

超電導限流器による電力系統の総合的安定化に関する基礎的研究

(課題番号 13650293)

平成13年度～平成14年度科学研究費補助金〔基盤研究(C)(2)〕

研究成果報告書

平成15年6月



00008668539

田 村 淳 二

(北見工業大学工学部教授)

は し が き

本研究では、電力系統における同期発電機に直列に超電導限流器を挿入し、系統での故障発生時に、故障電流の限流、発電機の過渡安定度改善、タービン軸系のねじれ振動トルクの抑制を同時に達成できるような総合的安定化装置の実現を目的として、その基礎的検討を行ったものである。最近の電力系統は非常に大規模・複雑化しており、短絡容量の増大に対抗する手段として超電導限流器が注目されており、一方、系統の過渡安定度の維持も益々重要な課題となっている。超電導限流器の本来の目的は故障電流の限流であるが、限流インピーダンスを高抵抗形とすることにより過渡安定度改善に加えて発電機・タービン軸系における軸損傷の原因となる軸ねじれトルクをも抑制できることが分かっている。従って、超電導限流器の導入によって、故障電流の限流、同期発電機の過渡安定度改善、タービン軸系のねじれ振動の低減の3点の問題を一挙に解決できる総合的な安定化装置を構成することが可能である。本装置の実用化へ向けた理論的基盤を確立するために、本研究では多機電力系統モデルを対象として汎用プログラムEMTP/ATPを用いた計算機シミュレーションをベースとして検討を行い、上記3点の問題を同時に解決するための超電導限流器の最適限流インピーダンス値、超電導限流器の適切な臨界電流値(常電導転移する電流設定値)、超電導限流器の適切な設置箇所等に関する結果を明らかにしている。

研究組織

研究代表者：田村 淳二（北見工業大学工学部教授）

交付決定額(配分額)

(金額単位：千円)

	直接経費	間接経費	合 計
平成13年度	1 3 0 0	0	1 3 0 0
平成14年度	1 1 0 0	0	1 1 0 0
総 計	2 4 0 0	0	2 4 0 0

研究発表

(1)学会誌等

1. M.Yagami, T.Ounishi, T.Murata, J.Tamura : Enhancement of Power System Transient Stability by Superconducting Fault Current Limiter, Proc. of IASTED International Conference Power and Energy Systems 2001, p.673~678, 2001/7.
2. 矢神 雅規、村田 年昭、田村 淳二：超電導限流器による無電圧時間の延長に関する検討(研究開発レター)、電気学会論文誌Vol.122-B, No.1, p.147~148, 2002/1.
3. M.Yagami, T.Murata, J.Tamura : Enhancement of Power System Transient Stability by Superconducting Fault Current Limiter, Conference Record of ICEM 2002 (International Conference on Electrical Machines), No.147 (6 pages), 2002/8.
4. M.Yagami, S.Shibata, T.Murata, J.Tamura : Improvement of Power System Transient Stability by Superconducting Fault Current Limiter, Proc. of IEEE/PES

543
T2 82

00008668539

北見工業大学

官庁刊行物

Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002 - Asia Pacific,
p. 359～364, 2002/10.

5. 矢神 雅規、村田 年昭、田村 淳二：過渡安定度改善のための最適再閉路に関する検討，
電気学会論文誌B, Vol.123, No.1, p.13～20, 2003/1.
6. 矢神 雅規、柴田 真輔、村田 年昭、田村 淳二：多機系統における同期発電機の超電導
限流器による安定化に関する検討－2機無限大母線系統による解析－，電気学会論文誌B,
Vol.123, No.2, p.133～142, 2003/2.

(2) 口頭発表

1. 矢神 雅規、泉亨 克憲、村田 年昭、田村 淳二：再閉路失敗時における同期発電機の超
電導限流器による安定化，電気学会回転機研究会資料RM-01-118, 2001/10.
2. 矢神 雅規、柴田 真輔、村田 年昭、田村 淳二：多機系統における同期発電機の超電導
限流器による安定化に関する検討，平成14年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集
(分冊A)、論文I, No. 37, p.253～259, 2002/8.
3. 矢神 雅規、村田 年昭、田村 淳二：過渡安定度改善のための最適再閉路に関する検討，
電気学会電力技術研究会資料PE-02-5, 2002/9.

目次

第1章	序論	1
第2章	超電導限流器による電力系統の総合的安定化に関する検討Ⅰ (1 機無限大母線系統モデルによる解析)	5
2-1	限流器	5
2-1-1	限流器の適用目的	
2-1-2	限流器の基本特性	
2-1-3	限流器の種類	
2-1-4	超電導限流器	
2-2	系統故障時における同期発電機の超電導限流器による 安定化に関する検討	14
2-2-1	シミュレーション方法	
2-2-2	シミュレーション結果	
2-2-2-1	故障電流の抑制	
2-2-2-2	発電機トルク振動の抑制	
2-2-2-3	発電機負荷角動揺の抑制	
2-2-2-4	発電機端子過渡過電圧の抑制	
2-2-2-5	タービン軸トルク振動の抑制	
2-2-3	まとめ	
2-3	各種系統条件下での最適限流素子抵抗値	32
2-3-1	故障点、初期発電機出力、端子電圧の影響	
2-3-1-1	シミュレーション方法	
2-3-1-2	シミュレーション結果	
2-3-2	発電機定数の影響	
2-3-2-1	シミュレーション方法	
2-3-2-2	シミュレーション結果	
2-3-3	まとめ	
2-4	超電導限流器誤作動時における検討	42
2-4-1	シミュレーション方法	
2-4-2	シミュレーション結果	
2-4-2-1	誤作動時における発電機応答	

2-4-2-2	予備限流器による復帰対策	48
2-4-3	まとめ	
2-5	超電導コイルのクエンチ時間に関する検討	48
2-5-1	シミュレーション方法	
2-5-2	シミュレーション結果	
2-5-3	まとめ	
2-6	再閉路失敗時における同期発電機の超電導限流器による安定化に関する検討	51
2-6-1	シミュレーション方法	
2-6-2	シミュレーション結果	
2-6-2-1	再閉路失敗時に関する検討結果	
2-6-2-2	無電圧時間の影響に関する検討結果	
2-6-3	まとめ	
2-7	超電導限流器による無電圧時間の延長に関する検討	61
2-7-1	シミュレーション方法	
2-7-2	シミュレーション結果	
2-7-3	まとめ	
第3章	超電導限流器による電力系統の総合的安定化に関する検討Ⅱ (多機系統モデルによる解析)	66
3-1	2機無限大母線系統における同期発電機の超電導限流器による安定化に関する検討	66
3-1-1	シミュレーション方法	
3-1-2	シミュレーション結果	
3-1-2-1	臨界電流値の決定	
3-1-2-2	故障電流の抑制	
3-1-2-3	安定度の改善	
3-1-2-4	故障電流の上昇	
3-1-2-5	タービン軸トルク振動の抑制	
3-1-2-6	臨界故障除去時間の延長	
3-1-3	まとめ	
3-2	WEST10機系統における同期発電機の超電導限流器による安定化に関する検討	92
3-2-1	シミュレーション方法	
3-2-2	シミュレーション結果	

3-2-2-1	臨界電流値の決定	107
3-2-2-2	故障電流の抑制	107
3-2-2-3	安定度の改善	110
3-2-3	まとめ	110
第4章	最適再閉路による電力系統の安定化に関する検討	107
4-1	最適再閉路について	107
4-2	過渡安定度改善のための最適再閉路に関する検討	110
4-2-1	最適再閉路(ORCT)の決定方法	110
4-2-2	多機系統モデルによる検証	110
4-2-2-1	9母線系統モデルによる検証	110
4-2-2-2	電気学会標準モデル(WEST10)による検証	110
4-2-3	オンライン応用	110
4-2-4	まとめ	110
第5章	結論	131
参考文献		133

第1章 序論

わが国における電力需要は、経済社会の高度化、国民生活の高度化等を反映して、省エネルギー対策の着実な進展による減少要因を踏まえても、今後、堅調な伸びが見込まれており、2050年には現状の2倍に達すると予測されている⁽¹⁾。このため、電力需要の増加に相応して電力系統が拡大連系されていくと思われるが、それに加えて、近年では環境保全や電力市場の規制緩和を背景とする太陽光発電や風力発電、燃料電池などの分散型電源の増加、さらに、首都圏を中心とする電源立地難による発電設備の遠隔化・偏在化のために、系統全体が拡大すると共に複雑化の傾向を示している。今後、このような傾向は、環境問題に取り組む動きが活発になるにつれてより顕著になると思われ、従って、系統短絡故障時に発生する故障電流の増大化や同期発電機の安定度に関する問題が深刻化し、その対策がより重要となってきた。

本研究は、同期発電機の安定化に関する研究として、このような系統において如何にして同期発電機の脱調や運転停止のない信頼性の高い発電機運転を実現していくかを検討したものである。同期発電機の安定度は重要な問題であり、これまでに制動抵抗方式など様々な安定化対策が検討されているが、本研究で提起する安定化対策は、超電導限流器による同期発電機の安定化、ならびに最適再閉路操作⁽³⁾による同期発電機の安定化である。超電導限流器は故障電流を抑制するための装置であるが、同期発電機の安定化にも貢献できる装置として知られている。また、最適再閉路は事故復旧操作である遮断器による再閉路操作において、再閉路後の安定度が最も改善される再閉路時間での再閉路のことである。本研究は、このような2つの方式による同期発電機の過渡安定度改善、並びにタービン軸系のねじれトルク振動の抑制に関する検討を行い、同期発電機の総合的安定化のための新しい方法として提案するものである。

本報告書の構成は、第2章（一機系統での解析）、第3章（多機系統での解析）において超電導限流器による電力系統の総合的安定化について論じ、第4章では最適再閉路による電力系統の安定化に関する検討結果を報告する。以下に、超電導限流器、および最適再閉路操作による同期発電機の安定化に関する研究背景をそれぞれ記す。但し、最適再閉路については、第4章1節において詳述しているのでここでは概略とする。

(1) 超電導限流器による電力系統の安定化

現在、500kV などの基幹系統で使用されている遮断器の定格遮断容量の最大は 63kA であるが、今後、系統規模の拡大・複雑化に伴い、系統の連系点などでは故障電流の最大値が遮断器の定格を超える状況が考えられる。そこで、故障電流増大の対策として、現状では可能なかぎり系統を連系することを前提とした発電所母線の常時分離や連系送電線の常時分離運用をするなど、系統構成上の工夫により故障電流が既設遮断器の定格遮断容量を超えないような対策が実施されている⁽²⁾。しかし、母線や系統を常時分離運用する場合には、万一、過酷な系統故障が発生したときにも電力系統が不安定とならないよう考慮する必要がある、系統構成上の制約が生じる。

一方、系統の最大短絡電流の格上げを行う場合には、遮断器の遮断性能向上およびその他直列機器の短時間耐電流性能の向上が必要である。このため、大容量遮断器の開発や、既設直列機器に対しては、機器の過電流強度が問題となるため、故障電流通過時の機器の熱的強度、電磁力に対する機械的強度および電線の短時間耐電流容量や碍子類の耐アーク性能などの検討が必要である。

このように、短絡電流の格上げは、多数の遮断器をはじめとするその他直列機器の大幅な取替えや改修などの対策が必要であり、すなわち、全系的な抜本対策となることから多くの費用と時間を要することになる。

しかし、設備的な抑制対策の一つとして、将来的に限流器などの新技術の適用が可能となれば、既設設備に大幅な変更なく故障電流を抑制できることから、機器や電線などの短絡強度・短時間耐電流の許容値を軽減することが可能となる。このため、設備対策に関わるコストの大幅な低減および機器のコンパクト化が期待できる。また、近年の電力系統への超電導応用に関する研究が活発であるように、将来、電力系統には多くの超電導設備が導入されることが予想され、これら超電導設備は大電流化に特徴が見出されるので、限流器の存在意義は極めて高いものとなる。

限流器は、現在までに低圧配電系統において一部実用化されているが、過渡電流が問題となる基幹系統では実用化されていない⁽²⁾ (2001 年 12 月現在)。これは、現時点では現行の系統運用で対処できる故障電流値に収まっていることもあるが、限流器の設計に必要なシミュレーションでの解析データや試験機での実験データが十分にそろっていないことに起因する。限流器にはアーク抵抗を利用したもの、超電導現象を利用したもの

の、パワーエレクトロニクスを利用したもの等種々の動作方式があり、各種系統条件や用途に適宜適当な限流器の選定ができるという利点はあるものの、それぞれの仕様や特性が異なることで実運転に必要なデータ量が多い。

そこで、本報告書の第2章、第3章では、限流器の実用化の助長データとして、限流器を含む系統において様々な系統条件で故障計算を行い、故障電流の抑制、同期発電機の安定化、並びにタービン軸系のねじれトルク振動の抑制に効果的な限流器のパラメータに関する検討を行うと共に、限流器運用時における諸特性や問題点、その解決策についての検討結果を報告する。なお、限流器には種々の動作方式があるが、本研究では超電導現象のクエンチを利用して動作する S/N（超電導／常電導）転移型超電導限流器⁽¹⁾を想定して検討を行った。

(2) 最適再閉路による電力系統の安定化

第4章では、現行の電力系統供給信頼度の維持対策を見直し、今後、益々多様化していくものと思われる電力系統において、電力供給信頼度を向上させるための一つの手段として考えられる過渡安定度改善のための最適再閉路に関する検討結果を報告する。

一般に、再閉路時の発電機状態によって再閉路後の発電機動揺が大きく変化するが、最適再閉路とは再閉路後の発電機動揺が最も抑制される再閉路時間のことであり、この最適再閉路時間を決定するための手法を本章では提案した。現在の再閉路は、安定度が改善される最適な再閉路時間に設定されておらず、電圧階級ごとに一律に定められた無電圧時間を経て実施されている⁽⁴⁾。しかし、上記のように電力系統は益々複雑化する傾向にあることから、このような再閉路方式では、今後、電力供給信頼度の維持、または向上に努めることが難しいのではないかと考えられる。そこで、同期発電機の安定化、あるいは電力供給信頼度の向上対策として、第4章では最適再閉路時間を決定するための手法を提案すると共に、本手法の有効性を検証するために、シミュレーションによる解析を行った。

第2章 超電導限流器による電力系統の総合的安定化に関する検討Ⅰ

(1 機無限大母線系統モデルによる解析)

2-1 限流器

過大な故障電流を確実に遮断することは電力供給の信頼性保持と機器破損の回避の点から重要である。序論において述べたように、今後、故障電流はますます増大すると思われ、さらに、将来超電導機器を導入した電力システムでは大電流化に特徴が見出されるので経済効果および供給信頼度の向上の上で限流器の存在意義は極めて高い。そこで本節では、限流器の電力系統への適用目的と、現在までに各方面で研究・開発が行われている各種限流器の基本的な動作方式、電力系統への超電導応用として最も実現性と必要性が高いと言われている超電導限流器について簡単に紹介する。

2-1-1 限流器の適用目的

限流器は種々の動作方式が提案されているが、基本的には故障発生時に系統にインピーダンスを挿入することにより故障電流を抑制するものである。電力系統へ限流器を適用する目的は、限流器のこの基本機能を用いることによって、直接的効果としての故障電流の抑制・短絡容量抑制、その結果としての電圧瞬時低下の抑制、系統安定度の向上、タービン軸系のねじれ振動の抑制などが考えられる。各適用目的の具体的内容と適用効果を表 2.1⁽²⁾に示す。このように、限流器は故障電流の抑制だけでなく多くの波及効果を有しており、電力供給信頼度の向上に大きく貢献するものとして期待されている。

表 2.1 限流器の適用目的と適用効果

	適用目的	内容	適用効果
機器のコストダウン	故障電流の抑制	大規模発電所の引出口など、局所的に遮断器の遮断容量限界を超える箇所に設置し、送電線故障時の故障電流を遮断容量以下に限流する。遮断器、電線などの直列機器の短時間耐電流の格上げや、通信線への誘導障害対策が不要となる。	遮断器、電線などの短時間耐電流の格上げを不要にすることにより、コスト低減を図れる。
	機器の耐電磁力設計の低減	変圧器等の直列設備と組み合わせて限流装置を設置し、系統故障時の故障電流を抑制することにより、直列設備の耐電磁力や短時間耐電流性能の向上の必要性を低減し、コンパクト化とコスト低減を可能とする。	変圧器等の直列設備のコンパクト化、コストダウンにより、工事費の低減が可能になる。
系統運用の柔軟化	瞬時電圧低下の防止	系統故障発生から故障除去までの間、瞬時電圧低下が発生するが、短絡電流の抑制により電圧低下の改善が可能となる。	電力品質の向上と電圧低下時対応業務の軽減が可能となる。
	短絡容量の抑制	系統の連系点や基幹変電所のブスタイなどに設置し、系統故障時の故障電流を抑制することにより、短絡容量の抑制を図る。本来は系統分離すべき箇所に限流装置を設置することによって、常時の系統連系が可能となり、効率的な設備形成が図れる。	供給信頼度を向上させながら、短絡容量が低減できるので、より柔軟な系統計画・運用が可能になる。
	系統安定度の向上	系統故障発生時に、故障電流を高速限流して、故障除去までの発電機の加速エネルギーを小さくすることにより、系統の過渡安定度を向上させる。限流装置の方式によっては、故障除去後の系統動揺の抑制効果もある。	送電線の送電容量限界を向上させることにより、柔軟な系統計画・運用が可能になる。

2-1-2 限流器の基本構成

限流器は、種々の動作方式があるがいずれの場合も常時は低インピーダンスで、故障電流を抑制する場合に高インピーダンスに変わる図 2.1 に示すような構成要素の組み

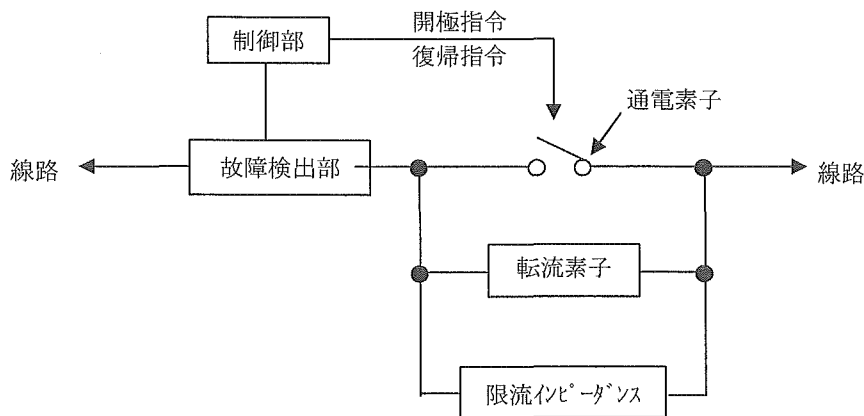


図 2.1 限流器の基本構成要素

合わせを基本としている。検出部は、過大な電流が流れているかどうかを検出する部分で、種類によってはもたないものもある。転流部は、速やかに過大電流を系統からバイパスさせるスイッチの役目をする。限流部は、系統に直列に抵抗やリアクトルなどを挿入し、電流を抑制する部分である。遮断部は、電流が抑制されて遮断能力以内になったときに動作し、これ以上故障電流が流れないようにする部分である。復帰部は、事故原因が除かれるとともに、再び元に戻す部分である。

以上のように限流器は、故障の検出→故障電流のバイパス→限流→遮断器による故障線の遮断→定常状態へ復帰→故障の検出…と繰り返し使用できる故障電流抑制装置である。

2-1-3 限流器の種類

近年のパワーエレクトロニクスや超電導技術の進歩から、これらを利用した限流技術の研究も進められるようになり、限流器といっても多くの構成、種類を有している。一般に限流器に求められる性能として、

- ・ 常時はインピーダンスが極力小さく、限流動作時には大きいこと
- ・ 事故時の動作速度が速く、所定の電流で確実に限流動作すること
- ・ 繰り返し動作に耐え、限流特性の劣化が生じないこと

がある。現在、これら要求に適った限流器として以下のようなものが研究されている。

- ・ アーク・抵抗を利用した限流器
- ・ 半導体を利用した限流器
- ・ 超電導を利用した限流器

各種限流器は、それぞれに一長一短があり、どの限流器が良いということは一概に言えず、各方式の限流器が平行して研究開発されているといった状況である。しかし、今後の限流器実用化に向けた研究としては、いずれも大いに期待できるものであり、将来的には各限流器に最も適した環境においてそれぞれ使用されると思われる。以下に各限流器の特性を述べる。

アーク・抵抗を利用した限流器

アークを利用した限流器は、短絡電流を遮断するスイッチ部とスイッチ部の開放後の電流を転流させ限流するインピーダンス部からなる高速度転流式が基本である。限流作用は、基本的には回路に抵抗を挿入し、逆電圧を発生させることで生じる。その抵抗は、通電接触子を開放することにより発生するアーク抵抗を利用し、アークの電界、極間、電極降下で電圧を制御できる。電界を制御するために、絶縁性と消弧性に優れた SF_6/N_2 ガスを使用する。図 2.2 にアーク駆動式限流器の基本構成を示す。通電は SF_6/N_2 ガス中に設定された一对の接点によりなされ、短絡が発生すると高速スイッチが開極し、接点間アーク電圧により、短絡事故電流を転流素子（限流ヒューズ）に転流する。短絡事故電流により限流ヒューズは動作し、短絡事故電流を限流するとともに、限流インピーダンスへ転流する。アークを高速に限流素子へ転流させるために、接点の高速開極性能をもつ高速スイッチが必要であり、ここではコンデンサの放電電流を利用する方式が適用されている。

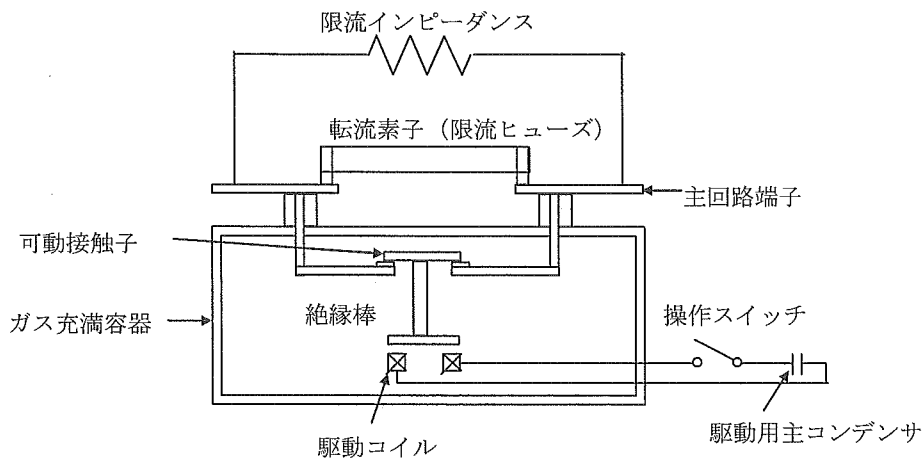


図 2.2 高速度機械転流式限流器の構成

本方式では、高速スイッチの導入により高速に抵抗を発生することができ、開極時間が約 0.1ms と非常に高速な開極が可能であるという報告がある。しかし、アーク抵抗を利用するため、アーク制御が困難であること、アークを頻繁に利用することで機器的劣化が著しいこと、また地球温暖化指数の高い SF_6 ガスをアーク消弧用に使用することなどの問題がある。

半導体を利用した限流器

半導体パワーデバイス、スイッチング時に機械的動作やアークの発生を伴わないため、従来の機械式接点と比較して ms 以下のスイッチングが可能で繰り返し寿命が格段に長いなどの特長をもつ。図 2.3 に半導体式限流器の基本構成を示す。GTO により構成した主遮断部に限流抵抗と過電圧抑制素子を並列に、開閉器を直列に接続している。短絡事故が発生した場合、短絡電流の立ち上がりを過電流検出器で検出し、GTO をターンオフすることで、短絡電流を高速遮断し、並列抵抗で限流する。限流動作後は GTO をターンオンすることで、定常状態回復後の復帰作用も容易である。また、GTO は熱耐力に優れており、電力分野での適用技術も確立している。

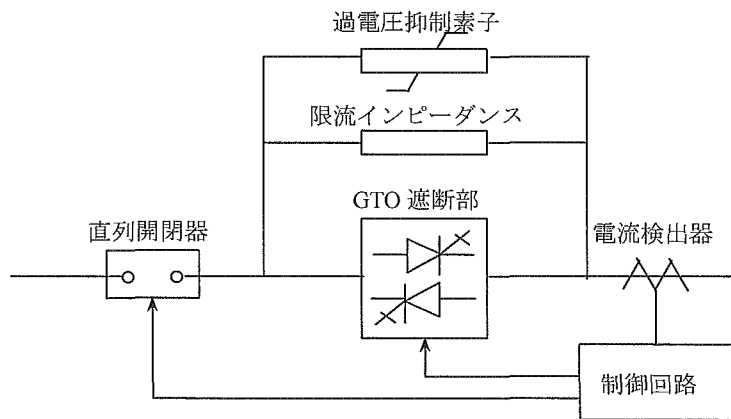


図 2.3 半導体式限流遮断器の基本構成

限流器は、短絡電流を一刻も速く限流させるために、突如として回路に出現させる直列インピーダンスであり、素早いスイッチングが要求される。従って、半導体式限流器は、高速なスイッチングと繰り返し動作に優れた方式である。しかし、GTO に限ってはスナバ回路が大きいこと、バルブ寸法が大きいこと、回路構成が複雑なことなどの難点がある。そこで、GTO に変わって GCT(Gate Commutated Turn-off)サイリスタを使用することで、スナバレス化を図る試みも行われている。但し、GCT はコスト的に高価である。

超電導を利用した限流器

超電導限流器は、近年の超電導技術の向上に相応して発展してきた超電導応用電力機器である。超電導限流器の大きな特長は、上述のような限流器とは異なり、系統に短絡故障が生じたことを検出部なしで自動的に認識することにある。すなわち、超電導状態を維持するために超電導コイルは温度、磁界、電流を臨界点以下に保つ必要があるが、故障電流により臨界電流値、または臨界磁界を越えることでクエンチして自動的に抵抗を発生し故障電流を限流することができる。クエンチ時間（超電導状態から常電導状態へ変移する時間をこのように呼ぶことにする）は、一般に数 μ 秒～数m秒と言われており、従って、故障電流の第一波目からの高速な限流が可能となる。

超電導限流器は、クエンチを利用するものと利用しないものの2種類に大別される。クエンチを利用する限流器を一般に S/N(Superconducting/Normal)転移型超電導限流器と呼ばれ、無誘導巻きされた超電導コイルと、並列に接続された限流インピーダンスからなる。S/N 転移型超電導限流器の場合、常電導に転移した後の超電導への復帰がどの程度の時間内で可能かが問題点として残る。これに対し、非 S/N 転移型超電導限流器の場合は常電導転移を伴わないので、超電導回復時間の問題がなく繰り返し使用が可能である。特に、高速再閉路動作を行う場合に有利である。以下に、S/N 転移型、非 S/N 転移型限流器の特性を述べる。

2-1-4 超電導限流器

S/N 転移型超電導限流器

S/N 転移型超電導限流器は、臨界電流を超える電流が流れたとき、超電導体が常電導状態に転移するのに伴い抵抗が発生する現象を利用して短絡電流を抑制する。一般に超電導コイルに並列に限流インピーダンスを接続し、電流を転移させて限流インピーダンスで限流する方式がとられている。図 2.4 に S/N 転移型超電導限流器を系統に適用するときの基本構成を示す。

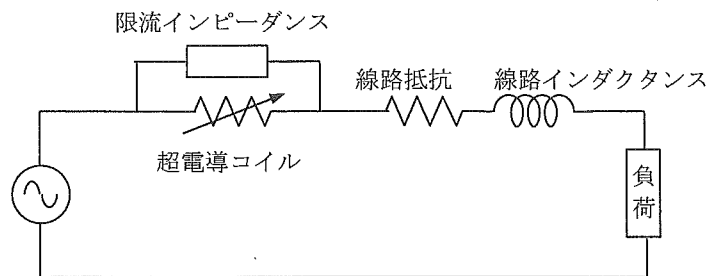


図 2.4 S/N 転移型超電導限流器の基本構成

S/N 転移型超電導限流器は、系統に直列に設置されるが超電導コイルを使用しているので常時は電力損失がなく、また故障時に発生する短絡電流が超電導の臨界電流値を超えたときクエンチして瞬時に高抵抗が発生するため、限流器の機能としての利用価値が高いと言える。さらに抵抗発生時間は数マイクロ～数ミリ秒であり非常に高速なスイッチングが可能である。しかし、系統に直列に設置するため、万一、超電導コイルが常電導にクエンチし誤作動を起こすと系統に直列に高抵抗が発生することになり、不安定な状態へ導く恐れがある。さらに、大半の時間を占める定常状態期間も超電導状態を維持しなければならないため、超電導維持装置（冷却装置）のランニングコストなどの問題もある。

図 2.5 に東京電力・東芝により開発された S/N 転移型超電導限流器の構造を示す。Nb-Ti 系の無誘導超電導が液体ヘリウムで冷却されている。この構造の特徴として、電流リード線より進入する熱（銅損による）を液体窒素（沸点 77K）を使用して冷却する

ことにある。現在、6.6kV 用限流器の開発はほぼ完了し、66kV 用限流器の開発が計画されている⁽¹⁾。

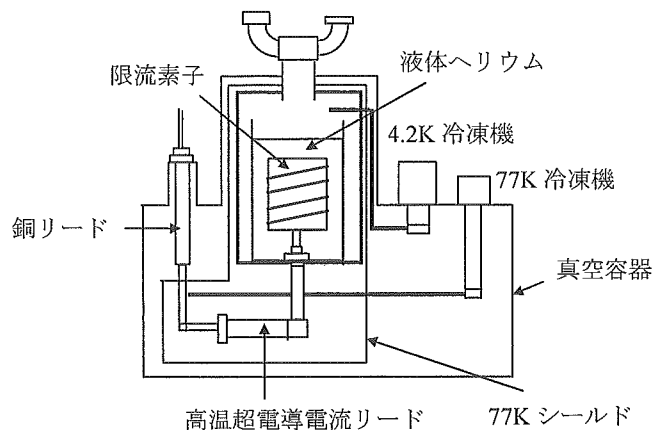


図 2.5 東京電力・東芝が開発した限流器の構造

非 S/N 転移型限流器

非 S/N 転移型限流器は、クエンチを伴わないため繰り返しの頻繁な動作に問題なく対応できるという特徴がある。常電導転移を伴わない非 S/N 転移型超電導限流器は、現在までに、(1) 過飽和リアクトル型、(2) 整流器型、(3) 3 巻線リアクトル型、の 3 種類が提案されている。

(1) 可飽和リアクトル型

図 2.6 に可飽和リアクトル型の基本構成を示す。常時、直流電流源から超電導コイルにバイアス電流を供給して可飽和リアクトルを飽和させ低インピーダンス状態としておき、系統故障時に、その直流バイアス電流値以上のピークを有する電流に対しては高インピーダンス状態となりこれを限流する。クエンチを伴わないため、繰り返し動作が可能であるが、常時直流電流によりリアクトルを励磁しておかなければならない。

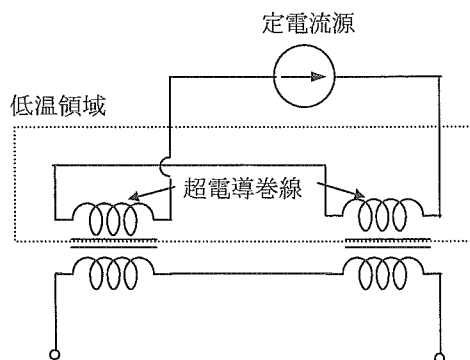


図 2.6 過飽和リアクトル型超電導限流器

(2) 整流器型

整流器に常時正方向にバイアス電流を流し、これに交流電流が重畳した場合、元のバイアス電流以下の波高値であれば自由に整流器を流れることができる。すなわち、直流バイアス電流以下の定常電流に対しては、電流は超電導コイルを経由せずに流れるのでインピーダンスはきわめて小さい。一方、故障電流に対しては、バイアス電流を超える分は超電導コイルを経由して流れざるをえなくなり限流効果が現れる。整流器型は過飽和リアクトル型と同様に、クエンチを伴わないため繰り返し動作が可能であるが、常時直流励磁電流を必要とすること、ダイオードで発生する定常的な損失など問題がある。図 2.7 に基本構成を示す。

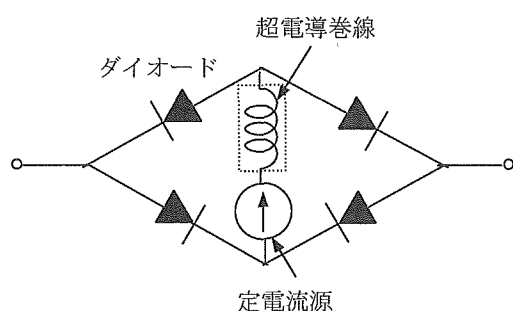


図 2.7 整流器型超電導限流器

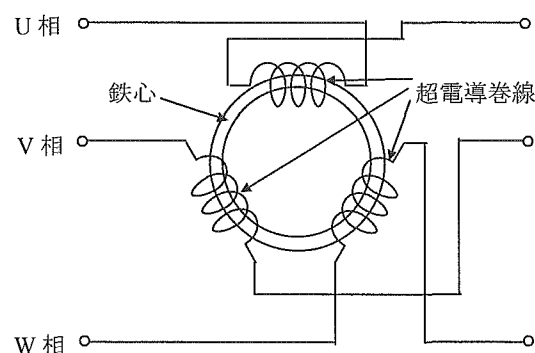


図 2.8 3巻線リアクトル型
超電導限流器

(3) 3巻線リアクトル型

3巻線リアクトルの各巻線に三相平衡電流が流れれば、三つの巻線の起磁力の合計はゼロであるから誘起電圧はゼロであり、見かけ上そのリアクタンスは漏れリアクタンス分を除き近似的にゼロとみなせる。一方、零相電流に対しては、電流は励磁電流しか流れずリアクタンスはきわめて大きい値となる（図 2.8 参照）。これを利用することで、1線地絡故障に対しては短絡電流を抑制することが可能となる。これに対して、2線地絡故障、3線地絡故障に対しては超電導巻線がクエンチするので、常電導抵抗による抵抗限流が機能する。従って、送電線の故障のほとんどを占める1線地絡故障に対しては零相リアクタンスによる限流が働くので、クエンチせずに限流効果が得られ、経済的な運用が可能である。しかし、1線地絡故障以外の故障に対しては、巻線がクエンチするので再投入時間が制約を受けるという問題がある。

2-2 系統故障時における同期発電機の超電導限流器による安定化に関する検討

超電導限流器 (Superconducting Fault Current Limiter: 以下 SFCL と略記) は、過大な故障電流を限流するための装置であるが、表 2.1 に示したように多くの波及効果を有する。本節では、SFCL を効果的に利用するために、故障電流の抑制に加え同期発電機の安定化に最も効果的に作用する限流素子抵抗値を求める検討を行う。

SFCL は、故障発生時にインピーダンスを発して故障電流を抑制するが、同時に故障により低下した発電機出力を上昇させることができるため安定度を改善することができる。これは、制動抵抗方式^{(5),(6)}による安定化原理と基本的に同じであり、インピーダンスの電力消費量を調整することで発電機のエネルギー入出力量のバランスを改善している。一般に、SFCL は超電導コイルに並列に限流素子を接続し、超電導コイルの常電導抵抗と限流素子インピーダンスとの合成インピーダンスにより故障電流を抑制する。コイルの常電導抵抗値は一定であるため、故障電流の抑制効果および電力消費量は、この限流素子により変化することになる。従って、SFCL を効果的に利用するためには、限流素子に関する十分な検討が必要となる。限流素子には R 型 (抵抗型)、L 型 (インダクタンス型)、 $R+j\omega L$ (抵抗とインダクタンスのインピーダンス型) が考えられるが、故障電流の抑制効果、安定度の改善効果、過渡過電圧の大きさ、限流素子の温度特性の観点から R 型限流素子が有効であるという報告があり⁽⁷⁾、故に、本研究において使用する限流素子は R 型とし、故障電流の抑制、同期発電機の安定度の改善に効果的な限流素子抵抗値を求める検討を行うこととした。

2-2-1 シミュレーション方法

シミュレーションに使用したモデル系統を図 2.9 に、発電機定数を表 2.2⁽⁸⁾に示す。同期発電機と変圧器の Y 側中性点は共に直接接地とし、変圧器は漏れインダクタンスのみ考慮し、励磁インダクタンスは無視している。SFCL は、正相、逆相電流のみならず零相電流を効果的に抑制するために変圧器 Y 側に設置し、再閉路失敗の対策、およ

び超電導コイルの超電導復帰時間の短縮を図るために 2 台並列に接続している。また、限流時に発する過渡過電圧を抑制するために発電機端子に避雷器 (Arr) を設置した。なお、避雷器は酸化亜鉛 (ZnO) ギャップレス非直線抵抗型⁽⁹⁾を想定し、放電開始電圧は相電圧波高値が 1.84pu (定格値の 1.3 倍) を超えた時点としている。SFCL は、限流素子抵抗 R_L と超電導コイルとが並列に接続された転流型を想定し (図 2.9 参照)、超電導コイルは、臨界電流値 5.0pu (定格線電流実効値ベース) を越える電流に対してクエンチし、時定数 1ms で 25pu まで指数関数的に抵抗が発生するものとした。発電機の制御系は、図 2.10 に示した一次遅れの AVR とガバナーモデルを使用し、タービン軸系は図 2.9 中に示した 6 質点モデルを使用し、そのパラメータを表 2.3⁽⁸⁾に示す。

シミュレーション条件は、図 2.11 に示すタイムシーケンスに従い、図 2.9 に示した #2 送電線発電機至近端で 1LG (a 相地絡)、2LG (a,b 相地絡)、2LS (a,b 相間短絡)、3LG (3 相地絡) 故障がそれぞれ $t=0.1\text{sec}$ に発生、 $t=0.2\text{sec}$ に遮断器 (CB) により故障線両端を遮断、 $t=0.6\text{sec}$ に再閉路とした。なお、遮断器は電流ゼロ点で遮断を完了するようにモデル化してある。また、SFCL は、再閉路失敗の対策として、 $t=0.2\text{sec}$ の故障線遮断と同時に SW2 を閉じ、SW1 を開いて予備器である SFCL2 へ動作切替を行うこととした。

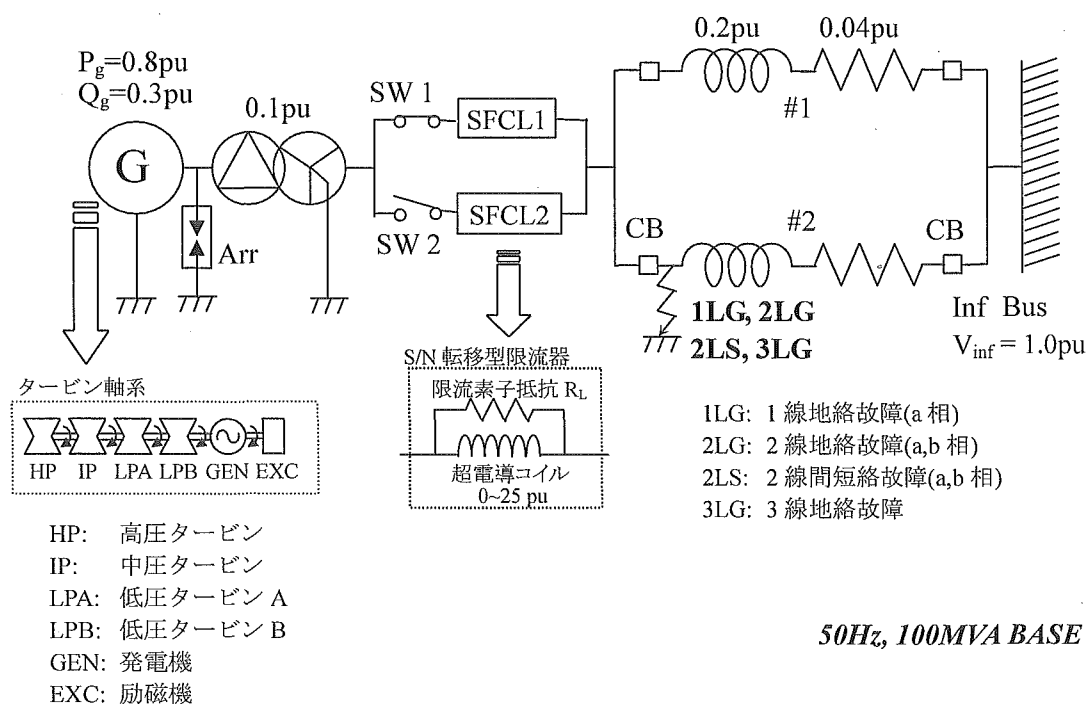


図 2.9 モデル系統

表 2.2 発電機定数

MVA		100	
$R_a (pu)$	0.003	$X_q'' (pu)$	0.2
$X_l (pu)$	0.13	$X_0 (pu)$	0.13
$X_d (pu)$	1.79	$T_{do} (s)$	4.3
$X_q (pu)$	1.71	$T_{qo} (s)$	0.85
$X_d' (pu)$	0.169	$T_{d0}'' (s)$	0.032
$X_q' (pu)$	0.228	$T_{qo}'' (s)$	0.05
$X_d'' (pu)$	0.135	$H (s)$	2.894

表 2.3 タービン軸系定数

	慣性定数 (sec)	ばね定数 (pu T/rad)
HP Turbine	0.092897	19.303
LP Turbine	0.155589	34.929
LPA Turbine	0.858670	52.038
LPB Turbine	0.884215	70.858
Generator	0.868495	2.82
Exciter	0.0342165	

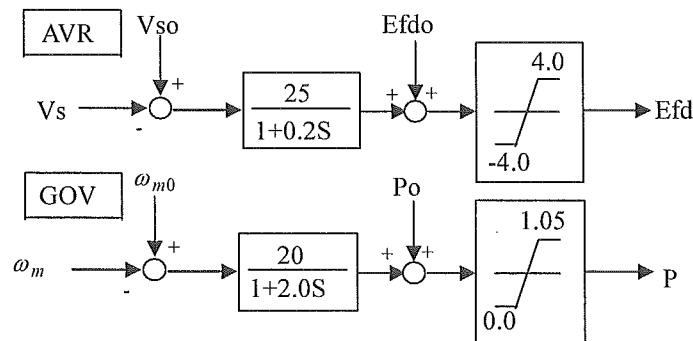


図 2.10 AVR とガバナーモデル

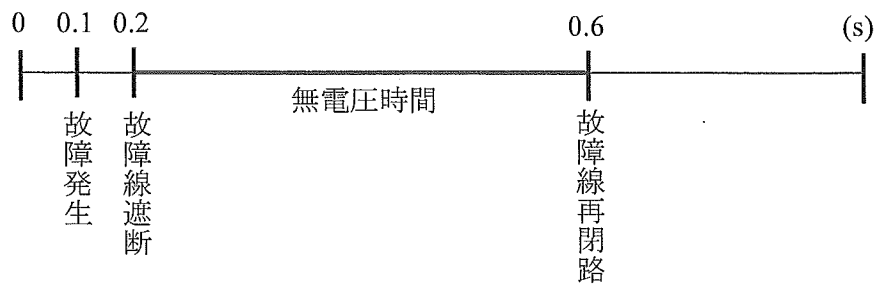


図 2.11 シミュレーションのタイムシーケンス

2-2-2 シミュレーション結果

＜2-2-2-1＞ 故障電流の抑制

図 2.12 および図 2.13 は、各故障時における各限流素子抵抗値に対する変圧器 Y 側に流れる故障電流の最大値を表している。図にある限流素子抵抗値 0.0pu というのは、SFCL を導入していない場合を意味する。同図において、各故障ケース共に限流素子抵抗値 0.4pu 以上で設定臨界電流値(5.0pu)以下に故障電流が抑制されているのがわかる。ここで、例として、図 2.14 に 1LG 故障時における限流素子抵抗値 1.0pu 使用時と SFCL 未使用時の変圧器 Y 側に流れる電流波形を示す。SFCL 未使用時では、 $t=0.1\text{sec}$ で故障が発生すると故障電流が 15pu 程度までに達し、さらに磁束量不変則より電流に大きな直流分が重畳しているのがわかる。SFCL がない場合、この直流分は発電機による減衰作用しか働かないため直流分の消滅に大分時間を要している。一方、限流素子抵抗値 1.0pu 使用時では、この故障電流を 5.0pu に抑制し、さらに、故障電流に重畳される直流分が限流素子抵抗によって減衰時定数が小さくなるために非常に高速に減衰されているのがわかる。従って、限流素子抵抗値を大きくするにしたがって減衰時定数が小さくなるため、故障電流に重畳された直流分を高速に消滅させることができると考えられる。この直流分の減衰時間は、バックスイング⁽¹⁰⁾など系統故障時の発電機のふるまいに大きな影響を与える重要な要素であり、素早い減衰あるいは消滅が望まれる成分である。

