

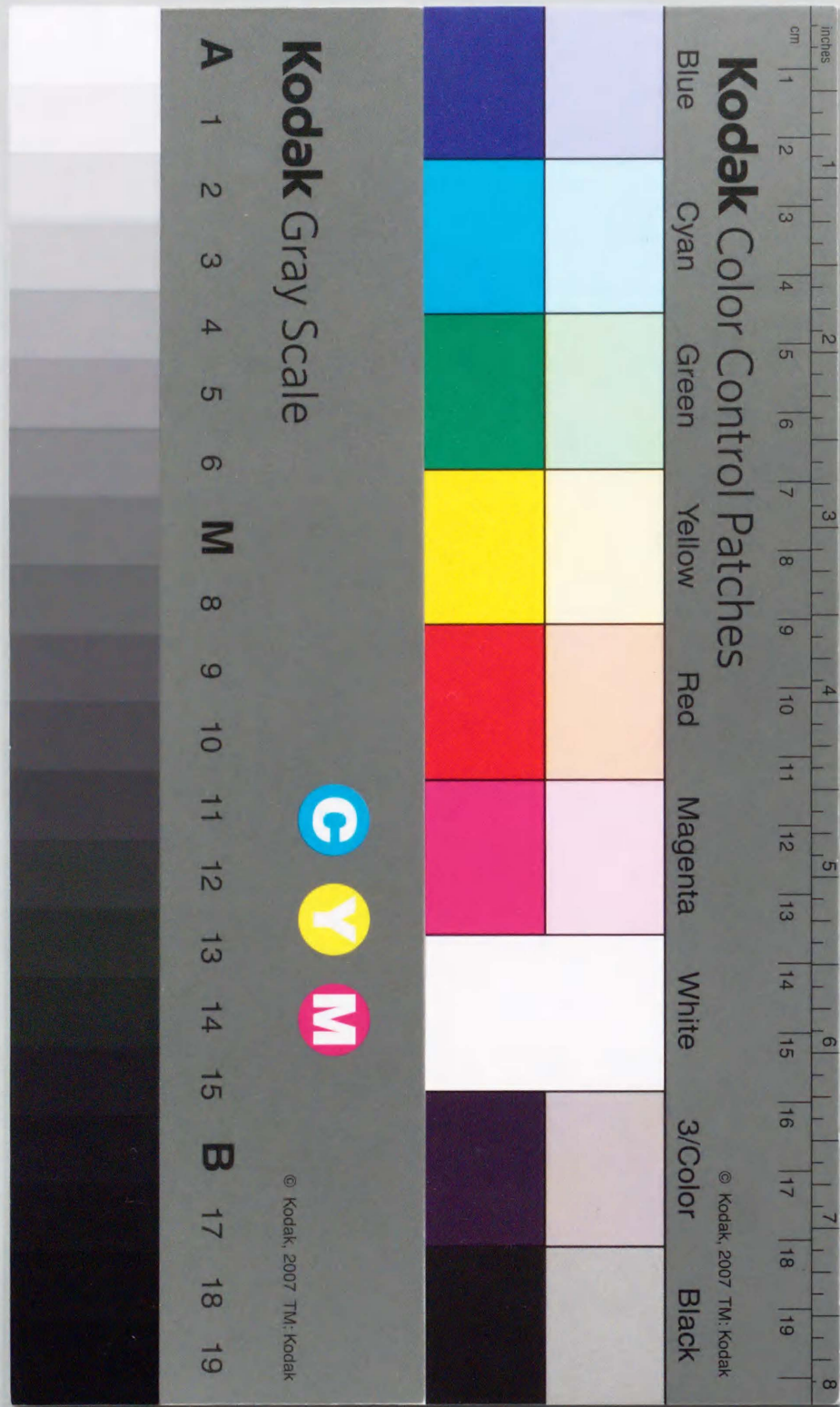
東京農工大学博士論文

分散型太陽光発電システムの
系統保護方式に関する研究

A Study on Utility Interface Protections
of Dispersed Photovoltaic Power Generating Systems

平成 13 年 3 月

小林 広 武



①
東京農工大学博士論文

分散型太陽光発電システムの
系統保護方式に関する研究

A Study on Utility Interface Protections
of Dispersed Photovoltaic Power Generating Systems

平成 13 年 3 月

小林 広 武

要 旨

太陽光発電システムの電力系統への導入を図る上で課題となっている、多量連系 (=高密度連系) 時における単独運転の防止方式, ならびに配電線短絡事故の検出方式についてシミュレーション解析と実験により検討する。結果として, これまで問題となっていた単独運転検出能動方式間の相互干渉による検出感度の低下や受動方式のもつ検出の不確実性を改善し, 確実な検出を可能とする新規の単独運転防止方式を明らかにする。短絡事故検出については, 電圧と位相の AND 条件による検出する新規方式を考案し, 有効性を明らかにする。これらにより, 高密度連系に適用される分散型太陽光発電システムの系統保護方式について提言する。以下に各章の要約を示す。

第1章「緒論」, ならびに第2章「系統保護技術の現状と課題点」では, 分散型太陽光発電を対象としたこれまでの系統保護方式の研究開発経緯と, 今後の高密度連系に予想される問題点について論じる。さらに, 本研究の検討項目の概要について述べる。

第3章「系統保護方式解明のためのシミュレーションモデルと実験装置」では, 本研究実施のために作成, 適用したシミュレーションモデルとして, EMTP による太陽光発電システム系統連系運転時の動特性解析モデル, および多数の太陽光発電システムが連系している三相不平衡まで含めた高圧配電線静特性解析モデルについて述べる。さらに, シミュレーションモデルの妥当性検証を含め, 実験に使用した 200kW 系統連系実験設備, ならびに 10kW 級太陽光発電用インバータ実験設備について示す。

第4章「単独運転検出能動方式の相互干渉特性」では, 先ず, 実験結果との比較評価により, 作成した動特性シミュレーションモデルの妥当性を検証する。次に, 本モデルにより, これまでに開発され, 現在一般的に使用されている周波数シフト方式, および出力電力変動方式について, 複数台並列運転時における同種方式間, ならびに異種方式間の相互干渉特性について解析する。その結果, 特に出力電力変動方式では変動の位相がシステム間で一致していない場合には, 相互干渉により, 単独運転系全体では効果が得られなくなる場合のあることを明らかにする。

第5章「単独運転検出能動方式の相互干渉防止方式」では, 出力電力変動方式を

対象に、システム間の変動位相、および変動周期を自動的に一致させる手法について検討し、インバータの出力電流位相に周期変動を与え、その位相値を各システム共通に認識できる配電線電圧の瞬時値を基準に設定する方式を導出する。シミュレーション、および実験により、本方式を適用すると複数並列運転時でも相互干渉は発生を防げ、周波数、または2次高調波電圧の急変を検出することにより確実に単独運転を防止できることを明らかにする。

第6章「3次高調波電圧歪急増検出方式の検出条件」では、単独運転検出受動方式の一つで、他の方式との組み合わせることで相互補完により高密度連系時でも不検出ケースの発生を防ぐものと期待される3次高調波電圧急増検出方式に着目し、太陽光発電システム、負荷、および配電システムの種々の条件下での単独運転時における3次高調波電圧特性をシミュレーション解析する。これにより、これまで未解明であった3次高調波電圧歪急増により検出が可能となる太陽光発電システムの普及率、三相不平衡率、および発電量と負荷量の不平衡率の各条件について定量的に明らかにする。

第7章「受動・能動シリーズ方式による高密度連系対応の単独運転検出法」では、受動方式のこれまでの問題点である不検出となる条件を有する点、ならびに、平常時に不要検出して、システムの安定性に影響を与える点を同時に改善し、一方式のみで、高密度連系時でも単独運転を確実に防止でき、かつ平常時の安定性を維持する新規方式を検討する。結果として、電流制御形インバータと組合せ、高感度と通常感度の2種の受動検出機能、および1種の能動機能をシリーズで用いる受動・能動シリーズ方式を導出する。シミュレーション、および実験により、本方式では、高感度受動機能検出後、能動機能によりインバータの電流基準値を15%程度低下させることにより、単独運転時には、インバータ固有のフィードバック効果により配電線電圧の顕著な低下を導き、最終的に確実に単独運転を検出できることを明らかにする。一方、高感度検出機能が平常時に不要検出した場合には、系統電源の存在により電流の低下は抑えられ安定に運転を継続することを検証する。

第8章「高密度連系時における配電線短絡検出上の問題点」では、はじめに実験結果との比較により、作成した太陽光発電連系配電線の短絡時特性解析モデルを検証する。次いで同モデルにより、現状の系統連系ガイドラインで推奨されている系統不足電圧検出による短絡検出方式の高密度連系時での検出特性を解析する。その結果、短絡地点がフィーダ送電端近傍の場合や高抵抗短絡時では、配電線全体にわ

たり電圧の低下が小さくなり、不検出となる太陽光発電の割合が大きく増加することを確認する。これにより、高密度連系時では事故時にフィーダ電流値の顕著な低下を招き、変電所設置の短絡事故検出リレーの不検出や検出の顕著な遅れを招く可能性のあることを明らかにする。

第9章「電圧位相変化検出を取り入れた短絡検出方式」では、第8章の問題点の解決法として、線路インピーダンスによって短絡時に発生する電圧位相変化を検出する方式に着目し、短絡事故を確実に検出するとともに、平常時の負荷起動/停止に伴う不要検出を確実に防止するための具体的な検出手法について検討する。結果として、負荷の起動/停止に伴う不要検出を防止するための検出要素として、電圧位相変化値と電圧変化率のAND条件を用いるとともに、検出可能な太陽光発電の割合を更に高めるため、一部の太陽光発電の停止に伴い位相が更に顕著に変化することに着目し、短絡発生後の一定期間における位相変化の積分値でもって検出する方式を導出する。さらに、シミュレーションにより本方式の有効性を明らかにする。

第10章「系統保護システムの最適形態」では、以上の各章の結果を総合し、今後の高密度連系に適応する太陽光発電システムの適切な系統保護システム形態について考察、提言する。

第11章「結論」では、本研究の結果をまとめるとともに、今後の課題点について述べる。

ABSTRACT

The establishment of the grid protection method for the dispersed photovoltaic(PV) power generation systems is an unresolved issue for promoting penetration of the PV system. Islanding prevention methods and detection method of short circuit fault on the grid, which are the most important issue of the grid protection in the case of high density interconnection of the PV systems, are investigated in this paper by using numerical simulations and experiments.

As for islanding prevention method, a new reactive power variation method to avoid the mutual interference between prevention devices is devised. In the method, the phase and frequency of reactive power variation of each PV system are automatically decided, based on the absolute value of the instantaneous voltage which all PV systems are able to recognize commonly. Detective condition of the 3rd harmonic voltage detection method is also clear for establishing a reliable islanding prevention method using combination of two different types of the method according to the current guideline for grid interconnection. The result indicates that the 3rd harmonic voltage detection method is useful under the combined use with other passive method because islanding detection of the method fails when the ratio of PV system power output and load tends to be less than 1.0. Finally, as a method utilizing above results, a new combination method using passive and active methods in series is devised. It is confirmed from the simulation and experiment that the devised method establishes not only more reliable detection of islanding but also prevention of sudden stop of PV system operation in normality by unnecessary detection which is strongly required to be prevented for keeping stability of the grid.

As for detection method of short circuit fault, it is clear from the simulation that PV systems can not detect the fault sufficiently by the Under Voltage Relay(UVR) recommended on the current guideline for grid interconnection. A new protection method to detect the fault is designed. In the method, a new AND condition of voltage absolute value change and voltage phase change of the grid is adopted as a detective parameter for achieving enhancement of detective performance including the prevention of unnecessary detection in normal operation. Moreover, a new integration method of the voltage phase change is also devised to get high reliability of the detection under the high density interconnection to the grid.

In conclusion, an optimum grid protection method for dispersed PV systems is proposed based on above results.

目次

第1章 緒論	1
第2章 系統保護技術の現状と課題点	4
2-1 保護協調に関する基本連系条件	4
2-2 要求される保護装置	4
2-3 分散型電源の多数台・集中設置に関する課題	7
2-4 課題解決に向けた本論文の研究項目	8
第3章 系統保護方式解明のためのシミュレーションモデルと実験装置	10
3-1 系統保護特性解析シミュレーションモデル	10
3-2 系統保護方式評価実験装置	16
第4章 単独運転検出能動方式の相互干渉特性	23
4-1 緒言	23
4-2 単独運転検出能動方式の動特性シミュレーションモデル	23
4-3 シミュレーションモデルの検証	26
4-4 シミュレーションの設定ケース	30
4-5 シミュレーション結果	32
4-6 結言	33
第5章 単独運転検出能動方式の相互干渉防止方式	44
5-1 緒言	44
5-2 複数システム並列運転時に適用される出力電力変動方式	44
5-3 考案方式の適用可能性の検証	47
5-4 2次高調波電圧急増検出による方式	51
5-5 結言	54
第6章 3次高調波電圧歪急増検出方式の検出条件	56
6-1 緒言	56
6-2 高調波電圧増加の要因	56
6-3 単独運転時における配電線高調波特性解析プログラム	59
6-4 プログラム精度の検証	61
6-5 単独運転時における3次調波電圧特性の解明	64

6-6 結 言	68
第7章 受動・能動シリーズ方式による高密度連系対応の単独運転検出法	69
7-1 緒 言	69
7-2 既存方式の問題点と新手法の概念	69
7-3 設計パラメータ値の検討	70
7-4 検出方式解明のための動特性シミュレーションモデル	73
7-5 シミュレーション結果と評価	75
7-6 実験結果と考察	80
7-7 結 言	84
第8章 高密度連系時における配電線短絡検出上の問題点	86
8-1 緒 言	86
8-2 短絡特性解析のシミュレーションモデル	86
8-3 設定した一般配電線モデル	90
8-4 既存方式の問題点	91
8-5 結 言	96
第9章 電圧位相変化検出を取り入れた短絡検出方式	97
9-1 緒 言	97
9-2 短絡時の電圧位相変化	97
9-3 具体的な検出条件	97
9-4 位相変化値積分法による検出確率の向上	101
9-5 結 言	105
第10章 系統保護システムの最適形態	106
第11章 結 論	115
謝 辞	120
参考文献	121
付 録	125
付録1 配電線停止時の電圧位相変化についての実証実験	125
付録2 単独運転時における配電線高調波特性の実験解明	127

付録3 出力電力変動方式の効果についての実証実験	135
付録4 周波数シフト方式の効果についての実証実験	139
付録5 分散型電源の大量普及に対応する需要地系統の概念	150
研究業績一覧	152

第1章 緒論

エネルギー・環境問題の有効な解決策の一つとして、国や自治体からの補助金等の助成策により、太陽光発電システムの導入が進められている。国では、2010年までの500万kWを目標におくなど、今後のシステムの価格低下に伴い、導入は更に加速されるものと予想される。これら太陽光発電システムのおが国における利用形態としては、利用できる土地が少なく、また配電系統が全国大で完備していることから、住宅やビルなどの消費者サイドの建物に設置され、配電線に連系して運転される分散型の系統連系システムが適した形態であり、導入の中心となっている⁽¹⁾⁽²⁾。

このような多数の太陽光発電システムが消費者サイドに設置され、配電系統と連系して運転を行う発電形態は、これ以前には例がなく、次のような系統運用上の問題点の発生することが懸念されてきた^{(3)~(5)}。

- (1) 平常時において太陽光発電システムの出力急変やインバータから発生する高調波により、配電線の電圧変動や高調波歪みが増大し、配電線全体の負荷機器や電圧調整器などの系統側機器の運転に支障をきたす。
- (2) 系統事故時において、事故電流の一部を太陽光発電システムが供給することにより、変電所等の系統保護リレーにおける事故電流が減少する。これにより、同リレーの動作遅れや不動作を招き、系統保護・保安に支障を来す。また、事故時や作業時において配電線を停止した場合に、単独運転が発生して、公衆や作業員の安全性を低下させたり、自動事故区間分離などの配電線異常時における配電線自動化システムの動作に支障を来し、供給信頼度を低下させる。

このため、国のプロジェクトの一環で、筆者ら電力中央研究所太陽光発電研究グループは関西電力株式会社と共同で、関西電力六甲新エネルギー実験センターにおける分散型太陽光発電の実証試験等を通じ、これらの問題点の発生を防ぐために必要とされる太陽光発電システムの系統連系技術要件、ならびにこれら技術要件を満たすための具体的な連系制御技術の研究開発を進めてきた^{(6)~(24)}。

また、国外でも、欧米を中心に太陽光発電システムの系統連系技術について関心が高まっており、これまでに、単独運転防止をはじめ種々の研究が進められた^{(15)~(29)}。

これら筆者らが進めて来た研究の成果は、通産省資源エネルギー庁により交付されている分散型電源の系統連系ガイドライン「電力系統連系技術要件ガイドライン」⁽³⁰⁾、ならびに、このガイドラインを補足・補完することを目的とした民間の自主的な技術指針⁽³¹⁾に反映された。

これら現状のガイドラインは、単独運転検出における現状技術の信頼性の面から、配電線全体でいかなる場合でも発電量が負荷量より上回らない範囲である配電線設備容量の20%程度までの導入量を前提に策定されているものである。しかしながら、平成8年12月の国連気候変動枠組条約第3回締結国会議(COP3)においてCO₂の削減目標値が明確化されたことなどにより、これら環境対策へ向けて、太陽光発電システムへの期待はますます高まっており、普及はさらに加速される傾向にある。これにより、大型のニュータウンに一括集中設置される場合など、部分的に一配電線の導入量が20%以上に達するようないわゆる高密度連系されるケースに近い将来予想され、このようなケースでは、従来のガイドラインでは想定し得ない技術的な課題の発生することが考えられる。したがって、将来にわたり太陽光発電システムの円滑な普及拡大を図る上で、このような高密度連系にも適応できる太陽光発電システム個々の新しい系統連系技術の確立が課題となっている⁽¹⁾⁽²⁵⁾⁽³⁰⁾。

この中で太陽光発電システムの連系保護・保安技術に関しては、配電線停止時に太陽光発電システム間における単独運転防止機能の相互干渉の程度が大きくなり、単独運転防止の信頼性が低下するとともに、系統事故時に太陽光発電システムからの事故電流の供給量が大きくなり、系統側の保護機能への影響が大きくなる可能性がある。このため単独運転の防止、ならびに短絡などの配電線事故検出において、各連系保護方式の一層の高信頼度化が要求されてくる⁽³⁰⁾。しかしながら、これらの具体的対策技術についての研究はこれまでに行われていなかった。

そこで本論文では、分散形太陽光発電システムが連系した系統モデルを用いての各種のシミュレーション解析、ならびに各種の実験により、これらの課題の中で特に重要とみなされる高信頼度の単独運転防止方式、ならびに配電線短絡事故検出方式の確立に向けた検討を実施する。

この中で、単独運転防止方式に関しては、能動方式の相互干渉特性について定量的に解明するとともに、複数台時でもこれら相互干渉が発生しない能動方式を明らかにする。また、受動方式の中で、不検出となるケースが発電量と負荷量の平衡状態以外の場合において発生する傾向にあり、他の受動、能動方式との組み合わせにより、相互補完により高密度連系時でも不検出ケースを無くすることができるものと期待される3次高調波電圧急増検出方式について、設計上不可欠であるがこれまで未解明であった検出可能となる発電量と負荷量の関係を明らかにする。さらに、受動方式における平常時に系統に対してじょう乱を与えないというメリットを生かしながら、同方式のこれまでの問題点であった単独運転が不検出となるケースを有する点、ならびに、平常時に不要検出して、太陽光発電システムの運転、および系統の安定性に影響を与える可能性がある点を改善

し、一方式のみで、高密度連系時でも単独運転を確実に防止でき、かつ平常時の安定性を維持できる新しい単独運転防止方式を明らかにする。これらにより、高密度連系時にも適用できる単独運転防止方式の適切な設計条件を明らかにする。

配電線短絡事故検出方式の検討では、現状の系統連系ガイドラインで推奨されている系統不足電圧検出方式の高密度連系条件下での問題点を明らかにするとともに、この問題点を解決すべく電圧位相急変検出を取り入れた新しい検出方式について検討し、基本的な設計条件を明らかにする。

これらにより、太陽光発電システムを配電系統に高密度で連系する場合においても適用でき、今後の同システムの円滑な普及に不可欠となる新しい系統保護制御方式について明らかにする。

本論文は、太陽光発電システムを配電系統に高密度で連系する場合に個々のシステムに適用される系統保護制御方式について述べたものである。

第2章 系統保護技術の現状と課題点

太陽光発電システム、コージェネレーション等の自家用発電設備を商用電力系統に連系する際の技術的指標として、資源エネルギー庁より「系統連系技術要件ガイドライン」が公表されている⁽³⁰⁾。本ガイドラインは昭和61年に策定され、その後、数次にわたり改訂が行われ、現在に至っている。

この中で、太陽光発電関連については、国のサンシャインプロジェクトの一環で実施された分散型太陽光発電の系統連系実証研究開発等の成果をベースに、平成3年3月に太陽電池等の小規模な新エネルギー型の分散型電源を、低圧の商用系統と逆潮流が無い状態で連系する場合の技術要件が、さらに平成5年3月に、逆潮流が状態で低圧及び高圧の一般配電線に連系する場合の技術要件がそれぞれ整備された。最近では平成10年3月に改訂が行われ、新たに交流発電設備の低圧への連系要件が策定された⁽³⁰⁾。これにより、全ての種類の発電設備が系統電圧に関わりなく、全ての商用電力系統に連系できるような技術要件となった。

太陽光発電等の直流発電設備を低圧系統へ連系する場合の連系保護技術要件に関する現行ガイドラインの内容、および、今後の太陽普及に向けて検討が必要とされている課題点を以下に示す⁽²³⁾⁽³⁰⁾⁽³³⁾。

2-1 保護協調に関する基本連系条件

発電設備の故障又は系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行うために次の考え方に基づき保護協調を行うこととしている。

- (1) 発電設備の異常及び故障に対しては、この影響を連系された系統へ波及させないために、発電設備を当該系統と解列すること。
- (2) 連系された系統に事後が発生した場合には、当該系統から発電設備が解列され単独運転が生じないこと。また、逆充電の状態になった時は、これを検出し系統から解列すること。
- (3) 連系された系統の事故時の再閉絡時に、発電設備が当該系統から解列されていること。
- (4) 連系された系統以外の事故時や系統側の瞬時電圧低下等に対し、発電設備を解列せず運転継続又は自動復帰できるシステムであること。

2-2 要求される保護装置

上記の連系条件を満足させるため、各発電装置には、次の各種装置の設置が必要とさ

れている。

(1) 発電設備故障への対応

- a. 発電設備の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し解列することのできる過電圧継電器を設置する。ただし、発電設備自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略できる。
- b. 発電設備の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し解列することのできる不足電圧継電器を設置する。ただし、発電設備自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略できる。

(2) 系統の短絡事故時への対応

誘導発電機又は逆変換装置を用いる場合には、連系された系統の短絡事故時に発電機電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧継電器を設置する。

(3) 単独運転防止への対応

- a. 逆変換装置を用いた発電設備を用いる場合であって逆潮流が有る場合は、単独運転防止のため、周波数上昇継電器及び周波数低下継電器を設置するとともに、単独運転検出機能(受動的方式及び能動的方式のそれぞれ一方式以上を含む)を有する装置を設置する。実用化されている単独運転検出方式、および、各方式の実用化に向けて筆者ら研究グループが寄与した内容について表2.1に示すとともに、実用化のベースとなった筆者ら研究グループが実施した各方式に関する実験の結果について付録1から付録4に示す。
- b. 逆変換装置を用いた発電設備を用いる場合であって逆潮流が無い場合には、逆電力継電器及び周波数低下継電器を設置するとともに、不足電圧検出機能及び不足電力検出機能の組み合わせ等により構成される逆充電検出機能を有する装置又は単独運転検出機能(受動的方式及び能動的方式のそれぞれ一方式以上を含む)を有する装置を設置する。ただし、発電設備の出力容量が契約電力に比べて極めて小さい場合には、上記装置の代わりに①に掲げる装置群を設置することができる。

表 2.1 実用化されている単独運転検出方式

	方式名	内容	実用化への寄与
受動的 方式	電圧位相跳躍検出方式	単独運転移行時に発電出力と負荷の不平衡による電圧位相の急変等を検出する方式。	本方式を考案し、実証実験により有効性を検証した。
	3次高調波電圧歪急増検出方式	逆変換装置に電流制御型を用い、単独運転移行時に変圧器に依存する3次高調波電圧の急増を検出する方式。	本方式を考案し、実証実験により有効性を検証した。
	周波数変化率検出方式	単独運転移行時に発電出力と負荷の不平衡による周波数の急変等を検出する方式。	本方式を考案し、実証実験により有効性を実証した。
能動的 方式	無効電力変動方式	発電出力に周期的な無効電力変動を与えておき、単独運転移行時に現れる周期的な周波数変動、電圧変動等を検出する方式。	実証実験により、有効性を検証した。
	有効電力変動方式	発電出力に周期的な有効電力変動を与えておき、単独運転移行時に現れる周期的な周波数変動、電圧変動等を検出する方式。	実証実験により、有効性を検証した。
	負荷変動方式	発電設備に並列インピーダンスを瞬時的、かつ周期的に挿入し、単独運転移行時に現れる電圧変動または電流変動の急変等を検出する方式。	—
	周波数シフト方式	発電設備から出力する周波数特性に予めバイアス等を与えておくことによって、単独運転移行時に発電設備の周波数特性等と単独系統の負荷特性で決まる周波数にシフトする特性を利用して単独運転を検出する方式。	方式の開発し、実証実験により有効性を検証した。

註) 実用化への寄与の中の各実証実験結果について付録1～付録4に示す。

2-3 分散型電源の多数台・集中設置に関する課題

上述の系統連系技術要件は、上述のように、単独運転の確実な防止等より、太陽光発電システムの普及量として配電線容量の20%程度までを対象としたものである。しかしながら、近年、地球温暖化問題等の環境問題の対策として新エネルギー発電への期待が一層高まっており、太陽光発電の普及促進は一層加速するものと予想され、このような状況になると、近い将来において配電線1系統に多数の分散型電源が集中的に連系されるケースも想定される。このようなケースでは、従来のガイドラインでは想定し得なかった次のような技術的な課題の発生することが考えられる⁽³⁰⁾⁽³³⁾。

(1) 単独運転検出機能（能動的方式）の感度低下

現在の太陽光発電システムに用いられている能動的方式の単独運転検出機能は、表2.1に示すように、常時微小外乱信号を系統に注入し、単独運転時にはその微小変動が増幅されることを検知する方式や、単独運転移行後、発電設備の周波数特性に応じ系統の周波数が変化する性質を利用した方法などが採用されている。この方式は、連系している発電設備の台数（以下「連系台数」と称す）が少数の場合には有効な方式ではあるが、連系台数が増加し、同一系統に複数の太陽光発電設備が設置される場合には、外乱信号の相互干渉により、単独運転検出感度の低下が懸念される。

一方、連系台数の増加に伴い、同一系統内の発電設備出力の合計と全負荷とのバランス条件が成立する確率が高くなることから、能動的方式とは異なり、単独運転移行時における電圧の位相差や周波数等の変動を検出する受動的方式の単独運転検出機能が有効に動作しないことが考えられ、単独運転検出機能全体の信頼度低下を起すことが懸念される。

(2) 単独運転検出機能（受動的方式）の一斉動作による系統への影響

現状の受動的方式による単独運転検出機能は、単独運転移行時の系統動揺を検知する方式が採用されている。これにより、平常時において系統側の瞬時的な擾乱を検知し、不要動作を起す可能性がある。

連系台数が少数の場合には、このような不要動作を起こしても大きな問題は生じないが、多数の太陽光発電設備が連系された場合には、一斉停止等により、系統全体の電圧、周波数維持に影響を与える可能性がある。

一方では、上述の理由により、単独運転時には、速やかに発電設備を停止する必要があるため、受動方式の検出感度は、ある程度高くする必要がある。以上のことから、一般に単独運転検出機能の単独運転検出に係る信頼度と不要動作防止との間にはトレード

オフの関係があり、太陽光発電設備の普及拡大のためには、これらの条件を同時に満足する方式の確立が必要不可欠となる。

(3) 配電線短絡事故電流の供給による系統側保護機能への影響

多数の分散型電源が連系されると、配電線の短絡事故時にこれら電源からの事故電流の供給量が大きくなり、その分、系統側保護機能を通ずる事故電流が減少し、同機能の動作遅れや不動作を招く可能性がある。太陽光発電システムの短絡電流は、太陽電池の短絡特性、ならびにインバータの過電流制限機能により、回転型の発電装置と比較すると小さいものとなるが、高抵抗短絡など比較的大きなインピーダンスを伴う事故においては、配電線の電圧の変化が小さく各システムは運転を継続し、場合によっては事故電流の供給量が無視できず系統側の保護機能の動作に影響を与える可能性がある。これにより、太陽光発電システムにおける配電線短絡検出機能の一層の検出確実化、高信頼度化が要求されてくる。

2-4 課題解決に向けた本論文の研究項目

本論文では、以上の諸問題点の解決に向け、シミュレーション解析、および実験により、次の検討を行う。

(1) 単独運転検出能動方式の相互干渉特性の解明

複数台並列運転時で懸念される能動方式の相互干渉特性について定量的に解明し、能動方式に必要なとされる設計条件を明らかにする。

(2) 単独運転検出能動方式の相互干渉防止手法の開発

無効電力変動方式をベースに、複数台並列運転時においても相互干渉が発生しない能動方式について検討する。

(3) 3次高調波電圧急増検出方式の検出条件の解明

受動方式の中で、不検出となるケースが発電量と負荷量の平衡状態以外の場合において発生する傾向にあり、他の受動、能動方式との組み合わせにより、相互補完により不検出ケースを無くすことができるものと期待される3次高調波電圧急増検出方式について、これまで未解明であった検出可能となる発電量と負荷量の関係を解明する。

