.64)$$

3.3.3.2 二次電池による過渡安定度安定化制御システム

図 3.40 に、ある一台の二次電池に対する過渡安定度安定化制御システムを示す。提案法は、各操作変数の変化方向を決定する系統安定化制御システム (stabilizing control system) と、変化量の絶対値を補正する補正制御システム (corrective control system) によって構成され、二次電池の自端電圧の絶対値 $|\bar{v}|$ 、全発電機の内部電圧 \bar{E}_G 、全発電機の回転子角速度 ω を入力情報として、有効電力、無効電力の動作点を算出する。 K はゲインに相当する正の定数で、 $P_{B,ref}$ 、 $Q_{B,ref}$ はそれぞれ有効電力、無効電力の事故前の動作点とする。また、計測・通信遅れ、変換器の動作遅れはそれぞれ 0.03 sec のむだ時間要素、時定数 0.01 sec の一次遅れ要素として模擬する。

図 3.40 に示す過渡安定度安定化制御システムでは、前節で述べた系統安定化制御システムを二次電池の二つの制御変数 (P_B 、 Q_B) に対して個別に適用し、その動作点の変化方向 ($\Delta P_{B,temp}$ 、 $\Delta Q_{B,temp}$) を決定する。しかしながら、この二つの制御変数は共通の変換器によって制御されるため、変換器定格を満たすように協調的に制御される必要がある。そこで提案する補正制御システム (corrective control system) では、二つの制御変数 (P_B 、 Q_B) が変換器定格を満たすように、 $K\Delta P_{B,temp}$ 、 $K\Delta Q_{B,temp}$ の絶対値を補正する。その際に、同一容量の変換器を用いてできるだけ高い安定度向上効果を得られるように、エネルギー関数を指標とした最適な変換器容量配分を行う。以下に、補正制御システムの制御アルゴリズムをまとめる。

ある時刻において、ある一台の二次電池の制御変数が ΔP_B 、 ΔQ_B だけ変化すると仮定すると、エネルギー関数の時間微分値は、(3.45) 式の関係に基づき、(3.65) 式の値だけ変化することが分かる。

$$\Delta \dot{V}_K \approx -\left(\Delta P_B \sum_{i \in G} \sigma_{i,PB} \omega_{Coli} \right) - \left(\Delta Q_B \sum_{i \in G} \sigma_{i,QB} \omega_{Coli} \right)$$

$$= -(C_P \Delta P_B + C_Q \Delta Q_B) \dots\dots\dots (3.65)$$

ここで、 $\sigma_{i,PB}$, $\sigma_{i,QB}$ は、それぞれ P_B , Q_B の変化に対する発電機 i の電力的出力の変化の感度である。補正制御システムでは、系統安定化制御システムで決定された各操作変数の動作点の変化量 ($\Delta P_{B,temp}$, $\Delta Q_{B,temp}$) がどちらも 0 でない値をとる場合に限り、以下に示す step 1, step 2 の手順でその絶対値を補正し、最終的な変化量の絶対値 ($|\Delta P_B|$, $|\Delta Q_B|$) を決定する。 $\Delta P_{B,temp}$, $\Delta Q_{B,temp}$ のどちらか一方でも 0 である場合には、もう一方の制御変数に対して変換器定格のリミッタをかければよい。

Step 1: $K\Delta P_{B,temp}$, $K\Delta Q_{B,temp}$ から、変換器によって制御する皮相電力の変化量 ΔS_B を (3.66) 式に従って決定する。ここで、 $S_{B,ref}$ は事故前における皮相電力の動作点を示す。

$$\Delta S_B = \min\left(S_{B,max} - S_{B,ref}, K\sqrt{\Delta P_{B,temp}^2 + \Delta Q_{B,temp}^2}\right) \dots\dots\dots (3.66)$$

Step 2: 二次電池の各操作変数の絶対値を、(3.67) 式、(3.68) 式に従って決定する。

$$|\Delta P_B| = \frac{C_P}{\sqrt{C_P^2 + C_Q^2}} \Delta S_B \dots\dots\dots (3.67)$$

$$|\Delta Q_B| = \frac{C_Q}{\sqrt{C_P^2 + C_Q^2}} \Delta S_B \dots\dots\dots (3.68)$$

ここで、(3.67) 式、(3.68) 式は、次の最適化問題の解に基づいており、これに従って二次電池の各操作変数を変化させることで、エネルギー関数の時間微分値の変化を負の方向に最大化することを狙っている。

$$\text{Maximize } f(\Delta P_B, \Delta Q_B) = C_P \Delta P_B + C_Q \Delta Q_B \dots\dots\dots (3.69)$$

Subjected to

$$\Delta S_B = \sqrt{\Delta P_B^2 + \Delta Q_B^2} \dots\dots\dots (3.70)$$

$$0 \leq \Delta P_B \leq \Delta S_B, \quad 0 \leq \Delta Q_B \leq \Delta S_B \dots\dots\dots (3.71)$$

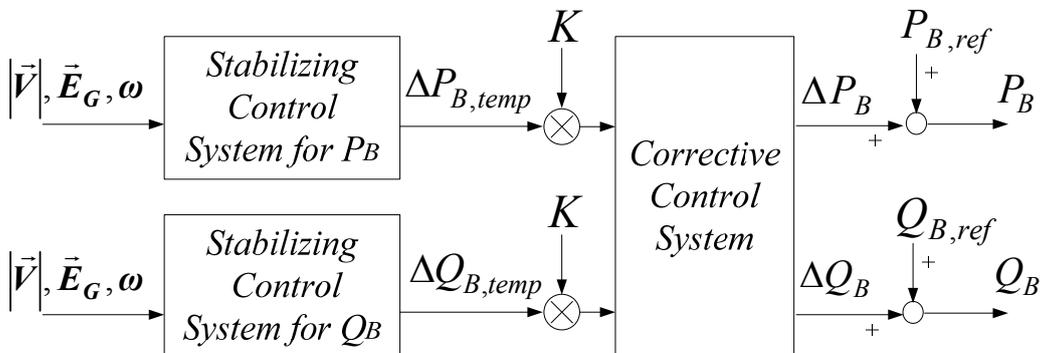


図 3.40 二次電池に対する過渡安定度安定化制御システム

図 3.40 の制御系におけるゲイン K の値は、事故発生時に十分大きな値に設定し、動揺が小さくなった時間帯には、(3.72) 式の条件式を満たす時刻 t において、(3.73) 式に従ってゲイン K の値を調整する。

$$K(t)\sqrt{\Delta P_{B,temp}(t)^2 + \Delta Q_{B,temp}(t)^2} > S_{B,max} - S_{B,ref} \dots\dots\dots (3.72)$$

$$\begin{aligned}
 K(t + \Delta t) &= K(t) \times \frac{S_{B,max} - S_{B,ref}}{K(t)\sqrt{\Delta P_{B,temp}(t)^2 + \Delta Q_{B,temp}(t)^2}} \\
 &= \frac{S_{B,max} - S_{B,ref}}{\sqrt{\Delta P_{B,temp}(t)^2 + \Delta Q_{B,temp}(t)^2}} \dots\dots\dots (3.73)
 \end{aligned}$$

3.3.3.3 メッシュ系統における検討

本節では、メッシュ状の多機電力系統において、大容量の二次電池が基幹系統側の一地点に集中設置されている場合、同一容量を持つ二次電池群が基幹系統側の複数地点に分散設置されている場合の二つの二次電池の導入状況を想定し、提案法による多機電力系統の安定度向上メカニズムや、提案法の非干渉性について論じる。また、提案法による二次電池の制御が系統電圧に与える影響について検証し、二次電池を過渡安定度制御に利用する場合の課題や、望ましい二次電池の設置方法について論じる。

(1) シミュレーション条件

図 3.41 に示すメッシュ状のテスト系統（総設備容量：3405 MW，系統基準容量 100 MVA）において、6 次の発電機モデルを用いた過渡安定度解析を行う。発電機定数，励磁系モデル等は文献[22]を参照し，付録に示す値を用いる。全ての負荷は定インピーダンス負荷として模擬し，負荷の大きさは文献[21]で示された年間のピーク値に設定する。事故前の発電機出力は，表 3.4 にまとめる。事故は母線至近端における三相地絡事故を想定し，一回線開放によって事故を除去することとする。事故地点の表記は，「1-3」事故=「母線 1-母線 3 間の送電線上の母線 1 至近端」と定義する。

二次電池の導入主目的は，自然エネルギー利用電源の大量導入に伴う余剰電力対策，周波数安定化対策であると仮定し，各々の二次電池は負荷母線への設置を想定する。資源エ

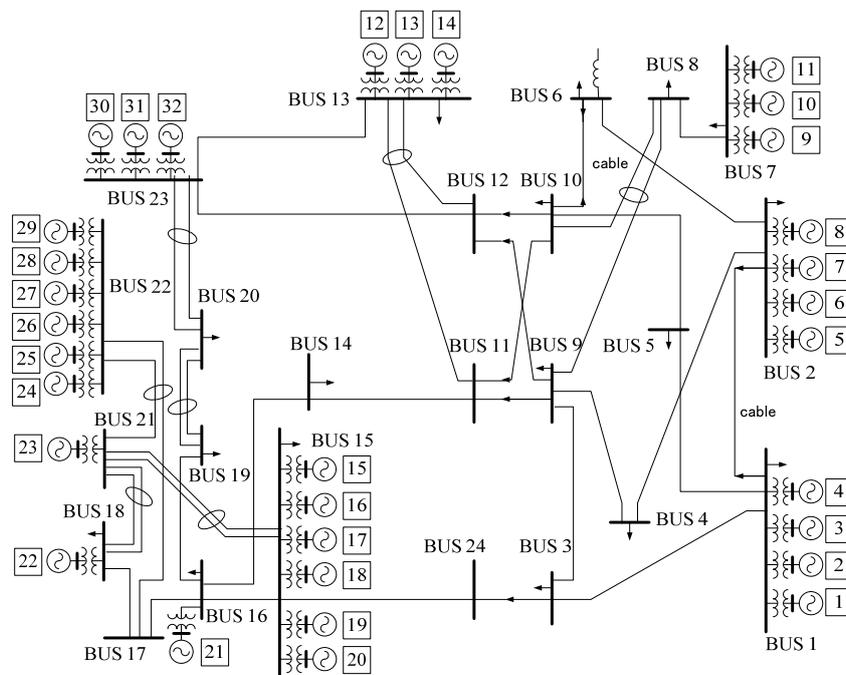


図 3.41 テスト系統 (IEEE Reliability Test System)

エネルギー庁の資料⁽⁴⁾によると、我が国における太陽光発電導入に伴う余剰電力対策を、系統側に設置した二次電池によって行う場合、余剰電力対策が最も厳しくなる5月の土日において太陽光発電の出力抑制制御を行った場合でも、2030年には我が国全体で2.3億 kWhの二次電池容量が必要になると算定されている。設置された二次電池群が上記の電池容量を7 hourで充放電できると仮定すると、二次電池群が有する変換器容量は約3286万 kWなる。我が国の2030年時点における総発電設備容量として2009年10月時点の値である23,461万 kWを用いると、上述の二次電池の変換器容量3286万 kWは総発電設備容量の約12.3%にあたる。それに対し本論文では、緊急時に利用可能な二次電池群の変換器容量の合計値をパラメータとして扱うが、本節ではテスト系統の総設備容量の約6%に相当する200 MVAの変換器容量が過渡安定度制御に利用可能であると仮定する。二次電池の事故前の有効・無効電力出力は、簡単のため0 p.u.とする。

表 3.4 事故前の定常状態における発電機の運用点

No	Bus	P_G (p.u.)	Q_G (p.u.)	Size (p.u.)	Unit Type
1	1	0.165	0.010	0.200	F2
2	1	0.165	0.010	0.200	F2
3	1	0.760	-0.100	0.760	F3
4	1	0.760	0.002	0.760	F3
5	2	0.184	0.091	0.200	F2
6	2	0.184	0.091	0.200	F2
7	2	0.760	0.151	0.760	F3
8	2	0.760	0.209	0.760	F3
9	7	0.954	0.231	1.000	F4
10	7	0.954	0.231	1.000	F4
11	7	0.954	0.231	1.000	F4
12	13	1.970	0.238	1.970	F6
13	13	1.970	0.238	1.970	F6
14	13	1.970	0.238	1.970	F6
15	15	0.120	0.035	0.120	F1
16	15	0.120	0.035	0.120	F1
17	15	0.120	0.035	0.120	F1
18	15	0.120	0.035	0.120	F1
19	15	0.120	0.035	0.120	F1
20	15	1.550	0.778	1.550	F5
21	16	1.550	0.543	1.550	F5
22	18	4.000	1.134	4.000	N1
23	21	4.000	0.210	4.000	N1
24	22	0.500	-0.059	0.500	H1
25	22	0.500	-0.059	0.500	H1
26	22	0.500	-0.059	0.500	H1
27	22	0.500	-0.059	0.500	H1
28	22	0.500	-0.059	0.500	H1
29	22	0.500	-0.059	0.500	H1
30	23	1.550	-0.187	1.550	F5
31	23	1.550	-0.187	1.550	F5
32	23	3.500	0.465	3.500	F7

(2) 集中設置ケース

図 3.41 の系統における一つの負荷母線に、200 MVA の二次電池が集中設置されている場合を想定し、二次電池の制御による過渡安定度向上効果を検証する。ここでは、母線 10 もしくは母線 15 に二次電池を設置した場合の過渡安定度解析結果を示す。

二次電池による過渡安定度の向上

はじめに、22-21 事故（事故継続時間 0.26 sec）を模擬する。図 3.42 に、母線 10 もしくは母線 15 に二次電池を設置した場合の 24 番発電機の相差角曲線（慣性中心基準）を示す。比較のため、二次電池を活用しない場合、どちらか一方の制御変数のみを制御した場合の結果も示す。尚、24 番発電機は、22-21 事故において最も相差角動揺の大きい発電機である。

図 3.42 に示すように、提案法による二次電池の有効電力・無効電力の制御によって、第一波動揺が抑制されることが分かる。また、母線 10 の二次電池を制御対象とした場合は、無効電力の制御が有効電力の制御と比較して第一波動揺の抑制効果が大きいのにに対し、母線 15 の二次電池を制御対象とした場合には、その逆になっている様子が確認できる。このように、制御対象とする二次電池の位置や、事故地点によって、安定度向上に対する各変数の制御効果の優劣は異なっており、どのように制御対象とする変数を選択するかという課題が残る。それに対し提案しているのが補正制御システムであり、補正制御システムによって二次電池の二つの変数を協調制御することで、有効・無効電力制御に対して適切な変換器容量配分を行い、どちらの解析結果においても、最も高い安定度向上効果を得ている。

図 3.43 に、提案法適用時の二次電池の動作例として、母線 10 に設置された二次電池の動作を示すが、皮相電力 (S_B) が変換器定格を満たすように、二つの制御変数が協調的に制御されている様子が分かる。

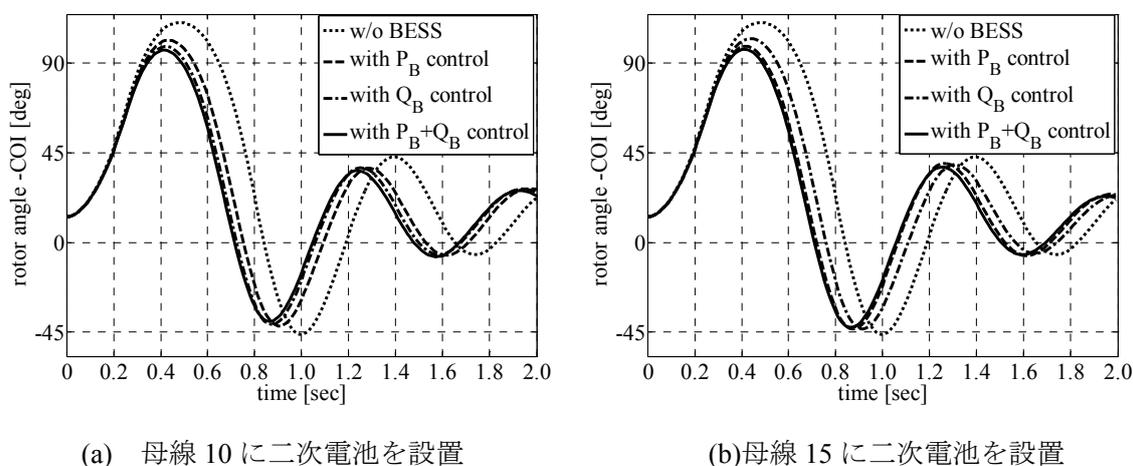


図 3.42 24 番発電機の相差角曲線の比較

提案法による過渡安定度向上メカニズム

図 3.43 で示したように、22-21 事故（事故継続時間 0.26 sec）のもとで母線 10 の二次電池を制御対象とした場合には、主に事故直後の有効電力の注入・遅れ無効電力の吸収によって、発電機 24 の第一波動揺が抑制される。ここでは、無効電力の吸収動作に着目し、提案法による多機電力系統の安定度向上メカニズムについて述べる。

母線 10 の二次電池による無効電力制御が系統内の各発電機出力に及ぼす影響は、制御で利用している感度係数を調べることで知ることができる。そこで、事故後にリアルタイムで算出される、二次電池の無効電力注入に対する各発電機の有効電力出力の変化の感度について、無効電力を吸収している時間帯（0.05 sec-0.45 sec）における平均値を計算し、図 3.44 にまとめる。図 3.44 の結果から、この時間帯における無効電力の注入は、全ての発電機の出力を増加させる効果をもつが、発電機 24～発電機 29 に対して、最もその効果が小さいことが分かる。したがって、図 3.43 で示した事故直後の時間帯における無効電力の吸収は、発電機 24～発電機 29 以外の発電機の出力を相対的に大きく低下させ、その加速を高めることにより、相対的に発電機 24～発電機 29 の加速を抑える結果を生んでいることが分かる。この制御動作は、系統安定化制御システムにおける二つの制御則によって決定されており、その一つである「危険発電機に着目した制御則」では、発電機 24～発電機 29 を、この時間帯における危険発電機として同定していることも確認した。

上述の二次電池の動作は、危険発電機の状態を観測するだけでは実現が困難であり、広域情報を活用した提案手法の利点・特徴が伺える解析例である。

従来法との比較

次に、本論文で提案した「危険発電機に着目した制御則」を適用することによって得られる効果を示すため、16-19 事故（事故継続時間 0.41 sec）のもとで、母線 15 の二次電池の有効電力のみを制御対象とした場合の解析結果を示す。

図 3.45 に、二次電池の有効電力を「エネルギー関数に基づく制御則⁽¹⁹⁾」のみで制御した場合（以下、従来法とする）と、二つの制御則によって制御した場合（以下、提案法とする）の発電機 21 の相边角曲線（慣性中心基準）を示す。尚、発電機 21 は 16-19 事故のもとで最も相边角動揺の大きい発電機であり、新たな制御則を適用した場合には、3.3.1 節（2）で述べた方法によって、事故直後の時間帯の危険発電機として同定される。結果を比較すると、従来法適用時には、二次電池の動作によって第一波動揺が大きくなっていることが分かる。一方、提案法適用時の安定化効果は僅かであるものの、第一波動揺は悪化していない。

このときの二次電池の有効電力の動作は、図 3.46 に示すように従来法適用時と提案法適用時において異なっている。例えば、従来法適用時に「エネルギー関数に基づく制御則」によって決定された 0.05 sec-0.41 sec の事故中の動作は、提案法適用時には「危険発電機に着目した制御則」を満たさないため、その動作点は事故前の値に維持されている。「エネル

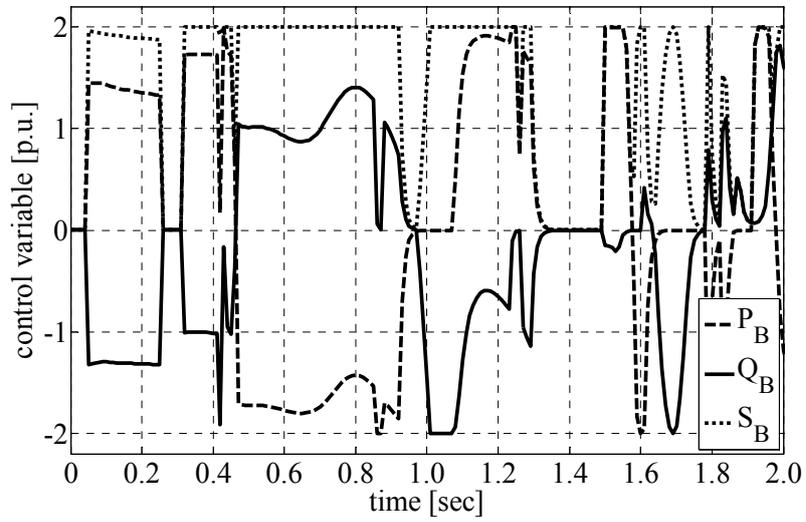


図 3.43 母線 10 の二次電池の操作変数

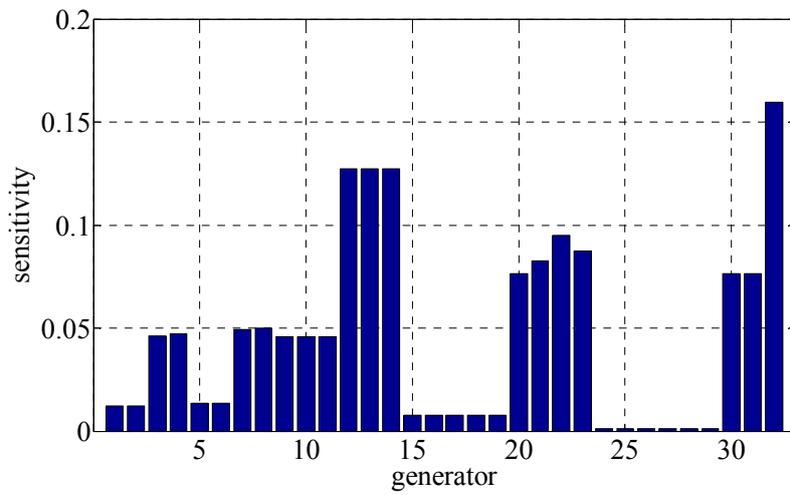


図 3.44 母線 10 の二次電池の無効電力注入に対する
発電機有効電力出力の変化の感度

「ギ一関数に基づく制御則」によって決定されたこの事故中の動作は、図 3.47 に示すようにエネルギー関数の増加速度を抑制するが、発電機 21 の回転子角速度は、慣性中心に対して加速されるため、図 3.45 で示したように相差点の第一波動揺は悪化する。

従来法によるエネルギー関数の増加速度の抑制は、多くの場合で過渡安定度の安定化に寄与することを確認しているが、本解析例から分かるように、必ずしも過渡安定度の安定化を保証するものではない。この原因としては、電力制御機器の動作による発電機の故障軌跡の変化が考えられる。電力制御機器の動作によって故障軌跡が変化し、位置エネルギーの極大値がより低い地点を通過する結果となる場合には、過渡安定度は悪化する。図 3.48 に、発電機 21 が第一波で脱調に至るように事故継続時間を 0.43 sec とした場合の(3.42)式的位置エネルギー⁽²⁰⁾の変化を示すが、従来法適用時には、故障軌跡が通過する位置エネルギーの極大値が小さくなっていることが確認できる。

これに対し、電力制御機器の動作によって変化する発電機の故障軌跡を推定しながら機器を制御することは困難であるが、過渡安定度が悪化する際の傾向を捉え、制御に生かすことは可能である。提案法において新たに考慮した「危険発電機に着目した制御則」は、電力制御機器の制御による危険発電機の相差点動揺の拡大が過渡安定度の悪化につながりやすいという傾向に基づいて提案した制御則であり、本解析例から分かるように、提案法は従来法と比較して、第一波脱調ケースに対してより信頼性の高い系統安定化制御手法であるといえる。

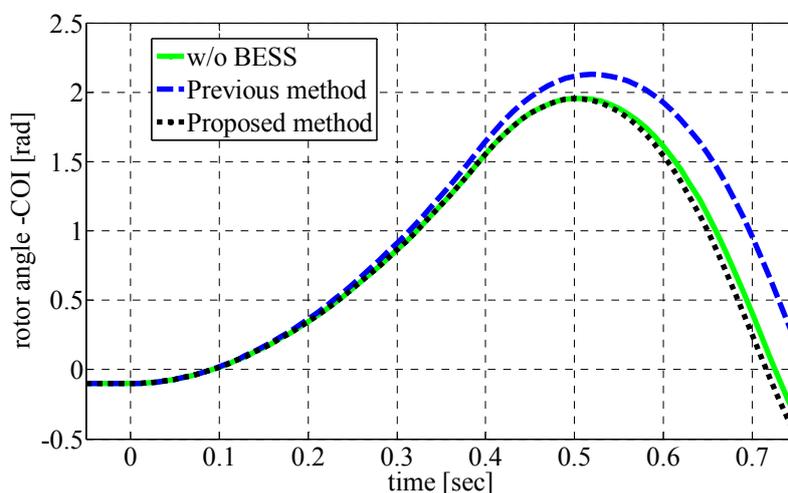


図 3.45 従来法と提案法の相差点角曲線による比較 (21 番発電機)

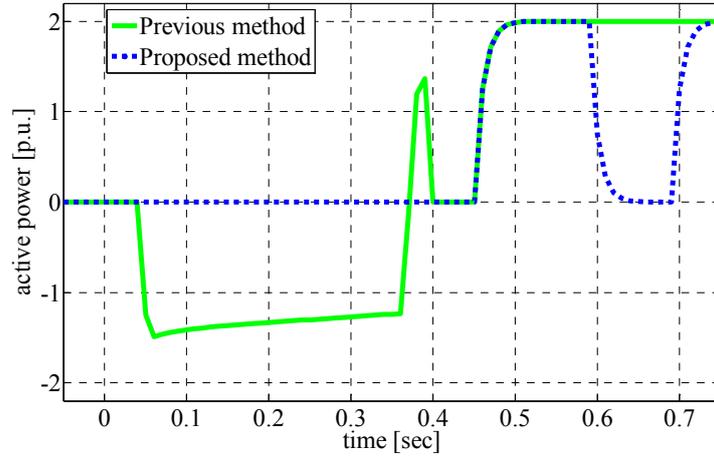


図 3.46 二次電池（母線 15）の動作の比較

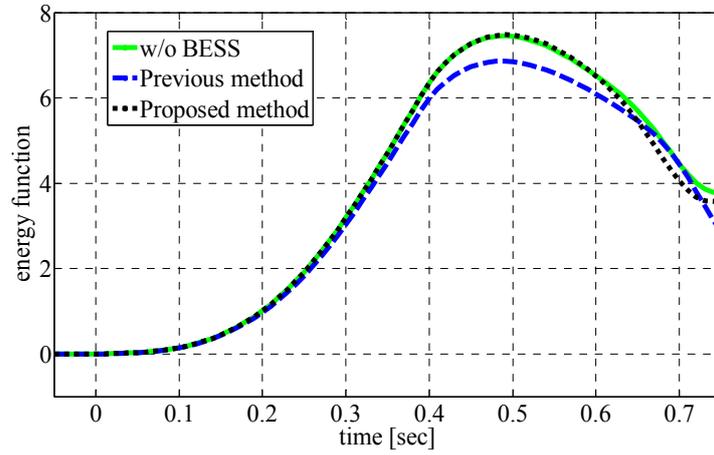


図 3.47 エネルギー関数 V の比較

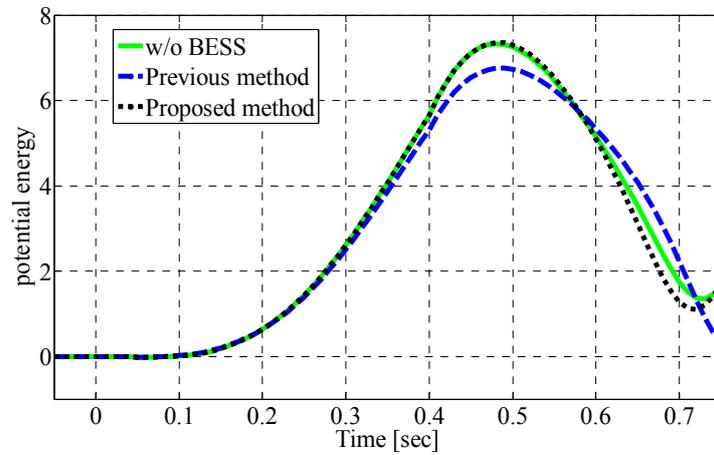


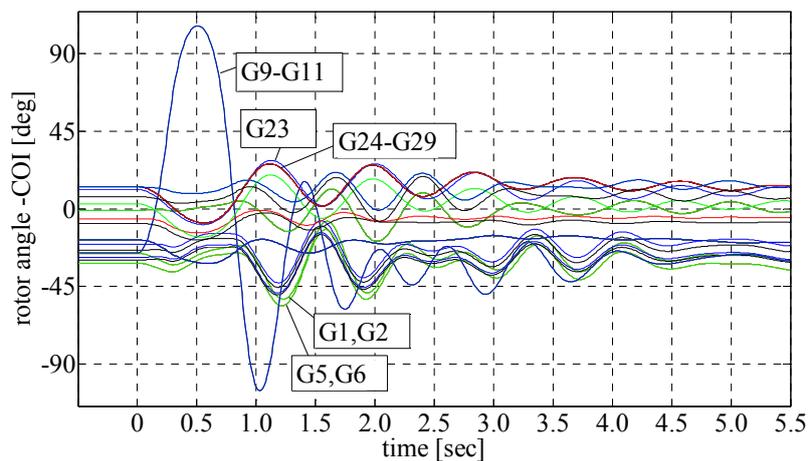
図 3.48 位置エネルギー関数 V_p の比較

(3) 分散設置ケース

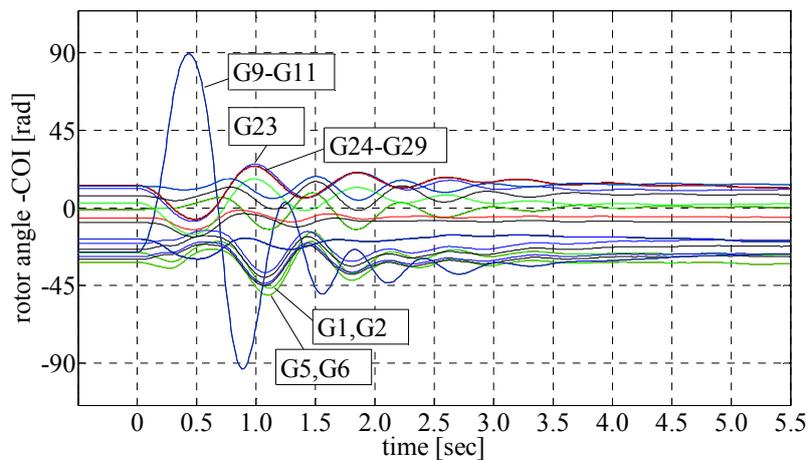
本節では、図 3.41 の系統において、20 MVA の二次電池が 10 箇所の負荷母線（母線 1，母線 3，母線 4，母線 5，母線 7，母線 9，母線 10，母線 14，母線 15，母線 19）に分散設置されている場合を想定し、提案法による二次電池の制御によって得られる過渡安定度向上効果を検証する。ここでは、7-8 事故（事故継続時間 0.26 sec）を模擬した場合の過渡安定度解析結果を示す。

複数台の二次電池群による過渡安定度の向上

図 3.49 に、10 台の二次電池群を活用しない場合、提案法によって活用した場合の発電機の相边角曲線を示す。この比較から分かるように、提案法による複数台の二次電池の制御によって、第一波動揺は抑制され、さらに第一波以降の制動能力も向上する。



(a) 二次電池群を制御しない場合



(b) 提案法により二次電池群を制御した場合

図 3.49 発電機の相边角曲線の比較

ゲイン制御系

このときの二次電池群の動作の例として、3台の二次電池の無効電力制御の様子を図 3.50 に示す。図 3.50 では、事故直後の相边角動揺が大きい時間帯に変換器定格の限界に近い電力制御を行い、動揺が収まるにつれて、その動作点が指令値（事故前の動作点）に次第に収束していく様子が確認できる。このような制御動作を実現するために、図 3.40 の制御系におけるゲイン K の値は、事故発生時に十分大きな値に設定され、その後、3.3.3.2 節に示した方法で調整を行っている。図 3.51 に、提案法によってゲイン K が変化する例として、図 3.50 に示した3台の二次電池の制御系におけるゲイン K の変化を示す。ここでは簡単のため、事故を除去してから 2.00 sec 経過した後に、上述のゲイン制御系を動作させることとした。実際の適用にあたっては、リアルタイムで観測したシステムの動揺状態から、ゲイン制御系を動作させるタイミングを判断すればよい

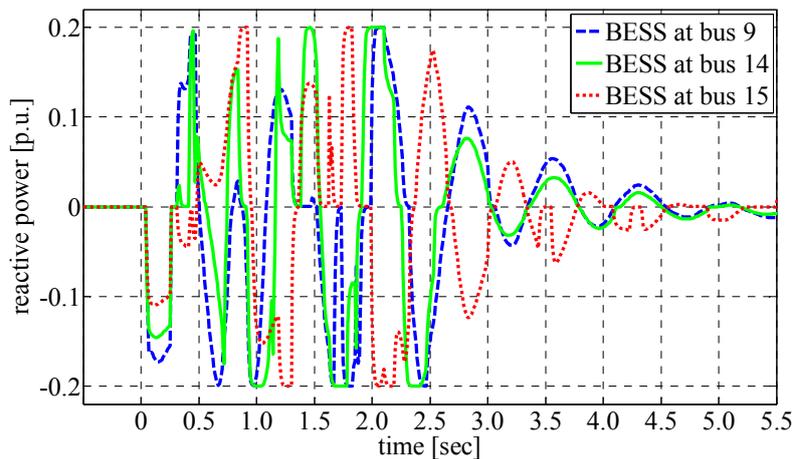


図 3.50 二次電池による無効電力制御

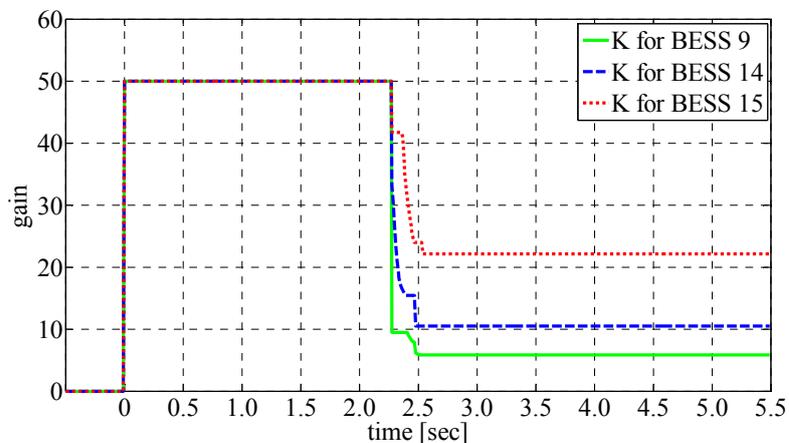


図 3.51 二次電池制御系におけるゲイン K の変化

非干渉性の検証

提案法の非干渉性を確認するため、本節で想定した 10 台の二次電池のうち、5 台（母線 1，母線 3，母線 4，母線 5，母線 7 の二次電池）を制御した場合の過渡安定度解析を行い、最も動揺の大きい発電機 9 の相差点曲線を図 3.52 に、(3.41) 式で定義した運動エネルギー項の変化を図 3.53 に示す。ここで、運動エネルギー項の値は相差点動揺の指標として考えており、系統動揺が収まれば、その値は零となる。図 3.52，図 3.53 に示す比較から分かるように、制御する二次電池が多いほど、第一波動揺は抑制され、系統の制動能力は高まる。提案法は、それぞれの機器に対して独立した制御系を適用するが、このように複数台の機器を扱う場合であっても、互いに干渉することなく過渡安定度を高めることができる。

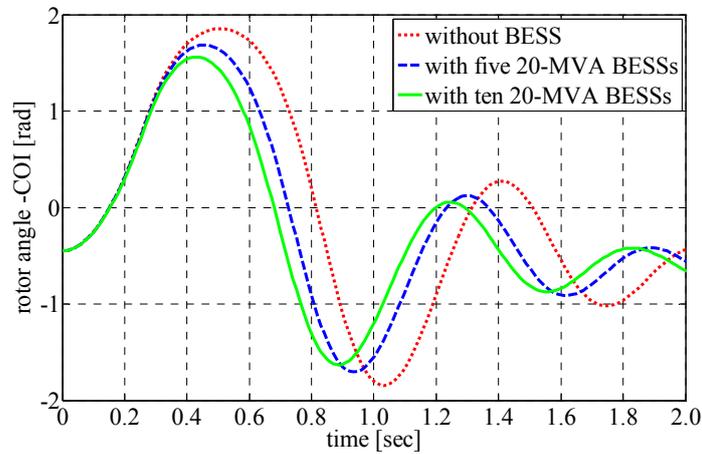


図 3.52 9 番発電機の相差点曲線の比較

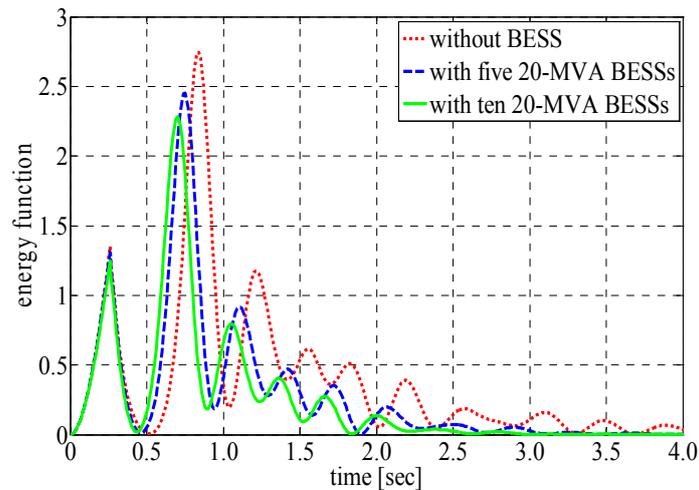


図 3.53 エネルギー関数 V_K の比較

系統電圧への影響

提案法による二次電池の動作が周辺の電気量に与える影響について明らかにするため、本節で検討した二つの解析例における母線9の電圧の変化を、図 3.54 で比較する。また、比較のため、母線9に 200 MVA の二次電池を設置し、提案法により制御した場合の結果も示す。

図 3.54 に示すように、提案法による無効電力制御によって、事故直後の時間帯における系統電圧は、二次電池を活用しない場合と比較して変動する。この動作が第一波動揺を抑制し、その後の制動能力を向上する。過去の文献で系統安定化に対して提案された電力制御機器の制御方法の多くは、設置点周辺の電気量を観測し、その電気量の変動を抑えるように機器の制御を行っていたのに対し、実際には、事故後の前半の時間帯において、設置点周辺の電気量を変動させる動作が、過渡安定度の向上、特に第一波動揺の抑制のために必要であることが明らかとなった。