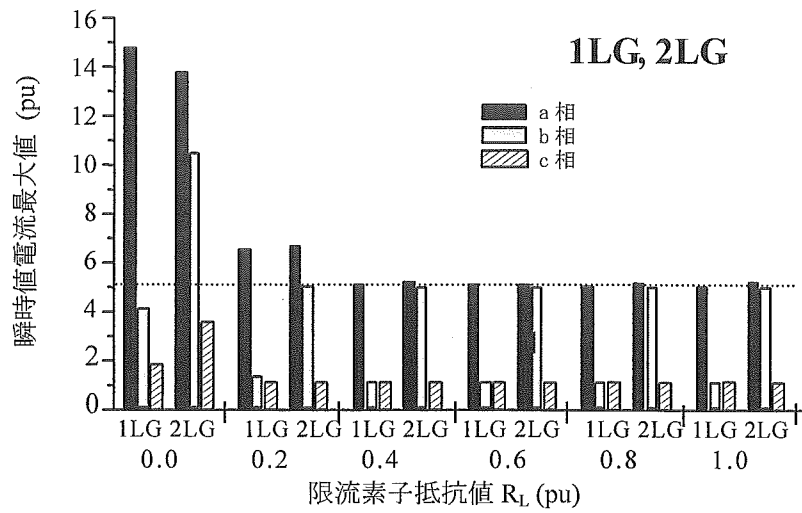


図 2.12 各限流素子抵抗値に対する最大故障電流 (1LG,2LG)

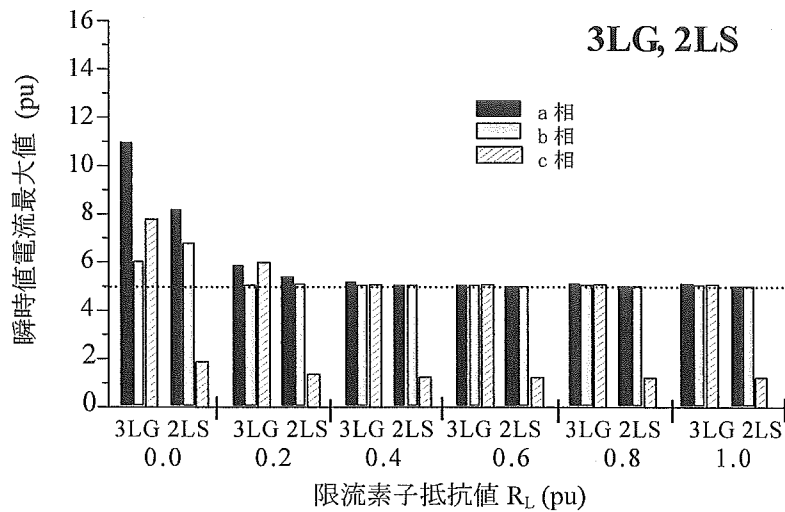


図 2.13 各限流素子抵抗値に対する最大故障電流 (3LG,2LS)

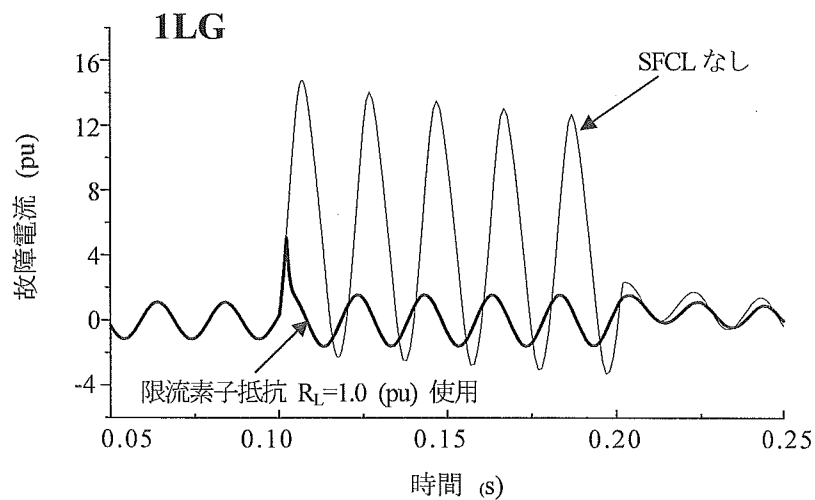


図 2.14 SFCL 使用時、未使用時の変圧器 Y 側に流れる a 相電流波形 (1LG)

＜2-2-2-2＞ 発電機トルク振動の抑制

図 2.15 に、1LG 故障時の SFCL 未使用時と限流素子抵抗値 $R_L=2.0\text{pu}$ 使用時における発電機のアギャップトルク波形を示す。SFCL を使用することでアギャップトルクの振動を効果的に抑制している。この 2 つの波形を比べてみると、トルク振動の減衰の様子が故障電流の直流分の減衰時間に依存していることがわかる。限流素子抵抗値 2.0pu 使用時には、その短い減衰時間のために瞬時にトルク振動が抑制され、さらに、限流器動作後のトルク値が定常値付近に抑制されることで、結果としてアギャップトルクの振動が効果的に抑制されたと考えられる。

図 2.16, 2.17 にアギャップトルク波形の第一波目の最大値（または最小値）と第二波目の最小値（または最大値）との差（図 2.15 に示した変位差）をとったグラフを示す。このグラフの値が小さいほど、アギャップトルク振動が抑制されていると考えることができる。これより、各故障のケースに対するトルク振動の抑制に効果的な限流素子抵抗値は、1LG, 2LG 故障では 1.6pu 、3LG 故障では 2.0pu 、2LS では 1.0pu 以上の値を使用した場合であり、ほぼ最小の一定値に抑制されている。故障全般を考慮した場合、限流素子抵抗値が 2.0pu 値以上であれば、アギャップトルク振動を最小限に押さえることができると考えられる。

図 2.18 に、3LG 故障時における SFCL なしの場合と限流素子抵抗値 $R_L=0.4\text{pu}$ 、 2.0pu を使用した SFCL ありの場合のアギャップトルク波形を示す。 $R_L=0.4\text{pu}$ 値では、SFCL によって消費された発電機出力が機械入力とかなり異なる値となってしまう、故障線遮断時に発電機出力に大きな変動をもたらしたことで遮断後のトルクが大きく振動した。一方、 $R_L=2.0\text{pu}$ 使用時には、限流後の発電機出力が定常出力に近い値となったことで遮断時の発電機出力の変動が少なく遮断後のトルク振動が低減された。これより、トルク振動を効果的に抑制するには、発電機出力を定常時出力近辺に消費することができる限流素子抵抗値が有効であると考えられる。この安定化原理は、制動抵抗（SDR）によるものと本質的に同じである。

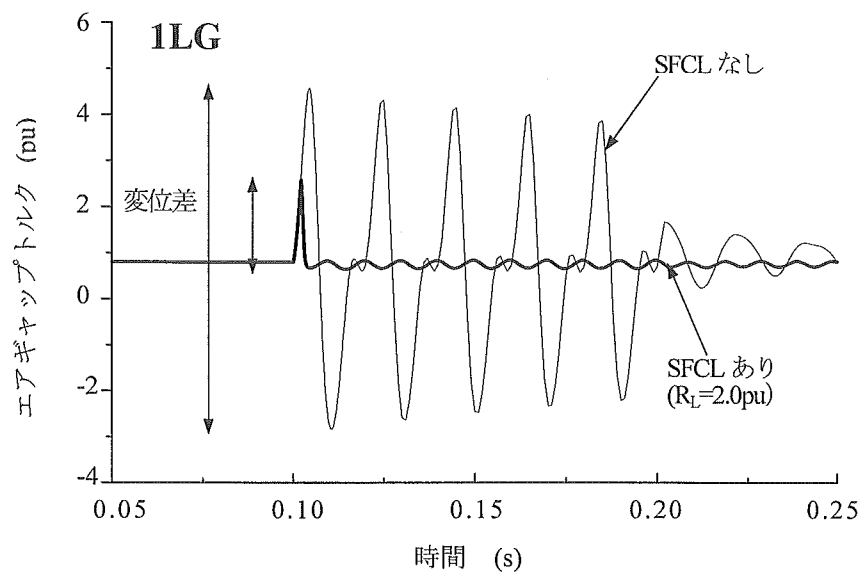


図 2.15 エアギャップトルク応答 (1LG)

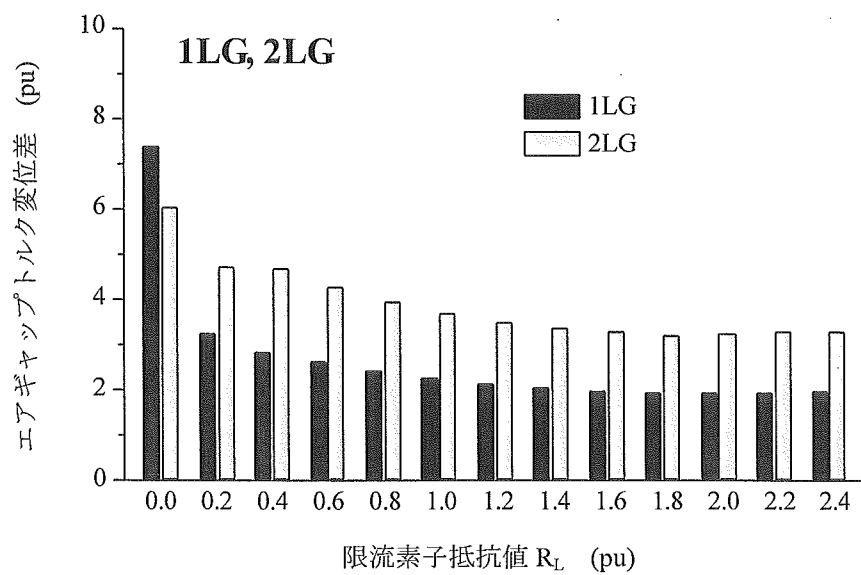


図 2.16 エアギャップトルク変位差 (1LG, 2LG)

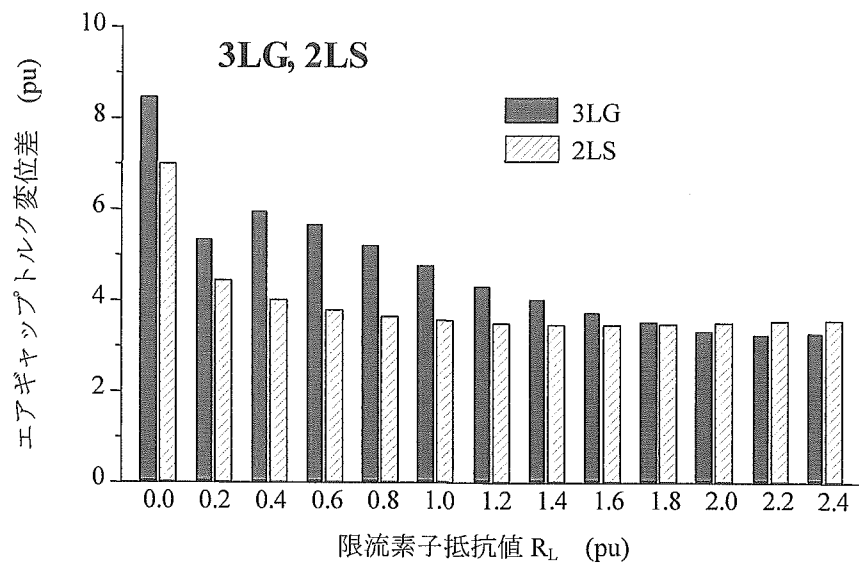


図 2.17 エアギャップトルク変位差 (3LG,2LS)

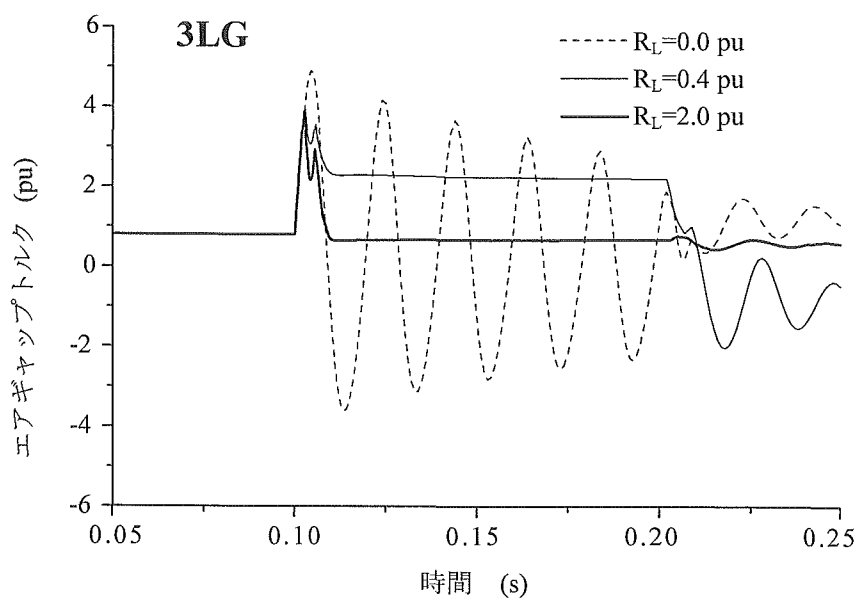


図 2.18 エアギャップトルク応答 (3LG)

＜2-2-2-3＞ 発電機負荷角動揺の抑制

図 2. 19 に、1LG 故障時における SFCL なしの場合と限流素子抵抗値 $R_L=2.0\text{pu}$ を使用した SFCL ありの場合の発電機負荷角応答を示す。負荷角波形の第一波目の最大値（あるいは最小値）と第二波目の最小値（または最大値）との差を取ったものが、図 2. 20（1LG, 2LG 故障時）と図 2. 21（3LG, 2LS 故障時）である。図 2. 19 のグラフにおいて、 $t=0.1\text{sec}$ で故障が発生すると、発電機出力が急激に低下するが機械入力一定であるため発電機は加速し、その結果、負荷角が増大して図にみられるような動揺が生じる。しかし、 $R_L=2.0\text{pu}$ をもつ SFCL ありの場合、SFCL によって消費された発電機出力が、定常時の発電機出力の値に近づいた為に発電機の加減速エネルギーが相殺されて負荷角の振動が抑えられた。一方、 $R_L=0.4\text{pu}$ 使用時は、限流後の出力が定常時出力より大きくなり、その結果、発電機に大きな減速力がかかり、限流器なしの場合以上の負荷角動揺が生じている。このようなバックスイング現象は、通常の同期発電機に対しては負荷角が減少するので結果的に加速脱調に対する安定化現象として作用するが、例えば、揚水発電機が揚水運転している場合には減速脱調を速める方向に作用するため問題が大きい⁽¹¹⁾。従って、このようなことから SFCL の限流素子抵抗値に関する詳細な検討が必要であるといえる。なお、各波形に細かな振動が重っているが、これは発電機とタービン間との軸振動によるものである。

図 2. 20、図 2. 21 の結果から、1LG, 2LS 故障では $R_L=1.6\text{pu}$ 、2LG, 3LG 故障では $R_L=2.0\text{pu}$ 以上の限流素子抵抗値が、発電機負荷角振動の抑制に効果的であることがわかる。一方、全故障ケース共に $R_L=0.2\sim 0.6\text{pu}$ 付近においては、限流後の発電機出力値に依存した振動が生じており、SFCL なしの場合よりかえって大きくなるので留意を要する。

エアギャップトルクや負荷角の振動を抑制するには、故障電流に含まれる直流分を高速に減衰させ、さらに限流後の発電機出力を定常時の発電機出力値に近くなるような限流素子抵抗値を使用することが望ましいと考えられる。

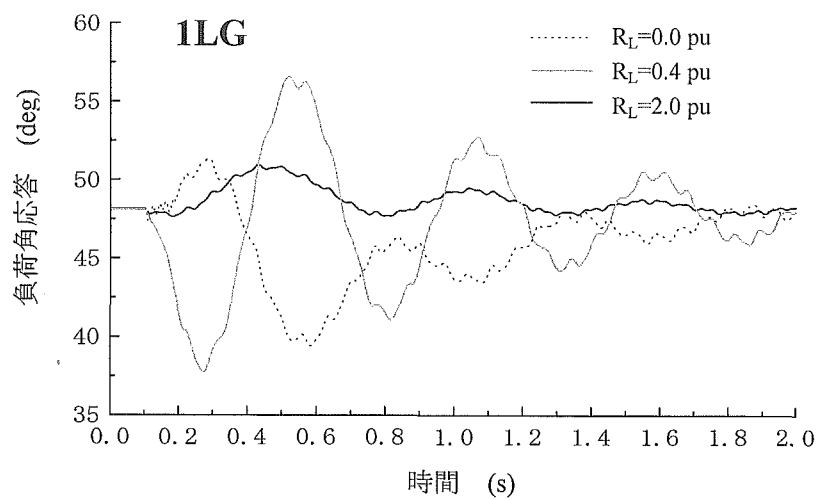


図 2.19 発電機負荷角応答 (1LG)

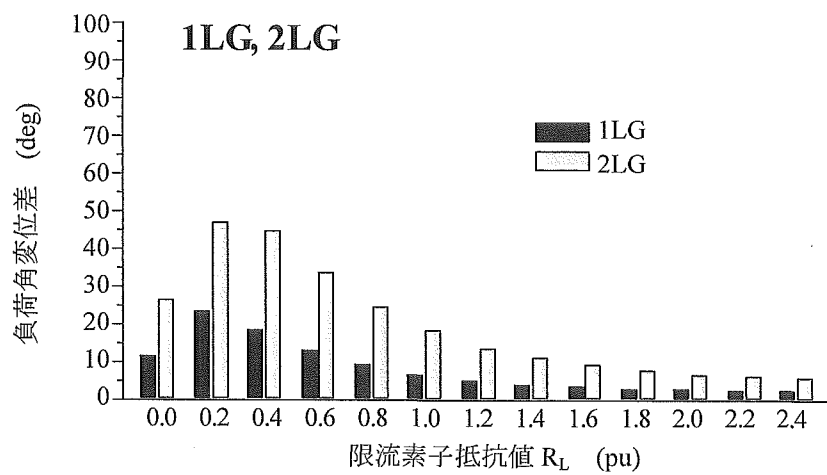


図 2.20 発電機負荷角変位差 (1LG, 2LG)

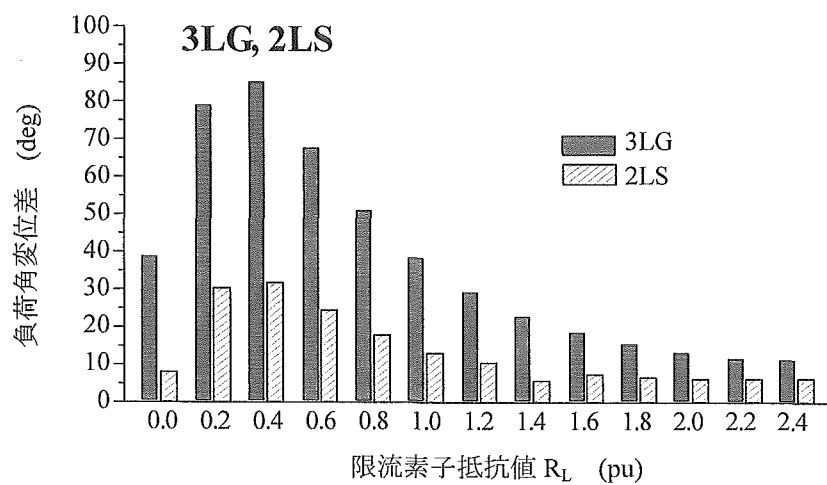


図 2.21 発電機負荷角変位差 (3LG, 2LS)

＜2-2-2-4＞ 発電機端子過渡過電圧の抑制

図 2.22～図 2.25 は、SFCL の限流作用によって上昇する発電機端子電圧の最大値を各限流素子抵抗値に対してプロットしたものである。この端子電圧の測定は、限流器動作による過渡過電圧の測定を目的としていることから SFCL の動作開始時間 ($t=0.1\text{sec}$) から遮断器による線路遮断開始時間 ($t=0.2\text{sec}$) までとした。

故障による発電機のアアギャップトルク振動や負荷角動揺を抑制するには、これまでの結果から限流素子抵抗値を大きくすれば良いと考えられるが、しかし、図 2.22～図 2.25 では、限流素子抵抗値が大きくなるにしたがい発電機端子に発生する瞬時値電圧の最大値が増大する傾向が見られた。これは、超電導コイルの抵抗発生時定数 (1ms) を一定としているため、限流素子抵抗が大きくなるにつれて SFCL の発生インピーダンスの上昇率 (dZ/dt) が高くなり、その結果、故障電流の限流作用がより鋭敏になるためと考えられる。この過渡過電圧の発生は、文献(7)において SFCL を使用するにあたっての課題とされているが、本研究ではこの問題に対処すべく、発電機端子に避雷器を設け、端子電圧が 1.84pu (定格値の 1.3 倍) を越えた時点で避雷器を動作させ、過電圧の抑制を試みた。図 2.22～2.25 から SFCL により発生する過渡過電圧が避雷器により効果的に抑制されているのがわかる。

また、図 2.22 の 1LG 故障時の電圧最大値の特性において、故障相ではない b 相の電圧最大値もまた a 相 (故障相) と共に上昇しているがわかる。これは発電機と故障点の間に Δ -Y 変圧器があるため、位相が 30° ずれるとともに故障の様相が変わってしまうためである。この場合、発電機側からは 1LG 故障は 2LG 故障と 2LS 故障の中間的な故障に見える⁽¹¹⁾。

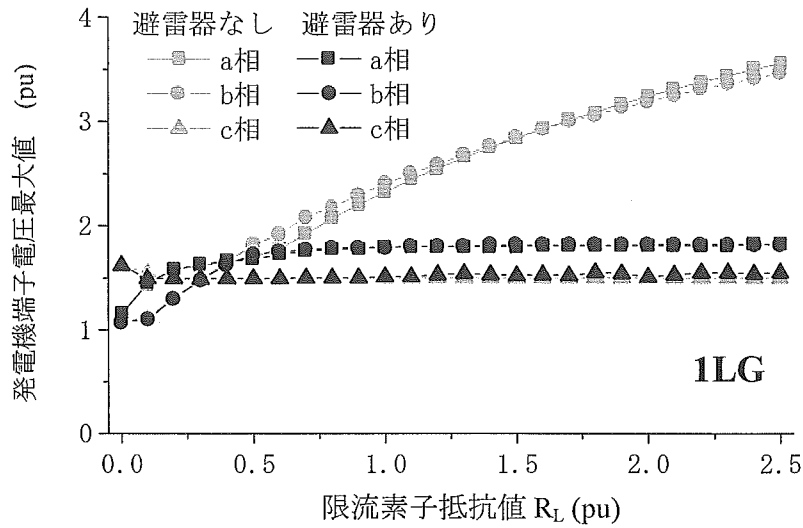


図 2.22 各限流素子抵抗値 R_L に対する発電機端子電圧最大値 (1LG)

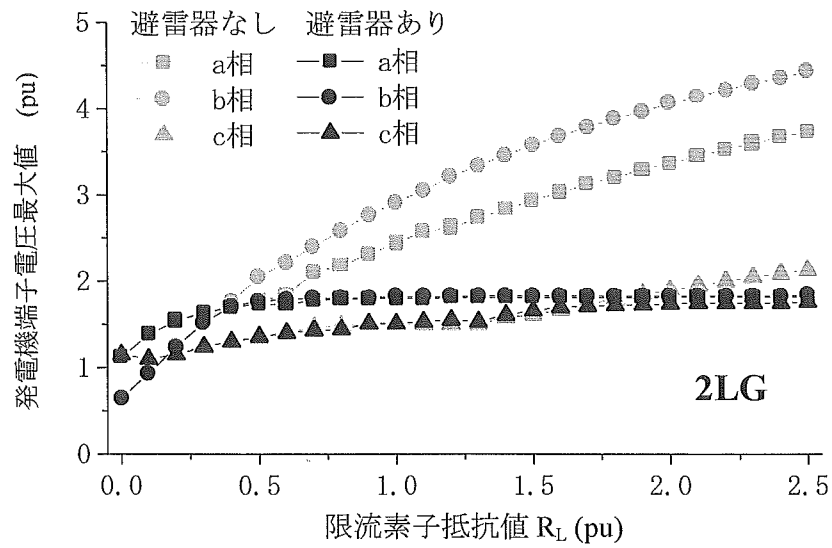


図 2.23 各限流素子抵抗値 R_L に対する発電機端子電圧最大値 (2LG)

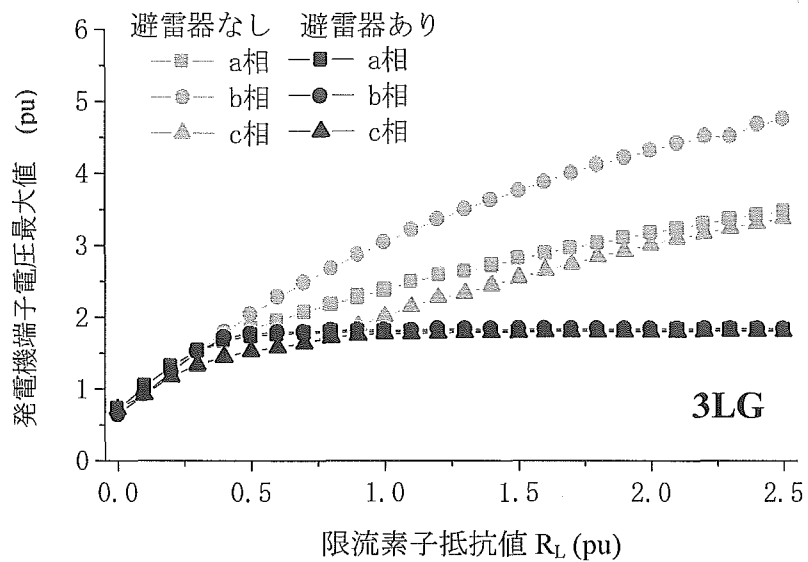


図 2.24 各限流素子抵抗値 R_L に対する発電機端子電圧最大値 (3LG)

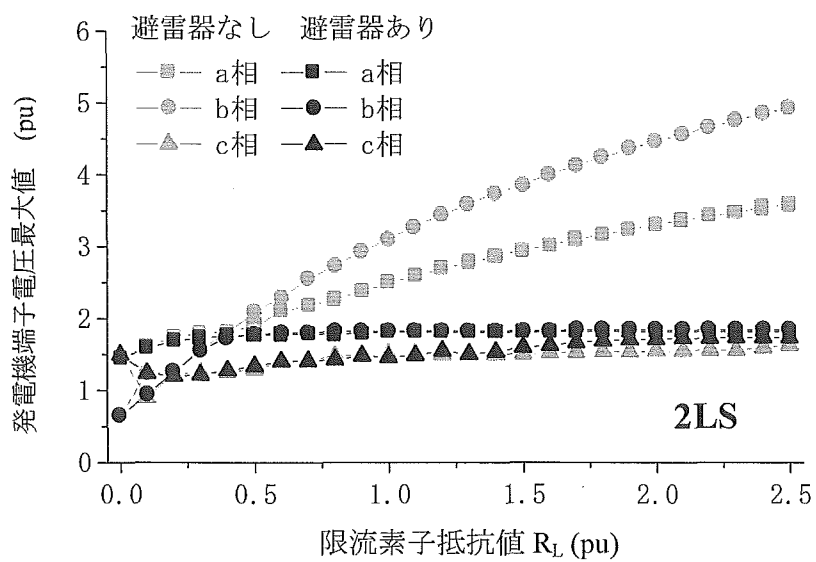


図 2.25 各限流素子抵抗値 R_L に対する発電機端子電圧最大値 (2LS)

〈2-2-2-5〉 タービン軸トルク振動の抑制

系統短絡故障により発生する発電機のアギャップトルク振動は、発電機—タービン間軸にトルク振動を引き起こす。振動が長く継続すると軸の疲労を高め、損傷・破損といった被害を与える可能性があるため、軸振動を極力抑える必要がある。一般に、軸と質点間の運動方程式は次式のように表される。

$$T = M_n \frac{d^2 \theta_n}{dt^2} + K_{n,n+1}(\theta_n - \theta_{n+1}) + K_{n,n-1}(\theta_n - \theta_{n-1}) \quad (2.1)$$

ここで、 M_n ：慣性モーメント、 K_n ：ばね定数、 θ_n ：軸の位置角である。本解析に使用したタービン軸系モデルのばね定数は、LPB・GEN 間が最も大きく、従って、式(2.1)より最もトルク振動に注意を要する質点間は、低圧タービン B と発電機間の軸であることがわかる。そこで本研究では、低圧タービン B と発電機間の軸トルクを対象に検討を行うこととした。

図 2.26～図 2.29 は、発電機—低圧タービン B 間のトルク振動（発電機トルクベース）の応答であり、SFCL 使用時（限流素子抵抗 $R_L=0.4\text{pu}$, 2.0pu ）と未使用時の波形を示している。各故障時共に $R_L=2.0\text{pu}$ を使用することでトルク振動が最も抑制されているのがわかる。 $R_L=0.4\text{pu}$ 使用時では、上述したように機械入力とかなり異なった発電機出力によるアギャップトルク値によってタービン軸トルクに大きな振動を与えてしまい、SFCL 未使用時よりかえって振動が大きくなっている。これは、故障規模が大きくなるにしたがってより顕著に結果に現れた。従って、アギャップトルク振動、負荷角振動同様、タービン軸トルク振動を抑制するには、比較的高抵抗の限流素子を使用することが有効であると考えられる。

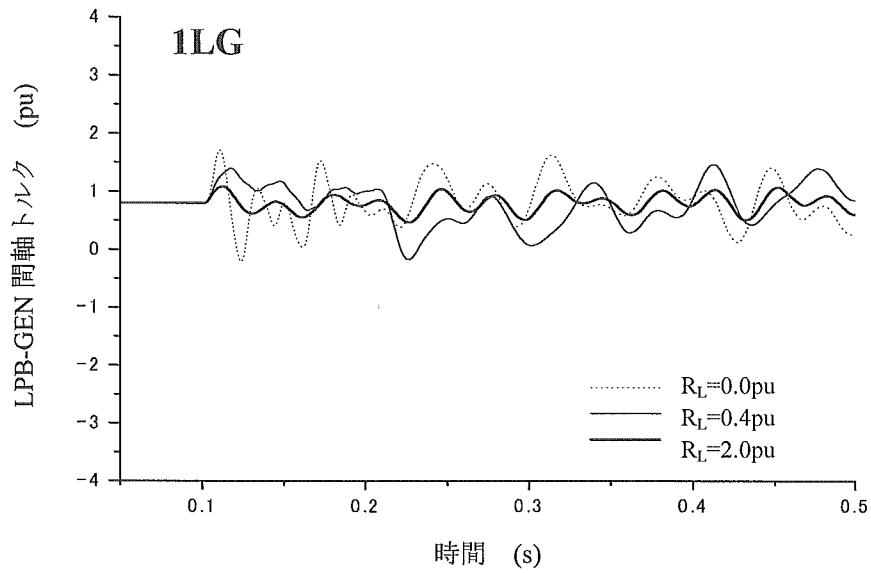


図 2.26 低圧タービン B-発電機間トルク波形 (1LG)

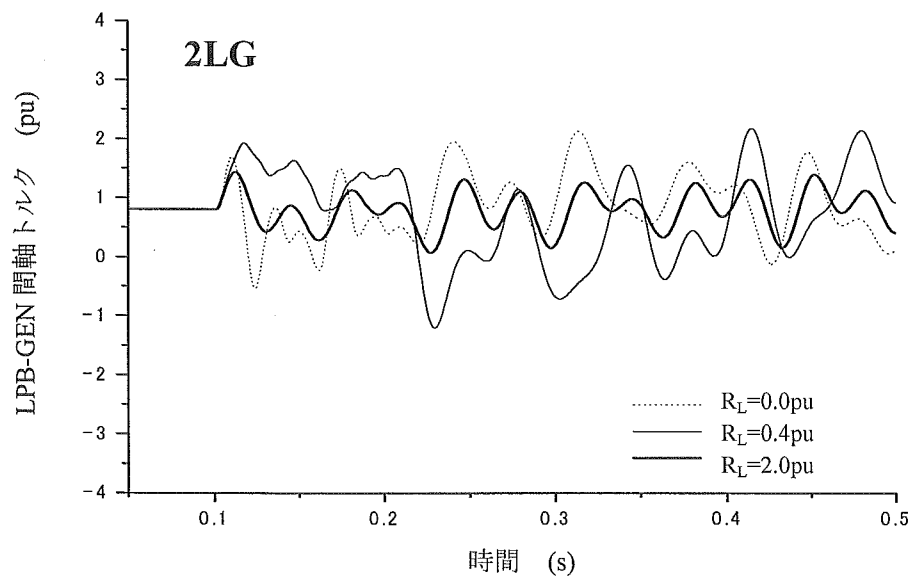


図 2.27 低圧タービン B-発電機間トルク波形 (2LG)

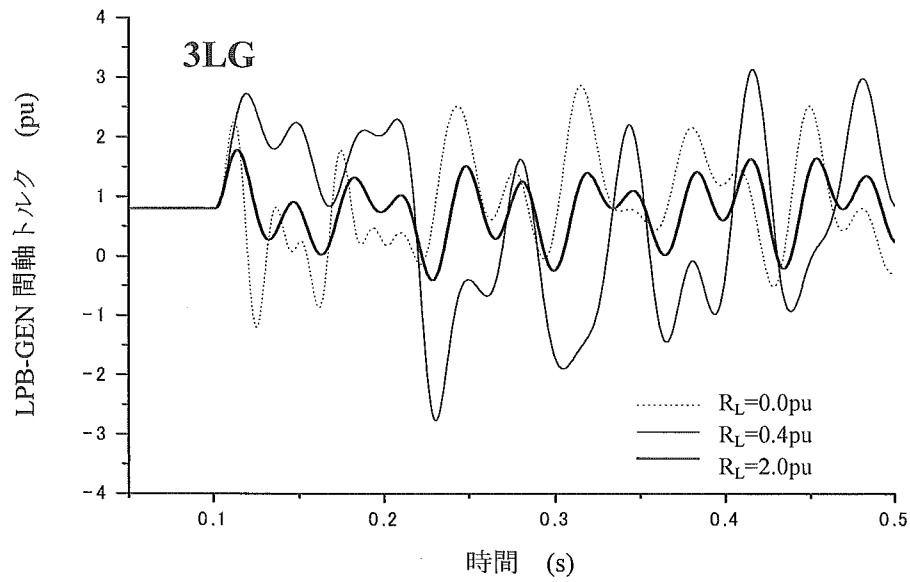


図 2.28 低圧タービン B-発電機間トルク波形 (3LG)

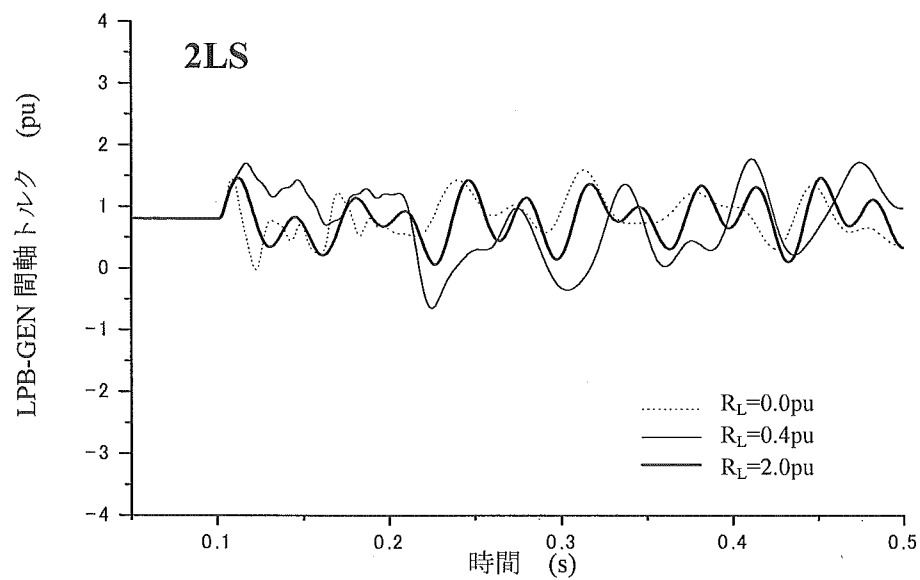


図 2.29 低圧タービン B-発電機間トルク波形 (2LS)

2-2-3 まとめ

本研究では、SFCL による故障電流の抑制、エアギャップトルク振動の抑制、発電機負荷角動揺の低減、発電機端子過渡過電圧の抑制、そしてタービン軸トルク振動の抑制に効果的な限流素子抵抗値をもとめる検討を行った。以下に得られた結果をまとめる。

1. 故障電流の抑制

各故障ケース共に限流素子抵抗値を 0.4 pu 以上とすることで設定臨界電流値以下に故障電流を抑制できる。

2. エアギャップトルク振動の抑制

1LG, 2LG 故障時は $R_L=1.6\text{pu}$ 以上、3LG 故障時は $R_L=2.0\text{ pu}$ 以上、2LS 故障時は $R_L=1.0\text{pu}$ 以上の限流素子抵抗が有効である。低抵抗では、限流後の発電機出力が機械入力とかなり異なる値になるため、故障開放時に大きな出力変動が生じてトルク振動を引き起こす。

3. 発電機負荷角動揺の低減

1LG, 2LS 故障時は $R_L=1.6\text{pu}$ 以上、2LG, 3LG 故障時は $R_L=2.0\text{ pu}$ 以上の限流素子抵抗値が有効である。但し、 $R_L=0.2\sim0.6\text{pu}$ では限流後の発電機出力値が機械入力と異なるため、発電機に減速力がかかり SFCL 未使用時以上の動揺を引き起こす場合がある。

4. 発電機端子過渡過電圧の抑制

SFCL 動作による発電機端子過渡過電圧の発生は、避雷器を設けることでアーク開始設定値内に抑制できる。限流素子抵抗値を増加させると、SFCL のインピーダンス上昇率 (dZ/dt) が上昇するため電圧最大値も上昇し、電力機器の絶縁問題等が考えられたが、避雷器の設置により高抵抗の限流素子を使用することが可能となる。また、不平衡故障時においては、故障点を発電機側から見ると変圧器による位相のずれから故障の様相が変わり故障相ではない相の電圧が上昇することがあるので留意する必要がある。

5. タービン軸トルク振動の抑制

タービン軸トルク振動は、発電機のエアギャップトルクと密接な関係にあり、トルク振動の大きさや特性は、エアギャップトルク振動の特性に依存する。従って、低抵抗なものより高抵抗の限流素子を使用することで、エアギャップトルク振動の抑制効果が大きくなるように、タービン軸系のトルク振動の抑制効果も大きくなる。

以上より、SFCL の限流素子抵抗値を 2.0pu 程度にすることで、各種の系統故障が発生しても故障電流の抑制、同期発電機の過渡安定度の向上効果が得られることがわかった。但し、このような効果的な限流素子抵抗値は、系統定数や発電機定数、初期出力値、電圧値など系統条件により変化することが予想される。そこで、次節では各種系統条件下で検討を行う。

2-3 各種系統条件下での最適限流素子抵抗値

第2章2節では、故障電流の抑制、同期発電機の安定化、ならびにタービン軸系のねじれトルク振動の抑制に効果的な SFCL の限流素子抵抗値は $R_L=2.0\text{pu}$ 程度であると結論した。しかし、この値は、与えられた一つの系統条件下での検討結果であり、発電機定数や初期出力値、系統構成など系統条件が変わると最適な限流素子抵抗の値が変化するのでないかと考えられる。もし、系統条件によって最適限流素子抵抗値が種々変化するのであれば、SFCL の仕様を決定する上で、これら系統条件と最適な限流素子抵抗値との関係を明確にしておく必要がある。

そこで、本研究では、最適限流素子抵抗値の決定において、故障点の影響、初期発電機出力、端子電圧の影響、ならびに発電機定数の影響について検討を行う。

2-3-1 故障点、初期発電機出力、端子電圧の影響

〈2-3-1-1〉 シミュレーション方法

図 2.30 にシミュレーションに使用したモデル系統を示す。発電機定数、発電機の制御系、タービン軸系は第2章2節で使用したものと同一である。但し、発電機端子電圧、初期発電機出力は表 2.4 に示す値を使用し、それぞれのケースで故障計算を行うこととした。また、超電導コイルの臨界電流値を決定する際、①定常時は SFCL を動作させない、②故障相の SFCL のみ動作させ、健全相は動作させない、③再閉路失敗の対策として、故障線開放時に発生する過渡電流に対して予備限流器を動作させない、という3つの条件を満たす必要がある。そこで、SFCL なしの場合における各種系統条件下での故障電流の最大値を求めた結果、 3.7pu の臨界電流値が上記条件を満足することがわかったので、本解析ではこの値を使用することとした。

シミュレーション条件は、 $t=0.1\text{sec}$ に#2 送電線の故障点 F1, F2 において、それぞれ 1LG, 2LG, 2LS, 3LG 故障が発生、 $t=0.2\text{sec}$ に故障線を開放、 $t=1.0\text{sec}$ に再閉路とした。以下にシミュレーション結果を示す。

<2-3-1-2> シミュレーション結果

本研究では、故障点、初期発電機出力値、端子電圧値をそれぞれ変えてシミュレーションを実施したため計算結果が膨大になり、また、本研究での検討方法や限流特性、安定度の改善原理は、第2章2節において示したものと基本的に同じであることから、ここではエアギャップトルク振動の抑制、負荷角動揺の抑制の観点で最も効果的な限流素子抵抗値を各系統条件に対してもとめた結果のみを表示することとする。なお、限流素子抵抗値の最適値は、エアギャップトルク応答、負荷角応答共に故障発生後の第一波目の最大値（または最小値）と第二波目の最小値（または最大値）の差がそれぞれ最小となる値とした。

表 2.5 各種条件下における最適限流素子抵抗値

		発電機負荷角応答				エアギャップトルク			
V=0.95		故障の種類				故障の種類			
発電機出力	故障点	1LG	2LG	2LS	3LG	1LG	2LG	2LS	3LG
0.7	F1	1.4	1.4	1.2	1.4	1.6	1.4	1.4	1.6
	F2	1.2	1.2	／	1.2	1.0	1.0	／	1.2
0.8	F1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4
	F2	1.0	1.0	／	1.0	1.0	1.0	／	1.0
0.9	F1	1.2	1.0	1.0	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
	F2	0.8	0.8	／	0.8	0.8	1.0	／	1.0
1.0	F1	1.0	1.0	0.8	1.0	1.2	1.2	1.2	1.2
	F2	0.8	0.8	／	0.8	0.8	0.8	／	0.8
V=1.0		故障の種類				故障の種類			
発電機出力	故障点	1LG	2LG	2LS	3LG	1LG	2LG	2LS	3LG
0.7	F1	1.8	1.8	1.6	1.8	2.0	1.8	1.8	2.0
	F2	1.6	1.6	1.4	1.6	1.4	1.2	1.2	1.4
0.8	F1	1.6	1.6	1.4	1.6	1.8	1.8	1.8	1.8
	F2	1.4	1.4	1.2	1.4	1.0	1.2	1.2	1.2
0.9	F1	1.4	1.4	1.2	1.4	1.6	1.4	1.4	1.6
	F2	1.2	1.2	1.0	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0
1.0	F1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4
	F2	1.0	1.0	0.8	1.0	0.8	0.8	0.8	0.8
V=1.05		故障の種類				故障の種類			
発電機出力	故障点	1LG	2LG	2LS	3LG	1LG	2LG	2LS	3LG
0.7	F1	2.0	2.0	2.0	2.2	2.2	2.0	2.0	2.4
	F2	2.0	2.0	1.8	2.0	1.6	1.6	1.6	1.8
0.8	F1	2.0	2.0	2.0	2.2	2.0	2.0	2.0	2.0
	F2	1.8	1.8	1.4	2.0	1.6	1.6	1.6	1.6
0.9	F1	1.6	1.6	1.6	1.8	1.8	1.6	1.6	1.8
	F2	1.6	1.6	1.2	1.6	1.4	1.2	1.2	1.4
1.0	F1	1.4	1.4	1.4	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
	F2	1.4	1.4	1.0	1.4	1.0	1.0	1.0	1.0

表 2.5 に、各種系統条件でのエアギャップトルク振動の抑制、負荷角動揺の抑制に最も効果的な限流素子抵抗値を示す。同表から、0.8~2.4pu の限流素子抵抗値がそれぞれのケースにおいて最適となっているのがわかる。また、最適値と初期発電機出力値、端子電圧との関係を見てみると、初期発電機出力値が大きくなるにしたがい最適値は小さくなり、また、端子電圧が大きくなるにしたがって最適値もまた大きくなっていることがわかる。故障点に関しては、発電機から見た系統インピーダンスが F2 の方が大きいため最適値は小さくなり、F1 では F2 より若干大きくなる。

なお、同表には示していないが、故障電流に関しては全てのケースにおいて $R_L=0.4\text{pu}$ 以上とすることで設定臨界電流値以下に抑制できることを確認している。