(4) 受動・能動シリーズ方式による高密度連系時に適応する単独運転防止方式の検討

受動方式のもつ平常時に系統に対してじょう乱を与えないというメリットを生かしながら、同方式のこれまでの問題点である不検出となるケースを有する点、ならびに、平常時に不要検出して、太陽光発電システムの運転、ならびに系統の安定性に影

響を与える可能性がある点を改善し、一方式のみで、高密度連系時でも単独運転を確実に防止でき、かつ平常時の安定性を維持できる新しい単独運転防止方式を検討、解明する。

(5) 高密度連系時に適用される配電線短絡検出方式の検討

現状の系統連系ガイドラインで推奨されている系統不足電圧検出方式の高密度連系条件下での問題点を明らかにするとともに、この問題点を解決すべく電圧位相急変検出を取り入れた新しい検出方式について検討し、基本設計条件を明らかにする。

(6) 最適な系統保護システムの検討

以上の各検討結果を取りまとめ、高密度連系時に適応する太陽光発電の系統保護システム形態について考察する。

第3章 系統保護方式解明のためのシミュレーションモデルと実験装置

太陽光発電システムの適切な系統保護方式の解明のために、本研究において作成、適用したシミュレーションモデル、および実験装置の内容を以下に示す。

3-1 系統保護特性解析シミュレーションモデル

太陽光発電の各種系統保護・保安技術の現状での問題点の解明、および各種対策新方式の検討、設計を行うため、太陽光発電システムが多数連系している配電線の平常時、ならびに異常時の諸特性を解析、評価する次の2種のデジタルシミュレーション・モデルを作成した。

- ① 太陽光発電連系配電線の動特性解析・評価モデル
 - ② 太陽光発電連系配電線の静特性解析・評価モデル
- それぞれのモデルの内容について以下に示す。

(1) 太陽光発電連系配電系統の動特性解析モデル

本モデルは、能動方式を中心とした各種単独運転防止特性や、複数台並列運転時における単独運転の相互干渉特性などの太陽光発電システムが連系した配電系統の過渡的な特性解析・評価を行うことを目的としたものである。プログラムは過渡現象解析用として広く用いられているEMTP (=Electro Magnetic Transients Program)を使用する。

シミュレーションモデルの基本ユニットとなる1台の太陽光発電システム、および各種負荷が接続した低圧配電線モデルの概要を図3.1に、またその主回路モデルを図3.2に示す。太陽光発電システムは住宅用の单相低圧配電線に接続されるシステムを考え、インバータとしては、系統連系用として一般的に使用されているトランスレスの電圧型自励式インバータの基本回路構成にもとづき、直流入力側から、直流フィルタ部、スイッチング部、交流フィルタ部で構成するものとする⁽³⁴⁾。

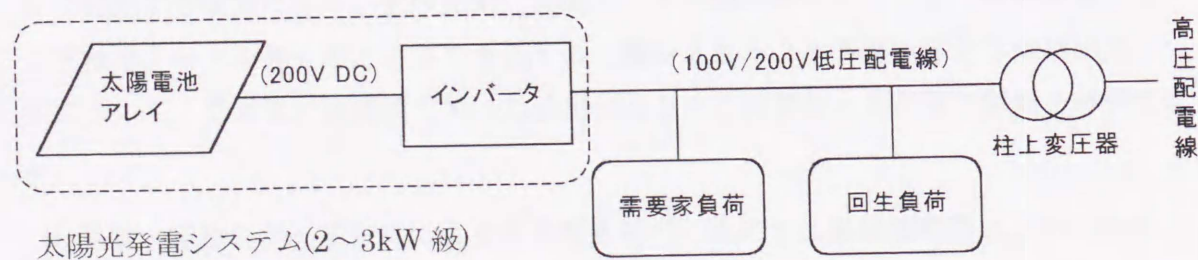


図3.1 シミュレーションにおける低圧配電系統の基本モデル

電源としては、直流側は一般的な結晶系シリコンの太陽電池アレイ I-V 特性を与える。また、交流側は系統電源の低圧配電線換算値を与える。

負荷は一般住宅用負荷を対象とし、R, L の直並列で構成するものとする。また、高圧配電線停止時の特性も模擬できるようにするため、負荷には無効電力補償用コンデンサや線路を含めている。さらに配電線停止時における単独運転の特性はモーター負荷などの回生負荷の影響を大きく受けるが、これら回生負荷の模擬は R, L, C で構成される共振回路で与える。配電線の模擬は R, L の配電線定数を与えるものである。

これら図3.2の回路を基本ユニットとし、同一相に複数台並列運転しているケースを模擬する場合には、図3.2のノード(a)(b)に需要家負荷、回生負荷、配電線定数を含めた他の回路モデルを必要数並列接続する方式とする。さらに三相各相に連系しているケースを模擬する場合には電圧位相が各々 $2\pi/3$ (rad.) ずつ異なった主回路モデルを図3.3

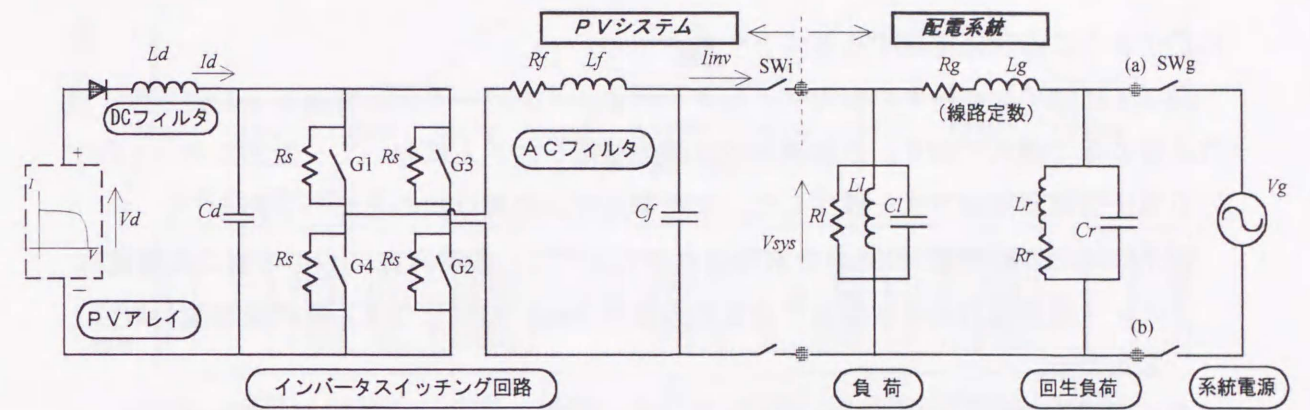


図3.2 主回路モデルのユニット

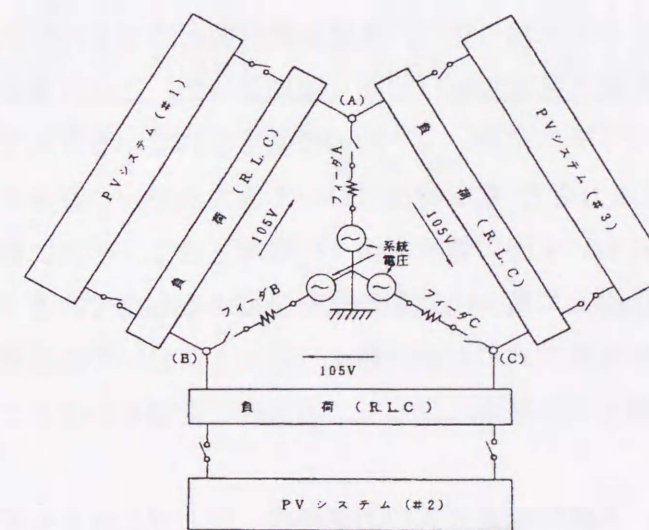


図3.3 主回路の3相接続構成モデル

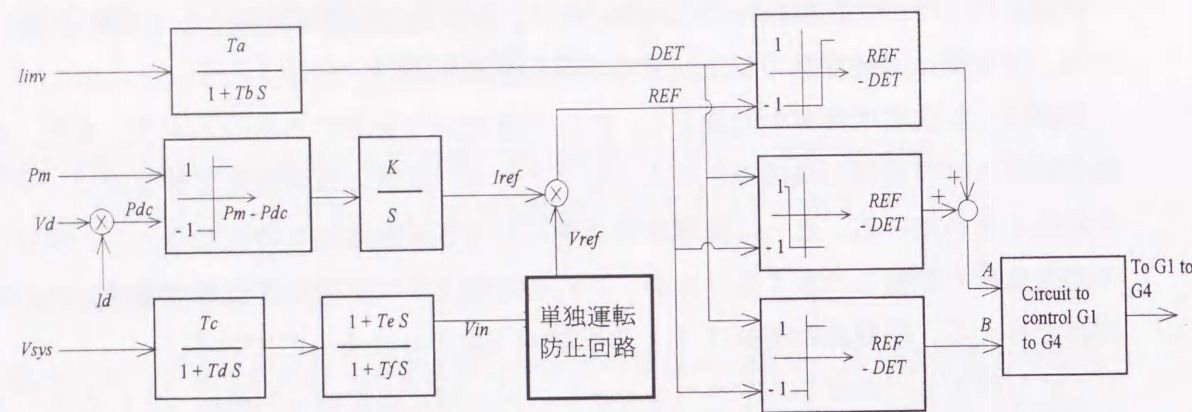


図 3.4 シミュレーションにおけるインバータ制御ブロック

に示すように△状に結線する方式とする。

図 3.4 にはインバータの制御ブロックを示す。インバータは系統連系上の安全性、電力品質の面で優れており、系統連系形太陽光発電システムにおいて一般的に用いられている電圧型電流制御方式を設定した。本制御方式の概要は次のとおりである⁽³⁶⁾。

- ①系統電圧の瞬時値(=Vsys)を常時モニタリングし、各時点毎に、その値に太陽電池アレイ最大電力追従制御より定まる係数(=Iref) を乗じて出力電流基準値(=REF) を定める。
- ②この出力電流基準値と別途モニタリングされるインバータ出力電流瞬時値(=DET) を逐次比較して、これらの差の絶対値が各時点において定められた範囲内に収まるようにインバータ主回路のスイッチング動作を行う。

本制御方式によるインバータ出力電圧、電流各波形例を図 3.5 に示す。

太陽電池アレイの最大電力追従制御は山登り法に従った。これは蓄電池を併置しない系統連系形太陽光発電システムにおいて一般的に使用されている方式である。すなわち図 3.6 に示す太陽電池出力電力-電圧特性において極大点が一つ存在することを利用するもので、運転開始時において出力電流を徐々に増加させて、それに従った直流入力電力の変化率をモニタリングして最大出力動作点を決定するものである⁽³⁵⁾。

後述する各種単独運転能動方式の制御回路は、図 3.2 において系統電圧信号に直列に挿入し、それぞれの能動方式の原理に従って、同信号に変調をかけることにより実施する。

以上の各回路の定数、具体的能動方式の回路構成、およびこれらモデルの妥当性検証については、各章の中で詳述する。

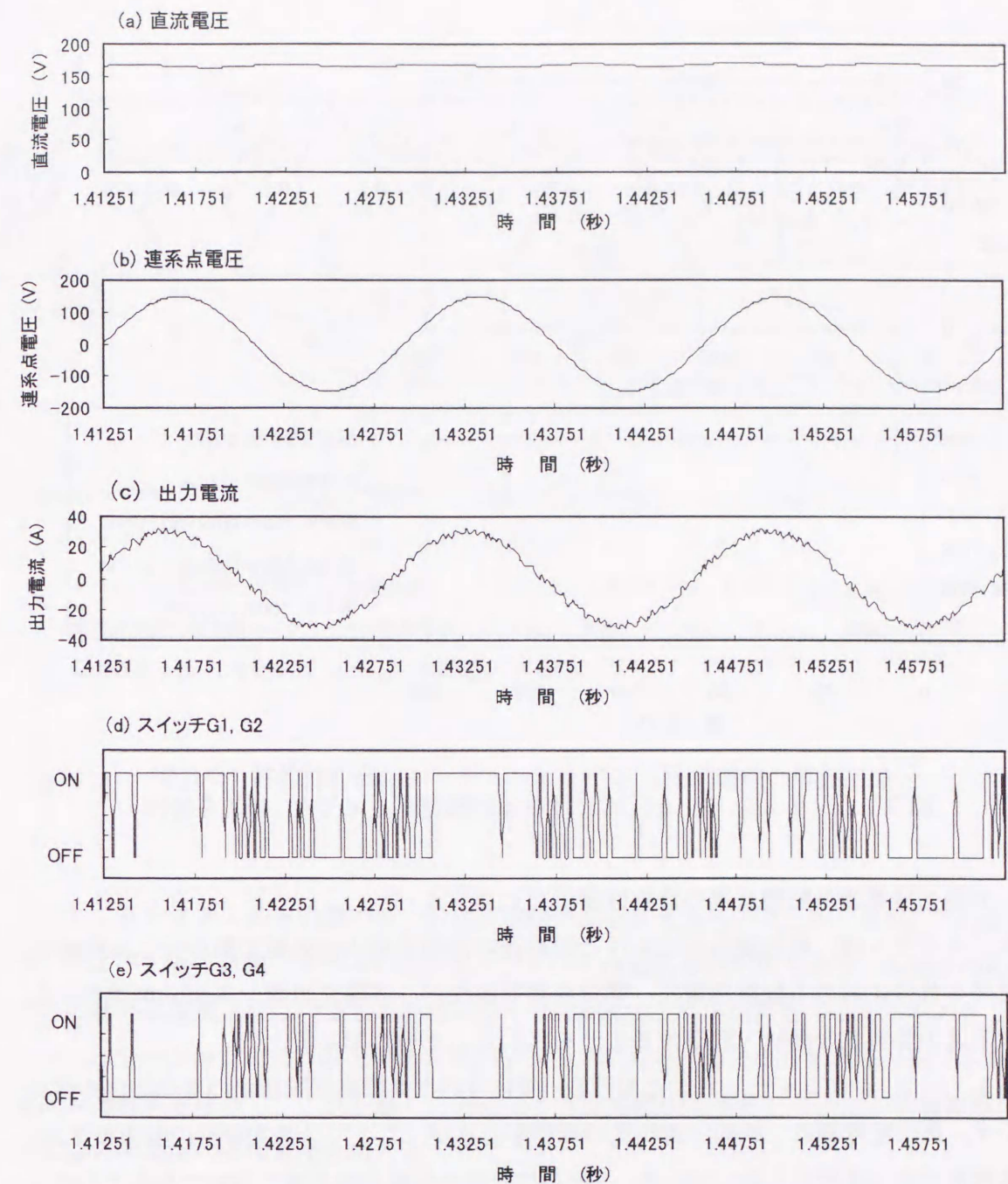


図 3.5 シミュレーションにおけるインバータ運転特性の例

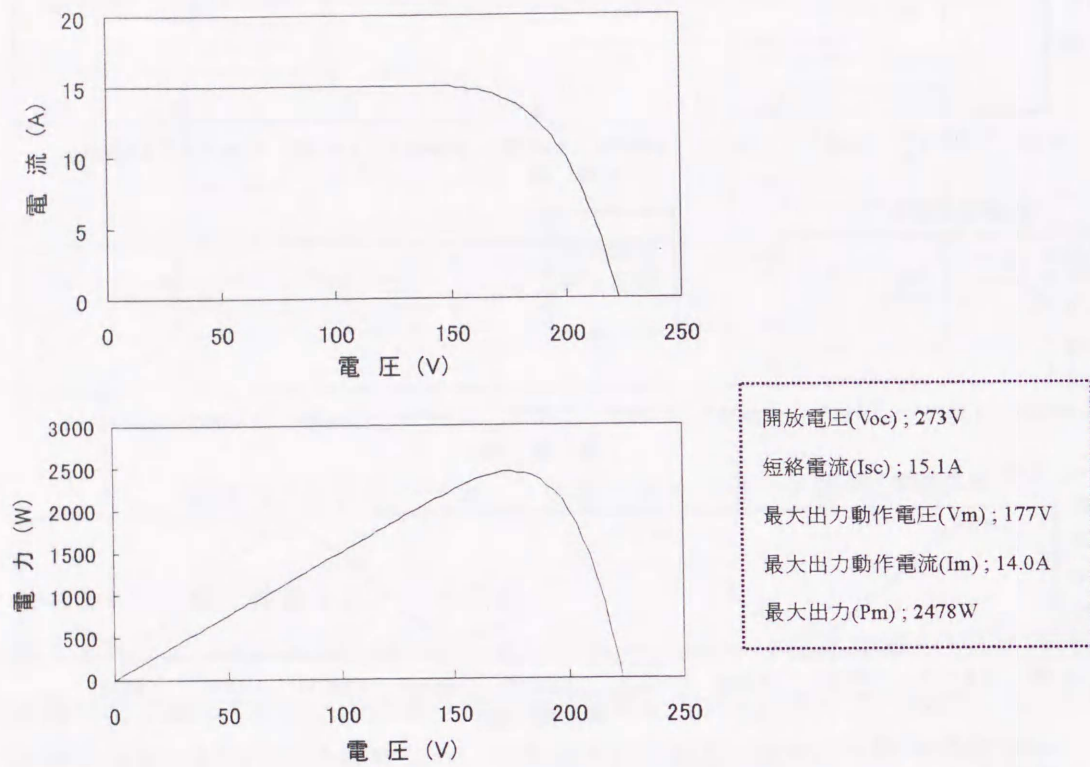
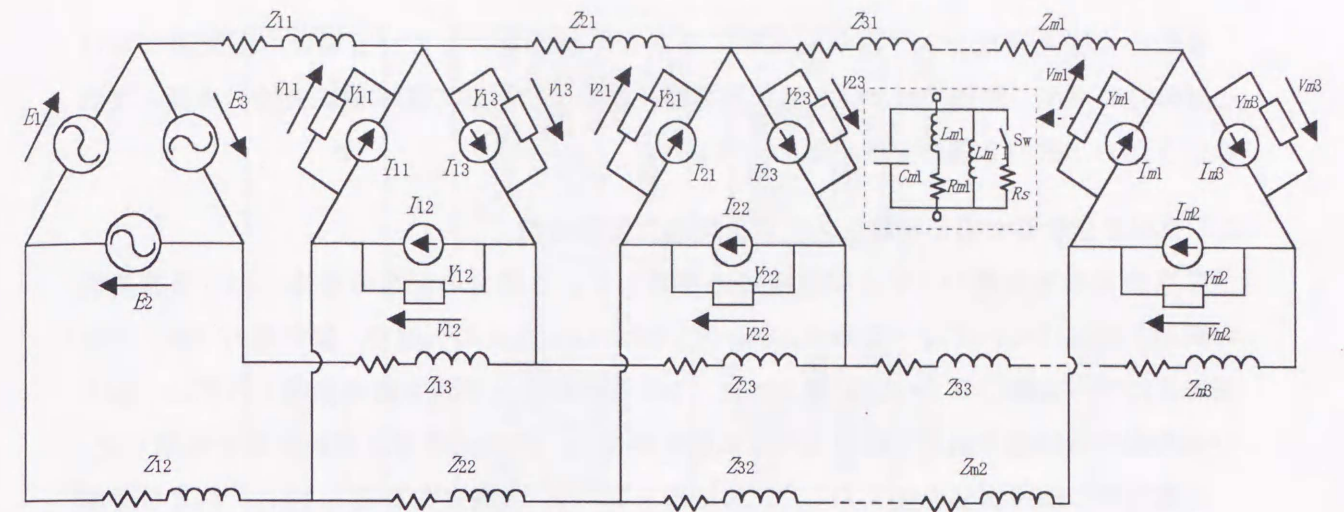


図 3.6 シミュレーションにおける太陽電池アレイ I-V, P-V 各特性

(2) 太陽光発電連系配電系統の静特性解析プログラム

本プログラムは、単独運転時における配電線の高調波電圧実効値の解析や、高圧配電線短絡事故時における配電線電圧、電流各実効値など、太陽光発電システムが連系した配電系統の静特性を解析・評価することを目的としたものである。

図 3.7 には、シミュレーションにおける一般化された 3 相高圧配電線の等価回路モデルを示す。高圧配電線は一般的に樹枝状の形態をとるが、ここでは基本特性の解明のため、基本形態である直線状においている。これらは全体を任意の地点数に分割できるようにし、各地点間には任意の線路定数を設定するとともに、それぞれの地点の各線間には、負荷を模擬する R, L, C の各定数を与えるものである。短絡事故解析時ケースでは、この中の R において短絡抵抗を含んだ合成抵抗を与える方式とした。同じく各地点の各線間には接続される電流源は、基本波領域では太陽光発電システムの実出力電流、高調波領域では太陽光発電システムや柱上変圧器等の高調波発生源の各次高調波電流を与える。ここに、太陽光発電システムは一般的には最大電力追従制御を行っていることにより、定常状態では定電力源とみなせる。これにより、実際の計算では、太陽光発電システム出力特性パラメー



$E_1 \sim E_3$; 主変圧器一次電圧 (二次側換算), $Z_{11} \sim Z_{m3}$; 線路インピーダンス [Z_{11}, Z_{12}, Z_{13} には、変電所主変圧器の漏れインピーダンスを含む], $Y_{m1} \sim Y_{m3}$; 負荷アドミタンス, $I_{11} \sim I_{m3}$; 太陽光発電出力電流, R_s ; 短絡抵抗, $v_{11} \sim v_{m3}$; 線間電圧 (未知数)

図 3.7 静特性シミュレーションにおける三相配電線の等価回路

タとして各システムの実出力電力値、および運転率を与えるものとした。なお、これら負荷、および太陽光発電システムの各設定パラメータは低圧単相回路も含め、各地点のそれぞれの線間に接続されているものを地点毎に一括集約し、高圧換算値で与えるものとした。

シミュレーションでは、以上の各入力パラメータにもとづき、キルヒホッフ則にもとづき回路方程式を作成し、これを解くことにより各次高調波を含めた各地点の各線間電圧、ならびに各地点の各相電流を求める。

以上のモデル回路における具体的入力パラメータ、各高調波電流の与え方、方程式の解放、等については、同じく各章で詳述する。

3-2 系統保護方式評価実験装置

多数の太陽光発電システムが配電線に連系して運転を行っている場合の配電線における諸特性の実測、評価、および太陽光発電用インバータ単体の基本運転特性の実測、評価を行うため、次の2種の実験装置を使用した。

(1) 200kW 分散型太陽光発電システム系統連系実験設備

多数の太陽光発電システムが配電線に連系している場合の配電線全体における諸特性の解明、検証については、国のサンシャインプロジェクトの一環で、関西電力(株)六甲新エネルギー実験センターに設置された、100台の2kW住宅用太陽光発電システム、および模擬配電線設備で構成される200kW太陽光発電システム系統連系実験設備を使用した。

実験設備の構成概要を図3.8に、単線結線を図3.9、設備外観を図3.11に、および各構成機器の仕様を表3.1にそれぞれ示す。各構成機器の概要は次のとおりである⁽⁶⁾⁽⁷⁾⁽³⁷⁾⁽³⁸⁾。

a. 太陽光発電システム

太陽光発電システムはいずれも結晶シリコン太陽電池モジュール、および系統連系インバータで構成される。交流出力側は単相100V低圧配電線に連系されている。出力は個々のシステムに併設した実負荷、または模擬負荷に供給される。余剰電力は系統に逆流される。インバータは電圧型自励式で、50台は電圧制御型、残り50台は電流制御型を採用している。系統連系保護装置としては、系統電圧異常検出機能、系統周波数異常検出機能、および過電流異常検出機能を有しており、必要に応じて各種の単独運転検出機能等、他の保護機能を追加設置できる構造となっている。

b. 模擬配電線装置

6.6kV 模擬高圧配電線設備、および100V/200V 単相3線式低圧配電線より構成される。模擬高圧配電線は10ブロック構成とし、それぞれのブロックには100m~500mの線路のLを模擬できるインダクタンス0.1mH~0.5mHを2台装備し、全体で最大亘長10kmまでの高圧配電線を模擬できる。また、10km相当の架空配電線のCを模擬するコンデンサ1μFを1箇所、またトータルで2km相当の地中ケーブルのCを模擬するコンデンサ0.3μFを4箇所に分散配置している。各ブロックには30kVAの柱上変圧器を2台設置し、各柱上変圧器より100V/200V 単相3線式低圧配電線が引き出されている。太陽光発電システムは一低圧配電線に5台ずつ接続されている。また、各ブロックには、3台の開閉器を配置し、直線状の他、樹枝状、ループ状、等の種々の配電線形状を設定できる機能となっている。以上の他、高圧模擬配電線に短絡、および地絡故障を発生させる事故発生装置を装備している。

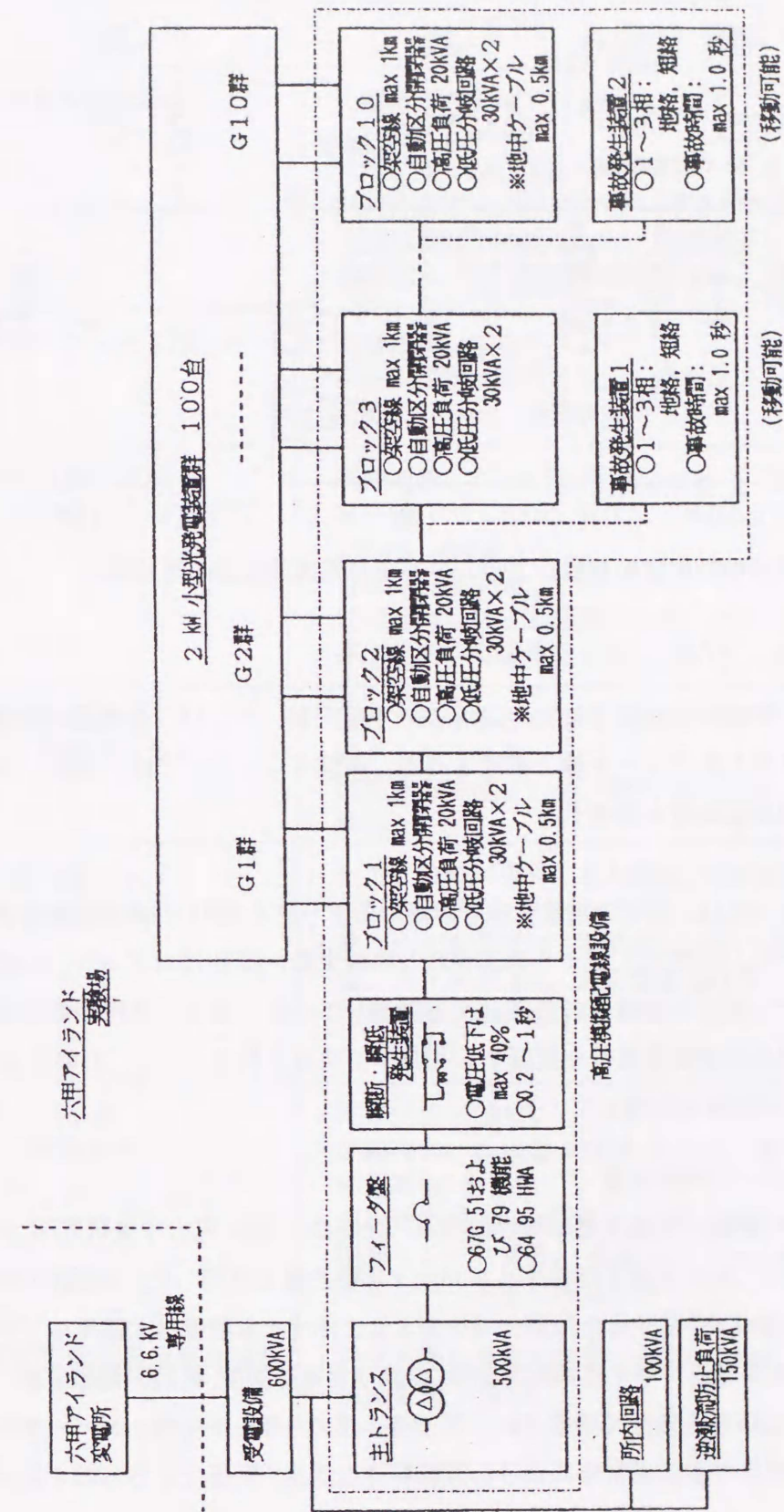


図3.8 200kW 分散型太陽光発電システムの系統連系実験設備の構成概要

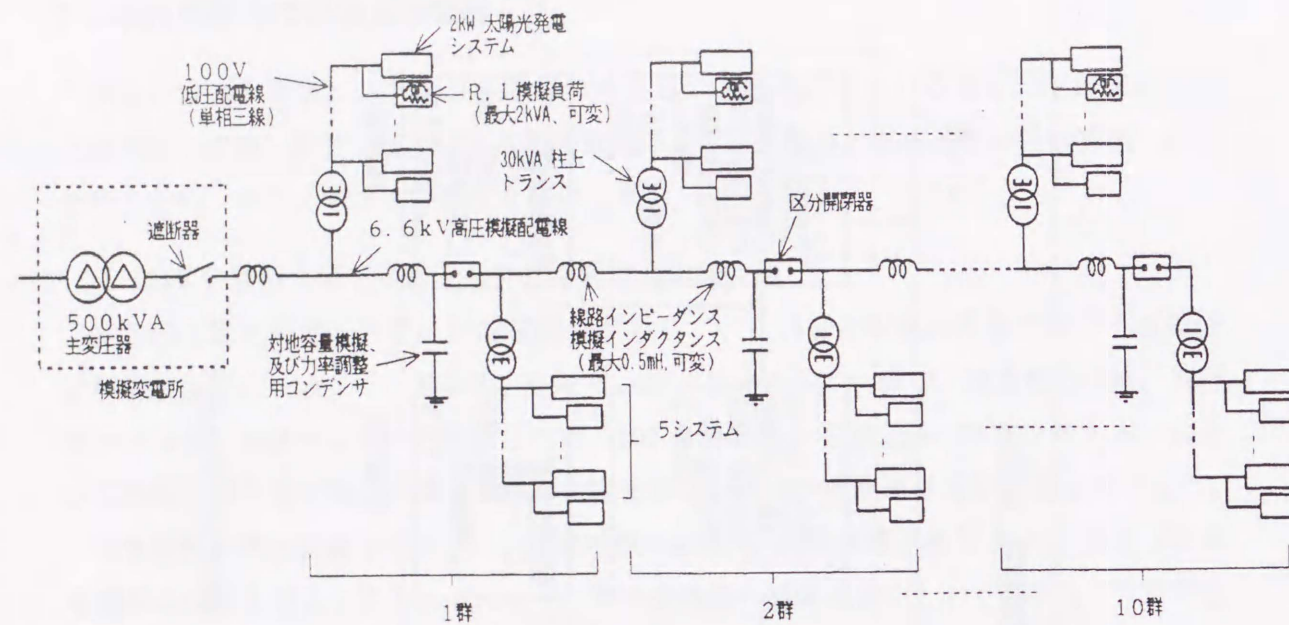


図 3.9 200kW 分散型太陽光発電システムの系統連系実験設備の回路構成

c. 模擬変電所設備

配電用 2 次変電所を模擬する設備として、500kVA の主変圧器、および、遮断器と各種配電線保護リレーを有したフィーダ盤で構成される。保護リレーとしては、地絡、過電流、電圧異常、周波数異常を装備する。

d. 模擬負荷設備

各太陽光発電システムには、住宅の家電負荷を模擬するトータル 2kVA の負荷装置を併設している。このうち、85 台は L,R より構成される模擬負荷、15 台はエアコン、冷蔵庫、テレビ、ヒーター等より構成される実負荷を装備している。また、高圧模擬配電線の各ブロックには高圧需要家負荷を模擬する R,L,C で構成される 20kVA、力率 0.85 ~ 1.0 の高圧模擬負荷装置を装備している。