しかしながら、上述の動作は以下の課題も示唆している。二次電池による無効電力制御は設置点電圧に影響を与え、遅れの無効電力を系統から吸収する場合には、非制御の場合と比較して設置点電圧を低下させる。図 3.54 でも、事故中の系統電圧の低下を助長している様子が伺える。そのため、提案法による電力制御機器の動作によって、電圧安定度を損なう可能性がある。また、基幹系統における電圧低下は、その下流側に連系された分散型電源の連系点電圧の低下にもつながる。特に、太陽光発電システム等のインバータ連系電源は、変換器保護のため、設置点電圧が設定した閾値以下になると系統から解列されるように設計されており、将来、大量の太陽光発電システムが導入された場合には、事故時の一斉解列によって電力系統の各種安定度の悪化が懸念されている。このことから、基幹系統側での無効電力制御による電圧低下は望ましくない。こうした観点から考えると、二次電池を過渡安定化制御に活用する場合、同一容量の二次電池を導入するのであれば、基幹系統内の複数地点に分散設置する方が望ましいといえる。

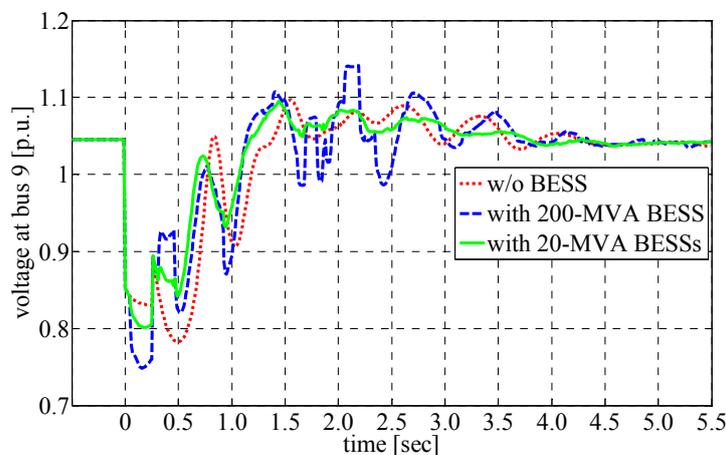


図 3.54 二次電池の設置点電圧の比較

3.3.3.4 串形系統における検証

本節では、串形のテスト系統⁽²³⁾において、三相地絡事故や電源停止事故を模擬し、複数台の二次電池の協調制御による過渡安定度向上効果を明らかにする。

(1) シミュレーション条件

図 3.55 に示す串形のテスト系統（総設備容量 107,930 MW ， 系統基準容量 1000 MVA ）において、6 次の発電機モデルを用いた過渡安定度解析を行う。発電機定数、励磁系モデル等は付録 B に示す値を用いる。全ての負荷は定インピーダンス負荷として模擬する。発電機出力・負荷断面の諸条件は文献[23]を参考にし、昼間断面（重負荷時）の値を用いる。

図 3.55 のテスト系統において、二次電池群を発電機母線から遠い負荷母線（母線 2～母線 8）に設置した場合と、発電機母線に近い負荷母線（母線 1，母線 9～母線 17）に設置した場合を想定し、それぞれ設置ケース A，設置ケース B として解析を行う。事故時の過渡安定度安定化制御の対象とする二次電池群の変換器容量の合計値はパラメータとして扱い、各二次電池の変換器容量は各負荷母線の有効電力負荷の大きさによって比例配分した。緊急時に利用可能な二次電池の変換器容量の合計値はパラメータとして扱い、最大で総発電設備容量の 6%とする。

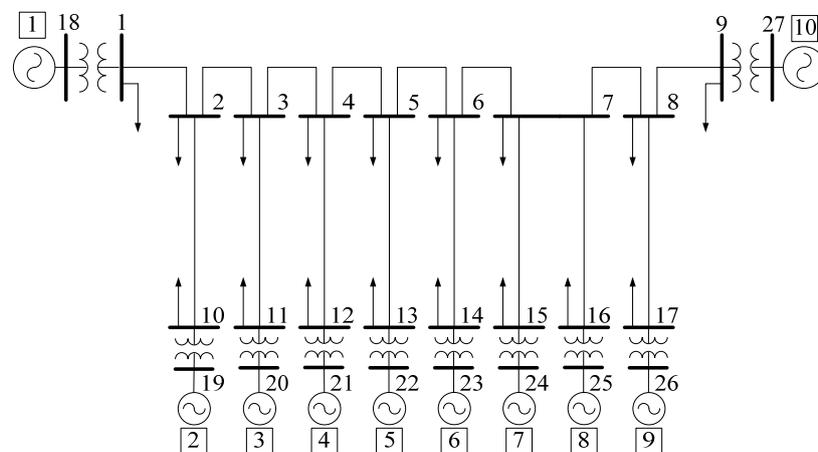


図 3.55 テスト系統（電気学会 西 10 機系統）

(2) 設置ケース A

図 3.55 の系統における母線 2～母線 8 に二次電池群の設置を仮定し、事故時の二次電池群の制御による過渡安定度向上効果を検証する。ここでは送電線一回線上における三相地絡事故（事故除去後、再閉路せず）を模擬する。事故地点の表記は、「1-3 事故」=「母線 1-母線 3 間の送電線上の母線 1 至近端」と定義する。

はじめに、「1-2 事故」(70 msec で事故除去)を模擬した場合の発電機の相边角曲線を図 3.56~図 3.58 に示す。図 3.56 に示すように、二次電池を制御しない場合には一部の発電機群が第一波で脱調に至る。それに対して、提案法によって系統設備容量の 3 %または 6 %の変換器容量を持つ二次電池群を制御した場合には、それぞれ図 3.57, 図 3.58 に示すように同期運転が維持される。特に、制御可能な二次電池の変換器容量が大きい図 3.58 の例では、第 2 波以降の相边角動揺が確認できない程、高い系統安定化効果を得ている。このときの発電機群の周波数を図 3.59 に示すが、系統周波数である 60 Hz に収束している。

図 3.58 の解析例において、母線 2 に設置された二次電池(変換器容量 0.864 p.u.)の制御動作を図 3.60 に示す。提案法の適用によって、二次電池の二つの操作変数(有効電力 P_B , 無効電力 Q_B)は、事故直後の時間帯で変換器定格の限界まで大きく変化し、相边角動揺が収まった時間帯には次第に指令値に収束している。このとき、解析開始から 4 秒時点でゲイン制御系を動作させた。また、二つの操作変数は、皮相電力 S_B の操作量が変換器定格の範囲内に収まるよう、協調的に制御されている様子も確認できる。

図 3.61 に、図 3.58 の解析例における各二次電池の充電電力量の変化について、変換器定格に 7 hour を乗じた値を 100 % とした場合の事故前状態からの変化の推移を示す。このように、二次電池を過渡安定度の安定化制御に用いることによって変化する充電電力量は微小であり、二次電池を安定化制御に利用する場合の制約として、SOC (state of charge) はほぼ無視できるといえる。

次に、臨界故障除去時間(CCT)を過渡安定度の指標として用い、様々な事故地点に対して二次電池による安定化効果の検証を行った。表 3.5 に、二次電池を制御しない場合、変換器容量の合計値が系統容量の $N\%$ ($N=1, 2, 3, 4, 5, 6$)の二次電池群を制御した場合の CCT を示す。この結果から分かるように、どの事故地点に対しても、提案法で二次電池を制御することによって過渡安定度が向上し、その効果は制御可能な二次電池の変換器容量が大きいほど高くなることが分かる。

(3) 設置ケース B

図 3.55 の系統における母線 1, 母線 9~母線 17 の 10 箇所二次電池群の設置を仮定し、二次電池群の制御による地絡事故時の過渡安定度向上効果を検証する。ここでは、CCT を過渡安定度の指標とした解析結果を示す。表 3.6 に、二次電池を制御しない場合の CCT, 変換器容量の合計値が系統総設備容量の $N\%$ ($N=1, 2, 3, 4, 5, 6$)の二次電池群を制御した場合の CCT を示す。

表 3.6 に示すように、二次電池群が発電機母線の近くに設置されていることを仮定した解析条件においても、提案法で二次電池を制御することによって過渡安定度が向上し、その効果は制御可能な変換器容量が大きいほど高くなる。前節で示した表 3.5 の解析結果と比較して、CCT の延長に対する二次電池の制御効果の差異は小さく、本節で想定した系統状態では、二次電池の設置位置にあまり依存せず、高い系統安定化効果を得ることができる。

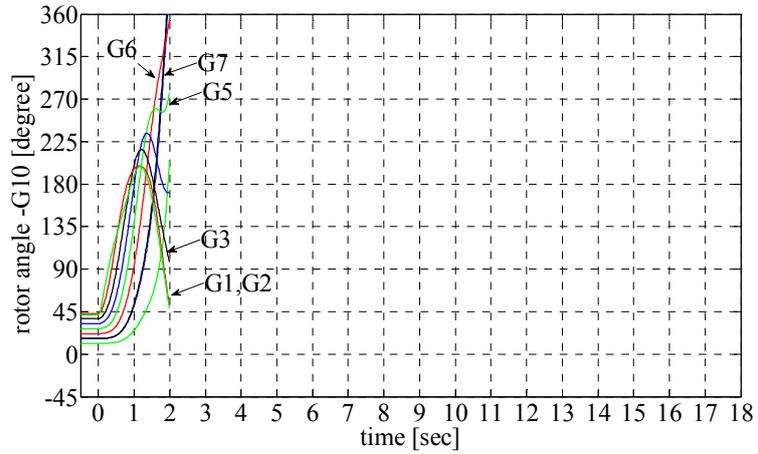


図 3.56 発電機の相差点曲線（二次電池群の制御なし）

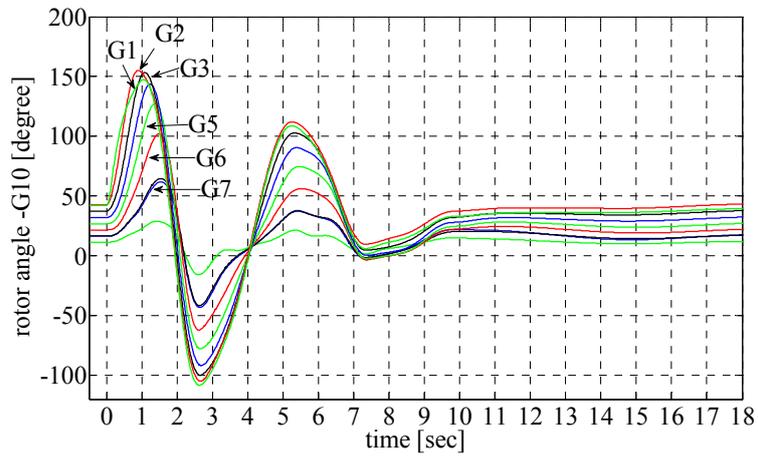


図 3.57 発電機の相差点曲線（総設備容量の3%の二次電池群を制御）

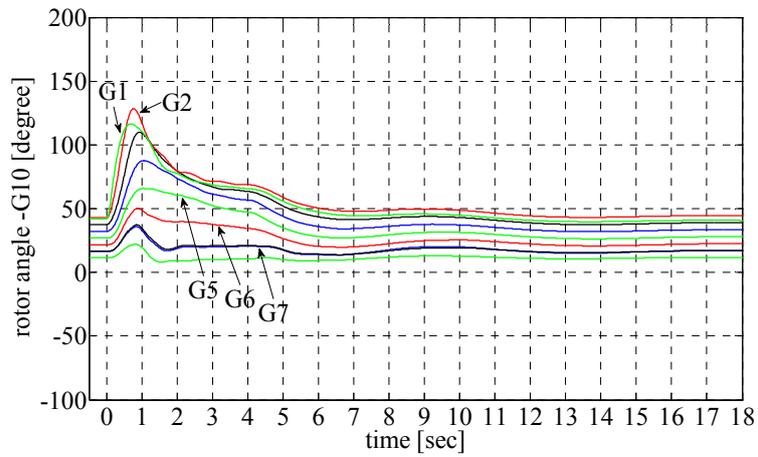


図 3.58 発電機の相差点曲線（総設備容量の6%の二次電池群を制御）

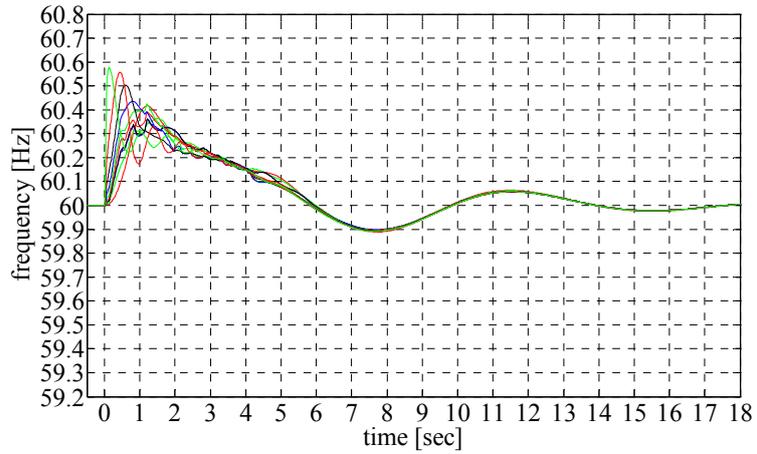


図 3.59 発電機の周波数（総設備容量の 6%の二次電池群を制御）

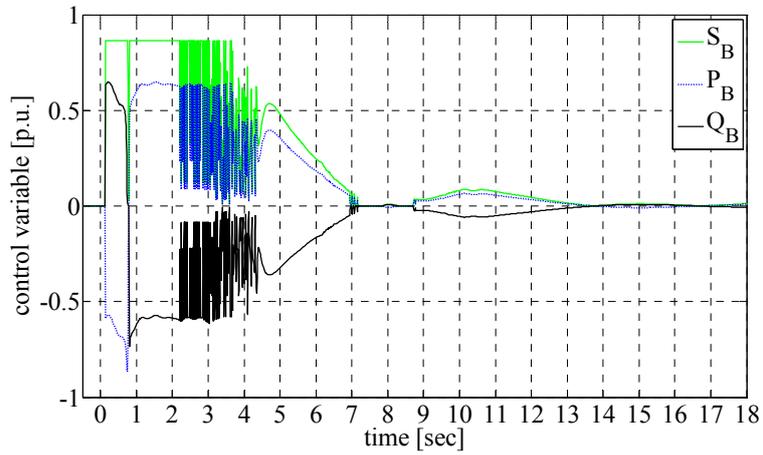


図 3.60 母線 2 に設置された二次電池の制御動作

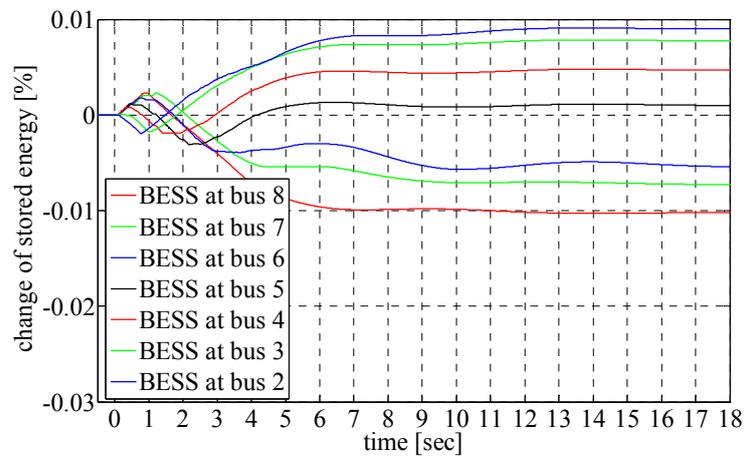


図 3.61 二次電池群の充電エネルギーの変化

表 3.5 臨界故障除去時間（設置ケース A）

Fault	CCTs (s) by controlling BESSs with total converter capacity of N (%) of total generation capacity						
	N=0	N=1	N=2	N=3	N=4	N=5	N=6
1-2	0.03	0.04	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10
2-1	0.04	0.07	0.09	0.11	0.12	0.13	0.14
2-3	0.05	0.07	0.09	0.11	0.12	0.13	0.14
3-4	0.07	0.10	0.12	0.14	0.16	0.17	0.17
4-5	0.10	0.12	0.14	0.15	0.17	0.18	0.18
5-6	0.11	0.14	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19
6-7	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17	0.18	0.18
7-8	0.11	0.13	0.14	0.16	0.16	0.17	0.18
8-9	0.10	0.14	0.16	0.19	0.20	0.21	0.21
9-8	0.04	0.06	0.08	0.09	0.10	0.11	0.11
2-10	0.05	0.07	0.09	0.12	0.13	0.14	0.15
10-2	0.04	0.07	0.09	0.11	0.12	0.12	0.13

表 3.6 臨界故障除去時間（設置ケース B）

Fault	CCTs (s) by controlling BESSs with total converter capacity of N (%) of total generation capacity						
	N=0	N=1	N=2	N=3	N=4	N=5	N=6
1-2	0.03	0.04	0.06	0.07	0.06	0.08	0.09
2-1	0.04	0.07	0.09	0.11	0.09	0.12	0.14
2-3	0.05	0.07	0.09	0.11	0.09	0.12	0.14
3-4	0.07	0.10	0.12	0.14	0.12	0.15	0.17
4-5	0.10	0.12	0.14	0.16	0.14	0.17	0.18
5-6	0.11	0.14	0.16	0.18	0.16	0.18	0.19
6-7	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17	0.18	0.19
7-8	0.11	0.13	0.15	0.16	0.15	0.17	0.18
8-9	0.10	0.14	0.16	0.18	0.16	0.20	0.21
9-8	0.04	0.06	0.09	0.09	0.09	0.10	0.11
2-10	0.05	0.07	0.09	0.11	0.09	0.12	0.15
10-2	0.04	0.07	0.08	0.1	0.08	0.11	0.12

（４）電源停止事故時の制御効果の検証

次に、電源停止事故を模擬し、提案法による二次電池の制御効果を検証した結果を示す。以下で、事故地点の表記は、「G7 事故」＝「7 番発電機群の全停止」と定義する。

はじめに、G7 事故を模擬し、二次電池群の制御による過渡安定度の向上効果を検証した結果を図 3.62、図 3.63 に示す。ここでは、二次電池群の設置位置として上述した設置ケース A を想定し、二次電池群の変換器容量の合計値が系統総設備容量の 1% であると仮定する。図中では、0 秒時点で電源停止を模擬している。図 3.62、図 3.63 から分かるように、二次

電池を制御しない場合には第4波で8番発電機を含む一部の発電機群が脱調するのに対して、二次電池群の利用によってそれを防ぐことができる。

次に、その他の発電機母線における電源停止事故を模擬した場合の解析結果について表3.7にまとめる。ここでは、二次電池群の設置位置として、上述した設置ケースA、設置ケースBを想定し、どちらのケースにおいても二次電池群の変換器容量の合計値が系統総設備容量の1%であると仮定する。表3.7の結果から分かるように、N波で不安定に至るG4事故、G7事故、G9事故や、発電機動揺が発散傾向となるG6事故、G8事故は、提案法による二次電池の制御によって安定化される。例外として、G3事故（設置ケースA）の解析例は不安定（第2波で5番発電機が脱調）となるが、この解析例においても、利用可能な変換器容量が2%以上の場合には安定となる。

このように、提案法は大規模な電源停止事故を模擬した場合にも、過渡安定度の安定化に大きく寄与できる。

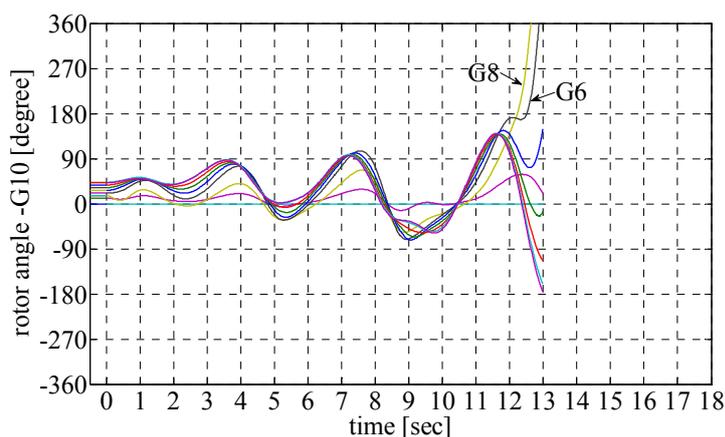


図 3.62 発電機の相差角曲線（二次電池群の制御なし）

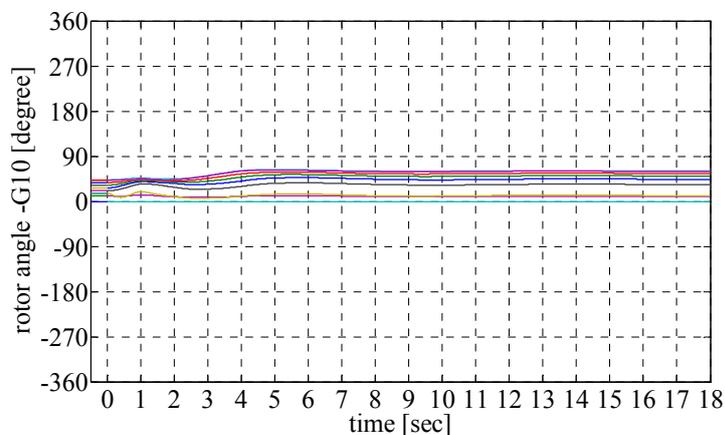


図 3.63 発電機群の相差角曲線（二次電池群の制御あり）

表 3.7 電源停止事故を模擬した場合の解析結果

停止電源	二次電池なし	二次電池群あり (設置ケース A)	二次電池群あり (設置ケース B)
G3	二波脱調 (G5)*	二波脱調 (G5)	安定
G4	二波脱調(G8-G10)	安定	安定
G6	発散傾向	安定	安定
G7	四波脱調(G6, G8)	安定	安定
G8	発散傾向	安定	安定
G9	三波脱調 (G7)	安定	安定

*()内は脱調発電機

3.3.4 UPFC・二次電池設置システムの過渡安定度安定化

図 3.17 のテスト系統（総設備容量 3405 MW，系統基準容量 100 MVA）において，母線 16，母線 23 の 2 台の UPFC（160 MVA × 2）に加えて，母線 14，母線 15 に 2 台の二次電池（100 MVA × 2）が導入されていることを想定し，電力制御機器の緊急制御による過渡安定度の安定化効果を検証する。事故前における発電機，UPFC の運用状態は表 3.2，表 3.3 の値とし，二次電池群の操作変数 (P_B , Q_B) の動作点は 0 p.u. とする。

母線 22 と母線 21 間の送電線上における母線 22 至近端の一線三相地絡事故（事故継続時間 0.27 sec，一回線開放によって事故除去，再開路せず）を想定し，次の 3 つの解析ケースを比較する。

- [Case I] 事故後，2 台の UPFC，2 台の二次電池の全ての操作変数 (V_{Ud} , V_{Uq} , Q_{inj} , P_B , Q_B) を事故前の動作点に維持した場合
- [Case II] 事故後，2 台の UPFC の操作変数 (V_{Ud} , Q_{inj}) を，提案法で変化させた場合 (UPFC の V_{Uq} , 二次電池の P_B , Q_B は事故前の動作点に固定)
- [Case III] 事故後，2 台の UPFC の操作変数 (V_{Ud} , Q_{inj}) と，2 台の二次電池の操作変数 (P_B , Q_B) を，提案法で変化させた場合（2 台の UPFC の V_{Uq} は事故前の動作点に固定）

図 3.64 に，本想定事故において最も相边角動揺の大きい発電機 15 の相边角曲線を示す。また，全発電機の相边角動揺の制動能力について比較するため，指標としてエネルギー関数における運動エネルギー項を用い，図 3.65 で比較する。これらの結果から分かるように，制御対象とする電力制御機器が多いほど，第一波動揺が小さく抑えられ，系統の制動能力も向上する。また，提案法によって各電力制御機器を制御した結果，[Case I]では 0.27 sec である CCT が，[Case II]，[Case III]ではそれぞれ 0.28 sec，0.31 sec となる。このように提案

法は、異なる種類の電力制御機器を複数台制御する場合であっても、干渉を起こすことなく、過渡安定度を安定化できることを確認した。

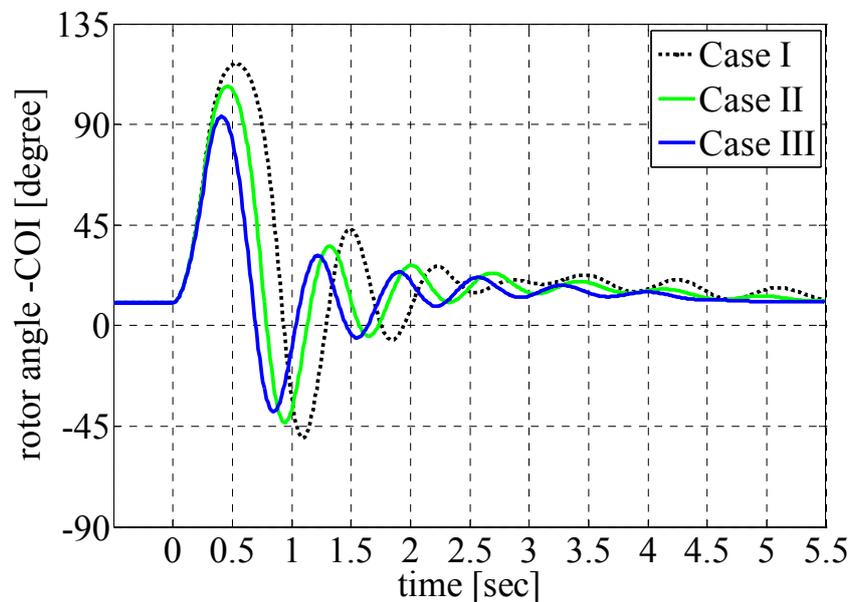


図 3.64 15 番発電機の相差角曲線の比較

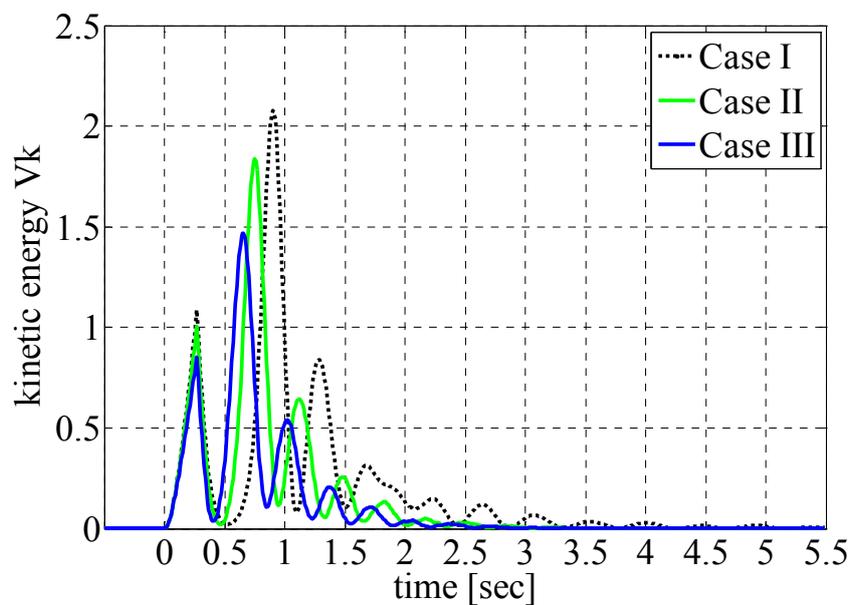


図 3.65 エネルギー関数 V_k の比較

3.4 過渡安定度・電圧安定度の安定化制御手法の検討

本節では、過渡安定度の安定化と同時に、過渡安定度領域における電圧安定度の安定化にも貢献できる電力制御機器の緊急制御アルゴリズムを検討する。過渡電圧安定度の安定化に対しては、系統電圧の制御効果の高い並列接続型の FACTS 機器の活用が有効であると考え、それらの機器を制御対象とする。並列接続型の FACTS 機器には、前節までに検討した UPFC の無効電力制御動作や、二次電池の有効電力・無効電力制御動作が含まれる。

本論文では、電力注入制御による系統安定化効果について検討し、そこで得られた知見をいかして過渡安定度・電圧安定度の安定化制御手法を提案する。計算機シミュレーションによる検証では、二次電池の導入を想定した幾つかのテスト系統において地絡事故や電源停止事故を模擬し、提案法による系統安定化効果を明らかにする。

3.4.1 電力注入制御による系統安定化効果の検証

3.4.1.1 並列接続型 FACTS 機器による電力注入制御

本節では、図 3.66 に示す一負荷無限大母線系統を例にとり、並列接続型 FACTS 機器による有効電力、無効電力 (P_B , Q_B) の注入動作が、設置点電圧に与える影響について考察する。図 3.66 では、負荷母線における電力注入動作を想定する。

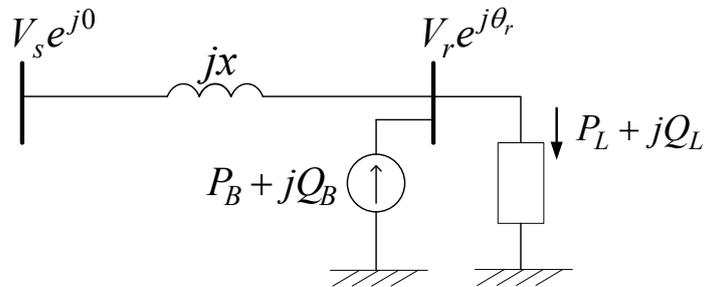


図 3.66 一負荷無限大母線系統

図 3.66 において、負荷母線に対する潮流方程式を解くと、(3.74)式がなりたつ。

$$V_r e^{j\theta_r} \left(\frac{V_s e^{j0} - V_r e^{j\theta_r}}{jx} \right) + (P_B + jQ_B) = P_L + jQ_L \dots\dots\dots (3.74)$$

これを母線電圧 V_r について解いていくと、(3.75)式が得られる。

$$V_r^2 = \frac{V_s^2}{2} - x(Q_L - Q_B) \pm \frac{\left[V_s^4 - 4x^2 \left\{ (P_L - P_B)^2 + (Q_L - Q_B)^2 \right\} \right]^{1/2}}{2} \dots\dots\dots (3.75)$$

式(3.75)において、第三項の符号を正とした場合の V_r が潮流解の高め解 V_r^+ 、負とした場合の V_r が潮流解の低め解 V_r^- である。そして、 P_B, Q_B のどちらか一方のみを変数と考えたとき、高め解 V_r^+ の値が最大になる P_B, Q_B の値 (P_B^{best}, Q_B^{best}) は、それぞれ(3.76)式、(3.77)式となる。

$$P_B^{best} = P_L \dots\dots\dots (3.76)$$

$$Q_B^{best} = Q_L + \left(\frac{V_s^4}{8x^2} - \frac{(P_L - P_B)^2}{2} \right)^{1/2} \dots\dots\dots (3.77)$$

式(3.75)、式(3.76)より、 $P_B < P_L$ の範囲では、 P_B が大きいほど電圧 V_r^+ は高くなる。また、無効電力注入動作 Q_B についても、(3.77)式の第2項が十分に大きいと考えると、 Q_B が大きいほど電圧 V_r^+ は高くなるといえる。

このように、並列接続型 FACTS 機器による系統への有効電力・無効電力の注入動作は、どちらも系統電圧を高める効果があると考えられるため、3.4.1 節では、過渡電圧安定度を高めるための電力制御機器の制御手法の基礎的検討として、事故直後に有効電力もしくは無効電力を系統側に注入する動作について検証する。

3.4.1.2 過渡安定度領域における電圧安定度解析手法

並列型 FACTS 機器の制御効果を評価する際に、過渡電圧安定度を解析するための手法として、発電機相差角の動揺状態を考慮した動的 P-V 曲線を提案する。従来の P-V 曲線は、発電機出力、負荷を一定比率で変化させながら電力潮流計算をすることで求められ、定常状態における運用限界を把握するための指標として用いられる。それに対し、提案する解析手法では、動的シミュレーションによって事故後の各時刻における負荷の P-V 曲線（横軸：特定負荷母線の消費電力、縦軸：特定負荷母線の電圧）を描き、各時刻の P-V 特性を知ることができる。尚、ここでは負荷の動特性として誘導機負荷特性を考慮する。

以下に、動的 P-V 曲線の求め方について、その手順をまとめる。提案法では、解析対象時刻における発電機電圧の位相角関係を一定に保つ工夫をすることで、相差角動揺状態を考慮した負荷母線の P-V 特性を知ることができる。

Step 1: 過渡安定度解析における解析対象時刻において、誘導機負荷モデルの機械出力を十分大きな値に設定し、動的シミュレーションを行う。このとき、発電機の機械入力 は解析対象時刻における値に固定し、さらに積分計算の刻み幅を十分に小さくすることで、発電機電圧の位相角をその時刻の値に保った状態で、その時刻における運用点より不安定側の P-V 曲線を描く。

Step 2: 過渡安定度解析における解析対象時刻において、誘導機負荷モデルの機械出力を十分小さな値に設定し、Step 1 と同様の方法でその時刻における運用点より安定側の P-V 曲線を描く。

3.4.1.3 電力注入制御による系統安定化効果

(1) シミュレーション

図 3.67 に示すテスト系統において、母線 7 に 200MVA の変換器容量をもつ二次電池が導入されていることを想定し、二次電池による電力注入制御が系統安定度に与える影響について検証する。発電機定数、励磁系モデルは文献[22]を参照し、付録に示す値を用いた。事故前の定常状態における発電機出力は燃料費の最小化を目的関数とした最適潮流計算によって求め、表 3.8 に示す値とする。このとき、二次電池の操作変数 (P_B , Q_B) の動作点は 0 p.u. とする。本テスト系統における 17 箇所の負荷は、それぞれ誘導機負荷比率 60%、定インピーダンス負荷比率 40% となるように模擬し、負荷の大きさは文献[21]で示された年間のピーク値に設定する。

母線 16-母線 19 間の送電線上における母線 16 至近端の一線三相地絡事故（事故継続時間 0.19 sec, 一回線開放によって事故除去, 再閉路せず）を模擬し、次の 2 ケースについてシミュレーションする。

[Case I] 事故後、二次電池の操作変数 (P_B , Q_B) を事故前の動作点に固定した場合

[Case II] 事故後、二次電池により操作変数 Q_B を定格出力で系統に注入した場合（二次電池の P_B は事故前の動作点に固定）

(2) 結果と考察

図 3.68~図 3.73, 図 3.74~図 3.79 に、それぞれ Case I と Case II の解析結果を示す。負荷母線電圧 (図 3.69, 図 3.75), 誘導機負荷モデルの仮想的なすべり (図 3.70, 図 3.76) の比較から分かるように、無効電力注入動作は設置点である母線 7 周辺における事故中の電圧低下を緩和し、事故中の誘導機すべりの増大を抑制するが、事故発生後 0.50 秒前後における電圧低下を大きくしている。この 0.50 秒前後における電圧低下は、過渡安定度と絡めて次のように説明できる。

図 3.80 に示すように、発電機出力の合計値は、0.50 秒前後の相差角の開きに伴い一時的に低下する。ここで、送電損失は微小であり送電網に対する有効電力の入出力（発電機から流れ込む電力と負荷に流れ出る電力）は等しいと考えると、負荷の定インピーダンス特性から、発電機出力の合計値の低下に伴い系統電圧も低下する。さらに、誘導機負荷のように定電力特性を持つ負荷の割合が増加すれば、この傾向はより顕著になると考えられる。本解析例では、二次電池の動作が過渡安定度を悪化させたことで、0.50 秒前後における系統電圧の低下幅も大きくなった。

各時刻における電圧安定度を、前節で提案した過渡電圧安定度評価手法によって評価する。図 3.73, 図 3.79 に、母線 3（最弱母線）の P-V 曲線を比較する。ここでは、P-V 曲線と重ねて、各時刻における負荷特性を描き、その交点を通る点線が負荷の動作点の推移を

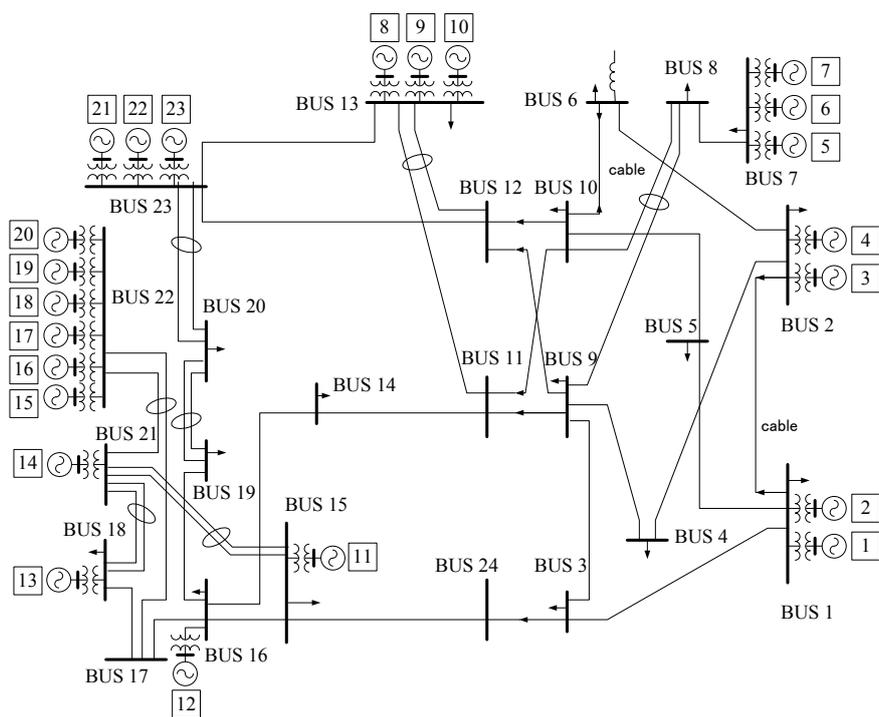


図 3.67 テスト系統

表 3.8 事故前の定常状態における発電機の運用点

No	Bus	P_G (p.u.)	Q_G (p.u.)	Size (p.u.)	Type
1	1	0.760	0.081	0.760	F3
2	1	0.760	0.081	0.760	F3
3	2	0.760	0.101	0.760	F3
4	2	0.760	0.101	0.760	F3
5	7	0.767	0.267	1.000	F4
6	7	0.767	0.267	1.000	F4
7	7	0.767	0.267	1.000	F4
8	13	1.328	0.542	1.970	F6
9	13	1.328	0.542	1.970	F6
10	13	1.329	0.542	1.970	F6
11	15	0.997	0.800	1.550	F5
12	16	1.067	-0.500	1.550	F5
13	18	4.000	-0.500	4.000	N1
14	21	4.000	1.825	4.000	N1
15	22	0.500	-0.037	0.500	H1
16	22	0.500	-0.037	0.500	H1
17	22	0.500	-0.037	0.500	H1
18	22	0.500	-0.037	0.500	H1
19	22	0.500	-0.037	0.500	H1
20	22	0.500	-0.037	0.500	H1
21	23	1.550	0.401	1.550	F5
22	23	1.550	0.401	1.550	F5
23	23	3.500	1.101	3.500	F7

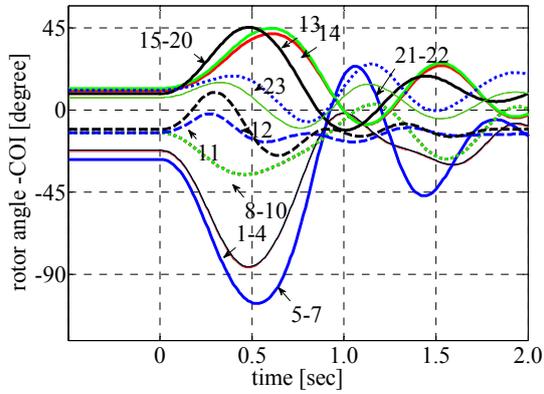


図 3.68 相差点曲線 (Case I)