2-3-2 発電機定数の影響

次に、発電機定数の相違が最適限流素子抵抗値の決定に与える影響について検討する。これまでの検討では、エアギャップトルク振動および負荷角動揺の第一波目と第二波目の最大および最小値の差を安定度判定に利用したが、本研究では、より正確を期するために発電機の負荷角と運動エネルギーの変化分絶対値の累積積分値から安定度判定を行うこととした。なお、運動エネルギーを安定度判定に利用した場合の有効性を調べるために負荷角による安定度判定と対比させて結果を示すことにした。

〈2-3-2-1〉 シミュレーション方法

シミュレーションに使用したモデル系統を図 2.31 に示す。シミュレーション条件は、 $t=0.1(s)$ に#2 送電線発電機至近端で 3LG 故障発生、 $t=0.2(s)$ に遮断器 (CB)により故障線を遮断、 $t=1.2(s)$ に再閉路とした。発電機定数は、表 2.6 に示した基準となる定数 (Base) を High または Low の値に個々に変更し、その都度計算を行って各限流素子抵抗値に対して安定度判定を行った。なお、安定度判定は式(2.2)に示す負荷角の変化分絶対値の累積積分値 δ_c と、式(2.3)の運動エネルギーの変化分絶対値の累積積分値 W_c を使用することとした。これらの値が小さいほど安定度が高いことを意味する。なお、本解析では $T=3.0sec$ とした。

$$\delta_c = \int_0^T |\dot{\delta}| dt \quad (\text{deg} \cdot s) \quad (2.2)$$

$$W_c = \int_0^T \left| \frac{d}{dt} W \right| dt \quad (J) \quad (2.3)$$

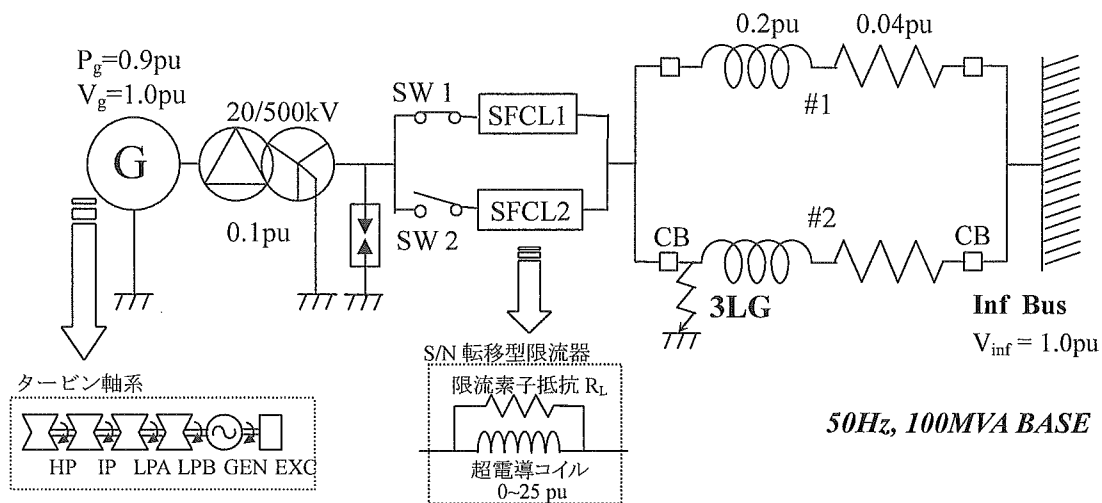


図 2.31 モデル系統

表 2.6 発電機定数

定格容量		1000MVA		
		High	Base	Low
R_a	(pu)	***	0.003	***
X_l	(pu)	***	0.13	***
X_d	(pu)	2.3	1.79	1.3
X_q	(pu)	2.3	1.71	1.3
X_d'	(pu)	0.5	0.169	0.15
X_q'	(pu)	1.0	0.228	0.201
X_d''	(pu)	0.15	0.135	0.131
X_q''	(pu)	0.22	0.2	0.131
X_0	(pu)	***	0.13	***
T_{do}'	(s)	8.0	4.3	2.0
T_{qo}'	(s)	1.5	0.85	0.6
T_{do}''	(s)	0.5	0.032	0.02
T_{qo}''	(s)	0.7	0.05	0.03
H	(s)	7.0	2.89	1.5

〈2-3-2-2〉 シミュレーション結果

図 2.32 は、Base 定数に対して X_d のみを High (2.3pu) または Low (1.3pu) に変更した場合の各限流素子抵抗値に対する δ_c と W_c である。この値が小さいほど動揺が抑制され安定度が改善されることを意味する。 X_d に関しては、いずれの値においても限流素子抵抗値 $R_L=1.3\text{pu}$ が負荷角および運動エネルギーの両面で最適となった。このような負荷角と運動エネルギーの累積積分から各定数に対する最適限流素子抵抗値をまとめたものが図 2.33 となる。同図より最適値に影響を及ぼす発電機定数は X_d', T_{do}', H であり、中でも X_d' の影響が大きいことがわかる。図 2.34 は X_d' と最適限流素子抵抗値の関係について示したものであるが、最適値と X_d' の値はほぼ反比例する結果となった。

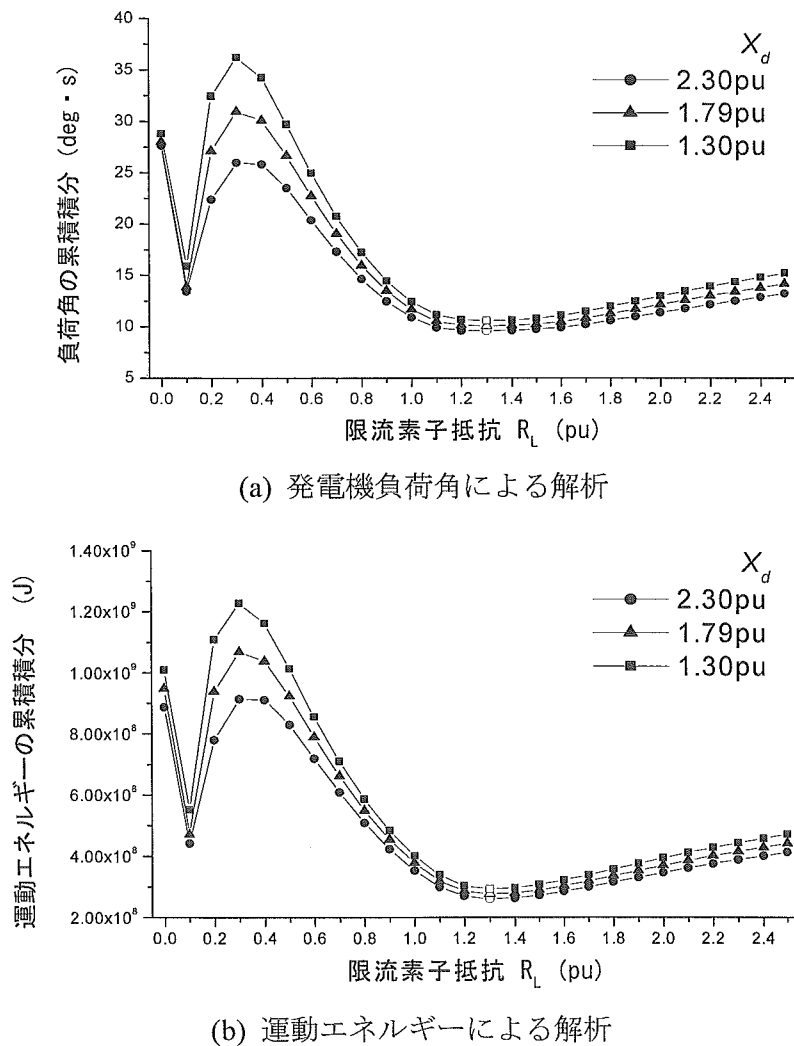
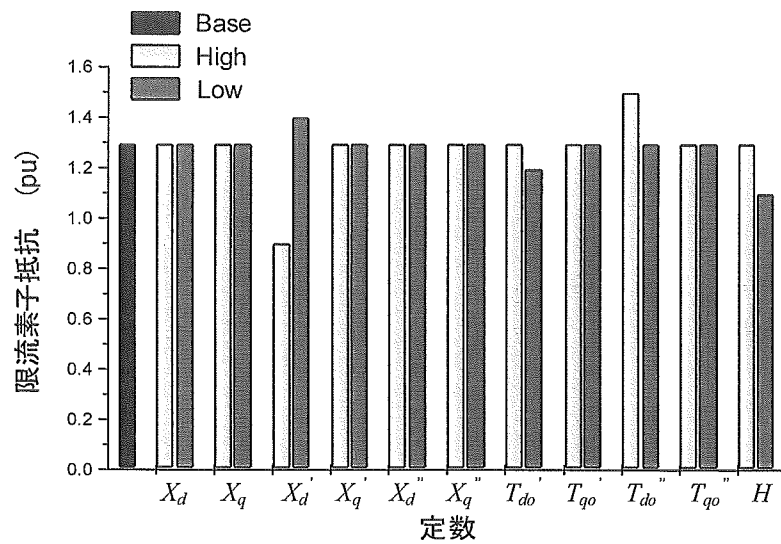
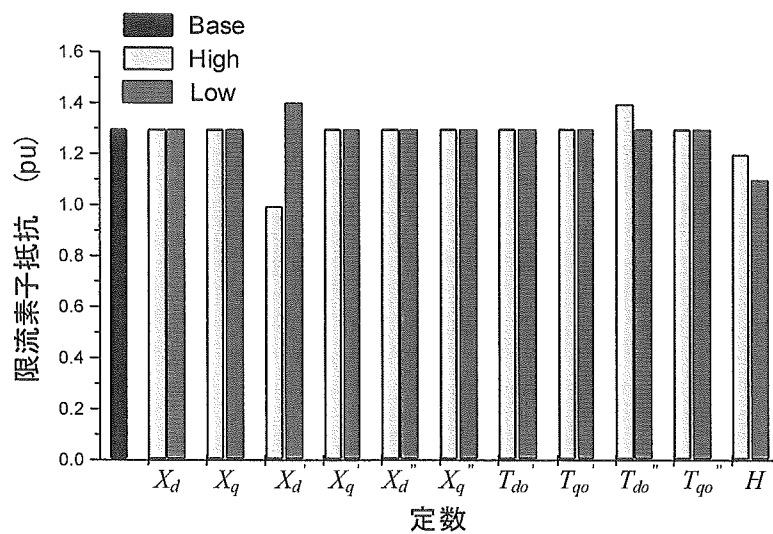


図 2.32 X_d 変更時の各限流素子抵抗値に対する累積積分値

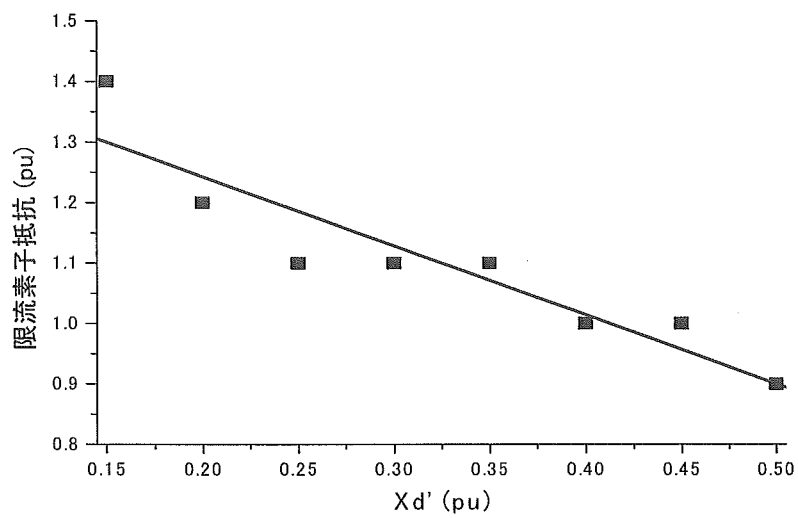


(a) 発電機負荷角による解析

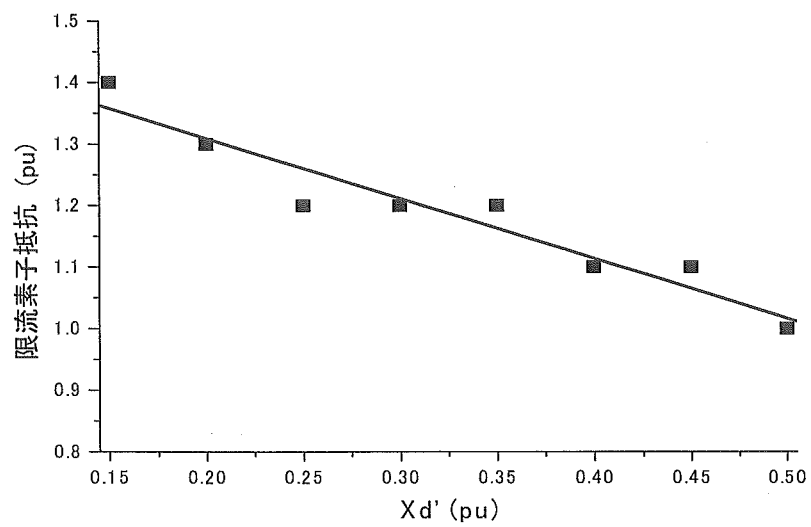


(b) 運動エネルギーによる解析

図 2.33 各発電機定数に対する最適限流素子抵抗値



(a) 発電機負荷角による解析



(b) 運動エネルギーによる解析

図 2.34 X_d' に対する最適限流素子抵抗値

2-3-3 まとめ

本研究では、各種系統条件下で同期発電機の安定度の改善に最も効果的な SFCL の限流素子抵抗値をもとめ、それぞれの系統条件と限流素子抵抗最適値との関係を明確にするための検討を行った。以下に、本研究で得られた結果をまとめる。

1. 初期発電機出力値と最適値との関係

発電機出力値が大きいほど、最適値は小さくなる。

2. 発電機端子電圧値と最適値との関係

端子電圧が大きいほど、最適値も大きくなる。

3. 故障点と最適値との関係

発電機から遠いほど、最適値は小さくなる。

3. 発電機定数と最適値との関係

発電機定数 X_d' 、 T_{d0}'' 、 H の値によって最適値が変化し、中でも X_d' の影響が大きいことがわかった。 X_d' が大きいほど、最適値は小さくなる。

本研究では、上記 4 つの系統条件に対してのみ検討をおこなったが、実際の電力系統は多様であることから、これら以外の様々な系統条件下での SFCL の使用も考えられる。しかし、第 2 章 2 節で述べたように、同期発電機の安定化において最適な限流素子抵抗値は、SFCL によって消費された発電機出力値と機械入力値との差が最も小さくなる値である。従って、この関係を見定めておけば、他の系統条件に対しても同期発電機の安定化に効果的な限流素子抵抗の値をある程度予測することができると考えられる。

2-4 超電導限流器誤作動時における検討

これまでの検討から、SFCL の故障電流の抑制、および同期発電機の安定度の改善効果を示し、限流素子抵抗の値を適当に選定することで多機能を有する非常に有望な装置になりうることがわかった。しかし、SFCL は超電導現象を利用した電力機器であることから安定性の面で特に注意を要し、さらに、制動抵抗のような安定化装置とは異なり、故障電流を抑制するために回路に直列に設置する必要があることから系統に与えるインパクトが大きな装置である。従って、SFCL が何らかの原因により定常時において誤作動した場合、回路に突然負荷が現れることになり、系統を不安定な状態へと誘導する可能性がある。上述のように、故障電流を抑制し、同時に安定度の改善を図る目的で SFCL を使用する場合、SFCL のインピーダンスは、線路インピーダンスや変圧器インピーダンスのような回路インピーダンスに対して比較的大きな値を必要とする。それ故、SFCL が誤作動すると非常に大きな動揺が発生すると予想される。

そこでこの節では、SFCL が定常時に突然誤作動（超電導コイルがクエンチしたと想定）したときの同期発電機の応答を検討するとともに、誤作動後の安定化復帰対策を提案する。

2-4-1 シミュレーション方法

シミュレーションには、第 2 章 2 節の図 2.1 のモデル系統を使用し、系統定数、発電機定数、制御系、タービン軸系など各種パラメータも全て同じものを使用した。SFCL の限流素子抵抗値は、これまでの検討結果から系統故障に対して最も適当であると思われる $R_L=2.0\text{pu}$ を使用することとした。

シミュレーション条件は、 $t=0.2\text{sec}$ に a 相の SFCL1 の超電導コイルがクエンチし、時定数 1ms で 25pu まで抵抗が発生するものとした。このときの同期発電機の各種応答を示し、誤作動後の安定化復帰対策を論じたので以下に報告する。

2-4-2 シミュレーション結果

2-4-2-1 誤作動時における発電機応答

図 2. 35～図 2. 38 に SFCL1 の超電導コイルがクエンチした場合の電流および発電機の応答を示す。t=0.2sec に SFCL がクエンチすると、変圧器 Y 側に流れる電流はクエンチにより発生した常電導抵抗値と並列に接続された限流素子抵抗値との合成インピーダンスによって図 2. 35 のように降下した。図 2. 36 は発電機負荷角の応答を示しているが、誤作動によって負荷角が動揺し、さらに、SFCL のインピーダンスによって潮流状態が変化することで定常値が上昇した。また、図 2. 37 のようにエアギャップトルクに逆相分による 2 倍周波数（100Hz）の振動を引き起こし、タービン軸系に対しても図 2. 38 のようなトルク振動を発生させた。但し、トルク振動の大きさ自体は、系統短絡故障である 1LG 故障が発生したときのものより小さな振動である。

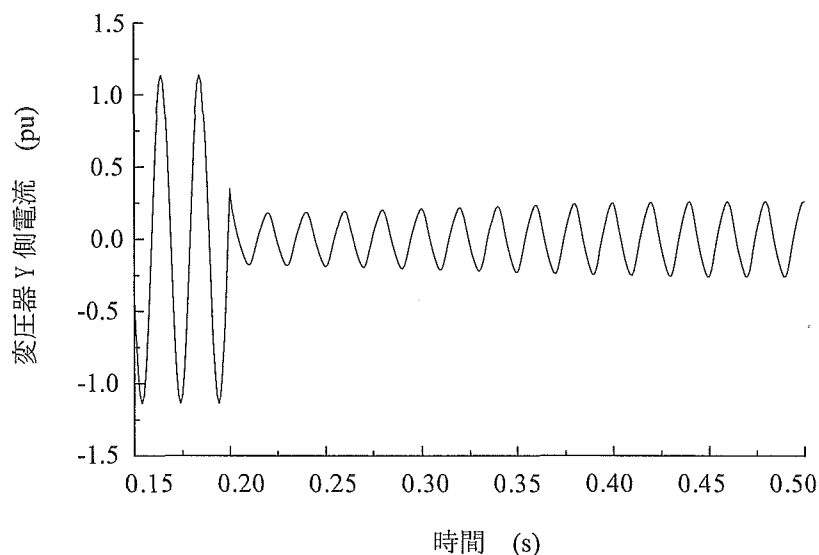


図 2. 35 変圧器 Y 側 a 相電流（限流器誤作動時）

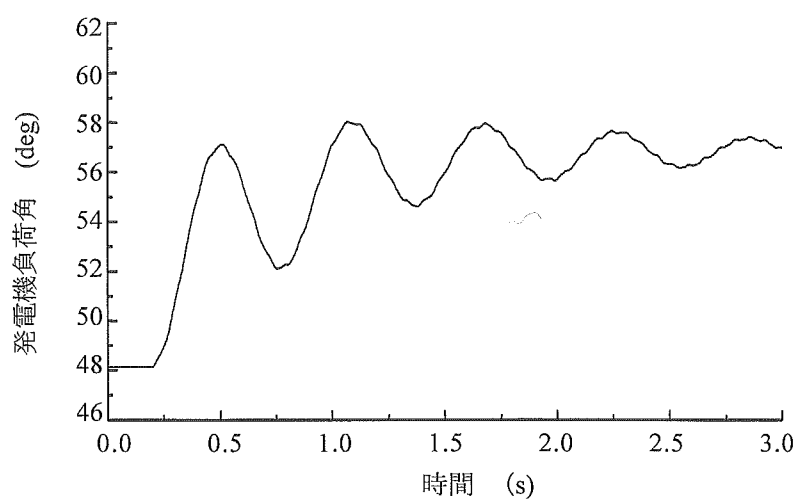


図 2.36 発電機負荷角応答 (限流器誤作動時)

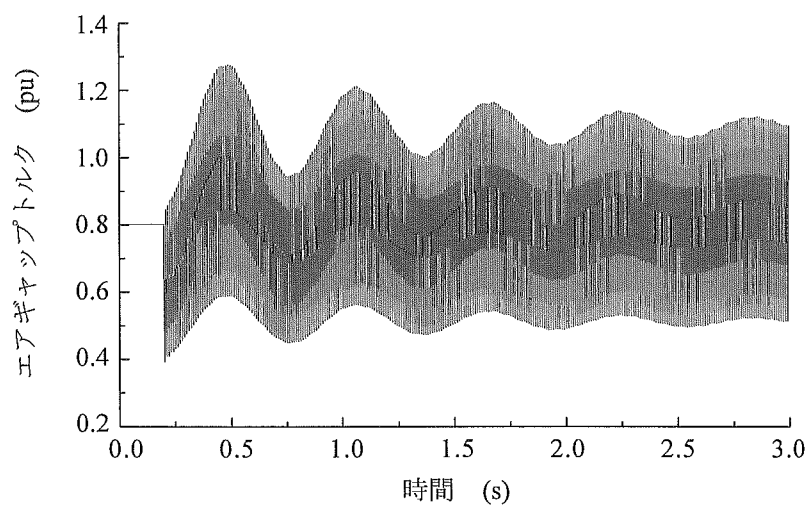


図 2.37 エアギャップトルク応答 (限流器誤作動時)

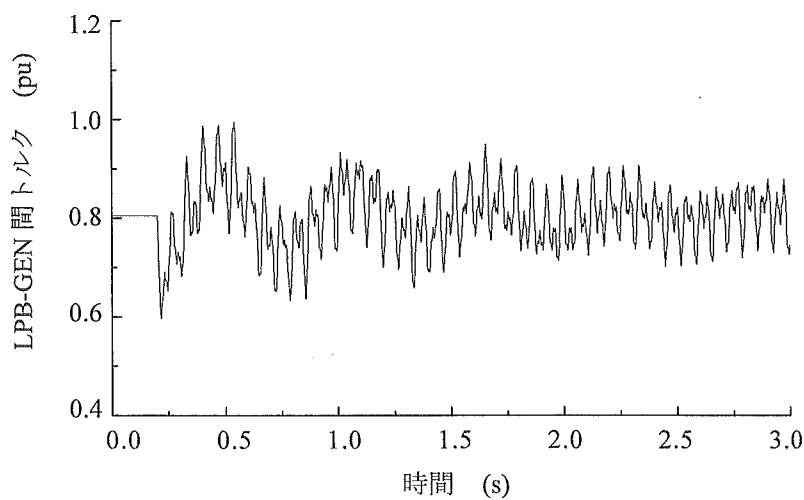


図 2.38 LPB-GEN 間タービン軸トルク応答 (限流器誤作動時)

2-4-2-2 予備限流器による復帰対策

以上のように、誤作動した限流器は、発したインピーダンスにより系統動揺を引き起こす。従って、SFCL が誤作動しないように超電導コイルの安定性の維持に努めると共に、SFCL が誤作動した後の 2 次対策も用意しておくことが肝心であると考ええる。2 次対策には、冷却装置の出力を増幅させ超電導コイルを超電導状態へ素早く復帰させるなどの SFCL 内における対策と、SFCL を系統から切り離すような系統制御による対策の 2 通りが考えられる。以下では、系統制御による対策方法を提案する。

これまで、本研究ではクエンチした超電導コイルの超電導復帰時間の短縮や再閉路失敗の対策として、遮断器による故障線開放と同時に予備器である SFCL2 への動作切替が行えるような 2 台併用運転型の SFCL を提案し使用してきた。そこで、SFCL 誤作動時に対しては、予備限流器へ動作切替を行うことで誤作動した SFCL を系統から切り離す方法を提案する。

シミュレーションの条件は、先ほどと同様に SFCL1 の超電導コイルが $t=0.2\text{sec}$ にクエンチするとし、誤作動の検出とスイッチ動作に 0.1sec の時間を要すると仮定して $t=0.3\text{sec}$ に SW2 を閉じ、SW1 を開放して予備限流器 SFCL2 へ動作切替を行うこととした。以下にシミュレーション結果を示す。

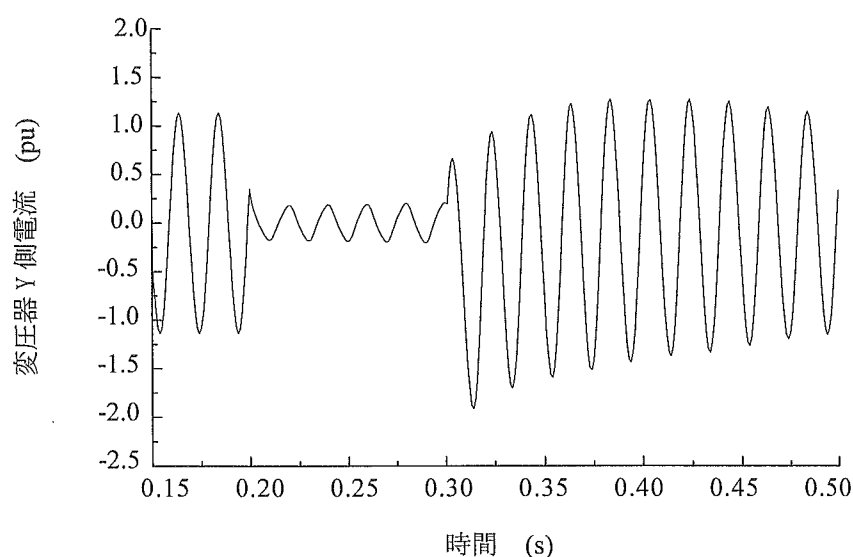


図 2.39 変圧器 Y 側 a 相電流 (誤作動対策時)

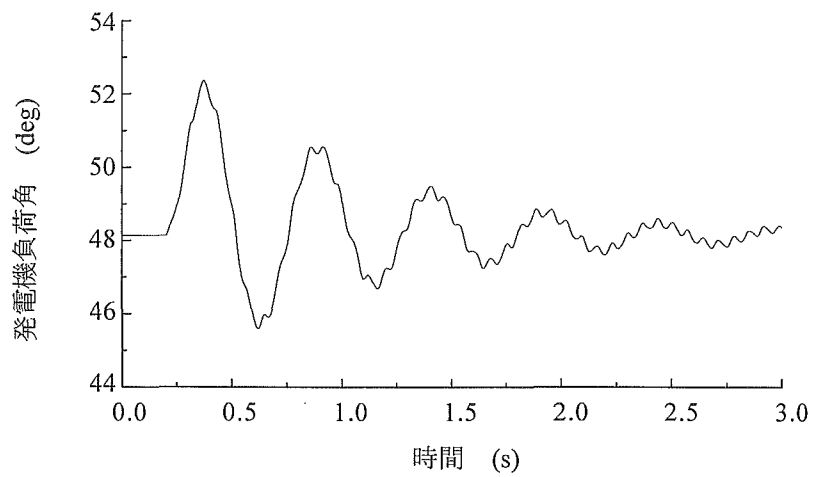


図 2.40 発電機負荷角応答 (誤作動対策時)

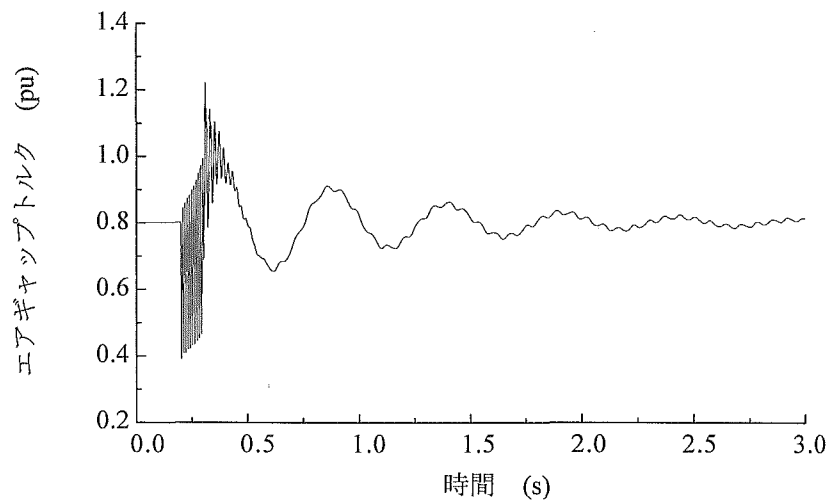


図 2.41 エアギャップトルク応答 (誤作動対策時)

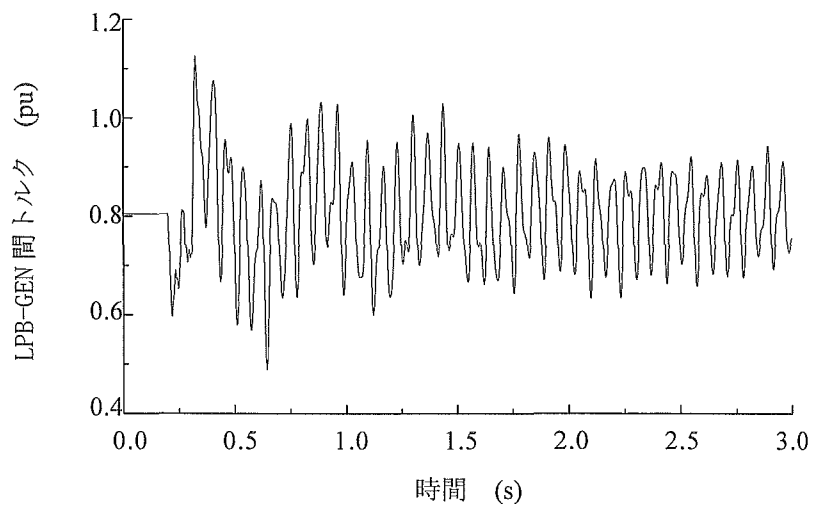


図 2.42 LPB-GEN 間タービン軸トルク応答 (誤作動対策時)

図 2.39～図 2.42 は、SW2 を閉じたときの変圧器 Y 側に流れる電流と発電機の応答を示したものである。図 2.39 に見られるように、 $t=0.3\text{sec}$ にスイッチを投入することで、通電電流が SFCL2 の超電導コイル（抵抗ゼロ）に転流されるため、元の定常値へと回復していく様子がわかる。また、電力系統が定常状態に戻るために負荷角の振動は元の定常値へと収束し（図 2.40 参照）、エアギャップトルク振動もまた、定常周波数で定常値へと収束していく（図 2.41 参照）。図 2.42 のタービン軸トルクは、限流器誤作動時よりもかえって振動が大きくなった。これはスイッチ投入時のタイミングによるものと思われるが、1LG 故障時に比べてかなり小さな振動であるため問題は少ないと考えられる。

2-4-3 まとめ

本研究では、SFCL が定常運転時に誤作動すると系統動揺が生ずることを示し、対策処理として予備限流器へ SFCL の運転を切替える方法を提案した。その結果、運転を超電導状態にある予備器へ切替えることで安定度が改善され、定常状態へ素早く回復できることがわかった。なお、誤作動後に、単に誤作動限流器を系統から切り離してその部位を線路短絡する方法もあるが、この場合、SFCL の修復中は系統故障に対して無防備な状態となる。しかし、本研究のように予備限流器へ運転を切替える方法を用いれば、いつ系統故障が発生しても故障電流の抑制および安定度の改善が可能となる。また、このような SFCL の 2 台併用運転は、再閉路失敗時の動揺抑制、超電導復帰時間の短縮、SFCL のメンテナンスが容易など、単機運転では得られない多くの利点がある。

2-5 超電導コイルのクエンチ時間に関する検討

SFCL に使用される超電導コイルは、以下のような条件を満たすものが望ましい。

- (1) 超電導状態の安定性が高い
- (2) 高温で超電導状態になる
- (3) 系統故障時に設定電流値で確実にクエンチする
- (4) クエンチ時は素早く抵抗を発生する
- (5) 超電導復帰時間が短い

中でも、クエンチ時の抵抗発生時間に関する特性は、系統故障によって低下した発電機出力を回復させる時間として考えることができるため、安定度を改善する上で重要な要素であると考えられる。超電導コイルのクエンチ時間は、その導体の種類や長さ、臨界電流密度によって異なり、一般に数マイクロ秒から数ミリ秒と言われている⁽¹²⁾。このように、高速なものと低速なものでは大きな差があるわけだが、このようなひらきは、SFCL の系統安定度の改善効果に何らかの影響を与えるものと予想される。そこで本研究では、クエンチ時間を種々変更して故障計算を行い、クエンチ時間の影響について検討を行った。

2-5-1 シミュレーション方法

シミュレーションには、図 2.1 のモデル系統を使用し、発電機定数、制御系、タービン軸系など各種パラメータも全て同じものを使用した。但し、クエンチ時間の変化による系統状態を検討するために避雷器は設置していない。SFCL の限流素子抵抗値は、第 2 章 2 節の系統条件における検討結果から、故障電流の抑制、および安定度の改善において最も効果的な値と思われる、 $R_L=2.0\text{pu}$ を使用することとした。

シミュレーション条件は、 $t=0.1\text{sec}$ に #2 送電線発電機至近端において 3LG 故障発生、 $t=0.2\text{sec}$ に故障線を開放、 $t=0.6\text{sec}$ に再閉路とした。超電導コイルはクエンチ後、時定数 $1\mu\text{sec}\sim 1\text{msec}$ で 25pu まで抵抗が発生するとして、各クエンチ時間のケースで故障計算を行った。

2-5-2 シミュレーション結果

図 2.43 は、超電導コイルのクエンチ時間を $1\mu\text{sec}$ ～ 1msec まで変化させたときの発電機端子に現れる対地電圧最大値(pu)をプロットしたものである。図からわかるように、クエンチ時間が短いほど端子電圧最大値は上昇し、各相ともに 1msec と $1\mu\text{sec}$ とでは 1pu ほどの差が生じた。これは、クエンチ時間が短くなるにしたがって SFCL のインピーダンス上昇率 (dZ/dt) が大きくなり、それ故に、故障電流の抑制作用がより鋭敏になったことで過渡過電圧が大きくなったと考えられる。なお、3LG 故障以外の不平衡故障時における端子電圧の上昇は、3LG 故障時とほぼ同じ、ないしは小さいことを確認しており、また、クエンチ時間の変化により及ぼす影響は発電機端子電圧のみであり、他の特性に影響は見られなかった。

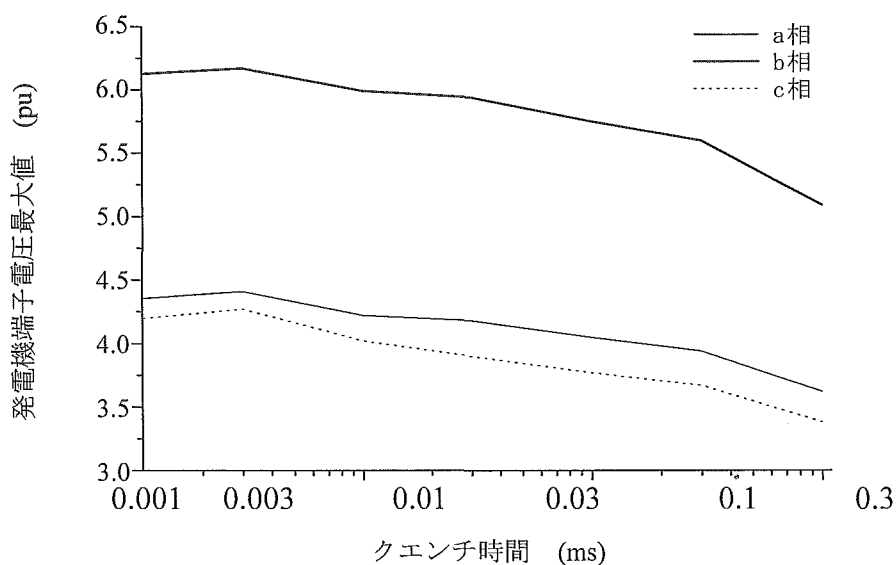


図 2.43 クエンチ時間に対する発電機端子電圧最大値

2-5-3 まとめ

故障電流が超電導コイルの臨界電流値を超えると超電導状態から常電導状態へと転移するクエンチが発生する。このクエンチ時間が短ければ短いほど、過渡過電圧の上昇を招くことが本研究により判明した。この過渡過電圧は、発電機端子ないしは SFCL 端に避雷器を設けることで抑制可能であるが、クエンチ時間の相違が SFCL や同期発電機の応答にほとんど影響を与えないため、過電圧の上昇を抑えるためにクエンチ時間を時定数 1msec 程度に設定すれば良いのではないかと考えられる。なお、クエンチ時間が遅ければ遅いほど過渡過電圧は小さくなるが、それだけ SFCL のインピーダンスの上昇率が小さくなり、故障電流の限流作用が遅れことになるので留意を要する。

2-6 再閉路失敗時における同期発電機の超電導限流器による安定化に関する検討

これまで、SFCL が導入された 1 機無限大母線系統において、種々の系統条件下で平衡・不平衡故障計算を行い、SFCL による故障電流の抑制、同期発電機の安定化、並びにタービン軸系のねじれトルクの低減効果について報告してきた。一方、再閉路失敗を想定した検討例はこれまで著者の知る限りほとんど皆無であるが、S/N 転移型限流器の場合、限流後に超電導状態へ復帰するのに多少の時間を要することから、再閉路失敗の場合に発生する故障電流や動揺を抑制することが困難である。これに対する対策として、本研究では SFCL の 2 台併用運転を提案し、故障線遮断と同時に予備限流器への動作切替を行ってきた。

再閉路が失敗すると、系統に短絡故障時と再閉路時の 2 度に渡り故障電流が発生し動揺が誘起されるので、過渡安定度は悪化しタービン軸系の疲労が増大する^{(13),(14)}。しかし、2 台の SFCL を使用すると一方が短絡故障時に動作し他方が再閉路失敗時に動作することで各時点に発生する故障電流および動揺の抑制が可能となり、またクエンチ動作後に SFCL を系統から切り離すことができるのでコイルの冷却能率が向上して超電導復帰時間の短縮が図れると考えられる。このような理由から、SFCL を 2 台並列に接続したモデルを使用しているが、実際に SFCL の 2 台併用運転の有効性を検証するために、本節において EMTP/ATP による再閉路失敗を想定したシミュレーション解析を行うこととした。

2-6-1 シミュレーション方法

本研究で使用したモデル系統を図 2.44 に示す。発電機定数、タービン軸系定数および発電機の制御系は第 2 章 2 節で使用したものと同一であるため省略する。但し、SFCL の限流素子抵抗値は 2.0pu とした。

シミュレーション条件は、図 2.45 に示すタイムシーケンスに従い、 $t=0.1\text{sec}$ に 1LG (a 相)故障、または 3LG 故障が #2 送電線発電機至近端で発生、 $t=0.2\text{sec}$ に遮断器 CB によ

り故障線両端を遮断、 $t=1.0\text{sec}$ に再閉路とした。その際、再閉路に失敗することとし、 $t=1.1\text{sec}$ に再遮断する。

次に、SFCL の動作について説明する。SFCL は図 2.44 にあるように常用機 (SFCL1) と予備機 (SFCL2) とが並列に接続されており、定常運転時において SFCL1 が系統に直列に接続されている。 $t=0.1\text{sec}$ の系統故障時に SFCL1 が動作し、 $t=0.2\text{sec}$ の故障除去と同時に SW2 を閉じ SW1 を開くことで SFCL2 へと運転を切替え、 $t=1.0\text{sec}$ の再閉路失敗時には SFCL2 が動作し、 $t=1.1\text{sec}$ に再度故障を除去すると同時に SW1 を閉じ SW2 を開いて再度 SFCL1 へ運転を切替える。この際、SFCL1 の超電導コイルは超電導状態に回復しているものとする。尚、実系統では永久故障が発生した場合の対策として再閉路失敗後の再々閉路は行われておらず⁽³⁾、故に、本研究においても再々閉路を行わないとする。

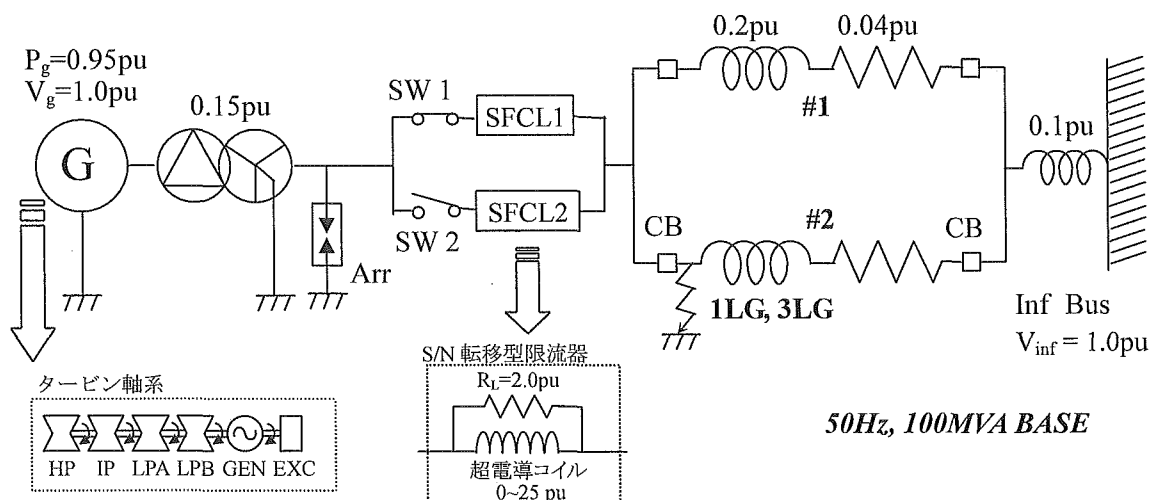


図 2.44 モデル系統

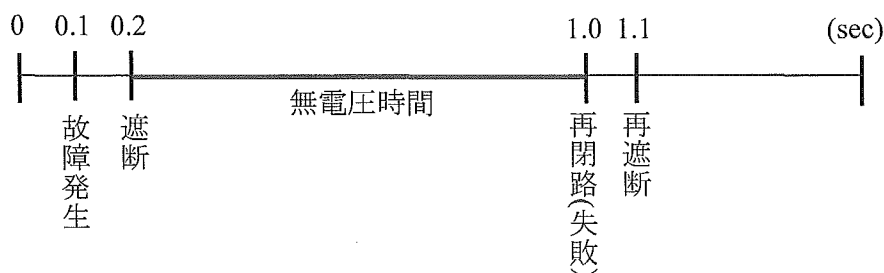


図 2.45 シミュレーションのタイムシーケンス

2-6-2 シミュレーション結果

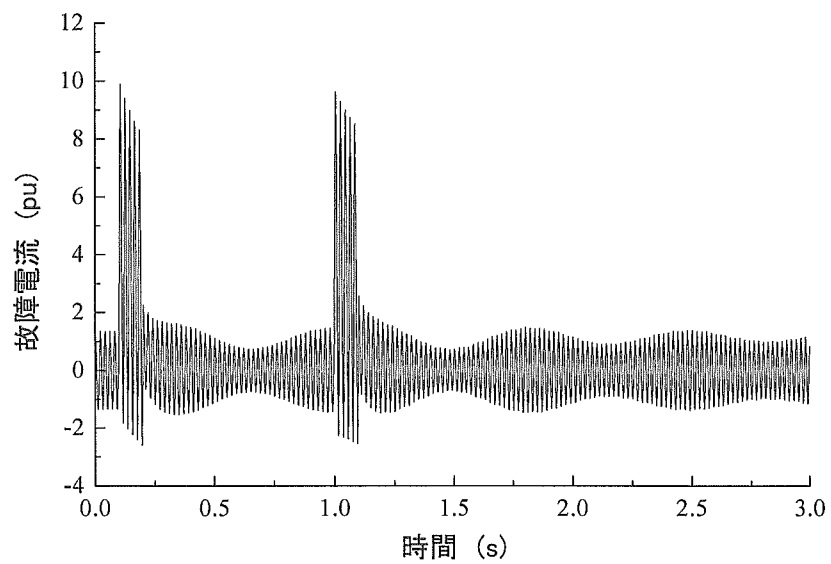
〈2-6-2-1〉 再閉路失敗時に関する検討結果

図 2.46 に、1LG 故障発生時における変圧器 Y 側に流れる電流波形（a 相）を示す。故障発生時（ $t=0.1\text{sec}$ ）および再閉路失敗時（ $t=1.0\text{sec}$ ）に過電流が発生しているが、SFCL ありの場合 SFCL1 が故障時に、SFCL2 が再閉路失敗時にそれぞれ動作することで設定臨界電流値以下に抑制されている。故障時と再閉路失敗時に発生した故障電流に含まる直流分は、SFCL の超電導コイルおよび限流素子抵抗 R_L の合成抵抗によって極めて高速に減衰している。