(2) 太陽光発電用インバータ実験装置

太陽光発電用インバータ個々の基本運転特性の実測、評価は、(財)電力中央研究所 赤城試験センターに設置してある太陽光発電用インバータ実験設備を使用した。本装置の構成を図 3.10 に、外観を図 3.12 に、また設備仕様を表 3.2 に示す。本設備は太陽電池アレイ I-V 特性を模擬する太陽電池アレイ模擬電源装置、模擬商用電源装置、模擬配電線装置、模擬負荷装置、および故障発生装置で構成され、系統連系の 10kW までのインバータの平常時、および単独運転等の系統異常時における運転特性を測定、評価できるものである

(39) (40)。

表 3.1 200kW 分散型太陽光発電システムの系統連系実験設備の仕様

項目	仕様の概要
6.6kV 受電設備	<ul style="list-style-type: none"> 受電電圧 ; 6.6kV 2 次電圧 ; 6.6kV 受電容量 ; 600kVA 短絡容量 ; 12.5kVA 保護継電器 ; 地絡リレー, 過電流リレー, 不足電圧リレー, 過電圧リレー, 周波数異常リレー, 高調波電圧異常リレー
6.6kV フィーダ盤	<ul style="list-style-type: none"> 送電電圧 ; 6.6kV 保護継電器 ; 地絡リレー, 過電圧リレー, 不足電圧リレー, 過電圧リレー, 周波数異常リレー
高圧模擬配電線 (1 ブロック 当たり)	<ul style="list-style-type: none"> 線路定数 ; L : 0.1mH ~ 0.5mH (可変) × 2 台 (水平配置架空線 100 ~ 500m 相当), C : 0.3 μF × 1 台 (CV ケーブル 100sq, 125m 分) 自動区分開閉器 ; 1 台 低圧配電用柱上変圧器 ; 2 台, 30kVA/台 高圧模擬負荷装置 ; 1 台, 20kVA, 3 相, 力率 ; 0.85 ~ 1.0
低圧配電線 (1 回線 当たり)	<ul style="list-style-type: none"> 電気方式 ; 単相 3 線式, 210/105V 連系システム数 ; 5 台 低圧負荷装置 ; 5 台, 最大 2kVA/台, タイマ制御可能 (分解能 15 分)
太陽電池アレイ (1 台 当たり)	<ul style="list-style-type: none"> 出力 ; 2kW (条件 ; 日射強度 1000W/m², エアマス 1.5, 素子温度 25°C) 最大出力動作電圧 (基準値) ; 200V (条件 ; 日射強度 1000W/m², エアマス 1.5, 素子温度 25°C) 使用半導体 ; 結晶系シリコン (SEG タイプ 96 台, SOG タイプ 4 台)
インバータ (1 台 当たり)	<ul style="list-style-type: none"> 定格出力 ; 2kVA 変換方式 ; 電圧型 PWM 自励式 (電圧制御形 50 台, 電流制御形 50 台) 運転電圧範囲 ; AC101 ± 10V, 60Hz ± 1.5% 保護リレー (標準) ; 過電流リレー, 過電圧リレー, 不足電圧リレー, 周波数異常リレー
高圧配電線事故発生装置	<ul style="list-style-type: none"> 発生可能な事故の種類 ; 短絡・地絡 短絡容量 ; 8kVA

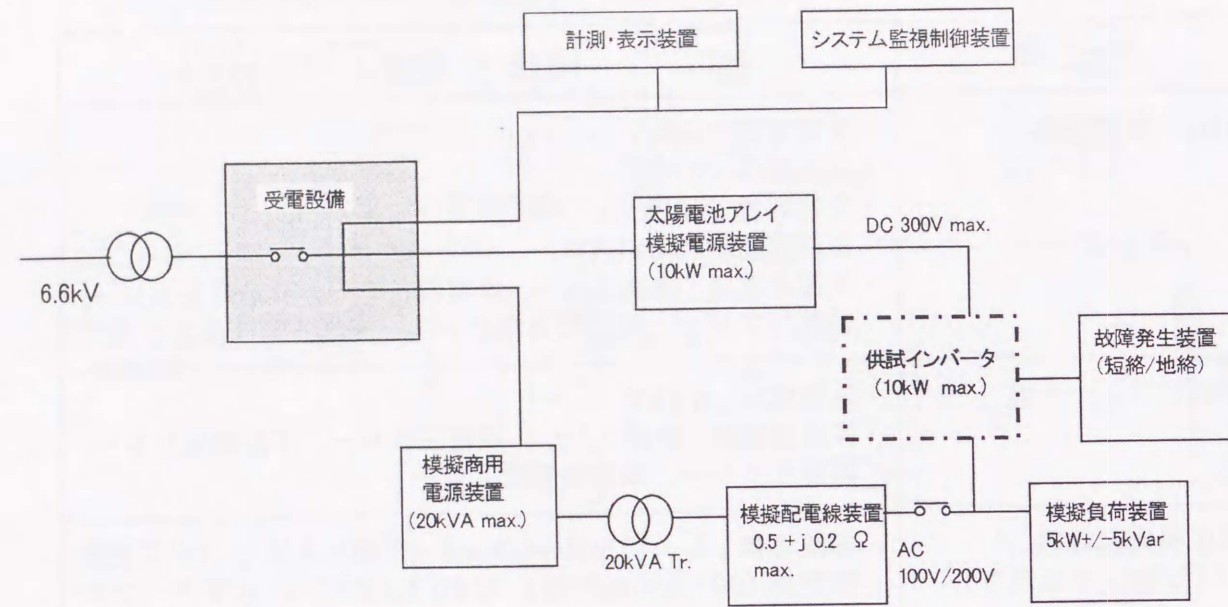


図 3.10 太陽光発電用インバータ実験設備の構成

表 3.2 太陽光発電用インバータ実験設備の仕様

項目	仕様	
太陽電池アレイ模擬電源装置	<ul style="list-style-type: none"> ○入力パラメータ <ul style="list-style-type: none"> ・標準状態における I-V 特性 ・日射強度, 素子温度 ○主回路定格 <ul style="list-style-type: none"> ・短絡電流: 75A (最大) ・開放電圧: 300V (最大) ・最大出力: 10kW (最大) ・過負荷耐量: 12kW 	<ul style="list-style-type: none"> ○電圧, 電流範囲 <ul style="list-style-type: none"> ・短絡電流: 0~75A 連続可変 ・開放電圧: 0~300V 連続可変 ○応答速度: 1ms 以内 ○制御精度 <ul style="list-style-type: none"> ・電流: 0.2A ・電圧: 1.0V
模擬商用電源装置	<ul style="list-style-type: none"> ○主回路定格 <ul style="list-style-type: none"> ・出力形式: 単相 3 線式 ・出力電圧: 100V/200V ・出力周波数: 50Hz/60Hz ・出力容量: 20kVA ・逆潮流耐量: 10kVA ○状態設定パラメータ <ul style="list-style-type: none"> ・定常特性 <ul style="list-style-type: none"> -電圧: 定格-50%~定格+20% (可変) -周波数: 定格+/-2Hz (可変) -電圧歪み: 0.5%~5% (可変) 	<ul style="list-style-type: none"> ・変動特性 (ステップ関数状) <ul style="list-style-type: none"> -電圧変動: 定格-20%~定格+20% -周波数変動: 定格+/-2Hz -立ち上がり時間幅: 60 秒まで ・変動特性 (パルス状) <ul style="list-style-type: none"> -電圧変動: 定格-100%~定格+15% -位相変動: 定格+/-90deg. -時間幅: 0.1~10 秒
模擬配電線装置	<ul style="list-style-type: none"> ○回路定格 <ul style="list-style-type: none"> ・線路電圧: 100V ・線路電流: 75A ・インピーダンス: $0.5 + j0.2 \Omega$ (最大) 	<ul style="list-style-type: none"> ○インピーダンス変化ステップ幅 <ul style="list-style-type: none"> ・抵抗値: 0.03Ω ・リアクタンス: 0.0125Ω
模擬負荷装置	<ul style="list-style-type: none"> ○主回路定格 <ul style="list-style-type: none"> ・運転電圧: 100V ・電力: 5kW +/- 5kVar (最大) 	<ul style="list-style-type: none"> ○電力変化ステップ幅 <ul style="list-style-type: none"> ・有効電力: 0.1kW ・無効電力: 0.1kVar
故障発生装置	<ul style="list-style-type: none"> ○故障モード <ul style="list-style-type: none"> ・地絡故障: 1~20kΩ ・短絡故障: メタリック短絡 	



図 3.11 200kW 太陽光発電システム系統連系実験設備
{関西電力(株)六甲新エネルギー実験センター}

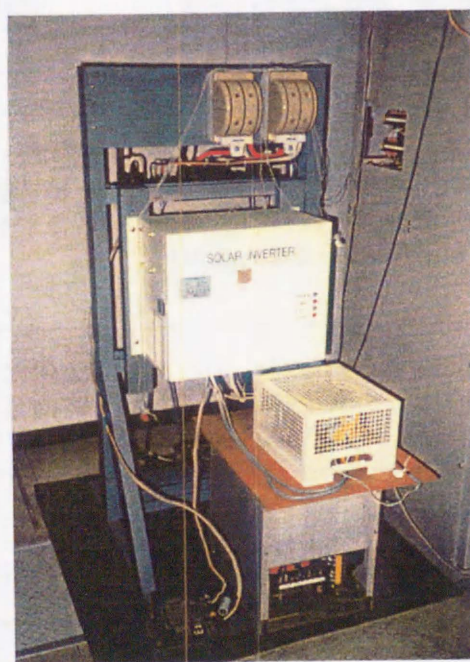


図 3.12 太陽光発電用インバータ実験設備 (供試インバータ)
{(財)電力中央研究所 赤城試験センター}

第4章 単独運転検出能動方式の相互干渉特性

4-1 緒言

現在の太陽光発電システムに用いられている能動的方式の単独運転検出機能は、常時微小外乱信号を系統に注入し、単独運転時にはその微小変動が増幅されることを検知する方式や、単独運転移行後、発電設備の周波数特性に応じ系統の周波数が変化する特性を利用した方法などが採用されている。この方式は、連系台数が増加し、同一系統に複数の太陽光発電設備が設置される場合には、外乱信号の相互干渉により、単独運転検出感度の低下が懸念される。

そこで、本章では単独運転についての動特性シミュレーションにより、複数台並列運転時における単独運転検出能動方式の相互干渉特性について定量的に説明する。

能動方式として、現在最も広く用いられている周波数シフト式、および出力電力変動方式を取り上げ、高密度連系時において問題になると考えられるこれらの同種間、異種間それぞれの単独運転時での相互干渉特性について解析評価する。

4-2 単独運転検出能動方式の動特性シミュレーションモデル

(1) 全体回路

解析モデルは3章の図3.2～図3.4の動特性モデルをベースに次のモデルを設定した。

太陽光発電の容量は3kW級とし、インバータは単相200Vに連系されるもので、スイッチング周波数15kHzの電流制御形(=電流瞬時値制御)を与える。

複数合連系の特性を模擬するために、太陽光発電の連系台数は同一仕様のもの3台とした。簡単のために、これらはいずれも同一低圧配電線に連系されるものとし、並列連系位置を図3.2の中のSWg 2次側(=太陽光発電側)とした。単独運転は同図のSWgを開放することにより模擬する。

能動方式は、実施回路を図3.4の制御回路における出力電流の基準波形を作り出すための系統電圧モニタリング回路に図4.1に示すように直列に挿入し、この中で系統電圧参照波形の絶対値や位相に変調を与えることにより実施する。

負荷は回生負荷(=共振回路)を含み、R,L,Cの線形負荷で構成する。これら負荷の定数を変化させて、発電力と負荷との間の有効電力、無効電力の各平衡度を調整する。

(2) 出力電力変動方式モデル

図3.4の単独運転防止回路部に接続されるブロック回路を図4.1に示す。出力電力変動方式としたは、有効電力変動方式を採用し、これまで報告されている方式⁽⁴¹⁾にもと

づき、インバータ出力電流波形の絶対値に常時微小な周期変動を与えると同時に、これにより、単独運転時に発生する周波数の変動をフィードバックし、基準周波数(=60Hz)からの差分を変動の絶対値に加算して各パラメータの変動を発散させる方式とした。図4.1のAは定常時の変動の絶対値を設定する定数、Bは発散の速さを設定する定数、 ω は変動の角周波数、 θ は変動の位相である。本方式の各定数における具体的な規定値、もしくは標準値は設定されておらず、本計算では、システム1台のみの運転時において、単独運転防止の確実性、および平常時における出力の安定性を考慮して、各定数をそれぞれ $A=0.05$, $B=0.5(1/Hz)$, $f(=\omega/2\pi)=5Hz$, $\theta=0(deg.)$ においた。

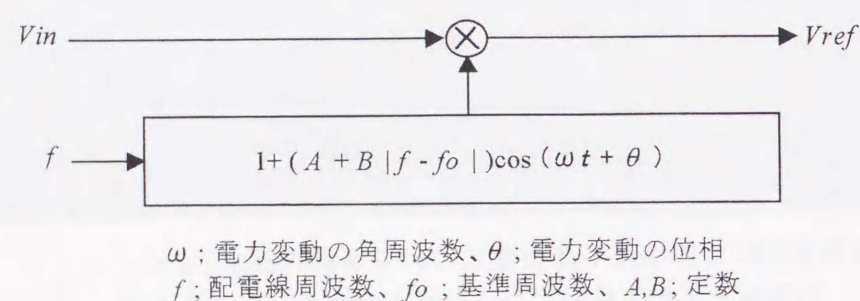


図4.1 有効電力変動方式の制御ブロック回路

(3) 周波数シフト方式のモデル

図4.2にガイドラインに準拠したインバータに採用されている方式の概念を示す⁽⁴²⁾。

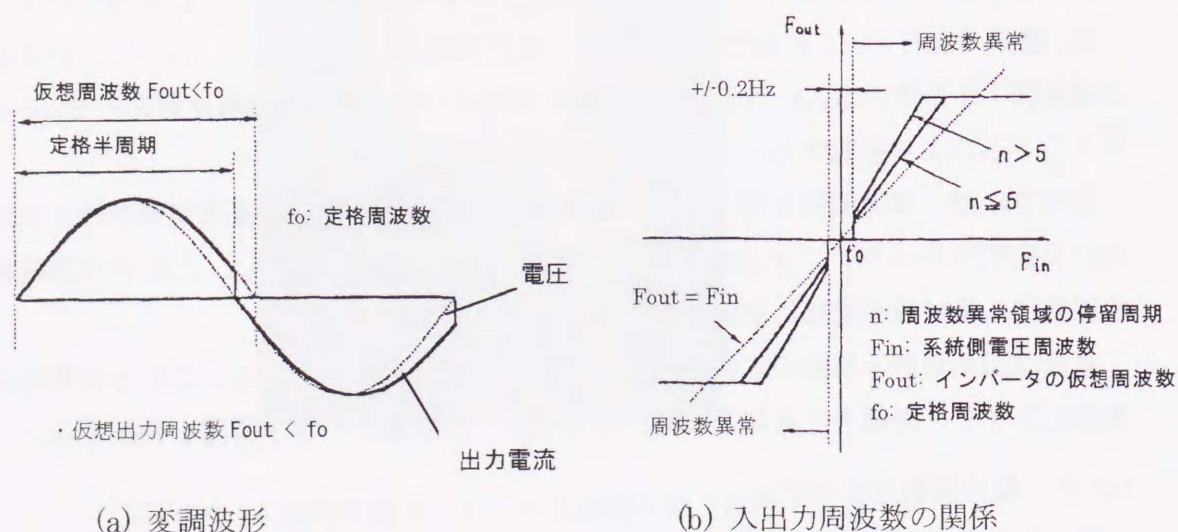


図4.2 周波数シフト方式の概念図

基本的に、単独運転時に配電線周波数が基準周波数から逸脱するように常時半周期単位でインバータ出力電流の位相を遅れ、または進み方向に変化させるものである。さらに、効果を高めるために周波数が基準周波数から逸脱すると、正のフィードバックにより、基準周波数からの差分が増大するようにし最終的に周波数異常で停止させている。

これを実施するための単独運転防止回路モデルとして、図3.4の V_{in} に対して、 V_{out} の位相を時間に比例して変化させる方式を用いる。

すなわち、

$$V_{in}(t) = V_0 \cos(\omega_0 t) \tag{4.1}$$

$$V_{out}(t) = V_0 \exp[j\{\omega_0 t + \theta(t)\}] \tag{4.2}$$

(4.2)式の実部をとり、

$$\begin{aligned} V_{out}(t) &= \text{Re}[V_{out}(t)] \\ &= V_0 \{ \cos(\omega_0 t) \cos(\theta(t)) - V_0 \{ \sin(\omega_0 t) \sin(\theta(t)) \} \end{aligned} \tag{4.3}$$

ここで、(4.3)式において $\theta(t) = -\omega t$ (ω は定数)とおくとともに(4.1)式を代入し、

$$V_{out}(t) = V_{in}(t) \cos(-\omega t) + V_0 \sin(\omega_0 t) \sin(-\omega t) \tag{4.4}$$

また、

$$V_0 \sin(\omega_0 t) = \{d/dt V_{in}(t)\} / \omega_0 \tag{4.5}$$

(4.5)式を(4.4)式に代入して、

$$V_{out}(t) = V_{in}(t) \cos(-\omega t) + d/dt V_{in}(t) / \omega_0 \sin(-\omega t) \tag{4.6}$$

実際の運転時に得られる信号値を V_{in} と $d/dt V_{in}$ とし、 t と ω_0 を、それぞれ既知数の V_{in} と $d/dt V_{in}$ で表すことを考える。

$$V_{in} = V_0 \cos(\omega_0 t) \tag{4.7}$$

$$d/dt V_{in} = -V_0 \omega_0 \sin(\omega_0 t) \tag{4.8}$$

(4.7)式より、

$$\omega_0 t = \cos^{-1}(V_{in} / V_0) \tag{4.9}$$

(4.9)式を(4.8)式に代入して、整理すると、

$$\omega_0 = -d/dt V_{in} / V_0 / [\sin\{\cos^{-1}(V_{in} / V_0)\}] \tag{4.10}$$

(4.10)式を(4.9)式に代入して、整理すると、

$$t = \cos^{-1}(V_{in} / V_o) / [d/dt V_{in} / V_o / \sin \{ \cos^{-1}(V_{in} / V_o) \}] \quad (4.11)$$

なお、 $0 < t < \pi/\omega$ とする。

(4.10)式、(4.11)式を(4.6)式に代入すると、各時刻における V_{out} が決定される。

さらに、単独運転時において周波数が基準周波数から逸脱した場合に、正のフィードバックにより基準周波数からの差分を増大させるため、 ω において次の式を用いた。

$$\omega = \omega_o \{ c + d (f_o - f) \} \quad (4.12)$$

ここに、 c, d は定数、 f_o は基準周波数、 f は実際の周波数。

これら定数についても現状では具体的な規定値や、標準値は無く、本計算では、太陽光発電システム1台のみ連系させたケースで、単独運転防止の確実性、および平常時における出力の安定性を考慮して、 $c=0.2$ 、 $d=0.1$ (1/Hz)においた。

その他、能動方式を採用している太陽光発電と能動方式を採用していない太陽光発電が並列運転した場合の特性も評価した。この場合の能動方式不採用のインバータ制御回路における単独運転防止回路の V_{in} と V_{out} の関係は $V_{out}=V_{in}$ においた。

4-3 シミュレーションモデルの検証

解析の前に、第3章に示した六甲アイランド 200kW 実験システムでの実験結果⁽⁴³⁾⁽⁴⁴⁾との比較により、同じく第3章の図3.2~図3.4に示した動特性シミュレーションモデルの妥当性について検証する。単独運転防止方式は、図4.1の出力電力変動方式を与えた。

(1) 実験方式

実験では、15台の2kW級太陽光発電システムを用い、それぞれに出力電力変動方式による単独運転防止機能を装備させた上で、図4.9に示した実験回路の中の一部の単相100V低圧配電線に接続、運転させた。この状態で、模擬変電所の遮断器を開放して、配電線停止時の単独運転防止特性について評価した。出力電力変動方式はインバータ個々の制御回路に図4.1に示す有効電力変動方式を与えることで実施した。インバータ個々の出力電力変動の位相は統一せずにランダムに与えた。その他、回生負荷としては、負荷設備として一般的に使用されている最大50kWのM/G負荷を適用している。

(2) シミュレーション方式

シミュレーションでは、図4.1に示した実験で用いた出力電力変動機能の制御ブロックを図3.4の単独運転防止回路に与えると同時に、実験と同じく同一配電線に複数台並

列運転を行っているモデルとした。ここに、多数のシステムが並列運転され、かつ出力電力変動の位相が各システム間でランダムの場合には、確率的に単独運転発生区間において常に変動効果が完全に相殺されているか、またはそれに極めて近い状態にあるものと判断される⁽³⁸⁾。これにもとづくと、運転台数を等しく設定できない場合でも、系全体で変動効果が相殺されるように各システムの変動位相を与えることにより、実際の状態を模擬できるものと考えられる。そこで本計算では、運転台数を本シミュレーションで使用した計算機における最大設定可能数の3台とし、図3.2のノード(a)(b)において負荷共振回路を含めて並列接続するとともに、位相は出力電力変動の効果が相殺される中の最悪条件を考慮し、それぞれの差分を $2/3\pi$ (rad.)においた。さらに各インバータのスイッチング周波数は実験条件にもとづき5kHzに設定するとともに、出力電力変動の周波数は同じく実験条件どおり、各インバータ同一値に設定した。ただし、実験では、出力変動の周波数を1Hzに設定しているが、計算では計算時間短縮のために、スイッチング制御等の他の制御系への影響を無視できる範囲で、これを5Hzに設定した。

その他、シミュレーションにおける出力電力変動機能の各定数をはじめ、各種制御定数、太陽電池アレイI-V特性、負荷定数はいずれも実験条件にもとづき定めた。これらシミュレーションでの各設定パラメータを表4.1に示す。この中で、負荷定数については、一例として、発電量と負荷量との間の有効電力、および無効電力がともに完全バランスとなる値を示す。

表4.1 シミュレーションの設定定数

項目	設定定数
太陽電池アレイ	短絡電流(I_{sc}); 15 A, 開放電圧(V_{oc}); 210 V 最大出力動作電流(I_m); 13.3 A, 最大出力動作電圧(V_m); 180 V, 最大出力電力(P_m); 2.4 kW
主回路定数	C_d ; 8.0 mF, L_d ; 1.0 mH, R_s ; 10 k Ω , R_f ; 0.01 Ω , L_f ; 1.2mH, C_f ; 9.0 μ F, R_l ; 4.75 Ω , L_l ; 0.0mH, C_l ; 110 μ F, R_g ; 0.02 Ω , L_g ; 0.02 mH, R_r ; 0.05 Ω , L_r ; 3.5mH, C_r ; 2.0mF, V_g ; 101V
制御定数	T_a ; 0.035, T_b ; 1×10^{-5} , T_c ; 6.5×10^{-3} , T_d ; 5.3×10^{-3} , T_e ; 1×10^{-3} , T_f ; 1.6×10^{-3} , K ; 2.0

(3) 比較結果

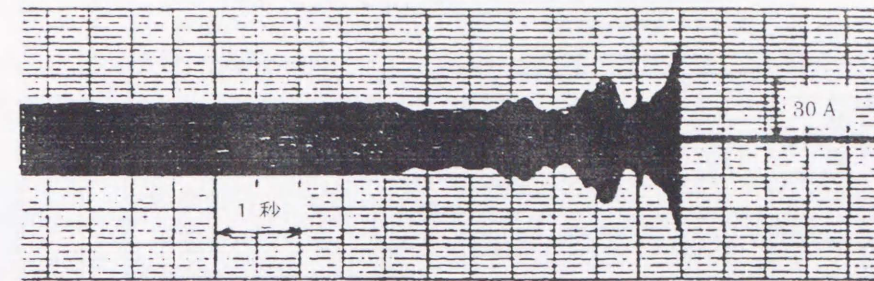
結果のうち図4.3は、単独運転直前の発電量と負荷量の無効電力が平衡状態で、有効電力の比率が0.95（発電量<負荷量）の場合における配電線停止前後のインバータ出力電流の比較を示す。実験では、インバータ出力電流のピーク値が定格の160%以上に達した時点で異常発生とみなし、インバータを停止させている。一方、シミュレーションでは、発散特性の確認のため、過電流検出機能は設定していない。

これらを比較すると、シミュレーションにおける出力電流変動の周期は、上述のとおり出力電力変動の周波数を実験より大きく設定したことにより実験値と異なるものとなっているが、単独運転時では実験結果と同様の特性でもって発散していることがわかる。さらに、図4.3(c)より、検出上最も重要な出力電流波形のピーク値の時間変化特性を比較すると、シミュレーション結果は実験結果と良く一致していることがわかる。

図4.4は、太陽光発電システム出力電力と負荷量の比率と、配電線停止時から出力電流異常を検出して全インバータ停止に至るまでの時間について比較したものである。

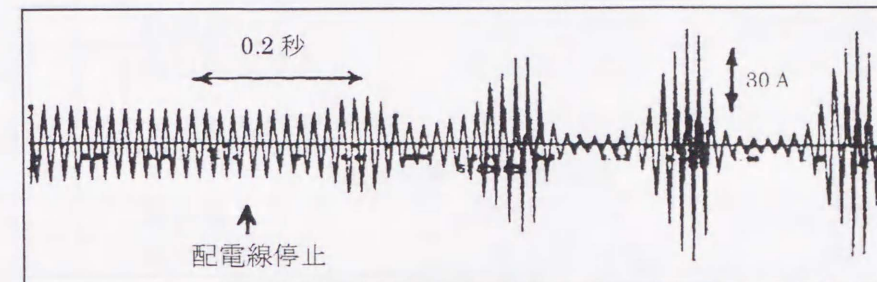
これらは、比較の条件をそろえるために停止時間を配電線停止からインバータが停止するまでの出力電力変動サイクル数で示した。これにより、太陽光発電システム出力電力と負荷量の比率がほぼ1.0で、単独運転検出までの時間が特に大きくなる領域（=不検出領域）、およびそれ以外の短時間で検出できる領域、いずれも概ね結果は一致した。

以上の各結果より、作成したモデルは妥当であるものとみなせる。また、これらの結果より複数のシステムが並列運転している場合には出力電力変動が相殺され、特に発電量と負荷量がバランスしている範囲で、防止効果が大きく低減する場合のあることがわかる。