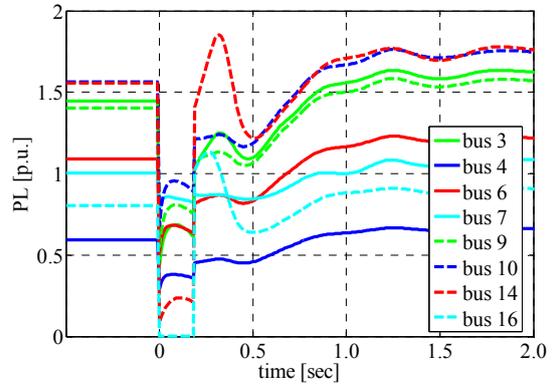


図 3.71 負荷母線の消費電力 (Case I)

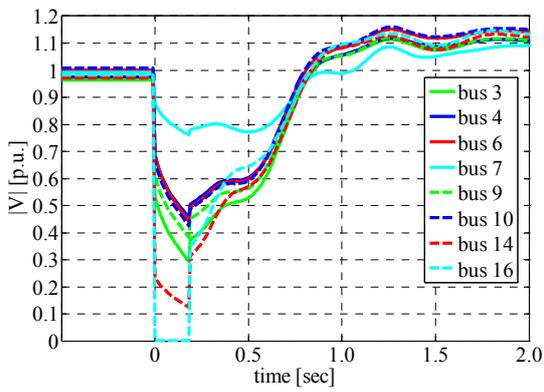


図 3.69 負荷母線電圧 (Case I)

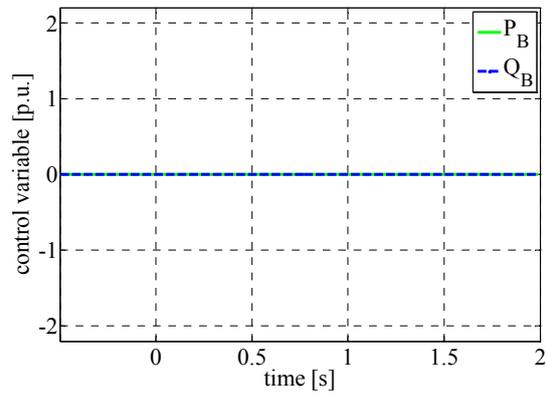


図 3.72 二次電池の操作変数 (Case I)

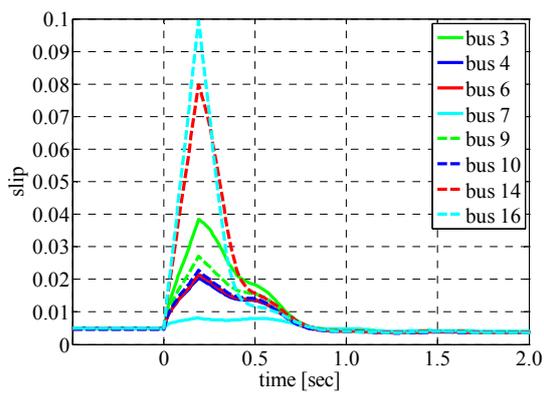


図 3.70 誘導機負荷のすべり (Case I)

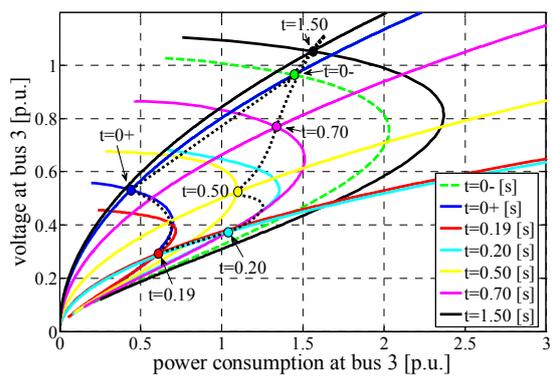


図 3.73 動的 P-V 曲線 (Case I)

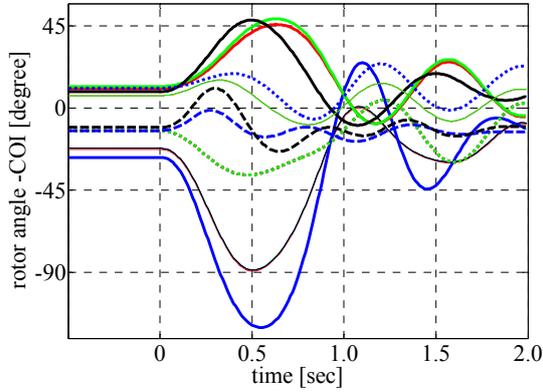


図 3.74 相差点曲線 (Case II)

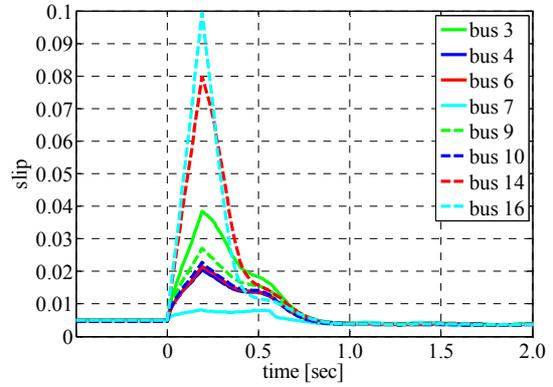


図 3.77 負荷母線の消費電力 (Case II)

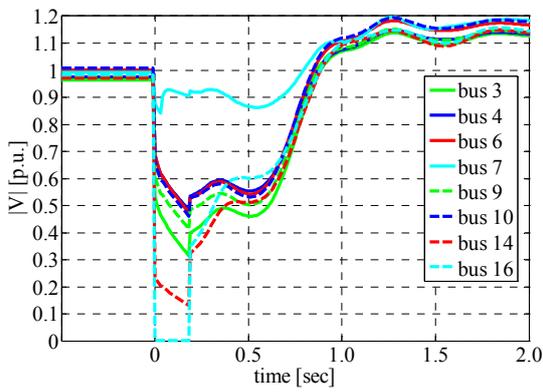


図 3.75 負荷母線電圧 (Case II)

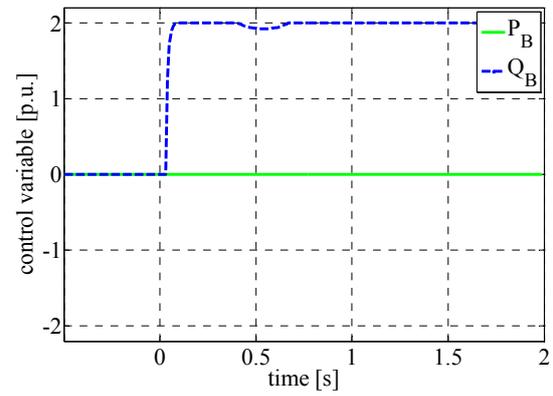


図 3.78 二次電池の操作変数 (Case II)

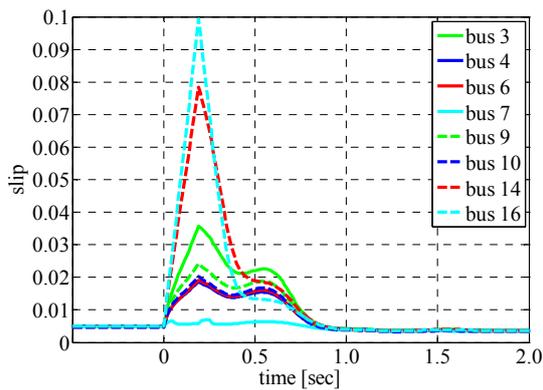


図 3.76 誘導機負荷のすべり (Case II)

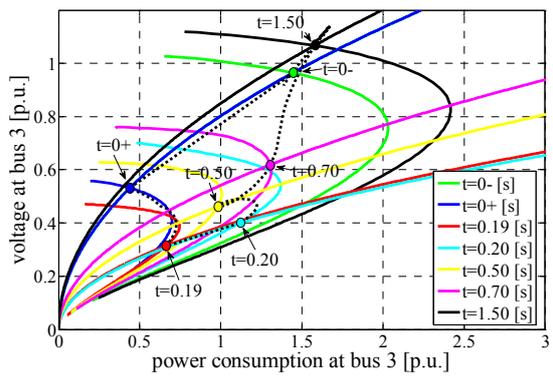


図 3.79 動的 P-V 曲線 (Case II)

表す。まず、運用点の推移を比較すると、事故除去前後の時間帯では、無効電力注入の効果によって、Case II のほうが Case I と比較して僅かに右上の安定側に位置しているが、その後の時間帯では、前段で述べた電圧低下が原因となり、Case II のほうが不安定な動作点に位置している。また、P-V 特性を比較すると、事故発生後 0.50 秒時点では、Case II の結果のほうがノーズポイントが左下に位置し、無効電力注入による過渡安定度の悪化によって、電圧安定度も不安定化されていることが確認できる。また、各解析ケースにおいて、電圧崩壊しない最大の事故継続時間を調べたところ、Case I では 0.20 秒であったのに対して Case II では 0.19 秒となり、二次電池による無効電力注入制御を施した Case II の方が系統状態を不安定側に推移させていることが分かった。

このように、電力注入動作は系統電圧を高めることで過渡電圧安定度を高める効果があるが、その動作が過渡安定度を悪化させる場合には、相差角の開きに伴う電圧低下を招き、過渡電圧安定度も悪化しうることが明らかとなった。

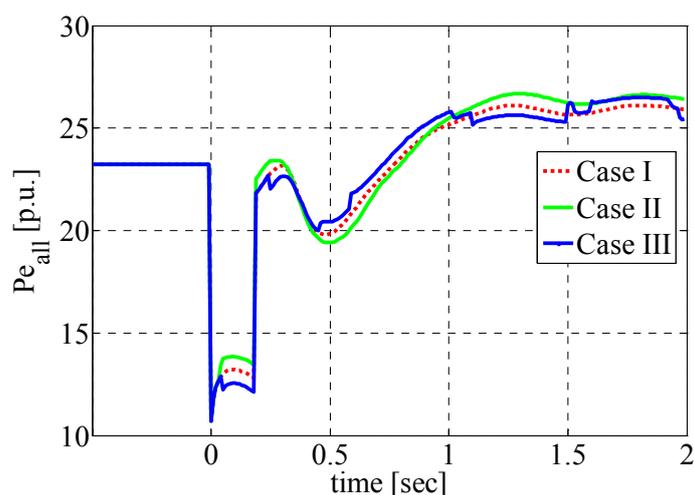


図 3.80 発電機出力の合計値の比較

そこで、前節までに提案した過渡安定度安定化制御手法を、二次電池の操作変数 (Q_B) に適用した解析ケースを[Case III]とし、結果を図 3.81~図 3.86 に示す。図 3.81 に示すように、本解析条件では、事故中の無効電力の吸収動作が過渡安定度の安定化に寄与する。この制御動作は系統電圧の低下を助長するため、事故中の仮想的な誘導機すべりの増加速度を高めるが、過渡安定度が向上した結果、事故発生後 0.50 秒前後における電圧低下は抑制される。このとき、図 3.80 より、[Case III]における 0.50 秒時点での出力低下幅は [Case I]の解析結果より小さくなっていることも確認できる。また、各解析ケースにおける P-V 特性 (図 3.73, 図 3.79, 図 3.86) を比較すると、1.00 秒時点における運用限界は、[Case II]で最も小さく、[Case III]で最も大きい。

本検討から、事故時の電圧安定度には過渡安定度が大きく関わっており、並列接続型 FACTS 機器による電力注入制御では、必ずしも事故時の電圧安定度を高めるとは限らないことが分かった。そこで次節では、ここで得られた知見をいかして、過渡安定度と過渡電圧安定度の双方の安定化が期待される制御手法を提案する。

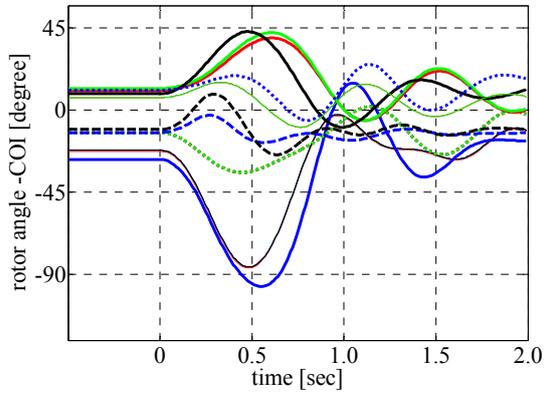


図 3.81 相差点曲線 (Case III)

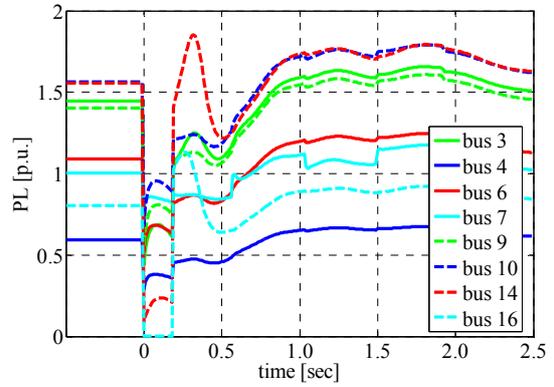


図 3.84 負荷母線の消費電力 (Case III)

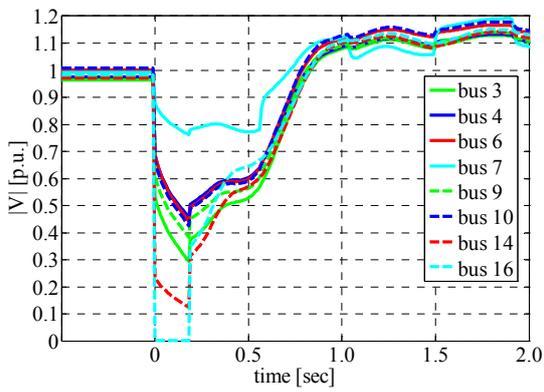


図 3.82 負荷母線電圧 (Case III)

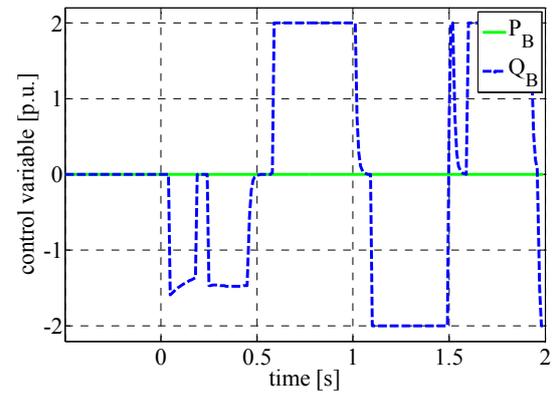


図 3.85 二次電池の操作変数 (Case III)

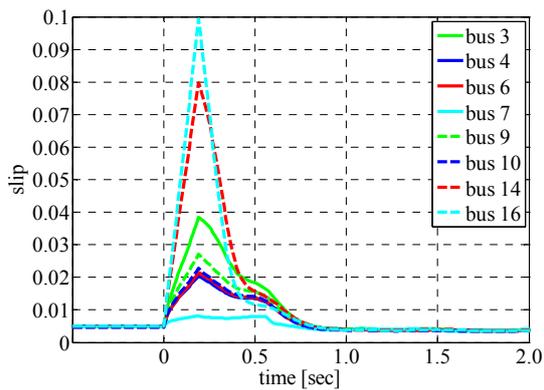


図 3.83 誘導機負荷のすべり (Case III)

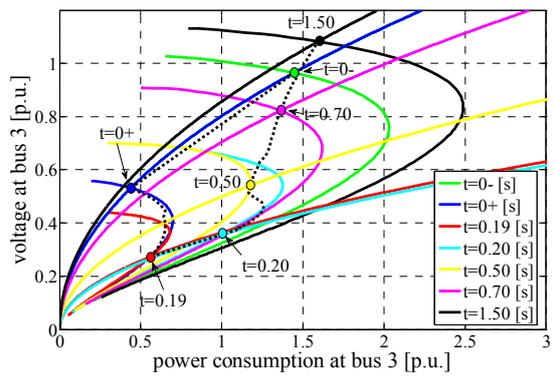


図 3.86 動的 P-V 曲線 (Case III)

3.4.2 過渡安定度・電圧安定度安定化制御手法

前節までの検証の結果，並列接続型の電力制御機器による電力注入動作は系統電圧を高める効果があるが，その動作によって過渡安定度を悪化させる場合には相差角の開きに伴う電圧低下を招き，却って電圧安定度を悪化させる場合があることが明らかとなった。そこで本論文では，3.3節で提案した過渡安定度の安定化制御手法を基礎として，その吸収動作に制限を与えた制御アルゴリズムを，図 3.87 に示す過渡安定度・電圧安定度安定化制御手法として提案する。電力制御機器の操作変数 η_k に対する図 3.87 の制御系は，3.3節で提案した系統安定化制御手法と同様の方法で，UPFC の無効電力操作変数 (Q_{inj}) や二次電池の操作変数 (P_B, Q_B) に適用でき，その動作点の変化方向を算出する。

提案法では，事故発生後，過渡安定度を悪化させないタイミングで並列接続型 FACTS 機器から電力注入を行うことにより，電力注入動作による系統電圧の持ち上げ効果，相差角動揺の抑制による副次的な電圧安定化効果が期待される。

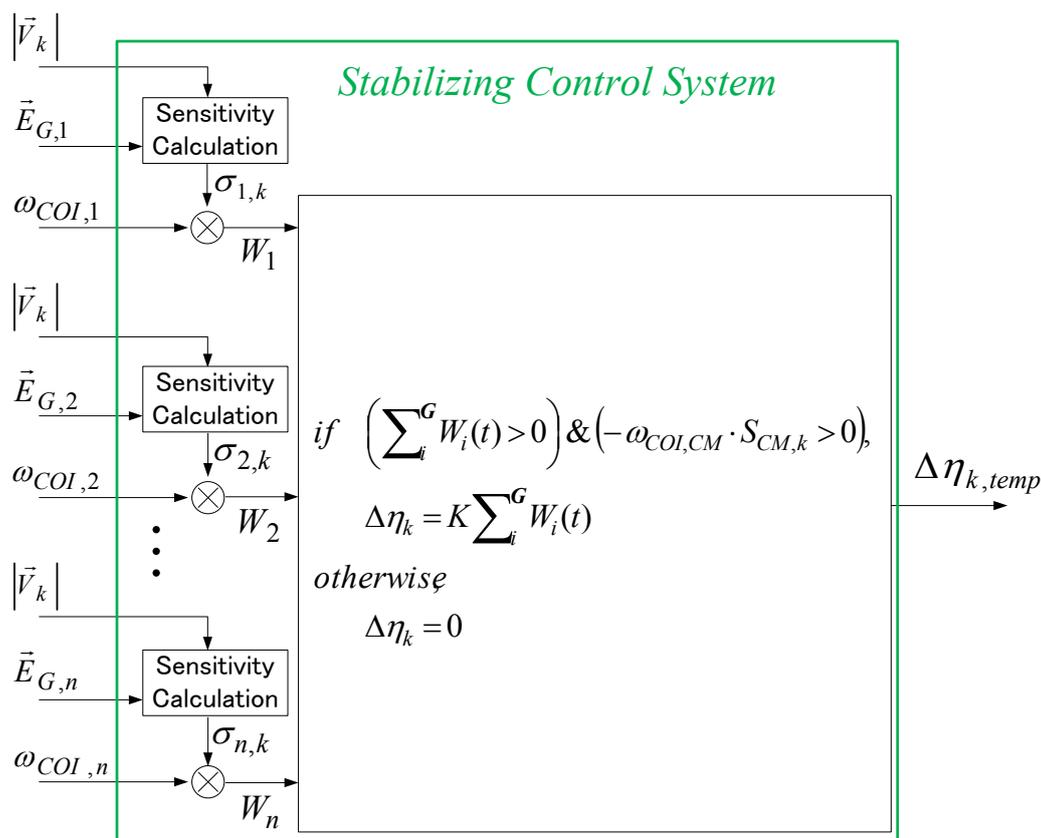


図 3.87 過渡安定度・電圧安定度安定化制御システム

3.4.3 二次電池設置系統の安定化

3.4.3.1 メッシュ系統における検証

図 3.67 に示すテスト系統において、二次電池の緊急制御による系統安定化効果を検証する。発電機定数、励磁系モデルは文献[22]を参照し、付録 A に示す値を用いた。事故前の定常状態における発電機出力は、表 3.8 に示した値とする。また、本テスト系統における 17 箇所の負荷は、それぞれ誘導機負荷比率 60%、定インピーダンス負荷比率 40%となるように模擬し、負荷の大きさは文献[21]で示された年間のピーク値に設定する。事故は母線至近端における三相地絡事故を想定し、一回線開放によって事故を除去することとする。事故地点の表記は、「1-3」事故=「母線 1-母線 3 間の送電線上の母線 1 至近端」と定義する。

(1) 二次電池への各種制御手法の適用による系統安定化効果

ここでは、変換器容量 200 MVA の二次電池が母線 7 もしくは母線 19 に設置されている場合を想定し、二次電池への各種制御手法の適用による系統安定化効果を検証する。それぞれの設置ケースにおいて、二次電池の操作変数 (P_B , Q_B) を、事故後に (i) 電力注入制御手法 (ii) 過渡安定度安定化制御手法 (iii) 過渡安定度・電圧安定度安定化制御手法 で制御した場合について臨界故障除去時間 (CCT) を調べ、結果を表 3.9, 表 3.10 にまとめる。また、比較のため、事故後、二次電池を制御しない場合 (全ての操作変数を事故前の動作点に固定した場合) の CCT も示す。尚、ここでの CCT の定義は、各想定事故に対して、事故後に発電機の相角動揺が π rad を超えず、且つ負荷のすべりが 0.2 を超えない最大の事故継続時間とする。

表 3.9, 表 3.10 において無効電力操作変数 Q_B のみを制御した結果に注目すると、(i) 電力注入制御手法 (ii) 過渡安定度安定化制御手法 のいずれかの適用によって、二次電池を制御しない場合と比較して、CCT が向上する事故ケースもあれば、却って悪化する事故ケースもあることが分かる。3.4.1 節でも述べたように、電力注入制御手法を適用した場合には、その制御動作によって系統電圧を高める効果がある一方で、その制御動作が過渡安定度を悪化させる場合には、相角動揺に伴う系統電圧低下の幅を大きくする可能性もあるため、二次電池の設置位置や事故条件によって、系統安定度に及ぼす効果は異なる。また、過渡安定度安定化制御手法を適用した場合には、相角動揺の抑制による副次的な電圧低下抑制効果がある一方で、過渡安定度の安定化に対して選択された制御動作が吸収動作であった場合に設置点周辺の電圧を低下させるため、系統安定度を却って悪化させる可能性がある。したがって、これらの制御手法(i)(ii)は、各想定事故に対して事前シミュレーションを行うことができる場合には有用であるが、事後演算型の制御システムとしては信頼性が乏しく、適用は困難であるといえる。それに対して、(i)と(ii)の制御手法を組合せた(iii)の手法を適用した場合には、電力注入動作が過渡安定度を安定化できる時間帯にのみ動作するため、制御手法(i)(ii)を適用した場合と比較して、得られる系統安定化効果は小さくなる傾向

表 3.9 臨界故障除去時間の比較（二次電池を母線 7 に設置）

fault	CCTs (sec) by controlling							
	none	P_B with			Q_B with			P_B & Q_B with
		(i)	(ii)	(iii)	(i)	(ii)	(iii)	
1 -3	0.22 (*)	0.23	0.23 (*)	0.23 (*)	<u>0.21</u>	<u>0.21</u> (*)	0.22 (*)	0.23 (*)
2 -4	0.21 (*)	0.23 (*)	0.22	0.22	0.21 (*)	0.21 (*)	0.21 (*)	0.22
12 -13	0.32 (*)	0.44 (*)	0.43 (*)	0.43 (*)	<u>0.30</u>	0.33 (*)	0.32 (*)	0.43 (*)
13 -12	0.24 (*)	0.29 (*)	0.29 (*)	0.29 (*)	<u>0.23</u>	0.24 (*)	0.24 (*)	0.28 (*)
15-16	0.22 (*)	0.26 (*)	0.26 (*)	0.26 (*)	0.22	0.23 (*)	0.22 (*)	0.25 (*)
16-19	0.20	0.24 (*)	0.22 (*)	0.22 (*)	0.19	0.20 (*)	0.20	0.22 (*)
17-18	0.23 (*)	0.26 (*)	0.26 (*)	0.26 (*)	0.23	0.24 (*)	0.23 (*)	0.26 (*)
18-17	0.20	0.22 (*)	0.22 (*)	0.22 (*)	<u>0.19</u> (*)	0.20 (*)	0.20	0.22 (*)
19-20	0.28	0.35 (*)	0.35 (*)	0.35 (*)	<u>0.27</u>	0.28 (*)	0.28	0.35 (*)
20-23	0.23	0.25	0.25	0.25	0.23	0.23 (*)	0.23	0.25
21-15	0.20	0.22 (*)	0.22 (*)	0.22 (*)	<u>0.19</u>	0.20	0.20	0.21 (*)
22-21	0.25	0.27	0.26	0.26	0.25	0.25	0.25	0.26
23-13	0.18	0.20	0.20	0.20	0.18	0.18 (*)	0.18	0.20

(*) : 不安定ケースにおいて発電機の相差角よりも先に負荷のすべりが閾値を超える

表 3.10 臨界故障除去時間の比較（二次電池を母線 19 に設置）

fault	CCTs (sec) by controlling							
	none	P_B with			Q_B with			P_B & Q_B with
		(i)	(ii)	(iii)	(i)	(ii)	(iii)	
1 -3	0.22 (*)	0.22	0.22 (*)	0.22 (*)	0.22	<u>0.21</u> (*)	0.22 (*)	0.22 (*)
2 -4	0.21 (*)	0.22 (*)	0.22 (*)	0.22 (*)	0.22	0.21 (*)	0.21 (*)	0.22 (*)
12 -13	0.32 (*)	<u>0.30</u> (*)	0.33 (*)	0.32 (*)	0.35 (*)	0.34 (*)	0.35 (*)	0.34 (*)
13 -12	0.24 (*)	0.24	0.24 (*)	0.24 (*)	0.26	0.24 (*)	0.25	0.25
15-16	0.22 (*)	0.23	0.23 (*)	0.23 (*)	0.24	0.22	0.22 (*)	0.23 (*)
16-19	0.20	0.20	0.20	0.20	0.21	0.20 (*)	0.20 (*)	0.20 (*)
17-18	0.23 (*)	0.26	0.25 (*)	0.25 (*)	0.24 (*)	0.22 (*)	0.23 (*)	0.26
18-17	0.20	0.22	0.21 (*)	0.22	0.20 (*)	<u>0.19</u>	0.20	0.21 (*)
19-20	0.28	0.28 (*)	0.28 (*)	0.28 (*)	0.29 (*)	0.29	0.29	0.29
20-23	0.23	0.24	0.24	0.24	0.24	0.23	0.24	0.24
21-15	0.20	0.21 (*)	0.21 (*)	0.21 (*)	0.20 (*)	<u>0.19</u>	0.20	0.21 (*)
22-21	0.25	0.27	0.27	0.27	0.25	0.25	0.25	0.27
23-13	0.18	0.19						

(*) : 不安定ケースにおいて発電機の相差角よりも先に負荷のすべりが閾値を超える

はあるが、適用によって系統安定度を悪化させる可能性が低い。そのため、事後演算型の二次電池の緊急制御システムとしては、(iii)の手法が望ましいと考える。

表 3.9, 表 3.10 において、二次電池に対して前節で提案した制御手法(iii)を適用した結果に注目すると、いずれの解析ケースにおいても、二次電池を制御しない結果と比較して、CCT が悪化する例はなく、提案手法の高い信頼性が伺える。母線 7 に二次電池の導入を想定した場合には、無効電力の制御によって CCT の向上効果は得られていないが、有効電力の制御によって得られる安定化効果が大きいため、提案法(iii)による二つの操作変数 (P_B , Q_B) の協同制御によって、いずれのケースでも CCT が向上する。母線 19 に二次電池の導入を想定した場合には、事故地点によって、安定度向上に対する各操作変数の制御効果の優劣は異なっているが、二つの操作変数を制御対象とすることで、多くの事故ケースで安定化効果が得られている。

このように、二次電池群の操作変数 (P_B , Q_B) に対して前節で提案した過渡安定度・電圧安定度安定化制御手法を適用することによって、事故地点、二次電池の設置位置に関わらず、高い信頼度をもって系統安定度を高める効果が得られることを確認した。二次電池の利用によって電圧崩壊を免れることができた解析例として、「15-16 事故」(0.23 sec で事故除去)を模擬した場合の結果を示す。図 3.88~図 3.90 に二次電池を制御しない場合の解析結果を、図 3.91 ~図 3.93 に母線 7 に設置した二次電池を制御した場合の解析結果を示す。このように、母線 7 に設置された二次電池による電力注入動作によって、事故後の系統電圧を高め、電圧崩壊を免れている様子が確認できる。また、この電力注入は、過渡安定度を安定化できるタイミングに合わせて動作しているため、二次電池によって発電機の相角動揺も抑制されていることが分かる。尚、二次電池を制御しない場合の解析ケースでは、系統崩壊に至った時点で解析を終了している。

(2) 二次電池群の過渡安定度・電圧安定度安定化制御による系統安定化

次に、図 3.67 の系統において、20 MVA の二次電池が 10 箇所の負荷母線 (母線 1, 母線 3, 母線 4, 母線 5, 母線 7, 母線 9, 母線 10, 母線 14, 母線 15, 母線 19) に分散設置されている場合を想定し、提案法による二次電池の制御によって得られる系統安定化効果を検証する。様々な事故ケースに対して、事故後に全ての二次電池群の操作変数 (P_B , Q_B) を、過渡安定度・電圧安定度安定化制御手法によって制御した場合の CCT を調べ、結果を表 3.11 にまとめる。比較のため、二次電池群を制御しない場合の CCT も示す。

表 3.11 に示すように、複数台の二次電池群を制御対象とする場合であっても、提案法の適用によって全ての事故ケースで CCT が向上することを確認した。二次電池群による系統安定化の様子を確認できる解析例として、「23-13 事故」(0.18 sec で事故除去)を模擬した場合の解析結果を図 3.94~図 3.107 に示す。相角曲線, 系統電圧の比較から分かるように、提案法による二次電池群の制御によって、相角動揺, 系統電圧の低下幅ともに小さくなり、過渡安定度, 電圧安定度が向上する。

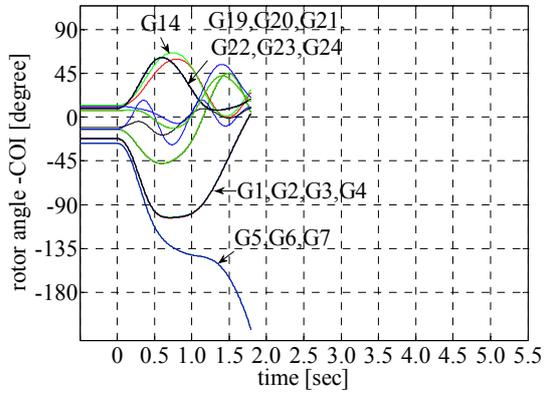


図 3.88 相边角曲線（二次電池制御なし）

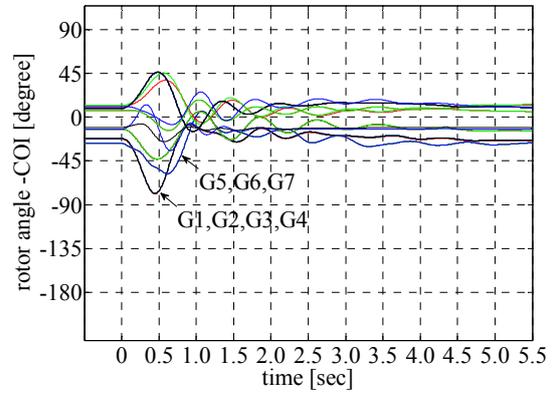


図 3.91 相边角曲線（二次電池制御あり）

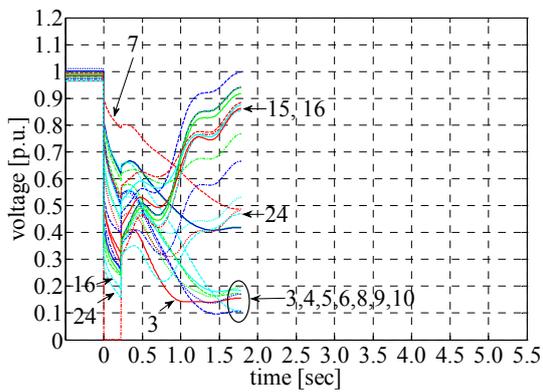


図 3.89 母線電圧（二次電池制御なし）

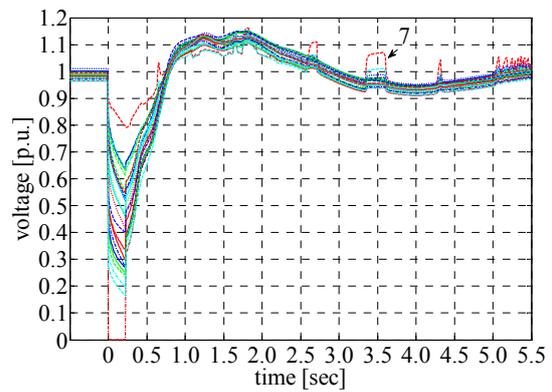


図 3.92 母線電圧（二次電池制御あり）

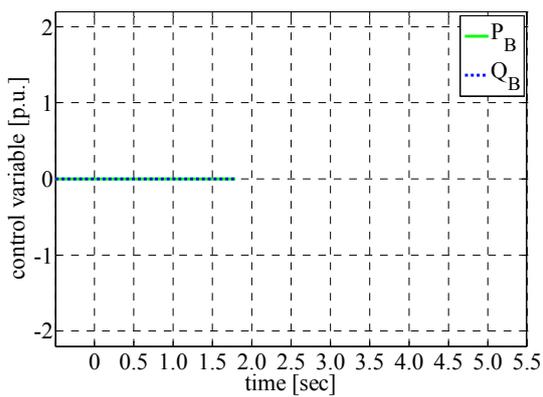


図 3.90 操作変数（二次電池制御なし）

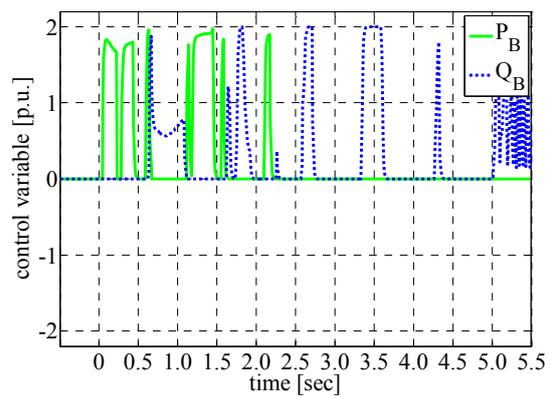


図 3.93 操作変数（二次電池制御あり）

表 3.11 臨界故障除去時間の比較 (10 台の二次電池群を設置)

fault	CCTs (sec) by controlling	
	none	P_B & Q_B
1-3	0.22 (*)	0.23 (*)
2-4	0.21 (*)	0.23 (*)
12-13	0.32 (*)	0.37 (*)
13-12	0.24 (*)	0.27 (*)
15-16	0.22 (*)	0.24 (*)
16-19	0.20	0.22 (*)
17-18	0.23 (*)	0.26 (*)
18-17	0.20	0.22 (*)
19-20	0.28	0.33
20-23	0.23	0.25
21-15	0.20	0.21 (*)
22-21	0.25	0.26
23-13	0.18	0.20

(*) : 不安定ケースにおいて発電機の相差角よりも先に負荷のすべりが閾値を超える

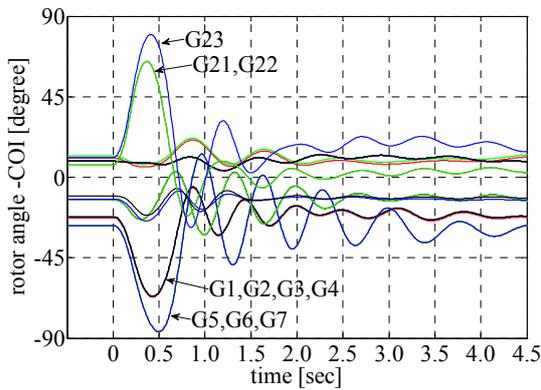


図 3.94 相差角曲線 (二次電池制御なし)

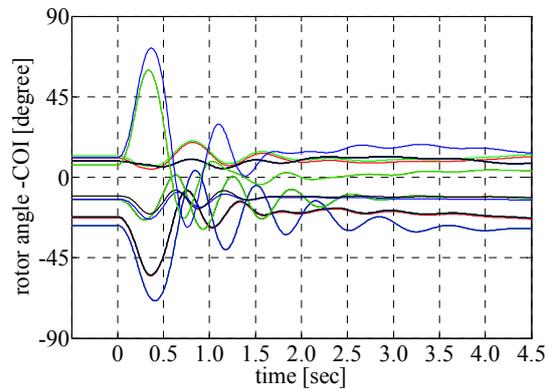


図 3.96 相差角曲線 (二次電池制御あり)

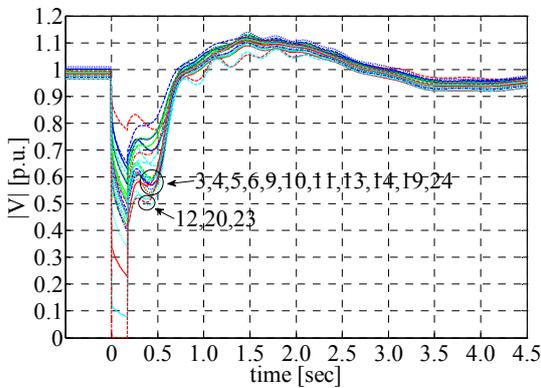


図 3.95 母線電圧 (二次電池制御なし)

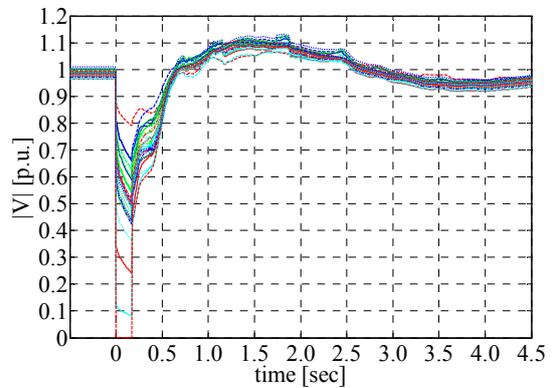


図 3.97 母線電圧 (二次電池制御あり)