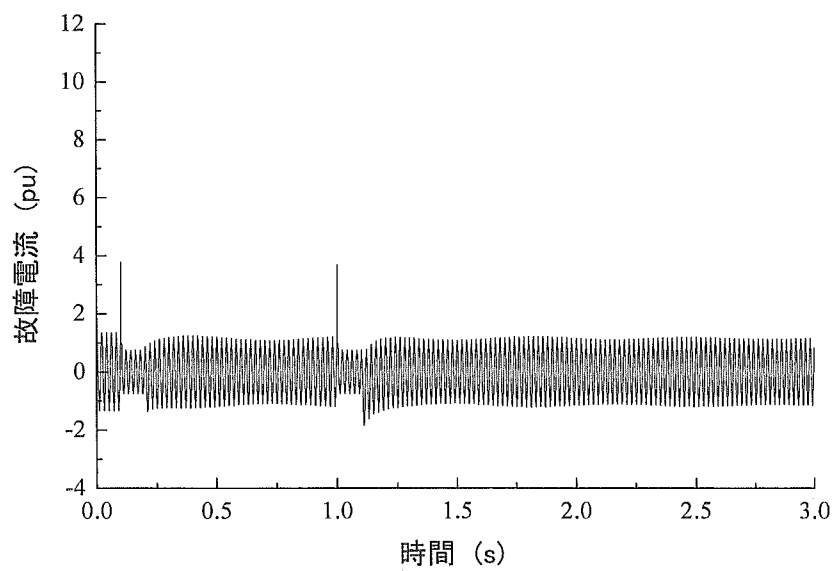
図 2.47 は、1LG, 3LG 故障の各々に対する発電機負荷角の応答である。SFCL が無い場合に、発電機が加速状態にあるときに再閉路失敗すると動揺が更に増幅することが分り、3LG 故障においては脱調に至った。一方、SFCL が有る場合、SFCL によって発電機の加速エネルギーが吸収されるため、負荷角の動揺が緩和されている。

図 2.48 は、低圧タービン B (LPB) と発電機 (GEN) 間の軸ねじれトルクの応答である。表 2.3 に示されているように、LPB-GEN 間のばね定数が一番大きいため、外乱発生時にこの軸間のねじれトルクが最も大きくなると考えられる。タービン軸系は、短絡故障や線路開閉のようなトルク変化を引き起こす外乱によってねじれトルクが増大するため、場合によっては軸疲労による損傷を被る可能性がある。それ故、過渡現象発生時における軸系の保護対策は重要である。同図より 1LG, 3LG 故障ともに SFCL によりトルク振動が抑制されているが、これは故障時と再閉路失敗時に生じる発電機エアギャップトルク振動が SFCL によって抑制されているからである。実際には時間の経過とともに軸トルク振動は減衰するが、本研究では軸系の制動係数を考慮していないので振動が継続している。

図 2.49 は、各質点間における軸トルク振動の絶対値の最大値を示したものである。各軸間ともに再閉路失敗時にトルク振動が最大となる。これより、ばね定数に比例した値が現れており、SFCL の効果によってトルク振動が大幅に抑制されていることが明らかである。

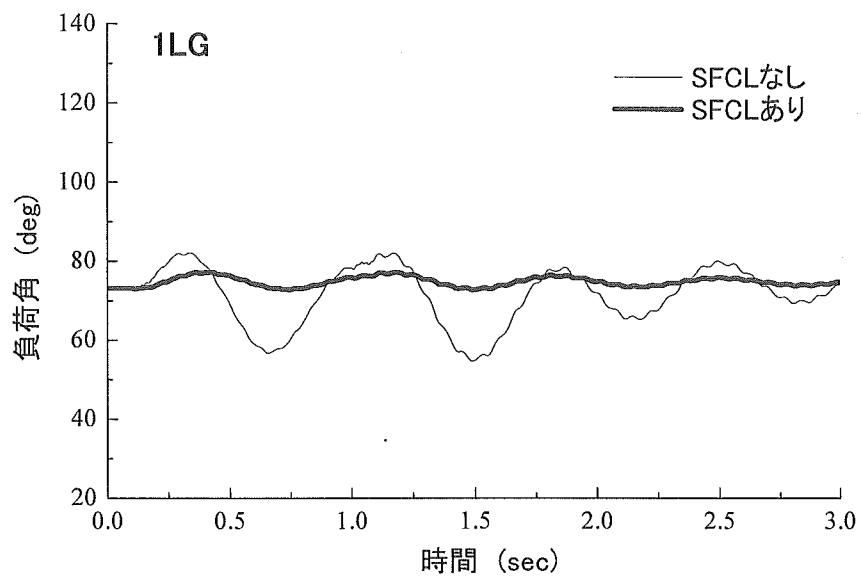


(a) SFCL なし

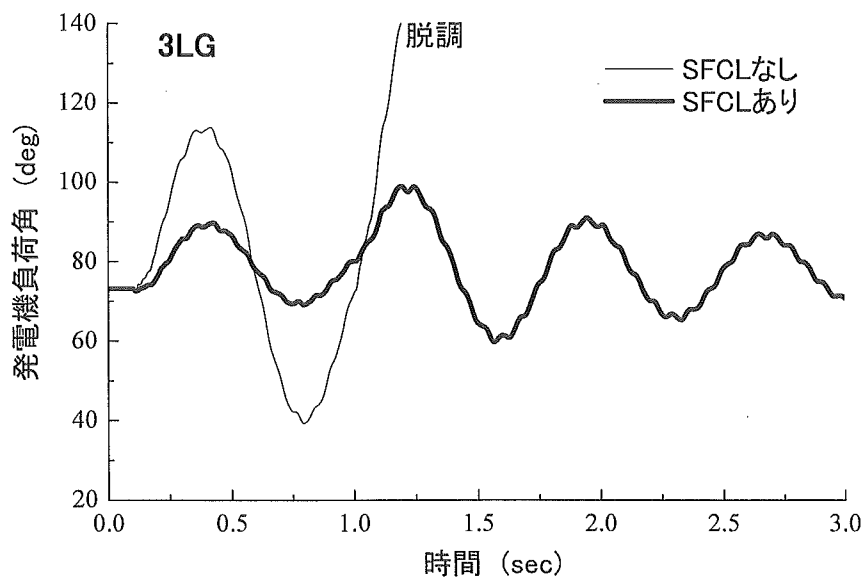


(b) SFCL あり

図 2.46 変圧器 Y 側に流れる a 相電流波形 (1LG)

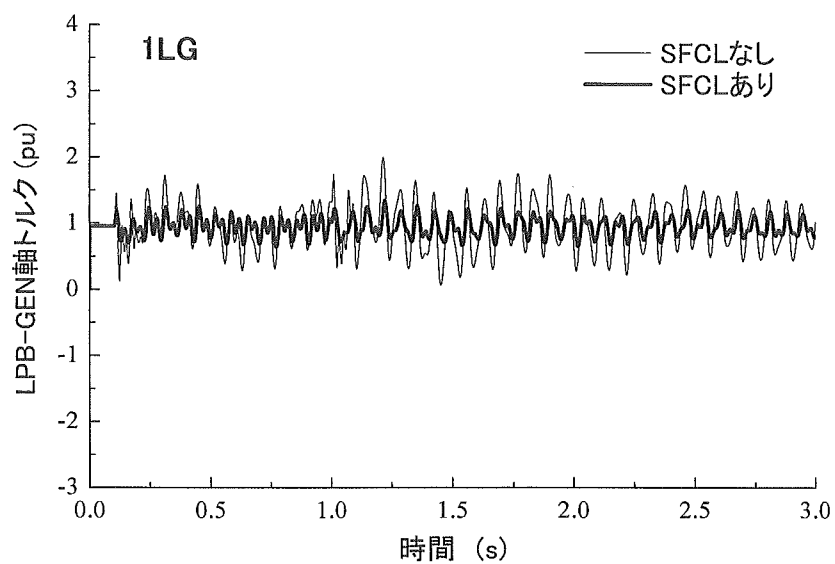


(a) 1LG 故障時

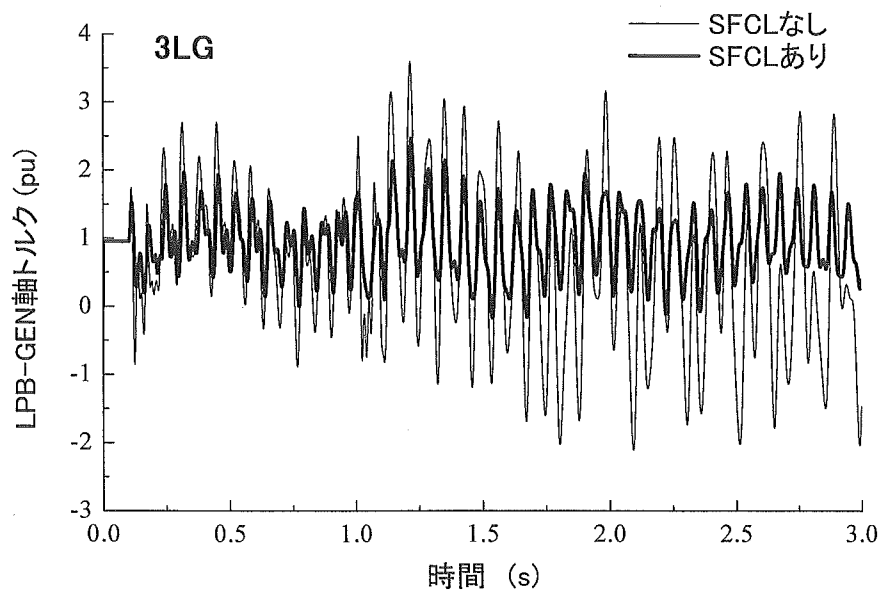


(b) 3LG 故障時

図 2.47 発電機負荷角応答



(a) 1LG 故障時



(b) 3LG 故障時

図 2.48 LPB-GEN 間タービン軸トルク応答

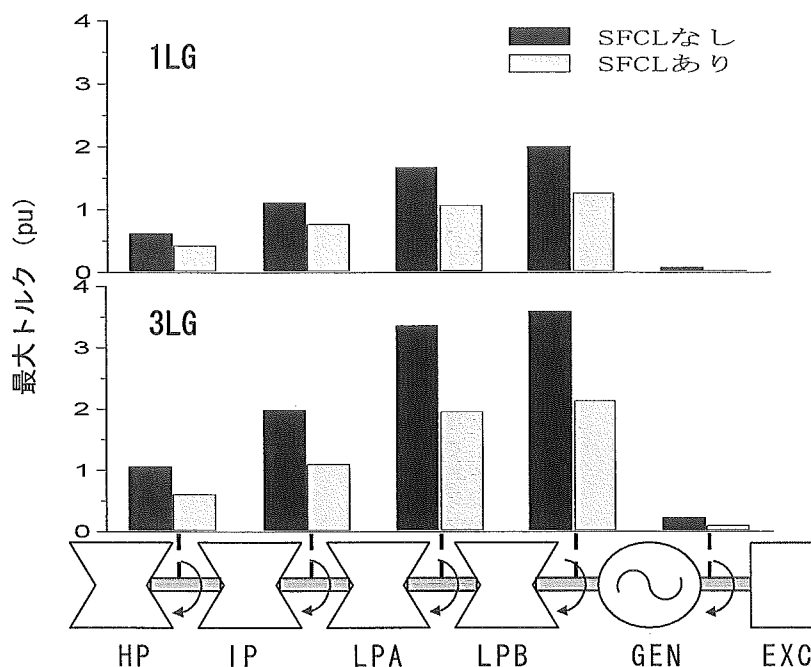


図 2.49 各質点間の最大トルク

〈2-6-2-2〉 無電圧時間の影響に関する検討結果

次に、再閉路失敗時において無電圧時間を変化させた場合の影響について検討する。前述のシミュレーションでは無電圧時間を 40cycle 一定として検討したが、再閉路時における発電機の加減速状態によっては再閉路失敗後の応答に変化が生じると考えられる。故に、SFCL の安定化効果を検証するためには無電圧時間を変化させた場合の応答についても検討する必要がある。

図 2.50 は、無電圧時間を 20~50cycle、即ち $t=0.4\sim1.0\text{sec}$ の間で再閉路を行った場合の 1LG 故障発生時の発電機負荷角応答を示している。同図より、SFCL がいない場合、無電圧時間の違いによって再閉路失敗後の応答がかなり変化している様子がわかる。また、無電圧時間=30cycle の場合の負荷角動揺が最も大きいことから、無電圧時間が短いほど安定度が高いとは一概に言えないことがわかる。一方、SFCL が設置されている場合、

同様に無電圧時間の相違により応答は異なるが、いずれの場合において高い安定化効果が見られる。

図 2.51 は、3LG 故障時において無電圧時間を種々変えた場合の発電機負荷角応答である。SFCL が無い場合、無電圧時間=40cycle で発電機は脱調しており、無電圧時間=50 cycle では同期を維持している。故に、同図は、1LG 故障時の場合と同様に無電圧時間の短縮が必ずしも過渡安定度を向上させるわけではないことを示唆している。また、1LG 故障では無電圧時間=30cycle の場合の動揺が最も大きく、3LG 故障では無電圧時間=40cycle の場合で脱調していることから、無電圧時間の過渡安定度への影響は故障の様相に応じて異なると考えられる。一方、SFCL が導入された場合、3LG 故障に対しても高い安定化効果を示している。従って、SFCL が設置された系統では、無電圧時間の選定が比較的容易に行えると考えられる。

2-6-3 まとめ

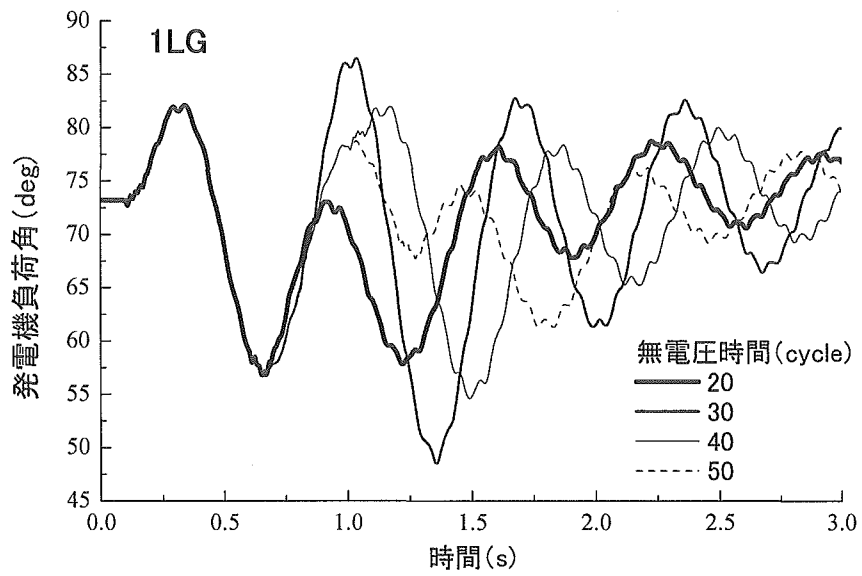
本研究では、再閉路失敗を対象とした SFCL による故障電流の抑制、同期発電機の安定化、並びにタービン軸系のねじれトルク振動の抑制について検討し、さらに無電圧時間の相違による再閉路後の安定度の特性に関する検討も行った。以下に本研究で得られた結果をまとめる。

1. 再閉路失敗時における発電機動揺の抑制効果について

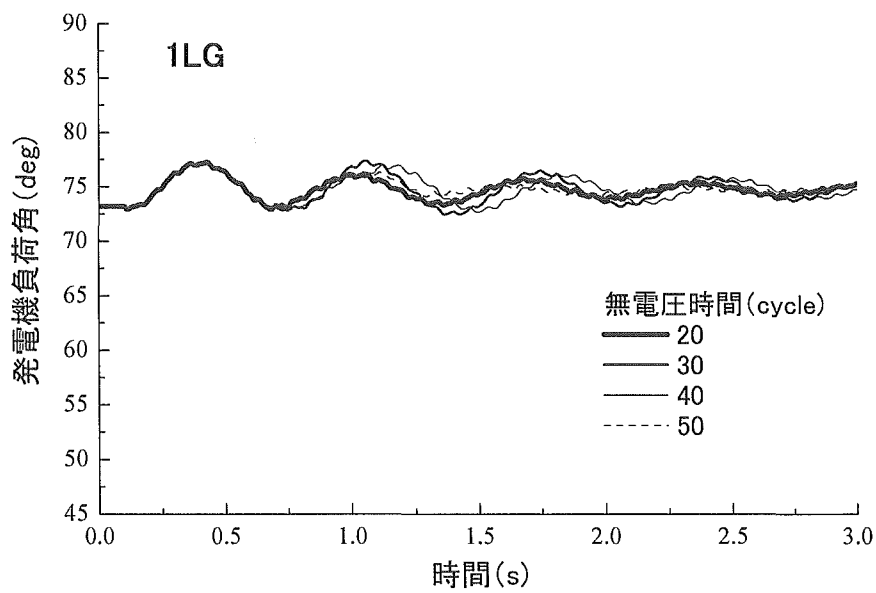
故障時に常用機 SFCL1 が動作し、再閉路失敗時に予備機 SFCL2 が動作することで、2 度にわたり発生した故障電流を抑制し、更に、同期発電機の安定度を改善すると共に、タービン軸系のねじれ応力を抑制できることを確認した。

2. 無電圧時間の相違による影響について

無電圧時間の相違により再閉路後の発電機動揺は大きく変化するが、SFCL が設置された系統では無電圧時間にほぼ関係なく安定度が改善された。なお、再閉路の実施が早いほど安定度が改善されるわけではないことが判明した。

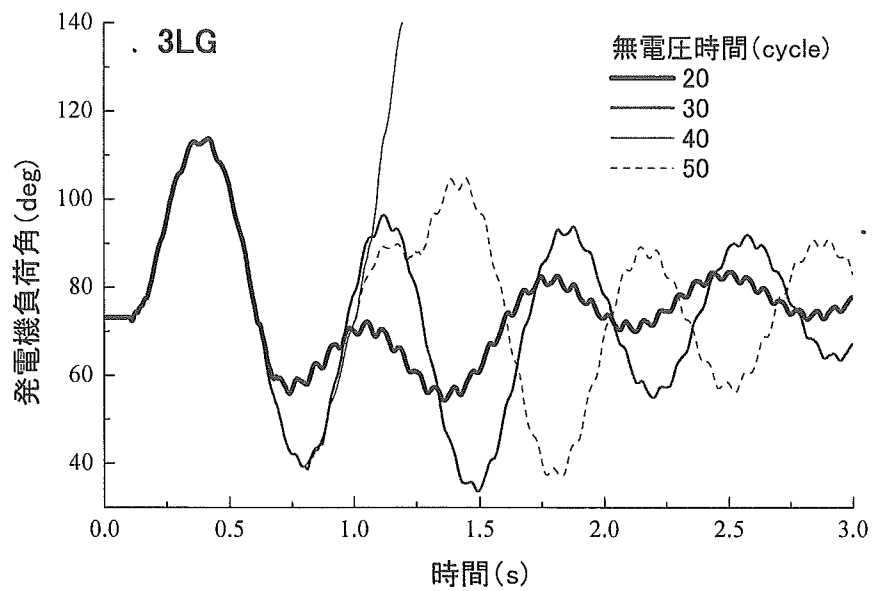


(a) SFCL なし

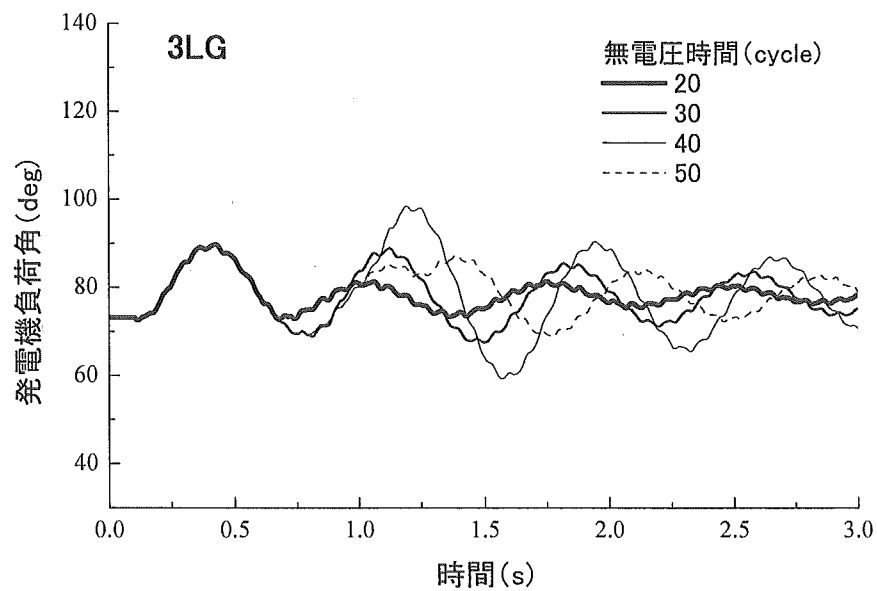


(b) SFCL あり

図 2.50 各無電圧時間に対する発電機負荷角応答 (1LG)



(a) SFCL なし



(b) SFCL あり

図 2.51 各無電圧時間に対する発電機負荷角応答 (3LG)

2-7 超電導限流器による無電圧時間の延長に関する検討

前節における再閉路失敗時を対象とした検討では、SFCLを2台併用運転することで2度にわたり発生する故障電流をその都度抑制することができ、さらに再閉路失敗という過酷な故障状況に対しても同期を維持し、安定度を改善できることを示した。

再閉路失敗の原因としては、故障が永久故障（接触物等による短絡）のために再閉路時に再度故障状態となるものと、過渡故障（アークによる短絡事故で、時間経過とともに自然消滅するもの）であっても故障点のイオン消滅が間に合わず再閉路時に再点弧して故障状態となるものの2つに代表される。再閉路失敗の発生確率は全発生故障の10%程度⁽⁴⁾と低いが、前節で示したように再閉路失敗時の動揺は非常に大きく、特にタービン軸系のねじれ疲労を増大させる事故として知られおり、従って、電力供給の信頼性および安定性を維持する上で可能な限り再閉路を成功させる必要がある。永久故障に関しては、自然現象に起因する部分が大きいため永久故障の発生を抑えることは困難であるが、過渡故障に対しては無電圧時間を長くすることで故障点の残留イオンの完全消滅を図るなど比較的簡単な操作で再閉路失敗確率の低減が期待できる。

そこで、本節ではSFCLによる過渡故障時の安定度の改善効果と無電圧時間との関係から、SFCLが導入された系統では無電圧時間の延長が可能であることを示し、再閉路失敗確率を減少させるための検討を行ったので報告する。

2-7-1 シミュレーション方法

シミュレーションは、前節で使用した図2.44のモデルシステムを使用し、各種パラメータも同じものを使用した。

シミュレーション条件は、図2.52に示すタイムシーケンスに従い、 $t=0.1\text{sec}$ に#2送電線発電機至近端で3LG故障が発生、 $t=0.2\text{sec}$ に故障線を開放、各無電圧時間を経て再閉路とする。SFCLは、前節と同様に故障線開放と同時にSFCL2へ動作切替を行うこととした。

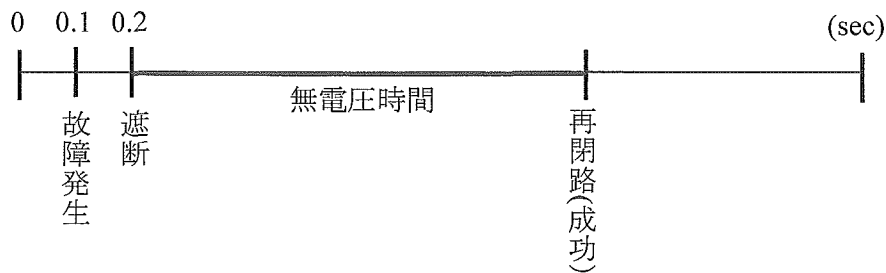


図 2.52 シミュレーションのタイムシーケンス

2-7-2 シミュレーション結果

図 2.53 は、3LG 故障発生時において、各無電圧時間 (SFCL なしの場合 20cycle、SFCL ありの場合 75cycle) に対する発電機負荷角応答である。SFCL なしの負荷角動揺は無電圧時間=20cycle と極めて短時間であるにも関わらず、SFCL ありの場合の無電圧時間=75cycle の動揺より大きく、また減衰に時間を要している。これは、SFCL による安定度の改善効果が無電圧時間の相違が安定度に与える影響に比べて非常に大きいことを示唆している。

図 2.54 は、図 2.53 中に記した矢印のように再閉路後に現れる発電機負荷角振動の最大値と最小値との差をとったものであり、無電圧時間の違いによって再閉路後の動揺の大きさがかなり異なる様子を示している。これは再閉路投入時の発電機の加減速状態に関係しており、本ケースにおいては図 2.55 に示した再閉路せずに故障線を開放したままの状態での角速度の応答から、同期速度付近で加速状態にあるときに再閉路すると負荷角の動揺が抑えられることがわかった。なお、波形に高周波振動が重さなっているがこれは発電機とタービン間との軸振動によるものである。従って、再閉路後の動揺が最も小さくなるように無電圧時間を選定すれば良いわけであるが、実際には発電機の状態を考慮したエネルギー関数法等による最適再閉路時間の検討等が必要であり⁽¹⁵⁾、それほど簡単なことではない (第 4 章において、最適再閉路時間を決定するための手法を提案した)。しかし、図 2.54 の SFCL ありの場合では、全般にわたって再閉路後の負荷角振動が抑制されており、最長の無電圧時間(=75 cycle)の場合でさえ SFCL なしの時の最適な無電圧時間 (この場合 65 cycle) の応答より動揺が抑制されている。

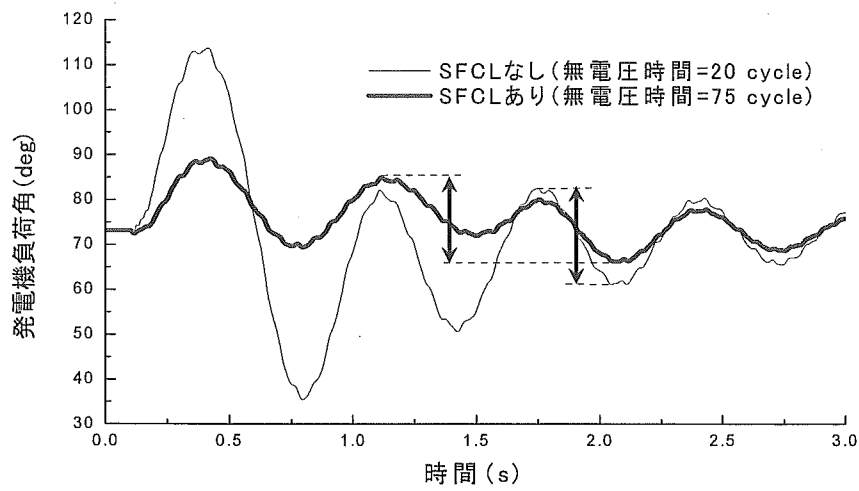


図 2.53 各無電圧時間に対する発電機負荷角応答

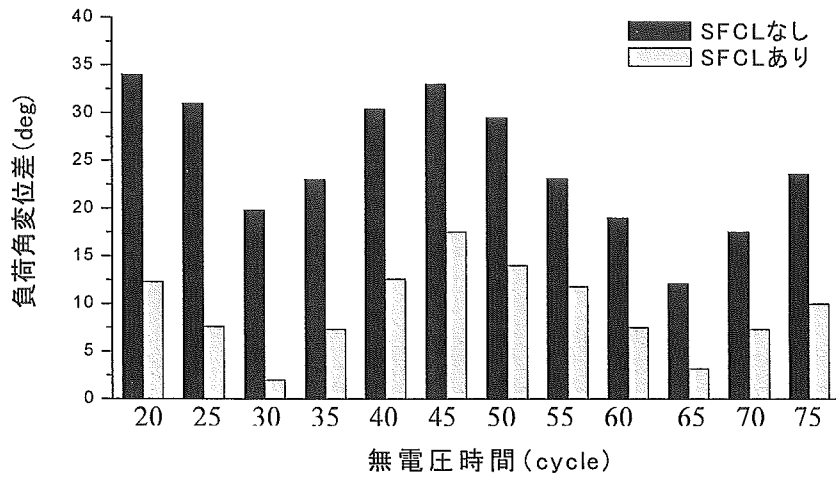


図 2.54 各無電圧時間に対する発電機負荷角応答変位差

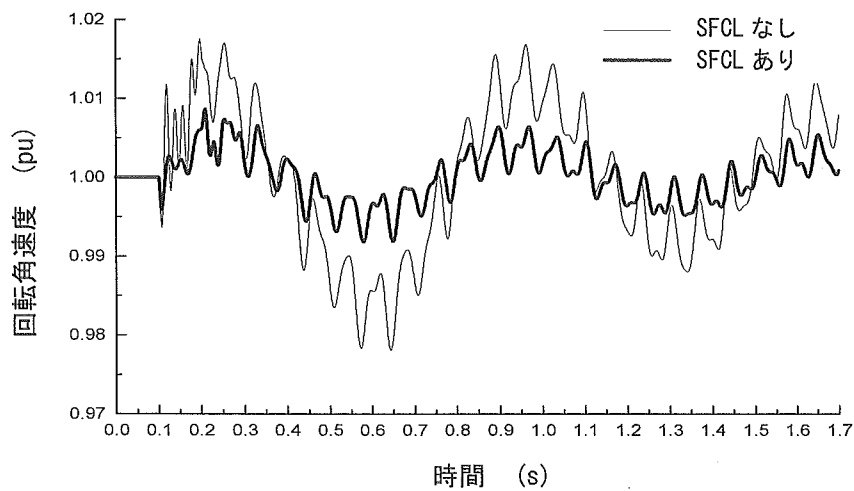
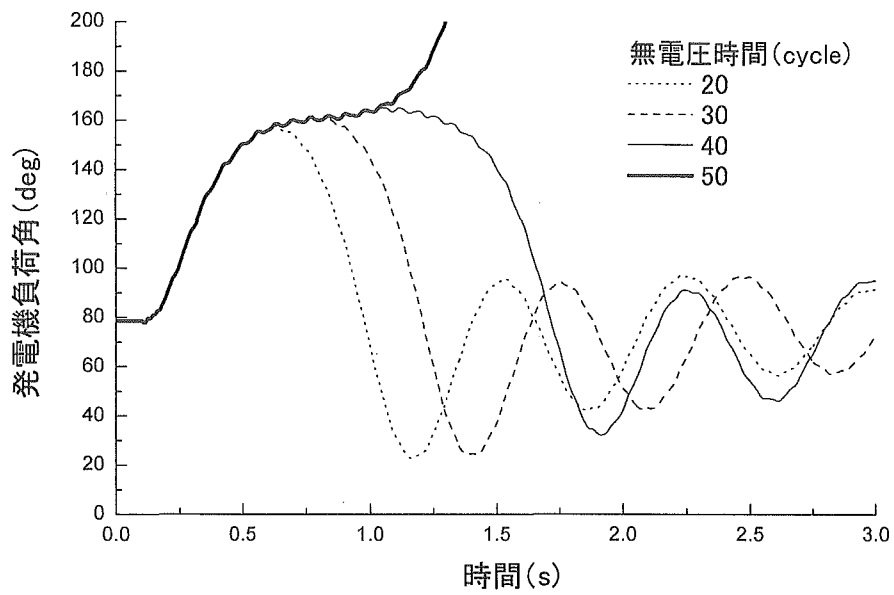


図 2.55 再閉路なしの回転角速度応答

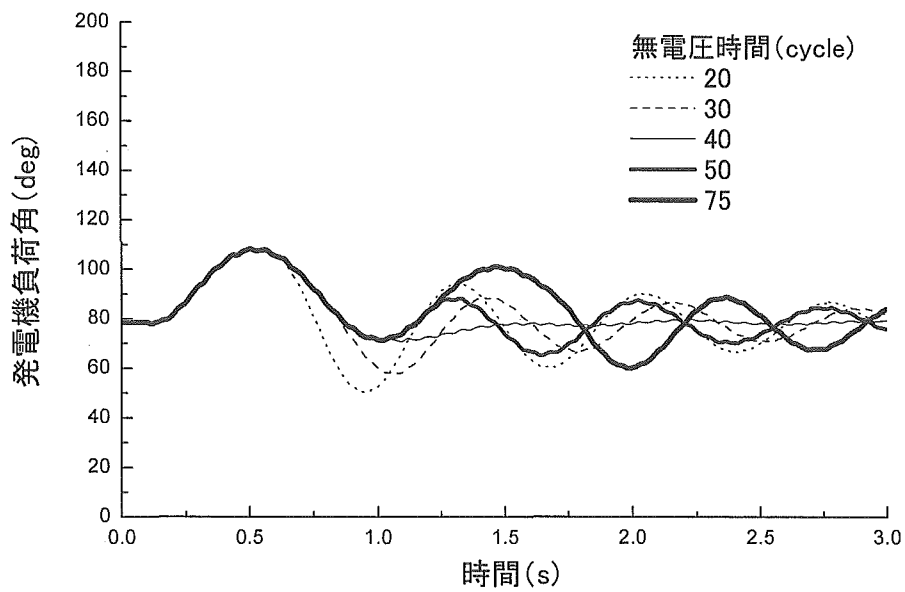
図 2.56 は、図 2.44 の 2 回線送電線の 1 回線あたりのインピーダンスを $0.0826 + j0.413\text{pu}$ に変更した場合の各無電圧時間に対する発電機負荷角応答である。この系統定数では、無電圧時間が発電機の安定度に大きく影響を及ぼし、再閉路しないと脱調する極限再閉路時間を有するケースである。SFCL なしの場合、無電圧時間=50cycle の場合に脱調したことから $t=1.2\text{s}$ がこの系統での極限再閉路時間であり、同期を保つためにはその時間以内に再閉路しなければならない。SFCL がある場合では、無電圧時間=50 cycle はもちろんとして無電圧時間=75cycle の場合でさえ安定を維持していることから、SFCL による安定度の改善効果が無電圧時間の延長に大きく寄与していることがわかる。

2-7-3 まとめ

本節では、SFCL による系統安定度の改善効果が、無電圧時間の相違が安定度に与える影響に比べて非常に大きいことから、SFCL が導入された系統では無電圧時間の延長が可能であり、結果として再閉路失敗確率を低減できることを示した。このように、SFCL は、故障電流の抑制、安定度の改善、タービン軸系のねじれトルク振動の抑制といった直接的な作用に加え、系統運用操作に柔軟性をもたらすことのできる間接的な効果も有する装置であることが本研究より判明した。



(a) SFCL なし



(b) SFCL あり

図 2.56 送電線インピーダンス=0.0826+j0.413pu 時の各無電圧時間に対する発電機負荷角応答

第3章 超電導限流器による電力系統の総合的安定化に関する検討 II (多機系統モデルによる解析)

3-1 2機無限大母線系統における同期発電機の超電導限流器による安定化に関する検討

これまで、1機無限大母線系統モデルにおける故障計算から SFCL による同期発電機の安定化に関する検討を行ってきたが、本章ではその拡張として、多機系統モデル (2機無限大母線系統モデル) における SFCL の限流特性ならびに安定度の改善効果に関する検討結果を報告する。SFCL を各発電機の端子母線に接続し、12 箇所 of 故障点に対し 3 線地絡故障を想定した。このモデル系統において、故障電流の抑制、同期発電機の安定化、並びにタービン軸系のねじれトルク振動の抑制効果が最大となる SFCL の限流素子抵抗値について検討する。また、SFCL による臨界故障除去時間の延長に関する検討も行う。

3-1-1 シミュレーション方法

図 3.1 に本研究で使用した 2 機無限大母線系統モデル⁽¹⁶⁾ (オリジナルモデルを一部修正している) を示し、各発電機の定数⁽¹⁶⁾を表 3.1 に示す。各発電機および変圧器の Y 側中性点は共に直接接地とし、変圧器は漏れインダクタンスのみ考慮し励磁インダクタンスは無視している。図中に示してある線路定数は、一回線あたりの $R+jX(jB/2)$ を表している。SFCL は、正相、逆相電流のみならず零相電流を効果的に抑制するために変圧器 Y 側に設置し、再閉路失敗の対策および超電導コイルの超電導復帰時間の短縮を図るためにそれぞれ 2 台並列に接続している。また、本来は故障電流が過大となる箇所にも SFCL を設置する必要があるが、本研究では同期発電機の安定化を主な目的としてい

ることから、今回は発電機端子側にのみ設置して解析を行った。また、限流時に発生する過大な過渡電圧を抑制するために各変圧器 Y 側に避雷器を設置した。なお、避雷器は酸化亜鉛 (ZnO) ギャップレス非直線抵抗型を想定し、放電開始電圧は相電圧波高値が 1.84 pu (定格値の 1.3 倍)を超えた時点としている。SFCL は、限流素子抵抗 R_L と超電導コイルとが並列に接続された転流型を想定し、超電導コイルは、クエンチ後、1 ms で 25 pu (各発電機容量ベース) まで指数関数的に上昇するものとした。また、タービン軸系として図 3.1 に記されている 6 質点モデルを使用し、そのパラメータ⁽⁸⁾を表 3.2 に示す。図 3.2 は、各発電機の制御系として用いた一次遅れの AVR およびガバナーモデルを示している。

シミュレーション条件は、図 3.1 に記した 12 の故障点 (F1~F12) で $t=0.1$ sec にそれぞれ 3LG (3 線地絡) 故障発生、 $t=0.2$ sec に遮断器 (CB)により故障線両端を遮断、 $t=1.0$ sec に再閉路とした。また、SFCL は、 $t=0.2$ sec の故障線遮断と同時に SW12 と SW22 を閉じ、SW11 と SW21 を開放して予備機へそれぞれ動作切替を行うこととした。なお、計算のきざみは $50 \mu s$ である。

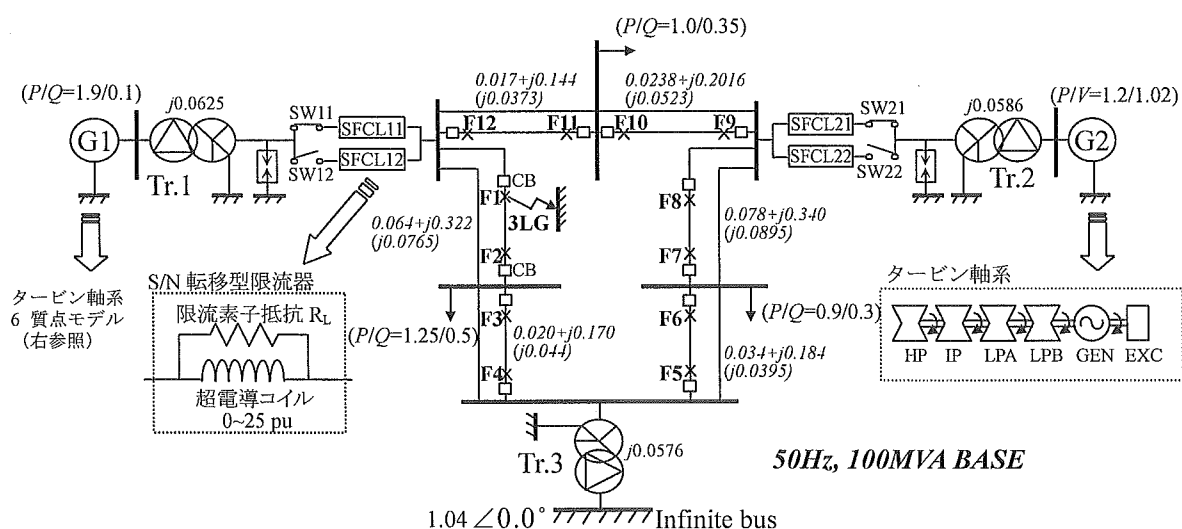


図 3.1 2 機無限大母線系統モデル

表 3.1 G1,G2 の発電機定数

G1

MVA		200	
$R_a(pu)$	0.003	$X_q''(pu)$	0.171
$X_l(pu)$	0.102	$X_d(pu)$	0.13
$X_d(pu)$	1.651	$T_{do}(s)$	5.9
$X_q(pu)$	1.59	$T_{qo''}(s)$	0.535
$X_d(pu)$	0.232	$T_{do''}(s)$	0.033
$X_q(pu)$	0.38	$T_{qo''}(s)$	0.078
$X_d''(pu)$	0.171	$H(s)$	9

G2

MVA		130	
$R_a(pu)$	0.004	$X_q''(pu)$	0.134
$X_l(pu)$	0.078	$X_d(pu)$	0.13
$X_d(pu)$	1.22	$T_{do}(s)$	8.97
$X_q(pu)$	1.16	$T_{qo''}(s)$	1.5
$X_d(pu)$	0.174	$T_{do''}(s)$	0.033
$X_q(pu)$	0.25	$T_{qo''}(s)$	0.141
$X_d''(pu)$	0.134	$H(s)$	6

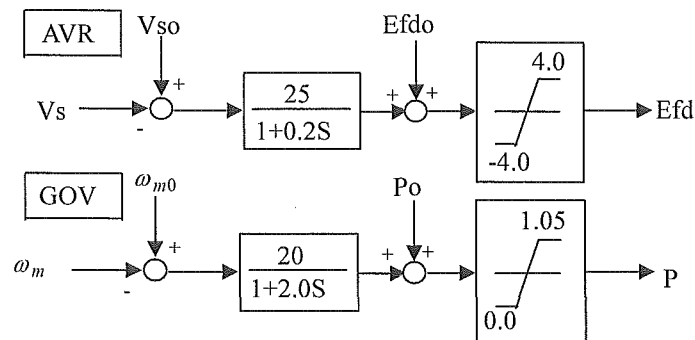


図 3.2 AVR とガバナーモデル

表 3.2 タービン軸系定数

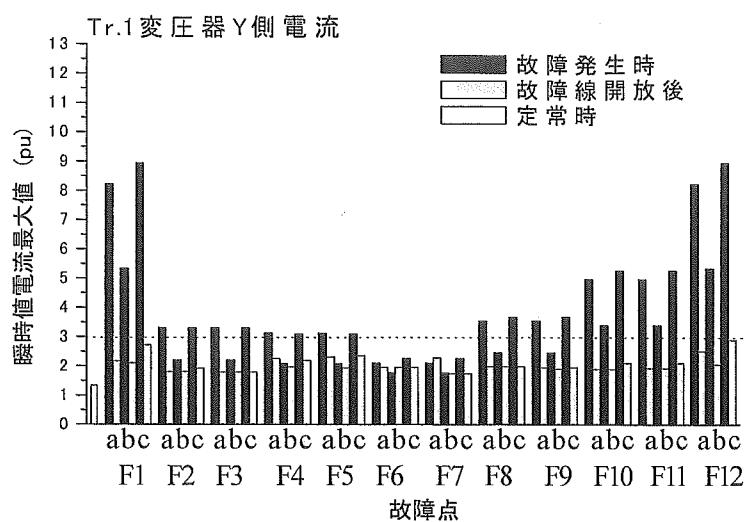
	慣性定数 (s)		ばね定数 (pu T/rad)	
	G1	G2	G1	G2
HP	0.288890	0.192593	19.303 34.929 52.038 70.858 2.82	19.303 34.929 52.038 70.858 2.82
IP	0.483849	0.322566		
LPA	2.670287	1.780191		
LPB	2.749726	1.833151		
Generator	2.700840	1.800560		
Exciter	0.106406	0.070937		

3-1-2 シミュレーション結果

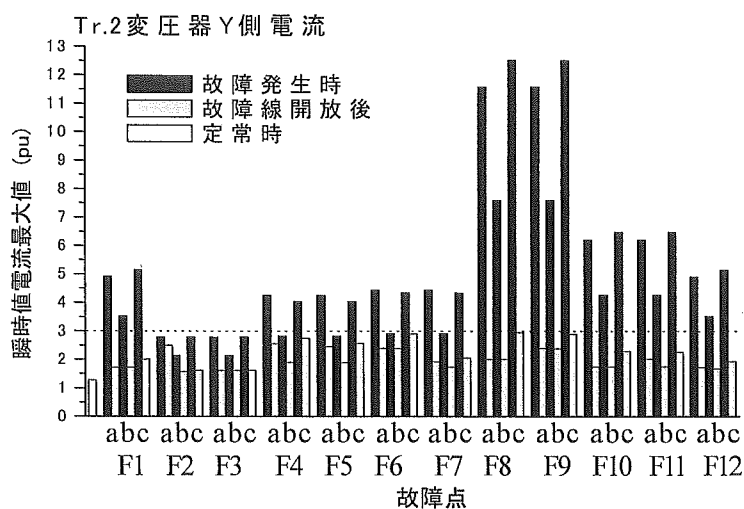
<3-1-2-1> 臨界電流値の決定

SFCLを導入する場合、故障発生後、故障回線の故障相のみ動作させ健全相は動作させない必要がある。それ故、SFCLの臨界電流値（クエンチを開始する電流値）は健全相の最大電流以上としなければならない。また、再閉路失敗の対策として予備機であるSFCL12およびSFCL22を再閉路時まで動作可能状態にしておく必要があることから、故障線の遮断時に発生する瞬間的な過渡電流に対して動作しないように設定しなければならない。