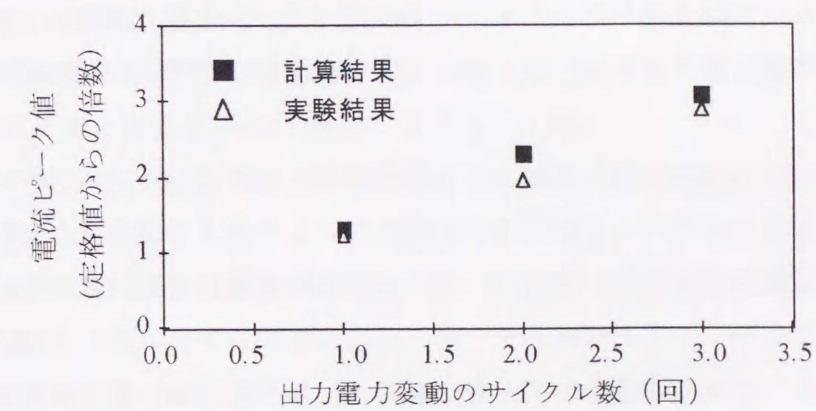
配電線停止

(a) 実験結果



配電線停止

(b) シミュレーション結果



(c) 電流ピーク値の比較

図4.3 インバータ出力電流の比較結果

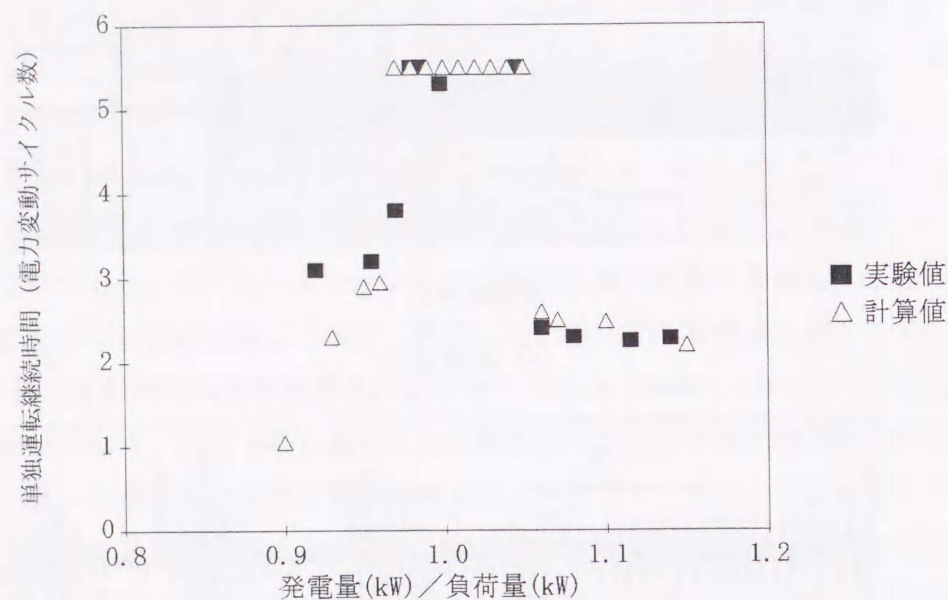


図 4.4 単独運転継続時間の比較

4-4 シミュレーションの設定ケース

シミュレーションでは上述したシミュレーション・モデル検証と同様の太陽光発電システム3台の並列連系モデルを用いる。設定した単独運転防止方式の組合せケースを表4.2に示す。

このうち、ケース1は3台のシステムとも能動方式を持たないケース、ケース2は周波数シフト方式をもつシステムと能動方式を持たないシステムの組合せ、もしくは全てのシステムが周波数シフトをもつケース、ケース3は出力電力変動方式をもつシステムと能動方式を持たないシステムの組合せ、もしくは全てのシステムが出力電力変動方式をもつケース、ケース4は周波数シフト方式をもつシステムと出力電力変動方式をもつシステムの組合せ、ケース5は上記3方式の組み合わせにそれぞれ設定した。これらのうち出力電力変動方式については、各太陽光発電の変動位相が異なる場合には、相互に変動を打ち消し合い、効果が大きく低減するケースが考えられる。そこで、出力電力変動方式を持つ太陽光発電が複数連系されるケースでは、各インバータにおける出力電力変動の位相の違いもパラメータとして考慮する。また、各ケースにおいては、単独運転発生直前時において以下に示す発電量と負荷量が有効電力、無効電力ともに完全にバランスしているケース、有効電力にアンバランスがあるケース、無効電力にアンバランスがあるケースの各ケースを実施し、それぞれ、発電量と負荷量のバランス状態と単独運

表 4.2 シミュレーションにおける設定ケース

ケース	太陽光発電 (A)	太陽光発電 (B)	太陽光発電 (C)
1-1	無し	無し	無し
2-1	周波数シフト	無し	無し
2-2	周波数シフト	周波数シフト	無し
2-3	周波数シフト	周波数シフト	周波数シフト
3-1	出力電力変動 (0)	無し	無し
3-2	出力電力変動 (0)	出力電力変動 (0)	無し
3-3	出力電力変動 (0)	出力電力変動 (0)	出力電力変動 (0)
3-4	出力電力変動 (0)	出力電力変動 (120)	出力電力変動 (240)
4-1	周波数シフト	出力電力変動 (0)	出力電力変動 (0)
4-2	周波数シフト	出力電力変動 (180)	出力電力変動 (180)
4-3	周波数シフト	出力電力変動 (0)	出力電力変動 (180)
4-4	周波数シフト	周波数シフト	出力電力変動 (0)
5-1	周波数シフト	出力電力変動 (0)	無し

注) 出力電力変動の(); 出力電力変動の位相 (deg.)

転特性との関係についても解析した。

- ①有効電力、無効電力いずれも平衡状態。
- ②各需要家負荷の有効電力:10%増加、無効電力:平衡。
- ③各需要家負荷の有効電力:10%減少、無効電力:平衡。
- ④需要家負荷の有効電力:平衡、無効電力:Cの容量を10%増加(PV出力比、配電線全体で容量性)。
- ⑤需要家負荷の有効電力:平衡、無効電力:Cの容量を10%減少(PV出力比、配電線全体で誘導性)。

各ケースにおいて、初期状態から0.5秒後に図4.2のSWgを開放し、各太陽光発電システム連系点の電圧波形、電流基準波形(図4.4のVin)。および連系点の周波数を計算、出力する。シミュレーションは、単独運転時の特性を評価するために、電圧、周波数の変動状態によらず、SWg開放から0.5秒後まで計算を継続させた。

単独運転検出の可否については、単独運転期間に連系点電圧の変化値(瞬時値)が $\pm 15V$ の範囲を逸脱した場合、または周波数の変化値(瞬時値)が $\pm 1Hz$ の範囲を逸脱した場合には単独運転検出可能なケースと判定し、それ以外は単独運転検出が不可能なケースと判定した。

また、これら変化値の0.5秒平均も求め、上記と同じ検出しきい値条件でこれらの平

均値を検出に採用した場合の検出可否も評価した。

4-5 シミュレーション結果

それぞれのケースにおける単独運転時での代表的な電圧、周波数の変化状況を図 4.5～図 4.9 に示す。また、これらの結果より得られた単独運転時における電圧、周波数の変動範囲、および検出の可否について表 4.3～表 4.7 に示す。さらに、各ケースにおける有効、無効各電力の不均衡の大きさと検出可否の関係について図 4.10～図 4.11 に示す。なお、これら、図表において $P > 0$ は有効電力において発電量が負荷量より大きいケース、 $Q > 0$ は配電線全体で誘導性であることを示す。割合はいずれも太陽光発電システム出力比である。

各ケースにおける単独運転特性は次のとおりとなる。

(1) ケース 1

3 システムとも単独運転防止機能が無い場合の特性である。電圧、周波数の各変化状況は、有効、無効各電力とも平衡状態にある場合には電圧、周波数ともに変化が無く、単独運転を継続する。発電電力と負荷電力の有効分がアンバランスの場合には電圧の変化が大きくなる傾向にあり、発電有効電力が大きい場合には電圧は増加、負荷有効電力が大きい場合には、電圧は低下する傾向にある。発電電力と負荷電力の無効分がアンバランスの場合には、周波数の変化が大きくなる傾向にあり、スイッチ SWg の系統側から負荷側をみて容量性となっている場合には周波数は低下、誘導性となっている場合には周波数は上昇する傾向にある。しかしながら、本ケースで設定した各不平衡率 $\pm 10\%$ では、いずれのケースも電圧、周波数ともに検出しきい値以下であり、単独運転は継続する。

(2) ケース 2

周波数シフト方式採用のインバータの割合が増加すると、周波数の変化量も大きくなり、防止効果は大きくなる。有効電力、無効電力各完全平衡時では、周波数シフト方式を採用しているインバータの割合が概略 2/3 以上であると、単独運転を検出できる。しかしながら、負荷の有効電力が太陽光発電の出力有効電力より小さい場合、または、配電線全体が誘導性となっている場合は、単独運転検出効果が低減する。原因としては、採用している周波数シフト方式の周波数シフト方向が低下の一方向のため、負荷との間で主として無効電力のバランスが生じ、単独運転時の周波数の変化が押さえられるためと考えられる。

その逆に、有効電力において負荷が発電量より大きい場合、または、配電線全体が

容量性となっている場合は、周波数の変化が大きくなり、単独運転防止効果が大きくなる。

(3) ケース 3

出力電力変動方式間の変動位相が一致している場合では、同方式採用のインバータの割合が増加すると、防止効果は大きくなる。この場合、有効電力、無効電力各完全平衡時では、出力電力変動方式採用のインバータの割合が概略 2/3 以上であると、単独運転を検出できる。負荷と太陽光発電の無効電力がアンバランスとなっていると、変動の位相が一致している限り、単独運転時の電圧、周波数の変動量が大きくなり単独運転防止効果はさらに大きくなる。

出力電力変動方式間で電力変動の相互干渉があり変動効果が相殺されると、有効電力、無効電力の各バランス状態によらず、出力電力変動方式による単独運転時の電圧、周波数の変動は現れず検出不能となる。

(4) ケース 4, 5

出力変動方式間の変動位相が一致している場合には、単独運転開始時の出力電力変動方式の変動の位相角が周波数の増加する領域にあると、周波数シフト方式との干渉により、電圧、周波数の発散開始時間がやや遅れる場合がある。一方、位相角が周波数の低下する領域にあると、周波数シフト方式との相互作用により周波数、電圧の変動が促進され、防止効果が大きくなる。

出力電力変動方式間の変動位相が相互干渉する関係にある場合には、周波数シフトのみの場合の特性となり、周波数シフト方式の割合が小さい場合には、検出不能となる可能性がある。

4-6 結 言

以上のシミュレーション結果にもとづき、単独運転検出に能動方式を適用する場合に考慮すべき条件を考察する。

- ①能動方式が装備されていないインバータと能動方式が装備されているインバータの混合時には、能動方式の確実な効果を得るためには、能動方式を装備しているインバータの割合が全体の 2/3 程度以上必要である。また、出力電力変動方式は、多数台連系に適用させるために、各システムの変動の位相を一致させる必要がある。
- ②周波数シフト方式と出力電力変動方式の混合時には、出力電力変動方式の変動位相が一致している場合には、相互作用により、防止効果が促進される。出力電力変動方式の変動位相が一致していない場合には、出力電力変動方式間で相互干渉が生じ

周波数シフトの効果のみ現れる場合がある。このため、このような場合では周波数シフト方式の存在割合を全体の2/3程度以上とする必要がある。

③周波数シフト方式で、周波数のシフト方向が一方向であると、有効電力、または無効電力のアンバランス時に、力率一定制御や、最大電力追従制御等のインバータのもつ他の制御機能との干渉により、効果が低減する場合があるため、周波数シフト方式を適用する場合は周波数シフトの方向を双方向とすることが望ましい。

以上により、現状の能動方式の周波数シフト方式と出力電力変動方式を比較した場合、周波数シフト方式の方が有効といえる。特に現在、考案されているスリップモード周波数シフト方式⁽⁴⁵⁾⁽⁴⁶⁾等、周波数が単独系統内の有効、無効各電力のバランス関係で定まる周波数値にシフトする双方向形の方式が有効といえる。しかしながら、今後、分散型電源の普及に伴い、回転形の分散電源と並列運転するような場合などでは、単独運転時に回転形電源により周波数の変化が押さえられて周波数シフトの効果が低減し、単独運転検出に支障を来すことが考えられる。これにより、本研究では、次章で示すように、出力電力変動方式をベースに、多数の太陽光発電システムが並列運転している場合でも効果が維持される新しい能動方式について検討する。

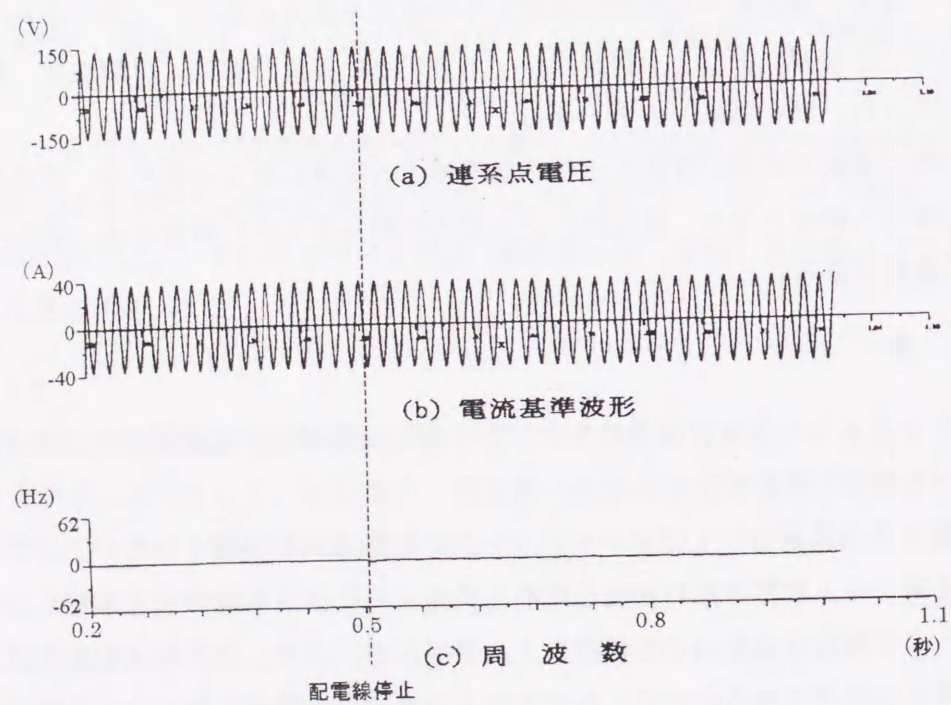


図 4.5 単独運転時の特性(ケース 1)

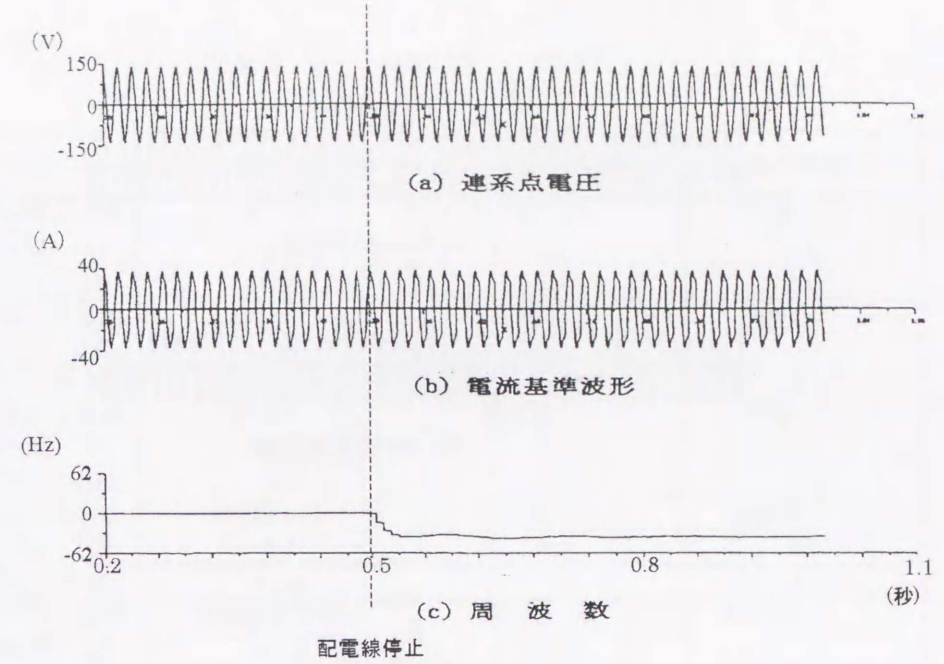


図 4.6 単独運転時の特性(ケース 2-3)

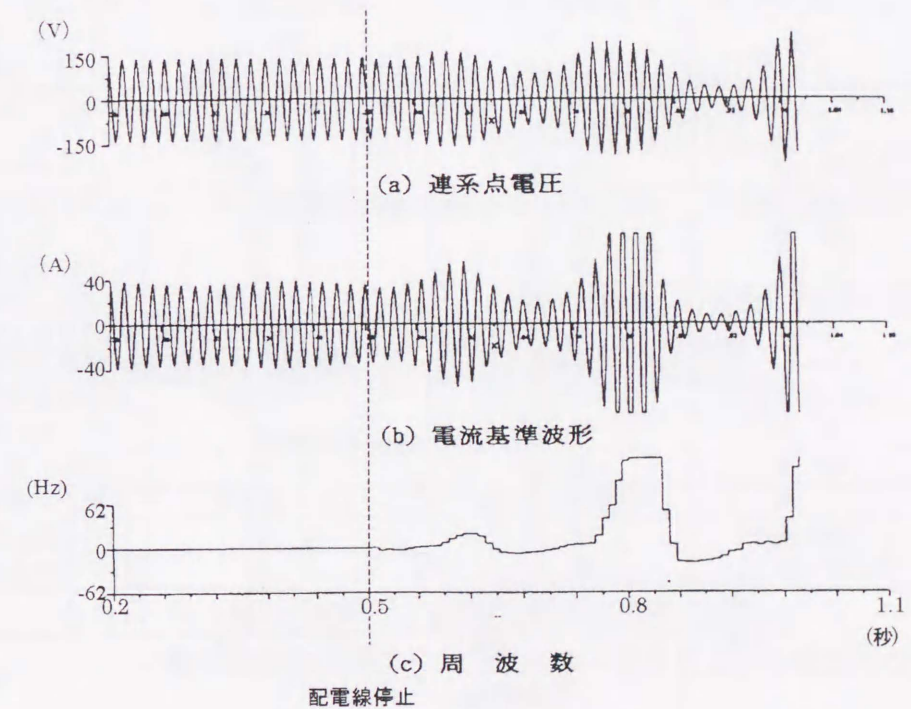


図 4.7 単独運転時の特性(ケース 3-3)

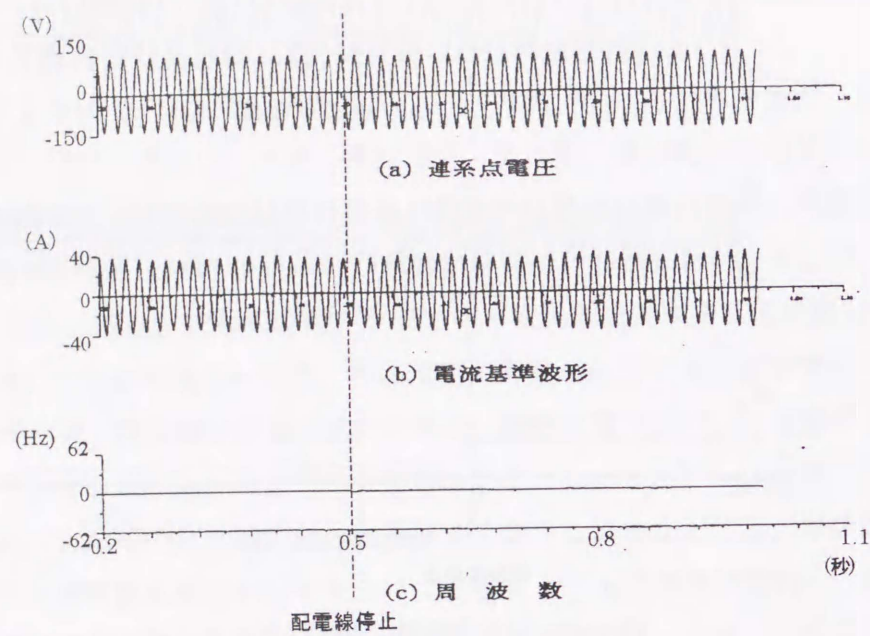


図 4.8 単独運転時の特性(ケース 3-4)

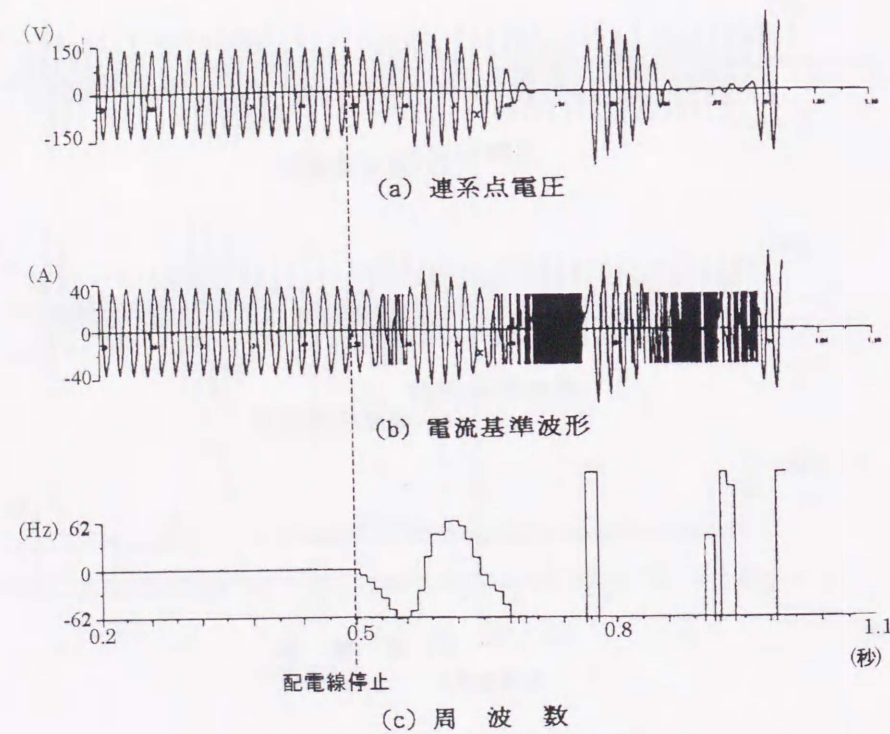


図 4.9 単独運転時の特性(ケース 4-1)

表 4.3 シミュレーション結果
(P = 0%, Q = 0%)

ケース	太陽光発電(A)	太陽光発電(B)	太陽光発電(C)	防止可否	
1-1	単独運転防止種類	無し	無し	無し	×
	電圧変化値 (V)	0.0	0.0	0.0	
	周波数変化率(Hz)	0.0	0.0	0.0	
2-1	単独運転防止種類	周波数シフト	無し	無し	×
	電圧変化値 (V)	0.0	0.0	0.0	
	周波数変化率(Hz)	-1.1	-1.1	-1.1	
2-2	単独運転防止種類	周波数シフト	周波数シフト	無し	○
	電圧変化値 (V)	0.0	0.0	0.0	
	周波数変化率(Hz)	-1.2	-1.2	-1.2	
2-3	単独運転防止種類	周波数シフト	周波数シフト	周波数シフト	○
	電圧変化値 (V)	0.0	0.0	0.0	
	周波数変化率(Hz)	-1.2	-1.2	-1.2	
3-1	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	無し	無し	×
	電圧変化値 (V)	+/-10	+/-10	+/-10	
	周波数変化率(Hz)	-0.05~0.02	-0.05~0.02	-0.05~0.02	
3-2	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	出力電力変動(0)	無し	○
	電圧変化値 (V)	+/-30	+/-30	+/-30	
	周波数変化率(Hz)	-0.1~0.3	-0.1~0.3	-0.1~0.3	
3-3	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	出力電力変動(0)	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	発散	発散	発散	
	周波数変化率(Hz)	発散	発散	発散	
3-4	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	出力電力変動(120)	出力電力変動(240)	×
	電圧変化値 (V)	0.0	0.0	0.0	
	周波数変化率(Hz)	0.0	0.0	0.0	
4-1	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	発散	発散	発散	
	周波数変化率(Hz)	発散	発散	発散	
4-2	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(180)	出力電力変動(180)	○
	電圧変化値 (V)	発散	発散	発散	
	周波数変化率(Hz)	発散	発散	発散	
4-3	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	出力電力変動(180)	×
	電圧変化値 (V)	-2~2	-2~2	-2~2	
	周波数変化率(Hz)	-0.5~0.4	-0.5~0.4	-0.5~0.4	
4-4	単独運転防止種類	周波数シフト	周波数シフト	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	発散	発散	発散	
	周波数変化率(Hz)	発散	発散	発散	
5-1	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	無し	○
	電圧変化値 (V)	発散	発散	発散	
	周波数変化率(Hz)	発散	発散	発散	

注) ・出力電力変動の()は変動の位相値(度)

・単独運転検出可否の△は0.5秒平均を取ると不検出となるケース

表 4.4 シミュレーション結果
(P = 10%, Q = 0%)

ケース	太陽光発電(A)	太陽光発電(B)	太陽光発電(C)	防止可否
1-1	単独運転防止種類	無し	無し	×
	電圧変化値 (V)	-1.6~10	-1.6~10	
	周波数変化率(Hz)	0.0~0.34	0.0~0.34	
2-1	単独運転防止種類	周波数シフト	無し	×
	電圧変化値 (V)	-1.7~9.5	-1.8~9.4	
	周波数変化率(Hz)	-0.57~0.0	-0.57~0.0	
2-2	単独運転防止種類	周波数シフト	周波数シフト	○
	電圧変化値 (V)	-1.5~9.2	-1.5~9.2	
	周波数変化率(Hz)	-1.06~0.0	-1.06~0.0	
2-3	単独運転防止種類	周波数シフト	周波数シフト	×
	電圧変化値 (V)	-1.6~9.2	-1.6~9.2	
	周波数変化率(Hz)	-0.94~0.0	-0.94~0.0	
3-1	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	無し	×
	電圧変化値 (V)	-4.6~12.6	-4.6~12.6	
	周波数変化率(Hz)	-0.3~0.07	-0.3~0.07	
3-2	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	出力電力変動(0)	△
	電圧変化値 (V)	-15.0~20.9	-15.0~20.9	
	周波数変化率(Hz)	-0.27~0.71	-0.27~0.71	
3-3	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	-74.5~62.5	-74.5~62.5	
	周波数変化率(Hz)	-0.72~8.63	-0.72~8.63	
3-4	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	出力電力変動(120)	×
	電圧変化値 (V)	-1.6~10.1	-1.6~10.1	
	周波数変化率(Hz)	-0.34~0.0	-0.34~0.0	
4-1	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	-106.3~74.1	-106.3~74.1	
	周波数変化率(Hz)	-39.5~5.4	-39.5~5.4	
4-2	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(180)	○
	電圧変化値 (V)	-106.4~80.5	-106.4~80.5	
	周波数変化率(Hz)	-39.5~5.4	-39.5~5.4	
4-3	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	×
	電圧変化値 (V)	-1.6~8.4	-1.6~8.4	
	周波数変化率(Hz)	-0.61~0.0	-0.61~0.0	
4-4	単独運転防止種類	周波数シフト	周波数シフト	○
	電圧変化値 (V)	-106.3~62.9	-106.3~62.9	
	周波数変化率(Hz)	-35.3~14.0	-35.3~14.0	
5-1	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	△
	電圧変化値 (V)	-18.1~23.8	-18.1~23.8	
	周波数変化率(Hz)	-1.21~0.44	-1.21~0.44	

注) ・出力電力変動の () は変動の位相値 (度)

・単独運転検出可否の△は0.5秒平均を取ると不検出となるケース

表 4.5 シミュレーション結果
(P = -10%, Q = 0%)

ケース	太陽光発電(A)	太陽光発電(B)	太陽光発電(C)	防止可否
1-1	単独運転防止種類	無し	無し	△
	電圧変化値 (V)	-26.4~13.1	-26.4~13.1	
	周波数変化率(Hz)	-0.02~0.32	-0.02~0.32	
2-1	単独運転防止種類	周波数シフト	無し	△
	電圧変化値 (V)	-19.3~4.9	-19.3~4.9	
	周波数変化率(Hz)	-0.81~0.0	-0.81~0.0	
2-2	単独運転防止種類	周波数シフト	周波数シフト	○
	電圧変化値 (V)	-17.4~13.0	-17.4~13.0	
	周波数変化率(Hz)	-2.03~0.0	-2.03~0.0	
2-3	単独運転防止種類	周波数シフト	周波数シフト	○
	電圧変化値 (V)	-15.4~1.2	-15.4~1.2	
	周波数変化率(Hz)	-2.46~0.0	-2.46~0.0	
3-1	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	無し	△
	電圧変化値 (V)	-32.1~21.7	-32.1~21.7	
	周波数変化率(Hz)	-0.05~0.68	-0.05~0.68	
3-2	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	-54.0~37.7	-54.0~37.7	
	周波数変化率(Hz)	-0.26~2.81	-0.26~2.81	
3-3	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	-95.1~54.1	-95.1~54.1	
	周波数変化率(Hz)	-0.85~9.39	-0.85~9.39	
3-4	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	出力電力変動(120)	△
	電圧変化値 (V)	-23.0~9.5	-23.0~9.5	
	周波数変化率(Hz)	0.0~0.28	0.0~0.28	
4-1	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	-106.4~71.7	-106.4~71.7	
	周波数変化率(Hz)	-41.0~22.2	-41.0~22.2	
4-2	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(180)	○
	電圧変化値 (V)	-106.4~71.7	-106.4~71.7	
	周波数変化率(Hz)	-40.8~11.3	-40.8~11.3	
4-3	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	△
	電圧変化値 (V)	-20.0~4.7	-20.0~4.7	
	周波数変化率(Hz)	-0.86~0.0	-0.86~0.0	
4-4	単独運転防止種類	周波数シフト	周波数シフト	○
	電圧変化値 (V)	-106.4~59.7	-106.4~59.7	
	周波数変化率(Hz)	-45.6~14.3	-45.6~14.3	
5-1	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	-105.2~59.8	-105.2~59.8	
	周波数変化率(Hz)	-21.7~3.93	-21.7~3.93	