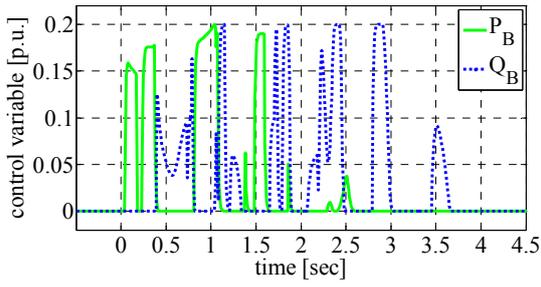


図 3.98 母線 1 の二次電池の動作

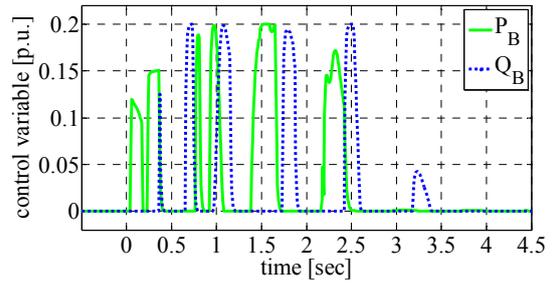


図 3.103 母線 9 の二次電池の動作

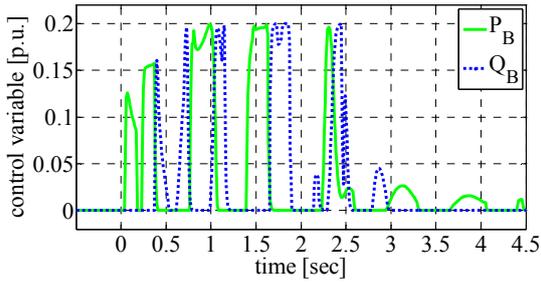


図 3.99 母線 3 の二次電池の動作

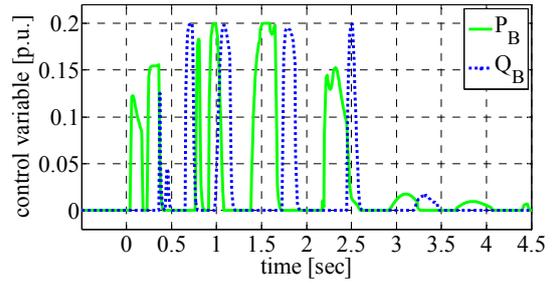


図 3.104 母線 10 の二次電池の動作

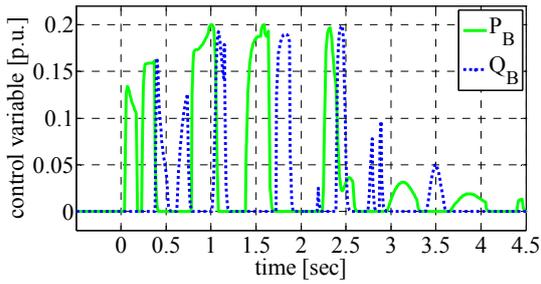


図 3.100 母線 4 の二次電池の動作

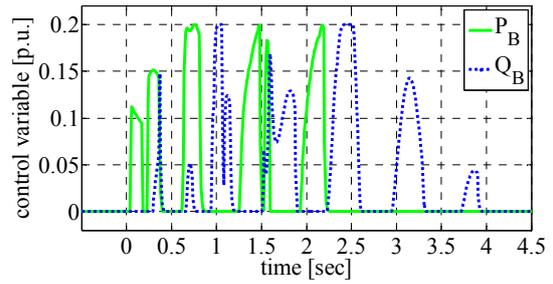


図 3.105 母線 14 の二次電池の動作

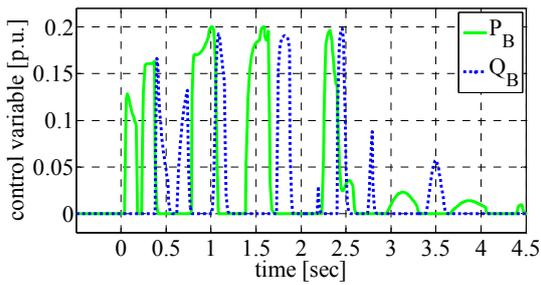


図 3.101 母線 5 の二次電池の動作

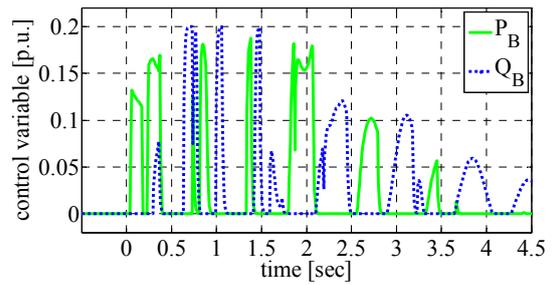


図 3.106 母線 15 の二次電池の動作

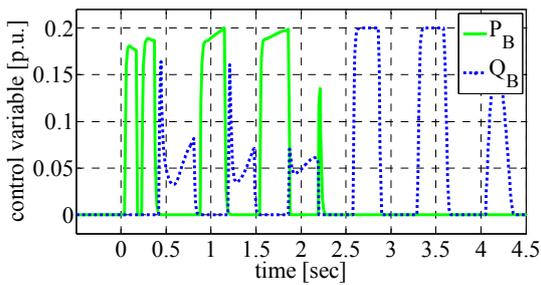


図 3.102 母線 7 の二次電池の動作

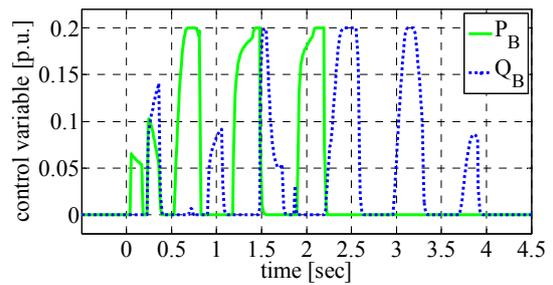


図 3.107 母線 19 の二次電池の動作

3.4.3.2 串形系統における検証

図 3.55 に示す串形のテスト系統において、二次電池の緊急制御による系統安定化効果を検証する。発電機定数、励磁系モデル等は付録 B に示す値を用いる。17 箇所の負荷は、それぞれ誘導機負荷比率 40%、定インピーダンス負荷比率 60%となるように模擬する。発電機出力・負荷断面の諸条件は文献[23]の値を参考にし、昼間断面（重負荷時）の値を用いる。系統設備容量 108,000 MW に対して、その 6%にあたる 6480 MW の変換器容量をもつ二次電池を系統安定化制御に利用可能であると仮定し、母線 2~母線 8 の負荷母線を設置位置として想定した。それぞれの二次電池がもつ変換器容量は、各負荷母線の有効電力負荷の大きさによって比例配分した。

本節では、図 3.55 のテスト系統において電源停止事故を模擬することで電圧安定度が不安定要因となる系統状態をつくり、二次電池の利用による系統安定化効果を検証する。はじめに、3 番発電機の電源停止事故を模擬し、事故後、二次電池を以下の 5 つの方法で動作させた場合の解析結果を図 3.108~図 3.122 に示す。尚、図中では、解析開始から 0.5 sec 時点で電源停止事故を模擬している。

- I. 事故前の動作点のまま固定
- II. P_B を定格出力で系統に放電
- III. Q_B を定格出力で系統に放電
- IV. P_B , Q_B を過渡安定度安定化制御手法で制御
- V. P_B , Q_B を過渡安定度・電圧安定度安定化制御手法で制御

図 3.108~図 3.122 に示した各ケースにおける解析結果について以下でまとめる。

- I. 電源停止の直後に電圧崩壊し、発電機の同期運転も崩れる。
- II. 二次電池群による有効電力の印加によって、電源停止直後の電圧崩壊は免れるが、約 10 秒後に電圧崩壊し、同期運転も崩れる。
- III. 二次電池群は遅れ無効電力を印加するが、電源停止直後に電圧崩壊し、同期運転が崩れる。
- IV. 二次電池群による過渡安定度安定化制御によって、発電機の相边角動揺は抑制されるが、次第に電圧が低下し、電源停止から約 20 秒後に電圧崩壊する。
- V. 二次電池による過渡安定度安定化制御によって、発電機の相边角動揺が抑制される。このとき、有効電力・遅れ無効電力の吸収動作を制限し、注入動作のみを選択的に行ったことによって電圧崩壊も免れる。

このように、過渡的な電圧安定度が不安定要因となり系統崩壊に至る事故ケースでは、事故後に一定値の有効電力や遅れ無効電力を注入する制御動作よりも、過渡安定度を高めることができるタイミングで電力注入を行う制御動作が有効となった。

次に、その他の発電機母線における電源停止事故に対しても、同様の安定度解析を行い、結果を表 3.12 にまとめる。ここでは、電源停止後 30 sec 間の解析から、安定判別を行った。

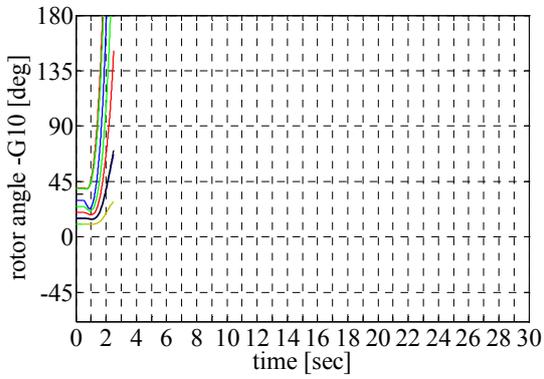


図 3.108 相差点曲線 (Case I)

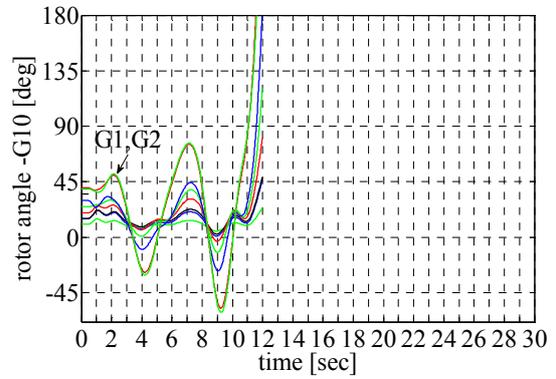


図 3.111 相差点曲線 (Case II)

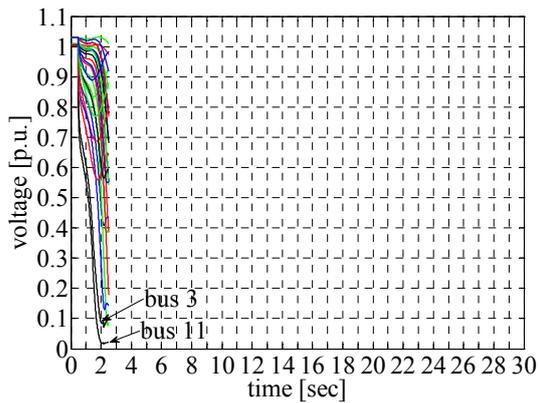


図 3.109 母線電圧 (Case I)

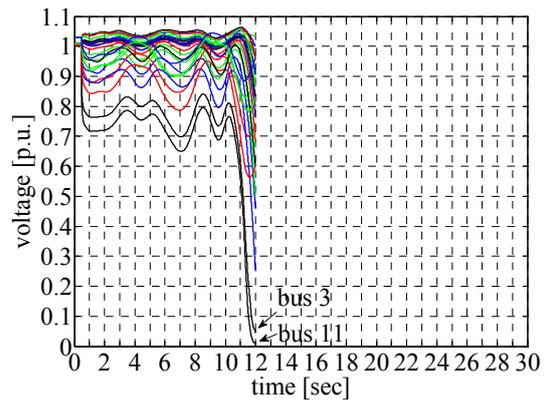


図 3.112 母線電圧 (Case II)

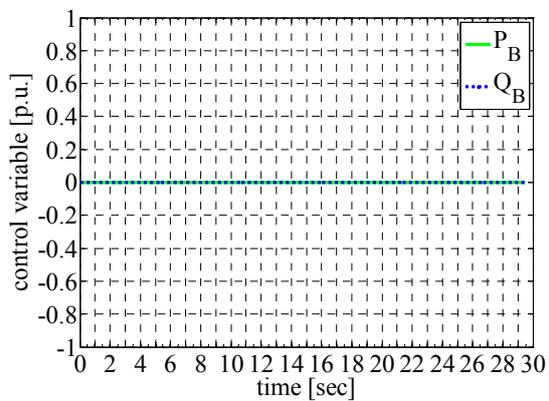


図 3.110 母線 2 の二次電池の動作 (Case I)

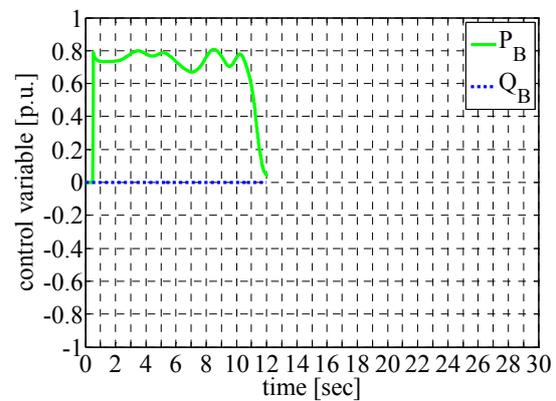


図 3.113 母線 2 の二次電池の動作 (Case II)

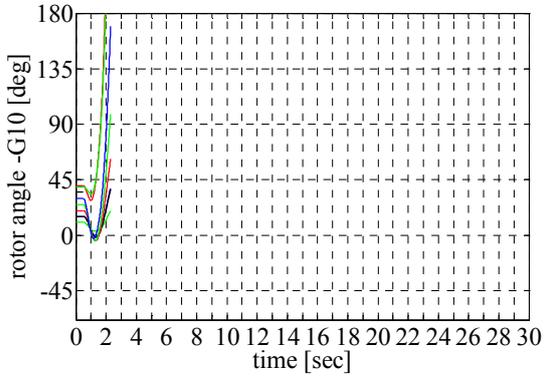


図 3.114 相差点曲線 (Case III)

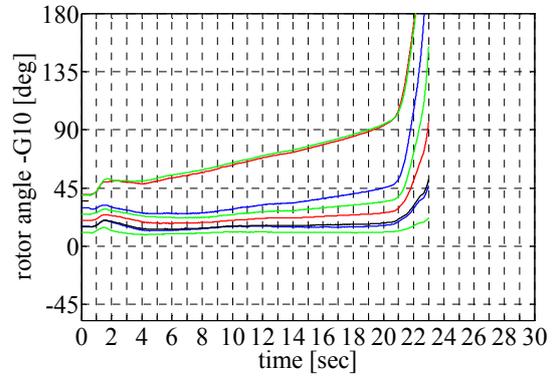


図 3.117 相差点曲線 (Case IV)

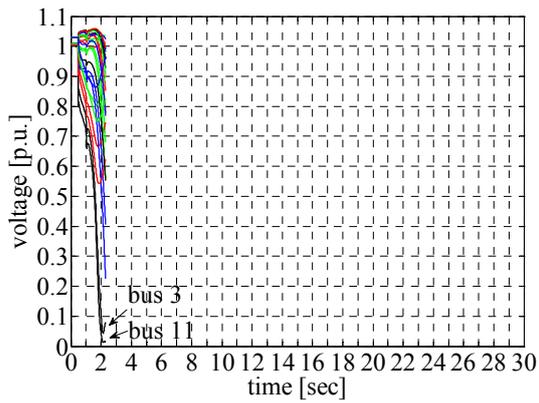


図 3.115 母線電圧 (Case III)

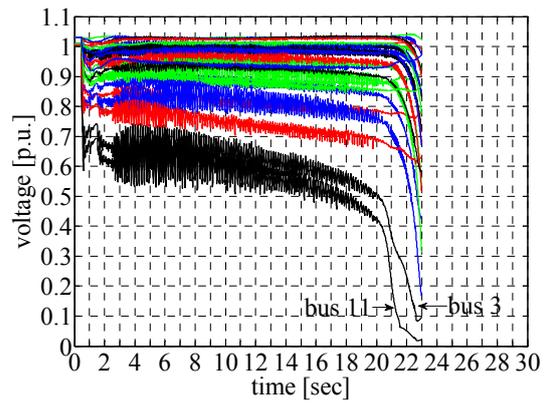


図 3.118 母線電圧 (Case IV)

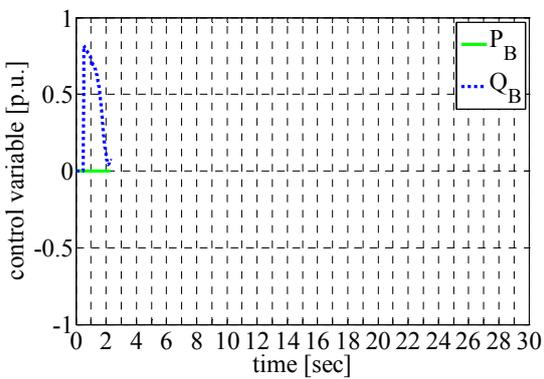


図 3.116 母線 2 の二次電池の動作 (Case III)

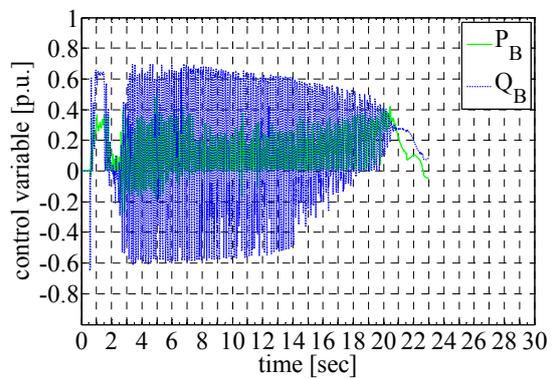


図 3.119 母線 2 の二次電池の動作 (Case IV)

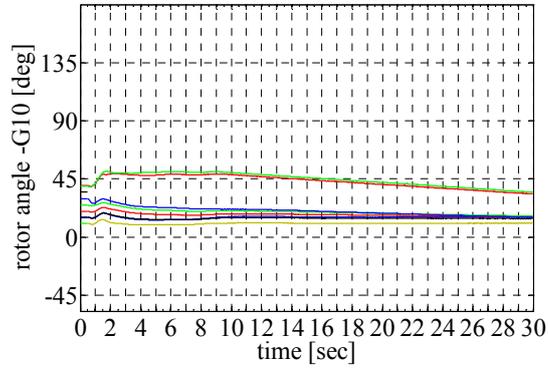


図 3.120 相差角曲線 (Case V)

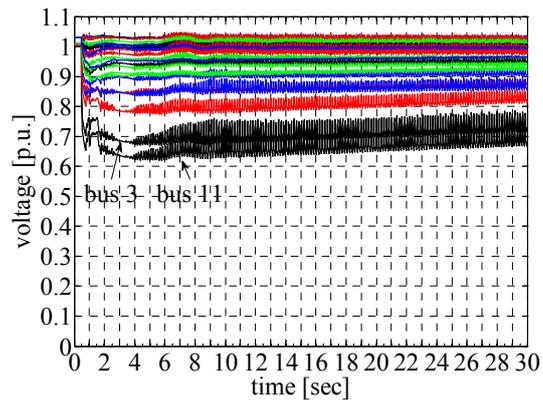


図 3.121 母線電圧 (Case V)

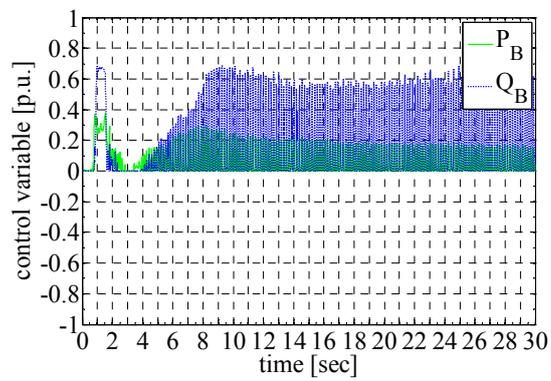


図 3.122 母線 2 の二次電池の動作 (Case V)

表 3.12 電源停止事故を模擬した場合の解析結果

停止電源	(I)	(II)	(III)	(IV)	(V)
G2	2.0 sec 後に 系統崩壊	安定	2.3 sec 後に 系統崩壊	安定	安定
G3	1.5 sec 後に 系統崩壊	7.1 sec 後に 系統崩壊	1.6 sec 後に 系統崩壊	19.7 sec 後に 系統崩壊	安定
G4	1.5 sec 後に 系統崩壊	2.6 sec 後に 系統崩壊	1.8 sec 後に 系統崩壊	19.1 sec 後に 系統崩壊	28.9 sec 後に 系統崩壊
G5	1.5 sec 後に 系統崩壊	2.3 sec 後に 系統崩壊	2.1 sec 後に 系統崩壊	29.0 sec 後に 系統崩壊	安定 (電圧低下傾向)
G6	2.0 sec 後に 系統崩壊	2.2 sec 後に 系統崩壊	3.0 sec 後に 系統崩壊	27.4 sec 後に 系統崩壊	安定
G7	振動継続	2.5 sec 後に 系統崩壊	6.4 sec 後に 系統崩壊	安定	安定
G8	振動継続	安定	安定	安定	安定
G9	2.0 sec 後に 系統崩壊	2.1 sec 後に 系統崩壊	6.7 sec 後に 系統崩壊	安定	安定

表 3.12 では、電源停止後、位相角の慣性中心を基準とした発電機の相边角動揺が π rad を超えた時刻か、負荷のすべりが 0.2 を超えた時刻を、系統崩壊に至った時刻として示している。この結果から分かるように、二次電池群に過渡安定度・電圧安定度安定化制御手法を適用した V の解析ケースでは、多くの想定事故が安定化されている。4 番発電機が全停止した事故ケースにおいては、V の手法の適用によって系統崩壊に至る時刻を遅らせているため、この間に調相設備の投入など、その他の制御動作を施すことも可能である。このように、提案する過渡安定度・電圧安定度安定化制御手法は、事後演算型の制御システムとしての適用可能性の高い高信頼度な安定化制御システムであるといえる。

また、ここで想定した事故ケースに対しては、過渡安定度安定化制御手法を適用した IV の解析ケースも、多くの想定事故の安定化に寄与している。しかしながら、事故後に一定電力を系統に放電する II, III の解析ケースでは、系統安定化に寄与している想定事故もあるものの、7 番発電機の全停止事故などの一部の想定事故に対しては、二次電池の利用によって却って系統安定度を悪化させており、前節における検証結果と同様、事後演算型の制御システムとしては信頼性が乏しいと言える。

3.5 系統安定化制御システムの簡素化に関する検討

先に述べた電力制御機器の過渡安定度安定化制御システムでは、リアルタイムで算出した電力制御機器と発電機との感度係数を用いる。感度係数の算出には、系統内の全発電機の内部誘起電圧情報（位相情報を含む）を必要とするため、全地球測位システム（GPS）による時刻同期機能を備えた位相計測装置（phase measurement unit）が必要であり、さらに、感度係数の算出にあたり系統規模の二乗に比例する行列演算を行うため、高速の演算装置も必要である。今後の計測技術・情報通信技術等の発達に伴って、上述の制御方式の実現可能性も十分に高いと考えているが、経済性や計測・通信遅れの短縮化の観点から、できる限り制御システムは簡易であるほうが望ましい。

そこで本節では、上述した系統安定化制御システムの経済性や実現性を高めるための基礎検討を行う。ここでは、UPFCの操作変数（ Q_{inj} , V_{ud} ）に関する感度係数の算出に際して、内部誘起電圧情報や大規模な行列演算を必要としない感度推定手法を検討する。それぞれの操作変数に対して、異なる二つの感度推定手法を提案し、感度推定値を用いたUPFCの制御による系統安定化効果を検証する。

3.5.1 UPFCの注入無効電力に関する感度係数の推定手法

本節では、注入無効電力 Q_{inj} に関する感度係数の推定手法として、等価電圧源の定理に基づく推定手法を提案する。

図 3.123 のように一方のみが電圧源を持った二つの独立した電気回路をつなぐとき、端子 1 から端子 2 に流れる電流は、等価電圧源の定理により(3.78)式で表される。

$$I = \frac{V_0}{Z_0 + Z} \dots\dots\dots (3.78)$$

ここで、 Z_0 , Z は、電圧源を全て短絡し、電流源を全て開放した状態において、各端子からみた各回路のインピーダンスを表す。重ね合わせの理より、 N 機の発電機を持つ電力系統においても、各発電機の連系点に対してこの定理をあてはめることができる。そこで、 i 番目の発電機に着目し、それ以外の発電機は短絡除去した図 3.124 の等価回路を考える。ここで、UPFCの無効電力注入の動作は、可変のサセプタンスとしてモデル化する。図 3.124 に示す二つの等価回路を用いて、 k 番目のUPFCの注入無効電力 Q_{inj} の変化による i 番目の発電機出力 P_{ei} の変化について考える。

ある時刻において、UPFCの動作点がサセプタンス B_k である場合を考える。このとき、発電機 i の連系点で系統を分割したときの等価回路が図 3.124(a)である。ここで、 $E_{G,i}$ は発電機 i の内部誘起電圧を表す。等価電圧源の定理より、この二つの回路を連系したときに、発電機から系統に流れる有効電力は、(3.79)式で表される。

$$P_{e,i} = \operatorname{Re} \left\{ E_{G,i} \overline{\left(\frac{E_{G,i}}{Z_0 + Z_a} \right)} \right\} = |E_{G,i}|^2 \operatorname{Re} \left\{ \overline{\left(\frac{1}{Z_0 + Z_a} \right)} \right\}$$

$$= |E_{G,i}|^2 G_{pre} \dots \dots \dots (3.79)$$

次に、UPFCの操作変数 B_k を ΔB_k だけ変化させた図 3.124(b)の等価回路について考える。制御変数 B_k の変化は、端子 2 からみた系統のインピーダンスに変化を与える。このとき、UPFCの操作変数を変化させた瞬間には内部誘起電圧は変化しないと仮定すると、二つの回路を連系したときに発電機から系統に流れる有効電力は、(3.80)式で表される。

$$P_{e,i}' = |E_{G,i}|^2 \operatorname{Re} \left\{ \overline{\left(\frac{1}{Z_0 + Z_b} \right)} \right\} = |E_{G,i}|^2 G_{post} \dots \dots \dots (3.80)$$

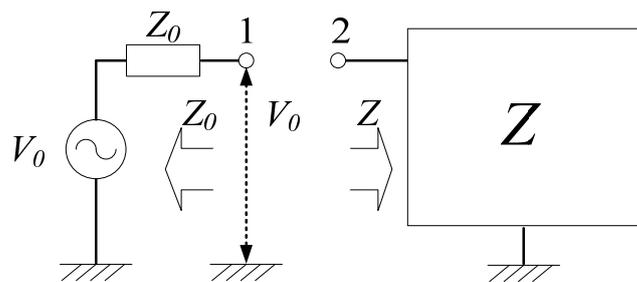
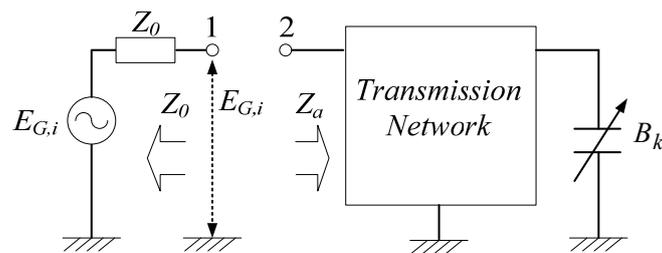
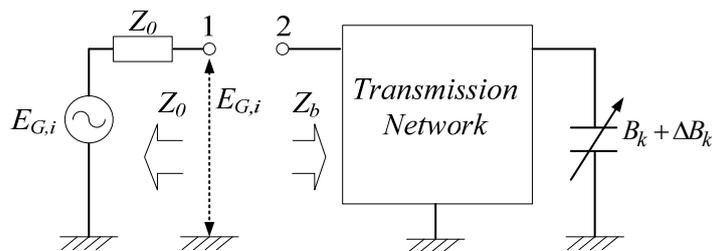


図 3.123 二つの独立した電気回路



(a) 制御変数の変化前における電気回路



(b) 制御変数の変化後における電気回路

図 3.124 等価電圧源の定理に基づく感度係数の推定

従って、UPFC の操作変数の変化の前後における発電機出力の変化は、(3.81)式で表される。

$$\begin{aligned} \Delta P_{e,i} &= P_{e,i}' - P_{e,i} = |E_{G,i}|^2 (G_{post} - G_{pre}) \\ &= P_{e,i} (G_{post}/G_{pre} - 1) \dots\dots\dots (3.81) \end{aligned}$$

式(3.81)において、 $((G_{post}/G_{pre})-1)$ は、系統構成が変わらない限り一定であることから、同じ系統構成の下では、式(3.82)に示すように感度係数 $\sigma_{i,k}$ と発電機 i の有効電力出力は比例関係にあると近似できる。

$$\sigma_{i,k} = \frac{\partial P_{e,i}}{\partial Q_{mj,k}} \approx \frac{\Delta P_{e,i}}{\Delta Q_{mj,k}} \propto \Delta P_{e,i} \propto P_{e,i} \dots\dots\dots (3.82)$$

式(3.82)の関係から、時刻 t における感度係数 $\sigma_{i,k}(t)$ は、事故前の定常状態において計測情報に頼らずに算出した感度係数 $\sigma_{i,k,pre}$ と、事故前の発電機出力 $P_{e,i,pre}$ 、時刻 t における発電機出力 $P_{e,i}(t)$ を用いて、式(3.83)で推定できる。

$$\sigma_{i,k}(t) = \frac{P_{e,i}(t)}{P_{e,i,pre}} \sigma_{i,k,pre} \dots\dots\dots (3.83)$$

3.5.2 UPFC の直列印加電圧に関する感度係数の推定手法

本節では、直列印加電圧 (V_{ud}) に関する感度係数の推定方法として、文献[19]の直流法に基づく方法についてまとめる。文献[19]では、以下の仮定を設けることで FACTS 機器と発電機間の感度を近似的に求める方法を提案している。

仮定 1 : FACTS 機器の操作変数が変化しても、各母線電圧の大きさの変化は小さい

仮定 2 : FACTS 機器の操作変数が変化した瞬間には、発電機の内部相差角は変化しない

仮定 3 : 各送電線を通る有効電力潮流は、送電線両端の母線の位相差に比例する

上述の3つの仮定によって、交流電気回路における送電線リアクタンス・母線電圧の位相・送電線の有効電力潮流を、それぞれ直流電気回路における抵抗、電圧、電流とみなせる。これは、直流法の考え方に基づいている。図 3.13(b)から分かるように、交流電気回路における UPFC の直列印加電圧 (V_{ud}) の変化は、主に直流電気回路における電圧の変化に対応するため、事故前後において系統構成が変化しないと仮定すれば、 V_{ud} の変化に対する各発電機の電氣的出力の変化 (感度係数) は事故前後において一定と考えることができる。したがって、 V_{ud} に関する事故後の感度係数 $\sigma_{i,k}(t)$ は、事故前の定常状態において計測情報に頼らずに算出した感度係数 $\sigma_{i,k,pre}$ をつかって(3.84)式で求める。

$$\sigma_{i,k}(t) = \sigma_{i,k,pre} \dots\dots\dots (3.84)$$

3.5.3 感度推定値を用いた UPFC の制御による系統安定化効果

図 3.125 に示すテスト系統において、二次電池の緊急制御による系統安定化効果を検証する。発電機定数、励磁系モデルは文献[22]を参照し、付録 A に示す値を用いた。事故前の定常状態における発電機出力は、表 3.8 に示した値とする。また、本テスト系統における 17 箇所の負荷は定インピーダンス負荷として模擬し、負荷の大きさは文献[21]で示された年間のピーク値に設定する。事故は母線至近端における三相地絡事故を想定し、一回線開放によって事故を除去することとする。事故地点の表記は、「1-3」事故=「母線 1-母線 3 間の送電線上の母線 1 至近端」と定義する。

系統内には 3 台の UPFC を、それぞれ母線 1-5 間、母線 13-11 間、母線 15-24 間の送電線上に、それぞれ図 3.1 における母線 i が母線 1、母線 13、母線 15 となるように設置し、UPFC 1、UPFC 2、UPFC 3 とする。UPFC の設置目的は、平常時における送電網の潮流制御であると仮定しているため、各々の UPFC は、潮流制御に対して高い効果を発揮できる送電網のループ構成部分に設置されている。1 台の UPFC が持つ変換器容量の合計は 200 MVA (並列接続側 100 MVA・直列接続側 100 MVA)、直列変圧器の電圧定格は 46 kV (0.2 p.u.) としており、定格に合わせてリミッタをかける。なお、事故前における UPFC の 3 つの操作変数は 0 p.u. に設定する。

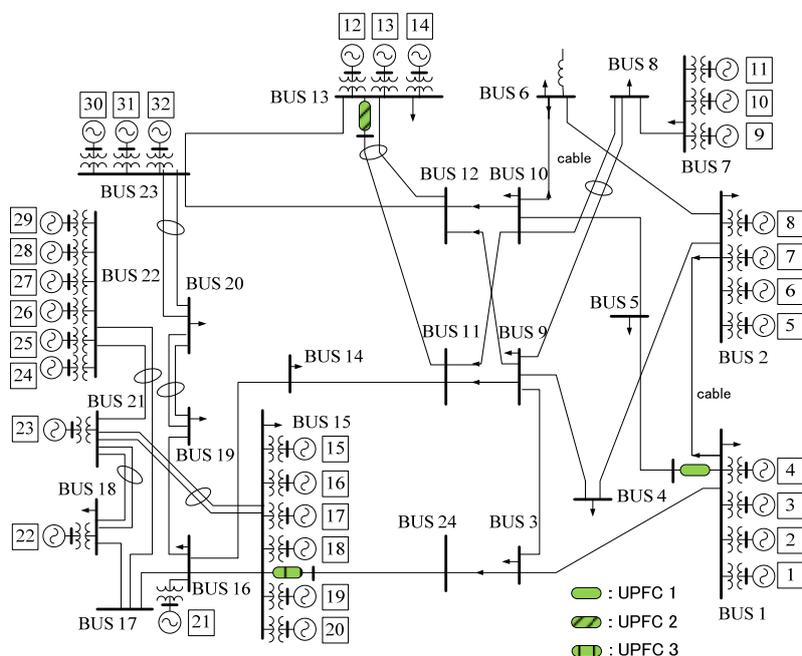


図 3.125 テスト系統 (改変 IEEE RTS 信頼度系統)

3.5.3.1 無効電力制御による安定化効果

はじめに、「20-23」事故（事故継続時間 0.39 sec）を想定し、UPFC の注入無効電力 Q_{inj} の変化に対する各発電機出力の変化の感度について、(3.52)式により求めた理論値と(3.83)式により求めた推定値を比較する。このとき、全ての UPFC の操作変数は事故前の動作点から変化させないこととする。感度係数の推定は、3.5.1 節で提案した等価電圧源の定理に基づく方法によって、事故前の定常状態において算出した感度係数と、リアルタイムで収集した発電機の有効電力出力の計測情報を用いて行う。

図 3.126 は、UPFC 3 と 32 番発電機との感度係数について、理論値と推定値の時間に対する変化を比較したものであり、理論値と推定値は近い値をとっていることが分かる。このように、その他の UPFC と発電機の組合せにおける感度係数についても、多くの組合せにおいて感度係数の理論値と推定値は近い値をとり、提案した感度推定方法が妥当であることを確認した。ただし、どの組合せにおいても、系統構成が大きく変わる地絡事故中の推定誤差が大きくなる傾向が見受けられた。

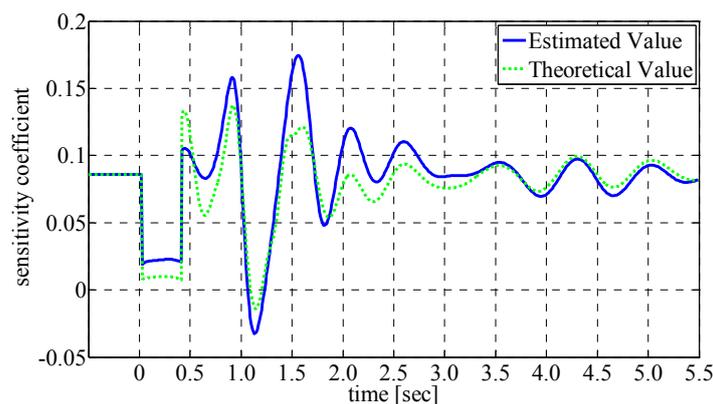


図 3.126 感度係数の理論値と推定値の比較

次に、同じ事故条件のもとで、3 台の UPFC の注入無効電力 Q_{inj} を感度係数の推定値を用いて制御し、安定度向上効果を検証する。比較のため、 Q_{inj} を事故前の動作点に維持した場合や、 Q_{inj} を感度係数の理論値を用いて制御した場合についても解析を行う。

図 3.127, 図 3.128 に、慣性中心を基準とした 32 番発電機の相差角曲線の比較、エネルギー関数の変化の比較を示す。32 番発電機は、想定した事故において慣性中心からの動揺が最も大きい危険発電機であるが、感度推定値を用いて UPFC の注入無効電力を制御することで、この発電機の第一波動揺を抑制していることが分かる。また、感度推定値を用いた UPFC の制御によって、系統安定化制御システムにおいて制御指標としているエネルギー関数の減衰速度を大きくし、系統動揺をより早く抑制している様子も伺える。このように、感度推定値を用いた UPFC による系統安定化効果は、感度理論値を用いた UPFC による安

定化効果と比較すると僅かに劣るが、十分に効果的であるといえる。図 3.129 は、感度の理論値と推定値によって制御した操作変数の比較であるが、事故中の僅かな誤差を除けば、二つの解析例における動作はほぼ一致している。

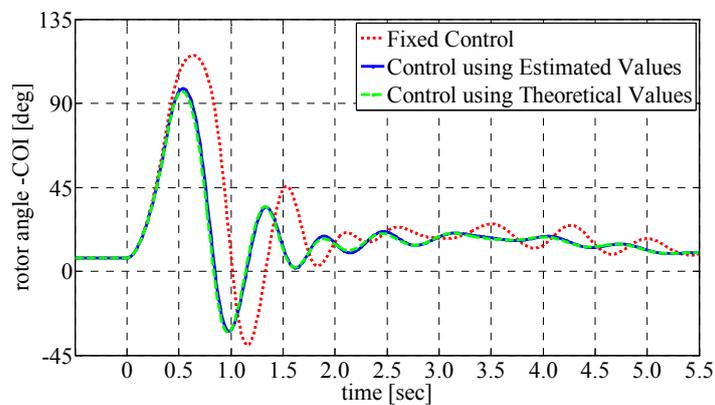


図 3.127 発電機 32 の相差点曲線の比較

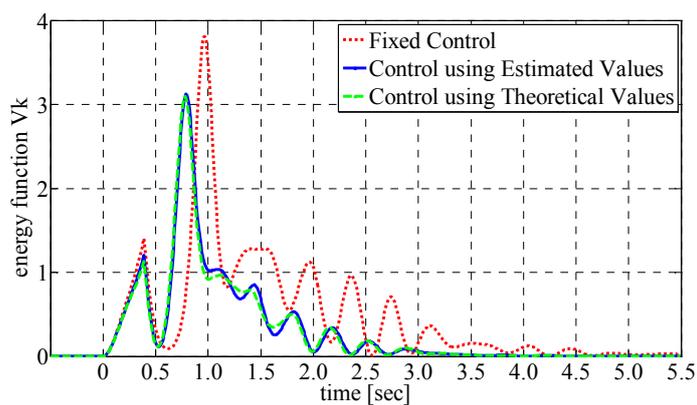


図 3.128 エネルギー関数の変化の比較

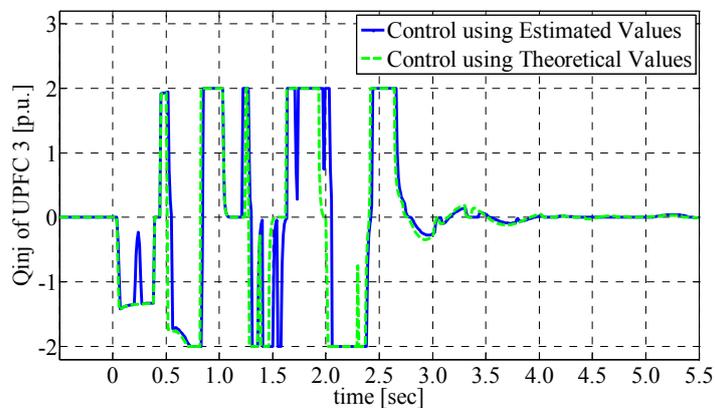


図 3.129 UPFC 3 の注入無効電力の比較

3.5.3.2 直列印加電圧制御による安定化効果

次に、「19-20」事故（事故継続時間 0.50 sec）を想定し、3.5.2 節でまとめた UPFC の直列印加電圧に関する感度推定方法の有効性を検証する。

図 3.130 に、全ての UPFC の操作変数を事故前の動作点から変化させない状態で、UPFC 3 の直列印加電圧 V_{ud} に関する感度係数について、理論値の時間変化を示す。これに対して、感度係数の推定値は、3.5.2 節で述べたように全ての時間を通して図 3.130 における事故前の値で一定であると考えられる。図 3.130 から分かるように、事故除去後の一定時間が経過した時間帯では、感度理論値の変動は小さく、その変動も事故前の値を中心としたものであるため、上述の感度推定方法は妥当性があるといえる。しかし、系統構成が大きく変化し相边角が大きく動揺する事故中・事故除去直後の時間帯では、感度理論値は事故前の値から大きく変化しており、この時間帯に対して感度係数の推定が高い精度で行われているとはいえない。