図3.3(a)および(b)は、各故障点における故障に対して変圧器 Tr. 1 と Tr. 2 の Y 側に流れる各相の瞬時値電流最大値（各発電機ベース）をそれぞれ示している。なお、 $t=0.1\text{s}$ の故障発生時間は、両発電機共に b 相の発電機端子電圧がほぼ最大となる瞬間となっており、故に b 相電流には直流分がほとんど重畳せず a 相と c 相電流に大きな直流分が重畳するケースとなっている。図3.3と上記の設定条件を考慮して本系統では両 SFCL の臨界電流値を 3.0 pu（各発電機ベース）に設定した。実際には多回線故障も含む不平衡故障時における故障電流の特性も考慮に入れて臨界電流値を決定する必要があるが、本論文では簡単のため 3LG 故障のケースのみを対象に臨界電流値を決定した。臨界電流値を 3.0 pu としたとき、図3.3から各故障点に対する各相の SFCL の動作状態を予測することができる。SFCL の動作状態を各故障点に対してまとめたものが表3.3となる。これより、故障点によっては故障電流が臨界電流値に達しない場合があり、各相の SFCL 全てが動作するわけではないことがわかる。



(a) Tr. 1 側



(b) Tr. 2 側

図 3.3 各故障点に対する瞬時値電流最大値

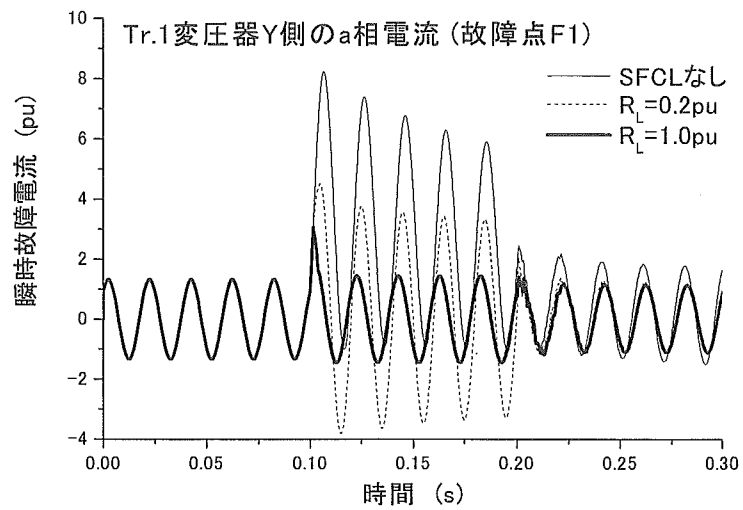
表 3.3 各故障点に対する SFCL の動作状態

		F 1	F 2	F 3	F 4	F 5	F 6	F 7	F 8	F 9	F 10	F 11	F 12
SFCL11	a	○	○	○	○	○	×	×	○	○	○	○	○
	b	○	×	×	×	×	×	×	×	×	○	○	○
	c	○	○	○	○	○	×	×	○	○	○	○	○
SFCL21	a	○	×	×	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	b	○	×	×	×	×	×	×	○	○	○	○	○
	c	○	×	×	○	○	○	○	○	○	○	○	○

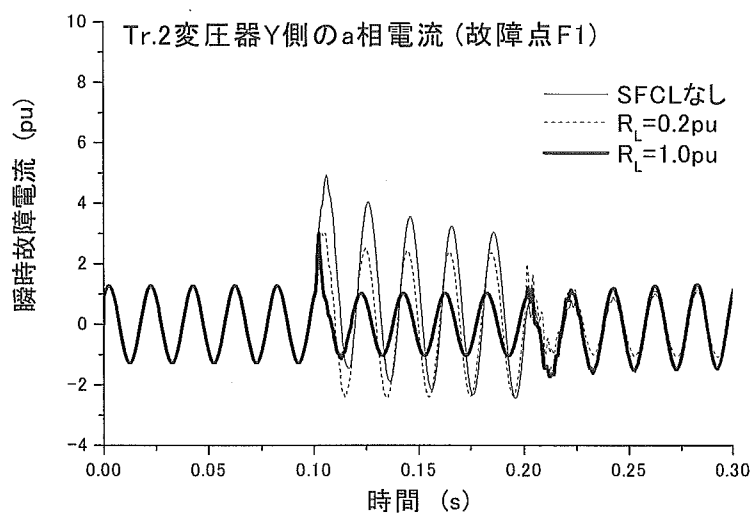
○ : 動作する × : 動作しない

＜3-1-2-2＞ 故障電流の抑制

図 3.4 に、故障点 F1 で 3LG 故障を発生させた場合の変圧器 Tr. 1 および Tr. 2 の Y 側に流れる故障電流（a 相）の波形を示す。なお、限流素子抵抗値 R_L は、各設置母線の発電機容量ベース値である（以下の全ての図において同様）。さらに、このようなベース値のもとで、発電機 G1、G2 の端子に設置される SFCL の R_L の pu 値をそれぞれ同じ値に設定した。同図において、SFCL の導入により故障電流が抑制され、また、限流素子抵抗値によって限流効果が異なっているのがわかる。そこで各限流素子抵抗値に対する限流効果を確認するために、図 3.5 に故障点 F1 のケースにおける各限流素子抵抗値に対する電流最大値を示す。なお、 $R_L=0.0$ は、SFCL なしを意味する。限流素子抵抗値が 0.4 pu 以上で、各変圧器に流れる三相全ての電流が設定臨界電流値（3.0 pu）以下に抑制された。三相全ての故障電流を臨界電流値以下に抑制できる限流素子抵抗値を各故障点に対してまとめたものが表 3.4 となる。表中に記されている'*'は、SFCL なしの場合も含む全ての限流素子抵抗値に対して常に故障電流が 3.0 pu 以下であったことを意味する。同表より、限流素子抵抗値を 0.5 pu 以上とすることで全ての故障点に対して故障電流を臨界電流値以下に抑制できることがわかった。



(1) Tr.1 側



(2) Tr.2 側

図 3.4 各限流素子抵抗値に対する電流波形 (故障点 F1)

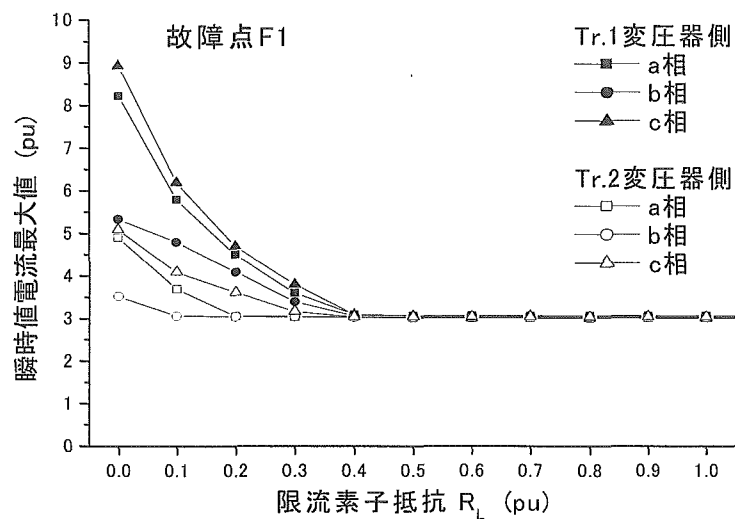


図 3.5 各限流素子抵抗値に対する最大電流（故障点 F1）

表 3.4 各故障点のケースにおける故障電流を臨界電流値以下に抑制できる限流素子抵抗値

	F1	F2	F3	F4	F5	F6
SFCL11	0.4pu~	0.2pu~	0.2pu~	0.1pu~	0.1pu~	*
SFCL21	0.4pu~	*	*	0.3pu~	0.3pu~	0.3pu~
	F7	F8	F9	F10	F11	F12
SFCL11	*	0.2pu~	0.2pu~	0.4pu~	0.4pu~	0.4pu~
SFCL21	0.3pu~	0.5pu~	0.5pu~	0.4pu~	0.4pu~	0.4pu~

* : 全ての R_L 値に対して電流最大値が 3.0pu 以下

〈3-1-2-3〉 安定度の改善

多機系統において安定度判定を行う際、系統全体の安定度を対象とした判定方法が必要である。そこで、本研究では、以下に示す各発電機の運動エネルギーを足し合わせた総運動エネルギー W_{total} を安定度判定に利用する。

$$\left. \begin{aligned} W_i &= \frac{1}{2} J_i \omega_{mi}^2 \quad (J) \\ W_{total} &= \sum_{i=1}^N W_i \quad (J) \end{aligned} \right\} \quad (3.1)$$

ここで、 W_i は各発電機の運動エネルギー(J)、 J_i は慣性モーメント(kgm²)、 ω_{mi} は回転角速度(rad/s)、 N は発電機数である。これにより、発電機ごとの容量の違いも適切に考慮した形で発電機全体の運動エネルギーが得られるため、系統全体の安定度の判定が正確に行えると考えられる。

図 3.6 は、故障点 F1 のケースで、各限流素子抵抗値に対する G1 の運動エネルギーと G2 の運動エネルギーを足し合わせた総運動エネルギー W_{total} (J)を示している。同図から、SFCL の導入により W_{total} の振動が抑制されているのがわかる。これは SFCL 導入により系統全体の安定度が改善されていることを示している。

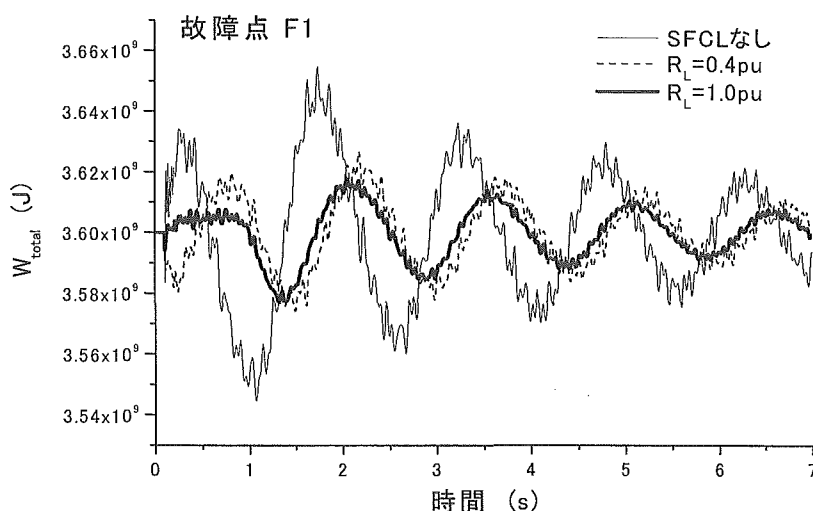


図 3.6 各限流素子抵抗値に対する W_{total} (故障点 F1)

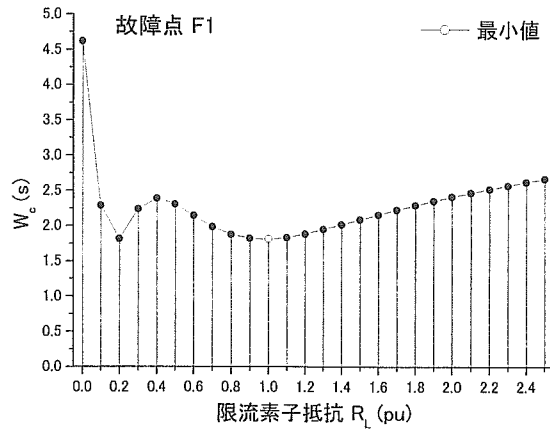
次に、各限流素子抵抗値に対する安定度の改善効果の相違をより明確なものとするため、次式に示す安定度判定の指標 W_c を使用する。但し、 $T=7.0 \text{ sec}$ とした。

$$W_c (\text{sec}) = \int_0^T \left| \frac{d}{dt} W_{total} \right| dt / \text{系統ベース電力} \quad (3.2)$$

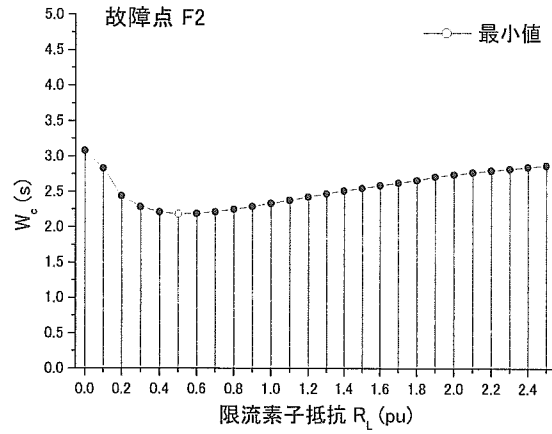
W_c は、発電機の回転子と系統との間でやり取りされるエネルギーの変化分の累積積分であり、従ってこの値が小さいほど過渡的な動揺が小さいことを意味し、各発電機のトータル的な動揺が小さいと判断できる。図 3.7 に、各故障点のケースにおける各限流素子抵抗値に対する W_c を示す。これらの結果から、安定度が効果的に改善される限流素子抵抗値は 0.6~1.1 pu であることがわかる。また、 W_c の安定度指標としての有効性を示すために、安定度の改善効果が大きい図 3.7(k) ($R_L=0.8\text{pu}$ 使用時と SFCL なしの場合とを比較して $W_c \div 2.75\text{s}$ の改善) のケースと改善効果が小さい図 3.7(f) ($R_L=1.1\text{pu}$ 使用時で $W_c \div 0.6\text{s}$ の改善) のケースの発電機負荷角応答をそれぞれ図 3.8, 3.9 に示す。図 3.8 の故障点 F11 のケースでは、負荷角が抑制され安定度が非常に改善されているのに対し、図 3.9 の故障点 F6 のケースでは、安定度の改善効果が小さい。これは図 3.7 に示した W_c の特性と類似しており、故に W_c は安定度指標として有効であると考えられる。

図 3.10 は、故障点 F1 のケースにおける各発電機のエアギャップトルクの応答を示している。SFCL なしの場合、故障発生後に非常に大きなトルク振動が発生しているが、SFCL を導入した場合は振動が抑制されている。さらに、限流素子抵抗値 $R_L=1.0 \text{ pu}$ の場合、SFCL 動作後のトルクが初期値付近に抑制されている。図 3.7(a) の故障点 F1 のケースでは $R_L=1.0 \text{ pu}$ が安定度の改善において最適であったことから、エアギャップトルクが SFCL 動作後に初期値付近になるような限流素子抵抗値が安定度の改善において有効であることがわかる。

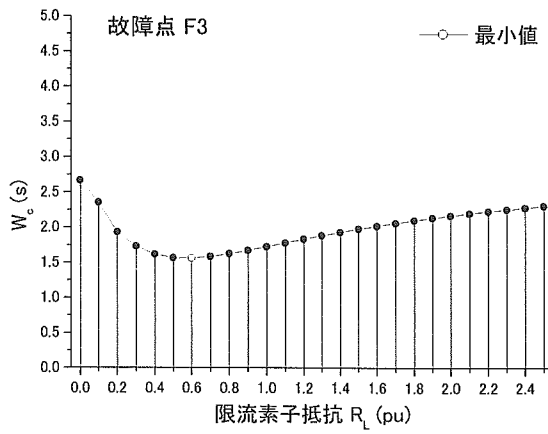
図 3.11 は、図 3.7 に示した各故障点における W_c を全故障点に対して平均した値を示している。これより、本系統において安定度の改善に最も効果的な限流素子抵抗値は 1.1 pu と考えられる。



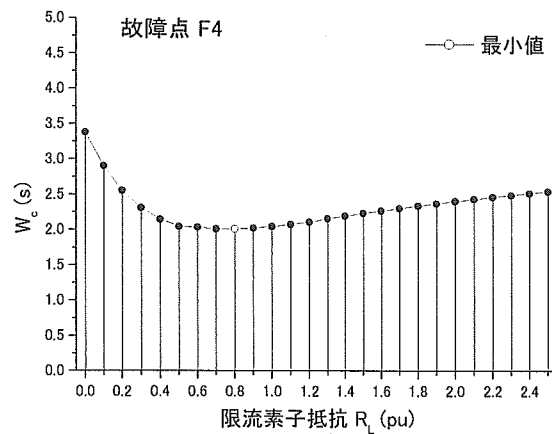
(a) 故障点 F1



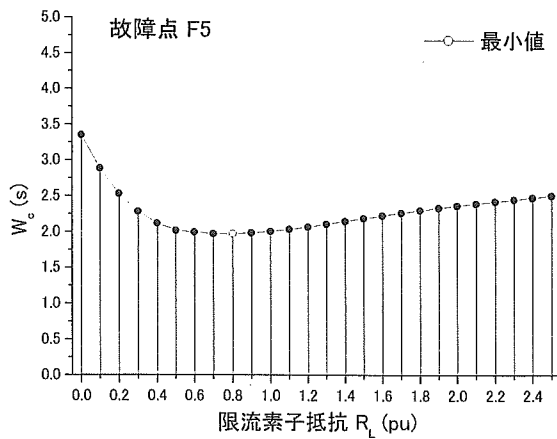
(b) 故障点 F2



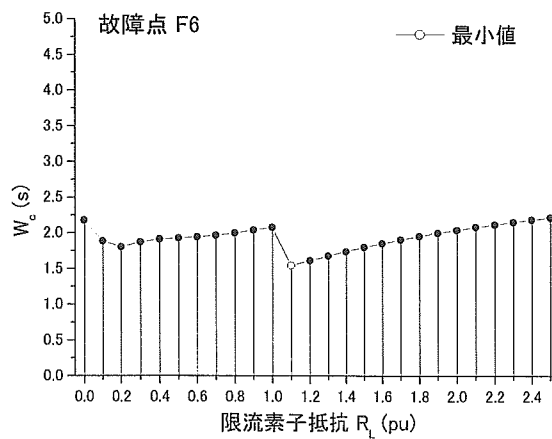
(c) 故障点 F3



(d) 故障点 F4

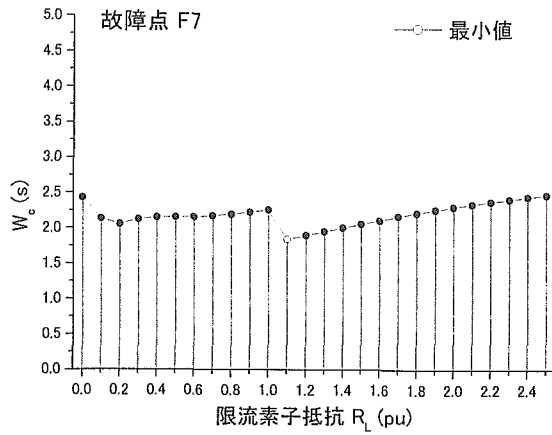


(e) 故障点 F5

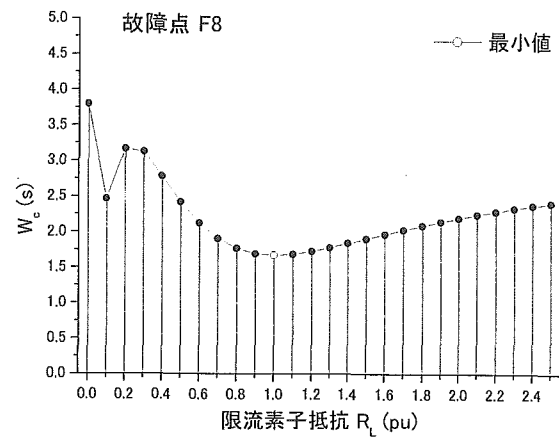


(f) 故障点 F6

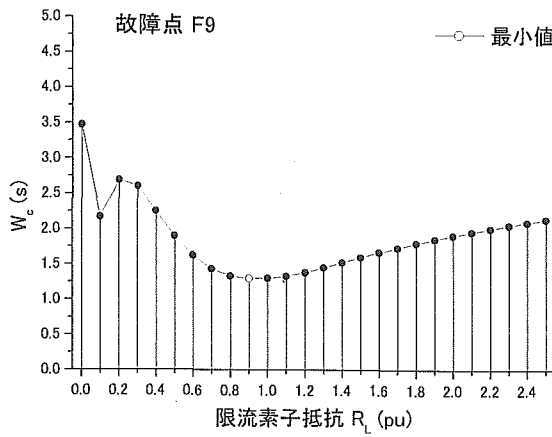
図 3.7.1 各限流素子抵抗値に対する W_c (故障点 F1~F6)



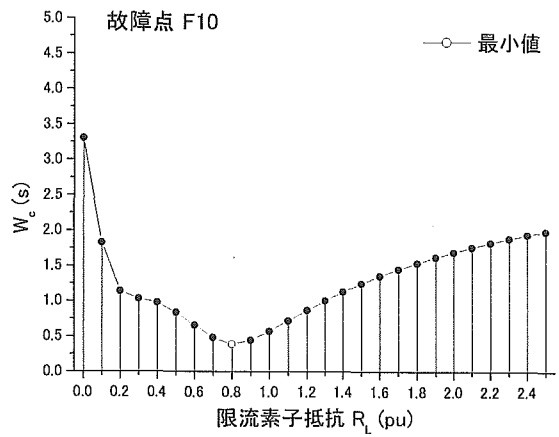
(g) 故障点 F7



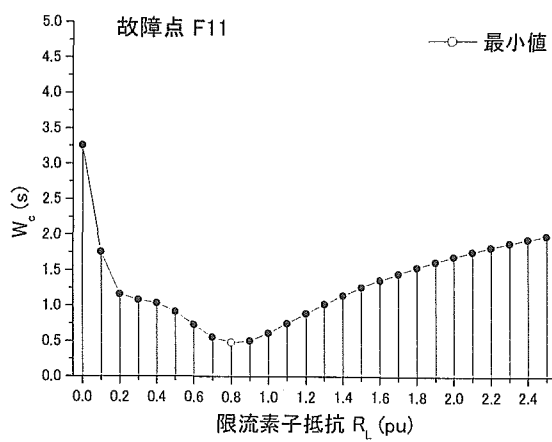
(h) 故障点 F8



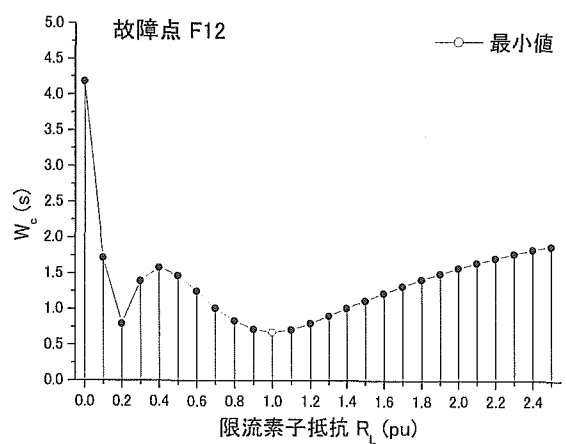
(i) 故障点 F9



(j) 故障点 F10

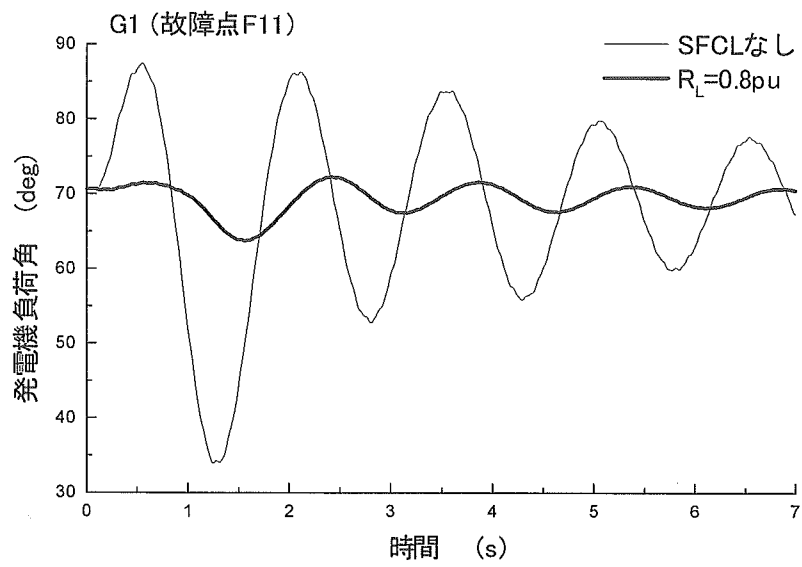


(k) 故障点 F11

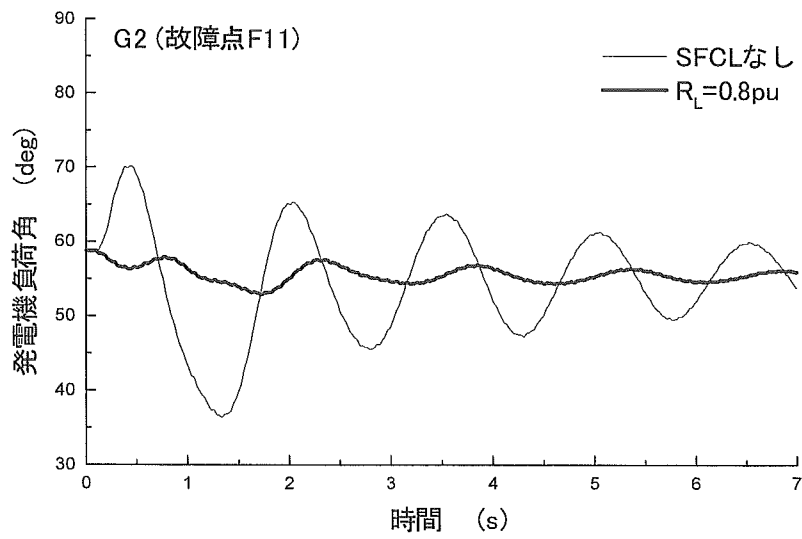


(l) 故障点 F12

図 3.7.2 各限流素子抵抗値に対する W_c (故障点 F7~F12)

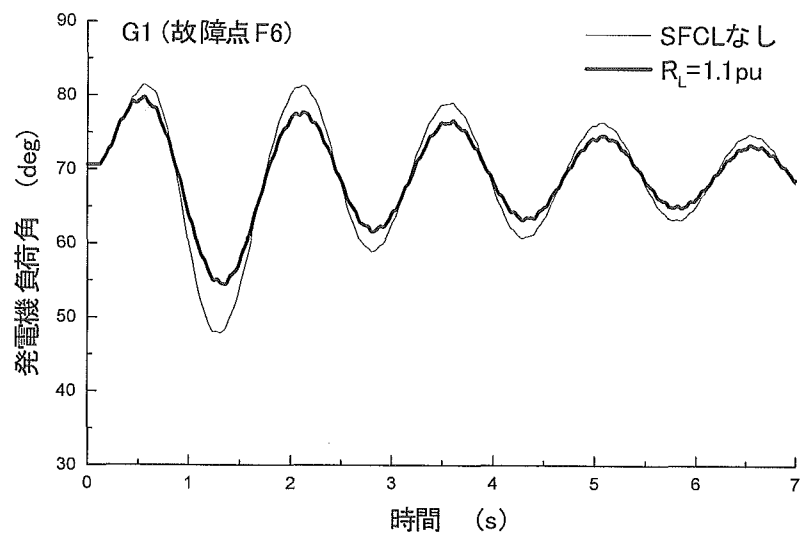


(a) G1

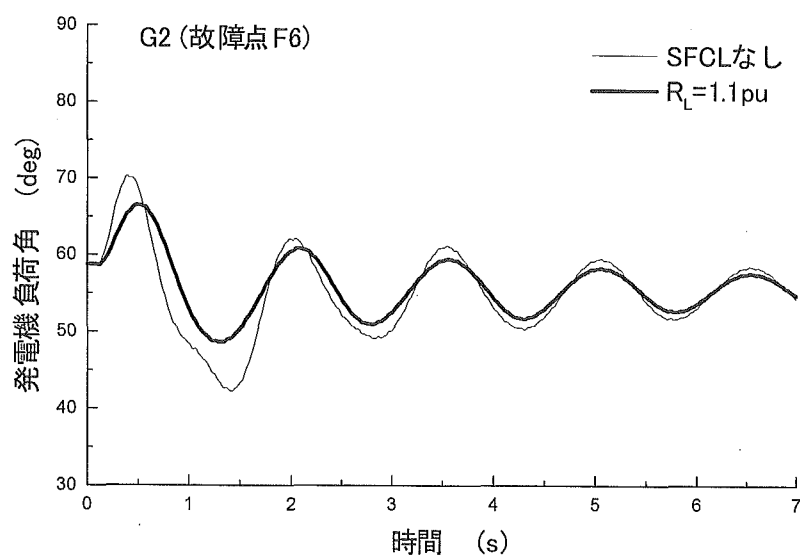


(b) G2

図 3.8 故障点 F11 のケースにおける発電機負荷角

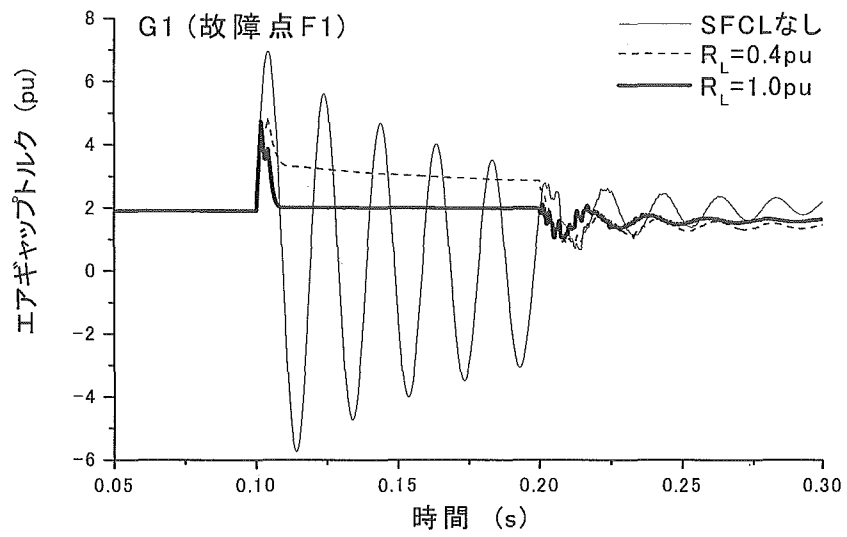


(a) G1

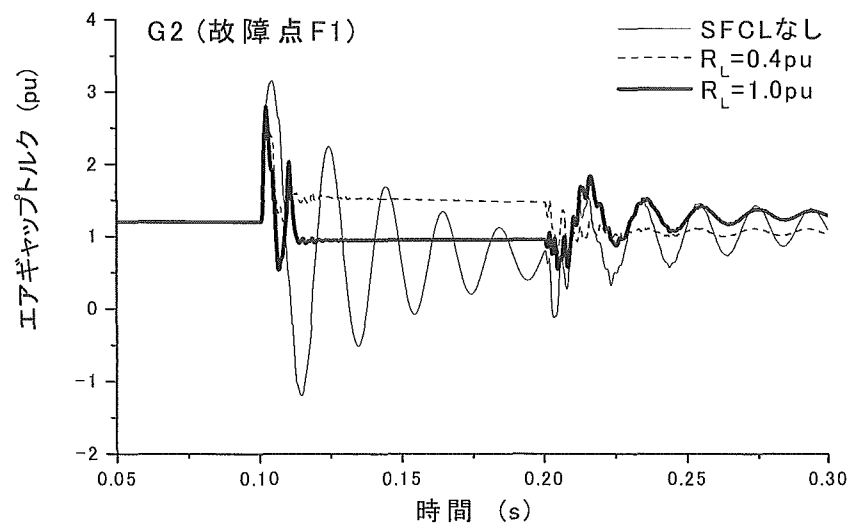


(b) G2

図 3.9 故障点 F6 のケースにおける発電機負荷角



(a) G1



(b) G2

図 3.10 各限流素子抵抗値に対する発電機負荷角 (故障点 F1)

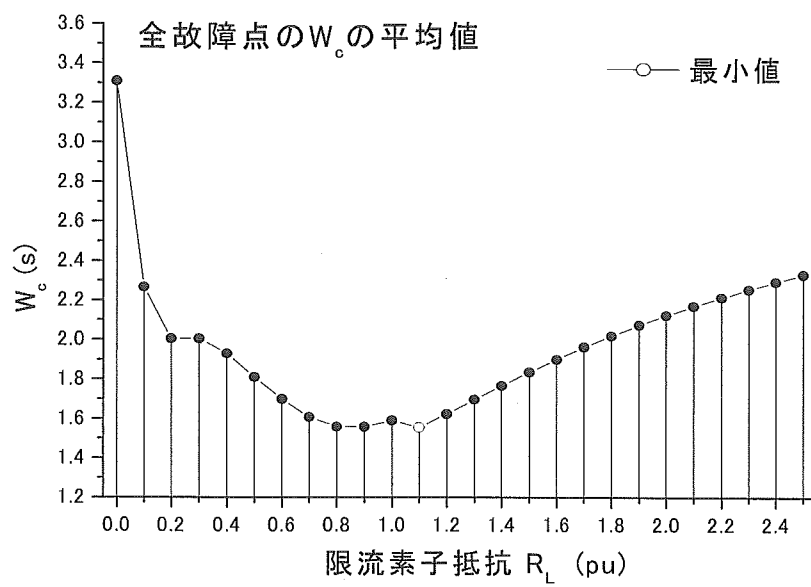


図 3.11 各限流素子抵抗値に対する全故障点の W_c の平均値

〈3-1-2-4〉 故障電流の上昇

図 3.7 (f)および(g)の W_c の特性から、限流素子抵抗値 $R_L=1.1$ pu 使用時に W_c の値が急に減少しているのがわかる。これは、 $R_L=1.1$ pu 未満の限流素子抵抗値に対しては動作しない SFCL が、 $R_L=1.1$ pu 使用時に動作したためである。例として、図 3.12 に故障点 F6 のケースにおける各限流素子抵抗値に対する Tr. 1 変圧器 Y 側に流れる各相の電流最大値を示す。限流素子抵抗値が増加するに従って各相の電流最大値もまた上昇し、 $R_L=1.1$ pu 使用時に a 相と c 相の電流最大値が 3.0 pu に達している。また、表 3.3 の SFCL の動作状態からわかるように、同様な動作状態にある故障点 F2 や F3 のケースの W_c の応答結果（図 3.7 (b), (c)）が F6 や F7 の故障点のケース（図 3.7 (f), (g)）と大きく異なっている。図 3.13 に故障点 F3 のケースにおける各限流素子抵抗値に対する Tr. 2 変圧器 Y 側に流れる各相の電流最大値を示す。この図からわかるように、限流素子抵抗値の増加とともに故障電流も上昇しているが、SFCL なしの場合における電流最大値がすでに約 2.8 pu であるため限流素子抵抗値 $R_L=0.2$ pu 使用時には a 相と c 相の電流が共に 3.0 pu に達した。従って、 W_c の応答は故障点 F6 や F7 ではなく故障点 F4 や F5 (SFCL11, SFCL21 共に a, c 相が動作) のケースに似た特性となる。

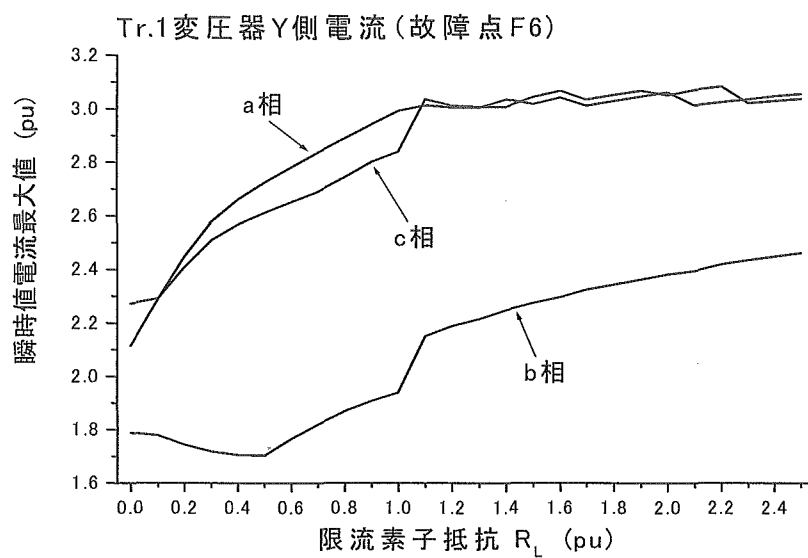


図 3.12 各限流素子抵抗値に対する Tr.1-Y 側最大電流 (故障点 F6)

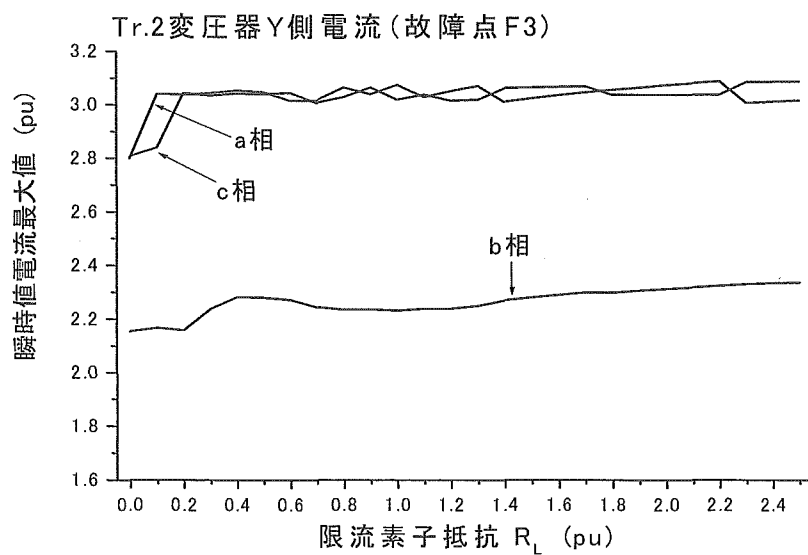


図 3.13 各限流素子抵抗値に対する Tr.1-Y 側最大電流 (故障点 F3)

〈3-1-2-5〉 タービン軸トルク振動の抑制

タービン軸系は、短絡故障や線路開閉のようなトルク変化を引き起こす外乱によってねじれトルクが増大するため、場合によっては軸疲労による損傷を被る可能性がある。それ故、過渡現象発生時における軸系の保護対策は重要である。図 3.14 に故障点 F1 のケースに対する発電機 G1 のタービン軸トルク応答（各質点間の定常トルクベース）を示す。これより、SFCL なしの場合に比べ、限流素子抵抗値 $R_L=1.0 \text{ pu}$ を使用した場合は各質点間の軸トルク振動が非常に抑制されているのがわかる。図 3.15 に、故障点 F1 のケースにおいて、各限流素子抵抗値に対する G1, G2 両発電機の各質点間軸トルク振動の絶対値の最大値を示す。同様に、他の故障点のケースに対しても各質点間の最大トルク値を計算し、これら結果から全てのケース（全故障点および質点間）を対象として、最大トルクを各最大トルク値（ $2.5\text{pu} \sim 1.6\text{pu}$ 、 0.1pu きざみ）以下に抑制できる限流素子抵抗値の範囲を示したものが図 3.16 となる。全てのケースに対して最大トルク値を 1.6pu 以下に同時に抑制できる限流素子抵抗値はなく、故に最大トルクを 1.7pu 以下に抑制できる限流素子抵抗値が最適値となり、同図より $0.8\text{pu} \sim 1.1\text{pu}$ となる。

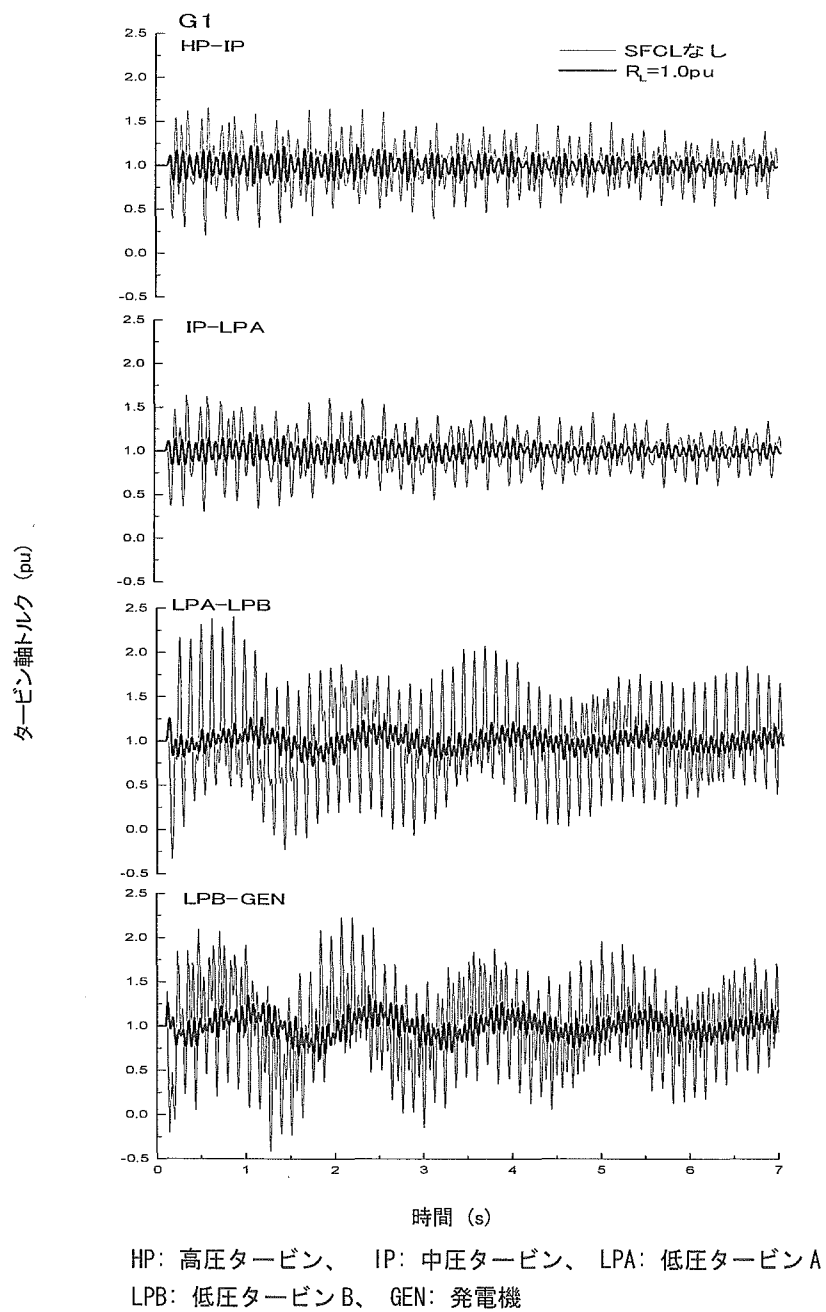
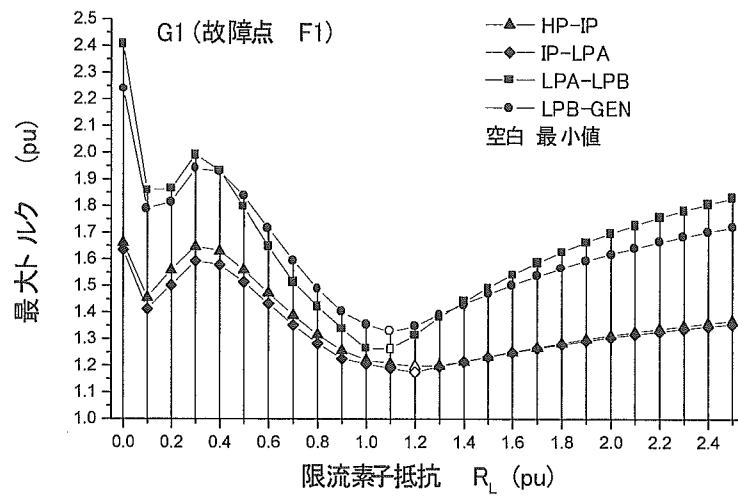
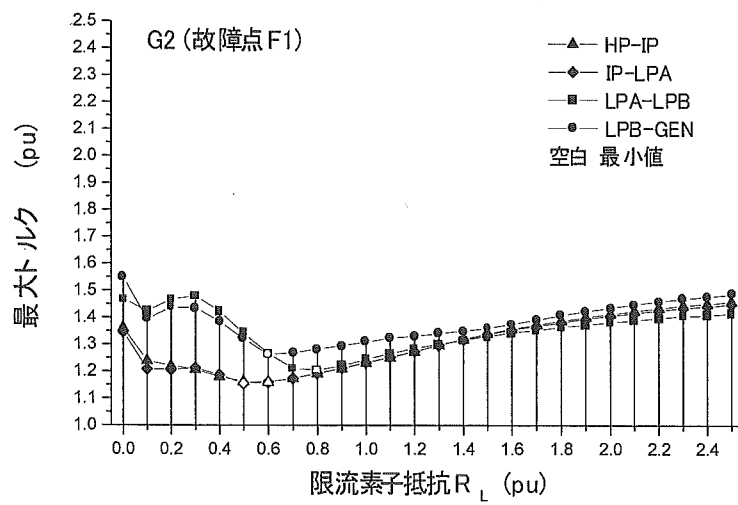