注) ・出力電力変動の () は変動の位相値 (度)

・単独運転検出可否の△は0.5秒平均を取ると不検出となるケース

表 4.6 シミュレーション結果
(P = 0%, Q = 10%)

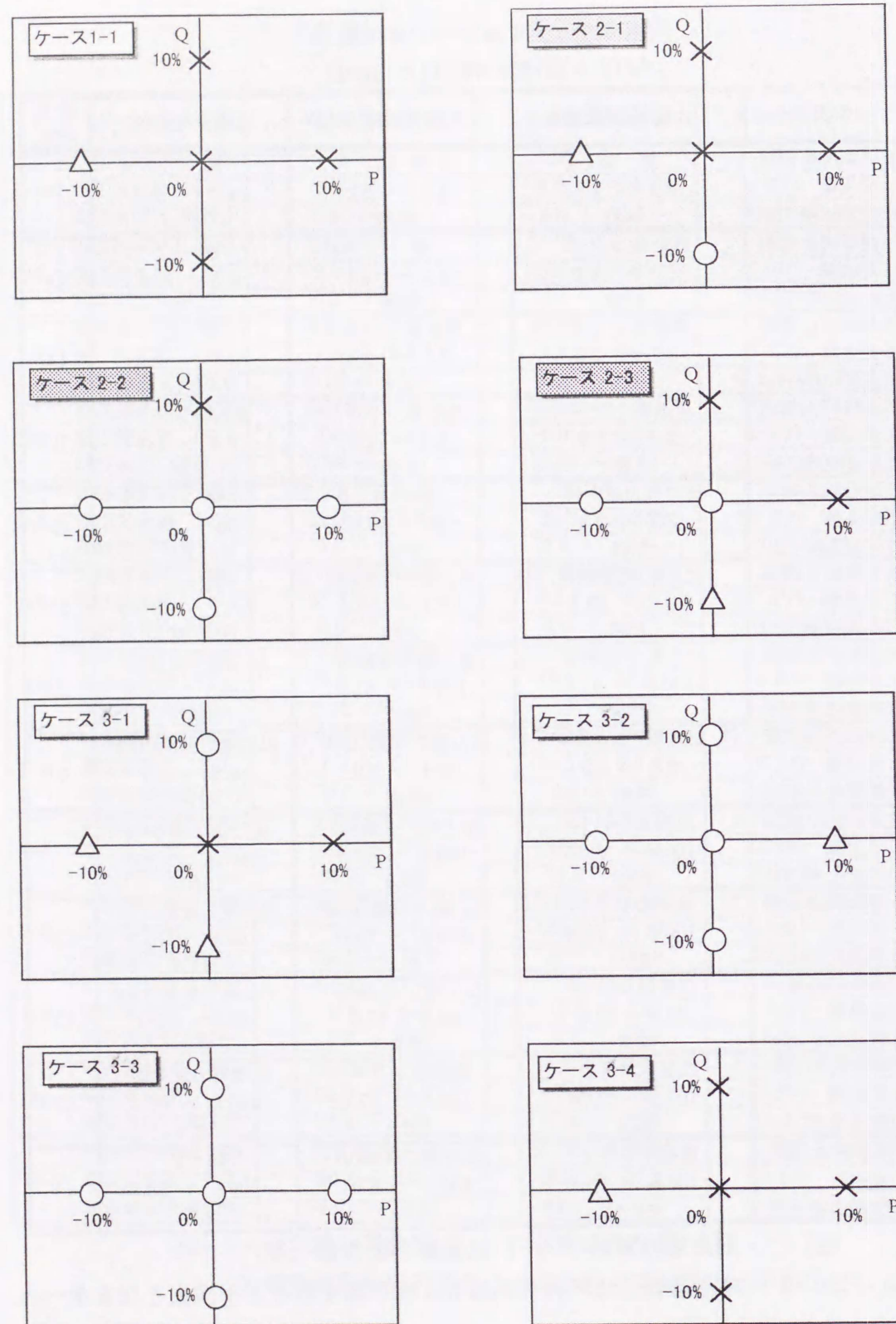
ケース	太陽光発電(A)	太陽光発電(B)	太陽光発電(C)	防止可否
1-1	単独運転防止種類	無し	無し	×
	電圧変化値 (V)	-1.9 ~ -1.2	-1.9 ~ -1.2	
	周波数変化率(Hz)	0.0 ~ 0.81	0.0 ~ 0.81	
2-1	単独運転防止種類	周波数シフト	無し	×
	電圧変化値 (V)	-2.0 ~ -0.8	-2.0 ~ -0.8	
	周波数変化率(Hz)	0.0 ~ 0.52	0.0 ~ 0.52	
2-2	単独運転防止種類	周波数シフト	無し	×
	電圧変化値 (V)	-1.8 ~ -0.5	-1.8 ~ -0.5	
	周波数変化率(Hz)	-0.12 ~ 0.04	-0.12 ~ 0.04	
2-3	単独運転防止種類	周波数シフト	周波数シフト	×
	電圧変化値 (V)	-2.0 ~ -0.6	-2.0 ~ -0.6	
	周波数変化率(Hz)	-0.08 ~ 0.33	-0.08 ~ 0.33	
3-1	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	無し	○
	電圧変化値 (V)	-32.3 ~ 32.8	-32.3 ~ 32.8	
	周波数変化率(Hz)	0.0 ~ 2.34	0.0 ~ 2.34	
3-2	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	-57.4 ~ 49.9	-57.4 ~ 49.9	
	周波数変化率(Hz)	0.0 ~ 6.8	0.0 ~ 6.8	
3-3	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	-79.5 ~ 66.9	-79.5 ~ 66.9	
	周波数変化率(Hz)	-0.12 ~ 12.5	-0.12 ~ 12.5	
3-4	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	出力電力変動(120)	×
	電圧変化値 (V)	-6.1 ~ 2.7	-6.1 ~ 2.7	
	周波数変化率(Hz)	0.0 ~ 0.83	0.0 ~ 0.83	
4-1	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	-105.9 ~ 83.1	-105.9 ~ 83.1	
	周波数変化率(Hz)	-31.0 ~ 8.9	-31.0 ~ 8.9	
4-2	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(180)	○
	電圧変化値 (V)	-105.9 ~ 71.0	-105.9 ~ 71.0	
	周波数変化率(Hz)	-29.2 ~ 11.9	-29.2 ~ 11.9	
4-3	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	×
	電圧変化値 (V)	-5.5 ~ 2.6	-5.5 ~ 2.6	
	周波数変化率(Hz)	0.0 ~ 0.57	0.0 ~ 0.57	
4-4	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	-105.9 ~ 56.7	-105.9 ~ 56.7	
	周波数変化率(Hz)	-21.4 ~ 9.72	-21.4 ~ 9.72	
5-1	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	△
	電圧変化値 (V)	-20.3 ~ 16.2	-20.3 ~ 16.2	
	周波数変化率(Hz)	-0.01 ~ 1.02	-0.01 ~ 1.02	

注) ・出力電力変動の()は変動の位相値(度)
 ・単独運転検出可否の△は0.5秒平均を取ると不検出となるケース

表 4.7 シミュレーション結果
(P = 0%, Q = -10%)

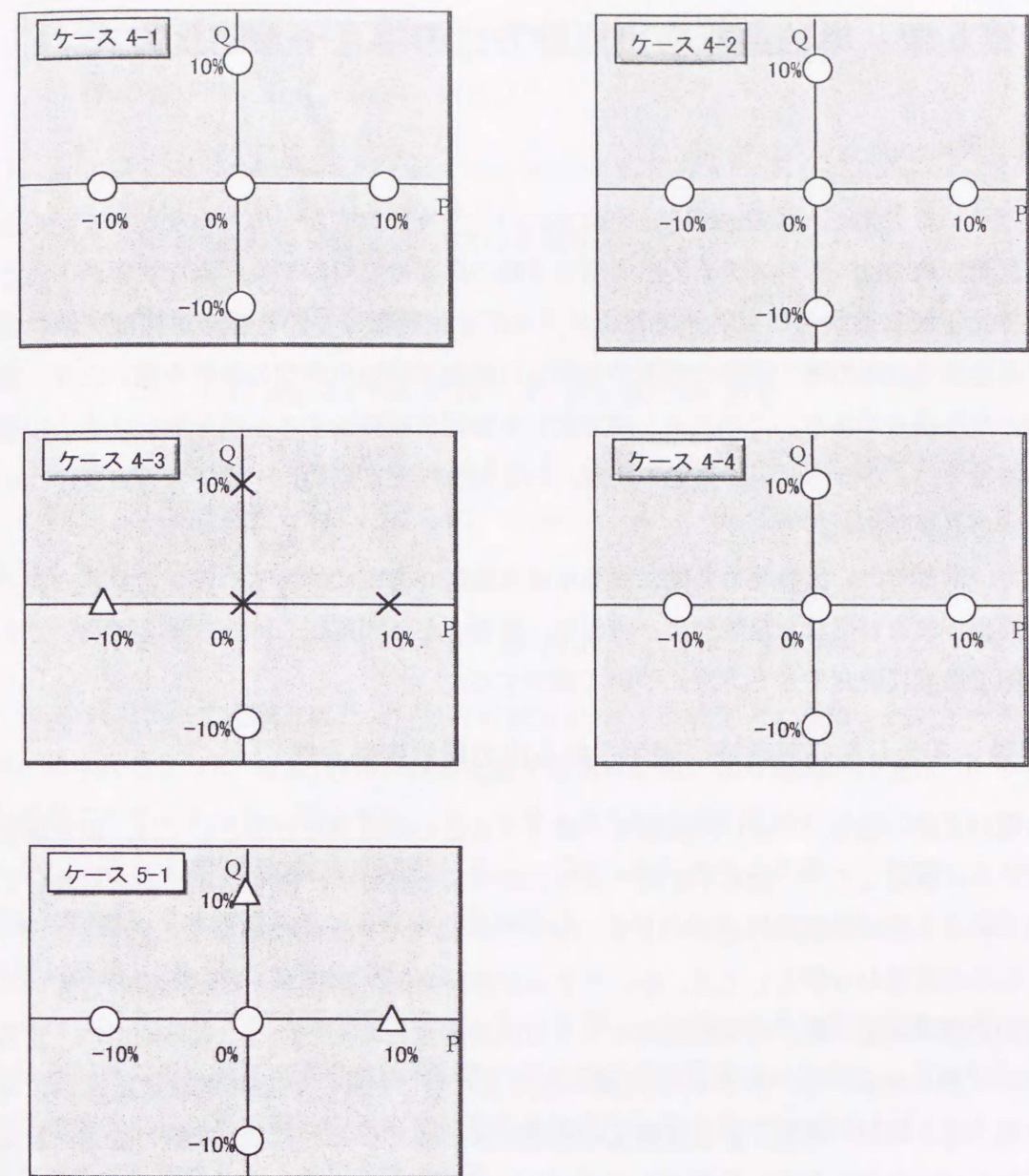
ケース	太陽光発電(A)	太陽光発電(B)	太陽光発電(C)	防止可否
1-1	単独運転防止種類	無し	無し	×
	電圧変化値 (V)	-4.2 ~ -1.1	-4.2 ~ -1.1	
	周波数変化率(Hz)	-0.82	-0.82	
2-1	単独運転防止種類	周波数シフト	無し	○
	電圧変化値 (V)	-3.5 ~ -1.2	-3.5 ~ -1.2	
	周波数変化率(Hz)	-1.39	-1.39	
2-2	単独運転防止種類	周波数シフト	周波数シフト	○
	電圧変化値 (V)	-3.7 ~ -0.4	-3.7 ~ -0.4	
	周波数変化率(Hz)	-2.1	-2.1	
2-3	単独運転防止種類	周波数シフト	周波数シフト	△
	電圧変化値 (V)	-3.4 ~ 0.3	-3.4 ~ 0.3	
	周波数変化率(Hz)	-2.36	-2.36	
3-1	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	無し	○
	電圧変化値 (V)	-38. ~ 33.9	-38. ~ 33.9	
	周波数変化率(Hz)	-1.01	-1.01	
3-2	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	-73.1 ~ 55.4	-73.1 ~ 55.4	
	周波数変化率(Hz)	-1.46	-1.46	
3-3	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	-106.8 ~ 41.9	-106.8 ~ 41.9	
	周波数変化率(Hz)	-46.7	-46.7	
3-4	単独運転防止種類	出力電力変動(0)	出力電力変動(120)	×
	電圧変化値 (V)	-8.8 ~ 2.9	-8.8 ~ 2.9	
	周波数変化率(Hz)	-0.87	-0.87	
4-1	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	-106.8 ~ 69.8	-106.8 ~ 69.8	
	周波数変化率(Hz)	-39.9	-39.9	
4-2	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(180)	○
	電圧変化値 (V)	-106.8 ~ 75.8	-106.8 ~ 75.8	
	周波数変化率(Hz)	-41.9	-41.9	
4-3	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	-22.9 ~ 15.0	-22.9 ~ 15.0	
	周波数変化率(Hz)	-2.2	-2.2	
4-4	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	-106.8 ~ 57.6	-106.8 ~ 57.6	
	周波数変化率(Hz)	-32.2	-32.2	
5-1	単独運転防止種類	周波数シフト	出力電力変動(0)	○
	電圧変化値 (V)	-100.6 ~ 63.1	-100.6 ~ 63.1	
	周波数変化率(Hz)	-13.1	-13.1	

注) ・出力電力変動の()は変動の位相値(度)
 ・単独運転検出可否の△は0.5秒平均を取ると不検出となるケース



注) ○ ; 検出, △ ; 0.5 秒平均を取ると不検出, × ; 不検出

図 4.10 単独運転検出特性 (その 1)



注) ○ ; 検出, △ ; 0.5 秒平均を取ると不検出, × ; 不検出

図 4.11 単独運転検出特性 (その 2)

第5章 単独運転検出能動方式の相互干渉防止方式

5-1 緒言

前章で示したように、単独運転防止能動方式の中で有効方式の一つとみなされている出力電力変動方式では、各システムの出力電力変動の周期や位相がランダムな状態にあると、配電線停止区間に複数台の太陽光発電システムが並列運転している場合に相互干渉が発生し、系全体では出力電力変動の効果が相殺され単独運転検出時間の遅延を招いたり、検出不能となる場合がある。このため、同方式を不特定多数普及する小型分散システムに適用する場合には、各システムの変動の周期、および位相を自動的に一致させる方式について確立する必要がある。

そこで、本章では、出力電力変動による単独運転防止方式において、各システムの出力変動の周期、および位相を自動的に一致させ、複数台が並列運転している場合においても単独運転を確実に防止できる方策について検討する。

5-2 複数システム並列運転時に適用される出力電力変動方式

出力電力変動の位相、および周波数を一致させるための確実な方法としては、信号線を各システムに接続して、一括集中制御する方式が考えられるが、住宅システムを対象とした場合、コスト面から現実的とはいえず、システム個々で自立的に実施する必要がある。

このための有効な方策としては、各システムが常時共通に認識できる配電線の何等かの電気変動を基準に出力電力の変動制御を行う方式が適当と考えられる。具体的には、定常時において最も確実に各システムの同期が取れるものと判断される配電線電圧波形に着目し、出力電力変動の周期を配電線電圧の周期に同じにとるとともに、変動の位相を配電線電圧波形の瞬時値を基準に設定する方式が有効と考えられる⁽⁴⁴⁾。

そこで本章では、以上の方式に着目し、その具体的制御方法と適用可能性について検討する。

この方式において特に留意すべき点は、配電線電圧の極性の異なる各半サイクル間において、出力電流の実効値を一致させる必要がある。これが異なると出力電流に顕著な直流分が重畳し、柱上変圧器の偏磁現象を引き起こすなど系統に悪影響を及ぼす可能性がある。

そこで、これを満足させる具体的方式として、図5.1に示した V_{in} を基準に、 V_{in} と V_{ref} の間に周期的に変動する位相差を与え、この位相差における各時点の変動の大きさを、同時点の配電線電圧瞬時値をもとに設定する方式を考える。

すなわち、 V_{ref} を時間関数 $V_{ref}(t)$ で表わすものとし、さらにこの位相を時間の関数 $\theta(t)$ で表わす。これにより、

$$\begin{aligned} V_{ref}(t) &= V_o \exp[j\{\omega t + \theta(t)\}] \\ &= V_o(\cos \omega t + j \sin \omega t) \{\cos \theta(t) + j \sin \theta(t)\} \end{aligned} \quad (5.1)$$

ここに、 V_o は V_{in} の絶対値。(5.1)式の実部をとって、

$$\begin{aligned} V_{ref}(t) &= \operatorname{Re} V_{ref}(t) \\ &= V_o \cos \omega t \cos \theta(t) - V_o \sin \omega t \sin \theta(t) \end{aligned} \quad (5.2)$$

ここで、 V_{in} として $v(t) = V_o \cos \omega t$ を与え、また、 $\theta(t)$ を $v(t)$ の関数で表わし、 $\theta(t) = A v(t)$ (A は定数) とおく。さらに、 $\sin \omega t = -\omega^{-1} d/dt \cos \omega t$ を用いて(5.1)式をまとめると、

$$V_{ref}(t) = v(t) \cos \{A v(t)\} + \omega^{-1} d/dt v(t) \sin \{A v(t)\} \quad (5.3)$$

(5.3)式によって変調された $V_{ref}(t)$ の波形と $v(t)$ の波形との関係を図5.1に示す。同図に示されるように $V_{ref}(t)$ の $v(t)$ に対する進み位相、遅れ位相の状況は、0 クロス点を基準に半サイクル毎に変化する一方、半サイクル毎の実効値は同一となっていることがわかる。最も重要な出力電力変動のタイミングは、各システム共通して認識できる配電線電圧瞬時値により決定しているため、基本的に、このタイミングのずれによる変動の相互干渉は発生しないものとみなせる。

さらに、ガイドラインの推奨方策にもとづき⁽³⁰⁾、一般的に出力電力変動方式において単独運転時に最も顕著に変動する周波数の変化値を位相変動値に加算し、正のフィードバック効果により、単独運転防止効果を高める方式を併用する⁽⁴⁴⁾。すなわち、 A を周波数変化値の関数で表わし、次式で定義する。

$$A = A' + A'' |f - f_0| \quad (5.4)$$

ここに A' 、 A'' は定数、 f_0 は基準周波数 (=50Hz、または60Hz) である。以下、定常状態において系統周波数が基準周波数に一致しているものとする、定常状態では(5.4)式の右辺第2項目は A'' 値によらず常に0となり、位相変動の大きさは A' 値に d より定まる。この値が大きいほど、配電線停止時における電圧、周波数等変化の初期値が大きくなり、単独運転防止効果が高まるが、反面、定常時において、運転力率や電流歪みの低下を招く。このため A' 値は定常時の電力品質特性の維持を考慮に入れて定める必要がある。 A'' 値は配電線停止後の発散の特性を定める定数である。これは、 A' 値により決定される配電線停止時の電圧、周波数等の初期変化をもとに、電圧、周波数等を確実に発散させ、決められ

た時間内に太陽光発電システムがこれらの発散を検出して停止するように定める必要がある。

(5.4)式を(5.3)式に代入し、まとめると、

$$V_{ref}(t) = v(t) \cos\{ (A' + A'' |f - f_0|) v(t) \} + (2\pi f)^{-1} d/dt v(t) \sin\{ (A' + A'' |f - f_0|) v(t) \} \quad (5.5)$$

これにより、本方式の制御ブロックは図5.2となる。

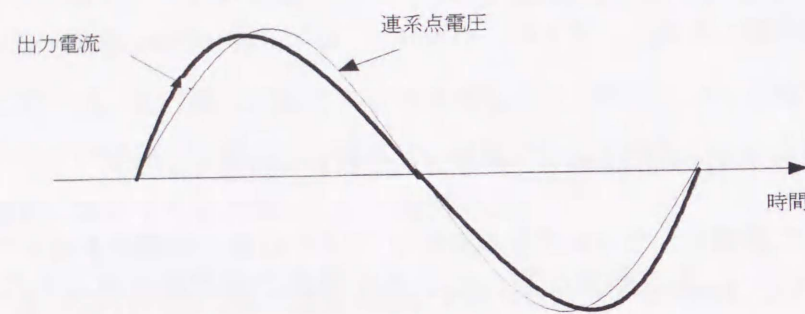


図5.1 連系点電圧波形と出力電流波形の関係

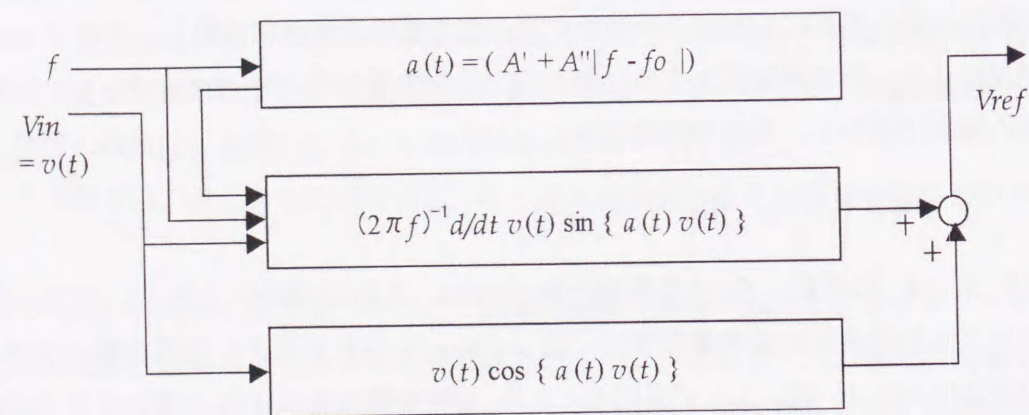


図5.2 考案方式の制御ブロック

5-3 考案方式の適用可能性の検証

開発したシミュレーションモデルを用いて、考案した単独運転防止方式の適用可能性について検証する。

はじめに、定常時において、インバータの運転力率、および出力電流歪み率が現状の系統連系ガイドラインの規定レベル以下となるように定数 A' の範囲を定める。

このために、 A' 値をパラメータとして太陽光発電システム1台によるシミュレーションを実施し、定常時における値とインバータ運転力率、および電流歪み率の関係について求める。(5.4)式の右辺第2項は、定常状態において系統周波数が基準周波数に一致しているものとし0におく。その他、太陽光発電システムの各定数は4章の表4.1で設定したものと同じとする。

運転力率を $\cos \theta(t)$ で与えるものとする、時間とともに変動する。そこで、最もシビアな条件として、この中の最小値を取り上げ評価値とする。また電流歪み率は1サイクル分のFFT解析により求めたものを評価値とする。

結果を図5.3、および図5.4に示す。図5.4の各次電流歪み率は各次数の中の最大値を示す。ここで、ガイドラインでは運転力率は0.95以上、出力電流歪み率は総合5%、各次3%以下に押さえることを推奨している⁽³¹⁾。これらにもとづき評価すると、 A' 値は特に各次電流歪み率に制限を受け、ガイドライン値を満足するためには概略0.04(rad./V)以下に設定する必要があることがわかる。各次電流歪み率が最大となる次数はいずれも2次である。

次に A' を上記の範囲を満足するものとして0.03(rad./V)に固定し、4章で示した2kW級システム3台の並列運転によるシミュレーションモデルにより、複数台並列運転時における配電線停止時の諸パラメータの変動特性、およびそれに伴う全インバータ停止に至るまでの時間についてシミュレーション解析する。各定数は従来方式との比較評価のため、単独運転防止機能を除き4章で設定した条件と同じに設定する。

A'' はパラメータとして種々変化させた。また単独運転の検出要素は、整定値に対する変化の割合が最も顕著である周波数異常とする。検出条件は現状の系統連系ガイドラインに従い、周波数絶対値で基準値+1%とする。

結果のうち図5.5には A'' 値を0.1(rad./V/Hz)に設定した場合の配電線停止前後の各変動特性を示す。発電量と負荷量の関係は完全平衡状態においたものである。これにより、

配電線停止後は周波数絶対値が大きく増加することがわかる。また同図には出力電流位相の変動状況も示す。これにより、配電線停止後はこの変動幅が増加しており、周波数変動がフィードバックされ、出力電力の変動が確実に増加していることがわかる。

図5.6には、同じく発電量、負荷量完全平衡状態における A'' 値と配電線停止から周波

数が検出値 (=変化値の絶対値で 1%以上) に達するまでの時間との関係を示す。これにより A' 値が $0.05(\text{rad./V/Hz})$ 以下の領域では周波数変化値が小さく不検出となるが、それ以上に設定すると検出可能となり、また、検出に要する時間は A' 値の増加とともに顕著に減少する結果が得られた。さらに、これらの検出時間はガイドラインに規定されている解列時限 1 秒以内という条件を達成できることがわかる。