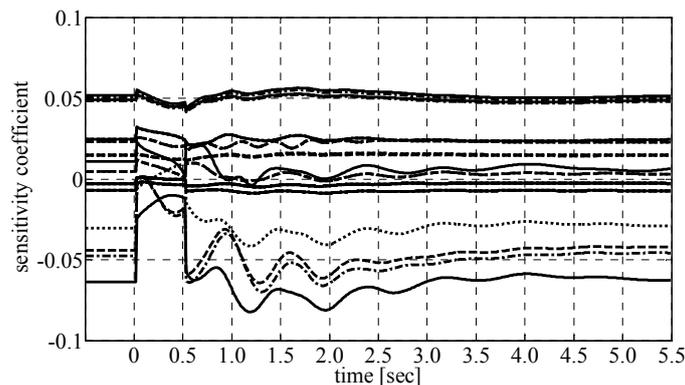


図 3.130 UPFC 3 の V_{ud} と系統内の発電機との間の感度理論値

次に、同じ事故条件のもとで、3 台の UPFC の直列印加電圧 V_{ud} を感度係数の推定値を用いて制御し、その安定化効果を検証する。比較のため、 V_{ud} を事故前の動作点に維持した場合や、 V_{ud} を感度係数の理論値を用いて制御した場合についても解析を行う。

各解析における相边角曲線の違いが顕著な例として、9 番発電機の相边角曲線の比較を図 3.131 に示す。また、エネルギー関数の変化の比較を図 3.132 に示す。それぞれの結果から分かるように、感度推定値を用いて UPFC の直列印加電圧 V_{ud} を制御した場合でも、相边角動揺を効果的に抑え、系統の動揺エネルギーをより早く 0 に落ち着かせることができる。

図 3.131 では、UPFC 3 の V_{ud} の変化について、感度理論値を用いて制御した場合と感度推定値を用いて制御した場合を比較している。事故除去直後の時間帯（0.5 sec- 0.8 sec）を除いて、二つの解析例における動作はほぼ一致しており、提案した感度推定方法の有効性が確認できる。しかしながら、先に述べたように系統内の発電機の相边角動揺が大きい事故除去直後の時間帯では感度推定の精度が悪いため、系統安定化に対して適切でない動作を

させる可能性が高く、他の事故条件では、感度推定値を用いた直列印加電圧の制御によって、かえって過渡安定度を悪化させてしまう場合もあった。したがって、事故除去直後の時間帯において感度推定値を用いた直列印加電圧の制御を行うためには、感度推定手法について更なる検討の余地がある。

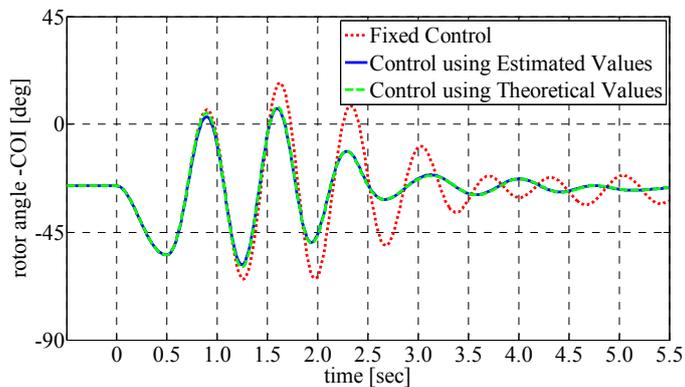


図 3.131 発電機 9 の相差点曲線の比較

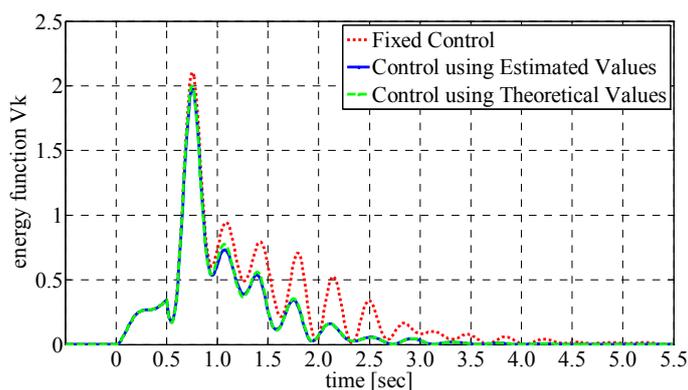


図 3.132 エネルギー関数の変化の比較

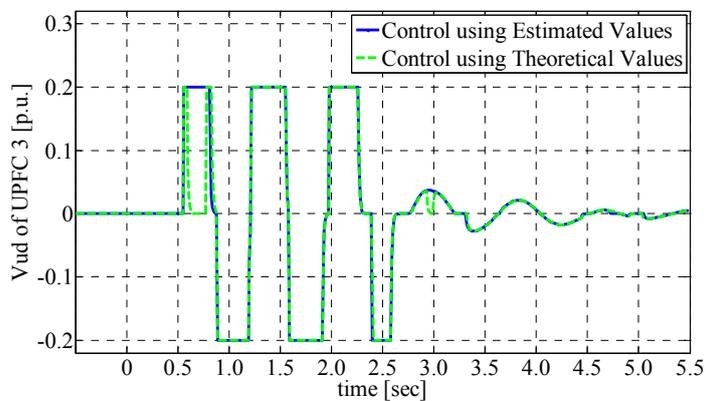


図 3.133 UPFC 3 の直列印加電圧 V_{ud} の比較

3.5.3.3 感度推定値を用いた UPFC の制御手法の一検討

前節までの検討で、UPFC の注入無効電力 (Q_{inj})・直列印加電圧 (V_{ud}) を提案した二つの感度推定方法を用いて制御することにより、地絡事故時の系統動揺を抑制できることを確認した。しかし、相差角動揺の大きい事故除去直後の時間帯では、 V_{ud} に関する感度の推定精度が悪く、感度推定値を用いた V_{ud} の制御によって、かえって過渡安定度を悪化させてしまう場合があることも分かった。そこで、推定した感度を用いた場合であっても、過渡安定度の向上に対してできる限り高い信頼性をもって UPFC を制御する方法として、 V_{ud} を事故除去から一定時間 (本論文では 0.50 sec とした) 経過後に動作させることを考える。UPFC の Q_{inj} については、比較的高い精度で感度が推定できるため、事故後すぐに感度推定値を用いた制御をかける。本節では、UPFC の二つの制御変数を上述の方法で制御し、系統安定化効果を検証する。比較のため、全ての制御変数を事故前の動作点に維持した場合についても解析を行う。

図 3.134、図 3.135 に示す慣性中心を基準とした相差角曲線の比較から分かるように、地絡事故後の第一波動揺は UPFC の注入無効電力の制御によって抑制され、その後のダンピングは注入無効電力・直列印加電圧の制御によって大きく向上している。また、図 3.136 に示すように、UPFC の制御によって動揺エネルギーもより早く 0 に落ち着いており、感度推定値を用いた提案法で制御した UPFC の高い系統安定化効果が確認できる。

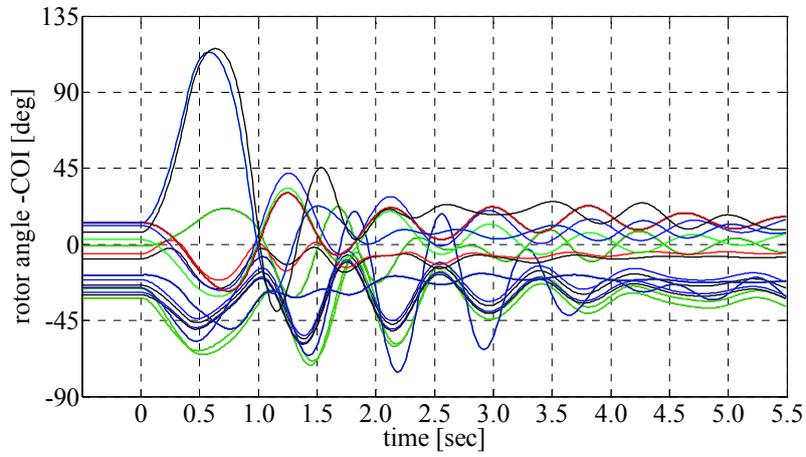


図 3.134 発電機の相差角曲線 (UPFC は事故前の動作点に維持)

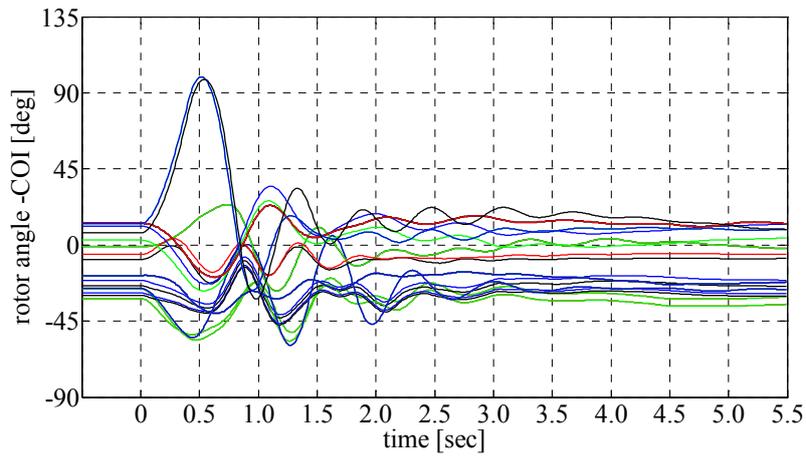


図 3.135 発電機の相差角曲線 (UPFC を提案法で制御)

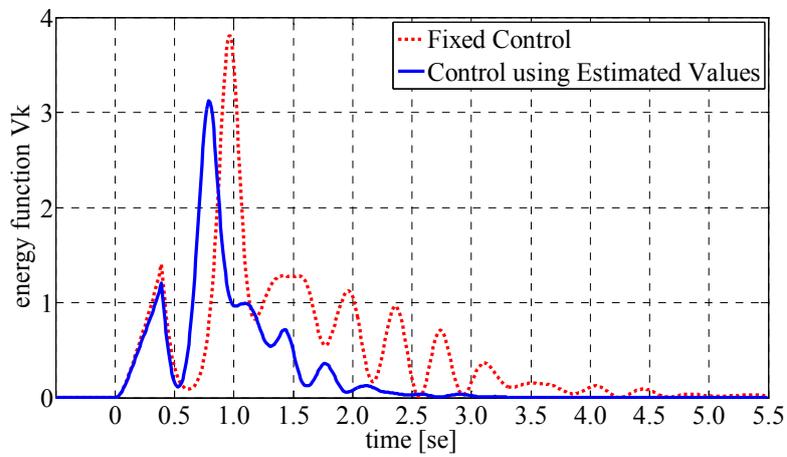


図 3.136 エネルギー関数の比較

3.6 本章のまとめ

本章では、事故後の過渡安定度領域における過渡安定度と電圧安定度の向上を目的として、電力制御機器の動的な緊急制御アルゴリズムの提案と計算機シミュレーションによる評価を行った。将来の電力系統において緊急制御の対象となり得る電力制御機器として、ここでは直並列接続型 FACTS 機器である UPFC と、系統用二次電池を想定した。

過渡安定度の向上に対しては、発電機の回転子角速度等の広域リアルタイム情報を利用し、系統のエネルギー関数の増加速度の減少や、危険発電機の回転子角速度の加速（または減速）の抑制を制御指標として、各種機器の操作変数を事故後に連続的に変化させることで、電力系統を安定化することを図った。本検討で得られた主な結果、知見について、以下にまとめる。

- ・ 提案した過渡安定度安定化制御手法によって UPFC や二次電池を制御することによって、系統構成や、系統内の機器の設置位置・台数に依らず、高い信頼度をもって電力系統を安定化できる。
- ・ 第一波脱調ケースの安定化に対しては、地絡事故中にも動作可能と想定される並列接続型機器の利用が有効である。UPFC の直列印加電圧制御部のように、変換器保護の観点から事故中の動作が難しいとされる機器については、第一波動揺の抑制効果は小さいが、系統の制動能力（ダンピング）の向上に対しては十分に貢献できる。
- ・ 過渡安定度の安定化のためには、事故直後の相差角動揺の大きい時間帯において、電力制御機器の定格に近い電力制御を行うことで、相対的に加速または減速した発電機群の動揺を抑制することが有効となる。そのため、電力制御機器を過渡安定化制御に利用する場合、設置点周辺の電気量は大きく変動する。
- ・ 並列接続型機器による無効電力の制御は、系統電圧に与える影響が大きい。そのため、系統用二次電池等の導入の際に、事故時の過渡安定化制御を想定するのであれば、系統電圧への影響を考慮して、系統内の複数地点に分散設置することが望ましい。

電圧安定度を考慮した電力系統の安定化に対しては、系統電圧の制御効果の高い並列接続型の電力制御部（ex. UPFC による無効電力制御、二次電池による有効電力・無効電力制御）を制御対象として検討を行った。ここでは、過渡安定度を高めることができるタイミングで系統側に電力注入を行うことで、過渡安定度と電圧安定度の双方の安定化を図った。本検討で得られた主な結果、知見について、以下にまとめる。

- ・ 提案した過渡安定度・電圧安定度安定化制御手法によって並列接続型の電力制御部を制御することによって、電圧安定度が不安定要因となる事故ケースに対しても、系統構成や、系統内の機器の設置位置・台数に依らず、高い信頼度をもって系統を安定化

できる。

- ・ 過渡安定度領域における電圧不安定現象は、発電機の相差角動揺と密接に関わった不安定現象であり、系統安定度の安定化のためには、発電機側の位相角安定度、負荷側の電圧安定度の双方を高めるような電力制御機器の動作が有効となる。

さらに本章では、上述の系統安定化制御システムの簡素化を目的とした基礎検討として、UPFCによる過渡安定度安定化制御システムにおける感度係数の推定手法について検討した。ここで得られた主な結果、知見について以下にまとめる。

- ・ UPFCの無効電力操作変数や直列印加電圧の操作変数に関する感度係数に対して、それぞれ等価電圧源の定理や直流法に基づく推定手法を提案し、感度推定値を用いた複数台のUPFCの制御による高い系統安定化効果を確認した。
- ・ 感度理論値を利用する場合、リアルタイムで得た発電機の内部誘起電圧の位相情報から系統規模の二乗に比例する行列演算を必要とする。それに対し、提案した感度推定手法の適用によって、より少ない計測情報、より小さい計算負荷で感度情報を得ることができるため、経済性の向上、計測から機器の動作までの制御遅れの短縮化といった効果が期待される。
- ・ 系統構成が大きく変化する地絡事故中や事故除去直後の時間帯では感度推定の誤差が大きくなる傾向があり、感度理論値を用いた制御システムと比較して、信頼性の面では劣る。

以上の検討結果から、提案した新たな緊急制御手法によって送電網に設置されたFACTS機器や二次電池を制御することで、電力系統の安定化に貢献でき、発電機の脱調や電圧崩壊といった過渡安定度領域における事故波及現象を防止できる可能性があることが明らかとなった。また、本論文では検討を行わなかったが、停電を免れられない厳しい事故に対しても、提案法による系統安定化効果によって必要となる電制量や負荷制限量が削減され、事故影響の極小化に寄与できると考えられる。

提案法の実際の適用にあたっては、電力制御機器の事故時の動作に対する信頼性の向上や、広域リアルタイム情報を利用するための計測・通信技術、計算機技術の更なる発展が不可欠であり、緊急制御システムの導入に際しても、専用の通信線や演算装置の導入等、新たな投資が必要となる。しかしながら、今後、需給調整といった系統平常時の運用目的に対して、二次電池をはじめとする応答性の高い電力制御機器の導入が必要となることは確実であり、導入に際して、それらの機器を事故時にも有効に活用することが、送電線増強等のその他の供給信頼度向上策と比較して、より経済的な対策となる可能性は十分にあるだろう。

第4章

事故後の定常時領域における 停電範囲極小化制御手法

4.1 概要

一般に電力系統における供給信頼度基準は、単一設備事故の場合に停電が発生しないこと、また、多重設備事故の場合には大規模な停電が発生しないこととしている。しかし近年、世界的に多重設備事故による広域停電が発生しており、その際に大規模停電を引き起こした事故波及現象の一つとして、ルート断事故等の過酷事故を契機とした設備の過負荷現象がある。

N-2以上の稀頻度事故を対象として信頼度対策を施す場合、送電線の増強等の設備形成による対策は、設備の利用効率の観点から望ましくない。そこで、多重設備故障の発生を考慮した経済的な供給信頼度向上策の一つとして、本研究では系統内機器の能力を最大限活用できる新たな緊急制御手法の検討を行っている。本章では、系統事故時の送電線過負荷問題とそれに伴う需給アンバランス問題に対して、前章でも緊急制御の対象としたUPFCと系統用二次電池の活用を想定し、発電機・負荷の遮断制御と協調した静的な緊急制御アルゴリズムを検討する。

UPFCは、数あるFACTS機器の中でも高い潮流制御効果が期待される電力機器である。このことから、これまでも複数台のUPFCを利用した過負荷現象の波及防止に関する研究が行われており、緊急時におけるUPFCの静的な制御方法が提案され、提案法の適用によって、事故時の過負荷現象を回避できることが示されている⁽²⁴⁾⁽²⁵⁾。しかし、それらの研究では、特定の事故ケースに対してのみ、UPFCの設置による事故波及防止が可能であることを示すに留まっている。実際には、事故の多様性や機器定格から、すべての事故に対して過負荷現象の発生を防ぐことは不可能であり、発電機・負荷遮断に伴う停電を免れることのできない過酷事故も存在する。そのような、停電を免れることのできない稀頻度の多重設備事故が発生した場合に、その停電範囲を如何にして極小化するかといった観点での検討はこれまで行われておらず、未だ研究の余地がある。

系統用二次電池は、今後、自然エネルギー利用電源の導入が進むにつれて、その出力変動補償や余剰電力対策として、設置容量が増加していくと予想される。それらの目的に対して導入された二次電池群を系統事故時の緊急制御対象とすることで、系統の供給信頼度

向上に貢献できる可能性は高いが、過負荷現象の緩和や、発電機・負荷遮断に伴う需給不均衡の緩和に利用するという観点では、現時点では研究事例がない。

以下、本章の構成についてまとめる。

4.2 節において、静的な系統解析で用いる UPFC、二次電池の等価電力源モデルについてまとめる。

4.3 節では、系統事故時における UPFC の活用を想定し、過負荷現象を伴う系統事故が発生した場合であっても事故波及を防止し、供給支障電力（PNS : Power Not Supplied）を極小化することのできる静的な緊急制御アルゴリズムの提案とその評価を行う。計算機シミュレーションによる検証では、メッシュ状のテスト系統において送電ルートの分断事故等の過酷事故を想定し、UPFC の活用による停電範囲の削減機構を明らかにする。

4.4 節では、複数台の UPFC に加えて系統用二次電池の活用を想定し、PNS の極小化を目的とした各種機器の静的な緊急制御アルゴリズムの提案とその評価を行う。計算機シミュレーションによる検証では、4.3 節と同様のテスト系統を用いて、UPFC と二次電池の活用による停電範囲の削減機構を明らかにする。

最後に、4.5 節において、本章で得られた知見についてまとめる。

4.2 解析モデル

4.2.1 UPFC の等価電力源モデル

図 4.1 に UPFC の等価回路と設置点周辺の電圧フェーザ図を示す。潮流計算において、UPFC の動作が系統の潮流分布に与える影響を模擬するために、図 4.1 に示す等価回路を、図 4.2 に示す等価電力源としてモデル化する⁽¹²⁾。この等価電力源は、UPFC の操作変数 (Q_{inj} , V_U , ϕ) と設置点電圧の関数となる。以下で、UPFC の等価電力源モデルを導出する。

まず、UPFC からノード i に供給される電力 ($P_i + jQ_i$) について考える。図 4.1 の等価回路における P_{abs} は、直列接続された自励式変換器が系統側に注入する有効電力と等しく、直列変圧器の操作変数 V_U , ϕ に依存し、(4.1)式で表される。

$$\begin{aligned}
 P_{abs} &= \text{Re} \left[V_U e^{j(\phi+\theta)} \cdot \bar{I}_s \right] \\
 &= \text{Re} \left[V_U e^{j(\phi+\theta)} \cdot \frac{\overline{V_i e^{j\theta_i} + V_U e^{j(\phi+\theta_i)} - V_j e^{j\theta_j}}}{jx_s} \right] \\
 &= -\frac{V_U V_i}{x_s} \sin \phi - \frac{V_U V_j}{x_s} \sin(\theta_{ij} - \phi) \dots\dots\dots (4.1)
 \end{aligned}$$

また、直列変圧器の動作を示す等価電圧源は、ノートンの定理を適用すると図 4.3 で示す電流源 I_{SSC} として表すことができ、その値は(4.2)式で表される。

$$\bar{I}_{SSC} = \frac{V_U}{jx_s} e^{j(\phi+\theta_i)} \dots\dots\dots (4.2)$$

したがって、ノード i に供給される電力は、(4.3)式で表される。

$$\begin{aligned}
 P_i + jQ_i &= -P_{abs} + jQ_{inj} - V_i e^{j\theta_i} \left(\frac{\overline{V_U e^{j(\phi+\theta_i)}}}{jx_s} \right) \\
 &= \frac{V_U V_j}{x_s} \sin(\theta_{ij} - \phi) + j \left(Q_{inj} - \frac{V_U V_i}{x_s} \cos \phi \right) \dots\dots\dots (4.3)
 \end{aligned}$$

一方、ノード j に供給される電力は、(4.4)式で表される。

$$\begin{aligned}
 P_j + jQ_j &= V_j e^{j\theta_j} \left(\frac{\overline{V_U e^{j(\phi+\theta_i)}}}{jx_s} \right) \\
 &= -\frac{V_U V_j}{x_s} \sin(\theta_{ij} - \phi) + j \frac{V_U V_j}{x_s} \cos(\theta_{ij} - \phi) \dots\dots\dots (4.4)
 \end{aligned}$$

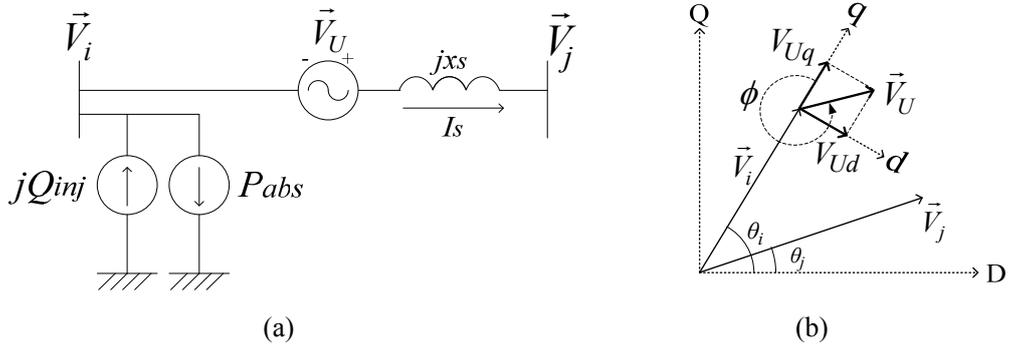


図 4.1 UPFC の等価回路(a)と設置点周辺の電圧フェーザ図(b)

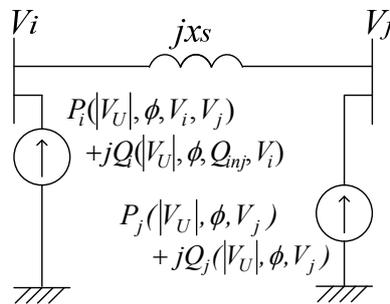


図 4.2 UPFC の等価電力源モデル

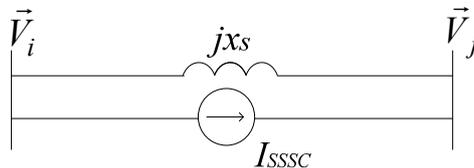


図 4.3 UPFC の直列変圧器の等価電流源モデル

4.2.2 二次電池の等価電力源モデル

潮流計算において、二次電池は図 4.4 に示す有効電力源としてモデル化する。図 4.4 における P_B は、放電時には正、充電時には負の値をとることとなり、その動作範囲は、二次電池の変換器容量によって制限する。

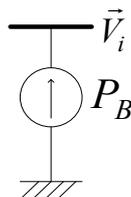


図 4.4 二次電池の等価電力源モデル

4.3 UPFC 導入系統における停電範囲の極小化

4.3.1 UPFC による停電範囲極小化の概要

本研究では、稀頻度事故として、ルート断事故による送電ルートの分断を想定する。また、UPFC による潮流制御効果の検証を行うために、複数の送電ループをもったメッシュ状システムを想定する。メッシュ状システムにおいて送電ルートの分断事故が発生した場合、事故地点を流れていた潮流が他の送電ルートに分流し、他の送電線で熱的な過負荷が発生する場合がある。このような送電線の過負荷は、送電線の撓みによる樹木接触や保護リレーの動作による連鎖的な送電線トリップにつながるため、事故発生後、素早く解消することが重要となる。しかし、事故直後の短時間帯においては、発電機の出力パターンを適切に調整して、潮流を連続許容熱容量の範囲内に収めることは、発電機の制御性から考えて困難である。それに対し、FACTS 機器を利用すれば、その高速な制御性ゆえに、短時間のうちに潮流を制御することが可能となる。

そこで、事故直後の時間帯において、UPFC の高速な潮流制御による送電線の過負荷解消を目指すことになるが、事故地点と UPFC の位置関係や、機器定格によって定まる UPFC の潮流制御能力の限界により、潮流制御のみでは完全に過負荷を解消できない場合がある。そのような場合には、発電機制限により過負荷ルートを流れる電力を減少させる必要がある。需給バランスの関係から、発電機解列量は PNS (power not supplied) になり得るため、発電機遮断制御と UPFC による潮流制御を協調し、事故後の発電機解列量をできる限り小さくすることが望ましい。また、供給力不足に伴う負荷制限を行う際に、その負荷制限の位置も送電網の電力潮流に影響を与えるため、緊急制御の対象と考える必要がある。

また、事故によって系統状態が変化すれば、系統全体の送電損失も変化する。一般に、ルート断事故によって重潮流化した送電線が増えれば、電流の二乗に比例する送電損失は事故前と比較して増加する傾向がある。そこで、停電範囲極小化のためには事故前後における増分送電損失をできる限り小さく抑えることも重要である。

尚、実際の運用では、系統周波数が許容範囲を逸脱しない限り、ある程度の供給力の超過・不足は許容され、瞬動予備力によって対応がなされるが、本章では周波数の変化等の動的な現象については扱わず、不足した供給力の分だけ PNS が発生するものとする。

4.3.2 UPFC 導入時における停電範囲極小化制御手法

本論文では、最適潮流計算 (OPF : optimal power flow calculation) を利用した制御を行う。一般に、最適潮流計算は式(4.5)～式(4.7)によって定式化される。

$$\text{Minimize } f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \dots \dots \dots (4.5)$$

$$\text{subject to } \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \mathbf{0} \dots \dots \dots (4.6)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq \mathbf{0} \dots \dots \dots (4.7)$$

ここで、 \mathbf{x} は系統を構成する母線の電圧解、 \mathbf{u} は系統において制御可能な制御変数となっている。尚、本研究では最適化問題を解くにあたり、逐次二次計画法を用いる。

図 4.5 に、本論文で提案する停電範囲極小化手法のフローチャートを示す。提案法では、事故発生から事故復旧までの時間帯を、以下に示す二つの時間帯に大別し、それぞれの時間帯の開始時間に対して、図 4.5 の点線枠に示す異なる最適潮流計算を行うことで、発電機・負荷・UPFC・調相設備の制御変数を決定している。

Interval 1 事故後の過渡領域の終了後、送電線の短時間許容熱容量が利用できる十数分程度の時間帯。

Interval 2 *Interval 1* の終了後、設備の復旧作業が完了するまでの時間帯。*Interval 2* の長さは、事故様相によって数時間から数週間に及ぶものと考えるが、本研究では緊急制御の対象として *Interval 2* の開始時間までの時間帯を扱っているため、*Interval 2* の長さに関する詳細な定義は行わない。

上述の二つの時間帯に対して異なる制御を行うのは、以下の二つの理由による。

(i) 送電線の熱容量定格

系統平常時における送電線の熱容量は、連続許容熱容量と呼ばれるものであり、送電線に連続的に潮流が流れるとした場合の皮相電力潮流の限界である。それに対し、一般的に、緊急時の短時間に限った許容熱容量として、短時間許容熱容量と呼ばれる連続許容熱容量よりも大きい熱容量が定義されている。したがって、事故直後の短時間 *Interval 1* では、送電線の定格として通常の熱容量定格よりも大きい短時間許容熱容量を考慮することで、熱容量制約を緩和し、過剰な発電機制限等を避けることができる。ただし、短時間許容熱容量を考慮する際には、事故後の定められた短時間のうちに、連続許容熱容量を超えている潮流をその範囲内まで下げなければならない。そのため、事故発生から一定時間が経過した *Interval 2* に向けて、送電線潮流が通常の許容熱容量の定格範囲内に収まる最適な潮流状態を計算しなければならない。

尚、本研究では送電線の熱容量定格として二種類の定格を考慮しているが、より多くの種類の送電線定格等を考慮する場合には、*Interval 2* を定格の種類に合わせてさらに細かい時間領域に分割することによって対応可能である。

(ii) 発電機の制御性

事故直後の時間帯 *Interval 1* において、緊急の発電機出力抑制が必要な場合、出力調整を

行う時間的な余裕はないため、直ちに発電機を解列しなければならない。それに対し、事故発生から一定時間が経過した Interval 2 の開始時間に対しては、事故発生から十分な時間があるため、発電機の持ち替えなどの連続的な出力調整を考慮した対策を施すことができる。

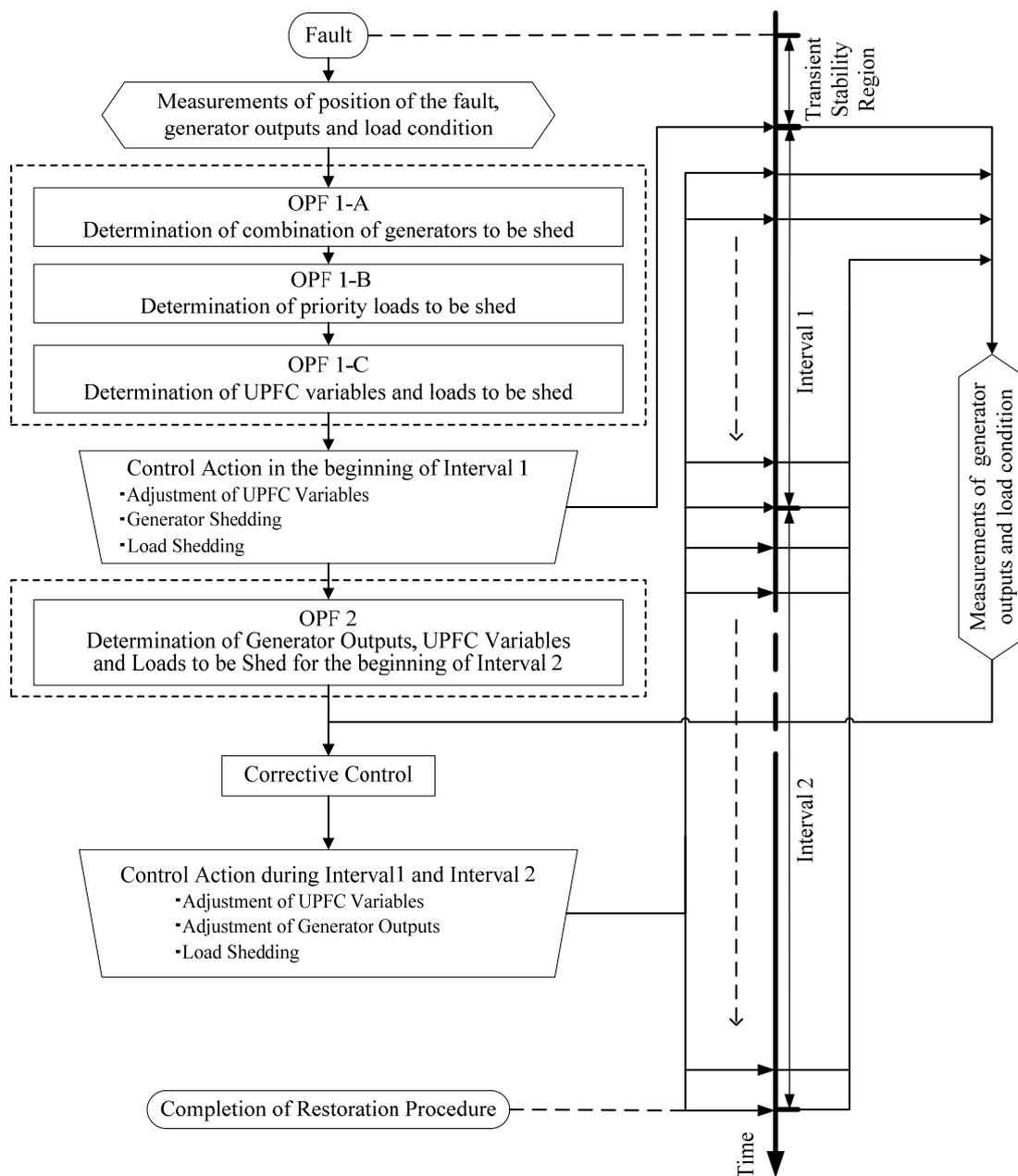


図 4.5 UPFC 設置系統における停電範囲極小化制御手法のフローチャート

4.3.2.1 Interval 1 の開始時間に対する制御

事故直後の Interval 1 では、送電線の過負荷解消のための発電機解列や系統構成の変化による送電損失の増加に伴って供給力が不足し、PNS (power not supplied) が発生する。そこで、提案法では主に以下の3点に重点をおいて PNS の極小化を図っている。

(i) 最適な解列発電機を選択

提案法では、事故によって生じた送電線の過負荷状態を解消する際に、UPFC による過負荷緩和効果を考慮して、解列する発電機を選択することで、発電機解列量の合計が極小となるような解列発電機の組合せを決定している。このとき、UPFC による潮流制御によって過負荷を解消できた場合には、発電機解列の必要はない。このような、解列発電機を選択と過負荷緩和に向けた UPFC 制御の協調は、このあと説明する OPF 1-A によって可能となる。

(ii) 事故前後における増分送電損失の極小化

提案法では、UPFC を発電機解列量の削減に対して活用することに加え、UPFC を事故後の送電損失の極小化に対しても活用する。これによって、事故前後における増分送電損失が削減され、事故直後における PNS の極小化が可能となる。このことは、このあと説明する OPF 1-C によって可能となる。

(iii) 適切な負荷制限位置の選択

供給力不足に伴う負荷制限を行うにあたり、最終的な PNS 極小化に対して、適切な負荷制限位置が存在する。提案法では、事故直後 (Interval 1) における負荷制限位置の選択を行う際に、予め将来 (Interval 2) の潮流状態を計算することによって得られた「優先的に遮断すべき負荷」を、選択的に遮断することで、最終的な PNS を極小化している。このことは、このあと説明する OPF 1-B, OPF 1-C によって可能となる。

Interval 1 の開始時間に対しては、以上の3点を踏まえて、図 4.5 で示した3つの最適潮流計算 (OPF 1-A, OPF 1-B, OPF 1-C) を行うことで、PNS の極小化に向けて最適な発電機・負荷制限位置、UPFC・調相設備の制御変数を決定している。このとき、発電機出力の変数のみ、離散値として考える。以下に、OPF 1-A, OPF 1-B, OPF 1-C の定式化を行う。

(1) OPF 1-A (発電機解列量極小化 OPF)

OPF1-A では、事故によって生じた送電線の過負荷を解消するために必要な解列発電機の組合せを決定する。UPFC は、発電機解列量の合計が極小となるように制御される。

OPF 1-A の定式化を以下に行う。OPF 1-A では、式(4.9) の目的関数を用いることにより、発電機出力変数をできる限り離散値に近い形で扱うことが可能となる。これにより、通常は混合整数計画問題に帰着する最適化問題を、非線形計画法によって解くことで、最適化計算の複雑化を回避しているのが OPF 1-A の特徴である。

式(4.9)の目的関数では、目的関数を発電機出力 $P_{G,i}$ の二次関数とすることで、発電機出力 $P_{G,i}$ を抑制するほど、 $P_{G,i}$ の変化に対する目的関数 f の変化の感度が小さくなることに一つの特徴がある。また、発電機出力 $P_{G,i}$ の二次の項の係数を初期出力 $P_{G,initial}$ の逆数とすることで、発電機 i の出力変数が $P_{G,initial}$ から 0 p.u. となった場合（解列を意味する）の目的関数の上昇の幅が、その発電機の初期出力値 $P_{G,initial}$ になることも、重要な特徴である。これらの特徴により、送電線の過負荷解消に対して多数の発電機で少しずつ出力抑制を行うよりも、送電線の過負荷解消に有効な発電機で大きな出力抑制を行ったほうが目的関数の上昇が抑えられることになり、離散値に近い値が解として求まる。但し、計算上は、送電線の熱容量制約が満たされれば、すべての発電機出力が 0 または初期出力 $P_{G,initial}$ の値をとる必要はないため、出力抑制される発電機群の一部は 0 と $P_{G,initial}$ の間の値をとる。その発電機は、続く OPF 1-B, OPF 1-C において出力を 0 に固定し、解列発電機とみなす。

式(4.18)で発電機出力 P_G のとりうる範囲の上限を初期状態 $P_{G,initial}$ としているのは、簡単のために本論文では瞬動予備力を考慮していないからである。実際の適用にあたっては、瞬動予備力を把握し、この(4.18)式で瞬動予備力を考慮することが可能である。

また、OPF 1-A では、有効電力バランス等の各種制約を満たすために、発電機出力変数以外の値も変数としているが、ここで求めた値はあくまで一時的に決定された値であり、OPF 1-C において再び変数として扱われる。