図 3.14 発電機 G1 のタービン軸トルク (故障点 F1)



(a) G1



(b) G2

図 3.15 各限流素子抵抗値に対する最大トルク (故障点 F1)

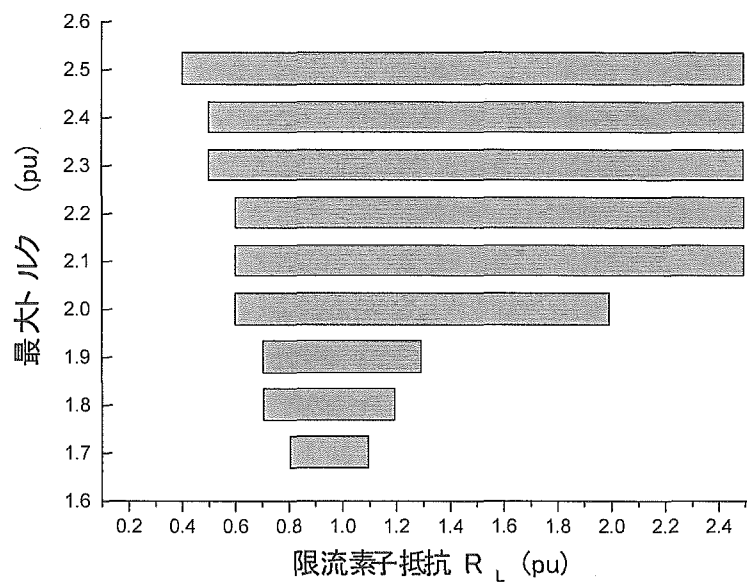


図 3.16 全故障点のケースにおいて、発電機全質点間最大トルクを指定値以下に抑制できる限流素子抵抗値

〈3-1-2-6〉 臨界故障除去時間の延長

次に、SFCL なしの場合に発電機群が脱調するケースを検討する。シミュレーションは、図 3.1 のモデル系統において発電機 G1 の発電機出力を 2.0pu、G2 を 1.3pu に、変圧器 Tr.1 および Tr.2 のインピーダンスを $j0.075\text{pu}$ と $j0.1154\text{pu}$ にそれぞれ変更して計算を行った。シミュレーションの条件としては、 $t=0.1\text{s}$ に故障点 F1 において 3LG 故障が発生、任意の時間に遮断器により故障線を遮断し、その後、無電圧時間を 40cycle 一定として再開路することとした。

図 3.17、3.18 は、各遮断時間に対する SFCL なしの場合とあり ($R_L=1.1\text{pu}$) の場合の発電機 G1, G2 の負荷角応答をそれぞれ示している。SFCL なしの場合、両発電機共に 9cycle 遮断で脱調したが、SFCL ありの場合では 15cycle 遮断でも同期を維持している。これは、SFCL による安定度の改善効果が、故障継続時間の長さが安定度に与える影響に比べて非常に大きいことを示している。これより、第 2 章 7 節において再開路失敗の発生確率を減らすために SFCL によって無電圧時間の延長化が可能であること示したが、それに加えて SFCL による臨界故障除去時間の延長も可能であることがわかった。但し、故障継続時間が長くなると SFCL の限流素子に流れる電流の通電時間も増えることから、限流素子の温度特性に留意する必要がある。

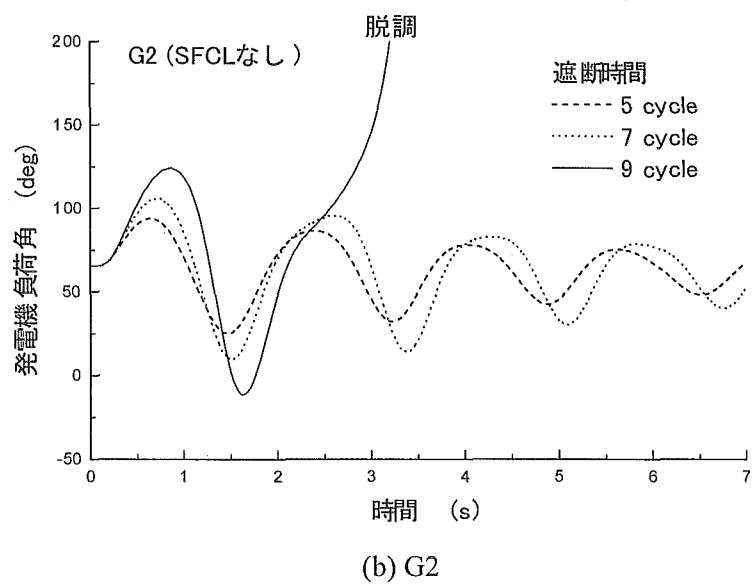
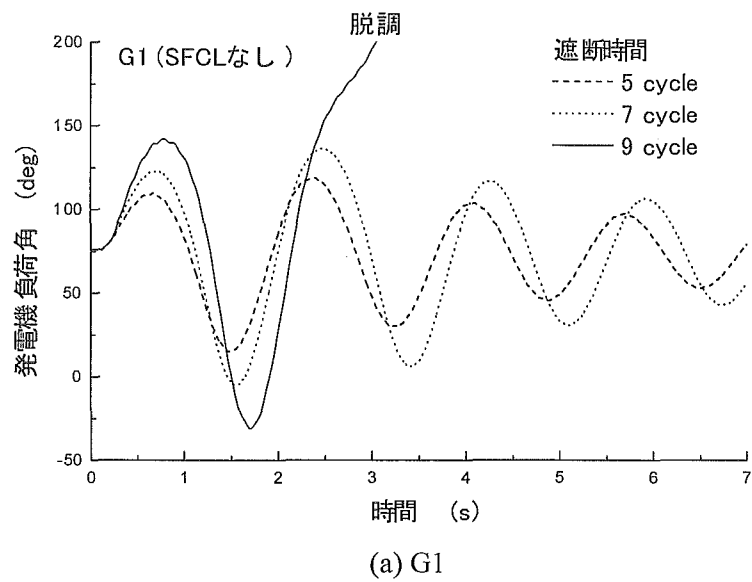
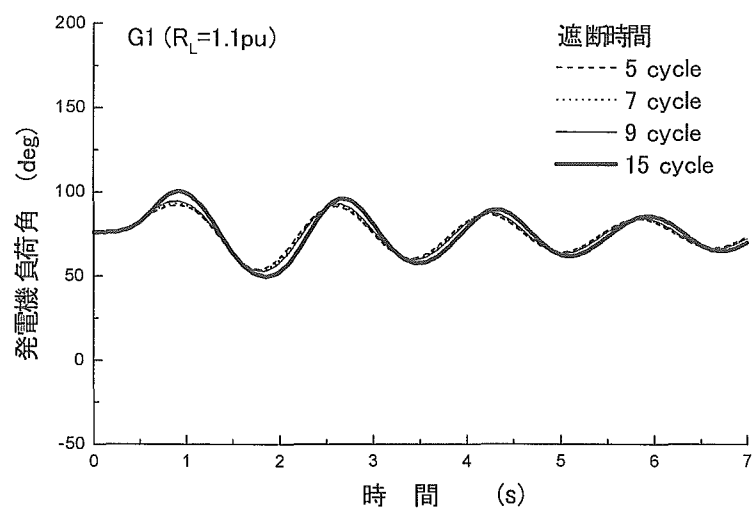
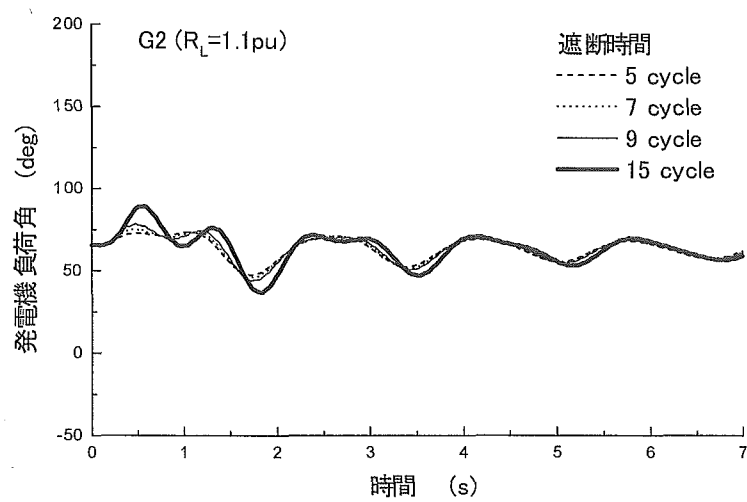


図 3.17 発電機が脱調するケースでの発電機負荷角応答 (SFCL なし)



(a) G1



(b) G2

図 3.18 発電機が脱腸するケースでの発電機負荷角応答 (SFCL あり)

3-1-3 まとめ

本章では、故障電流の抑制、同期発電機の安定化、並びにタービン軸系のねじれトルク振動の抑制を最も効果的に行える超電導限流器 (SFCL) の限流素子抵抗値について、2 組の SFCL が設置された 2 機無限大母線系統モデルを基に 12 の故障点を想定して検討を行った。また、SFCL による臨界故障除去時間の延長の効果についても検討を行った。以下に本研究で得られた結果をまとめる。

- ① 故障電流は、0.5 pu 以上の限流素子抵抗値を使用することで設定臨界電流値以下になる。
- ② 同期発電機の安定度の改善に最も適している限流素子抵抗値は、1.1 pu である。
- ③ タービン軸系のねじれトルク振動の抑制に最も適している限流素子抵抗値は、0.8pu～1.1pu である。
- ④ SFCL による安定度の改善効果が大きいと、臨界故障除去時間の延長が可能である。

上記①～③の結果より、1.1 pu の限流素子抵抗が故障電流の抑制、安定度の改善ならびにタービン軸系のねじれ応力の低減において最適であると考えられる。なお、本解析では、SFCL を 2 組設置し、故障箇所によっては SFCL の動作特性が種々変化するケースでの解析であるが、結果的にこれまでの 1 機無限大母線系統モデルにおける検討結果 (1.0pu～2.0pu 程度の限流素子抵抗値が効果的) に含有される形となった。これは、本解析では各 SFCL の限流素子抵抗値を同値 (pu) にして解析を行っており、さらに全ての故障点での結果を平均して結論を導出したためと考えられる。また、本研究では、簡単のため 1 回線 3 線地絡故障のみ想定して臨界電流値を決定し故障計算を行ったが (本報告書には示していないが 1 回線での不平衡故障を想定した故障計算も行い、本章で設定した臨界電流値の妥当性を確認している)、多回線にまたがる多重故障を想定すると故障電流の特性が変化し、臨界電流値の設定に影響を与える可能性があると考えられる。それ故、今後は、多回線故障を含む不平衡故障を対象として臨界電流値の設定など限流器の仕様に関する検討を行う必要があると考えている。

3-2 WEST10 機系統における同期発電機の超電導限流器による安定化に関する検討

本節では、電気学会標準モデルである WEST10 機系統モデル⁽²¹⁾での検討結果を報告する。本来、同モデルは安定度解析用に構築されたものであるため、EMTP/ATP のような瞬時値解析に用いることは容易でなく、従って、このような多機系統モデルにおいて瞬時値解析を行う場合は、着目点周辺を詳細に模擬し他を縮約して解析するケースが多かった⁽²⁵⁾。一方、本研究では標準モデルをそのままの形で解析することでより正確に実系統を反映した解析が行えると考え、WEST10 機系統モデルを EMTP/ATP 上に完全構築して瞬時値ベースによる解析を試みた。モデル系統の各発電機端子に SFCL を設置し（計 10 組）、26 箇所故障点に対し 3 線地絡（3LG）故障を想定して検討を行う。

3-2-1 シミュレーション方法

図 3.19 に、本研究で使用した WEST10 機系統モデルを示す。図中にはノードおよびブランチ番号、故障点（A~Z）、変圧器（Tr.1~10）、SFCL の番号を記してある。インピーダンスマップおよび潮流マップは、図 3.21、図 3.22 となる。発電機定数は、10 機共通で表 3.5 に示すとおりである。制御系として、図 3.23 に示す AVR モデルと図 3.24 に示すガバナーモデルを使用した。なお、本研究では簡単のため負荷は全て定インピーダンスとした。

図 3.19 の■で示すように、SFCL を同期発電機の安定化が効果的に行え、また零相電流も抑制できるように各変圧器の高圧側に設置した。図 3.20 は、図 3.19 の発電機 G1 付近の拡大図である。同図に示すように、スイッチ SW1 を通して常用機 SFCL1 が接続され、SW2 を開放した状態で常用機に並列に予備機 SFCL2 が接続された 2 台併用運転型の SFCL モデルを使用した。他箇所に設置されている SFCL も同様である。

シミュレーション条件は、図 3.19 に記した故障点（A~Z）で $t=0.1$ sec にそれぞれ 3LG 故障発生、 $t=0.17$ sec に遮断器（CB）により故障線両端を遮断、 $t=1.003$ sec に再閉路とした。また、SFCL は故障線遮断と同時に予備側へ動作を切替えるものとした。

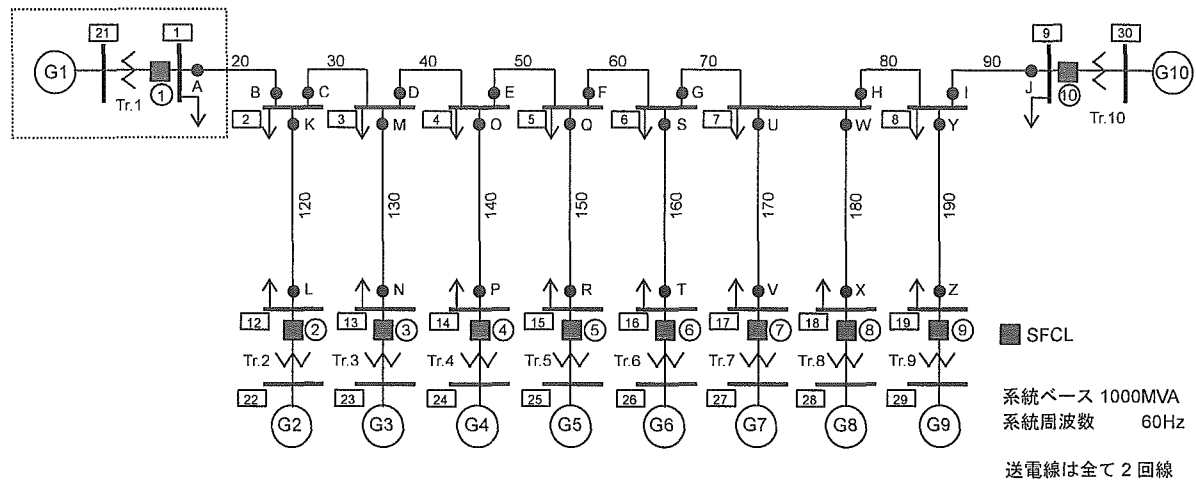


図 3.19 WEST10 機系統モデル

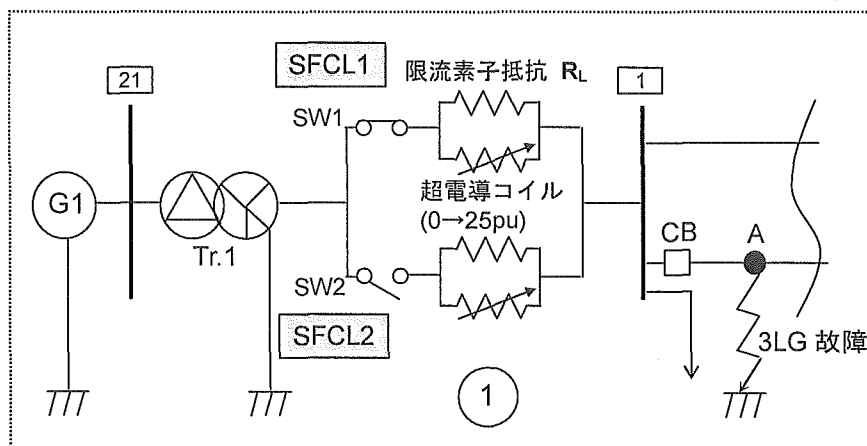
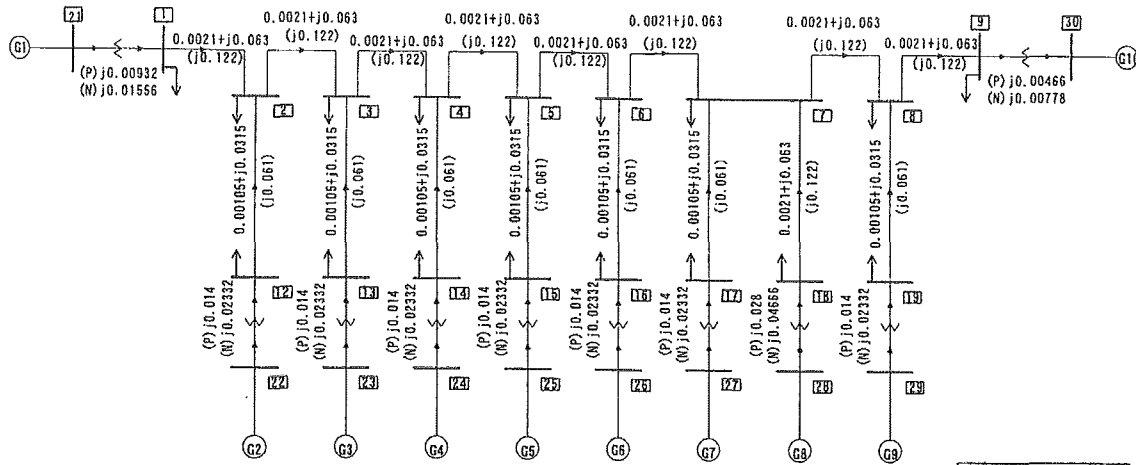


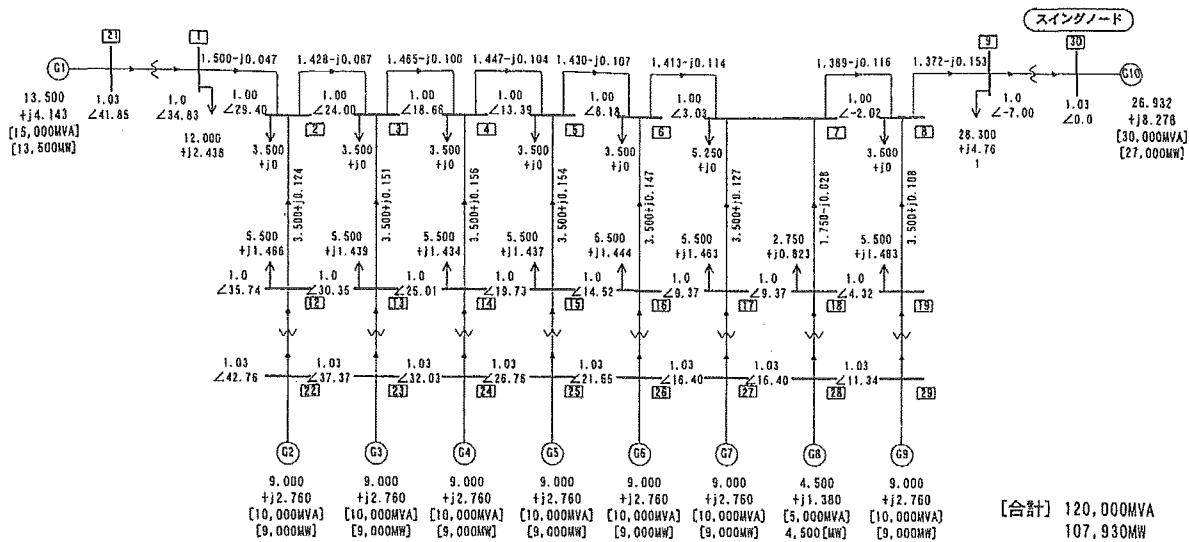
図 3.20 発電機 G1 付近の拡大図



〔注1〕 数値は全て2回線トータル値(1,000MVAベースpu値)
〔注2〕 昇圧変圧器のインピーダンス値の(P)は昼間断面、(N)は夜間断面の値

【凡例】
R + jX
(jY/2)

図 3.21 WEST10 機系統モデル (インピーダンスマップ)



〔合計〕 120,000MVA
107,930MW

図 3.22 WEST10 機系統モデル (昼間断面の潮流マップ)

表 3.5 発電機定数（全ての発電機において同じ）

NGT=2 (火力)				
X_d (pu)	1.70	T_d'' (s)	0.03	
X_q (pu)	1.70	T_q'' (s)	0.03	
X_d' (pu)	0.35	T_a (s)	0.40	
X_d'' (pu)	0.25	X_l (pu)	0.225	
X_q'' (pu)	0.25	H (s)	7	
T_d' (s)	1.00			

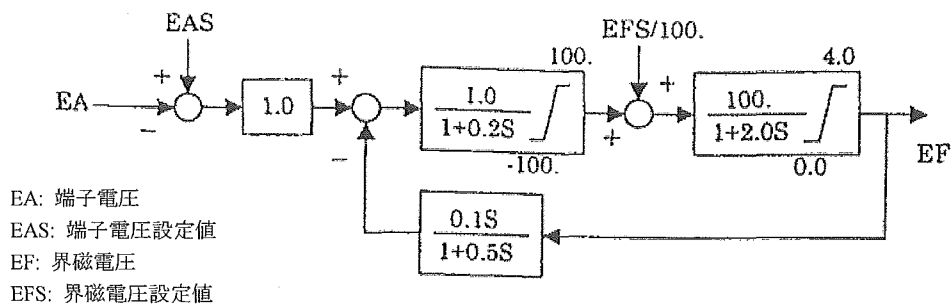


図 3.23 AVR モデル (LAT=1)

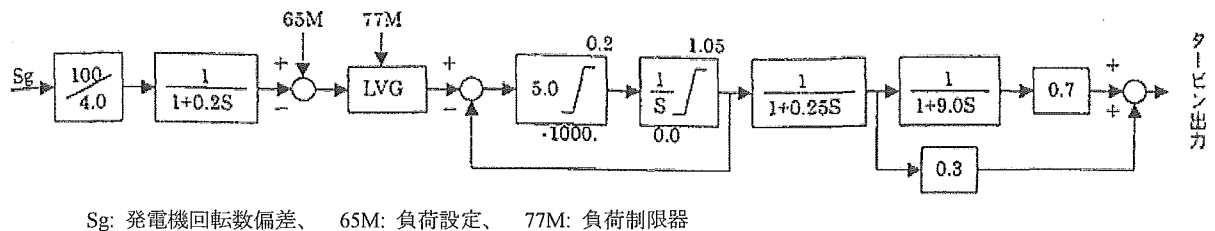


図 3.24 ガバナーモデル (LPT=1)

3-2-2 シミュレーション結果

<3-2-2-1> 臨界電流値の決定

臨界電流値（クエンチを開始する電流値）の設定にあたり、本研究では以下の条件を考慮した。

- a. 定常時に動作させない
- b. 再閉路失敗に対処できるよう、SFCL の動作切替え時に発生する過渡電流で予備機を動作させない
- c. 他箇所設置された SFCL が同時に動作するような状況を模擬できるよう、できるだけ低値とする

SFCL 未設置の状態ですべての故障点に対し故障計算を行い、各変圧器 Y 側に流れる瞬時値電流最大値（各発電機容量ベース）を求めた。その結果の一部（故障期間中の最大値）を表 3.6 に示す。これから、上記条件に適った値として本系統では全ての SFCL の臨界電流値を 3.0 pu（各発電機容量ベース）に設定することとした。臨界電流値を 3.0 pu としたとき、各相の SFCL の動作状態を表 3.6 から予想することができる。SFCL の動作状態を各故障点のケースに対してまとめたものを表 3.7 に示す。表中の●は「動作する」を意味し、○は後述するが「ある値以上の R_L を使用すると動作する」を意味する。同表から、3LG 故障にもかかわらず SFCL が不平衡動作するケースや 2 組同時に動作するケースがあることがわかる。

表 3.6 発各故障点ケースにおける各変圧器 Y 側に流れる 3 相瞬時値電流最大値 (限流器なし)

	Tr.1			Tr.2			Tr.3			Tr.4			Tr.5			Tr.6			Tr.7			Tr.8			Tr.9			Tr.10				
	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c		
A	5.31	5.75	7.52	1.72	1.94	2.21	1.41	1.50	1.60	1.33	1.36	1.40	1.33	1.33	1.33	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.33	1.32	1.33	1.32	1.33	
B	1.97	2.06	2.52	3.13	3.17	4.11	1.79	1.88	2.21	1.43	1.47	1.60	1.40	1.40	1.41	1.41	1.40	1.41	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.38	1.38	1.38	1.41	1.41	1.41	
C	1.97	2.06	2.52	3.13	3.17	4.11	1.79	1.88	2.21	1.43	1.47	1.60	1.41	1.41	1.41	1.40	1.41	1.41	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.38	1.38	1.38	1.41	1.41	1.41	
D	1.43	1.41	1.61	1.70	1.66	2.04	3.29	2.99	4.10	1.85	1.82	2.21	1.46	1.45	1.60	1.35	1.34	1.40	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.37	1.37	1.37	
E	1.38	1.38	1.38	1.37	1.36	1.48	1.77	1.61	2.07	3.43	2.83	4.08	1.91	1.75	2.21	1.48	1.42	1.59	1.36	1.38	1.36	1.36	1.38	1.33	1.33	1.33	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	
F	1.36	1.36	1.36	1.35	1.35	1.35	1.39	1.36	1.48	1.83	1.54	2.06	3.57	2.64	4.04	1.95	1.67	2.18	1.46	1.37	1.53	1.46	1.37	1.53	1.35	1.34	1.37	1.38	1.38	1.38	1.38	
G	1.34	1.35	1.35	1.34	1.34	1.34	1.35	1.35	1.35	1.41	1.39	1.48	1.89	1.46	2.04	3.70	2.46	3.98	1.87	1.53	2.00	1.87	1.53	2.00	1.47	1.37	1.52	1.40	1.40	1.40	1.40	
H	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.39	1.39	1.39	1.43	1.41	1.46	1.94	1.41	2.00	3.81	2.26	3.89	3.81	2.27	3.89	2.01	1.52	2.08	1.47	1.41	1.49	1.49	
I	1.34	1.34	1.34	1.33	1.33	1.33	1.33	1.32	1.33	1.35	1.35	1.35	1.37	1.37	1.41	1.36	1.42	1.83	1.38	1.83	1.83	1.38	1.83	3.91	2.31	3.80	1.91	1.43	1.92	1.92	1.92	
J	1.36	1.36	1.36	1.37	1.37	1.37	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.36	1.36	1.35	1.37	1.37	1.37	1.42	1.40	1.40	1.42	1.40	1.40	2.00	1.41	1.91	7.15	4.46	6.43	6.43	
K	1.97	2.06	2.52	3.13	3.17	4.11	1.79	1.88	2.21	1.43	1.47	1.60	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.40	1.40	1.44	1.43	1.43	1.43	
L	1.58	1.77	1.97	5.26	5.80	7.47	1.51	1.66	1.80	1.43	1.43	1.47	1.44	1.44	1.44	1.43	1.43	1.43	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.39	1.39	1.39	1.42	1.42	1.42	1.42	
M	1.43	1.41	1.61	1.70	1.66	2.04	3.29	2.99	4.10	1.85	1.82	2.22	1.46	1.45	1.60	1.39	1.39	1.40	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.37	1.37	1.37	1.40	1.40	1.40	1.40	
N	1.40	1.40	1.48	1.46	1.53	1.72	5.56	5.51	7.43	1.55	1.64	1.83	1.40	1.40	1.48	1.39	1.39	1.39	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.37	1.37	1.37	1.39	1.39	1.39	1.39	
O	1.37	1.37	1.37	1.37	1.36	1.48	1.77	1.61	2.07	3.43	2.83	4.08	1.91	1.75	2.21	1.48	1.42	1.59	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.36	1.36	1.36	1.38	1.38	1.38	1.38	
P	1.38	1.38	1.38	1.37	1.37	1.41	1.51	1.51	1.74	5.85	5.20	7.35	1.59	1.60	1.83	1.40	1.40	1.48	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.36	1.36	1.36	1.38	1.38	1.38	1.38
Q	1.36	1.36	1.35	1.35	1.35	1.35	1.39	1.35	1.48	1.83	1.54	2.06	3.57	2.64	4.03	1.95	1.67	2.18	1.46	1.38	1.53	1.46	1.38	1.53	1.36	1.36	1.37	1.39	1.39	1.39	1.39	
R	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.37	1.37	1.41	1.55	1.47	1.74	6.13	4.87	7.25	1.63	1.55	1.82	1.39	1.39	1.44	1.39	1.39	1.44	1.37	1.37	1.37	1.39	1.39	1.39	1.39	
S	1.34	1.34	1.33	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.41	1.39	1.48	1.89	1.46	2.04	3.70	2.46	3.98	1.87	1.53	2.00	1.87	1.53	2.00	1.46	1.40	1.52	1.40	1.40	1.40	1.40	
T	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.35	1.35	1.35	1.40	1.41	1.41	1.58	1.42	1.73	6.39	4.53	7.16	1.59	1.46	1.71	1.59	1.46	1.71	1.41	1.41	1.43	1.40	1.40	1.40	1.40	
U	1.33	1.34	1.34	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32	1.38	1.39	1.38	1.44	1.44	1.46	1.94	1.39	2.01	3.81	2.26	3.89	3.80	2.27	3.89	2.01	1.52	2.08	1.47	1.44	1.49	1.49	
V	1.34	1.34	1.34	1.32	1.32	1.32	1.33	1.33	1.33	1.39	1.39	1.39	1.43	1.44	1.43	1.55	1.38	1.65	6.62	4.17	7.04	2.39	1.82	2.60	1.61	1.46	1.69	1.43	1.43	1.43	1.43	
W	1.33	1.33	1.33	1.32	1.32	1.32	1.33	1.33	1.33	1.38	1.38	1.38	1.43	1.42	1.46	1.94	1.39	2.01	3.81	2.26	3.89	3.80	2.27	3.89	2.01	1.52	2.08	1.47	1.42	1.49	1.49	
X	1.32	1.32	1.32	1.32	1.31	1.31	1.32	1.32	1.32	1.36	1.35	1.35	1.37	1.37	1.37	1.43	1.35	1.48	1.84	1.53	1.98	6.62	4.17	7.04	1.46	1.38	1.51	1.37	1.37	1.37	1.37	
Y	1.34	1.34	1.34	1.33	1.33	1.33	1.32	1.32	1.32	1.35	1.35	1.35	1.38	1.38	1.38	1.41	1.38	1.42	1.83	1.35	1.83	1.83	1.35	1.83	3.91	2.31	3.80	1.91	1.43	1.92	1.92	
Z	1.34	1.34	1.34	1.33	1.33	1.33	1.32	1.32	1.32	1.35	1.35	1.35	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.38	1.55	1.36	1.59	1.55	1.36	1.59	6.82	3.80	6.87	1.60	1.42	1.65	1.65	

単位はパーユニット

表 3.7 各故障点ケースにおける SFCL の動作状態

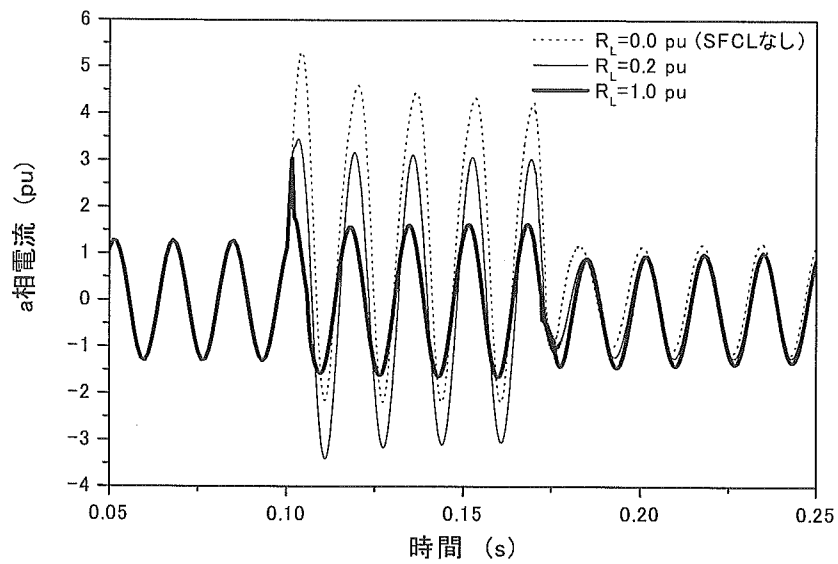
	SFCL①			SFCL②			SFCL③			SFCL④			SFCL⑤			SFCL⑥			SFCL⑦			SFCL⑧			SFCL⑨			SFCL⑩		
	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c
A	●	●	●																											
B				●	●	●																								
C				●	●	●																								
D							●	○	●																					
E										●	○	●																		
F													●	○	●															
G																●	○	●												
H																			●			●	●		●					
I																									●			●		
J																												●	●	●
K				●	●	●																								
L				●	●	●																								
M							●	○	●																					
N							●	●	●																					
O										●	○	●																		
P										●	●	●																		
Q													●	○	●															
R													●	●	●															
S																●	○	●												
T																●	●	●												
U																			●			●		●						
V																			●	●	●									
W																			●			●		●						
X																						●	●	●						
Y																									●	●	●			
Z																									●	●	●			

● : 動作する、 ○ : 動作する場合がある (R_L 値に依存)、

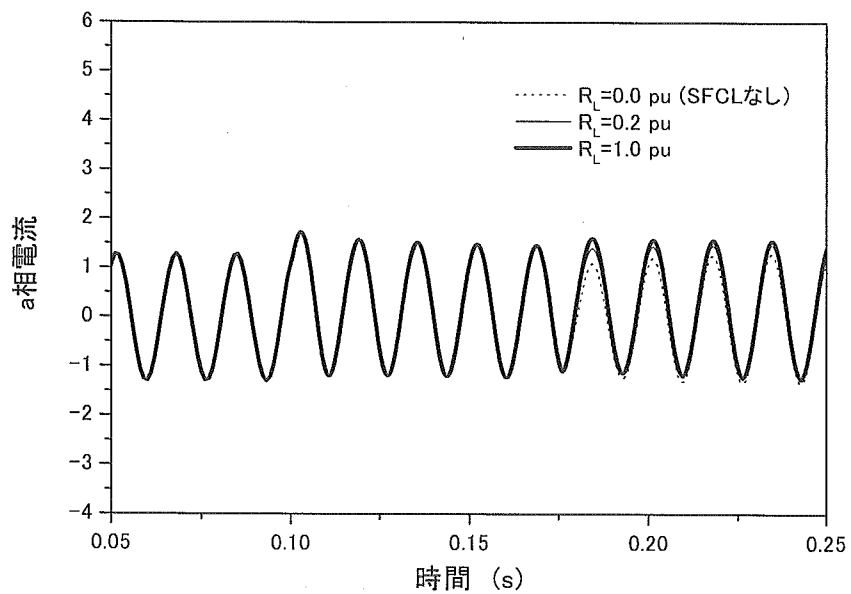
<3-2-2-2> 故障電流の抑制

全ての故障点での故障計算から、SFCL ありのケースとなしのケースで各変圧器 Y 側に流れる故障電流の特性を調べた。例として、A 点における 3LG 故障において、図 3. 25(a)に変圧器 Tr.1-Y 側に流れる a 相電流波形、図 3. 25(b)に変圧器 Tr.2-Y 側に流れる a 相電流波形をそれぞれ示す。なお、A 点での故障は表 3. 7 からわかるように SFCL①のみが動作するケースである。(a)図から、 R_L 値の相違（全 SFCL の R_L を同値 (pu) として値を変更）により故障電流の抑制効果に変化していることがわかる。一方、(b)図では故障期間中 (0.1~0.17 sec)、つまり SFCL①が動作している時間領域では電流波形に変化がない。これは、故障期間中は A 点が地絡状態にあるため A 点を境に両サイドの回路が電氣的に分離されるからである。故障除去後 (>0.17 sec) は、2 回線送電線の健全回線を通して系統間が連系されるため SFCL①動作による影響が電流波形に現れている。

図 3. 26 に、A 点故障時の各 R_L 値に対する変圧器 Tr.1-Y 側に流れる 3 相瞬時値電流最大値を示す。同図において $R_L=0.0$ pu は SFCL なしを意味する。これより、3 相全ての電流最大値を設定臨界電流値 (3.0 pu) 以下に抑制できる限流素子抵抗値は 0.5 pu 以上であることがわかる。同様に、全ての故障点ケースにおける故障電流の特性から、各変圧器 Y 側に流れる 3 相瞬時値電流の最大値を設定臨界電流値以下に抑制できる R_L 値を求めた。各故障点ケースに対する各 SFCL の R_L 値を表 3. 8 にまとめる。同表から、全ての SFCL の R_L 値を 0.6 pu 以上としておけば、全故障点に対して全ての変圧器 Y 側に流れる故障電流を設定臨界電流値以下に抑制できることがわかった。



(a) 変圧器 Tr.1-Y 側に流れる a 相電流



(a) 変圧器 Tr.1-Y 側に流れる a 相電流

図 3.25 各 R_L 値に対する電流波形 (故障点 A)

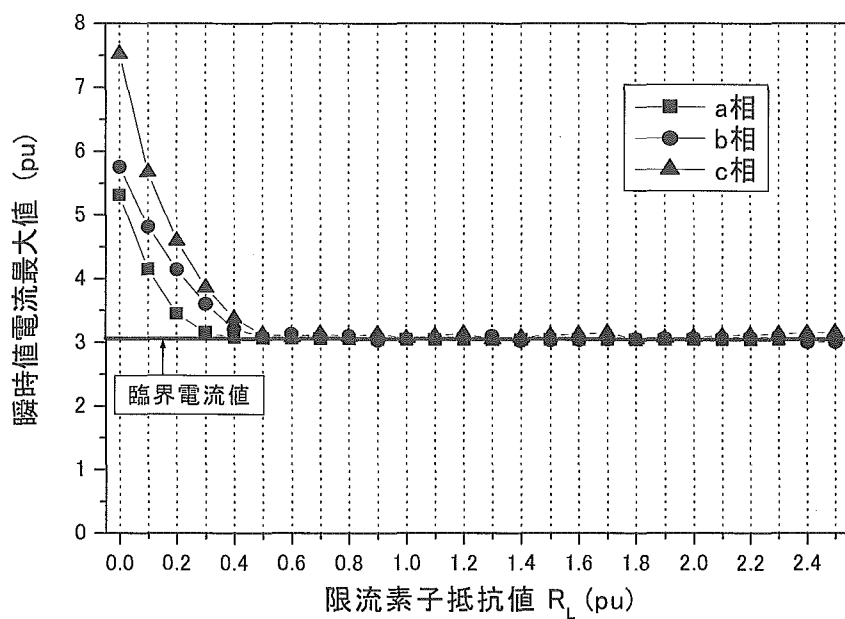


図 3.26 各 R_L 値に対する Tr.1-Y 側に流れる 3 相瞬時値電流最大値 (故障点 A)

表 3.8 各故障点ケースにおける故障電流を臨界電流値以下に抑制できる最小 R_L 値 (故障点 A)

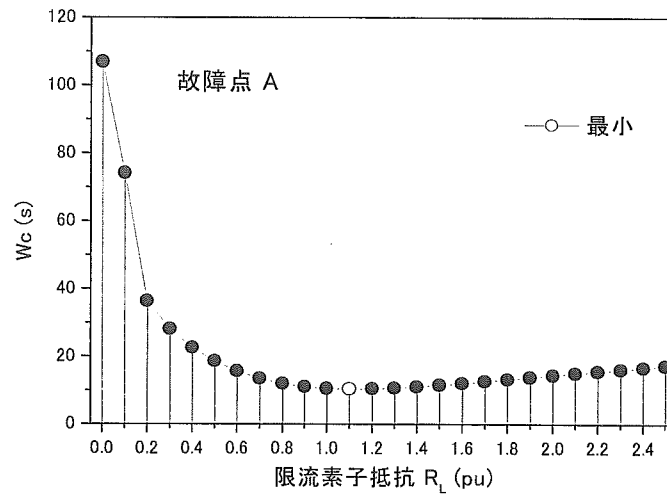
	SFCL①			SFCL②			SFCL③			SFCL④			SFCL⑤			SFCL⑥			SFCL⑦			SFCL⑧			SFCL⑨			SFCL⑩		
	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c
A	0.4	0.5	0.5																											
B				0.1	0.1	0.5																								
C				0.1	0.1	0.5																								
D							0.1		0.4																					
E										0.2		0.4																		
F													0.2		0.4															
G																0.2		0.3												
H																			0.3		0.4	0.4		0.5						
I																								0.3		0.4				
J																											0.6	0.4	0.5	
K				0.1	0.1	0.5																								
L				0.4	0.6	0.6																								
M							0.1		0.4																					
N							0.4	0.5	0.6																					
O										0.2		0.4																		
P										0.3	0.5	0.5																		
Q													0.2		0.4															
R													0.4	0.4	0.5															
S																0.2		0.4												
T																0.4	0.4	0.5												
U																			0.3		0.4	0.3		0.4						
V																			0.5	0.4	0.5									
W																			0.3		0.4	0.3		0.4						
X																						0.5	0.4	0.5						
Y																									0.3		0.4			
Z																									0.5	0.4	0.5			

<3-2-2-3> 安定度の改善

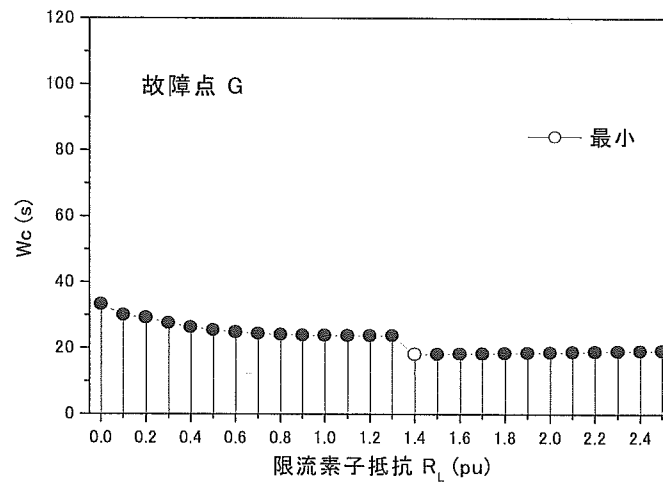
各限流素子抵抗値に対する安定度の改善効果を定量的に判定するために、第3章1節で用いた安定度指標 W_c ((3.2)式) を使用する。なお、 $T=10$ sec とした。

図 3.27 に、故障点 A、G、I のケースにおける各 R_L 値に対する W_c を示す。 W_c が小さいほど各発電機の運動エネルギーの動揺が少なく安定度が高いことを表している。同図より、各故障点ケースにおいて安定度の改善に最適な R_L は各々の W_c が最小となる $R_L=1.1$ pu、 1.4 pu、 1.2 pu と考えられる。また、図 3.27(a)、(c)のケースは SFCL による W_c の抑制効果が全故障点ケースの中でそれぞれ最大のものと最小のものである。そこで、 W_c による安定度評価の有効性を確認するために、各ケースの発電機負荷角応答を図 3.28、図 3.29 に示すことにする。図 3.28、図 3.29 共に SFCL なしのケースと図 3.27 から求めた安定度の改善に最適な R_L 値を使用した場合の応答を同図(a)、(b)にそれぞれ示している。図 3.28 の故障点 A のケースでは、発電機負荷角振動の抑制効果が大きいですが、図 3.29 の故障点 I のケースは抑制効果が小さい。これは、図 3.27 で示した W_c の特性と相応している。また、他の故障点ケースにおいても確認したが、いずれのケースも W_c と負荷角の抑制の特性が類似していた。従って、 W_c による安定度の評価方法が有効であると考えられる。

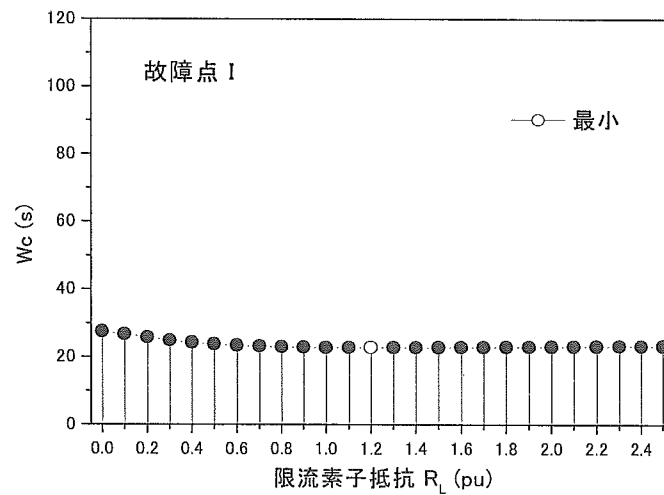
次に、図 3.27(b) (故障点 G) について説明する。このケースは、表 3.7 の説明で述べたようにある値以上の R_L を使用することで SFCL が動作を開始するケースである。(b)のケースでは、 $R_L \leq 1.3$ pu で b 相 SFCL⑥不動作、 $R_L \geq 1.4$ pu 以上で動作する特性を呈した。そのため、図 3.27(b)で見られるように、 $R_L=1.4$ pu 使用時に W_c が急に減少した。図 3.30 は、各 R_L 値に対する Tr.6-Y 側に流れる 3 相瞬時値電流最大値である。 R_L 値の増加に従い b 相故障電流最大値が上昇しており、 $R_L=1.4$ pu 時に臨界電流値に達し動作を開始した。このように、3 相の SFCL が不平衡動作する場合、動作相の故障電流の抑制効果が未動作相の故障電流に影響を与えるため、表 3.6 と設定臨界電流値の関係から動作状態を予測する場合は留意が必要である。この現象については現在検討中である。