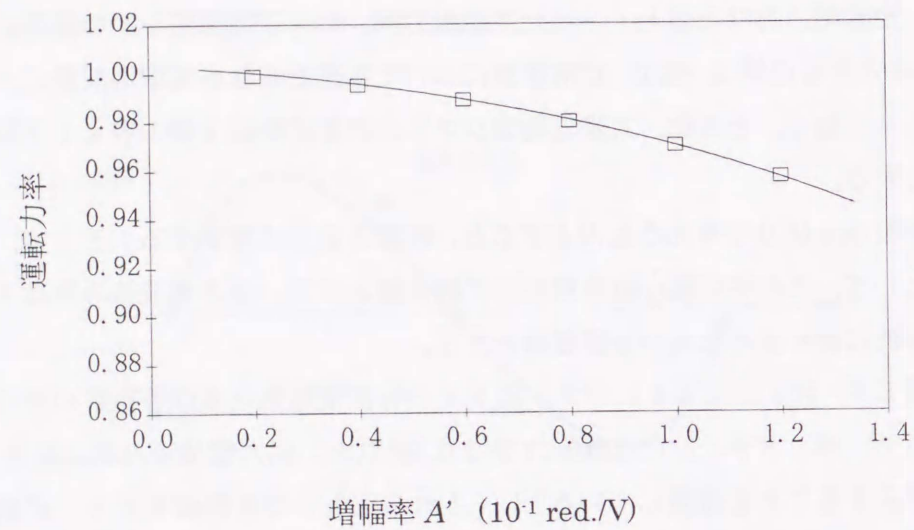


図 5.3 増幅率 A' と定常時の運転力率との関係

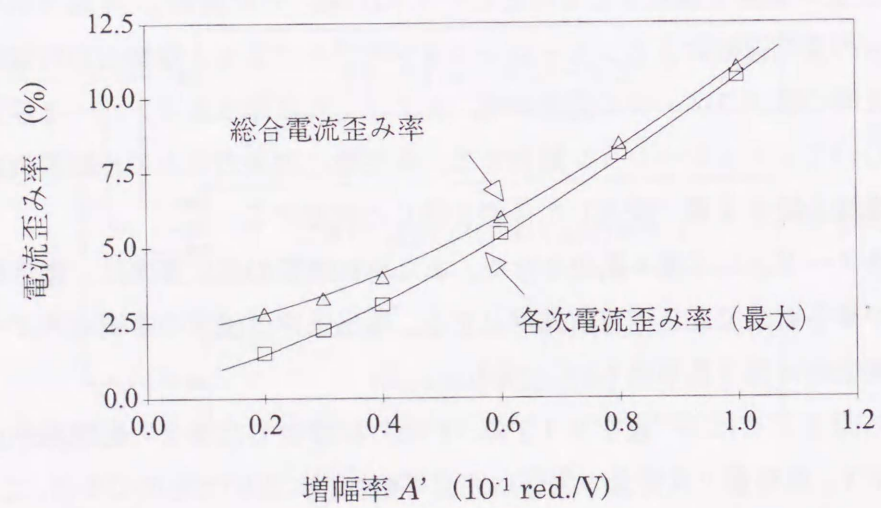


図 5.4 増幅率 A' と定常時の電流歪率との関係

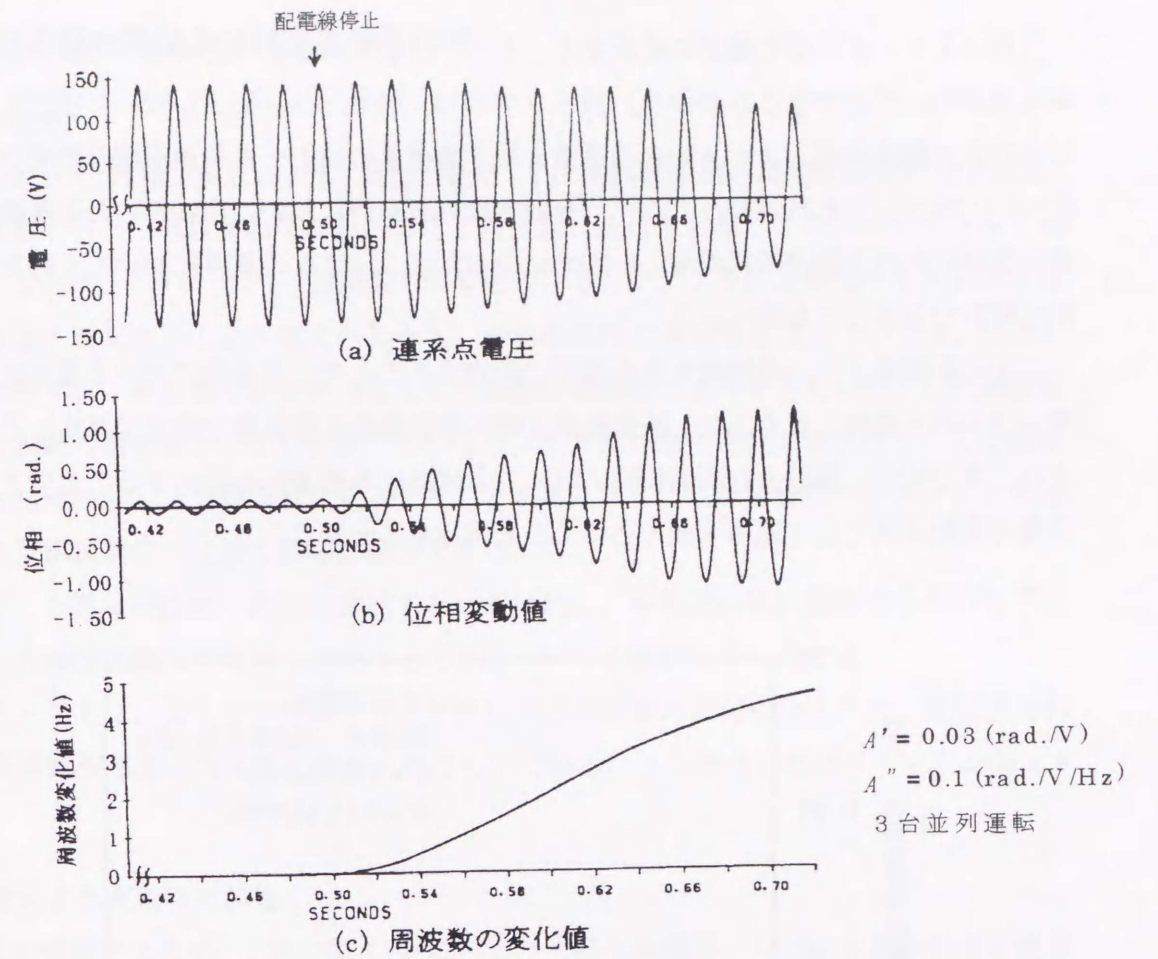


図 5.5 考案方式採用時の配電線停止時の運転特性

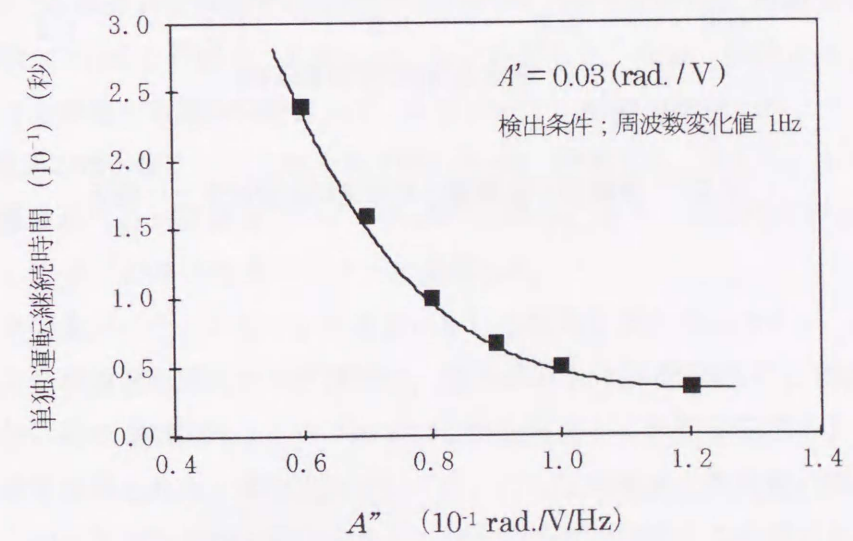


図 5.6 A'' と単独運転継続時間との関係

これにより、 A' 値を適切に設定することで、配電線停止後に諸特性が発散し、単独運転を効果的に防止できるがわかる。図 5.7 には A' 値を $0.1(\text{rad./V/Hz})$ に設定した場合における太陽光発電システム総合発電量と総合負荷量の比と、単独運転継続時間との関係について示す。これにより、これまで複数台並列運転時において現れていた発電量、負荷量平衡時における継続時間の著しい増大はみられず、いずれの条件においても確実に短時間で解列できることを明らかとした。

以上の各結果より、各制御定数を適切に設定することで、定常時における電力品質が規定レベル内に維持される上で、配電線停止時に単独運転を短時間で検出できることが確認され、本方式が、複数台並列運転時においても確実に単独運転を防止することのできる出力電力変動方式として適用可能であることを明らかにした。

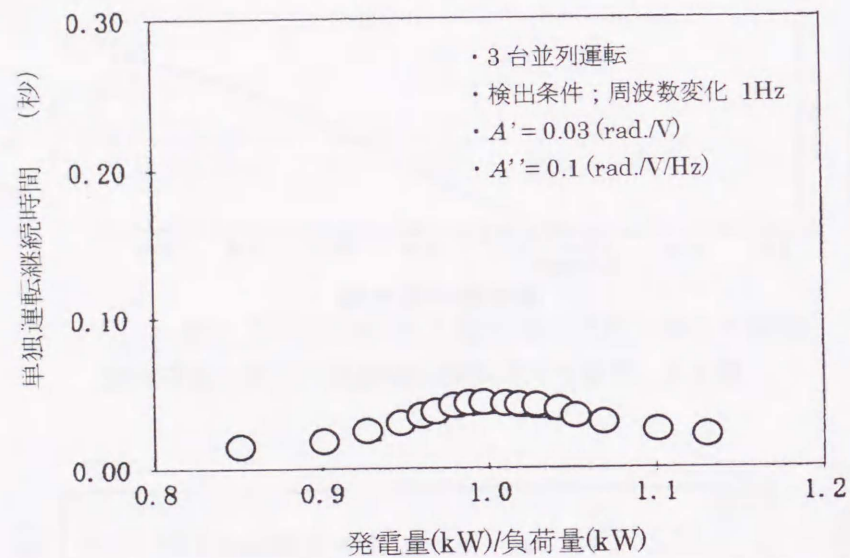


図 5.7 発電量/負荷量と単独運転継続時間との関係

5-4 2次高調波電圧急増検出による方式

(1) 基本原理

上述のように、考案方式においては出力電流に2次高調波成分が比較的顕著に含まれる。これに着目すると、単独運転時においては、周波数が増加する他、インバータからみて高調波インピーダンスの小さい系統電源が切り離されることにより、連系点の2次高調波電圧値が顕著に増加することが考えられる⁽⁴⁷⁾。単独運転時の高調波電圧については、後述の6章でも示すが、負荷量や負荷から発生する高調波電流値に依存するものの、2次高調波のように系統の潜在量が小さい次数については、同次数が出力電流に含まれていると配電線停止と同時にステップ関数状に増加することが見込まれ、これを検出パラメータとすることにより単独運転の迅速な検出が期待できる。

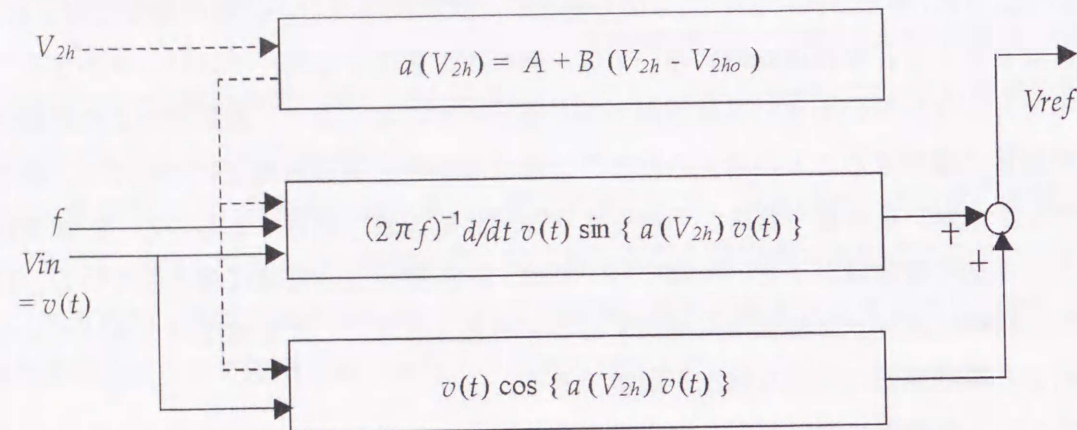
そこで、上述の周波数の変化を検出する方式の他に、単独運転時に発生するものと予想される2次高調波電圧の増分を検出する方式についても検討してみる。

考え方としては、図 5.2 の制御ブロックにおける周波数の増分の代わりに、連系点における2次高調波電圧の増分値を取り入れるものである。この場合の制御ブロックを図 5.8 に示す。

(2) 実験による有効性の評価

本方式を評価するため、3章の図 3.10 に示した太陽光発電用インバータ実験設備を使用したインバータ一台による実験を行った。インバータは六甲アイランド実験設備用として製作されたプロトタイプ 3kW 級電流制御型で、仕様は図 3.2、図 3.4、および表 4.1 に準ずるものである。本方式を実施する回路は別途製作し、図 3.4 の V_{in} 、 V_{ref} 間に接続した。図 5.8 の係数 A は(2)と同様に、 $0.03(\text{rad./V})$ に設定した。なお、係数 B は2次高調波電圧の初期増分を評価する基本実験として、0 においた。単独運転検出パラメータとしては2次高調波電圧の増分値とし、これを暫定的に0.5%に設定した。さらに、太陽電池アレイ模擬電源装置における太陽電池アレイ I-V 特性は同じく表 5.1 の特性に設定した。また、回生負荷としては、100W の誘導モーターを使用した。

発電量と負荷量がバランスしている場合における結果を図 5.9 に示す。これにより、配電線停止により単独運転開始とほぼ同時に、連系点の2次高調波電圧は100V ベースでステップ関数状に約0.8%増加し、インバータはこれを検出して単独運転開始より約1.0秒後に停止する結果が得られた。本方式については、さらに発電量と負荷量の関係や、太陽光発電システムの並列運転台数を変化させて、種々の条件で検証する必要があるが、以上により、2次高調波電圧を検出条件とする方式が適用可能であることを検証した。



V_{in} ; 系統電圧波形信号値 (V)
 V_{2h} ; 系統2次電圧歪み率 (%)
 V_{2o} ; 定常時の系統2次電圧歪み率 (%)
 f ; 系統周波数 (Hz)
 A ; 定数 (rad/V)
 B ; 定数 (rad/V/%)
 V_{ref} ; 系統電圧参照信号値 (V)

図 5.8 2次高調波電圧増分を考慮した方式の制御ブロック

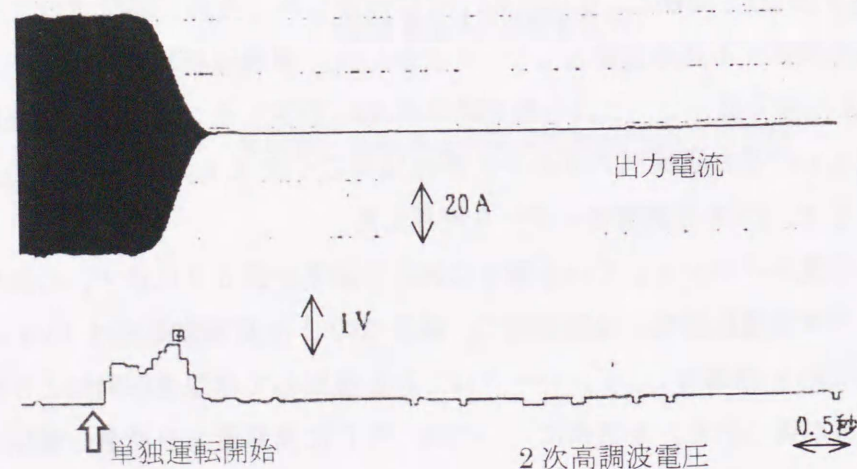


図 5.9 2次高調波電圧増分に関する実験結果

(3) 高密度連系への適用可能性についての考察

次に、複数台の太陽光発電システムが並列運転している場合における本検出方式の適用性について考察する。

複数台の太陽光発電システムが並列運転している状態で、システム間の出力電力変動の位相が一致していない場合には、2次高調波電流の位相もシステム間で不均一となり、その結果、システム間で2次高調波電流の循環が生じ、単独運転時において2次高調波電圧の発生が大きく抑制される可能性がある。

基本的に、5-2節に示した方式を個々のシステムに適用する限り、システム間の出力電力変動の位相を一致させることができ、このような問題は生じないものと判断される。しかしながら、大量の太陽光発電システムが一配電線に分散連系し、それぞれが同一配電線内の他地点の負荷へも電力を供給するものとする、配電線の線路定数により、単独運転時には地点によって出力電力変動の基準となる基本波電圧の位相が異なるものとなり、その結果、場合によっては2次高調波電流がシステム間で循環してしまい、2次高調波電圧の発生が抑制される可能性がある。

そこで、このような高密度連系時において、最大ケースでどの程度の位相差が生じるか考察する。配電線モデルは、わが国における住宅地区の標準的なものとして図 5.10 に示す 6.6kV 高压配電線モデルを与える。なお、当配電線モデルの詳細については、第8章の表 8.2 に示す。

一般的には太陽光発電システム、ならびに負荷は配電線上に分散設置されることとなるが、ここでは単独運転時において、太陽光発電システム間での電圧の位相差が最も大きくなり、かつ2次高調波電流の循環が最も顕著に生じるケースを考える。すなわち、負荷量、ならびに太陽光発電システムの総容量は一配電線の定格である 3MW に設定するとともに、太陽光発電システムを2群に均等分割に、それぞれを配電線送り出し端、および末端に集中配置させる。さらに負荷は末端に集中配置させる。なお、低圧配電線における電圧位相の変化は簡単のためここでは無視するものとする。

その結果、単独運転時での太陽光発電群間の基本波電圧の位相差は約 2.2 度となる。これにより、2次高調波電流の位相差は 4.4 度程度となり、本位相差から生じる単独運転時の2次高調波電圧値の低減は殆ど無視できる程度といえる。

以上により、本章で示した瞬時出力変動値制御方式、ならびに本能動方式適用時の具体的検出方式となる2次高調波電圧急増検出方式は、一般的には、太陽光発電システムの高密度連系時において配電線各地点の基本波電圧の位相差が最も大きくなるようなケースでも、適用可能であるものといえる。

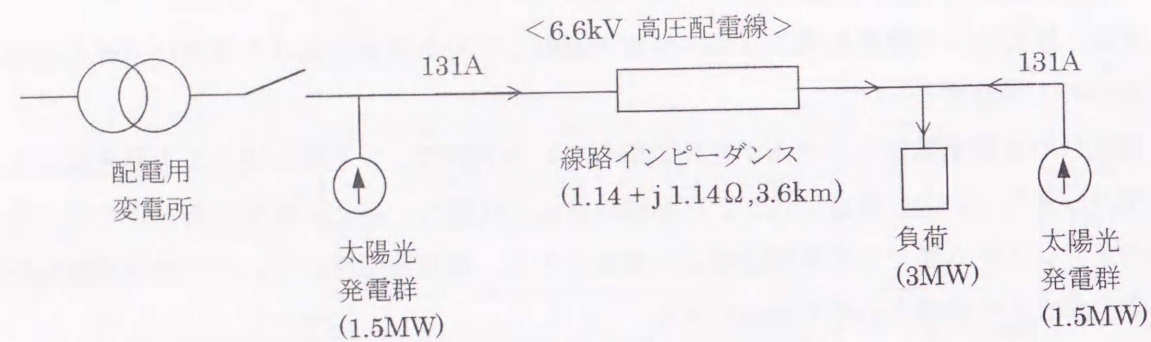


図 5.10 太陽光発電システムが連系した配電線モデル

5-5 結 言

出力電力変動による単独運転防止方式において、各システムの出力変動の周期、および位相を自動的に一致させ、複数台が並列運転している場合においても単独運転を確実に防止できる方策について検討し、次の結果を得た。

- (1) 出力電力変動による単独運転防止方式において、これまで課題となっていた複数台並列運転時に適用される方式として、インバータ出力電流の位相に周期変動を与え、各時の位相の変動値を、各システム共通に認識できる配電線電圧波形の瞬時値を基準に設定する新しい出力電力変動方式を考案した。
- (2) 六甲アイランド 200kW 実験設備での実験結果にもとづき開発した EMTP によるシミュレーションモデルにより、本方式の適用可能性を評価した。その結果、本方式に単独運転時に発生する周波数の変化値を位相変動値に加算する方式を併用し、各制御定数を適切に設定することで、定常時における電力品質が規定レベル内に維持される上で、これまで複数台並列運転時に発生していた発電量、負荷量平衡時における単独運転の不検出、および検出時間の著しい遅延を防止できることが確認され、複数台並列運転時における単独運転防止方式として適用可能であることを明らかにした。
- (3) 実験により、考案方式では単独運転時において太陽光発電システム連系点の 2 次高調波電圧値が顕著に増加することを検証し、検出要素として周波数変化をモニタリングする方式の他、より迅速な検出を可能とする 2 次高調波電圧をモニタリングする方式も合わせて有効であることを明らかにした。

- (4) 大量の太陽光発電システムが一配電線に分散連系し、それぞれが同一配電線内の他地点の負荷へも電力を供給するものとする、配電線の線路定数により、単独運転時には地点によって出力電力変動の基準となる基本波電圧の位相が異なるものとなるが、一般的には、その位相差は最大でも数度程度であり、防止効果への実質的な影響は無いものとみなせる。

第6章 3次高調波電圧歪急増検出方式の検出条件

6-1 緒言

3次高調波電圧歪急増検出方式は、ガイドラインに推奨されている受動方式の一つであり、電流制御型インバータを採用することにより、単独運転時に主として配電線に設置された低圧配電柱上トランスの磁気ヒステリシス特性に起因して発生する配電線の3次高調波電圧の増加を検出し、単独運転を防止する方式である⁽²²⁾⁽²³⁾⁽³⁰⁾⁽³¹⁾。参考として、単独運転時の高調波電圧特性についての実験結果を付録に示す。

しかしながら、3次高調波電圧の増加は、負荷インピーダンスや3相電圧の絶対値や位相の平衡状態など、種々の条件に大きく左右されるものと考えられ、これらの条件によっては単独運転が不検出となる可能性をもっている。

ここで、他方式との組み合わせ方式を含めた適切な単独運転防止方式を確立するためには、考えられる種々の太陽光発電システム運転状態や負荷状態を考慮に入れて、単独運転検出条件、および不検出条件について明らかにしておくことが必要であるが、本方式においては、これまでに詳細な説明はなされていない。

そこで、本章では、六甲アイランド200kW実験設備による実証試験結果にもとづいてシミュレーション・プログラムを開発し、安全上最も危険である高圧配電線停止による単独運転発生を対象に、配電線の負荷特性や太陽光発電の出力状態により変化する単独運転時の配電線高調波電圧特性について説明する。これにより3次高調波電圧歪急増検出による単独運転防止方式の検出条件について定量的に明らかにする。

6-2 高調波電圧増加の要因

単独運転時における配電線の高調波電圧特性を解析するシミュレーション手法作成に当たり、まず単独運転時における配電線の3次高調波電圧を決定するパラメータについて考えてみる。高調波発生源としては、実施には各種の負荷機器も考慮する必要があるが⁽¹⁸⁾、ここでは、配電線停止時に最低限存在する低圧配電用の柱上トランスのみとした。また、太陽光発電システムは低圧配電線に連系されるものを対象とし、インバータは高調波電流の発生が無い理想的な電流制御形とした。

住宅用の太陽光発電システムが接続される低圧配電線は一般的に単相の柱上トランスを介して高圧配電線に接続されている。これらトランスに歪みのない基本波電圧が印加されるとトランスのもつ磁気ヒステリシス特性により励磁電流が歪み、高調波電流が発生する。図6.1に柱上トランスから発生する高調波電流スペクトルを示す。また、この励磁電

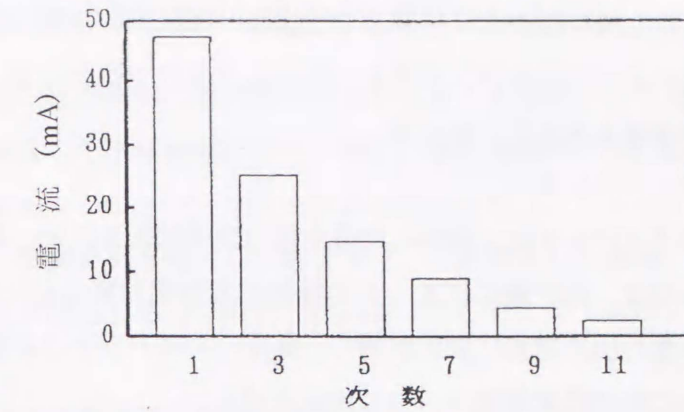
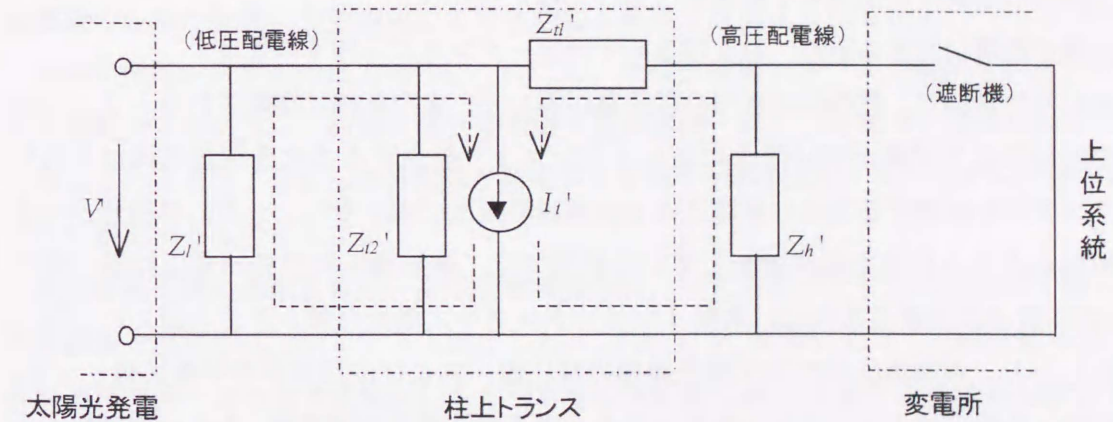


図6.1 柱上トランス励磁電流のスペクトル特性(例)

流値は基本波電圧値の増大に従って大きくなり、これに伴い高調波電流値も増大する。

図6.2は、単相回路における単独運転時の高調波領域における配電系統の等価回路を示す。太陽光発電システムのインバータは理想的な電流制御型とし、基本周波数の定電流源とする。これにより、太陽光発電システムからの高調波電流は発生せず、また線路側からみた太陽光発電の高調波インピーダンスは無限大となる。

この状態で、線路が上位系統に接続している場合には、高調波発生源からの高調波電流は主に高調波インピーダンスの小さい系統側へ流入して線路上では大きな高調波電圧として現れないが、線路が系統電源から切り離されて単独運転状態になると、高調波電流は系統よりインピーダンスの大きい負荷に流入し、その結果、高調波電圧が増大する。



I_1' ; 変圧器励磁電流の高調波分
 Z_{t1}' ; 変圧器もれ高調波インピーダンス
 Z_{t2}' ; 変圧器励磁高調波インピーダンス
 Z_h' ; 高圧負荷高調波インピーダンス
 V ; 高調波電圧
 ここに、 $Z_{t2}' \gg Z_{t1}'$ 、 $Z_h' \gg Z_{t1}'$

図6.2 配電系統の高調波領域における等価回路

以上により、高調波発生源を柱上トランスとした場合、単独運転時の3次高調波電圧値を決定する基本パラメータは柱上トランス数を一定とした条件で次となる。

- ①単独運転時の配電線基本波電圧の絶対値
- ②負荷の高調波インピーダンス

ここに、系統連系型インバータは一般的には最大電力追従制御を行い、日射強度一定の条件では定電力源とみなせ、出力電圧値を一定に維持する機能を有しない⁽³¹⁾。単独運転前後において太陽光発電の出力電力に変化が無く、負荷インピーダンスに変化が無いものとする、単独運転時の配電線電圧値(= V)は次式となる。

$$V = (P_{pv} / P_L)^{1/2} V_0 \quad (6.1)$$

ここに、 P_{pv} ；太陽光発電の出力電力値、 P_L ；定常時における負荷消費電力、 V_0 ；定常時における配電線電圧値。なお、簡単のためインバータの運転力率は1にしている。

これにより、①は配電線停止直前の太陽光発電システムの発電量と負荷量の比率に依存することになる。また、これまでの各種実証試験結果より、配電線停止時の太陽光発電システム総合発電量と負荷量が平衡か、それに近い状態の場合に発生することがわかっている⁽⁴⁾⁽¹³⁾。これにより、②は、換言すると単独運転時での高調波電圧は太陽光発電システムの総合出力に依存するともいえる。

さらに、単独運転が三相高圧配電線にまで及んで発生する場合には、3次高調波においては、次のパラメータに大きく依存するものと考えられる。

- ③太陽光発電システム出力、および負荷インピーダンスの三相不平衡度

三相回路において、理想的に各相の電圧値が等しく、また各相に接続されるトランスの特性や接続数に不平衡が無い場合には各トランスより発生する3次高調波電流はこれらのトランス間を循環するために相間には3次高調波電圧は現れない。一方、単相連系の太陽光発電システムが多数連系運転している状態では、単独運転時の各相電圧は基本的に(6.1)式に従って定まるために、負荷インピーダンスや太陽光発電システム出力に三相不平衡があると、単独運転時には三相各線間の電圧値、および位相差が不平衡状態となる。その結果、各相の柱上トランスから発生する3次高調波電流の絶対値、および位相が不平衡となり、3次高調波電流値の一部が負荷へ流出して配電線の3次高調波電圧値が増大する。これらにより、単独運転時の3次高調波電圧値はこれらの三相不平衡度に大きく依存するものといえる。

6-3 単独運転時における配電線高調波特性解析プログラム

上述した単独運転時の高調波電圧値に影響を及ぼす各種要因を考慮に入れ、太陽光発電システムが分散連系した三相配電システムを対象に、単独運転時における配電線の高調波電圧値を算出するシミュレーション・プログラムを開発した。

上述のように、高調波発生源として柱上トランスを設定した場合、その高調波電流特性は柱上トランスに印加される基本波電圧に依存する。そこで、プログラムは次の構成とした。

- ①配電線各地点各線間の基本波電圧の絶対値、および位相を求めるプログラム。
- ②①の結果をもとに各地点各線間の高調波発生源の高調波電流絶対値、位相を算定し、これらにより、各地点の3次高調波電圧値を求めるプログラム。

シミュレーションにおける基本波周波数領域、および高調波領域の等価回路は我国の配電線の基本形態⁽⁴⁹⁾にもとづき第3章の図3.7を用いた。負荷の等価回路は、各地点に接続される回転機負荷、静止負荷、および力率改善用コンデンサを模擬できるように同図に示す R 、 L 、 C で構成される回路とした⁽⁵⁰⁾。各電流値は、基本電圧特性の計算では太陽光発電システムの出力電流を表す。また高調波領域の計算では高調波発生源の発生高調波電流を表わす。

入力パラメータは、各地点の線路定数、負荷等価回路上の定数、太陽光発電システムの出力特性、高調波発生源の基本波電圧—高調波電流特性とし、これにより、それぞれ任意の特性をもつ三相、または単相接続の太陽光発電システム、負荷、および高調波発生源が配電線の任意の位置に分散連系している状態を模擬できるようにした。

太陽光発電システムの出力特性については、太陽光発電システムに使用されるインバータの運転制御方式は、一般的に直流最大電力追従制御、および力率一定制御が採用されていることにより⁽⁵¹⁾、与えられる太陽光発電システムモデルに従い、各システムの出力電力、力率を設定するものとした。

高調波発生源の基本波電圧—高調波電流特性は、与えられるモデルの実測等で得られた特性曲線を座標形式で設定する方式とした。これにより、必要に応じて補間近似を用いて、計算過程で得られる基本波電圧にもとづき各高調波発生源の高調波電流特性を設定する。

これらにより、上記①の基本周波数電圧特性の計算では、設定された等価回路モデルにもとづき、各枝電圧を未知数におき、各太陽光発電システムの出力電力、運転力率一定条件のもとで回路方程式を作成、解く方式とした。また、②の高調波領域の計算では、①の結果、および与えられる高調波発生源の特性にもとづき各高調波発生源の高調波電流値と位相を定めた上で、各枝の高調波電圧を未知数においた回路方程式を作成、解く方式とした。

さらに、高調波検出方式など、新しい単独防止方式は、基本となる系統電圧異常の不検

出領域を補完するために装備されるものである⁽³⁰⁾。これにより、基本周波電圧の計算の結果、配電線電圧値が系統電圧異常検出機能の整定値を逸脱する地点については、その地点に連系されている太陽光発電を停止状態において計算する必要がある。これを実施するために、①のプログラムでは次の繰り返し計算を用いる。