制御変数 \mathbf{u} :

$$\mathbf{u} = [P_G, Q_G, P_L, Q_L, Q_{inj}, |V_U|, \phi, B_{phase}]^T \dots\dots\dots (4.8)$$

目的関数 minimize $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \sum_i^G (P_{G,initial,i} - P_{G,i}^2 / P_{G,initial,i}) \dots\dots\dots (4.9)$$

等式制約 $h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線潮流等式

$$P_i(\mathbf{V}) + P_{L,j} - P_{G,k} - P_{UP,l}(\mathbf{V}, |V_U|, \phi) = 0 \dots\dots\dots (4.10)$$

$$Q_i(\mathbf{V}) + Q_{L,j} - Q_{G,k} - Q_{UP,l}(\mathbf{V}, |V_U|, \phi, Q_{inj}) = 0 \dots\dots\dots (4.11)$$

$$(i \in N, j \in L, k \in G, l \in U)$$

- ・ 発電機の力率制約

$$Q_{G,i} / P_{G,i} = const = Q_{G,initial,i} / P_{G,initial,i} \quad (i \in G) \dots\dots\dots (4.12)$$

- ・ 負荷の力率制約

$$Q_{L,i} / P_{L,i} = const = Q_{L,initial,i} / P_{L,initial,i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.13)$$

- ・ 母線電圧基準

$$\angle(V_{slack})=0 \dots\dots\dots (4.14)$$

不等式制約 $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線電圧制約

$$0.95 \leq |V_i| \leq 1.05 \quad (i \in N) \dots\dots\dots (4.15)$$

- ・ 送電線熱容量制約 (短時間許容熱容量)

$$0 \leq S_{line,i} \leq S_{Short Term,i} \quad (i \in B) \dots\dots\dots (4.16)$$

- ・ 負荷制約

$$0 \leq P_{L,i} \leq P_{L,initial,i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.17)$$

- ・ 発電機制約

$$0 \leq P_{G,i} \leq P_{G,initial,i} \quad (i \in G) \dots\dots\dots (4.18)$$

- ・ UPFC の制約 (直列変圧器, 変換器の定格)

$$0 \leq |V_{U,i}| \leq V_{U,max,i} \quad (i \in U) \dots\dots\dots (4.19)$$

$$-P_{QSTAT,max,i} \leq P_{QSTAT,i} \leq P_{QSTAT,max,i} \quad (i \in U) \dots\dots\dots (4.20)$$

$$-P_{QSSSC,max,i} \leq P_{QSSSC,i} \leq P_{QSSSC,max,i} \quad (i \in U) \dots\dots\dots (4.21)$$

- ・ 調相設備の制約(サセプタンス, 通過無効電力)

$$-B_{phase,min,i} \leq B_{phase,i} \leq B_{phase,max,i} \quad (i \in P) \dots\dots\dots (4.22)$$

$$-Q_{phase,max,i} \leq Q_{phase,i} \leq Q_{phase,max,i} \quad (i \in P) \dots\dots\dots (4.23)$$

- N : set of nodes
- L : set of loads
- G : set of generators
- U : set of UPFCs
- B : set of branches
- P : set of voltage control equipment
- P_G, Q_G : 発電機出力
- P_L, Q_L : 負荷消費電力
- P_{UP}, Q_{UP} : UPFC による注入電力
- $Q_{inj}, |V_U|, \phi$: UPFC の制御変数
- B_{Phase} : 調相設備のサセプタンス
- V : 母線電圧
- S_{line} : 送電線を通過する皮相電力
- P_{QSTAT}, P_{QSSSC} : UPFC の変換器通過皮相電力
- Q_{phase} : 調相設備通過無効電力
- $S_{Short Term}$: 短時間許容熱容量
- $P_{G,initial}, Q_{G,initial}$: 事故前の発電機出力

$P_{L, initial}$, $Q_{L, initial}$: 事故前の負荷消費電力
 $V_{U max}$: 直列変圧器の電圧定格
 $P_{QSTAT max}$, $P_{QSSSC, max}$: UPFC の変換器容量

(2) OPF 1-B (優先遮断負荷決定 OPF)

Interval 1 における負荷制限の位置は、Interval 2 における PNS の大きさに対して影響を与えるため、最終的な PNS 極小化のためには、Interval 1 において適切な負荷制限位置の選択を行うことが重要である。そこで OPF 1-B では、最終的な PNS 極小化のために、Interval 1 において優先的に遮断すべき負荷を決定している。

OPF 1-B の定式化を以下に行う。提案法では、送電線の短時間許容熱容量を考慮する時間帯として Interval 1 を定義し、Interval 1 では送電線の熱容量制約を緩和することで、発電機解列量の最小化を図っている。しかしこれと同時に、短時間許容熱容量を考慮したことで、Interval 2 で通常の連続許容熱容量に戻った際の送電容量の不足等の制約を考慮することができなくなる。この問題点を解決するために提案されたのが OPF 1-B である。OPF 1-B では、OPF 1-A で求めた解列発電機の出力を 0 に固定した状態で、続く Interval 2 の時間帯における制約条件のもと、PNS 極小化を目的とした最適潮流計算を行う。ここで求めた Interval 2 における PNS 極小化に対して有効な負荷制限位置・量を考慮し、Interval 1 においてその負荷消費電力を優先的に遮断することによって、Interval 2 における PNS を抑えることができ、その結果、最終的な PNS を小さくすることが可能となる。尚、制約条件は Interval 2 の時間帯における制約となるが、OPF 1-B は事故直後に行う計算であるため、負荷制限量を求めるのに必要な負荷消費電力の初期値 $P_{L, initial}$ は負荷予測に基づいた値を用いる。

制御変数 \mathbf{u} :

$$\mathbf{u} = [P_G, Q_G, P_L, Q_L, Q_{inj}, |V_U|, \phi, \mathbf{B}_{phase}]^T \dots\dots\dots (4.24)$$

目的関数 minimize $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \sum_i^L (P_{L, initial, i} - P_{L, i}) = \sum_i^L P_{L, shed, i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.25)$$

等式制約 $h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線潮流等式 (式(4.10), 式(4.11))
- ・ 負荷の力率制約 (式(4.13))
- ・ 母線電圧基準(式(4.14))
- ・ OPF 1-A で出力抑制された発電機の制約

$$P_{G, i} = Q_{G, i} = 0 \quad (i \in SG) \dots\dots\dots (4.26)$$

不等式制約 $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線電圧制約 (式(4.15))
- ・ 負荷制約 (式(4.17))
- ・ UPFC の制約 (式(4.19), 式(4.20) , 式(4.21))
- ・ 調相設備の制約(式(4.22), 式(4.23))
- ・ 送電線熱容量制約 (連続許容熱容量)

$$0 \leq S_{line,i} \leq S_{Normal,i} \quad (i \in \mathbf{B}) \dots\dots\dots (4.27)$$

- ・ 発電機制約
- $$0 \leq P_{G,i} \leq P_{G \max,i} \dots\dots\dots (4.28)$$

$$Q_{G \min,i} \leq Q_{G,i} \leq Q_{G \max,i} \quad (i \in \mathbf{G}) \dots\dots\dots (4.29)$$

- \mathbf{SG} : set of shed generators
- S_{Normal} : 連続許容熱容量
- $P_{G \max}, Q_{G \max}, Q_{G \min}$: 発電機定格
- $P_{L, shed}$: 負荷制限量

(3) OPF 1-C (送電損失極小化 OPF)

OPF 1-C の定式化を以下に行う。OPF 1-A で求めた UPFC の制御変数は、発電機解列量の極小化に対してのみ制御されており、系統全体の損失削減のためには、まだ制御の余地があるといえる。そこで OPF 1-C では、発電機出力を OPF 1-A で求めた値に固定した状態で、送電損失極小化を目的関数とした最適潮流計算を行い、UPFC を系統全体の送電損失極小化に向けて制御している。このとき、UPFC は、発電機解列量の極小化と送電損失極小化の両方に対して制御されることになる。さらに、負荷制限を行うにあたって、式(4.31)の目的関数を用いることで、OPF 1-B において求めた遮断負荷位置・量を優先的に遮断し、最終的な PNS の極小化を図っている。尚、OPF 1-C における負荷制限量は、OPF 1-A で決定された発電機解列量と、事故前と比較して増加した送電損失の大きさに伴って決定され、ここで求めた負荷制限量を、Interval 1 の開始時間における PNS とみなす。

制御変数 \mathbf{u} :

$$\mathbf{u} = [Q_G, P_L, Q_L, Q_{inj}, |V_U|, \phi, \mathbf{B}_{phase}]^T \dots\dots\dots (4.30)$$

目的関数 minimize $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \sum_i^L (\alpha \times P_{L, shed1,i} + P_{L, shed2,i}) \quad (\alpha = 0.01) \quad (i \in \mathbf{L}) \dots\dots\dots (4.31)$$

等式制約 $h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線潮流等式 (式(4.10), 式(4.11))
- ・ 負荷の力率制約 (式(4.13))
- ・ 母線電圧基準(式(4.14))
- ・ OPF 1-A で遮断した発電機の制約(式(4.26)の $Q_{G,i}$ のみ)

不等式制約 $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線電圧制約 (式(4.15))
 - ・ 送電線熱容量制約 (式(4.16))
 - ・ UPFC の制約 (式(4.19), 式(4.20) , 式(4.21))
 - ・ 調相設備の制約(式(4.22), 式(4.23))
 - ・ 発電機の無効電力出力制約 (式(4.29))
 - ・ 負荷制約
- $$0 \leq P_{L, shed 1, i} \leq P_{L, shed 1, initial, i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.32)$$
- $$0 \leq P_{L, shed 2, i} \leq P_{L, shed 2, initial, i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.33)$$

- $P_{L, shed 1}$: 優先的に遮断する負荷消費電力
- $P_{L, shed 2}$: $P_{L, shed 1}$ 以外の負荷消費電力
- $P_{L, shed 1, initial}$: OPF 1-B で遮断された負荷消費電力
- $P_{L, shed 2, initial}$: OPF 1-B で遮断されなかった負荷消費電力

4.3.2.2 Interval 2 の開始時間に対する制御

送電線定格が短時間許容熱容量から通常連続許容熱容量に戻る Interval 2 では、送電線定格の減少によって新たに PNS が生じる場合がある。そこで、OPF 2 では、Interval 2 の開始時間における PNS の極小化に向けて、最適な発電機出力、UPFC・調相設備の制御変数、負荷制限量・位置を求めている。

OPF 2 の定式化を以下に行う。Interval 2 の開始時間までには、発電機の連続的な出力調整が可能となり、発電機出力は連続値として扱うことができるため、Interval 2 の開始時間に対しては、負荷制限量 (PNS) の極小化を目的関数とした OPF 2 によって全ての制御変数を決定することができる。

OPF 2 を行うことによって、Interval 1 の開始時間から Interval 2 の開始時間に向けての制御目標値を定める。実際の運用の際には、OPF 1-A~OPF 1-C によって求めた Interval 1 の開始時間における動作点から、OPF 2 によって求めた Interval 2 の開始時間における動作点に向けて、発電機出力・UPFC・調相設備・負荷制限量といった制御対象を調整する必要がある。この制御を Corrective Control と名付け、図 4.5 のフローチャートに示している。Corrective Control においては、リアルタイムで負荷の計測を行うことで、OPF 2 において行った負荷予測の値と、実際の負荷の値の誤差を修正しつつ、制御を行っていく必要がある。この動的な制御方法については今後の検討課題の一つとする。本論文では、負荷予測の際の誤差はないものと仮定し、OPF 2 によって求めた負荷制限量が、Interval 2 の開始時間における PNS とみなす。また、Interval 2 の時間帯における負荷の変化に対しても、Corrective Control によって、制御対象を調整する必要があるが、これについても今後の検討課題である。

制御変数 \mathbf{u} :

$$\mathbf{u} = [P_G, Q_G, P_L, Q_L, Q_{inj}, |V_U|, \phi, \mathbf{B}_{phase}]^T \dots\dots\dots (4.34)$$

目的関数 minimize $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \sum_i^L (P_{L,initial,i} - P_{L,i}) = \sum_i^L P_{L,shed,i} \dots\dots\dots (4.35)$$

等式制約 $h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線潮流等式 (式(4.10), 式(4.11))
- ・ 負荷の力率制約 (式(4.13))
- ・ 母線電圧基準(式(4.14))
- ・ OPF 1-A で遮断した発電機の制約 (式(4.26))

不等式制約 $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線電圧制約 (式(4.15))
- ・ UPFC の制約 (式(4.19), 式(4.20) , 式(4.21))
- ・ 調相設備の制約(式(4.22), 式(4.23))
- ・ 送電線熱容量制約 (式(4.27))
- ・ 発電機制約 (式(4.28), 式(4.29))
- ・ 負荷制約

$$0 \leq P_{L,i} \leq P_{L,initial,i}' \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.36)$$

$P_{L,initial,i}'$: Interval 1 の開始時間における負荷消費電力

4.3.3 シミュレーションによる検証

4.3.3.1 シミュレーション条件

本論文におけるシミュレーション条件を以下にまとめる。

(1) テスト系統

IEEE 24 母線信頼度系統⁽²¹⁾をテスト系統とする。本系統は、変電所相互間が複数の異なるルートの送電線で接続されたメッシュ状構成となっており、FACTS 機器を利用した潮流制御に対しては、その効果が表れやすい系統構成であるといえる。事故による停電が発生しやすい重潮流状態を模擬するために、負荷は年間のピーク時の状態とし、送電線定格容量はオリジナルのモデルに与えられているデータの 60%の値に設定している。尚、本系統の詳細なデータについては付録 A にまとめる。

(2) UPFC の定格と設置位置

系統内には、2 台の UPFC を、母線 16-19 間の送電線と母線 23-13 間の送電線上に、それぞれ図 4.1(a)における母線 i が母線 16, 母線 23 となるように設置し、それぞれ UPFC 1, UPFC 2 とする。本研究で活用を検討する各種電力制御機器は、平常時は各々の目的で働いていることを前提としており、必ずしも稀頻度事故による停電範囲極小化に対して有効な位置に設置されているわけではない。UPFC の設置目的としては、安定度 ATC の向上等が考えられるが、本論文では簡単のため、2 台の UPFC を平常時の発電コストの削減に対して有効な位置に設置することとする。UPFC 1 台あたりの変換器容量の合計は 160 MVA (1.6 p.u.)、直列変圧器の印加電圧の定格は 46 kV (0.2 p.u.) とする。

(3) 事故前の潮流状態

事故発生時のシミュレーションを行うにあたって、事故前の発電機出力パターンは UPFC を考慮した発電コストの最適経済負荷配分 (ELD : economic load dispatching) によって求める (付録 C 参照)。これは、3.3.2.3 節の解析条件と同様であり、事故前の発電機出力と UPFC の動作点は、それぞれ表 3.2, 表 3.3 に示した値となる。

(4) 調相設備のモデル

本研究では、送電線の過負荷現象による停電発生機構に焦点をあてる。そのため、UPFC 設置母線を除く系統内の各母線には、調相設備として SVC を模擬したサセプタンス B の連続的な制御が可能な機器を設置し、最適潮流制御における母線電圧制約を緩和することとする。

4.3.3.2 シミュレーション

上述のシミュレーション条件のもと、本節では2つの事故を想定する。UPFCの活用によるPNS削減効果を検証するため、主に以下の3つのケースを比較する。

Case I: UPFC・発電機・負荷・調相設備を提案法によって制御した場合

Case II: 発電機・負荷・調相設備を提案法によって制御した場合

(UPFCは事故前の動作点に固定)

Case III: 発電機・負荷・調相設備を提案法によって制御した場合

(UPFCはバイパス回路に切換え)

(1) 事故ケース 1

事故ケース1では、母線3-24間の送電線(3-24送電線)の2回線停止を想定する。付録Cで求めた事故前の運用状態では、3-24送電線の事故により14-16送電線が過負荷状態となるため、この過負荷解消に向けて提案法で系統制御を行う。表4.1に各ケースにおけるPNS発生の様子を示す。また、各ケースにおける負荷制限位置・量を表4.2に示す。

まず、UPFCをバイパス回路に切換えたCase IIIでは、Interval 1において事故によって発生した14-16送電線の過負荷を解消するために、母線22の出力0.5 p.u.の発電機3台を遮断しており、この発電機解列量と事故前後における増分送電損失(0.077 p.u.)の合計が事故直後の時間帯におけるPNSとなっている(図4.6、表4.1参照)。

それに対し、Case I、Case IIでは、Case IIIに比べて、UPFC1の潮流制御による母線25と母線19間の送電線(25-19送電線)潮流の増加と、UPFC2の潮流制御による26-13送電線潮流の増加・23-20送電線潮流の減少を行うことにより、14-16送電線過負荷を緩和し、母線22における出力0.5 p.u.の発電機1台の解列によって14-16送電線の過負荷を解消できる(図4.7参照)。この発電機解列量がCase IIIにおける発電機解列量に比べて小さいため、最終的なPNSはCase IIIに対して大きく削減されている(表4.1参照)。このとき、UPFCを固定したCase IIのInterval 1では0.177 p.u.の増分送電損失によるPNSが発生しているが、Case Iでは提案法によってUPFCを送電損失極小化に対して制御することで、事故前後における増分送電損失を抑え、更にPNSを削減している(表4.1参照)。このときのUPFCの制御変数を表4.3に示すが、各UPFCは、直列変圧器の電圧定格(0.2 p.u.)に近い値の電圧を系統に印加している。尚、Case IIのUPFC制御変数は表3.3で示す値に固定されている。

表4.1 各ケースにおけるPNSの比較(事故ケース1)

Case	PNS in Interval 1 (p.u.) (Shed Generators, Incremental Loss)	PNS in Interval 2 (p.u.)	Total PNS (p.u.)
I	0.562 (0.50 at bus 22, 0.062)	0	0.562
II	0.677 (0.50 at bus 22, 0.177)	0.070	0.747
III	1.577 (1.50 at bus 22, 0.077)	0	1.577

表 4.2 各ケースにおける負荷制限の位置・量

Bus	Load (p.u.)	Shed Load in [Case I] (p.u.)		Shed Load in [Case II] (p.u.)		Shed Load in [Case III] (p.u.)	
		Int 1	Int 2	Int 1	Int 2	Int 1	Int 2
1	1.08	0	0	0	0	0	0
2	0.97	0	0	0	0	0	0
3	1.94	0.562	0	0.043	0.070	0.121	0
4	0.74	0	0	0	0	0	0
5	0.71	0	0	0	0	0	0
6	1.36	0	0	0.015	0	0.008	0
7	1.25	0	0	0	0	0	0
8	1.71	0	0	0	0	0	0
9	1.75	0	0	0	0	0	0
10	1.95	0	0	0	0	0	0
13	2.65	0	0	0	0	0	0
14	1.94	0	0	0.618	0	1.449	0
15	3.17	0	0	0	0	0	0
16	1.00	0	0	0	0	0	0
17	3.33	0	0	0	0	0	0
18	1.81	0	0	0	0	0	0
19	1.28	0	0	0	0	0	0
20	3.17	0	0	0	0	0	0
Sum		0.562	0	0.677	0.070	1.577	0

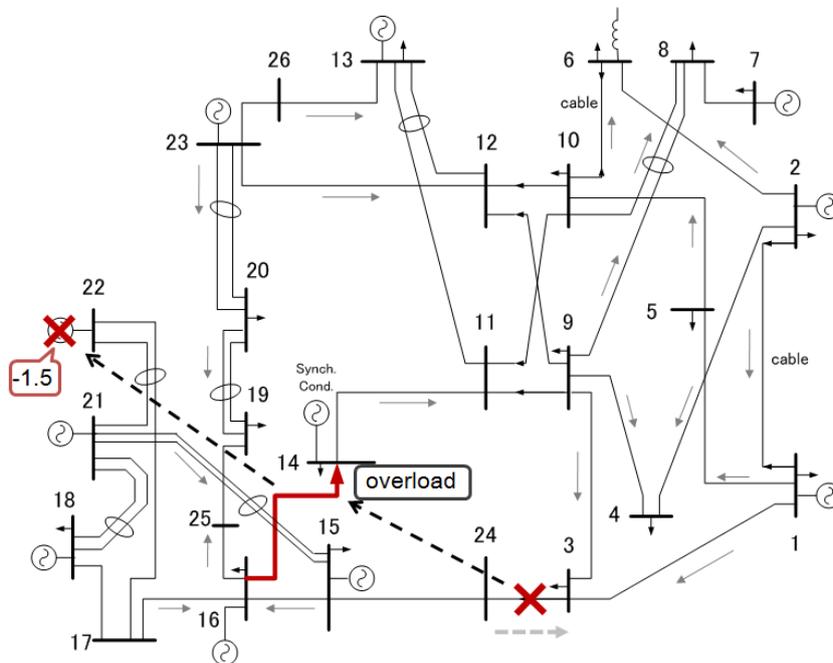


図 4.6 Case III の事故直後における潮流状態

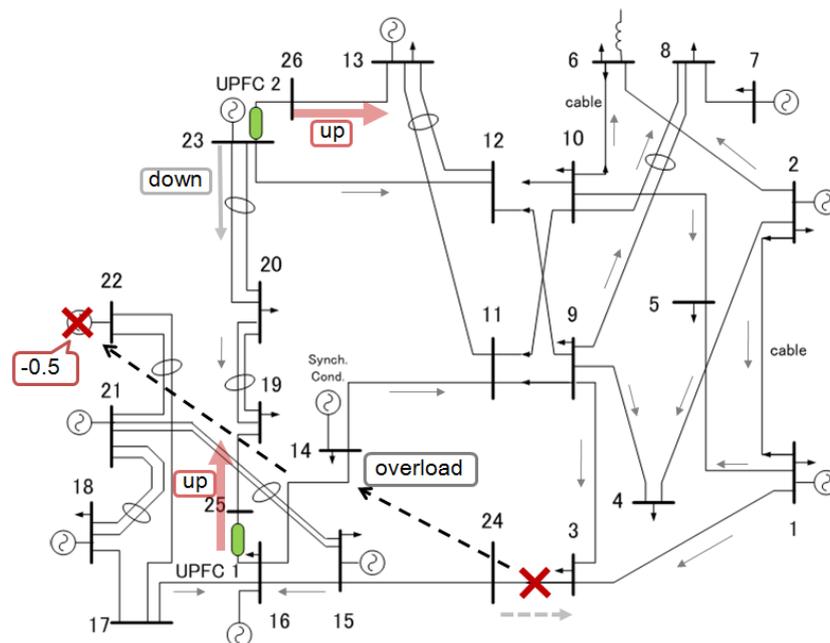


図 4.7 Case I・Case II の事故直後における潮流状態

表 4.3 Interval 1 における UPFC の制御変数 (Case I)

No	Node i	Node j	Q_{inj} (p.u.)	V_u (p.u.)	ϕ (deg)
1	16	25	0.726	0.200	1.607
2	23	26	-0.620	0.168	1.643

ここで、提案法の適用による最適な発電機解列の効果について述べる。上述のとおり、Case III は Case I, Case II に対する比較の対象でもあるが、Case III でも提案したアルゴリズムによって最適な解列発電機を選択を行っている点に注目する。最適な解列発電機を選択による PNS 削減効果を示すために、以下に示すシミュレーションケースを行い、表 4.4 において Case III と結果を比較する。

Case IV: 事故直後における 14-16 送電線の過負荷を解消するために、過負荷送電線の上流地点に位置する母線 16 の出力 1.55 の発電機で解列を行った場合
(負荷・調相設備は提案手法によって制御)

表 4.4 に示すように、過負荷線路の上流に最も近い発電機を解列するという考えのもと、母線 16 の発電機を解列すると、提案手法を適用した場合と比較して PNS が大きくなる。

表 4.4 最適な発電機解列による PNS 削減効果

Case	PNS in Interval 1 (p.u.) (Shed Generators, Incremental Loss)	PNS in Interval 2 (p.u.)	Total PNS (p.u.)
III	1.577 (1.50 at bus 22, 0.077)	0	1.577
IV	1.639 (1.55 at bus 16, 0.089)	0	1.639

さて、表 4.1 に示した結果の中で、Case II の Interval 2 では、母線 3 の負荷において 0.07 p.u. の追加の PNS が発生している。この負荷制限は、事故による 24-3 送電ルートの方断と、Interval 2 において送電線定格が短時間許容熱容量から通常の熱容量に下がることによる 9-3 送電線の送電容量不足が原因となっており、発電機の持ち替えを行っても避けることができない負荷制限量となっている。それに対し提案手法では、OPF 1-B の計算により、Interval 2 における母線 3 の負荷制限を予め想定し、Interval 1 において優先的に母線 3 で負荷制限を行うことで、Interval 2 における母線 3 の負荷制限量を小さく抑えている。OPF 1-B による適切な負荷制限位置の選択による PNS 削減効果を示すために、Case II に対して、以下に示すシミュレーションケースを行い、表 4.5 において Case II と比較する。また、各ケースにおける負荷制限位置の比較を表 4.6 で行う。

Case V: 発電機・負荷・調相設備を OPF 1-B を除いた提案手法によって制御した場合
(UPFC は事故前の動作点に固定)

表 4.5 に示すように、OPF 1-B を行わない Case V では、Case II と比較して Interval 2 における PNS が増加し、最終的な PNS が大きくなっていることが分かる。これは、Case V の Interval 1 で母線 3 以外の位置で負荷制限を行っていることが原因となっている（表 4.6 参照）。

表 4.5 適切な負荷遮断位置の選択による PNS 削減効果

Case	PNS in Interval 1 (p.u.) (Shed Generators, Incremental Loss)	PNS in Interval 2 (p.u.)	Total PNS (p.u.)
II	0.677 (0.50 at bus 22, 0.177)	0.070	0.747
V	0.667 (0.50 at bus 22, 0.167)	0.113	0.780

表 4.6 OPF 1-B の有無による負荷遮断の位置の違い

Bus	Load (p.u.)	Shed Load in Case II (p.u.)		Shed Load in Case V (p.u.)	
		Int 1	Int 2	Int 1	Int 2
3	1.94	<u>0.043</u>	<u>0.070</u>	0	<u>0.113</u>
6	1.36	0.015	0	0.019	0
14	1.94	0.618	0	0.648	0
Sum		0.677	0.070	0.667	0.113

(2) 事故ケース 2

事故ケース 2 では、13-12 送電線と 13-11 送電線を支えている共通の鉄塔倒壊による、送電線 4 回線停止を想定する。この事故により、16-14 送電線・23-12 送電線が過負荷状態となるため、この過負荷解消に向けて提案法を適用することとなる。UPFC の活用による PNS 削減効果を検証するため、事故ケース 1 のときと同様に、3 つのケースを比較し、結果を表 4.7 にまとめる。

表 4.7 で、Interval 1 における結果について比較する。この事故ケースでは、UPFC の潮流制御能力を活用した Case I、Case II においても、23-12 送電線の過負荷を緩和する効果が十分でなく、UPFC をバイパス回路に切替えた Case III と同様に、母線 13 の出力 1.031 p.u. の発電機解列を行う結果となった。しかし、Case I の事故直後における PNS は、UPFC による送電損失削減の効果によって、UPFC を固定した Case II よりも僅かに小さくなっている。

次に、Interval 2 における結果を比較すると、全てのケースで、追加の PNS が発生している。特に、事故直後の PNS が小さい Case I では、Case II・Case III と比較して大きな PNS が発生しており、最終的な PNS は Case II・Case III とさほど変わらない大きさになっている。これは、以下で述べるように、送電容量の不足が原因となっている

図 4.8 に示すように、本系統では、左側の発電エリアから、右側の負荷エリアに対して、13-12 送電線・13-11 送電線・23-12 送電線・16-14 送電線・15-24 送電線を介して電力を供給している。13-12 送電線・13-11 送電線の停止により、すべてのケースの Interval 2 では、23-12 送電線と 16-14 送電線の容量が限界に達するまで、発電エリアの発電機出力を上昇させるが、それでも負荷エリアに対して十分な電力供給を行うことができない。15-24 送電線では熱容量の余裕はあるものの、UPFC の設置位置が、15-24 送電線の潮流増加を行うことができる位置にないため、これ以上 15-24 送電線潮流を増やすことはできない。しかし、OPF 1-B によって、母線 14 における負荷制限が、15-24 送電線潮流が最大となる潮流状態を作り出すことを計算し、母線 14 において優先的に負荷制限を行うことで、15-24 送電線潮流を最大化している。またこのとき、負荷エリアの母線 1・母線 2・母線 7 の発電機は、最大出力の有効電力を供給している。

表 4.7 各ケースにおける PNS の比較 (事故ケース 2)

Case	PNS in Interval 1 (p.u.) (Shed Generators, Incremental Loss)	PNS in Interval 2 (p.u.)	Total PNS (p.u.)
I	1.068 (1.031 at bus 13, 0.037)	0.204	1.273
II	1.125 (1.031 at bus 13, 0.093)	0.148	1.273
III	1.146 (1.031 at bus 13, 0.116)	0.132	1.278

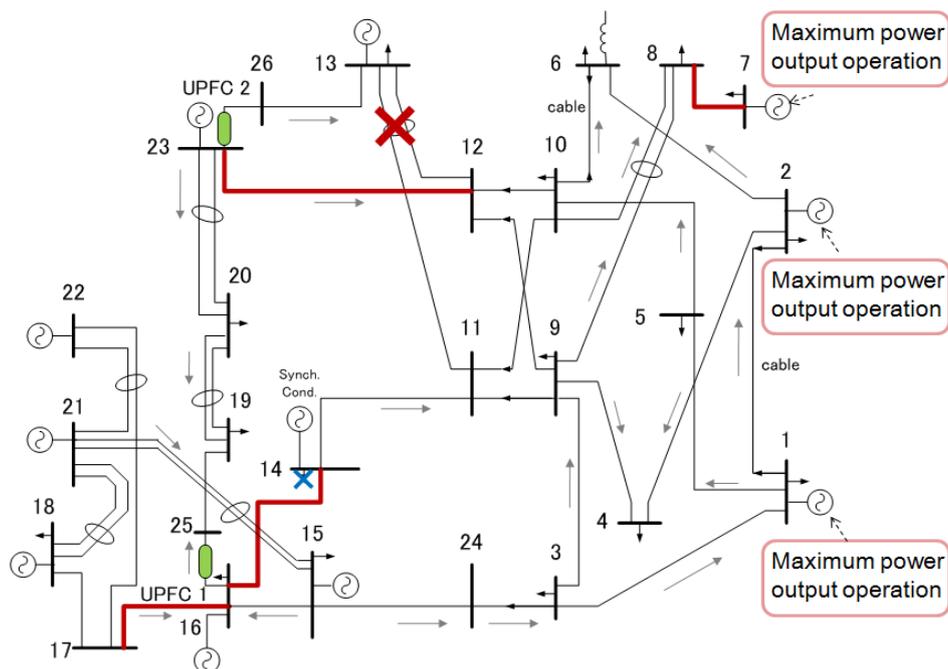


図 4.8 [Case III]の事故直後における潮流状態

事故ケース 2 における UPFC の制御効果についてまとめる。まず, Interval 1 の時間帯では, UPFC の設置位置が, 事故によって発生した 23-12 送電線の過負荷を緩和することに対して有効な位置になかったために, UPFC の活用によって発電機解列量を削減することができず, 事故直後における十分な PNS 削減効果が表れなかった。Interval 2 の時間帯では, 送電容量の不足により追加の PNS が発生したが, このときも UPFC が 15-24 送電線潮流の増加に対して有効な位置になかったために, UPFC の活用による PNS 削減効果が殆ど表れなかった。ただし, 供給支障電力量(kWh)の観点からみると, UPFC を活用した Case I では Interval 1 における PNS が削減されているという点で, 事故影響が抑えられている。

このように, UPFC による PNS の削減効果は, 運用状態や事故地点, UPFC の設置位置, ボトルネックとなる送電線の位置等に大きく依存する。本事故ケースのように, UPFC による PNS 削減効果が小さい事故ケースも存在するが, 提案法の適用によって, 事故影響が大きくなることはなく, 事故影響の極小化という観点からみれば, 十分な結果を得ている。

実際に UPFC を適用する際には, 設置にかかる費用と, 設置によって得られる便益を考慮して, 電気事業者によって設置の可否・場所等の判断が下される。このとき, 「便益」の大半を占めるのは, 設備の利用率向上, 送電線混雑解消等, 平常時の系統運用において得られるものであると考えている。しかし, 本論文で検討したような緊急時における停電範囲削減効果を, 緊急時に得られる「便益」として考慮するのであれば, 設置する UPFC の容量とそれによって期待される供給支障電力削減効果の関係を, 確率的な手法によって定量的に評価することも可能であろう。

4.4 UPFC・二次電池導入系統における停電範囲の極小化

4.4.1 二次電池による停電範囲極小化の概要

過負荷発生時における停電範囲極小化に対して、二次電池には本節でまとめる 2 つの効果が期待される。事故時の適切な二次電池の運転方法は、二次電池と過負荷送電線との位置関係によって異なり、仮想的負荷としての活用方法・仮想的発電機としての活用方法の二つの方法が想定される。本章では、それぞれの活用方法について、図 4.9 に示す簡易な電力系統で、送電線の分断事故が発生した例を用いてまとめる。この事故例では、二次電池を活用しない場合、残ったもう一方の送電線が過負荷状態になるものとする。通常、事故によって発生した送電線過負荷を解消するために、過負荷線路の上流側で発電機解列を行う。実際の運用では、系統周波数が許容範囲を逸脱しない限り、ある程度の供給力の超過・不足は許容され、瞬動予備力によって対応がなされるが、本研究では周波数の変化等の動的な現象については扱わず、不足した供給力の分だけ供給支障電力 (PNS : power not supplied) が発生するものとする。

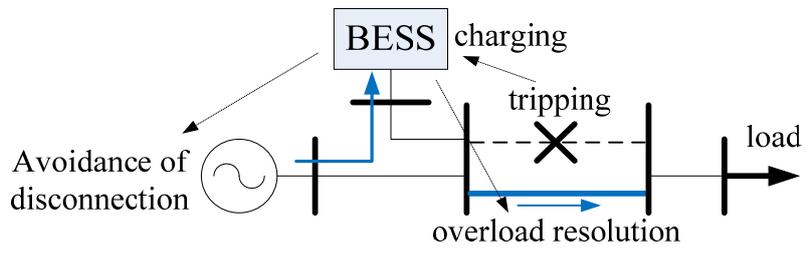
(1) 仮想的な負荷としての活用方法

図 4.9(a)に示すように、過負荷線路の上流側に二次電池が設置されている場合を考える。この場合、電力の一部を過負荷線路の上流側に設置された二次電池に充電することにより、事故によって発生した送電線過負荷を解消し、発電機解列を回避することが期待される。充電電力と同量の PNS が下流側で発生することになるが、発電機解列に伴う大規模な停電を防ぐことが期待される。その際の二次電池は、仮想的な負荷の役割を果たし、実際の負荷との間で負荷の持ち替えを行っていると思えることができる。

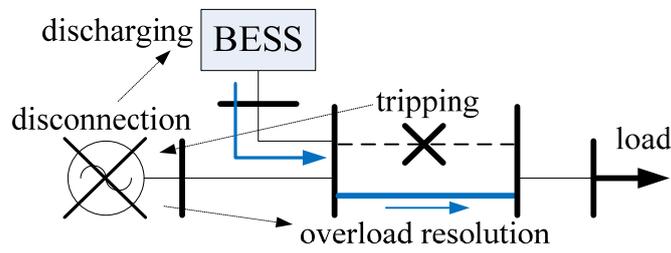
(2) 仮想的な発電機としての活用方法

二次電池の位置は図 4.9 (a)と同様であるが、二次電池への充電によって過負荷を完全に解消できない場合が図 4.9 (b)である。この場合、過負荷を解消するために上流側の発電機は解列され、過負荷であった送電線では送電可能容量に空きができることが予想される。このとき、下流側の負荷に対して他の発電機からの電力融通を待つ間、応答の早い二次電池から不足分の電力を可能な限り融通することで、PNS の極小化が期待される。

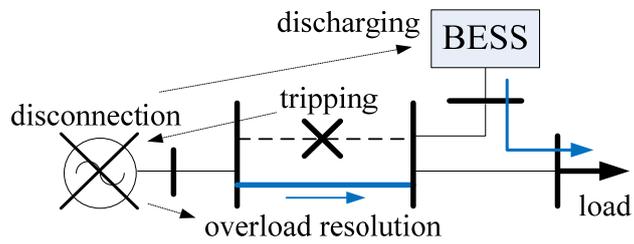
また、過負荷線路の下流側に二次電池が設置されている場合を図 4.9 (c)に示す。図 4.9 (c)では、発電機と二次電池の間に過負荷線路が位置しているために、図 4.9 (a)のような過負荷緩和効果は期待されない。しかし、二次電池と負荷との間に過負荷線路を介さないため、図 4.9 (b)と同様に、発電機解列によって不足した電力を、二次電池から供給することができ、PNS の極小化が期待される。



(a) 充電モード



(b) 放電モード（過負荷線路の上流側に位置する場合）



(c) 放電モード（過負荷線路の下流側に位置する場合）

図 4.9 事故時における二次電池の運転方法

4.4.2 UPFC・二次電池導入時における停電範囲極小化制御手法

既存設備と協調した UPFC・二次電池の緊急制御手法として、最適潮流計算に基づいた制御手法を提案する。提案法では、先に提案した UPFC 導入時における停電範囲極小化制御手法と同様に、事故発生から事故復旧までの時間帯を系統制約の違いによって二つの時間帯に大別し、それぞれの時間帯の開始時間に対して、図 4.10 の破線で囲まれた四角の部分に示す異なる複数の最適化問題を解くことで、発電機・負荷・調相設備・UPFC・二次電池の制御変数の値を決定している。4.4.1 節で想定した方法で二次電池を緊急時に有効に利用するために、4.3.2 節で提案した緊急制御手法において、新たに二次電池の制御変数や制約式を組み込んでいる。このとき、二次電池を緊急制御に利用できる時間帯は事故直後の短い時間帯に限定することによって、二次電池の電池容量制約 (kWh) も意識した定式化を行う。

本節では、各時間帯の開始時間に対して行う最適潮流計算についてまとめる。

4.4.2.1 Interval 1 の開始時間に対する制御

事故直後の Interval 1 では、送電線の過負荷解消のための発電機解列・事故に伴う系統構成の変化による送電損失の増加・過負荷緩和のための二次電池への充電の 3 つの要因によって供給力が不足し、PNS が発生する。これに対して提案法では、OPF 1-A, OPF 1-B, OPF 1-C の順に、3 つの最適潮流計算を連続して解き、Interval 1 の開始時間での発電機・負荷・調相設備・UPFC・二次電池の制御変数の値を決定している。

(1) OPF 1-A (発電機解列量極小化 OPF)

OPF 1-A の定式化を以下に行う。

送電ルートの分断事故発生時における PNS は、主に発電機の解列に伴う発電電力の不足によって生じる。事故時において UPFC や二次電池の活用を想定した場合、UPFC による潮流制御や二次電池による充電制御によって線路過負荷を緩和し、過負荷解消のために必要な解列発電機の合計出力を削減できる場合があると考えられる。提案法では、式(4.38)の目的関数を持った OPF 1-A によって、離散的な制御となる解列発電機を選択と、連続的な UPFC の潮流制御・二次電池の充電制御を協調し、発電機解列量を極小化することができる。

制御変数 u :

$$u = [P_G, Q_G, P_L, Q_L, Q_{inj}, |V_U|, \phi, P_B, B_{phase}] \dots\dots\dots (4.37)$$