(a) 故障点 A

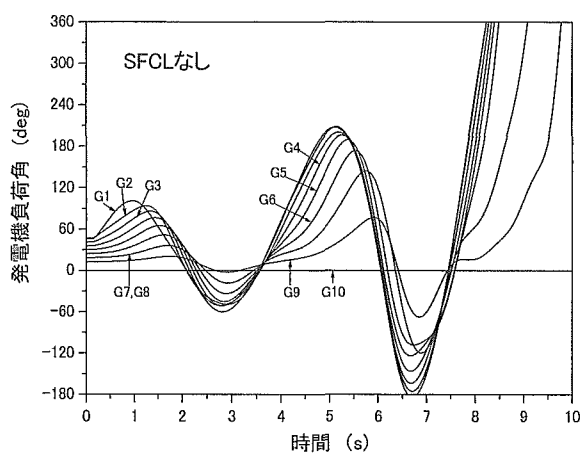


(b) 故障点 G

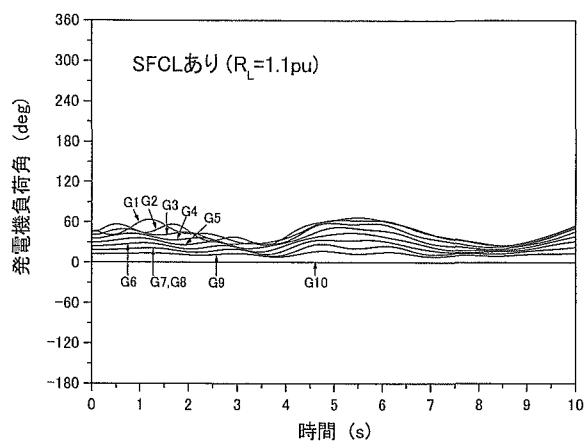


(c) 故障点 I

図 3.27 各 R_L 値に対する W_c

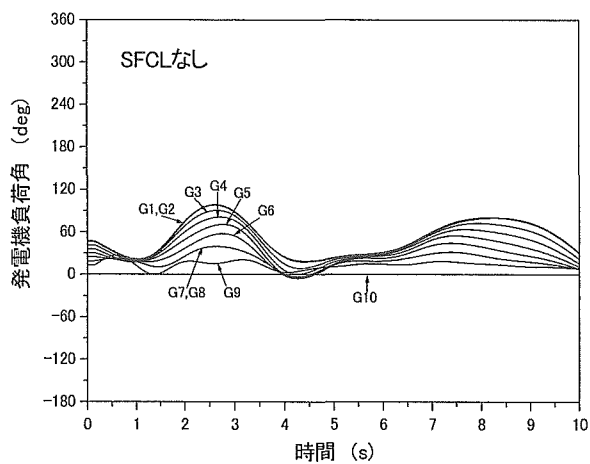


(a) SFCL なし

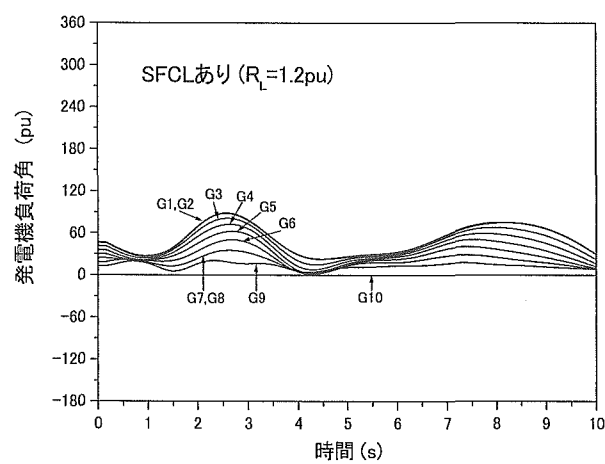


(b) SFCL あり

図 3.28 発電機負荷角応答 (故障点 A)



(a) SFCL なし



(b) SFCL あり

図 3.29 発電機負荷角応答 (故障点 I)

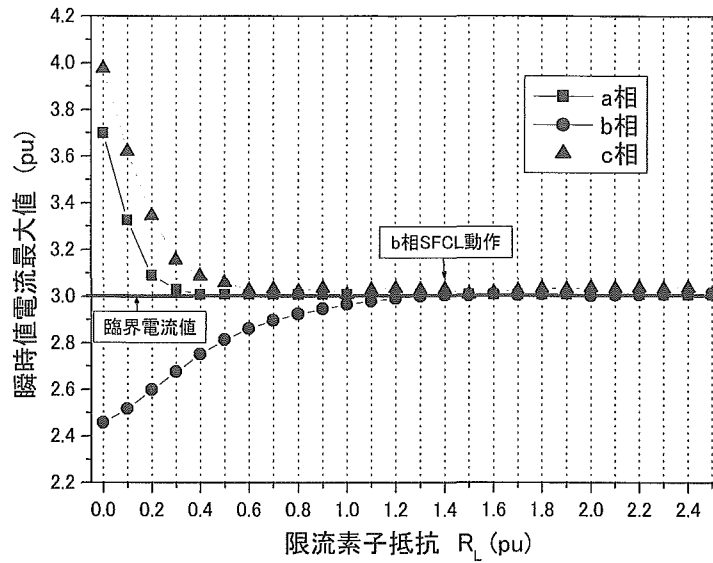


図 3.30 各 R_L 値に対する瞬時値電流最大値（故障点 G）

表 3.9 は、各故障点ケースの W_c の特性から求めた安定度の改善に最適な R_L 値、その最適 R_L 値を使用したときの W_c 、そして、(3.3)式に定義する最適 R_L 値を使用した場合の SFCL なし時に対する W_c の低減率 α を示している。

$$\alpha(\%) = \left(1 - \frac{\text{最適 } R_L \text{ 使用時の } W_c}{\text{SFCL なし時の } W_c} \right) \times 100 \quad (3.3)$$

α は、 W_c の低減率であることから最適 R_L 値を用いたときの SFCL による系統安定度の改善率と考えることができる。故障点ケースごとに SFCL の動作特性や故障の過酷度が異なることで α が 17.11~90.25% と広範囲に変化しているが、全故障点ケースに対する α の平均値は 50.78% であることから SFCL による系統安定度の改善効果の高さが窺える。求まった R_L の最適値を各故障点ケースに合わせて SFCL に適用することが安定度の改善において最良であると考えられるが、実系統において故障発生箇所を予想することは困難でありその実現は難しい。

図 3.31 に全ての故障点ケースにおける W_c を全故障点に対して平均した値を示す。同図より、最適な R_L 値は 1.4 pu である。表 3.9 と同様に、全ての故障点ケースに対して全 SFCL の R_L を 1.4 pu としたときの W_c と α ((3.3)式の分子を $R_L=1.4$ pu 使用時の W_c とする) を表 3.10 に示す。このときの全故障点ケースに対する α の平均値は 50.11% で

あった。故障点ごとに最適な R_L 値を使用した場合と比べて 0.67%の低下である。従って、 W_c の平均値から求めた R_L 値を全ての SFCL に適用しても安定度の改善効果はほとんど変わらず、しかも故障発生箇所に依存しないことから、安定度の改善に最適な R_L は 1.4 pu とするのが適当であると考えられる。但し、図 3.31 からわかるように $R_L=1.0\sim2.0$ pu 程度の範囲では W_c の値がほとんど同じであるため、シミュレーション条件等によっては最適値が若干変化する可能性がある。従って、本系統の 3LG 故障発生時における安定度の改善に効果的な R_L は 1.0~2.0 pu 程度であると結論する。

表 3.9 最適な R_L を使用した場合の各故障点に対する W_c と α

	R_L (pu)	W_c (s)	α (%)		R_L (pu)	W_c (s)	α (%)
A	1.1	10.43	90.25	N	1.3	13.07	62.01
B	1.8	28.73	47.44	O	1.6	10.76	40.27
C	1.4	26.03	54.81	P	1.3	7.16	61.49
D	1.9	15.50	42.66	Q	1.1	14.33	44.20
E	1.4	9.82	42.50	R	1.0	8.90	65.71
F	1.2	13.42	46.73	S	1.4	19.14	43.06
G	1.4	18.19	45.38	T	1.0	11.82	66.01
H	1.2	23.43	33.07	U	1.0	25.42	34.18
I	1.2	22.81	17.11	V	1.0	14.24	60.46
J	1.7	9.41	83.41	W	1.2	24.09	31.52
K	1.3	30.97	64.92	X	1.0	11.66	47.84
L	1.1	19.37	76.06	Y	1.1	24.12	18.37
M	1.6	19.39	43.01	Z	1.0	11.79	57.88

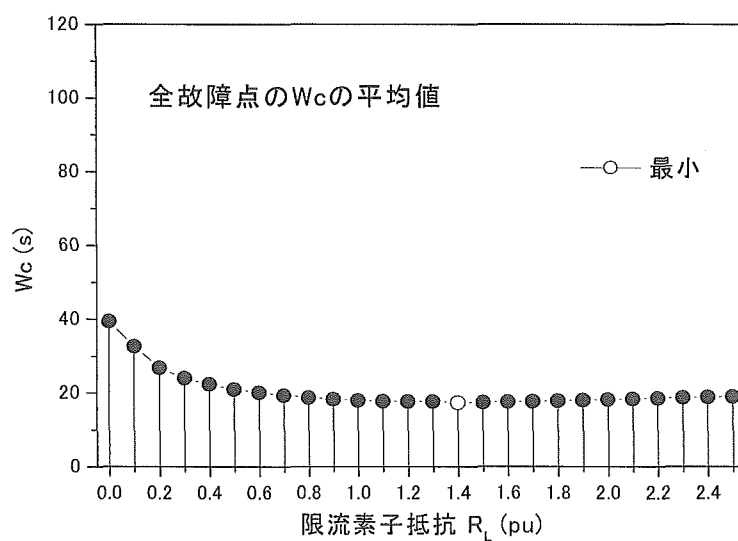


図 3.31 各 R_L 値に対する全故障点の W_c の平均値

表 3.10 全故障点で $R_L=1.4$ pu を使用したときの W_c と α

	R_L (pu)	W_c (s)	α (%)		R_L (pu)	W_c (s)	α (%)
A	1.4	11.13	89.60	N	1.4	13.09	61.93
B	1.4	28.98	46.98	O	1.4	10.83	39.93
C	1.4	26.03	54.81	P	1.4	7.19	61.29
D	1.4	15.72	41.83	Q	1.4	14.37	44.06
E	1.4	9.82	42.50	R	1.4	9.52	63.34
F	1.4	13.51	46.38	S	1.4	19.14	43.06
G	1.4	18.19	45.38	T	1.4	12.48	64.13
H	1.4	23.50	32.89	U	1.4	25.64	33.61
I	1.4	22.84	17.00	V	1.4	14.95	58.49
J	1.4	10.00	82.37	W	1.4	24.14	31.37
K	1.4	31.02	64.86	X	1.4	12.18	45.49
L	1.4	19.98	75.31	Y	1.4	24.25	17.95
M	1.4	19.42	42.91	Z	1.4	12.48	55.44

3-2-3 まとめ

本節では、WEST10 機系統モデル上で 3 線地絡故障を想定し、故障電流の抑制と同期発電機の安定化に効果的に作用する超電導限流器（SFCL）の限流素子抵抗値を求める検討を行った。その結果、故障電流の抑制では限流素子抵抗値 0.6 pu 以上、安定度の改善では 1.0~2.0 pu 程度がそれぞれ有効であることがわかった。従って、WEST10 機系統における 3 線地絡故障時における効果的な限流素子抵抗値は、1.0~2.0 pu 程度であると考えられる。

今後の課題としては、臨界電流値を変えた場合や種々の不平衡故障を想定した解析を行い、本研究で得た結果と比較検討することが考えられる。さらに、本研究では同期発電機の安定化を主な目的としていることから発電機端子にのみ SFCL を設置して解析を行ったが、連系線等の電流特性を調査し、SFCL の必要設置箇所を明らかにすることも重要である。

第 4 章 最適再閉路による電力系統の安定化に関する検討

4-1 最適再閉路について

社会生活の向上や IT 産業の高度化に伴い、電力会社はより安定で信頼性の高い電力供給が求められている。一方、電力系統は電力需要の増加に伴って拡大連系されつつあるが、それに加えて近年では独立系発電事業者（Independent Power Producer: IPP）の参入や太陽光発電や風力発電といった自然エネルギー源利用による分散型電源の増加、さらには電源立地難による発電設備の遠隔化・偏在化のために、より複雑で多様な構成になりつつある。このような状況において、電力会社は高い品質と信頼度をもつ電力供給の責務を負わされており、これまでに行ってきた電力設備の信頼度の維持や事故復旧操作の迅速化といった供給信頼度の維持対策に加え、今後益々多様化していくと思われる電力系統に対応できる新しい対策、あるいは復旧操作手順の高効率化が必要になってきている。

現在、電力会社では電力供給信頼度の向上対策として、電力設備の信頼度を向上させ停電を減少させる事故未然防止対策と、事故後素早く定常状態に電力系統を回復させる事故復旧迅速化対策とが実施されている⁽⁴⁾。供給信頼度を向上させるためには両対策をバランスよく実施することが肝心であるが、電力設備の更新に要する時間やコストの面から供給信頼度の飛躍的向上は難しいため、実際には事故復旧迅速化対策が主に行われている。この事故復旧迅速化対策の代表的なものに再閉路操作の自動化があり、電圧階級に合わせて無電圧時間の異なる 3 つの再閉路方式の自動再閉路装置がそれぞれ導入されている。基幹系統を代表とする高電圧系統では高速度再閉路方式（無電圧時間=20～50cycle）が、電圧階級が低くなるにしたがって中速度再閉路方式（1.5～20sec 程度）、低速度再閉路方式（60sec 程度）がそれぞれ採用されている⁽⁴⁾。各再閉路方式における各電力会社が採用している無電圧時間を表 4.1⁽⁴⁾に示す。このように自動再閉路装置を導入することで事故復旧の迅速化が成され、電力供給信頼度の維持に役立っているわけであるが、しかし、前述したように今後はより効率よく事故復旧操作を行って信頼度の

維持に努めていく必要がある。

表 4.1 に示した各社の電圧階級と無電圧時間の関係に見られるように、高速度再閉路方式の場合、ほとんどの電力会社が電圧階級ごとに一律に定められた無電圧時間で再閉路を実施しているのがわかる。例えば、500kV 送電線を有する電力会社はすべて無電圧時間=50cycle の高速度再閉路方式が使われている。一般に、電力系統に外乱が生じると同期発電機は動揺するが、再閉路の瞬間の発電機状態に依存して再閉路後の動揺が大きく変化する。それ故、無電圧時間を一定とした現行の再閉路方式において再閉路失敗が生じると場合によっては著しく安定度を阻害する可能性がある。つまり、現行の再閉路方式は、事故復旧の迅速化に貢献しているものの過渡安定度の改善に配慮した投入設計が成されているとは言い難い。従って、電力供給信頼度を今後も維持あるいは向上させていくためには、事故復旧の迅速化に努めるとともに過渡安定度の改善に最適な再閉路時間を検出し、その時間で随時再閉路を行う最適再閉路 (Optimal re-closing time: 以下 ORCT と略記) 操作が必要であると考えられる。

ORCT は、故障が過渡的なもの (落雷事故等) と永久的なもの (接触事故等) によって最適時間が異なるため、どちらのケースを対象として ORCT を決定するかの定義づけが必要であるが、一般には永久故障時 (再閉路失敗時) の動揺が最も抑制される再閉路時間とするのが普通である。これは、発生確率が低いとはいえ万一にも再閉路失敗が生じると、故障時以上に過大な動揺を引き起こすと共にタービン軸系のねじれ疲労が著しく増大するため、軸の損傷や切断などといった甚大な被害が生じるのを防止することを目的としている。このため、本研究においても次節で提案する ORCT の決定方法に関する検討は再閉路失敗時を対象としている。

次に、近年に各方面で行われた ORCT に関する検討例をいくつか示す。これまでに、(i) ニューラルネットワークを利用した ORCT の決定方法⁽¹⁷⁾、(ii) 短絡故障時に発生する高周波電圧の特性から ORCT を決定する方法⁽¹⁸⁾、(iii) 発電機の内部相差角の特性から ORCT を決定する方法⁽¹⁹⁾等が提案されている。しかし、(i)はニューラルネットワークを適用した系統での広範囲な試験データを必要とすること、(ii)は一機系統モデルでの検討であり多機系統を対象とした検討が行われていないこと、(iii)は事前にシミュレーションによる計算が必要でありオンラインへの応用が難しい等の問題がある。そこで第 4 章 2 節では、オフラインはもとよりオンライン応用の可能性も有し、更に多機系統での使用が可能な ORCT の決定に関する一手法を提案したので報告する。

表 4. 1 各再閉路方式の無電圧時間

会社 速度	A				B				C				D				E			
	500kV	275 ～ 187kV	154 ～ 110kV	77kV 以下	500kV	275 ～ 187kV	154 ～ 110kV	77kV 以下	500kV	275 ～ 187kV	154 ～ 110kV	77kV 以下	500kV	275 ～ 187kV	154 ～ 110kV	77kV 以下	500kV	275 ～ 187kV	154 ～ 110kV	77kV 以下
高 速 度 (サイクル)		275kV, 30				20～40	20		50	40			50	21	30			54	54	
中速度 (秒)		8				5～7	5～7			3～8	10	10			10～20	10～20				
低速度 (秒)		60	60	60				60			30～60	60	60	60	60	60		60	60	60
会社 速度	F				G				H				I				J			
	500kV	275 ～ 187kV	154 ～ 110kV	77kV 以下	500kV	275 ～ 187kV	154 ～ 110kV	77kV 以下	500kV	275 ～ 187kV	154 ～ 110kV	77kV 以下	500kV	275 ～ 187kV	154 ～ 110kV	77kV 以下	500kV	275 ～ 187kV	154 ～ 110kV	77kV 以下
高 速 度 (サイクル)																				
	50	20～30	30		50	20～25	20			40～90			50	24						
中速度 (秒)																				
			1.5～2		5～7	5～7	5～7			10～20			15	15						
低速度 (秒)																				
	60	60	60	60	60	60	15～60	15～60		60	60	60			60	60				

電力各社と協調を図った
無電圧時間としている

電力各社と協調を図った
無電圧時間としている

4-2 過渡安定度改善のための最適再閉路に関する検討

4-2-1 最適再閉路時間 (ORCT) の決定方法

図 4.1 に示す 1 機無限大母線系統モデルを基に ORCT の決定方法を述べる。同モデルの発電機定数を表 4.2 に示し、発電機制御系として一次遅れの AVR およびガバナーモデルを用い、それを図 4.2 に示す。シミュレーション条件は、図 4.3 に示すタイムシーケンスに従い、#2 送電線発電機至近端で $t=0.1s$ に 3LG 故障発生、 $t=0.2s$ に遮断器(CB)により #2 故障線両端を遮断、その後、各無電圧時間を経て再閉路（失敗）し、再閉路の $0.1s$ 後に再遮断とした。なお、実系統における高速再閉路方式では、永久故障の対策として再閉路が 1 度しか行われていないため、本解析でも再遮断後は再再閉路を行っていない。

図 4.4 は、再閉路なしの場合と再閉路時間 (RCT) を $0.5s$, $1.0s$, $1.5s$ とした場合の同期発電機の回転角速度応答である。同図より、再閉路投入時間の違いによって再閉路後の角速度の動揺が大きく変化することがわかる。また、再閉路失敗による角速度上昇の大きさが、故障発生時と同等であることもわかる。これは、再閉路失敗によって再閉路時に再度故障状態となるため、故障時と同じ加速エネルギーが発電機に加わるためである。従って、この再閉路失敗によって上昇した角速度が同期速度付近になるように再閉路時間を選定すれば、再閉路後の動揺は抑制され安定度が改善されることができると考えられる。図 4.5 は、再閉路なしの応答から角速度が最小となる点を再閉路時間を選定した場合の角速度応答である。 $0.639s$ は最初に角速度が最小となる時間であり、 $1.386s$ は第二波目の最小点の時間である。図 4.4 の各再閉路時間での応答と比較して、角速度最小点で再閉路した場合の方が動揺が抑制されているのがわかる。

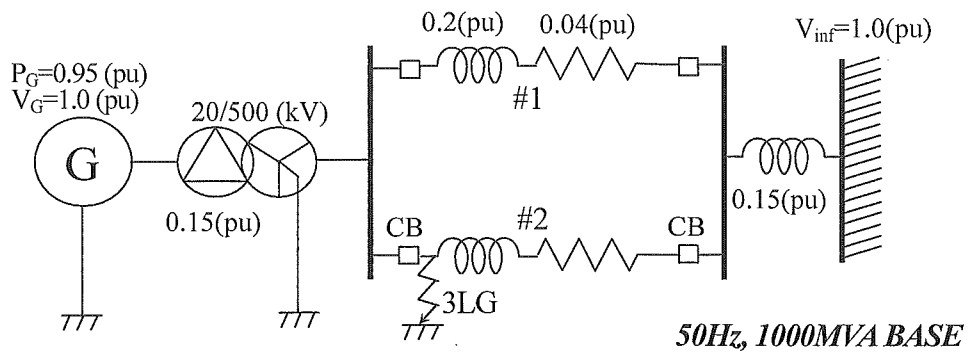


図 4.1 1 機無限大母線系統モデル

表 4.2 発電機定数

MVA		1000	
$R_a (pu)$	0.003	$X_q'' (pu)$	0.2
$X_l (pu)$	0.13	$X_0 (pu)$	0.13
$X_d (pu)$	1.79	$T_{do} (s)$	4.3
$X_q (pu)$	1.71	$T_{qo} (s)$	0.85
$X_d' (pu)$	0.169	$T_{d0}'' (s)$	0.032
$X_q' (pu)$	0.228	$T_{q0}'' (s)$	0.05
$X_d'' (pu)$	0.135	$H (s)$	2.89

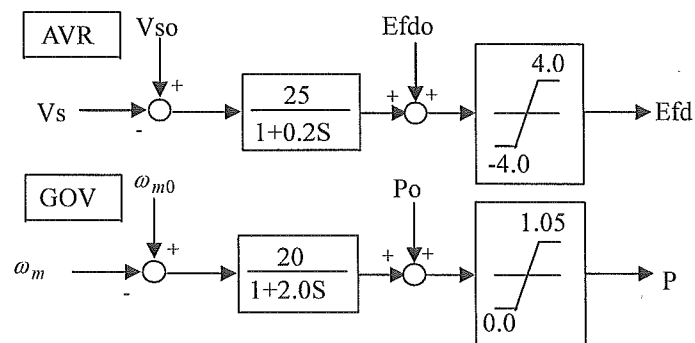


図 4.2 AVR とガバナーモデル

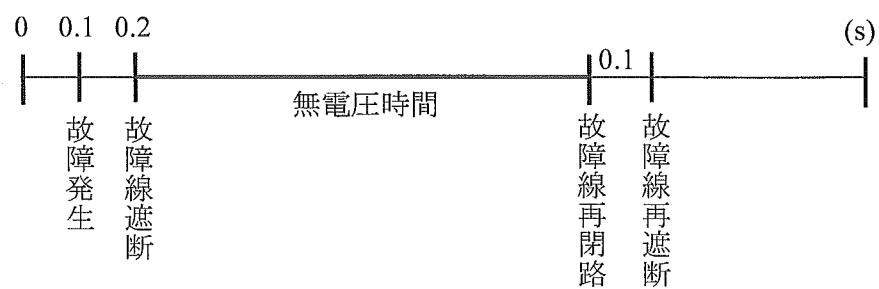


図 4.3 シミュレーションのタイムシーケンス

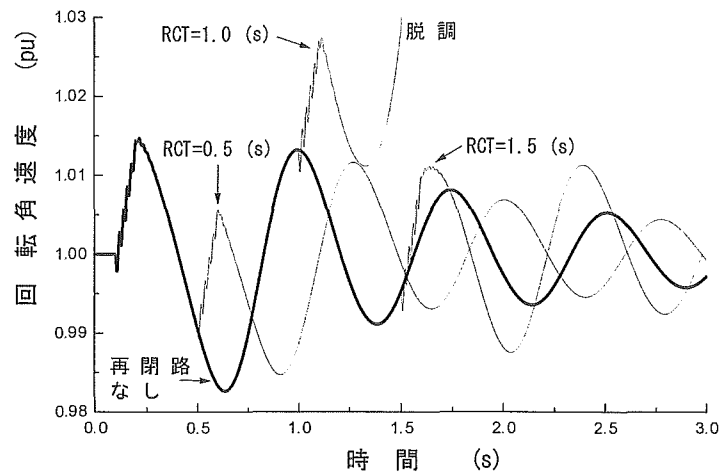


図 4.4 各再閉路時間における回転角速度応答

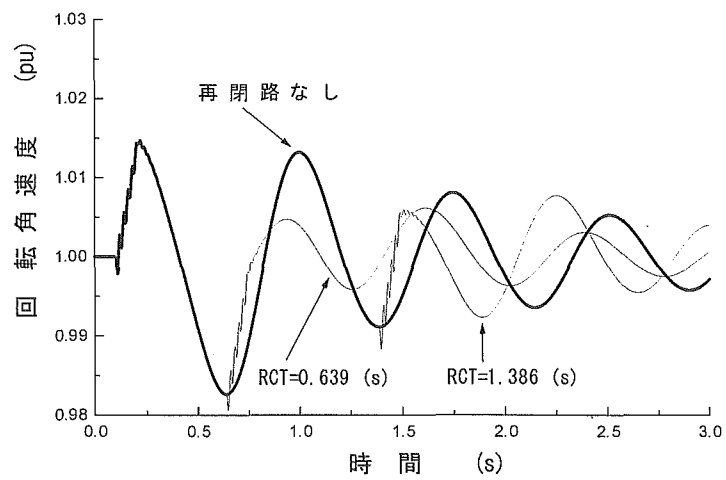


図 4.5 最適再閉路時間での回転角速度応答

多機系統の場合には、発電機ごとに回転角速度の変動の様相が異なるため、前記の方法をそのまま用いることはできない。そこで、回転角速度の代わりに運動エネルギーを利用し、全ての発電機の運動エネルギーの合計量の応答から ORCT を決定する方法を提案する。これにより、発電機ごとの速度変動の相違を考慮できることに加え、容量の違いも結果に適切に反映され则认为られる。

発電機の運動エネルギー W は以下の式で表される。

$$W = \frac{1}{2} J \omega_m^2 \quad (J) \quad (4.1)$$

ここで J は慣性モーメント (kgm^2)、 ω_m は回転角速度 (rad/s) である。前述のシミュレーションにおいて、式(4.1)より再閉路なしの場合の運動エネルギーを図示したものが図 4.6 である。これより、運動エネルギーが最小となる点を ORCT と決定する。なお、本ケースは一機系統を扱っているため運動エネルギーと角速度応答とは同様な波形になり、故に ORCT は図 4.5 で決定したものと同一になる。多機系統の場合には、各発電機の運動エネルギーを合算して ORCT を決定するが、これは第 4 章 2 節 2 項において詳述する。

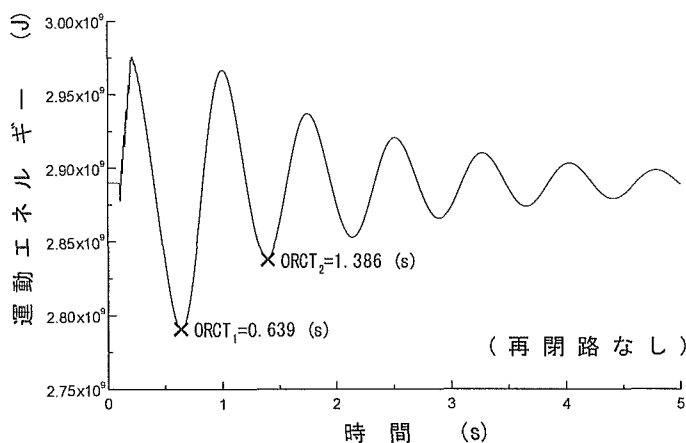


図 4.6 同期発電機の運動エネルギー

図 4.7 は、安定度判定のための指標として次式に示す運動エネルギーの変化分絶対値の累積積分値を計算し、これを系統ベース容量で割って秒の単位としたものを W_c とし、各再閉路時間に対してグラフにしたものである。但し、ここでは $T = 5.0\text{s}$ とした。

$$W_c (\text{sec}) = \int_0^T \left| \frac{d}{dt} W \right| dt / \text{系統ベース電力} \quad (4.2)$$

W_c は、発電機の回転子と系統との間でやり取りされるエネルギーの変化分の累積積分であり、従ってこの値が小さいほど過渡的な動揺が小さいことを意味し、過渡安定度が高いことを示している。同図から、他の再閉路時間に比べ $ORCT_1$, $ORCT_2$ 共に安定度が効果的に改善されていることがわかる。なお、 W_c が発散しているケースは発電機が脱調したことを表している。

次に、どちらの $ORCT$ を使用するか決定するため、故障点の絶縁回復時間について検討する。以下に絶縁回復時間（無電圧時間） T_R を算出するための式⁽²⁰⁾を記す。

$$T_R = 10.5 + \frac{kV}{34.5} \quad (cycle) \quad (4.3)$$

ここで kV は送電線電圧（線間）である。故障点の絶縁回復時間は、故障電流の大きさや系統電圧、故障条件等によって異なるため正確な値を求めることは困難である。そこで本研究では、統計データを基にして作成された系統電圧のみを考慮する簡便な式(4.3)を使用して絶縁回復時間を算出した。本モデル系統の送電線電圧は 500kV に設定しており、これより絶縁回復時間は 25cycle(0.5s)となる。従って、実際に再閉路を投入できる時間は $t=0.7s$ 以降となるため $ORCT_1$ は使用できず $ORCT_2$ が最適時間なる。図 4.7 より、 $t=0.7s$ 以降では、 $ORCT_2$ に対応する W_c が最小であることがわかり、安定度の改善効果が最も高い。図 4.8 は、 $t=1.2s$ で再閉路した場合と $ORCT_2=1.386s$ で再閉路した場合の発電機の内部相差角の応答を示している。内部相差角の応答からも、 $ORCT_2$ においては再閉路失敗にもかかわらず動揺が非常に抑制されていることが明らかである。

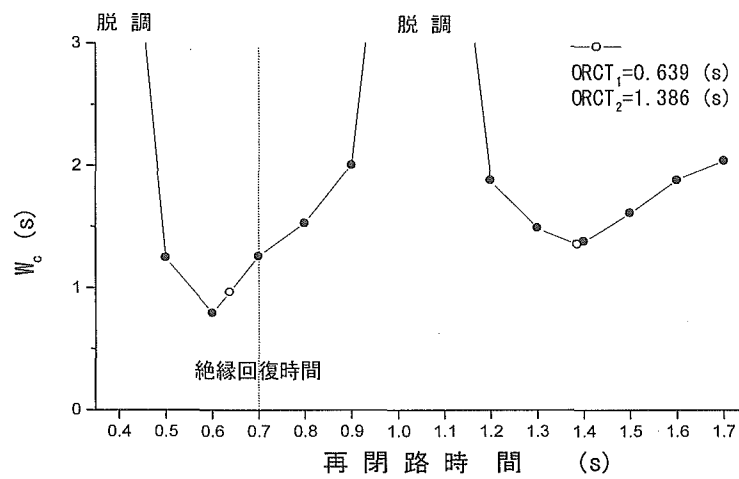


図 4.7 各再閉路時間に対する W_c

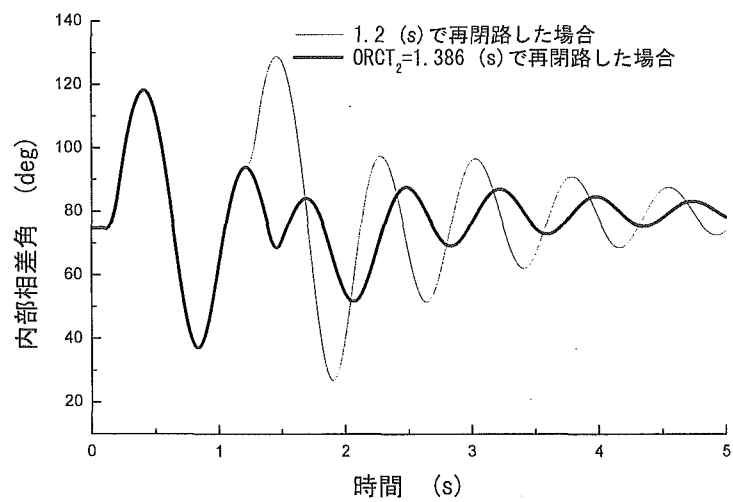


図 4.8 各再閉路時間での内部相差角応答

4-2-2 多機系統モデルによる検証

次に、多機系統モデルを用いて本手法の有効性を確認する。一機系統では回転角速度が最小となる点を ORCT としたが、多機系統では系統全体の安定度を改善するように ORCT を決定する必要があることから、上述のように発電機の運動エネルギーを利用して ORCT を決定する。各発電機の運動エネルギーを足し合わせることで、発電機ごとの容量の違いも適切に考慮した形で系統全体の運動エネルギーが得られる。従って、この運動エネルギーから ORCT を決定すると系統全体の安定度改善効果が最大になると考えられる。

総運動エネルギー W_{total} は、発電機総数を N として以下のように表すことができる。

$$\left. \begin{aligned} W_i &= \frac{1}{2} J_i \omega_{mi}^2 \quad (J) \\ W_{total} &= \sum_{i=1}^N W_i \quad (J) \end{aligned} \right\} \quad (4.4)$$

また、多機系統に対する安定度判定のための指標 W_c は、式(4.2)と同様に次式より得られる。

$$W_c \text{ (sec)} = \int_0^T \left| \frac{d}{dt} W_{total} \right| dt / \text{系統ベース電力} \quad (4.5)$$

以下にシミュレーション結果を示す。

〈4-2-2-1〉 9 母線系統モデルによる検証

図 4.9 は、シミュレーションに使用した 9 母線系統モデル⁽¹⁶⁾である。各発電機定数は表 4.3 のものを使用し、AVR およびガバナーは図 4.2 のモデルを使用した。シミュレーション条件は、図 4.3 のタイムシーケンスにおいて図 4.9 中に示した F1, F2, F3 の 3 点においてそれぞれ 3LG 故障が発生したとして、各ケースに対して ORCT の決定および安定度の判定を行った。なお、 $T=5.0s$ として W_c を求めている。

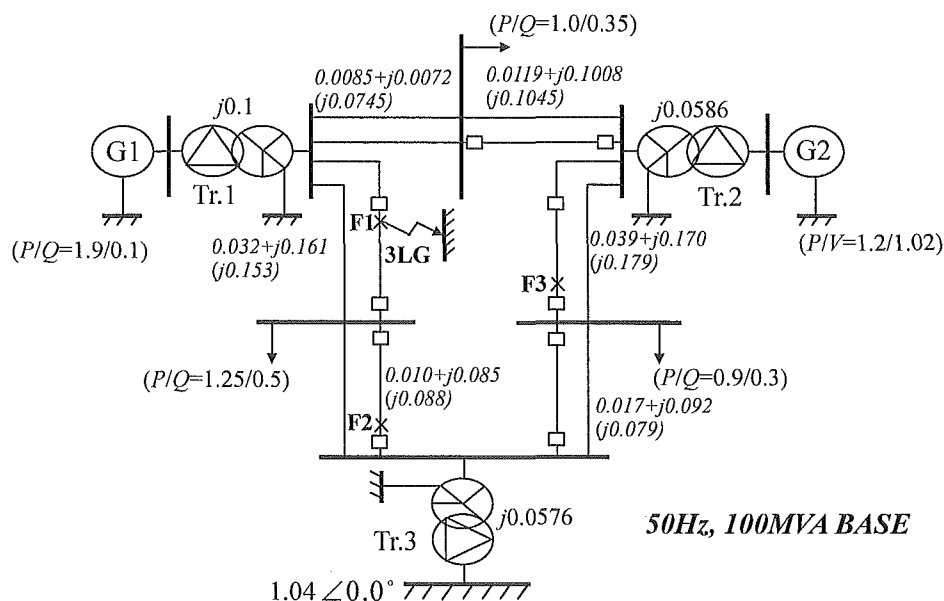


図 4.9 2 機無限大母線系統モデル

表 4.3 G1, G2 の発電機定数

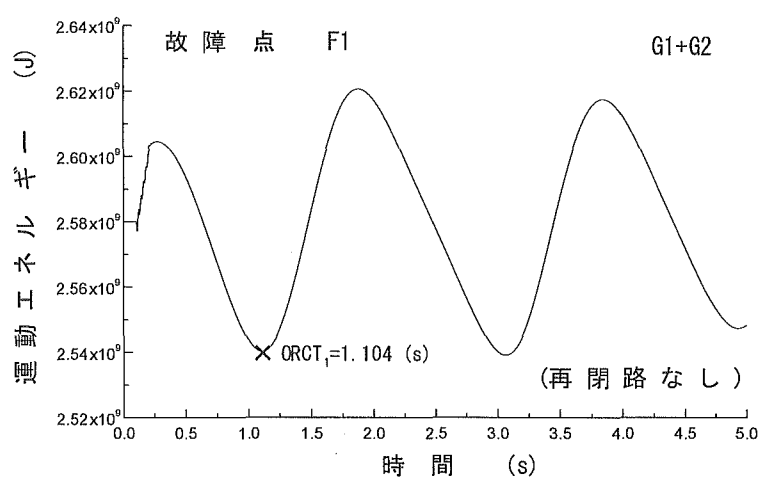
G1

MVA	200		
$R_a (pu)$	0.003	$X_q'' (pu)$	0.171
$X_l (pu)$	0.102	$X_d (pu)$	0.13
$X_d (pu)$	1.651	$T_{do'} (s)$	5.9
$X_q (pu)$	1.59	$T_{qo'} (s)$	0.535
$X_d' (pu)$	0.232	$T_{do''} (s)$	0.033
$X_q' (pu)$	0.38	$T_{qo''} (s)$	0.078
$X_d'' (pu)$	0.171	$H (s)$	9

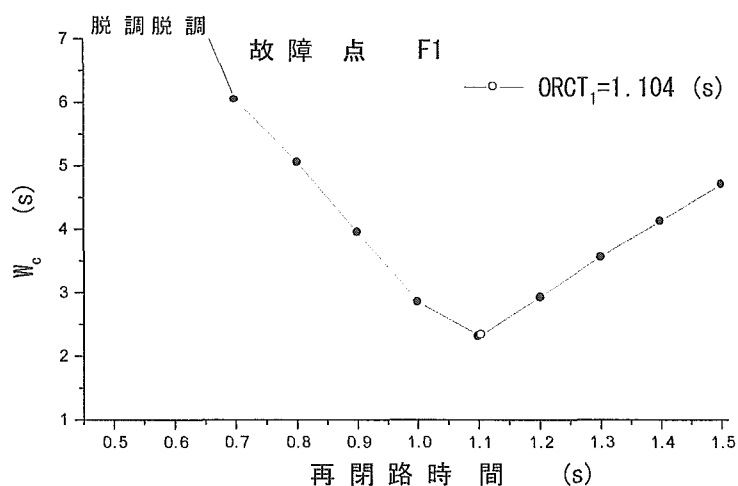
G2

MVA	130		
$R_a (pu)$	0.004	$X_q'' (pu)$	0.134
$X_l (pu)$	0.078	$X_d (pu)$	0.13
$X_d (pu)$	1.22	$T_{do'} (s)$	8.97
$X_q (pu)$	1.16	$T_{qo'} (s)$	1.5
$X_d' (pu)$	0.174	$T_{do''} (s)$	0.033
$X_q' (pu)$	0.25	$T_{qo''} (s)$	0.141
$X_d'' (pu)$	0.134	$H (s)$	6

各故障点に対する計算結果を図 4.10～図 4.12 にそれぞれ示す。同図(a)は発電機 G1 および G2 の運動エネルギーを足し合わせた総運動エネルギーの応答であり、(b)は各再閉路時間に対する安定度指標 W_c である。これより、いずれのケースにおいても安定度がほぼ最良となる ORCT が得られているのがわかる。なお、本系統モデルにおける送電線電圧は不明であるが、500kV としても絶縁回復時間は 0.5s であるので、ORCT₁ をそのまま ORCT として問題ない。

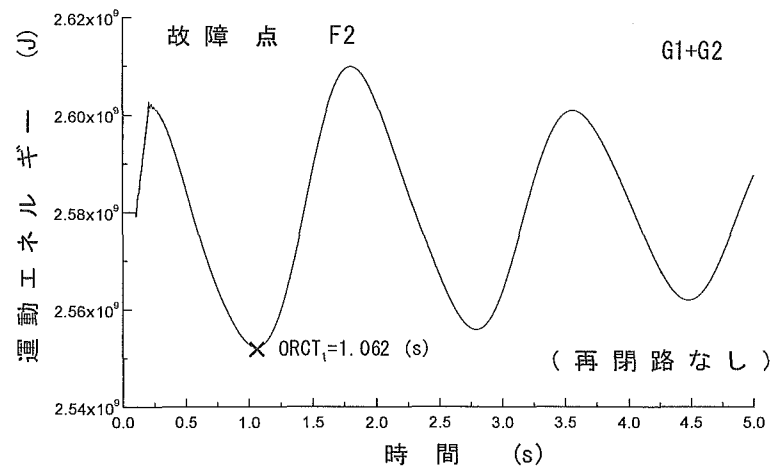


(a) 総運動エネルギー

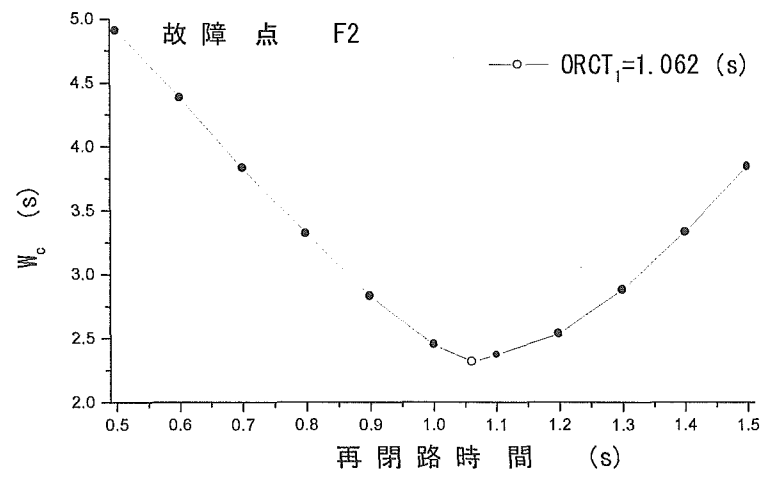


(b) W_c

図 4.10 F1 点故障時の ORCT と W_c

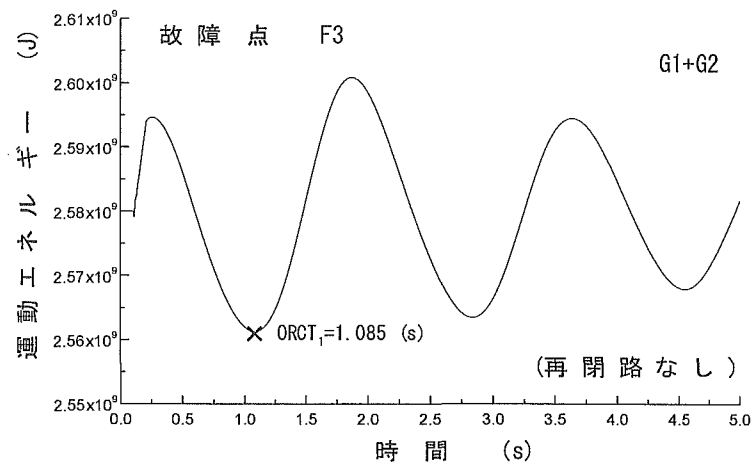


(a) 総運動エネルギー

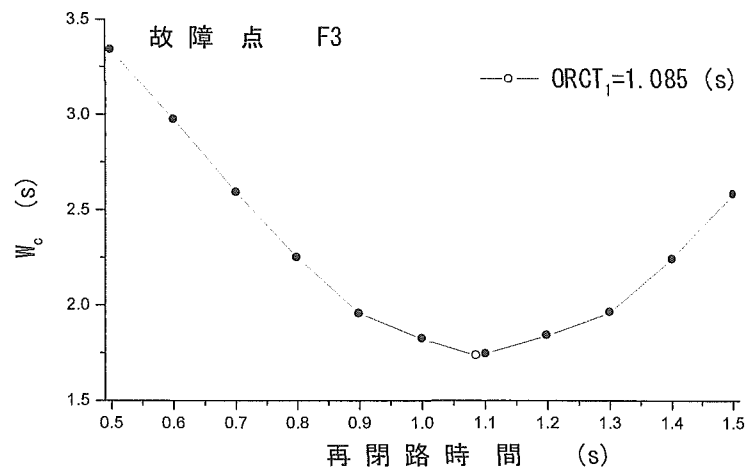


(b) W_c

図 4.11 F2 点故障時の ORCT と W_c



(a) 総運動エネルギー



(b) W_c

図 4.12 F3 点故障時の ORCT と W_c

<4-2-2-2> 電気学会標準モデル (WEST10) による検証

続いて電気学会標準モデルである WEST10 機系統モデル⁽²¹⁾を用いて本手法の検証を行う。シミュレーションに使用した系統図、インピーダンスマップおよび潮流図をそれぞれ図 4.13、図 4.14、図 4.15 に示す。表 4.4 には発電機定数を示し、制御系として図 4.16 に AVR モデルを、図 4.17 にガバナーモデルを示す。なお、本研究では簡単のために負荷を全て定インピーダンスとしたが、それ以外は WEST10 機系統標準モデルを正確に模擬している。シミュレーション条件は、図 4.18 に示したタイムシーケンスに従い、図 4.13 に示されている故障点 D 点、G 点、I 点の 3 箇所それぞれ 3LG 故障が $t=0.1$ (s) に発生、 $t=0.17$ (s) に故障線を遮断、各無電圧時間を経て再閉路（失敗）し、再閉路完了から 0.07 (s) 後に再遮断とした。なお、 $T=10$ (s) である。