- (a) 配電線に連系している全太陽光発電システムを定められた出力での運転状態におき、各地点の基本波電圧値を求める。
- (b) 計算結果より電圧値が整定値を逸脱している地点の太陽光発電システムについてはその出力を0、それ以外の地点では出力を(a)と同じ値におき、各地点の基本波電圧値を再び求める。
- (c) (b)を繰り返し実施し、全システムの運転/停止状態が一つ前の計算結果に等しくなった時点で収束したものとみなし、計算を終了する。

以上の開発プログラムのフローチャートを図6.3に示す。

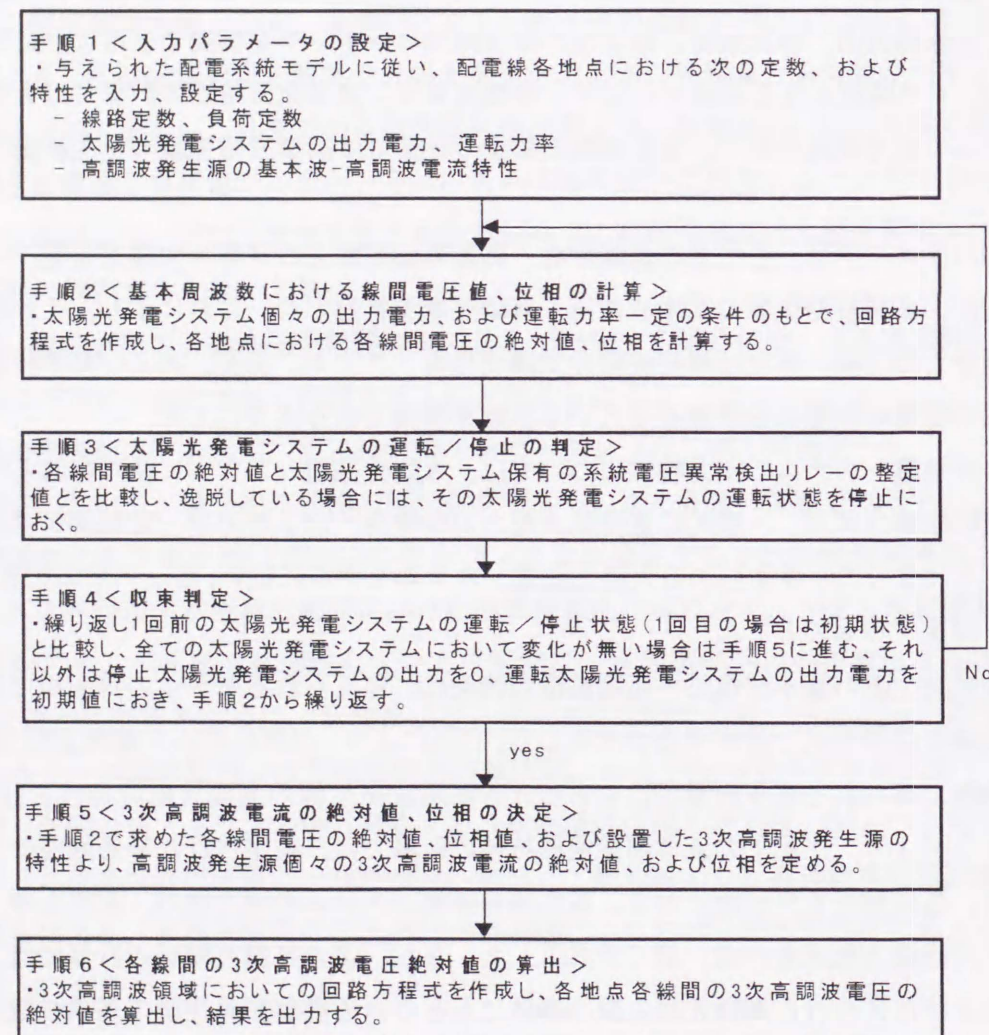


図6.3 プログラムのフローチャート

6-4 プログラム精度の検証

(1) 実験モデル

作成したシミュレーション・プログラムの精度を検証するため、六甲アイランド200kW実験設備での実験にもとづいたシミュレーション計算を実施し、実験結果と比較する。

実験では図3.9の回路において電流制御型インバータ使用の50台の太陽光発電システムを運転させ、総合発電出力と負荷量の有効分、無効分ともにバランスさせた状態で模擬変電所の遮断器を開放し、単独運転時の配電線各地点の3次高調波電圧値を測定した。

比較対象ケースとしては単独運転の代表ケースとして表6.1に示す3ケースを用いる。負荷条件は3ケース同一である。このうちケース1は、三相各相の柱上トランス数、太陽光発電システム運転台数、負荷インピーダンスを全て平衡させた場合において全相において単独運転が発生したケース、ケース2は三相のうち1相の太陽光発電システムが全て停止し2相のみで単独運転が発生したケース、ケース3は3相の柱上トランス数に不平衡を与えたケースである。

シミュレーションでは、試験条件にしたがって各太陽光発電システムの出力電力、負荷インピーダンス、配電線路インピーダンス、基本波電圧絶対値と各柱上トランスの3次高調波電流値との関係、および基本波電圧絶対値と3次高調波電流位相との関係を与え、これらより、単独運転時の各線間における3次高調波電圧値を求めた。基本波電圧絶対値と各柱上トランスの3次高調波電流値との関係、および基本波電圧絶対値と3次高調波電流位相との関係の各実測結果をそれぞれ図6.4、および図6.5に示す。その他、実際には各インバータからも除去し切れない3次高調波電流が発生しており、これらも考慮することにして表6.2の実測値を与えた。

表6.1 シミュレーション検証に使用した実験ケース

ケース	相	太陽光発電		柱上トランス数(台)	負荷定数 (1群1相当たり)
		運転台数(台)	総合出力(kW)		
1	AB	16	19.8	6	R:4741(Ω) L:7.47(H) C:0.246(μF)
	BC	16	19.0	6	
	CA	16	15.9	6	
2	AB	16	15.0	6	(3群, 5群, 7群 の6.6kV配電線に 接続。三相静止型負 荷)
	BC	16	17.0	6	
	CA	16	19.5	6	
3	AB	16	21.5	3	
	BC	16	18.2	6	
	CA	16	21.2	6	

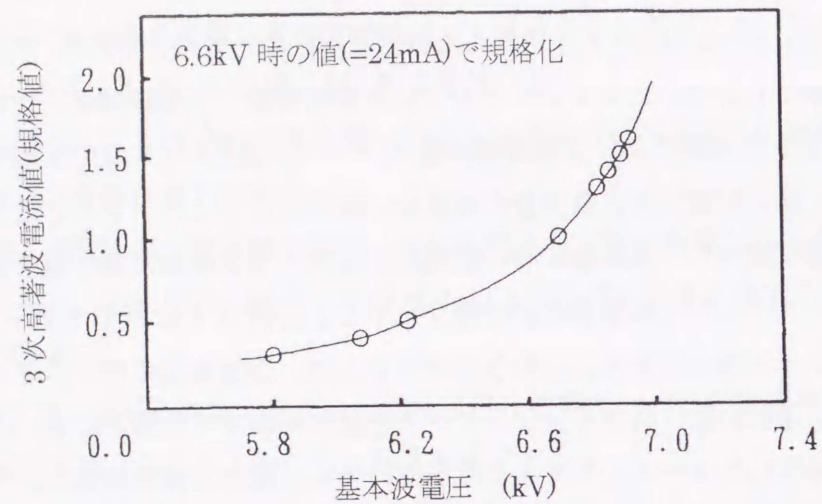


図 6.4 柱上トランス励磁電流の3次高調波特性

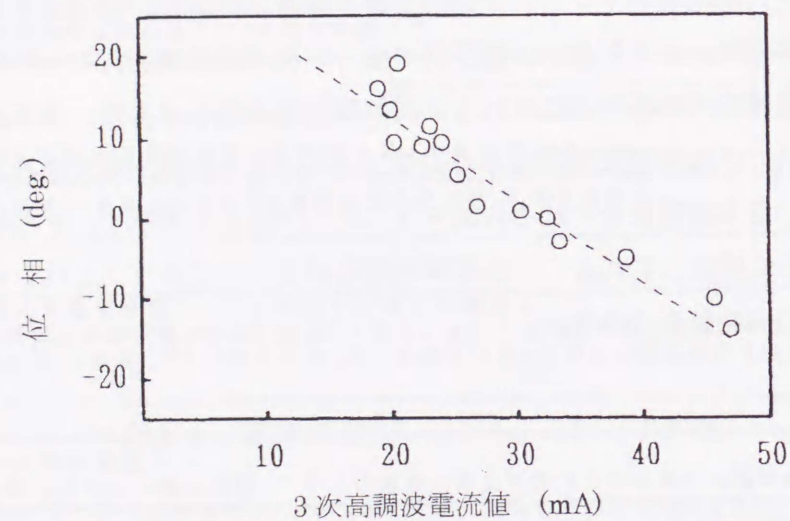


図 6.5 柱上トランス励磁高調波電流 (3次) の位相特性

(2) 検証結果

シミュレーション結果と実証試験結果との比較を表 6.3 に示す。実験結果では配電線における3次調波電圧値は、同じ相内では配電線各地点ほぼ同じ値となり、代表として各相最も電圧値の小さい値を示す。

実験結果の中で3次調波電圧の最大値に着目すると、ケース2が最も大きい結果となり、3相のうち1相の太陽光発電システムが停止し、2相のみで単独運転が発生した場合には、

各相電圧の不均衡により、単独運転時の3次調波電圧が特に大きくなる場合のあることがわかる。これは、3次調波電流位相の不均衡度の増加によるものであるが、これにより、3相全体で単独運転が発生した場合には、少なくとも1相の3次調波電圧が検出レベルを逸脱し、その相の太陽光発電システムが停止すると、残りの相の3次調波電圧値は大きく上昇し、最終的には全システム停止に至る傾向にあることを示している。各ケースの実験値と計算値を比較するといずれも若干の誤差が生じているが、これは主として柱上トランス、およびインバータ個々の高調波特性のばらつきに起因したものと考えられる。しかしながら、各ケースともに3次調波電圧値の相順位が実験結果と同じであること、さらに上記理由により検出上最も重要となる3次調波電圧値の最大値に着目すると、誤差の割合は最大でも10%程度以内であることにより、作成したシミュレーション手法は概ね妥当であるものといえる。

表 6.2 2kW 級インバータの3次調波電流特性と運転台数

種類	3次調波電流絶対値 (A)	3次調波電流の位相 (deg.)	運転台数(台)		
			AB相	BC相	CA相
A	0.11	-120	14	7	6
B	0.14	-10	0	5	1
C	0.10	-57	1	3	8

表 6.3 実験結果とシミュレーション結果の比較

ケース	相	太陽光発電運転状況		基本波電圧(kV)		3次調波電圧(%)		誤差 (%)
		実験	計算	実験	計算	実験	計算	
1	AB	運転	運転	6.46	6.50	1.11	1.04	0.6
	BC	運転	運転	6.41	6.39	0.34	0.69	
	CA	運転	運転	5.83	5.98	1.56	1.57	
2	AB	停止	停止	0.65	0.43	-	-	8.3
	BC	運転	運転	5.93	6.01	3.42	3.24	
	CA	運転	運転	6.45	6.48	3.95	3.62	
3	AB	運転	運転	6.73	6.76	1.67	1.24	8.2
	BC	運転	運転	6.32	6.30	1.31	1.12	
	CA	運転	運転	6.73	6.73	1.83	1.68	

注) 誤差は各相の中の3次高調波電圧最大値

6-5 単独運転時における3次調波電圧特性の解明

(1) 設定条件

6-3 に示したシミュレーション・プログラムを用いて、安全性確保上特に防止する必要のある三相高圧配電線停止に伴う単独運転発生時での配電線3次調波電圧特性について解明する。本計算では、単相柱上トランスを介して低圧配電線に太陽光発電システム、および負荷が接続されているものとした。また、高調波電流発生源は柱上トランスのみとする。配電線モデルは、6-3 に示した単独運転時での配電線の基本波電圧値、およびそれに伴って発生する3次調波電圧値は同じ相では一般的に地点によらずほぼ一定となることを考慮して、図6.6に示す三相配電線の基本回路におく。柱上トランス特性は六甲アイランド使用のものと同じの容量30kVAの単相トランスとする。基本波電圧絶対値と各柱上トランスの3次高調波電流値との関係、および基本波電圧絶対値と3次高調波電流位相との関係はそれぞれ図6.4、および図6.5のものを与える。負荷は基本特性解明のために線形の抵抗負荷におく。太陽光発電システムの系統過/不足電圧検出機能の整定値は、ガイドラインを参考に、基準値(高圧換算で6600V) +/-10%とする。

本モデルにより、6-2 に示した3次調波電圧発生の要因を考慮して、種々の太陽光発電システム総合出力値を設定し、それぞれについて総合発電量と総合負荷量の比率、および三相電流の不均衡率を種々変化させて、単独運転時の配電線3次調波電圧特性について算定する。他のパラメータである各相の柱上トランス接続数、柱上トランスの高調波電流特性は、高調波検出の最小保障レベルを求めることを目的に、3次高調波電圧が最も発生しにくい条件を設定し、いずれも三相同一とする。

太陽光発電システム総合出力は柱上トランス容量比率にして0%~70%の範囲、総合発電量の総合負荷量に対する比率は、系統過/不足電圧検出機能では検出できない範囲を考慮してそれぞれ総合負荷量を変化させて80%~120%の範囲、および三相電流の不均衡率は、わが国ではこれを30%以内に押さえることを目標としていることより⁽⁴⁹⁾、各相の負荷量比を変化させることで0%~30%の範囲でそれぞれ変化させる。

(2) 解析結果と考察

シミュレーション結果のうち、図6.7には代表として、太陽光発電システム総合出力の柱上トランス容量比が20%の場合における発電量と負荷量の有効電力比と3次電圧歪み率との関係について示す。また、図6.8には、代表として発電量と負荷量が完全に平衡している状態における太陽光発電システム総合出力と発生する第3次電圧歪み率との関係について示す。パラメータはいずれも三相電流の不均衡率である。さらに図6.9は、系統

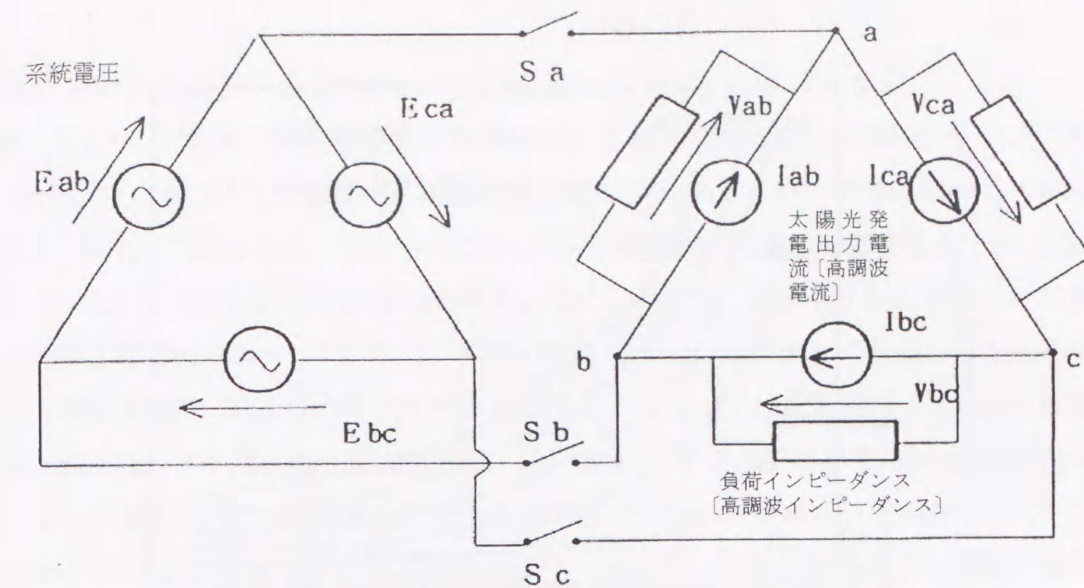


図6.6 シミュレーションにおける等価回路

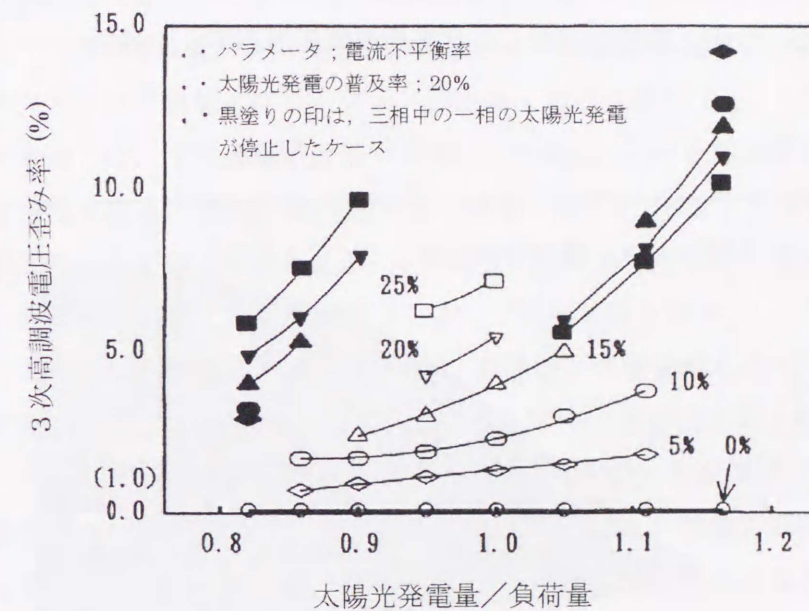


図6.7 太陽光発電量/負荷量(有効電力比)と単独運転時の3次高調波電圧歪み率との関係

連系ガイドラインにしたがって高調波電圧検出機能の整定値を電圧歪み率の増分で1%に設定するものとし、電圧歪み率が1%になる場合の太陽光発電システム出力の柱上トランス容量比(=普及率)と発電量/負荷量の関係を示す。パラメータは3相電流の不均衡率である。同図の斜線の領域は、電圧歪み率が1%以下の各不検出領域を示す。

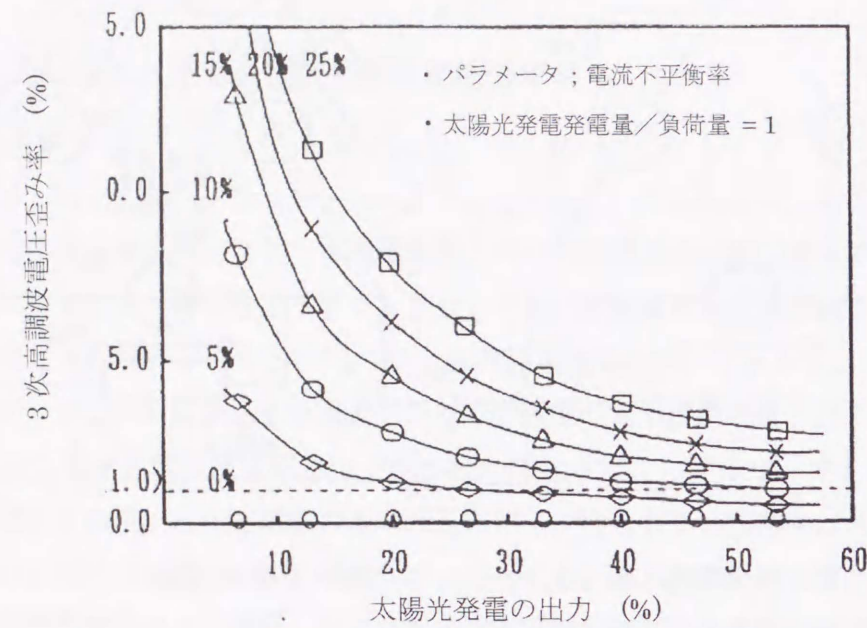


図 6.8 太陽光発電の出力と 3 次高調波電圧歪み率との関係

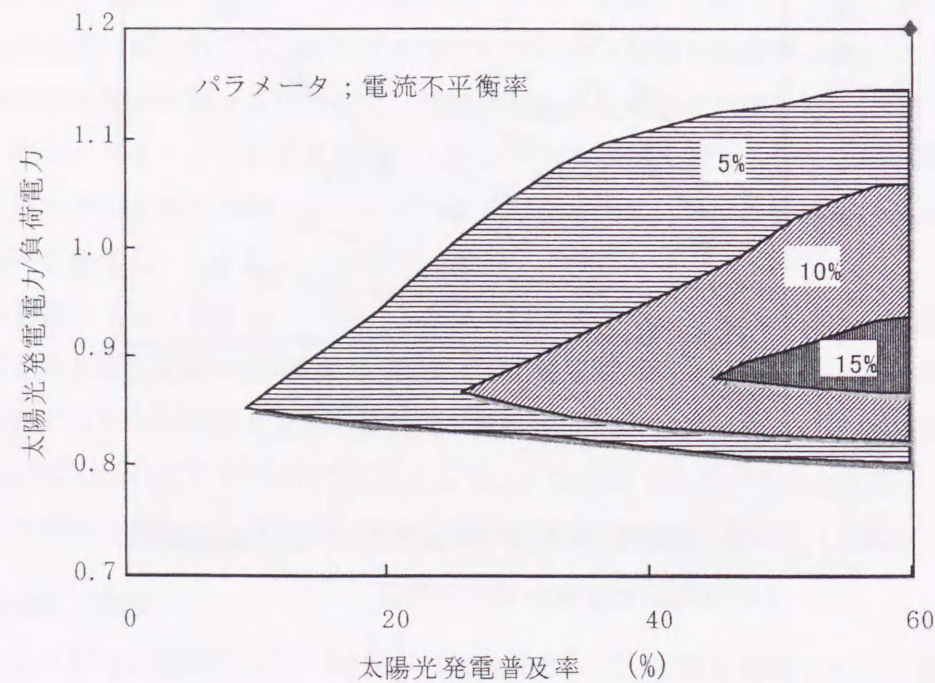


図 6.9 太陽光発電の普及率と単独運転が不検出となる太陽光発電電力/負荷電力 (有効電力比) との関係

これらの結果をまとめると次のとおりとなる。

- ① 図 6.7 より, 発電量/負荷量の値が増加するとともに高調波電圧が増加する傾向にある。これは (6.1) 式より, 発電量/負荷量の値が増加するにしたがい単独運転時の配電線電圧が上昇し, これにより, 柱上トランスからの高調波電流値が増加することによる。
- ② 図 6.7 より, 3 相全体で単独運転が発生している場合は, 3 相不平衡度が大きくなるほど高調波電圧は増加する。これは, 各相の電圧のばらつきが大きくなり, このため各相の高調波電流値, および位相の不平衡度が大きくなることに起因する。また, 一部相電圧の系統過/不足電圧検出機能整定値からの逸脱による 2 相のみでの単独運転時では, 三相不平衡率, および発電量と負荷量の不平衡の割合が大きいに発生しやすい。この場合, 殆どのケースにおいて高調波電圧は 3 相全体での単独運転時より顕著に増加する。
- ③ 図 6.8 より, 高調波電圧が 1% 以下となる領域に着目すると, 発電量と負荷量とが完全平衡の状態では出力が大きいほど高調波電圧は減少して不検出領域は増大する傾向にある。これは, 発電量, 負荷量平衡条件より, 単独運転発生時では太陽光発電システム出力が大きいほど負荷インピーダンスが小さくなることによる。しかしながら, 出力が 20% 未満では, 不検出領域は不平衡率が 5% 程度以下の一部に限られ, 殆どのケースで検出可能となる。出力が 40% 程度までは不平衡率が 10% 以上であると発電量と負荷量の関係によらず検出可能とある。不平衡率が 15% 程度以上に達している場合には, 出力, および発電量と負荷量の関係によらず検出可能となる。
- ④ 図 6.9 より, 不平衡率を一定とした場合, 発電量/負荷量が 0.8~0.9 の領域にあると高調波電圧の増加が小さいことより, 確実に検出できる出力の上限値は特に小さくなる。一方, 他の単独運転防止方式では一般的に発電量/負荷量が 1.0, またはそれ以上の場合に不検出となる場合が存在するが⁽¹³⁾, これらの領域においては検出可能な出力の上限は比較的大きく, 不平衡率が 10%~15% 程度以上となると, 出力によらず検出可能となる。

以上の結果より, 高調波検出の効果は負荷インピーダンス, 発電量と負荷量の不平衡度, および, 三相電流の不平衡度それぞれに大きく依存することを明らかにした。三相の不平衡度が電流不平衡率にして 15% 程度に達していると, トランス容量に対する太陽光発電システムの普及率が 50% 程度以上の相当数普及しても高調波検出機能のみで十分防止できるものといえる。電流不平衡率がそれ以下であると, 確実に検出できる普及率の上限値は減少するが, 普及率がその上限を越えた場合でも, 不検出となる発電量/負荷量の値は他の単独運転防止方式と異なり殆どのケースにおいて 1.0 未満の場合に限られる。これにより, 本方式は他の単独運転防止方式と組み合わせて使用した場合に, 不検出領域を相互

補完することができ、特に効果のあるものといえる。

6-6 結 言

六甲アイランドでの実験結果にもとづき開発したシミュレーション手法を用い、低圧連系される分散型太陽光発電システムを対象に、系統連系ガイドラインに推奨されている3次高調波電圧急増検出方式における単独運転防止方式の検出条件について解析した。

その結果、単独運転時の3次高調波電圧値は負荷インピーダンス、発電量と負荷量の不平衡度、および、三相電流の不平衡度それぞれに大きく依存するが、三相電流の不平衡率が15%程度に達していると、柱上トランス容量に対する太陽光発電システムの普及率が50%を越えるような相当数に達しない限り、高調波検出機能のみで十分防止できることを明かにした。また、不検出となる発電量/負荷量の領域は他の単独運転防止方式と異なり殆どのケースにおいて1.0未満の場合に限られことを明らかとした。これにより、他の単独運転防止方式と組み合わせて使用することにより、不検出領域が相互補完され、特に有効であることを示した。

第7章 受動・能動シリーズ方式による高密度連系対応の単独運転検出法

7-1 緒 言

配電線停止時における単独運転の防止として、現状の系統連系ガイドラインでは、系統電圧、周波数各異常検出機能に加え、発電量と負荷量が平衡状態にある場合に対応するための受動、能動各一方式以上を装備することを推奨している⁽³⁰⁾⁽³¹⁾。しかしながら、前章で示したように、高密度連系状態においては、能動方式間で相互干渉が発生し、防止能力が低下したり、また、受動方式においては、平常時での位相や周波数の軽微な変動に対し不要検出する場合があります、システムの安定性や電力品質面で大きな影響を与える可能性がある。

このうち、能動方式における相互干渉の防止手法は第5章に示した通りであるが、常時、出力に変動を与えることによる電力品質への影響を考え、さらに、平常時での変動値の減少、あるいは完全に変動を無くす手法の開発が望まれる。

そこで、本章では、受動方式をベースに、高密度連系状態においても相互干渉が無く、迅速、確実に単独運転を防止できるとともに、平常時の不要停止の確実な防止、ならびに常時の出力変動を回避することができる高信頼度の単独運転防止方式について検討する。

この中では、電流制御型インバータを対象に、高感度と通常感度の2種の受動検出機能をもたせ、1段目の高感度検出機能が動作した場合、インバータの出力を一時的に少量低下させ、その結果、電流制御型特有の電圧フィードバック効果により単独運転時にのみ発生する電圧の顕著な変化を受動2段目で検出して単独運転を防止する新しい「受動・能動シリーズ方式」を考案する。本方式を対象に、EMTPによる動特性シミュレーションを実施し、上記の各種要件を満たす基本設計条件を明らかにするとともに、太陽光発電用インバータを用いた実験により、本方式の有効性について検証する⁽⁵²⁾。

7-2 既存方式の問題点と新手法の概念

単独運転防止機能には、①単独運転を迅速、確実に検出すること、および、②平常時にシステムの安定性や電力品質に影響を与えないこと、の2つの条件が要求される⁽³⁰⁾⁽³¹⁾。このうち、平常時に電圧や周波数に何らかのじょう乱を常時与える能動方式では、高密度連系状態では、特に②の要件において問題となる可能性がある。また、①においても、方式によっては、相互干渉により効果が大きく低減する可能性があり、このため、高密度連系を対象とした単独運転防止機能は、可能な限り受動方式のみで構成するのが望ましいといえる。

受動方式には、現状では3次高調波急増検出、位相急変検出、周波数変化率検出などが開発されている⁽³⁰⁾。これらの方式において、上記①の条件を満足させるためには検出しき

い値を下げ、高感度化するとよいが、その結果、平常時において系統切り替え操作などによって生じる軽微なじょう乱に頻繁に不要停止する回数が増え、特に高密度連系状態では、大量の太陽光発電が同時に停止する場合は考えられ、系統の安定性や電力品質を大きく低下させる可能性がある。

そこで、受動方式を主体に、上記①と②の要件を同時に満足させるための新しい手法を検討する。その結果、次に示すように、電流制御形インバータと組み合わせ、一回の能動動作を挟み、2種の受動機能をシリーズに用い、これら3段階の動作を経て単独運転を停止させる方式「受動・能動シリーズ方式」を提案する。すなわち、