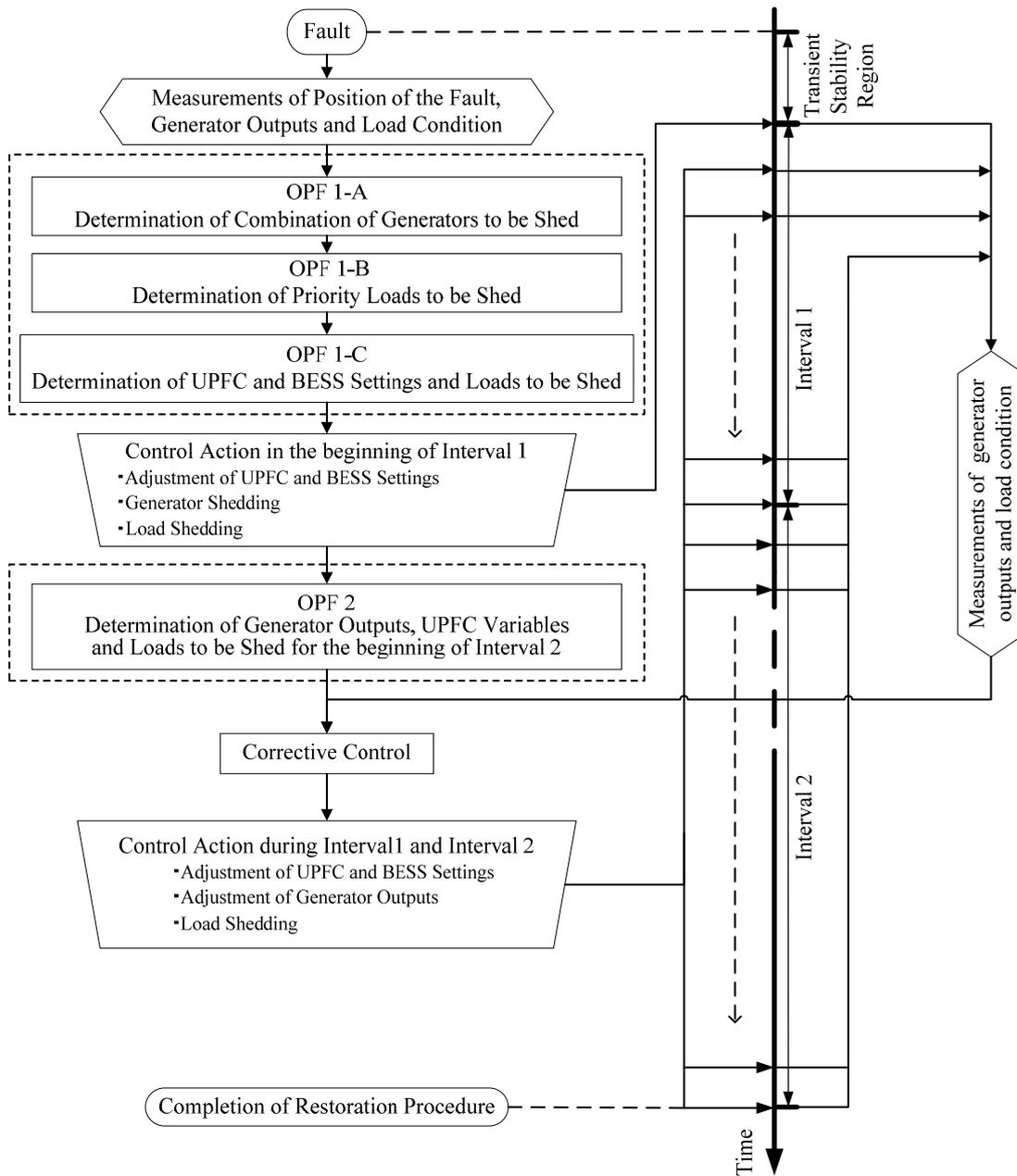


図 4.10 UPFC・二次電池設置系統における停電範囲極小化制御手法のフローチャート

目的関数 minimize $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \sum_i^G (P_{G,initial,i} - P_{G,i}^2 / P_{G,initial,i}) \dots\dots\dots (4.38)$$

等式制約 $h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- 母線潮流等式

$$P_i(\mathbf{V}) + P_{L,j} - P_{G,k} - P_{UP,l}(\mathbf{V}, |\mathbf{V}_U|, \boldsymbol{\phi}) = 0 \dots\dots\dots (4.39)$$

$$Q_i(\mathbf{V}) + Q_{L,j} - Q_{G,k} - Q_{UP,l}(\mathbf{V}, |\mathbf{V}_U|, \boldsymbol{\phi}, \mathbf{Q}_{inj}) = 0 \dots\dots\dots (4.40)$$

$$(i \in N, j \in L, k \in G, l \in U)$$

- 発電機の力率制約

$$Q_{G,i} / P_{G,i} = const = Q_{G,initial,i} / P_{G,initial,i} \quad (i \in G) \dots\dots\dots (4.41)$$

- 負荷の力率制約

$$Q_{L,i} / P_{L,i} = const = Q_{L,initial,i} / P_{L,initial,i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.42)$$

- 母線電圧基準

$$\angle(V_{slack}) = 0 \dots\dots\dots (4.43)$$

不等式制約 $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- 母線電圧制約

$$0.95 \leq |V_i| \leq 1.05 \quad (i \in N) \dots\dots\dots (4.44)$$

- 送電線熱容量制約 (短時間許容熱容量)

$$0 \leq S_{line,i} \leq S_{Short Term,i} \quad (i \in B) \dots\dots\dots (4.45)$$

- 負荷制約

$$0 \leq P_{L,i} \leq P_{L,initial,i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.46)$$

- 発電機制約

$$0 \leq P_{G,i} \leq P_{G,initial,i} \quad (i \in G) \dots\dots\dots (4.47)$$

- UPFC の制約 (直列変圧器, 変換器の定格)

$$0 \leq |V_{U,i}| \leq V_{U,max,i} \quad (i \in U) \dots\dots\dots (4.48)$$

$$-PQ_{STAT,max,i} \leq PQ_{STAT,i} \leq PQ_{STAT,max,i} \quad (i \in U) \dots\dots\dots (4.49)$$

$$-PQ_{SSSC,max,i} \leq PQ_{SSSC,i} \leq PQ_{SSSC,max,i} \quad (i \in U) \dots\dots\dots (4.50)$$

- 二次電池の制約

$$-P_{B,min,i} \leq P_{B,i} \leq -P_{B,max,i} \quad (i \in E) \dots\dots\dots (4.51)$$

- 調相設備の制約(サセプタンス, 通過無効電力)

$$-B_{phase,min,i} \leq B_{phase,i} \leq B_{phase,max,i} \quad (i \in P) \dots\dots\dots (4.52)$$

$$-Q_{phase,max,i} \leq Q_{phase,i} \leq Q_{phase,max,i} \quad (i \in P) \dots\dots\dots (4.53)$$

N : set of nodes

B	: set of branches
G	: set of generators
L	: set of loads
U	: set of UPFCs
E	: set of BESSs
P	: set of voltage control equipment
P_G, Q_G	: 発電機出力
P_L, Q_L	: 負荷消費電力
P_{UP}, Q_{UP}	: UPFC による注入電力
Q_{inj}, V_U , ϕ	: UPFC の制御変数
P_B	: 二次電池の放電電力
B_{phase}	: 調相設備のサセプタンス
V	: 母線電圧
S_{line}	: 送電線を通過する皮相電力
PQ_{STAT}, PQ_{SSSC}	: UPFC の変換器通過皮相電力
Q_{phase}	: 調相設備通過無効電力
$S_{short Term}$: 短時間許容熱容量
$P_{G, initial}, Q_{G, initial}$: 事故前の発電機出力
$P_{L, initial}, Q_{L, initial}$: 事故前の負荷消費電力
$V_{U max}$: 直列変圧器の電圧定格
$PQ_{STAT max}, PQ_{SSSC, max}$: UPFC の変換器容量

(2) OPF 1-B (優先遮断負荷決定 OPF)

OPF 1-B の定式化を以下に行う。

OPF 1-B では、OPF 1-A で求めた解列発電機の出力を 0 に固定した状態で、Interval 2 における制約条件のもと、PNS 極小化を目的とした最適潮流計算を行う。OPF 1-B で遮断された負荷が、Interval 1 において優先的に遮断すべき負荷となる。なお、OPF 1-B は Interval 2 の時間帯における制約条件の下で計算されるが、OPF 1-B は事故直後に行う計算であるため、負荷制限量を求めるのに必要な負荷消費電力の初期値 $P_{L, initial}$ は負荷予測に基づいた値を用いる。

制御変数 u :

$$u = [P_G, Q_G, P_L, Q_L, Q_{inj}, |V_U|, \phi, B_{phase}]^T \dots\dots\dots (4.54)$$

目的関数 minimize $f(x, u)$:

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \sum_i^L (P_{L,initial,i} - P_{L,i}) = \sum_i^L P_{L,shed,i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.55)$$

等式制約 $h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線潮流等式 (式(4.39), 式(4.40))
- ・ 負荷の力率制約 (式(4.42))
- ・ 母線電圧基準(式(4.43))
- ・ OPF 1-A で出力抑制された発電機の制約
 $P_{G,i} = Q_{G,i} = 0 \quad (i \in SG) \dots\dots\dots (4.56)$

不等式制約 $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線電圧制約 (式(4.44))
- ・ 負荷制約 (式(4.46))
- ・ UPFC の制約 (式(4.48), 式(4.49) , 式(4.50))
- ・ 調相設備の制約(式(4.52), 式(4.53))
- ・ 送電線熱容量制約 (連続許容熱容量)
 $0 \leq S_{line,i} \leq S_{Normal,i} \quad (i \in B) \dots\dots\dots (4.57)$
- ・ 発電機制約
 $0 \leq P_{G,i} \leq P_{G,max,i} \dots\dots\dots (4.58)$
 $Q_{G,min,i} \leq Q_{G,i} \leq Q_{G,max,i} \quad (i \in G) \dots\dots\dots (4.59)$

- SG : set of shed generators
- S_{Normal} : 連続許容熱容量
- $P_{G,max}, Q_{G,max}, Q_{G,min}$: 発電機定格
- $P_{L,shed}$: 負荷制限量

(3) OPF 1-C (送電損失極小化 OPF)

OPF 1-C の定式化を以下に行う。

OPF 1-A では、発電機解列量が最小となるように UPFC・二次電池の運転動作点を計算することをすでに述べた。このとき、系統に連系されている二次電池のうち、主に過負荷線路の上流側に位置する二次電池が充電方向に制御される (図 4.9(a)参照)。また、UPFC は、過負荷線路を流れる電力潮流を減少するように制御される。OPF 1-C では、OPF 1-A で求めた最小の発電機解列条件のもとで全ての発電機出力を固定し、負荷制限量の最小化を目的関数とすることで、二次電池・UPFC の制御変数の値を再計算している。これにより、送電線の過負荷解消後、変換器に余力のある二次電池からは負荷に対して最大限電力が供給され、4.4.1 節で述べた目的に沿って、二次電池を充電側・放電側に、適切に制御すること

が可能となる。また、UPFCの潮流制御能力の余力は、送電損失の最小化や、二次電池からの放電によって新たに生じる過負荷の解消に対して活用される。

さらに、負荷制限を行うにあたって、(4.61)式の目的関数を用いることで、OPF 1-Bで決定した負荷 $P_{L, shed 1}$ を優先的に遮断することができる。OPF 1-Cで求めた負荷制限量が、Interval 1の開始時間におけるPNSとなる。

制御変数 \mathbf{u} :

$$\mathbf{u} = [Q_G, P_L, Q_L, Q_{inj}, |V_U|, \phi, P_B, B_{phase}]^T \dots\dots\dots (4.60)$$

目的関数 minimize $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \sum_i^L (\alpha \times P_{L, shed 1, i} + P_{L, shed 2, i}) \quad (\alpha = 0.01) \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.61)$$

等式制約 $h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線潮流等式 (式(4.39), 式(4.40))
- ・ 発電機の力率制約 (式(4.41))
- ・ 負荷の力率制約 (式(4.42))
- ・ 母線電圧基準(式(4.43))
- ・ OPF 1-Aで遮断した発電機の制約(式(4.56)の $Q_{G, i}$ のみ)

不等式制約 $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線電圧制約 (式(4.44))
- ・ 送電線熱容量制約 (式(4.45))
- ・ UPFCの制約 (式(4.48), 式(4.49), 式(4.50))
- ・ 二次電池の制約 (式(4.51))
- ・ 調相設備の制約(式(4.52), 式(4.53))
- ・ 負荷制約

$$0 \leq P_{L, shed 1, i} \leq P_{L, shed 1, initial, i} \dots\dots\dots (4.62)$$

$$0 \leq P_{L, shed 2, i} \leq P_{L, shed 2, initial, i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.63)$$

- $P_{L, shed 1}$: 優先的に遮断する負荷量
- $P_{L, shed 2}$: $P_{L, shed 1}$ 以外の負荷量
- $P_{L, shed 1, initial}$: OPF 1-Bで遮断された負荷量
- $P_{L, shed 2, initial}$: OPF 1-Bで遮断されなかった負荷量

4.4.2.2 Interval 2 の開始時間に対する制御

送電線定格が短時間許容熱容量から通常の連続許容熱容量に戻る Interval 2 では、送電線熱容量定格の減少によって新たに PNS が生じる場合がある。提案法では、負荷制限量の最小化を目的関数とした最適潮流計算 (OPF 2) を解くことで、最適な発電機出力、UPFC・調相設備の制御変数の値、負荷制限量・位置を決定している。二次電池は、電池容量 (kWh) の観点から、事故様相によっては数週間に及ぶ Interval 2 では停電範囲の極小化に対して利用しないこととする。

OPF 2 の定式化を以下に行う。

制御変数 \mathbf{u} :

$$\mathbf{u} = [P_G, Q_G, P_L, Q_L, Q_{inj}, |V_U|, \phi, B_{phase}]^T \dots\dots\dots (4.64)$$

目的関数 minimize $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \sum_i^L (P_{L,initial,i} - P_{L,i}) = \sum_i^L P_{L,shed,i} \dots\dots\dots (4.65)$$

等式制約 $h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線潮流等式 (式(4.39), 式(4.40))
- ・ 負荷の力率制約 (式(4.42))
- ・ 母線電圧基準(式(4.43))
- ・ OPF 1-A で遮断した発電機の制約 (式(4.56))

不等式制約 $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線電圧制約 (式(4.44))
- ・ UPFC の制約 (式(4.48), 式(4.49) , 式(4.50))
- ・ 調相設備の制約 (式(4.52), 式(4.53))
- ・ 送電線熱容量制約 (式(4.57))
- ・ 発電機制約 (式(4.58), 式(4.59))
- ・ 負荷制約

$$0 \leq P_{L,i} \leq P_{L,initial,i}' \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.66)$$

$P_{L,initial,i}'$: Interval 1 の開始時間における負荷消費電力

4.4.3 シミュレーションによる検証

4.4.3.1 シミュレーション条件

本節におけるシミュレーション条件は、4.3.3.1 節でまとめた条件に加え、二次電池に関する以下の条件を適用した。

資源エネルギー庁の資料⁽⁴⁾によると、太陽光発電導入に伴う余剰電力対策を、系統側に設置した二次電池によって行う場合、余剰電力対策が最も厳しくなる5月の土日において太陽光発電の出力抑制制御を行った場合でも、2030年には我が国全体で2.3億 kWhの二次電池容量が必要になると算定されている。本論文で、時間断面に対する静的な解析を行うにあたっては、上記の二次電池容量(kWh)を変換器容量(kW)に直す必要がある。そこで、二次電池が上記の電池容量を7hourで充放電できる変換器容量を持っていると仮定すると、約3286万kWとなる。2030年時点において、我が国の総発電設備容量は現在と比較して大幅には増加していないと考え、我が国の2030年時点における総発電設備容量として2009年10月時点の値である23,461万kWを用いると、上述の二次電池の変換器容量3286万kWは総発電設備容量の約12.3%にあたる。緊急時には、さらにその3割の二次電池の変換器容量が使用可能であると仮定すると、総発電設備容量の約3.7%となる。我が国の場合、最も余剰電力量が厳しくなる春季の軽負荷期に対して、二次電池の設置容量を決定すると予想されるため、それ以外の時期では、二次電池の変換器容量に3割程度の余裕は十分にあるものと考えている。また、緊急時には太陽光発電システムからの余剰の出力を抑制するという仮定を置けば、さらに大きい割合の二次電池の変換器容量が使用可能になるとも考えられる。

テスト系統では、総設備容量が3405MWであるのに対し、上述の仮定から、その約3%にあたる100MWの変換器容量をもつ二次電池が利用可能であるとする。二次電池群は、負荷のある母線15・母線14に設置されていると想定し、各二次電池が持つ変換器容量のうち、それぞれ50MWを系統制御に利用できると仮定した。母線15・母線14は、事故の発生によって過負荷状態になりやすい母線16と母線14の間の送電線(16-14送電線)に対して、それぞれ電力潮流の上流側・下流側の地点として考えることができる。母線15・母線14以外にも二次電池の設置点の候補は考えられるが、本論文では二次電池の利用による停電範囲削減効果が顕著な例を示すために、上述の位置に二次電池を設置する。

4.4.3.2 シミュレーション

4.4.3.1 節で述べたシミュレーション条件のもと、母線 3-母線 24 間（3-24 送電線）でのルート断事故を想定する。ここで設定した運用状態の下では、この事故により 14-16 送電線が過負荷状態となるため、この過負荷解消に向けて発電機・負荷・調相設備・UPFC・二次電池を制御することとなる。

UPFC・二次電池の活用による PNS 削減効果を調べるため、以下の 3 つのケースを検証し、各ケースにおける PNS 発生量を表 4.8 にまとめる。また、各ケースにおける負荷遮断位置・量を表 4.9 にまとめる。

Case I: 事故後、発電機・負荷・調相設備を提案法によって制御した場合
(UPFC はバイパス回路に切換え、二次電池は制御せず)

Case II: 事故後、発電機・負荷・調相設備・UPFC を提案法によって制御した場合
(二次電池は制御せず)

Case III: 事故後、発電機・負荷・調相設備・UPFC・二次電池を提案法によって制御した場合

表 4.8 各ケースにおける PNS の比較

Case	PNS in Interval 1 (p.u.)			PNS in Interval 2 (p.u.)	Total PNS (p.u.)
	Generator shedding	Incremental loss	Charging Power to BESSs		
I	1.577			0.000	1.577
	1.500	0.077	-		
II	0.562			0.000	0.562
	0.500	0.062	-		
III	0.027			0.094	0.121
	0.000	0.214	-0.187		

表 4.9 各ケースにおける負荷制限の位置・量

Bus	Load (p.u.)	Shed Load in Case I (p.u.)		Shed Load in Case II (p.u.)		Shed Load in Case III (p.u.)	
		Int 1	Int 2	Int 1	Int 2	Int 1	Int 2
3	1.94	0.121	0.000	0.562	0.000	0.027	0.094
6	1.36	0.008	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
14	1.94	1.449	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Sum		1.577	0.000	0.562	0.000	0.023	0.098

(1) Case Iにおける事故後の PNS 発生

図 4.11 に、Case I の事故直後(Interval 1 の開始時間)における潮流状態を示す。図 4.11 に示すように、Case I では事故によって発生した 14-16 送電線過負荷を解消するために、表 3.2 に示す母線 22 の出力 0.5 p.u. の発電機 3 台を緊急に解列する必要があり、この発電機解列量と事故前後における増分送電損失 0.077 p.u. の合計である 1.577 p.u. が Interval 1 における PNS となる。また、送電線定格が、短時間許容熱容量から連続許容熱容量に下がる Interval 2 の時間帯では、発電機間の出力持ち替えによって追加の停電は発生せず、表 4.8 に示すように Interval 1 で発生した PNS が最終的な PNS となっている。

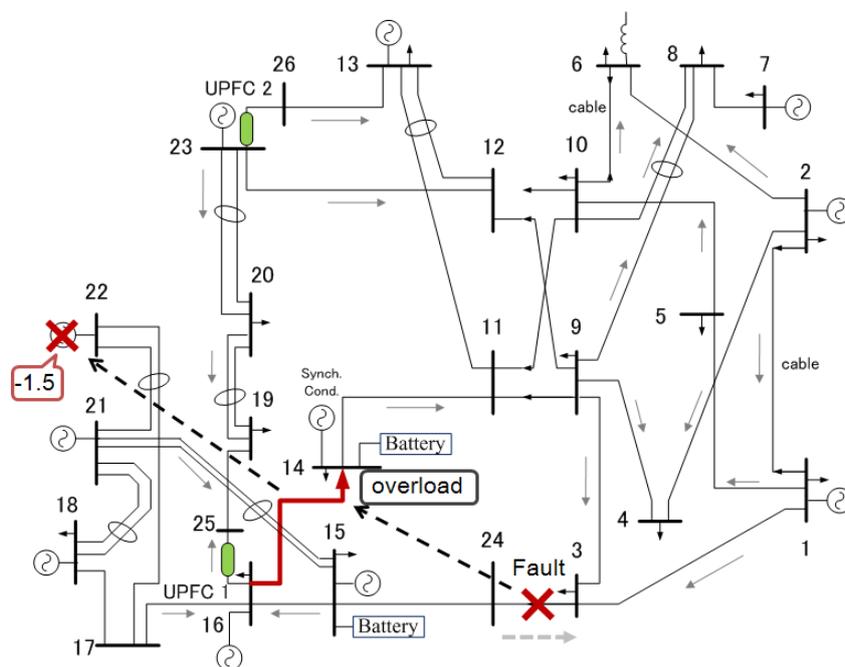


図 4.11 Case I の Interval 1 における潮流状態

(2) Case IIにおける事故後の PNS 発生

図 4.12 に、Case II の Interval 1 の開始時間における潮流状態を示す。図 4.12 に示すように、UPFC を活用した Case II では、Case I に比べて、UPFC1 の動作による母線 25 と母線 19 の間の送電線 (25-19 送電線) 潮流の増加と、UPFC2 の動作による 26-13 送電線潮流の増加・23-20 送電線潮流の減少により、14-16 送電線過負荷を緩和し、母線 22 における出力 0.5 p.u. の発電機 1 台の解列によって過負荷を解消できる。その結果、Case II における PNS は、Interval 1 では、0.062 p.u. の増分送電損失と合わせた 0.562 p.u. となり、Case I と比較して小さくなっている。このときの UPFC の制御変数を表 4.10 にまとめる。また、Interval 2 では、追加の PNS が発生しなかった。

表 4.10 Interval 1 における UPFC の制御変数(Case II)

No	Node i	Node j	Q_{inj} (p.u.)	V_u (p.u.)	ϕ (rad)
1	16	25	0.726	0.200	1.607
2	23	26	-0.620	0.168	1.643

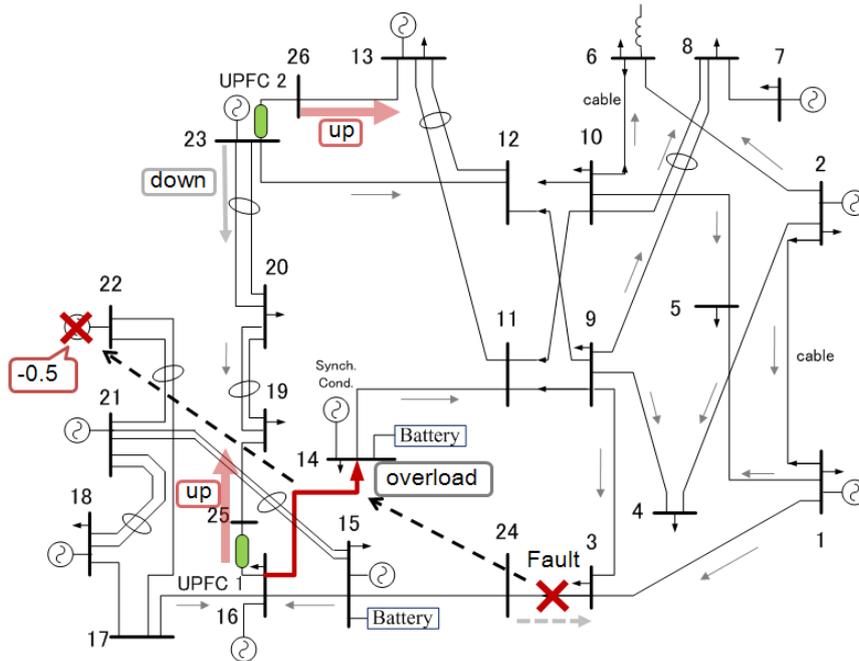


図 4.12 Case II の Interval 1 における潮流状態

(3) Case III における事故後の PNS 発生

図 4.13 に、Case III の Interval 1 の開始時間における潮流状態を示す。また、UPFC の制御変数、二次電池の放電電力を表 4.11、表 4.12 に示す。図 4.13 に示すように、UPFC・二次電池を活用した Case III では、母線 14 と母線 16 間の送電線（14-16 送電線）の過負荷に対して、UPFC の潮流制御による過負荷緩和に加え、14-16 送電線の上流側に位置する母線 15 の二次電池で充電 (0.268 p.u.) することによって、14-16 送電線の過負荷を完全に解消でき、その結果、発電機解列を回避できる。さらに、14-16 送電線の下流側に位置する母線 14 の二次電池では放電 (0.455 p.u.) を行い、不足電力を補っている。従って、Interval 1 における PNS は、増分送電損失 0.214 p.u. と、二次電池の充電電力(+)と放電電力(-)の合計値-0.187 p.u.(=0.268-0.455 p.u.)を合わせた、0.027 p.u.となっている。

また Case III では、送電線定格が短時間許容熱容量から連続許容熱容量に下がる Interval 2 において、追加の停電が発生する。図 4.14 に Case III の Interval 2 における潮流状態を示す。Case III の Interval 2 では、表 4.9 に示すように母線 3 の負荷で供給支障が起こっているが、

これは図 4.14 に示すように 9-3 送電線の容量が不足したことが原因となっている。この送電線の熱容量制約によって、発電機の持ち替えや UPFC の制御を行っても、母線 3 における負荷制限は免れることができない。このように、Interval 2 において母線 3 における 0.121 p.u. の負荷制限を避けられないことは、提案法の OPF 1-B によって明らかになるため、どのケースにおいても、Interval 1 における負荷制限が母線 3 における 0.121 p.u. の負荷で優先的に行われていることが表 4.9 から分かる。

表 4.11 Interval 1 における UPFC の制御変数(Case III)

No	Node i	Node j	Q_{inj} (p.u.)	V_u (p.u.)	ϕ (rad)
1	16	25	0.420	0.199	1.354
2	23	26	-0.124	0.198	1.517

表 4.12 Interval 1 における二次電池の放電電力(Case III)

Bus	P_B (p.u.)	$P_{B\max}$ (p.u.)
14	0.455	0.500
15	-0.268	0.500

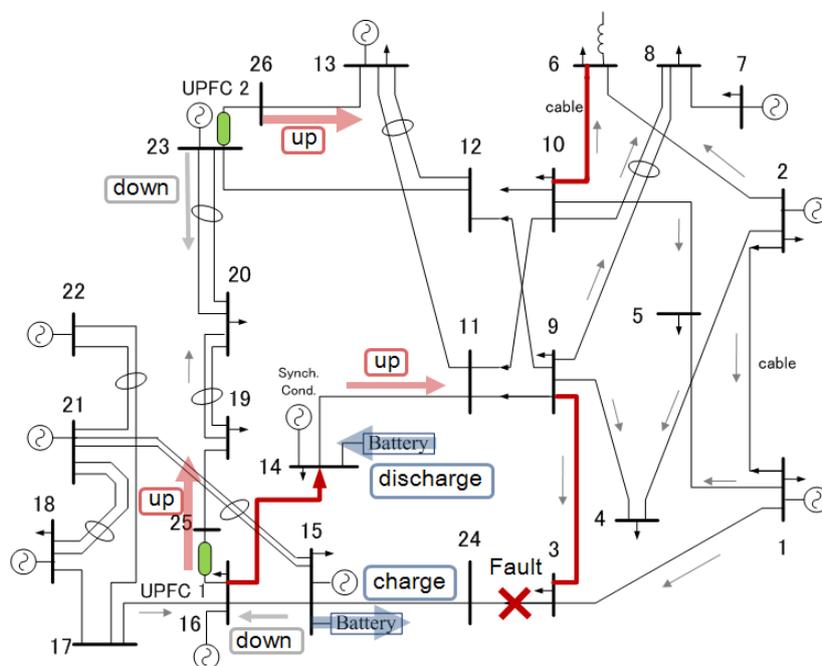


図 4.13 Case III の Interval 1 における潮流状態

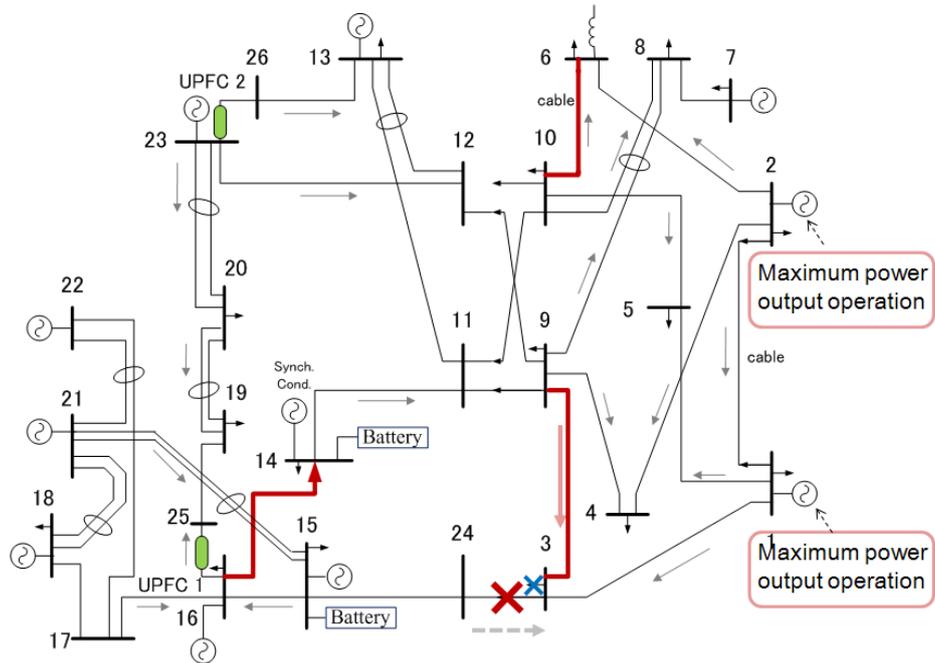


図 4.14 Case III の Interval 2 における潮流状態

4.5 本章のまとめ

本章では、メッシュ状の電力系統における系統事故時の送電線過負荷問題とそれに伴う需給アンバランス問題を扱い、停電範囲の極小化を目的とした電力制御機器の静的な緊急制御アルゴリズムの提案とその評価を行った。将来の電力系統において緊急制御の対象となり得る電力制御機器として、ここでは UPFC と系統用二次電池を想定した。提案した最適潮流制御手法では、連鎖的な送電線の過負荷を回避するために、発電機の解列・負荷制限の制御と、UPFC・二次電池の制御を協調して行うことで、主に発電機の解列によって生じる供給支障電力の極小化を図っている。本章における検討で得られた主な結果、知見について以下にまとめる。

- ・ 過負荷現象の発生時において、UPFC による潮流制御や二次電池による充電制御によって送電線の過負荷を緩和しつつ、解列する発電機を選択することで、発電機遮断量の合計が極小となるような遮断発電機の組合せを決定し、UPFC や二次電池を利用しない場合と比較して大幅に PNS を削減できる可能性がある。
- ・ UPFC による潮流制御によって、事故時の系統構成の変化に伴う増分送電損失を抑え、事故直後における PNS の極小化に貢献できる。
- ・ 二次電池と過負荷状態となる送電線との位置関係や、潮流ネックとなる送電線の負荷状態に応じ、二次電池は、充電による過負荷緩和効果と放電による不足電力の削減効果をもち、PNS の極小化に貢献できる。
- ・ 供給不足に伴う負荷遮断を行う際に、遮断負荷への優先順位付けを行うことで、最終的な PNS の極小化に貢献できる。
- ・ UPFC や二次電池による PNS 削減効果の大小は、事故直後における発電機解列量を削減できるか否かに大きく関わっており、この発電機解列量の削減効果は、事故地点・過負荷となる送電線・電力制御機器の位置関係に依存する。特に、過負荷となる送電線潮流の制御に対して効果の高い位置に機器が設置されている場合に、大きな PNS 削減効果が表れる。

提案法は、従来から用いられている最適潮流計算に基づいているため、本論文で扱っている UPFC や二次電池以外の電力制御機器の利用を考えた場合でも、適用が容易ある。また、供給支障に伴う負荷遮断を行う際に、提案法における遮断負荷への優先順位付けの考え方を、需給調整契約に基づいた負荷遮断や、給湯器負荷等の停電時の需要家の負担が小さい負荷機器の選択遮断などに応用することも可能であり、拡張性の高い制御方法であると考えている。

第5章

結 論

本論文では、電力系統における事故影響の極小化という観点から、今後の電力系統において導入が進むと予想される FACTS 機器や系統用二次電池を制御対象とした新たな緊急制御手法について検討した。以下では、その結論をまとめる。

本論文の前半では、事故直後の過渡安定度領域における過渡安定度問題と電圧安定度問題について扱い、系統安定化を可能とする動的な緊急制御手法について検討した。ここでは、基幹系統に設置された FACTS 機器や系統用二次電池の操作変数を高速かつ連続的に変化させることによって、過渡安定度や電圧安定度の安定化を図った。

過渡安定度の安定化に対しては、系統のエネルギー関数の増加速度の減少や、危険発電機の回転子角速度の加速（または減速）の抑制を制御指標とした電力制御機器の制御手法を開発した。この系統安定化制御手法では、上述の二つの安定化指標を用いることで、事故直後の非線形性の強い動揺現象に対しても、高い信頼度をもって安定化効果を得ることができる。さらに、二次電池の有効電力と無効電力を制御対象とするにあたっては、同一容量の変換器を用いてできるだけ高い安定度向上効果が得られるように、二つの操作変数の変化量に対して最適な変換器容量配分を行うための手法を開発した。ここでは、エネルギー関数の時間微分値を負の方向に最大化するように、変換器容量の配分を行うことが可能となる。これらの提案法の有効性について、UPFC や二次電池が設置された複数の多機電力系統において検証した結果、系統構成や、制御対象とする機器の設置位置・台数に依らず、高い信頼度をもって電力系統の過渡安定度を高めることを確認した。

電圧安定度を考慮した電力系統の安定化に対しては、系統電圧の制御効果が高い並列接続型の電力制御部（ex. UPFC による無効電力制御、二次電池による有効電力・無効電力制御）を制御対象として、過渡安定度・電圧安定度安定化制御手法を提案した。この手法は、先に述べた系統安定化制御手法を基本として、過渡安定度を高めることができるタイミングで系統側に有効電力や無効電力を注入することで、過渡安定度と電圧安定度の双方を高める安定化制御手法である。提案法の有効性について、二次電池の設置を仮定した複数の多機電力系統において検証した結果、電圧安定度が不安定要因となる事故ケースに対しても、系統構成や、機器の設置位置・設置台数に依らず、高い信頼度をもって系統を安定化できることを確認した。また、上述した過渡安定度・電圧安定度安定化制御手法の開発にあたっては、過渡安定度領域における電圧安定度の評価手法として、発電機の位相角動揺を考慮できる動的 P-V 曲線による評価手法を提案し、不安定現象の解析を行った。その結果、過渡安定度領域における電圧不安定現象は、発電機の相差角動揺と密接に関わった不

安定現象であることや、その安定化のためには、発電機側の位相角安定度と負荷側の電圧安定度の双方を高めるような電力制御機器の動作が有効となることが明らかとなった。

このように、事故直後の過渡安定度領域では、提案法による電力制御機器の緊急制御によって、各種安定度を高めることができる。将来の電力系統の運用においては、提案法による事故時の電力制御機器の有効利用によって、以下のことが期待される。

- ・ 系統運用における予防制御では、経済負荷配分によって求めた最適運用点から、過渡安定度制約、電圧安定度制約を満たすように出力調整を行う。このとき、提案法による電力制御機器の緊急時利用を想定し、各種安定度制約を緩和することで、予め必要となる最適運用点からの出力調整幅が小さくなり、経済性の向上が見込まれる。
- ・ 電力系統の緊急制御では、過酷事故に対して電制や負荷制限を行うことによって、各種不安定現象の波及を防ぐ。このとき、提案法による電力制御機器の利用によって、系統安定度を最大限に高め、事故波及防止に必要な電制量や負荷制限量を削減し、事故影響を極小化することができる。

系統安定化制御アルゴリズムの検討に際して、本論文では、制御対象とする機器の設置位置・台数に依らず、事後演算型の安定化制御システムとして適用可能な制御システムの構築を目指した。そのため、リアルタイムで計測した発電機の内部誘起電圧位相情報や回転子角速度情報の利用といった、将来時点での高い計測・情報通信技術を想定した検討を行ってきた。その結果、提案法の有効性について検証するなかで、自端情報の利用のみを想定した過去の研究事例では明らかになり得なかった多機電力系統の安定化のメカニズムや、系統安定化のために電力制御機器に対して要求される制御動作が明らかとなり、系統安定化制御システムにおける広域リアルタイム情報の必要性、有用性が示された。ここで得られた知見は、それらの高度な計測・情報通信技術の開発動機になり得ると同時に、より簡易な系統安定化制御システムの開発にあたっても有用な知見であると考えている。実際に本論文では、広域リアルタイム情報を利用した提案法を基に、制御システムの簡素化に向けた基礎的な検討も行っており、より少ない計測情報を用いた電力制御機器の制御によって、高い安定化効果を得られる可能性があることを示している。

次に、本論文の後半では、事故後の定常時領域における送電線の過負荷問題とそれに伴う需給不均衡問題を扱い、停電範囲の極小化を可能とする静的な最適潮流制御手法を提案した。FACTS 機器を利用した過負荷現象の波及防止に関する研究は過去にも行われてきたが、その際に、FACTS 機器によって過負荷を完全に解消することのできない過酷事故は扱われてこなかった。その理由には、連続的な制御となる FACTS 機器の潮流制御と、離散的な制御となる発電機の遮断制御を協調制御し、発電機遮断量を最小化することが難しい点にあった。この種の最適化問題は、通常であれば混合整数計画問題に帰着するが、整数計画問題の NP 困難性に代表されるように、一般に本手法の大規模系統への適用は困難であることが知られている。これに対して、本論文では複数の非線形計画法の組合せによる最適潮流制御手法を提案した。提案手法では、非線形計画問題において独自の目的関数を利用

することで、発電機の出力変数をできる限り離散値に近い形で扱うことを可能とし、上述の最適化問題を非線形計画法によって解き、最適化計算の複雑化を回避した。これによって、大規模システムにおける過負荷問題に対して、適用可能性の高い各種機器の協調制御手法を確立した。提案法の有効性について、複数台の FACTS 機器や系統用二次電池が設置されたメッシュ状の電力システムにおいて検証した結果、重大な過負荷現象を伴う過酷事故が発生した場合であっても、保護リレーシステムによる発電機や負荷の遮断制御と、FACTS 機器による潮流制御、二次電池による充電制御を協調することで、必要となる発電機遮断量を削減し、停電範囲を大幅に削減できることが示された。また、提案法では、FACTS 機器の潮流制御による事故前後の増分送電損失の削減や、潮流ネックとなる送電線の下流側に位置する二次電池からの放電といった停電範囲削減効果も考慮しているため、与えられた系統状態のもとで、事故影響を極小化することができる。