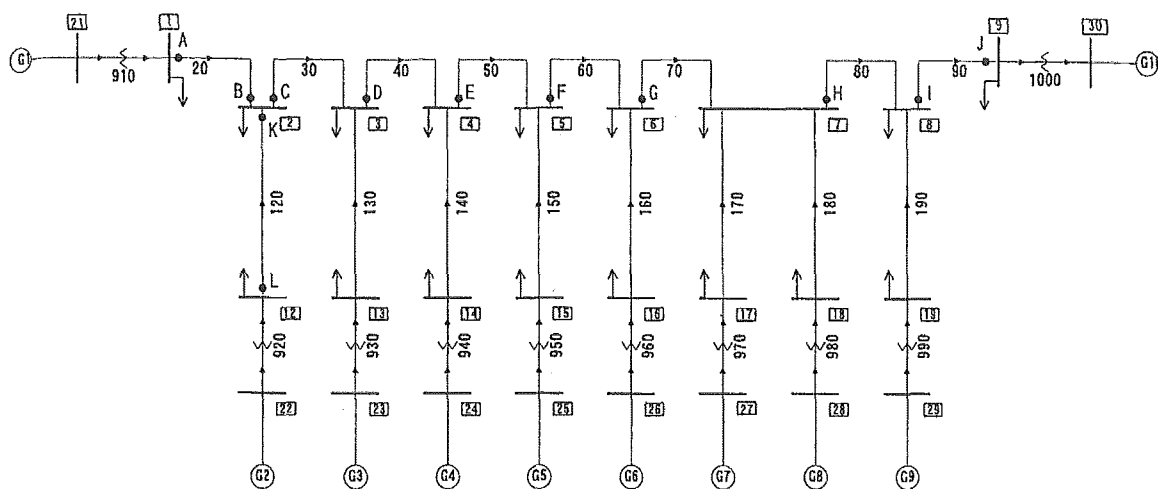


図 4.13 電気学会 WEST10 機系統モデル系統図
 (ノード番号、ブランチ番号、事故点を含む)

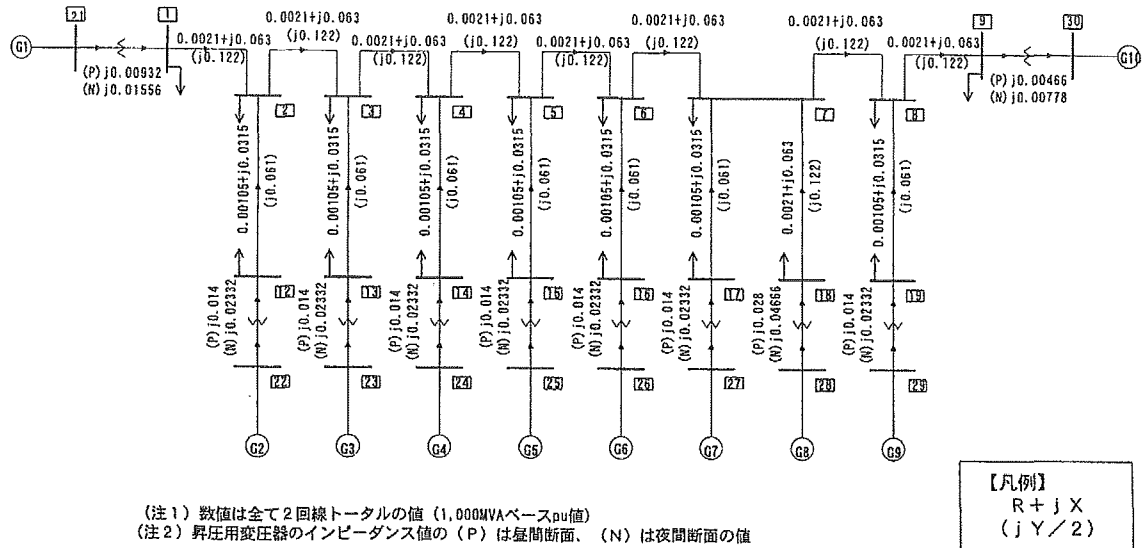


図 4.14 電気学会 WEST10 機系統モデルインピーダンスマップ

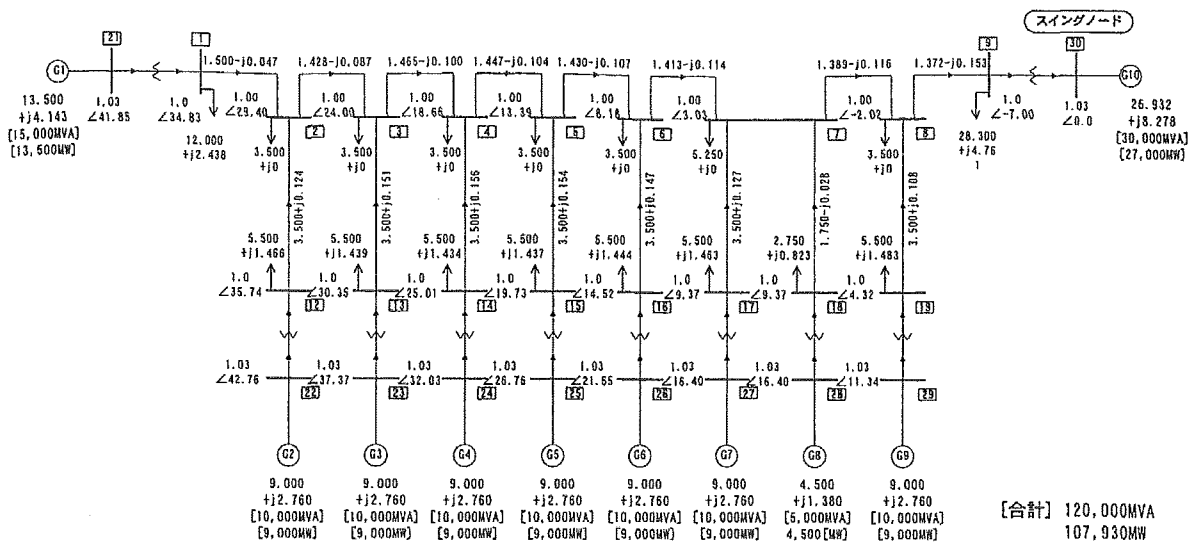


図 4.15 電気学会 WEST10 機系統モデル潮流図（昼間断面）

表 4.4 発電機定数 (全ての発電機において同じ)

NGT=2 (火力)				
X_d	(pu)	1.70	T_d''	(s) 0.03
X_q	(pu)	1.70	T_q''	(s) 0.03
X_d'	(pu)	0.35	T_a	(s) 0.40
X_d''	(pu)	0.25	X_l	(pu) 0.225
X_q''	(pu)	0.25	H	(s) 7
T_d'	(s)	1.00		

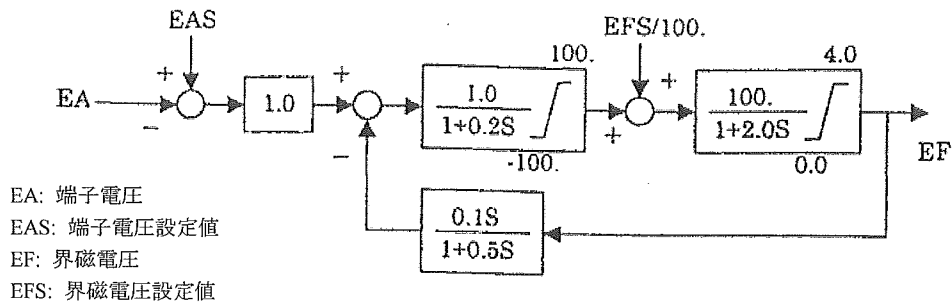


図 4.16 AVR モデル (LAT=1)

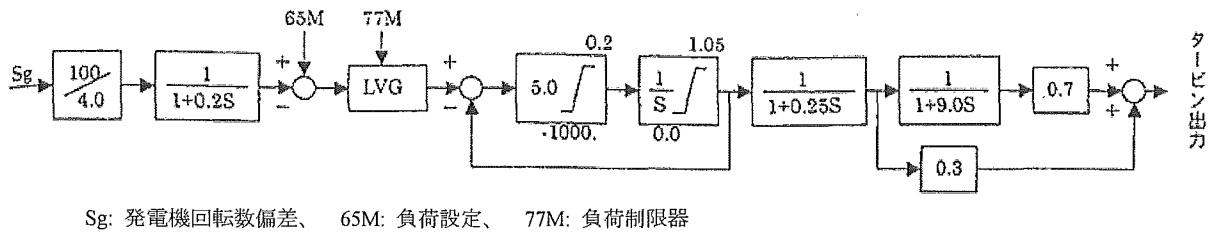


図 4.17 ガバナーモデル (LPT=1)

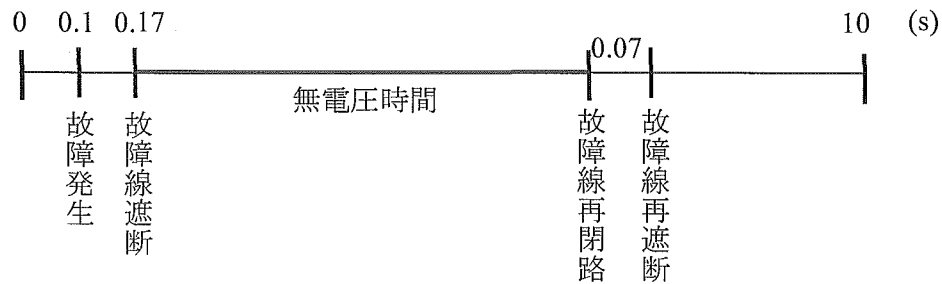
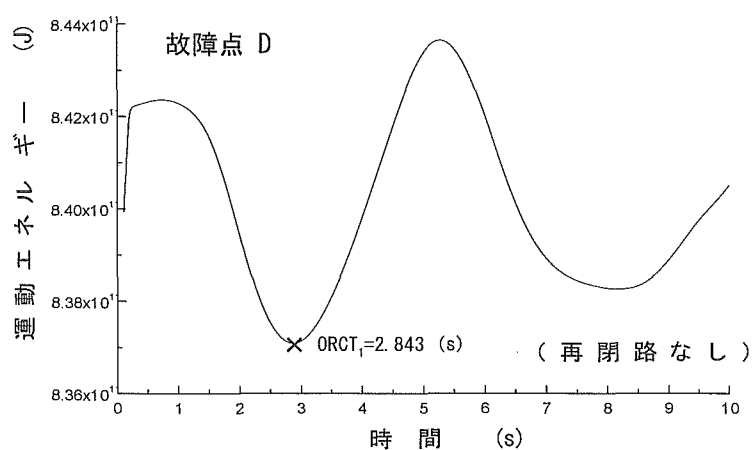
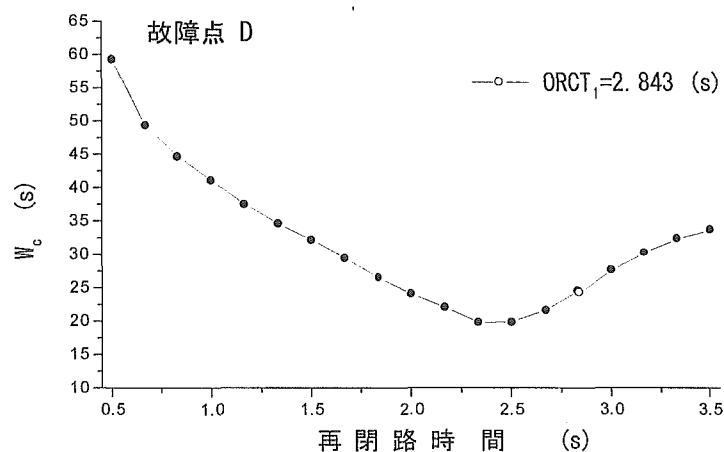


図 4.18 シミュレーションのタイムシーケンス (West10 機系統モデル)

WEST10 機系統モデルにおける各故障点に対する計算結果を図 4. 19～図 4. 21 にそれぞれ示す。D 点の故障に対しては若干最適値から離れたが、他の故障点に対してはほぼ最良となる ORCT が得られた。図 4. 22 は、現在、500kV 送電系統に採用されている無電圧時間 50cycle (表 4. 1 参照) で再閉路した場合の各発電機の内部相差角(a)と ORCT で再閉路した場合の各発電機の内部相差角(b)をそれぞれ示している (G10 基準)。無電圧時間 50cycle で再閉路した場合発電機群は脱調したが、ORCT で再閉路した場合は同期が維持されているのがわかる。

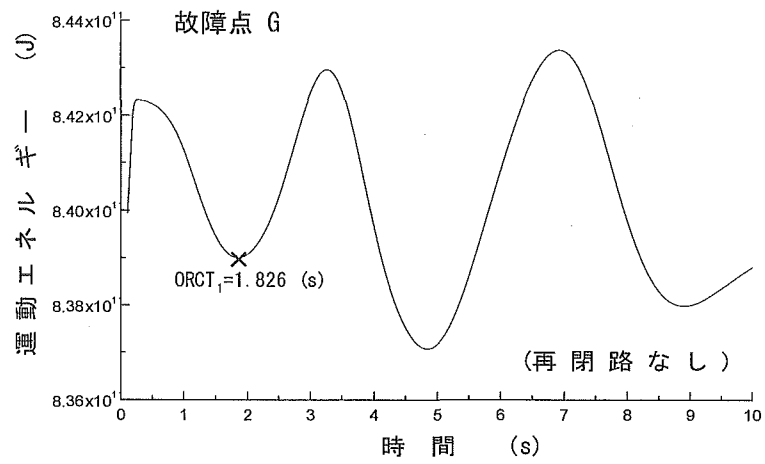


(a) 総運動エネルギー

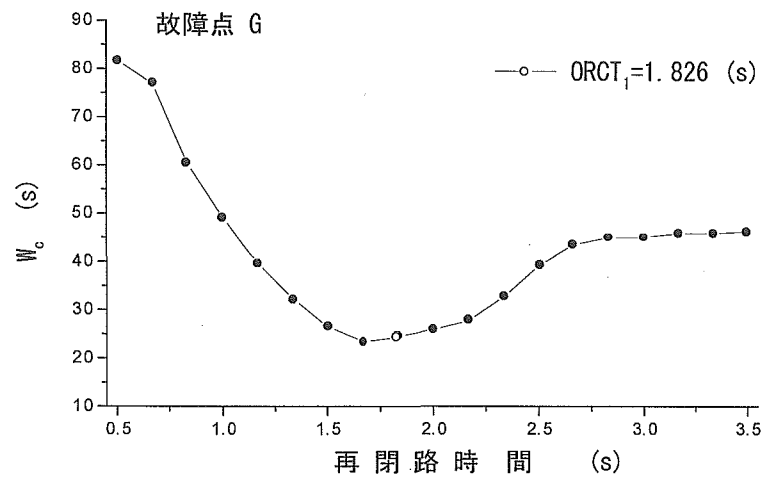


(b) W_c

図 4. 19 West10 機系統モデルにおける D 点故障時の ORCT と W_c

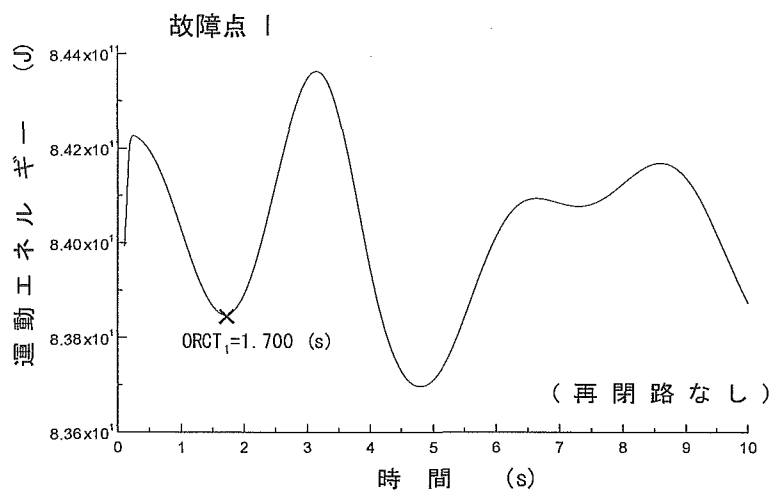


(a) 総運動エネルギー

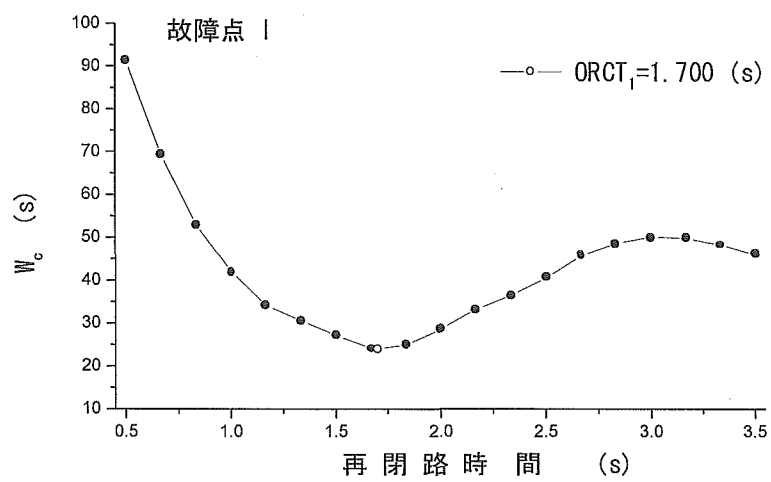


(b) W_c

図 4.20 West10 機系統モデルにおける G 点故障時の ORCT と W_c

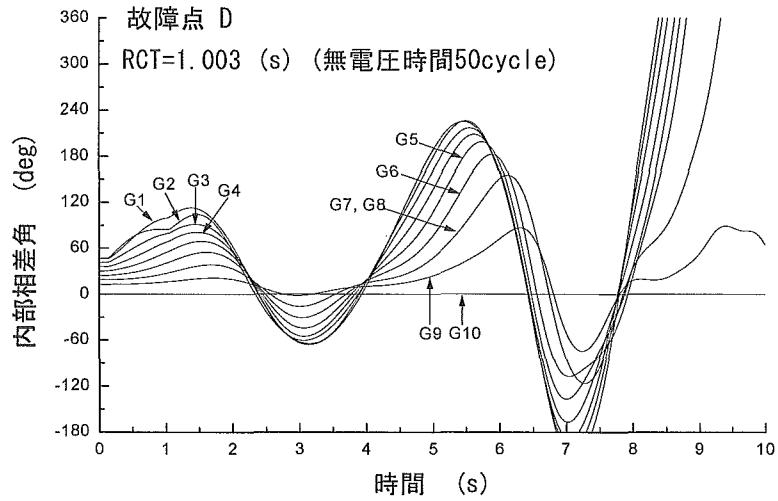


(a) 総運動エネルギー

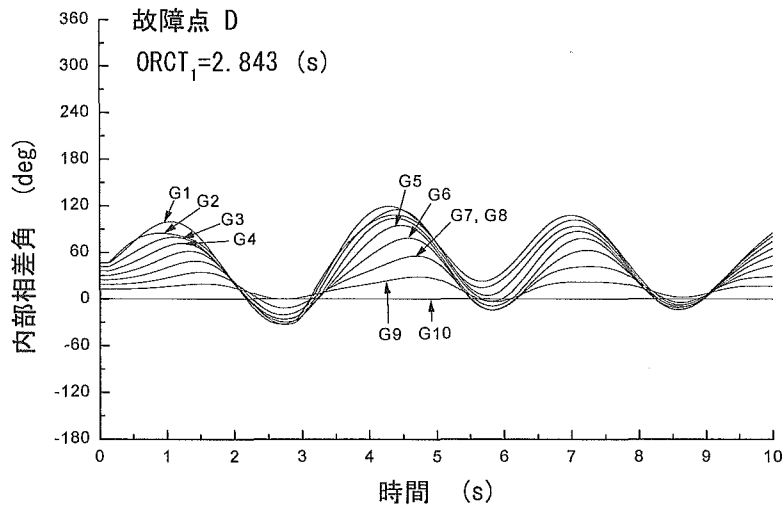


(b) W_c

図 4.21 . West10 機系統モデルにおける I 点故障時の ORCT と W_c



(a) 無電圧時間 50cycle で再閉路した場合



(b) ORCT で再閉路した場合

図 4.22 West10 機系統モデルにおける D 点故障時の各再閉路時間での内部相差角の応答

本手法は、シミュレーションによる事前の検討（オフライン）から ORCT を決定できることはもちろんであるが、運動エネルギーの最小点を ORCT として決定するため、運動エネルギーをリアルタイムに算出し、絶縁回復時間等の制約条件を考慮すればオンラインで ORCT を決定できる可能性を有している。その実現には非常に多くの検討が必要であり本報告書ではその具体的方法を示すことはできないが、オンラインで再閉路指令が出されるまでの過程の一つの構想を図 4.23 に示す。以下に簡単に説明する。

- ① 各発電機の回転角速度データを発電所ごとに集積し、発電所内の総運動エネルギー $W_{total①}$ を求める。
- ② 各発電所で求めた $W_{total①}$ を GPS 受信機で得られる時刻信号と共に A/D コンバータでデジタル信号化^{(22),(23)}し、これをマイクロ波、または光ファイバーを通して伝送し、小規模な地域ごとに例えば支店などで付加された時刻信号をもとに同期・集積して $W_{total②}$ を求める。
- ③ $W_{total②}$ を集中管理施設（例えば本店など）へ伝送し、同期・集積することで W_{total} を求める。 W_{total} から ORCT を決定して再閉路指令を変電所（遮断器）に伝える。

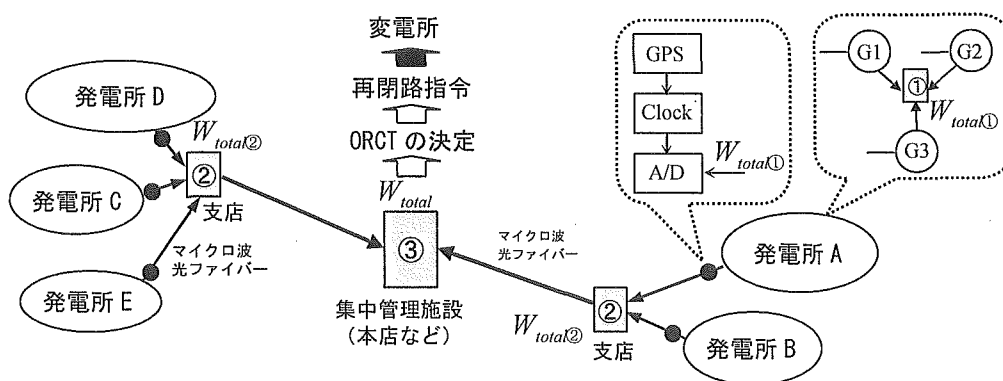


図 4.23 オンライン応用において再閉路指令が出されるまでの過程

このとき、伝送、演算に要する時間遅れと遮断器の機械的投入時間遅れを考慮する必要があるが、これに関しては、例えば運動エネルギーと動揺周期は同じであるが任意の時間だけ位相を早めることができる予測関数⁽²⁴⁾を用いること等で対処可能ではないかと考えられる。しかし、これらの遅れは数サイクル程度のオーダーであり、運動エネルギー

の変化がゆっくりしていることを考慮すれば、安定度の改善効果にそれほど影響を与えないとも考えられる。なお、オフラインの場合は、本手法で決定した ORCT から遮断器の投入遅延時間を差し引けばよく、容易に最適時間を決定することができる。

4-2-4 まとめ

本章では、発電機の運動エネルギーを利用した最適再閉路時間(ORCT)の決定方法を提案し、本手法の有効性を検証するために多機系統を含む3つのモデル系統を用いてシミュレーション解析を行った。その結果、全てのケースにおいて過渡安定度がほぼ最良となる ORCT が決定できた。但し、WEST10 機系統モデルにおける D 点故障時のケースでは最適値から若干の誤差が見られた。これは、このようなくし型系統の場合、ループ型系統と違って各発電機のポテンシャルエネルギーの差が大きく、それ故に各発電機の運動エネルギーの相互作用が比較的弱くなったためと考えられる。従って、今後は各発電機の運動エネルギーにポテンシャルエネルギーを組み合わせた手法に改良していくことが考えられる。

また、本章ではオフラインで ORCT を決定できることはもちろんであるが、運動エネルギーをリアルタイムに算出し、絶縁回復時間等の制約条件を考慮すれば、オンラインで ORCT を決定できる可能性を有することを示した。但し、オンライン応用に関しては、運動エネルギーの伝送や同期方法、演算や再閉路の投入遅延時間など実用面における詳細な検討が必要であり、今後の課題である。

第5章 結論

本報告書では、超電導限流器による電力系統の総合的安定化、すなわち故障電流の抑制、同期発電機の安定化、タービン軸系のねじれ応力の低減に効果的な超電導限流器の仕様および諸特性についての検討結果、並びに、最適再開路時間決定のための提案手法とその検証結果を示した。

以下に、本研究で得られた結論、ならびに今後の研究方針を記す。

1. 超電導限流器に関する研究

超電導限流器は、故障電流を抑制し、同期発電機を安定にすると共にタービン軸系のねじれ応力を低減することができる装置であり、これら観点において効果的な限流素子抵抗値は 1.0~2.0 pu 程度であると結論した。一方で、超電導限流器の限流素子抵抗の値によっては故障電流の抑制は可能であるが、系統安定度を限流器がない場合より悪化させる場合があることも示した。これはあまり知られていない事項であり、実際に、故障電流の抑制だけを目的とした限流器の仕様に関する検討例も幾つかある。しかし、このような場合も安定度を悪化させる限流素子抵抗値があることを認識しておくべきである。従って、本研究のように、故障電流の抑制による波及効果とはいえ、安定度の改善効果やその他の効果を同時に考慮した形で限流器の仕様に関する検討を行うことは非常に大切なことであると考える。

また、本研究では、2 台併用運転型の超電導限流器のモデルを使用し、その効果を幾つか示した。本研究で提案する 2 台併用運転型限流器は、再開路失敗の対策、クエンチした超電導コイルの超電導復帰時間の短縮、限流器誤作動時の予備限流器のバイパス使用、メンテナンスの容易性など多くの利点を有する。但し、ランニングコストが単機型に比べて倍になるという問題があるが、高温超電導限流器が実用化されれば冷媒コストが低温超電導限流器に比べて非常に小さくなることから、コストが倍になるという事実には変わりはないが、ランニングコストが 2 台併用運転実施の弊害になるとは考えていない。それよりも、限流器を切替える際のスイッチングのタイミングによって、その際に発生する過渡電流の特性が変化することから、

超電導コイルの臨界電流値の設定が難しくなるという問題があり、今後検討を要する事項としてとらえている。

今後の研究としては、この臨界電流値の設定に関する検討を行うと共に、第3章2節で用いた電気学会標準モデルである WEST10 機系統において、超電導限流器の最適な設置箇所、および不平衡故障を想定した検討を行う必要があると考えている。

2. 最適再開路に関する研究

現行の再開路方式は、事故復旧操作の迅速化に特化した方式であり、安定度の改善を考慮した最適な再開路方式とは言い難い。これは、現時点では、現行の再開路方式で問題となるような事象がそれほど発生していないためかもしれないと思われるが、他に、効果的な最適再開路方式が確立されていないことも最適再開路操作が実施されない一つの要因であると考えられる。

本報告書では、リアルタイム処理が可能な最適再開路時間の決定方法について報告した。本手法の実現については、各発電機の運動エネルギーの伝送・同期、遮断器の動作遅延問題など考慮すべき問題はあるものの、実現不能のような問題は特にないと考えている。従って、今後は実用面におけるより詳細な検討を行い、実現可能な方法であることを証明することで最適再開路操作実施の推進に努めたいと考えている。また、実施コストやそれに見合うだけの必要性があるか否かについては、また別の問題であるが、多様化しつつある今日の電力系統においていつ必要となる技術かわからないわけで、いずれにおいても最適再開路方式を確立しておくことは重要であると考えている。

本報告書では、電力系統の総合的安定化に関する研究として、各種系統条件下に対する同期発電機の安定化に最適な超電導限流器の限流素子抵抗値について言及し、さらに、過渡安定度を改善するための最適再開路時間の決定方法を提案し、その有効性を証明した。

参考文献

主たる参考文献

- (1) 故障電流抑制用限流技術調査専門委員会：「故障電流抑制用限流技術の現状と展望」、電気学会技術報告第 709 号、1999.
- (2) 故障電流抑制用限流装置とその適用技術調査専門委員会：「故障電流抑制用限流装置の適用技術と解析評価」、電気学会技術報告第 850 号、2001.
- (3) 太田宏次：「電力系統の保護制御システム」、電気書院.
- (4) 電力系統の事故時復旧操作調査専門委員会：「電力系統の事故復旧操作」、電気学会技術報告(II 部)第 354 号、1990.
- (5) 吉田弘一、福西道雄、青井舒一：「巨大電力輸送に伴う系統安定用制動抵抗装置 (SDR) の開発研究について」、電学論 B、Vol.91、No.5、pp.158~167、1971.
- (6) Mohd. Hasan Ali, Yuki Soma, Toshiaki Murata, Junji Tamura: “A Fuzzy Logic Controlled Braking Resistor Scheme for Transient Stability Enhancement”, Trans. IEE of Japan, Vol.122-B, No.1, pp.113~120, 2002.
- (7) 久保將朗、田村淳二：「超電導限流器による同期発電機の安定化に関する検討」、電学論 B、Vol.119-B、No.1、pp.63~72、1999.
- (8) IEEE Subsynchronous Resonance Task Force of the Dynamic System Performance Working Group Power System Engineering Committee: “First Benchmark Model for Computer Simulation of Subsynchronous Resonance”, IEEE Trans. Power Apparatus and System, Vol.PAS-96, No.5, pp.1565~1572, 1977.
- (9) 「EMTP Theory Book」、日本 EMTP 委員会、1994.
- (10) 熊野照久、金子寛和、鈴木健一、関根泰次：「同期機の逆動揺現象の過渡安定度への影響」、電学論 B、Vol.109-B、No.9、pp.403~410、1989.
- (11) 高瀬正章、田村淳二、武田郁夫：「同期機のバックスイング現象に関する解析」、平成 8 年電気学会電力・エネルギー部門大会、No.15、pp.85~90、1996.
- (12) R.F.Giese, M.Runde: “Assessment Study of Superconducting Fault Current Limiters Operating at 77K”, IEEE Trans. Power Delivery, Vol.8, No.3, 1993.

- (13) John S. Joyce, Tadeusz Kulig and Dietrich Lambrecht: "Torsional Fatigue of Turbine-Generator Shafts Caused by Different Electrical System Faults and Switching Operations", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-97, No.5, pp.1965~1977, 1978.
- (14) A.M.El-Serafi, S.O.Faried: "Effect of Sequential Reclosure of Multi-Phase System Faults on Turbine-Generator Shaft Torsional Torques", IEEE, Trans. Power Systems, Vol.6, No.4, pp.1380~1388, 1991.
- (15) A.G.Bahbah, A.A.Girgis: "Thorough Investigation of the Effect of Line Reclosing on Transient Stability Assessment for Single-Machine-Infinite-Bus Systems", International Journal of Power and Energy Systems, Vol.21, No.1, pp.43~49, 2001.
- (16) 関根泰次:「電力系統過渡解析論」、オーム社、pp.397.
- (17) R.K.Aggarwal, A.T.Johns, Y.H.Song, R.W.Dunn, D.S.Fitton: "Neural-Network Based Adaptive Single-Pole Autoreclosure Technique for EHV Transmission Line Reclosure Using High-Frequency Fault Transients", IEE Proc. -Gener. Transm. Distrib., Vol.141, No.2, pp.155~160, 1994.
- (18) Z.Q.Bo, R.K.Aggarwal, A.T.Johns, B.H.Zhang, Y.Z.Ge: "New Concept in Transmission Line Reclosure Using High-Frequency Fault Transients", IEE Proc. -Gener. Transm. Distrib., Vol.144, No.4, pp.351~356, 1997.
- (19) 小島大輔、雪田和人、後藤泰之、一柳勝宏:「電力系統における最適再閉路の一検討」、電気学会電力技術・電力系統技術研究会資料、PE-01-85、2001.
- (20) Il-Dong Kim, Hong-Shik Cho, Jong-Keun Park: "A variable dead time circuit breaker auto-reclosing scheme using artificial neural networks", Electrical Power & Energy Systems, Vol.21, pp.269~277, 1999.
- (21) 電力系統モデル標準化調査専門委員会:「電力系統の標準モデル」、電気学会技術報告第 754 号、1999.
- (22) 斉藤浩海:「電力システムにおける同期計測技術の応用動向」、電学論 B、Vol.119-B、No.8/9、1999.
- (23) 太田豊、鵜飼祐之、中村光一、藤田秀紀:「多地点同期フェーザ計測値を用いた広域電力系統の中間領域安定度評価」、電気学会電力・エネルギー部門大会、No.35、pp.240~246、2002.

- (24) B.H.Zhang, Z.Q.Bo, Y.Z.Ge, R.K.Aggarwal, A.T.Johns: "The Design and Application of an Optimal Reclosure Technique for Transmission Lines", 1995 North American Power Symposium, Montana State University, Bozeman, MT, USA, pp.415~421, 1995.
- (25) 松村年郎、何俊佳、杉本重幸、木田順三：「故障電流抑制用限流装置の基幹系統への適用効果－電気学会 WEST10 機系統モデルを用いた検討－」、電気学会静止器研究会、SA-00-44、pp.49~54、2000.

その他参考文献

- (26) 大熊武、本庄昇一、原筑志：「クエンチ型超電導限流器の限流時における過電圧・累積エネルギーの数値解析」、電気学会全国大会、pp.8-126~8-127、1994.
- (27) 大熊武、原筑志：「クエンチ型超電導限流器の限流時における過電圧・累積エネルギーの数値解析(2)」、電気学会全国大会、pp.5-298~5-299、1995.
- (28) 原筑志、大熊武：「母線設置型超電導限流器の安定度向上効果」、電気学会全国大会、pp.5-300~5-301、1995.
- (29) 大熊武、岩田良浩：「超電導限流器の開発」、度電力技術研究所報研究報告(6)、pp.40~45、1997.
- (30) 大西利只：「超電導送変電機器開発の現状と将来－限流器－」、電気学会全国大会、pp.s.26-9~s.26-12、1999.
- (31) 星野勉、牟田一彌、馬場元治：「無誘導型超電導限流器モデルの製作・試験」、電気学会回転機研究会資料、RM-94-29、1994.
- (32) 鬼頭幸生、松村年郎、今井康雅：「極低温送電線における事故電流限流装置の提案」、電学論 B、102 巻 12 号、pp.80~85、1982.
- (33) 杉村光洋、加川博明、早川直樹、鹿島直二、長屋重夫、大久保仁：「77kV/6.6kV 配電系統への超電導限流変圧器の導入効果に関する検討」、電気学会全国大会、pp.20~pp.21、2002.
- (34) 加藤俊和、神谷高志、雪田和人、後藤泰之、一柳勝宏、松村年郎：「アクティブ型限流器と制動抵抗による電力系統安定化-ATP/EMTP による解析-」、電気学会全国大会、pp.217、2002.
- (35) 飯岡大輔、清水洋隆、横水康伸、後藤益雄、松村年郎：「限流器の配電系統故障電流抑制効果に及ぼす需要家内発電機容量の影響」、電気学会全国大会、pp.293、2002.

- (36) 小島大輔、雪田和人、後藤泰之、一柳勝宏：「多機電力系統における高速再閉路操作の検討」、電気学会全国大会、pp.24、2002.
- (37) 室谷真一、八太啓行、尾出友実、仁田且三、白井康之、田口真海、宮戸祐治：「変圧器型超電導限流器の ZnO 素子による限流動作時の過電圧抑制に関する実験的検討」、電気学会全国大会、pp.1~2、2002.
- (38) 宮戸祐治、田口真海、白井康之、塩津正博、八太啓行、室谷真一、尾出友実、千葉政邦、仁田且三：「変圧器型超電導限流器の ZnO 素子による限流動作時の過電圧抑制に関する実験的検討」、電気学会全国大会、pp.10~11、2002.
- (39) Charles Robiansyah, Komsan Hongesombut, Yasunori Mitani, Kiichiro Tsuji
“Sub-Transient And Transient Effect Of Generator On Short Circuit Current And Superconducting Fault Current Limiter”, Proc. IEE Japan, pp.344~345, 2002.
- (40) 仁田且三、福西雅幸、藤川一洋、白井康之：「連系された平行二回線系統における超電導限流器の仕様決定に関する考察」、電気学会全国大会、pp.5-339~340、1997.
- (41) 仁田且三、白井康之、藤川一洋、西川武男：「超電導故障電流限流器を含む回路の過渡特性に関する考察」、電気学会全国大会、pp.5-341~5-342、1997.
- (42) 大熊武、本庄昇一、岩田良浩、原筑志、矢沢孝、野村俊自、鶴永和行、浦田昌身：
「6.6kV/1kA 級単相超電導限流器の開発(1)ー限流特性ー」、電気学会全国大会、pp.5-343、1997.
- (43) 矢沢孝、米田えり子、野村俊自、松崎順、大熊武、本庄昇一、岩田良浩、原筑志：
「6.6kV/1kA 級単相超電導限流器の開発(2)ー限流素子ー」、電気学会全国大会、pp.5-344、1997.
- (44) 小林直樹、三木剛、大熊武、岩田良浩、本庄昇一：「整流器型限流器の系統安定度に関する検討」、電気学会全国大会、pp.6-66~6-67、1997.
- (45) 後藤康浩、加藤丈佳、横水康伸、松村年郎、塚本政和、藤田秀紀：「電力系統における超伝導限流器の効果的な導入位置」、電気学会全国大会、pp.6-157、1997.
- (46) 大熊武、岩田良浩、徳田憲昭、浅野正邦、佐藤礼文、松原克夫：「整流型限流器小型モデル (6.6kV 級) の動作検証」、電学論 B、Vol.120-B、No.6、pp.858~863、2000.
- (47) 三村和史、清水洋隆、横水康伸、松村年郎：「6.6kV 超伝導限流器の限流・復帰特性に及ぼす冷却状態の影響」、電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料、PSE-99-145、pp.87~92、1999.

- (48) 陳慧、塚本修巳：「全超電導無ダンパ発電機の系統事故時における過渡安定性と事故電流の抑制方法の検討」、電学論 B、Vol.115-B、No.12、pp.1462~1470、1995.
- (49) 永田真幸、木田順三、杉本重幸：「限流器の過渡安定度への影響に関する一検討」、電気学会全国大会、pp.6-053~6-054、2000.
- (50) 八木啓祐、後藤泰之、雪田和人、水野勝教、一柳勝宏：「系統安定度に及ぼす限流器導入効果—故障点変更による実験的検討—」、電気学会全国大会、pp.6-060、2000.
- (51) 清水洋隆、松村年郎、磯崎優：「抵抗型限流器のモデル化と配電系統導入時の短絡故障シミュレーション」、電気学会全国大会、pp.6-073、2000.
- (52) 津田将岐、三谷康範、辻毅一郎：「抵抗型超電導限流器を用いた故障電流の抑制と同期発電機の安定化」、電気学会全国大会、pp.6-283~6-284、2000.
- (53) 雪田和人、小島大輔、山田浩、水野勝教、後藤泰之、一柳勝宏：「電力系統故障時における系統安定度向上のための高速再閉路操作」、電気学会電力・エネルギー部門大会、No.38、pp.260~264、2002.
- (54) 飯岡大輔、清水洋隆、横水康伸、後藤益雄、松村年郎、加納功：「配電系統に連系した発電機容量・出力の違いが限流器による軸ねじれトルクの抑制におよぼす影響」、電気学会電力・エネルギー部門大会、No.153、pp.521~522、2002.
- (55) 飯岡大輔、清水洋隆、横水康伸、後藤益雄、松村年郎：「発電機連係需要家の引き込み口に導入されたインピーダンス型限流器の効果」、電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料、PS-02-85、pp.59~64、2002.
- (56) Eddie M. Leung: “Superconducting Fault Current Limiters”, IEEE Power Engineering Review, pp.15~30, August, 2000.
- (57) M.Sjostrom, R.Cherkaoui, B.Dutoit: “Enhancement of Power System Transient Stability Using Superconducting Fault Current Limiters”, IEEE Trans. Applied Superconductivity, Vol.9, No.2, pp.1328~1330, 1999.
- (58) T.Hara, T.Okuma, T.Yamamoto, D.Ito, K.Tasaki, K.Tsurunaga: “Development of a New 6.6kV/1500A Class Superconducting Fault Current Limiter for Electric Power Systems”, IEEE Trans. Power Delivery, Vol.8, No.1, pp.182~192, 1993.
- (59) 関根聖治、仁田旦三：「超電導故障電流限流器の故障電流抑制効果とその仕様に関する考察」、電学論 B、Vol.114-B、No.9、pp.907~914、1994.
- (60) 関根聖治、仁田旦三：「超電導限流器の電力系統安定度向上効果に関する考察」、電学論 B、Vol.114-B、No.6、pp.617~625、1994.

- (61) 八太啓行、室谷真一、仁田旦三、白井康之、田口真海：「平行二回線模擬系統における超電導限流器導入効果に関する考察」、電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会、PE-01-136、pp.49~54、2001.
- (62) 津田将岐、三谷康範、辻毅一郎：「抵抗型超電導限流器を付加した SMES による電力系統安定化制御」、電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会、PE-00-22、pp.13~18、2000.
- (63) 一柳勝宏、雪田和人、市川路晴、杉本重幸、木田順三、松村年郎：「故障電流抑制用限流装置の基幹系統への適用効果－電気学会 EAST10 機系統モデルを用いた検討－」、電気学会静止器研究会、SA-00-43、pp.43~48、2000.
- (64) 加藤俊和、雪田和人、後藤泰之、一柳勝宏、松村年郎：「多機電力系統安定化のためのアクティブ型限流器と制動抵抗のオンオフ制御」、電気学会静止器研究会、SA-01-45、pp.1~6、2001.
- (65) 木田順三：「限流装置の形式試験に関する一考察」、電気学会静止器研究会、SA-01-50、pp.29~33、2001.
- (66) 亀田秀之、谷口治人：「母線間に設置した抵抗型超電導限流器動作時の保護応動」、電気学会超電導応用電力機器・回転機合同研究会、ASC-01-61/RM-01-44、pp.77~82、2001.
- (67) 津田将岐、三谷康範、辻毅一郎：「抵抗型 SFCL と SMES の組み合わせ機器による多機系統の安定化制御」、電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会、PE-01-103、pp.25~30、2001.
- (68) 郭育紅、横水康伸、松村年郎、藤田秀紀：「電力系統における超伝導限流器導入効果の抵抗型とリアクトル型および設置位置による相違」、電学論 B、Vol.120-B、No.6、pp.791~800、2000.
- (69) 後藤泰之、新實正、雪田和人、水野勝教、一柳勝宏、郭育紅、横水康伸、松村年郎：「系統安定度に及ぼす超電導限流器導入効果の実験的検討」、電学論 B、Vol.119-B、No.11、pp.1241~1248、1999.