FACTS 機器や二次電池は、今後、系統平常時における潮流制御や電圧制御、需給調整制御等を主目的として導入が進むと考えているが、本論文で検討してきた緊急時の利用を考慮して、設置地点を選定することも可能である。例えば、二次電池を超高圧系統側に設置するにあたって、本論文の前半で検討した系統安定化制御に利用する場合には、設置点電圧に与える影響を考慮して系統内に分散して設置することが望ましいのに対し、本論文の後半で検討した過負荷緩和制御に利用する場合には、潮流ネックとなり易い送電ルートの近傍に集中的に設置することが望ましい。このように、対象系統で問題となる事故時の異常現象によって、供給信頼度向上に対して適切な機器の設置方法は異なると考えられる。したがって、今後、これらの電力制御機器を導入する際には、需給調整といった本来の運用目的に加えて、本研究で検討している緊急時の有効活用等、その他の利用方法についても検討し、系統全体の対策費用が最小となるように機器の設置方法を定めることが重要である。

本論文で提案した緊急制御システムの実際の適用にあたっては、システム構築にかかるコストやその信頼性について更なる検討を行う必要があり、克服すべき課題は多い。しかしながら、電力システムにおいて、これまであまり重要視されてこなかった稀頻度過酷事故に対する対策強化の機運の高まりや、FACTS 機器やエネルギー貯蔵装置の設置容量の増大といった今後の変化を見据えると、本論文で検討した電力制御機器の緊急時利用は、経済性と両立した現実的な供給信頼度向上策である。今後の電力系統技術の更なる発展に向けて、本論文で得られた成果が、その一助となることを願う。

謝辞

本論文は、著者が東京大学大学院工学系研究科電気系工学専攻博士課程に在学中の研究成果をまとめたものです。本研究の遂行にあたっては、多くの方々のご指導、ご協力を賜りましたことをここに記します。

指導教官である東京大学教授横山明彦先生には、研究の進め方から論文の書き方に至るまで、終始懇切にご指導頂き、貴重なご助言を数多く賜りました。入学当初は、研究の進め方から苦勞していた著者が、こうして本論文を完成させるに至りましたのも、横山先生の的確なご指導があつてのものだと心から感じております。また、この5年間、国内・国外の学術学会に加えて、電力エネルギー分野における社会活動にも数多く参加させて頂き、研究者、社会人としての素養を高める機会も与えて頂きました。このように横山先生には、多忙を極める中で、丁寧なご指導と多くの学びの場を与えて頂いたことを、ここに厚く御礼申し上げます。

同大学の谷口治人特任教授、馬場旬平准教授、日高邦彦教授、古関隆章准教授、藤井康正教授には、副査としてご指導頂き、数多くのご助言を賜りました。また、APETの教員であられました中島達人先生、リヤナゲ・キッシリ・マダパタ先生、太田豊先生には、研究を進めるにあたっての貴重なご助言を賜りました。深謝いたします。

著者が早稲田大学在学中にご指導頂きました早稲田大学教授岩本伸一先生には、卒業後も学会発表において本研究に対するご助言を頂きました。岩本先生には、著者がこの分野で学ぶきっかけをつくって頂き、著者の人生に多大なる影響を与えて頂きました。また、岩本研究室で学んだエネルギー関数法などの素養が、本研究を進めるにあたっての一助になりました。心より御礼申し上げます。

横山研究室技術官の島田規人氏には、研究を進める際の様々な便宜を図って頂きました。横山研究室の諸氏には、日頃から大変お世話になり、共に楽しく充実した研究室生活を送ることができました。心より感謝しております。特に、先にご卒業されましたスラチャイ・チャイタッサニー氏、チャン・ジュン氏、タンパティパーン・クリサナ氏、パンスワン・ナッタウト氏には、英語での発表技術や論文作成技術、研究活動に取り組む姿勢など、多くのことを教えて頂きました。また、グエン・ホアン・ヴィエット氏、先にご卒業されました入江寛氏には、公私共にお世話になり、著者の研究室生活の励みになりました。

皆様方から受けた多大なる御恩を少しずつ社会に還元すべく、これからも研究者として精進して参りたいと思います。

そして最後に、いつも心の支えとなってくれた婚約者の福田華重さん、弟の良也、壮太、太河、常に優しく気遣ってくれた祖父母、叔父母、そして誰より、これまで私を育ててくれた両親に、深く感謝いたします。

2011年11月30日 河辺 賢一

参考文献

- [1] 財団法人 エネルギー総合研究所, 「今後の電力系統における設備形成・運用の在り方に関する調査」, 1-81 (2007)
- [2] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, “Understanding FACTS concept and technology of flexible AC transmission systems,” IEEE press, New York (2000)
- [3] 電気学会, 「パワーエレクトロニクス機器の制御技術」, 電気学会技術報告書, 第 1084号 (2007)
- [4] 資源エネルギー庁, 「低炭素電力供給システムに関する研究会報告書」, Available: <http://www.meti.go.jp/report/data/g90727ej.html> (2009)
- [5] 電気学会, 「周波数リレーシステムによる事故波及防止技術」, 電気学会技術報告書, 第 1127号 (2008)
- [6] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Anderson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. V. Cutsem, V. Vittal, "Definition and Classification of Power System Stability", *IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions* (2002)
- [7] 大槻博司, 横山明彦, 関根泰次, 「誘導機モデルを用いた電圧崩壊現象の過渡解析の検証と一般系統への拡張」, 電気学会論文誌 B, Vol.112, No.8, pp.677- 684 (1992)
- [8] 電気学会, 「系統脱調・事故波及リレー技術」, 電気学会技術報告書, 第 801号 (2000)
- [9] 柳橋健・今井伸一・庄司寿哉・佐藤正弘・石原祐二, 「リアルタイム測定データを用いた動揺推定と脱調予測法の開発」, 電気学会論文誌 B, Vol. 118, No.10 (1998)
- [10] 皆川・市川・佐藤・石原, 「電力系統のコヒーレンシ-判定法と連系線の電力・電流を用いた脱調判定法」, 電気学会論文誌 B, Vol. 116, No. 9, pp.1046-1053 (1996)
- [11] 高崎昌洋, 「UPFC による ATC 向上効果とその経済的適用可能性評価」, 電力中央研究所研究報告書, T01043 (2002)
- [12] 河野啓利, 中島達人, 横山明彦, 「Unified Power Flow Controller (UPFC) による電力系統ダンピング向上制御」, 電気学会論文誌 B, Vol. 119-B, No 3, pp.344-353 (1999)
- [13] 関根泰次, 「電力系統過渡解析論」, オーム社 (1984)
- [14] 上田智之, 駒見慎太郎, 「物理的構造と観測データに基づく電力系統の動的負荷モデル」, 電気学会論文誌 B, Vol.126, No.6, pp.635- 641 (2006)
- [15] 熊野照久, 「多数誘導機群の波及電圧崩壊と機器保護が系統負荷特性に与える影響」, 電気学会論文誌 B, Vol.128, No.3, pp.545- 550 (2008)
- [16] Y. Sekine, H. Ohtsuki, “Cascaded Voltage Collapse”, *IEEE Trans. Power Systems*, Vol.5, No.1 pp.250-256 (1990)
- [17] M. Ghandhari, G. Anderson, I. A. Hiskens, “Control Lyapunov Functions for Controllable Series Devices”, *IEEE Trans. Power Systems*, Vol.16, No.4, pp.689-694 (2001)

- [18] M. H. Haque, "Evaluation of First Swing Stability of a Large Power System With Various FACTS Devices", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol.23, No.3, pp.1144-1151 (2008)
- [19] 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 B, Vol. 113-B, No 3, pp.203-212 (1993)
- [20] T. Athay, R. Podmore, S. Virmani, "A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, No. 2, pp. 573-584 (1979)
- [21] Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee: "IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, No.6 (1979)
- [22] P. M. Anderson, A. A. Fouad, "Power System Control and Stability", New York, *IEEE Press*, ISBN 0-8138-1245-3 (1977)
- [23] 電気学会, 「電力系統の標準モデル」, 電気学会技術報告書, 第 754 号 (1999)
- [24] A. Oudalov, P. Korba, R. Cherkaoui, J. Germond, "Fuzzy Gain Scheduling Technique for Power Flow Control", *Int. J. Computer Applications in Technology*, Vol. 27, pp. 119-132, (2006)
- [25] H. T. Ma, M. L. Crow, "Cascading Line Outage Prevention with Multiple UPFCs" , presented at the 39th North American Power Symposium (*NAPS '07*), Las Cruces, NM, USA (2007)

発表文献目録

<学術論文誌>

1. 河辺, 横山:「複数 UPFC を用いた最適潮流制御による停電範囲の極小化」, 電気学会 B 部門論文誌, Vol. 129-B, No 12, pp.1457-1467 (2009)
2. 河辺, 横山:「UPFC・電池電力貯蔵システムによる過負荷緩和効果を活用した事故時の停電範囲の極小化」, 電気学会 B 部門論文誌, Vol. 130 -B, No 11, pp. 1010-1019 (2010)
3. K. Kawabe, A. Yokoyama:” Coordinated Control of Multiple Unified Power Flow Controllers for Stability Enhancement of the Multi-Machine Power System”, *Journal of International Conference on Electrical Engineering*, Vol.1, No.2, pp.222-228 (2011)
4. 河辺, 横山:「基幹系統に設置された大容量二次電池による過渡安定度向上制御手法」, 電気学会 B 部門論文誌, Vol. 132 -B, No 1, pp.47-56 (2012)

<国際会議における発表>

1. K. Kawabe, A. Yokoyama, ”Minimizing Control of PNS by Multiple FACTS Devices in Power Systems”, *Proc. of Int’l Conf. on Electrical Engineering*, O-106, Sep. 2008
2. K. Kawabe, A. Yokoyama, ”Minimization of Interrupted Power Using Coordinated Control of Multiple Unified Power Flow Controllers, Generators and Load shedding”, *Proc. of IEEE PES Power Tech 2009*, 159, June.2009
3. K. Kawabe, A. Yokoyama, ”Minimization of Interrupted Power by Optimal Power Flow Control with UPFCs and Batteries”, *Proc. of Int’l Conf. on Electrical Engineering*, I9FP0038, Jul. 2009
4. K. Kawabe, A. Yokoyama, ”Coordinated Control of Multiple Unified Power Flow Controllers for Stability Enhancement of the Multi-Machine Power System”, *Proc. of Int’l Conf. on Electrical Engineering*, PSS-08, Jul. 2010
5. K. Kawabe, A. Yokoyama, ” Stability Enhancement by Multiple Unified Power Flow Controllers Using Wide-Area Information in the Multi-Machine Power System”, *Proc. of IEEE PES PowerCon 2010*, FP0514, Oct. 2010
6. K. Kawabe, A. Yokoyama, ” Effective Utilization of Large-Capacity Battery Systems for Transient Stability Improvement in Multi-Machine Power System”, *Proc. of IEEE PES PowerTech 2011*, 151, Jul. 2011
7. K. Kawabe, A. Yokoyama, ”Transient Stability Improvement by UPFC Using Estimated Sensitivities Based on Thevenin’s Theorem and DC Power Flow Method”, *Proc. of Int’l Conf. on Electrical Engineering*, A090-FP, Jul. 2011
8. K. Kawabe, A. Yokoyama, ”A New Control Scheme of Batteries and FACTS Devices for

Transient Stability Improvement in Multi-Machine Power System”, *Proc. of 17 th Power Systems Computation Conference*, 209, Jun. 2011

<国内学会における発表>

1. 河辺, 横山:「複数 UPFC の協調制御による停電範囲の極小化」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-08-97, PSE-08-106, 平成 20 年 8 月
2. 河辺, 横山:「複数 UPFC による停電量極小化制御の改善手法」, 平成 20 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 論文 II, 205, 平成 20 年 9 月
3. 河辺, 横山:「多機系統に設置した複数 UPFC によるダンピング向上制御」, 平成 21 年電気学会全国大会, 6-291, 平成 21 年 3 月
4. 梁田, 河辺, 横山:「複数台の IPFC による送電損失最小化の検討」, 平成 21 年電気学会全国大会, 6-037, 平成 21 年 3 月
5. 河辺, 横山:「複数 UPFC を用いた最適潮流制御による停電範囲の極小化」, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 論文 I, 44, 平成 21 年 8 月
6. 河辺, 横山:「UPFC・二次電池の過負荷現象緩和効果を活用した事故時の停電範囲の極小化に関する研究」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-09-69, PSE-09-77, 平成 21 年 9 月
7. 河辺, 横山:「広域情報を活用した UPFC による多機系統の過渡安定度向上制御」, 平成 22 年電気学会全国大会, 6-142, 平成 22 年 3 月
8. 河辺, 横山:「UPFC の設置点電圧・通過有効電力制御による系統のダンピング向上効果の検証」, 電気学会電力技術・電力系統技術・半導体電力変換合同研究会資料, PE-10-042, PSE-10-041, SPC-10-065, 平成 22 年 3 月
9. 河辺, 横山:「広域情報を活用した複数台の UPFC による多機系統の過渡安定度向上制御」, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 論文 I, 3, 平成 22 年 9 月
10. 河辺, 横山:「等価電圧源の定理・直流法を適用した UPFC-発電機間の感度推定方法の検証」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-10-179, PSE-10-178, 平成 22 年 9 月
11. 河辺, 横山:「大容量二次電池の活用による多機電力系統の過渡安定度向上制御」, 平成 23 年電気学会全国大会, 6-162, 平成 23 年 3 月
12. 河辺, 横山:「基幹系統に設置された大容量二次電池の活用による多機電力系統の過渡安定度向上制御手法」, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 論文 I, 10, 平成 23 年 9 月
13. 河辺, 横山:「広域情報を利用した系統用二次電池の有効活用による電力系統の安定度向上」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-11-176, PSE-11-193, 平成 23 年 9 月

付録

A 補足データ 1 (IEEE RTS-24 系統)

本研究で用いたメッシュ状のテスト系統について，発電機データ（機器容量ベース）を表 A.1~表 A.3 に，调速機・自動電圧調整器のモデル，データを表 A.4，図 A.1，図 A.2 にまとめる。ここで， V_t ， $V_{t,ref}$ は発電機端子電圧とその事故前の値， P_{m0} ， e_{f0} は事故前の機械的入力，励磁電圧である。また， P_{max} は発電機の定格出力とする。

表 A.1 発電機データ

No	Bus	Unit Size (p.u.) (1 p.u. = 100 MVA)			Cost Curve (\$/hr.) $a_k + b_k P_{G,k} + c_k P_{G,k}^2$			Unit Type
		P_{max}	Q_{max}	Q_{min}	a_k	b_k	c_k	
1	1	20	10	0	0.2500	43.5000	200.0000	F2
2	1	20	10	0	0.2500	43.5000	200.0000	F2
3	1	76	30	-25	0.0533	9.2374	164.3492	F3
4	1	76	30	-25	0.0533	9.2374	164.3492	F3
5	2	20	10	0	0.2500	43.5000	200.0000	F2
6	2	20	10	0	0.2500	43.5000	200.0000	F2
7	2	76	30	-25	0.0533	9.2374	164.3492	F3
8	2	76	30	-25	0.0533	9.2374	164.3492	F3
9	7	100	60	0	0.0224	19.7128	287.4982	F4
10	7	100	60	0	0.0224	19.7128	287.4982	F4
11	7	100	60	0	0.0224	19.7128	287.4982	F4
12	13	197	80	0	0.0081	20.2909	378.5918	F6
13	13	197	80	0	0.0081	20.2909	378.5918	F6
14	13	197	80	0	0.0081	20.2909	378.5918	F6
15	15	12	6	0	0.6460	16.8899	49.7108	F1
16	15	12	6	0	0.6460	16.8899	49.7108	F1
17	15	12	6	0	0.6460	16.8899	49.7108	F1
18	15	12	6	0	0.6460	16.8899	49.7108	F1
19	15	12	6	0	0.6460	16.8899	49.7108	F1
20	15	155	80	-50	0.0067	10.2202	207.1786	F5
21	16	155	80	-50	0.0067	10.2202	207.1786	F5
22	18	400	200	-50	0.0006	5.4000	281.9025	N1
23	21	400	200	-50	0.0006	5.4000	281.9025	N1
24	22	50	16	-10	0.0000	0.0000	0.0000	H1
25	22	50	16	-10	0.0000	0.0000	0.0000	H1
26	22	50	16	-10	0.0000	0.0000	0.0000	H1
27	22	50	16	-10	0.0000	0.0000	0.0000	H1
28	22	50	16	-10	0.0000	0.0000	0.0000	H1
29	22	50	16	-10	0.0000	0.0000	0.0000	H1
30	23	155	80	-50	0.0067	10.2202	207.1786	F5
31	23	155	80	-50	0.0067	10.2202	207.1786	F5
32	23	350	150	-25	0.0032	10.1020	350.6398	F7

表 A.2 発電機の機器定数 (その1)

Unit Type	Unit Size (MVA)	H (s)	R (p.u.)	D	T_{d0}' (s)	T_{d0}'' (s)	T_{q0}' (s)	T_{q0}'' (s)
F1	15	2.24	0.84×10^{-3}	0.3	4.750	0.059	0.200	0.035
F2	25	2.24	1.40×10^{-3}	0.5	4.750	0.059	0.200	0.035
F3	85	2.33	2.98×10^{-3}	1.7	5.900	0.042	0.300	0.092
F4	120	2.58	3.84×10^{-3}	2.4	8.970	0.033	0.500	0.070
F5	180	2.57	2.43×10^{-3}	3.6	5.900	0.033	0.535	0.078
F6	215	2.73	1.51×10^{-3}	4.3	5.140	0.044	1.500	0.141
F7	385	3.18	1.93×10^{-3}	7.7	8.500	0.045	0.200	0.060
H1	55	2.47	5.00×10^{-3}	1.1	5.432	0.042	1.500	0.158
N1	450	4.44	3.60×10^{-3}	9.0	6.070	0.055	1.500	0.152

表 A.3 発電機の機器定数 (その2)

Unit Type	x_d (p.u.)	x_d' (p.u.)	x_d'' (p.u.)	x_q (p.u.)	x_q' (p.u.)	x_q'' (p.u.)	x_l (p.u.)
F1	0.750	0.139	0.072	0.732	0.429	0.072	0.080
F2	1.250	0.232	0.120	1.220	0.715	0.120	0.134
F3	1.020	0.187	0.128	0.893	0.323	0.128	0.064
F4	1.200	0.167	0.132	1.116	0.240	0.132	0.074
F5	1.620	0.218	0.162	1.494	0.360	0.162	0.095
F6	1.505	0.299	0.237	1.419	0.839	0.237	0.189
F7	1.540	0.258	0.231	1.656	0.963	0.193	0.173
H1	1.155	0.387	0.347	1.100	0.693	0.347	0.214
N1	1.800	0.396	0.270	1.575	1.080	0.270	0.203

H : 単位慣性定数

R : 固定子抵抗

T_{d0}' : 直軸回路時定数

T_{d0}'' : 直軸回路初期時定数

T_{q0}' : 横軸回路時定数

T_{q0}'' : 横軸回路初期時定数

x_d : 直軸同期リアクタンス

x_d' : 直軸過渡リアクタンス

x_d'' : 直軸初期過渡リアクタンス

x_q : 横軸同期リアクタンス

x_q' : 横軸過渡リアクタンス

x_q'' : 横軸初期過渡リアクタンス

x_l : 電機子漏れリアクタンス

表 A.4 発電機の调速機・AVR データ

Unit Type	$e_{f,max}$ (p.u.)	$e_{f,min}$ (p.u.)	K_A	T_A (s)	K_F	T_F (s)	K_G	T_G (s)
F1	3.57	1.42	25	20.700	0	-	50	2
F2	3.57	1.42	25	20.700	0	-	50	2
F3	3.44	-3.44	25	0.854	0.05	0.35	50	2
F4	3.33	-3.33	25	0.876	0.05	0.35	50	2
F5	3.96	-3.96	25	0.769	0.05	0.35	50	2
F6	3.48	0	25	0.673	0.05	0.33	50	2
F7	3.29	0	25	0.940	0.05	1.00	50	2
H1	3.48	-3.48	25	0.846	0.05	1.00	50	2
N1	3.67	-3.67	25	2.200	0.05	1.00	50	2

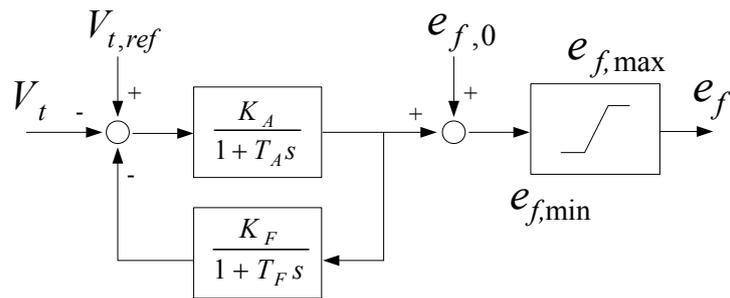


図 A.1 自動電圧調整器 (AVR) モデル

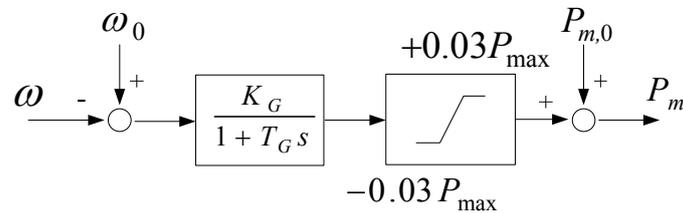


図 A.2 调速機モデル

本系統の送電線データについて表 A.5 にまとめる^[12]。

表 A.5 ブランチデータ

No	Bus i	Bus j	R	X	B	Normal Rating	Short Term Rating	Long Term Rating
1	1	2	0.0026	0.0139	0.4611	1.75	2.00	1.93
2	1	3	0.0546	0.2112	0.0572	1.75	2.20	2.08
3	1	5	0.0218	0.0845	0.0229	1.75	2.20	2.08
4	2	4	0.0328	0.1267	0.0343	1.75	2.20	2.08
5	2	6	0.0497	0.1920	0.0520	1.75	2.20	2.08
6	3	9	0.0308	0.1190	0.0322	1.75	2.20	2.08
7	3	24	0.0023	0.0839	0	4.00	6.00	5.10
8	4	9	0.0268	0.1037	0.0281	1.75	2.20	2.08
9	5	10	0.0228	0.0883	0.0239	1.75	2.20	2.08
10	6	10	0.0139	0.0605	2.4590	1.75	2.00	1.93
11	7	8	0.0159	0.0614	0.0166	1.75	2.20	2.08
12	8	9	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	2.20	2.08
13	8	10	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	2.20	2.08
14	9	11	0.0023	0.0839	0	4.00	6.00	5.10
15	9	12	0.0023	0.0839	0	4.00	6.00	5.10
16	10	11	0.0023	0.0839	0	4.00	6.00	5.10
17	10	12	0.0023	0.0839	0	4.00	6.00	5.10
18	11	13	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	6.25	6.00
19	11	14	0.0054	0.0418	0.0879	5.00	6.25	6.00
20	12	13	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	6.25	6.00
21	12	23	0.0124	0.0966	0.2030	5.00	6.25	6.00
22	13	23	0.0111	0.0865	0.1818	5.00	6.25	6.00
23	14	16	0.0050	0.0389	0.0818	5.00	6.25	6.00
24	15	16	0.0022	0.0173	0.0364	5.00	6.25	6.00
25	15	21	0.0063	0.0490	0.1030	5.00	6.25	6.00
26	15	21	0.0063	0.0490	0.1030	5.00	6.25	6.00
27	15	24	0.0067	0.0519	0.1091	5.00	6.25	6.00
28	16	17	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	6.25	6.00
29	16	19	0.0030	0.0231	0.0485	5.00	6.25	6.00
30	17	18	0.0018	0.0144	0.0303	5.00	6.25	6.00
31	17	22	0.0135	0.1053	0.2212	5.00	6.25	6.00
32	18	21	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	6.25	6.00
33	18	21	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	6.25	6.00
34	19	20	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	6.25	6.00
35	19	20	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	6.25	6.00
36	20	23	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	6.25	6.00
37	20	23	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	6.25	6.00
38	21	22	0.0087	0.0678	0.1424	5.00	6.25	6.00

B 補足データ 2 (電気学会 西 10 機系統)

本研究で用いた串形のテスト系統について、過渡安定度解析で用いた発電機データ（機器容量ベース）を表 B.1~表 B.2 にまとめる。また、調速機・自動電圧調整器のモデル、データを表 B.3, 図 B.1, 図 B.2 にまとめる。ここで、 V_t , $V_{t,ref}$ は発電機端子電圧とその事故前の値、 P_{m0} , e_{f0} は事故前の機械的入力、励磁電圧である。また、 P_{max} は発電機の定格出力とする。基準容量は 1000 MVA とする。

表 B.1 発電機の機器定数 (その 1)

No.	Unit Size (MVA)	H (s)	R (p.u.)	D	T_{d0}' (s)	T_{d0}'' (s)	T_{q0}' (s)	T_{q0}'' (s)
1	15000	3.5	0	20	1	0.03	1	0.03
2	10000	3.5	0	20	1	0.03	1	0.03
3	10000	3.5	0	20	1	0.03	1	0.03
4	10000	3.5	0	20	1	0.03	1	0.03
5	10000	3.5	0	20	1	0.03	1	0.03
6	10000	3.5	0	20	1	0.03	1	0.03
7	10000	3.5	0	20	1	0.03	1	0.03
8	5000	3.5	0	20	1	0.03	1	0.03
9	10000	3.5	0	20	1	0.03	1	0.03
10	30000	3.5	0	20	1	0.03	1	0.03

表 B.2 発電機の機器定数 (その 2)

No.	x_d (p.u.)	x_d' (p.u.)	x_d'' (p.u.)	x_q (p.u.)	x_q' (p.u.)	x_q'' (p.u.)	x_l (p.u.)
1	1.7	0.35	0.25	1.7	0.35	0.25	0.225
2	1.7	0.35	0.25	1.7	0.35	0.25	0.225
3	1.7	0.35	0.25	1.7	0.35	0.25	0.225
4	1.7	0.35	0.25	1.7	0.35	0.25	0.225
5	1.7	0.35	0.25	1.7	0.35	0.25	0.225
6	1.7	0.35	0.25	1.7	0.35	0.25	0.225
7	1.7	0.35	0.25	1.7	0.35	0.25	0.225
8	1.7	0.35	0.25	1.7	0.35	0.25	0.225
9	1.7	0.35	0.25	1.7	0.35	0.25	0.225
10	1.7	0.35	0.25	1.7	0.35	0.25	0.225

表 B.3 発電機の調速機・AVR データ

No.	$e_{f,\max}$ (p.u.)	$e_{f,\min}$ (p.u.)	K_A	T_A (s)	K_G	T_G (s)
1	3.5	0	3	0.5	100	2
2	3.5	0	3	0.5	100	2
3	3.5	0	3	0.5	100	2
4	3.5	0	3	0.5	100	2
5	3.5	0	3	0.5	100	2
6	3.5	0	3	0.5	100	2
7	3.5	0	3	0.5	100	2
8	3.5	0	3	0.5	100	2
9	3.5	0	3	0.5	100	2
10	3.5	0	3	0.5	100	2

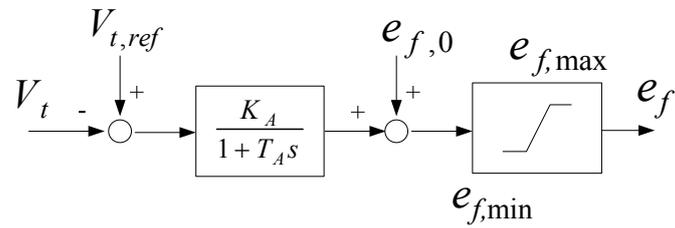


図 B.1 自動電圧調整器 (AVR) モデル

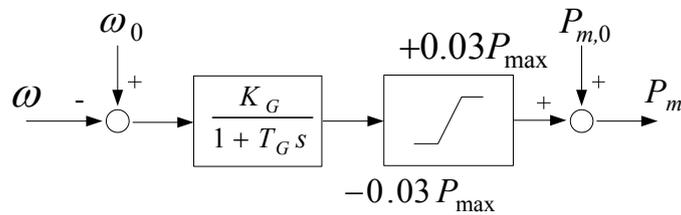


図 B.2 調速機モデル

C UPFC 設置系統における経済負荷配分

本論文では、2台のUPFCが設置されたメッシュ状のテスト系統を用いた解析を行う際に、事故前の定常状態における発電機出力やUPFCの各操作変数の動作点を、燃料費の最小化を目的関数とした最適潮流計算（経済負荷配分）によって決定した。このとき、UPFCの設置位置は、燃料費の削減に対して効果的な位置を選定した。UPFCによる系統平常時の発電コスト削減効果を確認するために、表C.1にUPFC設置・非設置時の発電コストを示す。この結果から分かるように、UPFCの設置によって発電コストが削減されていることが分かる。ここでは、系統平常時におけるUPFCの活用による燃料費削減の機構について述べたあと、UPFC設置系統における経済負荷配分制御の定式化を行う。

表C.2にUPFC設置・非設置時においてELDにより得られた発電機出力を示す。UPFCを設置した場合には、UPFC非設置の場合に比べて、母線13の発電コスト単価の高い石油火力発電機による供給量の一部が、母線15,16における発電コスト単価の低い石炭火力発電機の供給量の一部に持ち替えられており、それによって発電コストの削減が行われている。この発電機の持ち替えは、系統内に設置された2台のUPFCの働きによって可能になっている。

UPFC非設置の場合では、母線16-14間を流れる皮相電力潮流が、この送電線の熱容量制約の限界に達することで、母線15・母線16における石炭火力発電機の出力が制約を受け、表C.2で示した値に定まる。それに対し、UPFCを設置した場合には、UPFC1の働きによって、母線16-14間の皮相電力潮流を熱容量定格の限界値に維持しつつ、母線25-19間の送電線上を流れる有効電力を増加させることが可能となり、UPFC非設置の場合よりも母線15・母線16における石炭火力発電機の出力を上昇させることができる。またその際に、UPFC2の働きによって、母線26-13間の有効電力潮流を増加させ、母線23-20間の有効電力潮流を減少させることで、図C.1に示すような潮流の変化を作りだしている。このとき2台のUPFCは、表C.3に示す大きさ $|V_d|$ の電圧を系統に対して直列に印加することによって、潮流制御を行っている。

表 C.1 UPFC 設置・非設置時における発電コストの比較

	with UPFCs (\$/hr.)	w/o UPFCs (\$/hr.)
Cost	572494	573330

表 C.2 UPFC 設置・非設置時における発電機出力 P_G の比較

no	bus	P_G (p.u.) with UPFCs	P_G (p.u.) w/o UPFCs	size (p.u.)	type
1	1	0	0	0.20	Oil
2	1	0	0	0.20	Oil
3	1	0.760	0.760	0.76	Coal
4	1	0.760	0.760	0.76	Coal
5	2	0	0	0.20	Oil
6	2	0	0	0.20	Oil
7	2	0.760	0.760	0.76	Coal
8	2	0.760	0.760	0.76	Coal
9	7	0.767	0.767	1.00	Oil
10	7	0.766	0.767	1.00	Oil
11	7	0.767	0.767	1.00	Oil
12	13	<u>1.031</u>	<u>1.328</u>	1.97	Oil
13	13	<u>1.031</u>	<u>1.329</u>	1.97	Oil
14	13	<u>1.032</u>	<u>1.328</u>	1.97	Oil
15	15	0	0	0.12	Oil
16	15	0	0	0.12	Oil
17	15	0	0	0.12	Oil
18	15	0	0	0.12	Oil
19	15	0	0	0.12	Oil
20	15	<u>1.550</u>	<u>0.997</u>	1.55	Coal
21	16	<u>1.550</u>	<u>1.067</u>	1.55	Coal
22	18	3.838	4.000	4.00	LWR
23	21	4.000	4.000	4.00	LWR
24	22	0.500	0.500	0.50	Hydro
25	22	0.500	0.500	0.50	Hydro
26	22	0.500	0.500	0.50	Hydro
27	22	0.500	0.500	0.50	Hydro
28	22	0.500	0.500	0.50	Hydro
29	22	0.500	0.500	0.50	Hydro
30	23	1.550	1.550	1.55	Coal
31	23	1.550	1.550	1.55	Coal
32	23	3.500	3.500	3.50	Coal

表 C.3 定常時の UPFC の制御変数(Case I)

No	Node i	Node j	Q_{inj} (p.u.)	V_u (p.u.)	ϕ (deg)
1	16	25	-0.844	0.135	1.308
2	23	26	-0.850	0.155	1.626

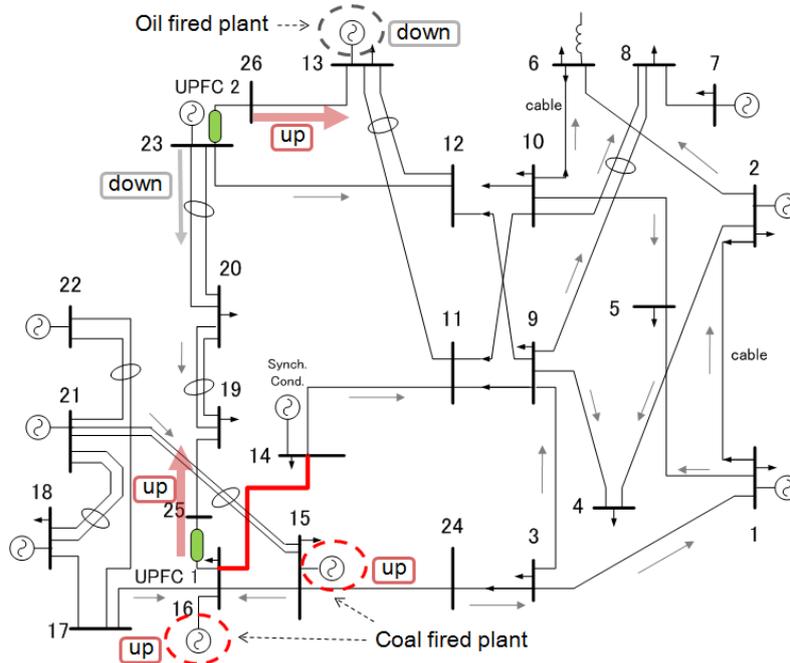


図 C.1 UPFC の設置による発電機持ち替えの様子

UPFC 設置系統における事故前の定常状態を作成するための最適潮流計算を以下で定式化する。

制御変数 \mathbf{u} :

$$\mathbf{u} = [P_G, Q_G, Q_{inj}, |V_U|, \phi, B_{phase}]^T \dots\dots\dots (C.1)$$

目的関数 $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 発電コストの最小化

$$\text{Minimize } f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \sum_{i=1}^G (a_i + b_i P_{G,i} + c_i P_{G,i}^2) \dots\dots\dots (C.2)$$

等式制約 $h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線潮流等式

$$P_i(\mathbf{V}) + P_{L,j} - P_{G,k} - P_{UP,l}(\mathbf{V}, |V_{Uj}|, \phi) = 0 \dots\dots\dots (C.3)$$

$$Q_i(\mathbf{V}) + Q_{L,j} - Q_{G,k} - Q_{UP,l}(\mathbf{V}, |V_{Uj}|, \phi, Q_{inj}) = 0 \dots\dots\dots (C.4)$$

$$(i \in N, j \in L, k \in G, l \in U)$$

- 母線電圧基準
 $\angle(V_{13})=0$ (C.5)

不等式制約 $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- 母線電圧制約
 $0.95 \leq |V_i| \leq 1.05 \quad (i \in N)$ (C.6)

- 送電線潮流制約
 $0 \leq S_{line,i} \leq S_{Normal,i} \quad (i \in B)$ (C.7)

- 負荷制約
 $0 \leq P_{L,i} \leq P_{L,initial,i}$ (C.8)

- 発電機出力制約
 $0 \leq P_{G,i} \leq P_{G,max,i} \quad (i \in G)$ (C.9)

$$0 \leq Q_{G,i} \leq Q_{G,max,i} \quad (i \in G) \text{(C.10)}$$

- UPFC の制約：直列変圧器定格の制約，インバータを通過する皮相電力の制約
 $0 \leq |V_{U,i}| \leq 0.2 \quad (i \in U)$ (C.11)

$$-PQ_{max1} \leq PQ_{inv1} \leq PQ_{max1} \quad (i \in U) \text{(C.12)}$$

$$-PQ_{max2} \leq PQ_{inv2} \leq PQ_{max2} \quad (i \in U) \text{(C.13)}$$

- 調相設備を通過する皮相電力の制約
 $-0.5 \leq Q_{SVC,i}(V_i, B_{phase,i}) \leq 0.5 \quad (i \in P)$ (C.14)

D 系統計算

3.2節では、過渡安定度解析においてUPFCや二次電池を等価電流源として模擬することを述べた。ここでは、過渡安定度解析において電流源を扱う場合に必要となる系統計算について簡単にまとめる。

電力系統の母線電圧と母線注入電流の関係は、式(D.1)で表される。

$$\begin{bmatrix} I_G \\ I_L \end{bmatrix} = [Y] \begin{bmatrix} V_G \\ V_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_G \\ V_L \end{bmatrix} \dots\dots\dots (D.1)$$

ここで、 Y は負荷の定インピーダンス成分を織り込んだノード間アドミタンス行列、 $V_G \cdot I_G$ は発電機母線における電圧・注入電流、 $V_L \cdot I_L$ は発電機母線以外の母線（負荷母線）における電圧・注入電流を示している。負荷母線における注入電流 I_L に関して、負荷の定インピーダンス成分はアドミタンスとして織り込んであるために、定電流成分が存在しない場合には I_L は零行列となる。それに対して、電流源モデルで表現される電力制御機器を扱う場合には、電力制御機器の設置母線に対応する I_L の成分が零以外の値をとる。

式(D.1)を解くと、

$$I_G = (Y_{GG} - Y_{GL}Y_{LL}^{-1}Y_{LG})V_G + Y_{GL}Y_{LL}^{-1}I_L \dots\dots\dots (D.2)$$

が得られる。

さらに、発電機端子電圧を内部誘起電圧 E_G 、発電機電流 I_G によって表現した

$$[V_G] = [E_G] - [Z'] [I_G] \dots\dots\dots (D.3)$$

を式(D.2)に代入して、式(D.4)-(D.7)の関係式が得られる。

$$I_G = Y_G E_G + K I_L \dots\dots\dots (D.4)$$

$$Y' = Y_{GG} - Y_{GL}Y_{LL}^{-1}Y_{LG} \dots\dots\dots (D.5)$$

$$Y_G = (I + Y'Z')^{-1}Y' \dots\dots\dots (D.6)$$

$$K = (I + Y'Z')^{-1}Y_{GL}Y_{LL}^{-1} \dots\dots\dots (D.7)$$

ここで、 I は（発電機数）×（発電機数）の単位行列である。

式(D.2)において、 I_L に含まれる電力制御機器からの注入電流は、電力制御機器の操作変数に加え、設置点の母線電圧にも依存するため、 $I(I_G, I_L), V$ を得るためには、式(D.1)、式(D.4)の非線形連立方程式を解くことになる。この計算を系統計算と呼ぶ。系統計算において扱う変数は、発電機母線における電圧 V_G ・電流 I_G 、UPFC・二次電池からの注入電流を含んだ負荷母線における電圧 V_L ・電流 I_L である。