- ①1 段目の受動機能で系統の異常を検出した場合、直ちに出力を停止するのではなく、不要検出時に系統の安定性に影響を与えない程度の大きさで変化させる。
- ②その結果、単独運転時では系統電源が無くなることより、その出力の変化が配電線の電圧や周波数の変化となって現れる。その変化を電流制御形インバータのもつ出力フィードバック機能により増大させる。
- ③最終的に、この変化を2段目の受動機能で検出して太陽光発電を停止させる。一方、単独運転と異なるケースでは、系統電源が存在していることにより、電圧、および周波数が基準範囲に維持されるため、2段目の受動機能は動作しない。この場合には出力を元の状態に戻し、運転を継続する。

本手法において各設計パラメータを適切に設定することにより、少なくとも平常時の不要検出による出力の完全停止は回避することができる。さらに、確実に単独運転を検出するために最小限必要となる①における出力の変化値が僅かなもので済み、1段目が頻繁に不要検出したとしても、それらが系統の安定性や電力品質に大きな影響を与えないならば、1段目の検出感度を大きく高め、受動方式における実用上の不検出ケースを無くすことも可能と考えられる。

そこで、本手法に着目し、系統連系形太陽光発電システムモデルを用いた EMTP による単独運転の動特性シミュレーションを行い、単独運転の確実な防止、および平常時での系統安定性や電力品質への影響を極力押さえるための各設計パラメータ値を明らかにし、これにより、本手法の適用可能性について評価した。

7-3 設計パラメータ値の検討

受動・能動シリーズ方式を実施するに当たっては、次のパラメータを設定する必要がある。

- ①受動1段目の検出要素、検出しきい値、時限
- ②受動1段目検出時に変化させる出力パラメータ、変化開始時間、変化の割合
- ③受動2段目の検出要素、検出しきい値、時限

④受動1段目不要検出時の出力電流の回復時間

これらパラメータの設定のための基本的な考え方、および具体的設定値を以下に示す。

(1)受動1段目

検出要素は現状の系統連系ガイドラインに推奨されている受動方式にもとづき、3次高調波電圧、電圧位相、周波数変化率などが上げられる。いずれも検出しきい値が小さいほど、また、時限が短いほど単独運転検出の確実性が高まるが、反面、平常時の不要検出の確率が大きくなる。確実な単独運転検出に必要な出力変化値が、受動1段目が平常時で不要検出した場合に系統の安定性や電力品質に大きな影響を及ぼさない程度のものであれば、前述のように、これら検出しきい値、および時限は現状より大きく低減できる。これらの検出条件については、後述するシミュレーションにより必要とされる出力変化値を明らかにした上で、検討する。

(2)受動1段目検出時の変化パラメータ

インバータが電流制御形であることを考慮すると、比較的容易に変化させることのできる出力パラメータとして、出力電流の絶対値、および位相が上げられる。出力電流値を変化させた場合では、単独運転時では主として配電線電圧に変化が現れる。また、電流位相を変化させた場合には、主として周波数に変化が現れる⁽⁵³⁾。このうち、位相変化については、回生負荷の一つである回転機負荷が存在する場合には、回転機のもつイナーシャにより周波数の変化が押さえられたり、また、周波数に変化が現れると、それによって負荷のサセプタンス値が変化し、その結果、太陽光発電システムと負荷との間で無効電力が平衡状態に達して、周波数がある値以上変化しなくなる可能性がある⁽⁵³⁾。これにより、続く受動2段目の検出が遅れたり、検出不能となるケースが考えられる。そこで、ここでは、位相変化と比較して、効果が負荷条件に影響され難いものと考えられる出力電流値を変化パラメータとして採用することとする。

電流値の増減については、通常、インバータは太陽電池アレイ最大電力追従制御(=MPT制御)を行っていることより、出力電流の増大は基本的に不可能となるため、低下させる方式とする。なお、出力電流を低下させた場合、出力有効電力が低下し、その結果、MPT機能により出力低下を元に戻すように制御が働くため、単独運転検出の上では、電流低下と同時にMPT制御を一時的に不動作にする方法がより有効と考えられる。しかしながら、ここでは、受動1段目が不要検出した場合における出力電流の回復を極力迅速に行うことを目的に、MPT制御は常時動作状態におく方式とする。これにより受動1段目不要検出時の電流回復時間はMPTの制御速度に依存することとなる。電流低下との干渉問題は、後述のように受動1段目検出から電流低下を開始するまでの時間を考慮に入れながら、それぞ

れの制御速度の調整により対処することとする。

受動1段目が検出してから電流低下を開始するまでの時間については、これが短いほど、受動2段目の検出時間が早まり、単独運転検出時間が短縮されるが、反面、次のような不具合の発生する可能性がある。

①系統の瞬時電圧低下時において受動1段目が不要検出した場合では、電流低下と瞬低による電圧低下が時間的に一致し、受動2段目の不要検出を引き起こす。

②発電量が負荷量より大きい場合では、出力電流低下によってこれらが平衡状態に近づき、その結果、電圧の変化が押さえられて受動2段目の検出に支障を来たす。

以上の他、特に発電量が負荷量より小さい場合では、配電線停止直後に一般的に連系点電圧が低下するが、電流制御形インバータのもつフィードバック機能により、これに伴って出力電流も低下し、これらにより、出力電力の低下が発生する。この結果、MPT制御により、その後、出力電流が増加する時間帯が存在することとなり、この時間帯に電流低下を開始すると、相互干渉により総合での電流低下が押さえられて十分な効果が得られなくなる可能性がある。

そこで、このような不具合を避けるために、電流低下開始時間は、基本的に上記②の現象が生じないように配慮しながら、一般的な瞬低継続時間を参照して定めるとともに、MPT制御速度は、受動1段目が不要検出した場合での迅速な出力電流の回復を考慮して、発電量が負荷量より小さく、かつ既設の系統電圧異常検出リレー等で検出できない単独運転ケースにおいて、電流低下開始時間前に同制御による出力電流増加が終了し、かつその後の電流低下に伴った配電線電圧の低下率が最小となることを条件に定める。

電流の低下値は、前述のとおり、平常時の受動1段目の不要検出を考慮し、受動2段目で迅速、確実に単独運転検出できる範囲内で最も小さくなるように設定する。この、適切な電流低下値の評価、決定は、後述するシミュレーションにより行う。

(3) 受動2段目

検出パラメータ(= ΔV_c)は、 V_a ; 受動1段目検出より、出力電流低下開始までの平均系統電圧値、 V_b ; 出力電流低下後の系統電圧値、とし、次式とする。

$$\Delta V_c = (V_a - V_b) / V_a \times 100 \quad (\%) \quad (7.1)$$

このしきい値は以下によった。

電気事業法施行規則では、低圧需要家の適正電圧を標準電圧100Vに対して101V \pm 6Vに規定している。これを考慮すると、低圧単相配電線における負荷急変などによる電圧変化は最大で12%に達する可能性がある。そこで、これら平常時の電圧変化に不要検出しないことを条件に、 ΔV_c のしきい値は15%とする。時限は迅速な単独運転防止を目的に瞬時に

おく。

以上の他、平常時の不要検出防止をより確実なものとするため、通常は受動2段目の動作をロックしておき、受動1段目動作により電流低下が開始された時点でロックを解除し、動作可能にする方式とする。

7-4 検出方式解明のための動特性シミュレーションモデル

7-3で設定した各設計条件の妥当性の検証、および、適切な電流低下値の決定のため、太陽光発電システムが連系された低圧単相配電系統モデルにより、単独運転の動特性シミュレーションを実施した。

解析プログラムは過渡現象解析等に広く使用されている汎用プログラムであるEMTPを使用した。シミュレーションモデルのうち、配電線、および太陽光発電主回路モデルは3章の図3.2を使用した。太陽光発電システムは住宅用の低圧単相連系のもので、容量は3kW級とした。また、連系台数は単独運転防止方式の基本特性解明のため1台においた。インバータはガイドラインで推奨されている一般的な電流制御形(電流瞬時値制御)でトランスレスとした。

インバータの制御ブロックモデルを図7.1に示す。各瞬時毎に連系点電圧(= V_{sys})をモニタリングし、その信号値(= V_{ref})にMPT制御より定まる係数(= I_{ref})を乗じて電流基準値(= REF)を作成する。一方で、自らの出力電流値(= I_{inv})をモニタリングし、その信号値(= DET)が REF に一致するように逐次スイッチングを行う。受動1段目動作に伴う出力電流の低下は、連系点電圧信号値に係数 A' (= $1 - A$, 平常時; $A = 0$, 受動1段目動作時; $0 < A < 1$)を乗じる方式とした。以下、 A を電流低下係数と称する。

負荷は、静止形負荷のほか、単独運転発生の大きな要因となる回生負荷として共振回路を設定した。いずれもR, L, Cで構成した。これら負荷定数を変化させることに発電力と負荷との間の有効電力、無効電力の各不平衡率を調整した。なお、以下では、有効電力の不平衡率(= R_p)、無効電力の不平衡率(= R_q)をそれぞれ便宜的に次式で定義する。

$$R_p = P / P_{pv} \times 100 \quad (\%) \quad (7.2)$$

$$R_q = P_r / P_{apv} \times 100 \quad (\%) \quad (7.3)$$

ここに、 P ; 配電線停止直前のSWgにおける有効電力(W)、 P_{pv} ; 配電線停止直前の太陽光発電の出力有効電力(W)、 P_r ; 配電線停止直前のSWgにおける無効電力(VA)、 P_{apv} ; 配電線停止直前の太陽光発電の皮相電力(VA)。また、 $P > 0$ の場合は系統側へ逆潮流、 $P < 0$ の場合は系統から配電線側をみて誘導性であることをそれぞれ示す。単独運転は図7.1のSWgを開放することにより模擬した。

各定数を表 7.1 に示す。これらのうち、インバータ関連は住宅システム用市販インバータのプロトタイプの場合にもとづいた。太陽電池アレイ I-V 特性は市販されている結晶系シリコン太陽電池の場合にもとづいた。

受動・能動シリーズ方式における受動1段目の時限は暫定的に瞬時におくとともに、受動1段目検出より出力電流低下開始までの時限は、配電線停止直後の電圧波形の特性、および、一般的な瞬時電圧低下時の継続時間⁽⁵⁴⁾⁽⁵⁵⁾を考慮して、0.5秒においた。これにより、MPTの制御速度は、発電量が負荷量より小さく、かつ既設の系統電圧異常検出リレー等で検出できない単独運転ケースにおいて、単独運転発生から0.5秒以内に出力電流の増加が終了し、かつ電流低下による配電線電圧の低下率が最小となるように定めた。なお、確率は小さいが最大3秒程度の瞬低も確認されている⁽⁵⁵⁾。このようなケースでも、少なくとも瞬低発生時間内において電圧値が一定で推移するような場合には、受動2段目による不要検出は発生しない。瞬低発生時間内において電圧値が変化し、瞬低発生より0.5秒以後の電圧値が、瞬低発生から0.5秒間の平均電圧の85%以下となるような場合には不要検出する可能性があるが、これに対しては、現状の他の受動方式不要停止時と同様に、一時的なゲートブロックで対応するものとする。これら比較的長時間に及ぶ瞬低時の不要検出の防止は、他の受動方式を含めて今後の課題となる。

共振回路は進相コンデンサによるもの考えた。同コンデンサの容量は、共振によって最も単独運転が検出し難いケースとして、全国の配電線モデル調査結果⁽⁵⁶⁾より、一フィーダ当たりの容量が最も大きい工場地域の全国平均値を用いた。

モデルでは低圧需要家に高密度連系した状態を考慮し、これを同地域の低圧需要家数(平均値)で割り、一需要家あたりで規格化した値を設定した。

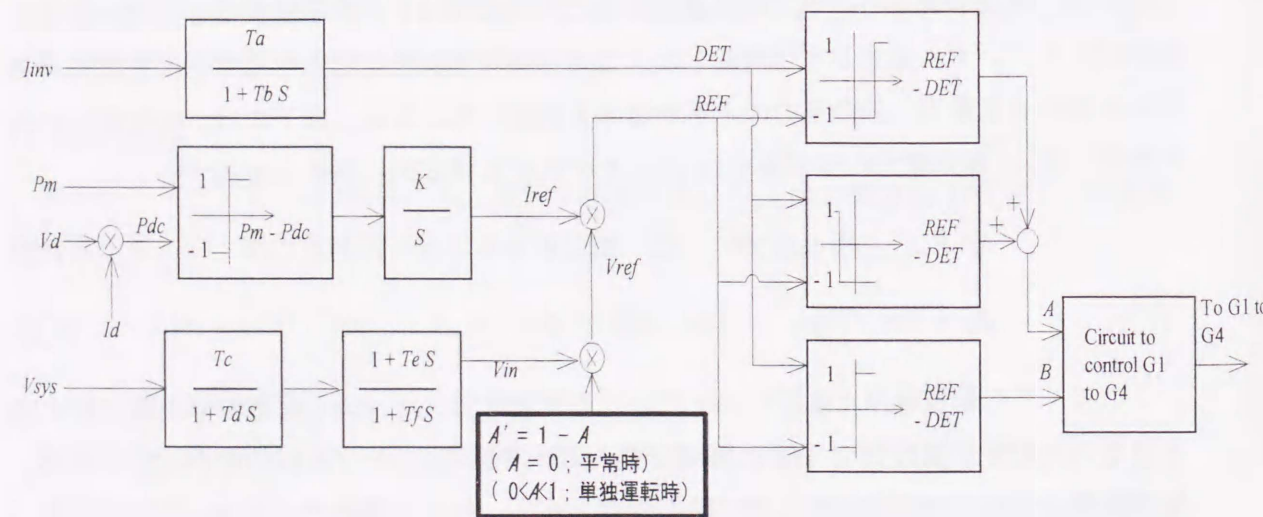


図 7.1 インバータ制御ブロック

表 7.1 シミュレーションの設定定数

項目	設定定数
太陽電池アレイ	短絡電流(Isc); 15 A, 開放電圧(Voc); 210 V 最大出力動作電流(Im); 13.3 A, 最大出力動作電圧(Vm); 180 V, 最大出力電力(Pm); 2.4 kW
主回路定数	Cd; 8.0 mF, Ld; 1.0 mH, Rs; 10 kΩ, Rf; 0.01 Ω, Lf; 1.2mH, Cf; 9.0 μF, Rl; 4.75 Ω, Ll; 0.0mH, Cl; 110 μF, Rg; 0.02 Ω, Lg; 0.02 mH, Rr; 0.05 Ω, Lr; 3.5mH, Cr; 2.0mF, Vg; 101V
制御定数	Ta; 0.035, Tb; 1×10 ⁻⁵ , Tc; 6.5×10 ⁻³ , Td; 5.3×1.0 ⁻³ , Te; 1×10 ⁻³ , Tf; 1.6×10 ⁻³ , K; 2.0

7-5 シミュレーション結果と評価

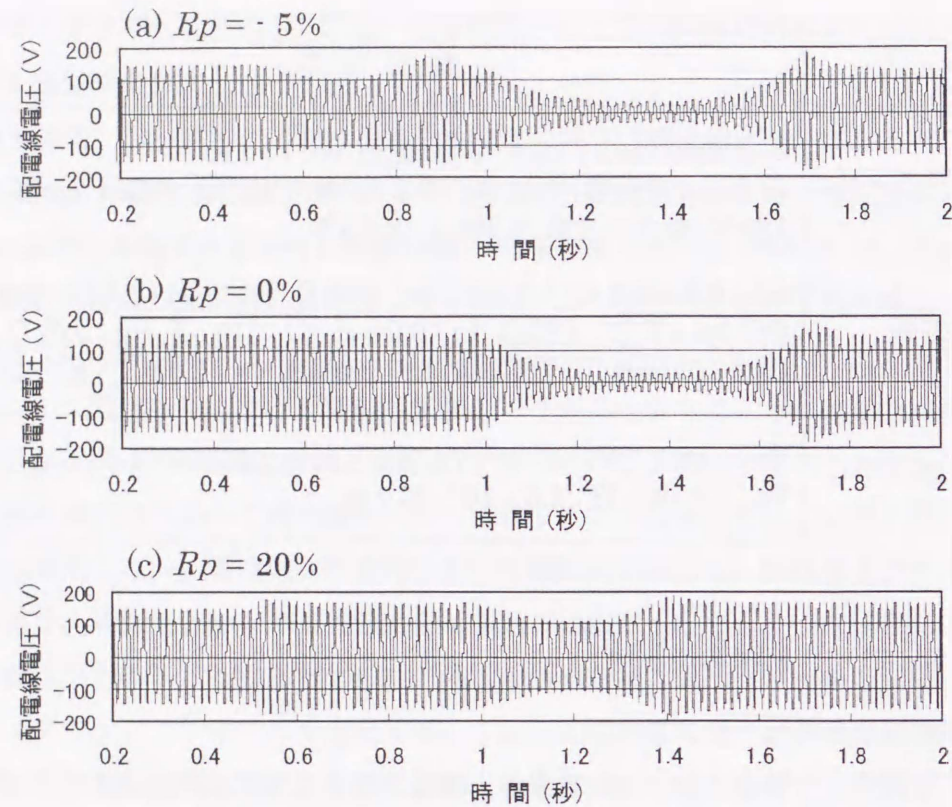
(1) 連系点電圧波形特性

考案方式を適用した場合における配電線停止前後の連系点電圧波形を図 7.2 に示す。ここでは代表として、Rpが-5%, 0%, および20%の3ケースについて示す。Rqはいずれも0%である。また、図 7.3 には Rpが20%の場合における連系点電圧、出力電流、およびインバータのスイッチング特性を示す。ここに、Rpが20%, および-5%は、本システムにおいて、それぞれ既設の系統電圧異常リレーでは検出できない範囲の最大、および最小である。Rpがこの範囲を逸脱していると、電流低下前に既設の系統電圧異常リレーで検出される。

各ケースいずれもシミュレーション開始より0.5秒後に SWg 開放により配電線を停止させ、これを受動1段目が検出したものとし、出力電流を低下させたもので、電流低下係数 A を 0.15 においた例である。なお、出力電流低下時における配電線電圧の変動特性を把握するため、受動2段目は不動作状態においている。

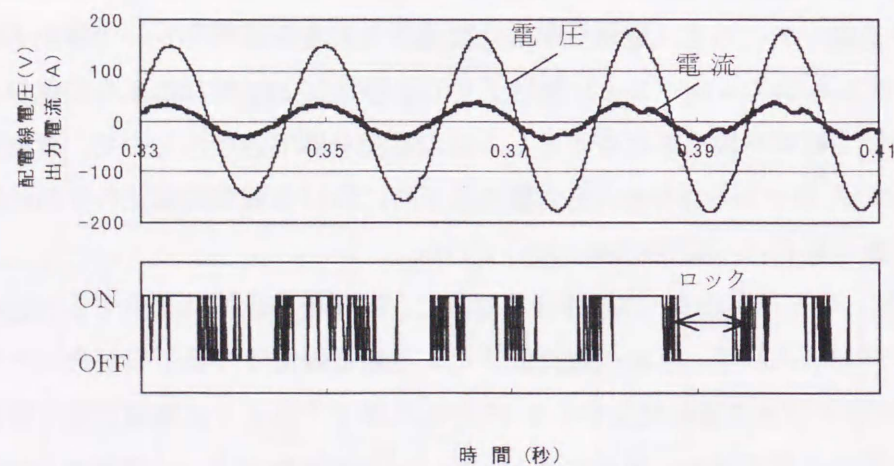
MPT 制御速度としては、Rpが-5%の場合を対象に、配電線停止後に発生する出力電流の増加が電流低下開始前に終了し、かつ電流低下による配電線電圧の低下率が最小となることを条件に、電流増加が単独運転発生から0.35秒後に終了するように制御定数を設定した。

配電線停止直後の電圧波形に着目すると、Rpが-5%の場合では、一度減少した後に MPT 制御により増加しているが、この増加は設定どおり電流低下開始が始まる約 0.15 秒前に終了していることがわかる。一方、Rpが0%時には、配電線停止直後は電圧の変化はみられない。また、Rpが20%時には、ステップ関数状に増加した後、ほぼ安定に推移していることがわかる。



注) 配電線停止時間; 0.5 秒, パラメータ; R_p 値

図 7.2 単独運転時の配電線電圧特性



注) 上図; 電圧, 電流波形, 下図; スイッチング特性
配電線停止時間; 0.36 秒

図 7.3 配電線停止前後のインバータ運転特性

次いで、配電線停止より 0.5 秒後の電流低下時の電圧値に着目すると、いずれも漸次低下する結果が得られた。

これは、系統電圧値にもとづき出力電流値を決定している電流制御形インバータ固有の制御に起因するものである。すなわち、単独運転状態では系統電源が存在しないため、電流基準の低下により出力電流値が低下すると、直ちに配電線電圧の顕著な低下が生じ、その結果、インバータを介してこれら出力電流と配電線電圧との間で一種の正帰還回路が形成され、配電線電圧の低下が促進されたものである。これらの電圧値はその後増加しているが、これは、MPT 制御により出力電流が増加することによるものである。この中で、 R_p が 20% の場合に注目すると、他の 2 ケースと比較して、電圧の時間に対する低下率は小さい。これは以下の理由による。

発電量が負荷量よりも大きい場合には、図 7.2, 図 7.3 に示すように、配電線停止時には配電線電圧が上昇する。その結果、特に配電線電圧瞬時値の絶対値が最大、および最大に近い領域において、直流動作電圧値との差分が少なくなり、出力電流が電流基準に追従できなくなる。これにより、図 7.3 に示されるように、この部分では、出力電流が飽和するとともに、スイッチングがロックされて、出力電流制御が不能となる。以上により、出力電流の電流基準に従った低下が抑制され、結果として出力電圧の低下する速度が遅くなる。

次に MPT 制御との干渉について評価する。

図 7.4 は、図 7.2 に示した $R_p = -5\%$ のケースをベースに、MPT 制御条件を固定し、電流低下開始時間を変化させた場合の電圧低下率の変化について示したものである。図中の電流低下開始時間は配電線停止時からの時間を相対値で示したものであり、1.0 は配電線停止後の MPT 制御による電流増加の終了時間を示す。また、電圧低下率は、電流低下によって取りうる配電線電圧最小値の電流低下開始直前における配電線電圧値に対する割合で定義したものである。

これにより、電流低下開始時間が MPT 制御による電流増加終了時間の概略 0.5~1.0 倍の範囲にあると、相互干渉が大きくなり、比較的顕著に電圧の低下が押さえられる傾向にあることがわかる。これにより、相互干渉を防ぐためには、相対的に電流低下開始時間が、MPT 制御による電流増加終了時間の概略 0.5~1.0 倍以外の時間帯となるように、電流低下開始時間と MPT 制御速度を設定する必要があることが明らかになった。実際には、高密度連系を考えた場合、電流低下開始時間は、各太陽光発電システム間において極力一致させる必要があるため、これを統一、固定した上で、図 7.4 の特性を考慮して各太陽光発電システムの MPT 制御の仕様を設定する必要があるといえる。

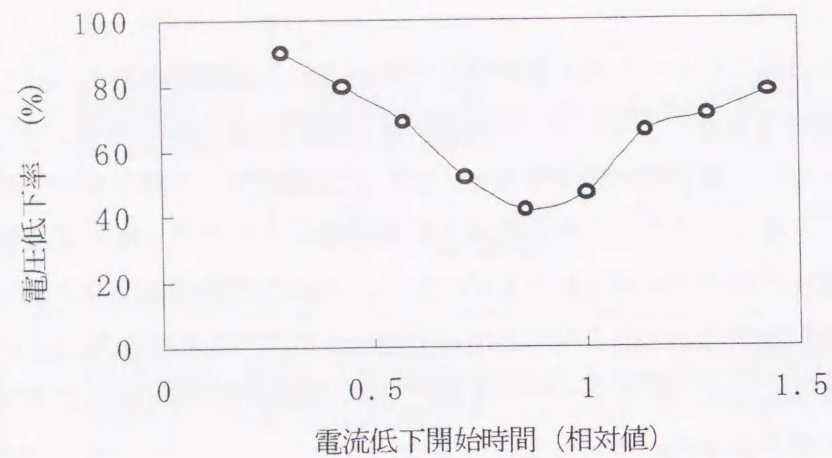


図 7.4 電流低下開始時間と電圧低下率との関係

(2) 電流低下係数

図 7.5 には、前章で設定したモデルをベースに、 $Rq = 0\%$ の条件で、電流低下係数 A を変化させ、それぞれの出力電流低下後の電圧低下率について計算した結果を示す。ここでの電圧低下率は最小電圧値の受動 1 段階目動作から電流低下開始までの期間の平均電圧に対する比率で定義する。パラメータは Rp である。図 7.5 より、いずれのケースも A の増加に伴い、電圧低下率はそれに比例して増大するが、 Rp が正の一部のケースにおいて、(1) に示した理由により電圧低下率が相対的に小さくなる場合のあることがわかった。

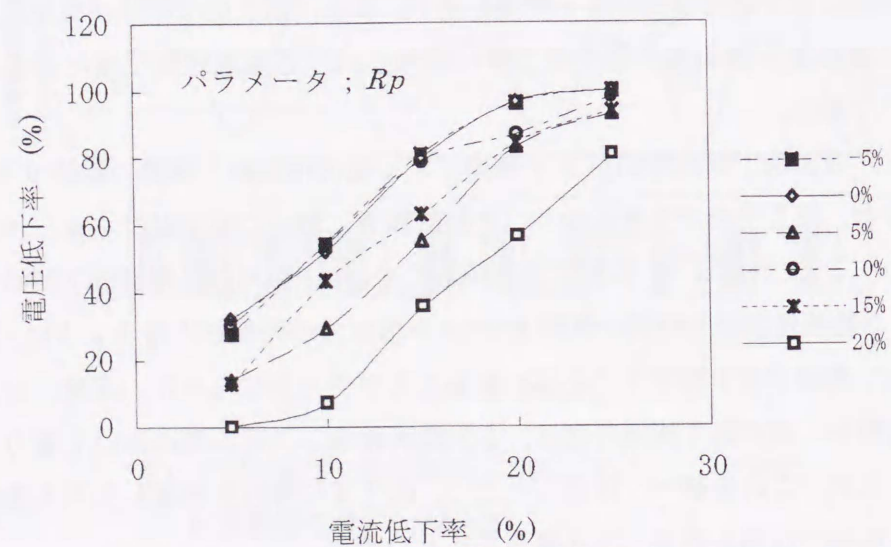


図 7.5 電流低下係数 A と電圧低下率との関係

この現象は特に Rp が 20%時に顕著となる。しかしながら、受動 2 段階目の検出しきい値 ($=Vd$)を(2)に従い 15%に設定すると、このような場合でも、 A は 0.12 程度以上であればよく、比較的小さな値でもって Rp によらず確実に単独運転を検出できることを明らかとした。そこで、以下では、さらに検出の確実性を考慮に入れ、 A を 0.15 に設定して検討を進めることとする。

図 7.6 は、 $A=0.15$ の場合における有効電力不平衡率と電流低下による配電線電圧の最小値との関係を示す。パラメータは Rq である。これにより、電圧最小値は Rq の変化に対してはあまり依存せず、単独運転時での電圧低下の程度は、ほぼ Rp により決定されることを明らかにした。

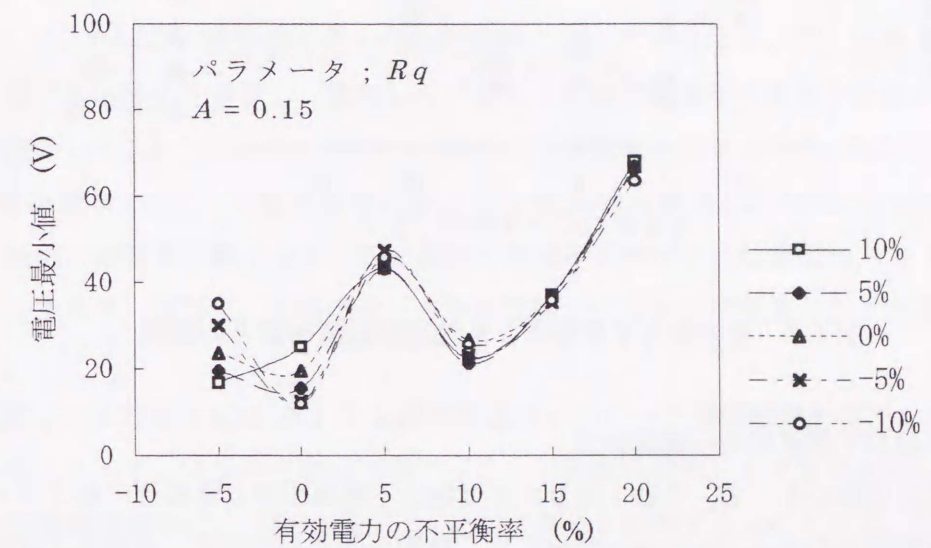


図 7.6 有効電力の不平衡率と電圧最小値との関係

(3) 単独運転検出時間

以上のシミュレーション解析結果にもとづき、受動・能動シリーズ方式の適切と考えられる設計パラメータ値として次を設定し、配電線停止から、受動 2 段階目が検出するまでの時間をシミュレーション評価した。

- ① 受動 1 段階目の時限；瞬時
- ② 受動 1 段階目検出より、電流基準低下開始までの時限；
0.5 秒
- ③ 電流低下係数 A ；0.15
- ④ 受動 2 段階目のしきい値；配電線電圧の低下率で 15%
- ⑤ 受動 2 段階目の時限；瞬時

結果を図 7.7 に示す。これにより、 Rp が -5%、および 20%時において、検出が相対的に

遅くなる傾向にあるが、 R_p , R_q によらず、いずれも0.6秒以内に検出でき、系統連系ガイドラインの目標値である1秒以内を十分にクリアできるものとみなせる。

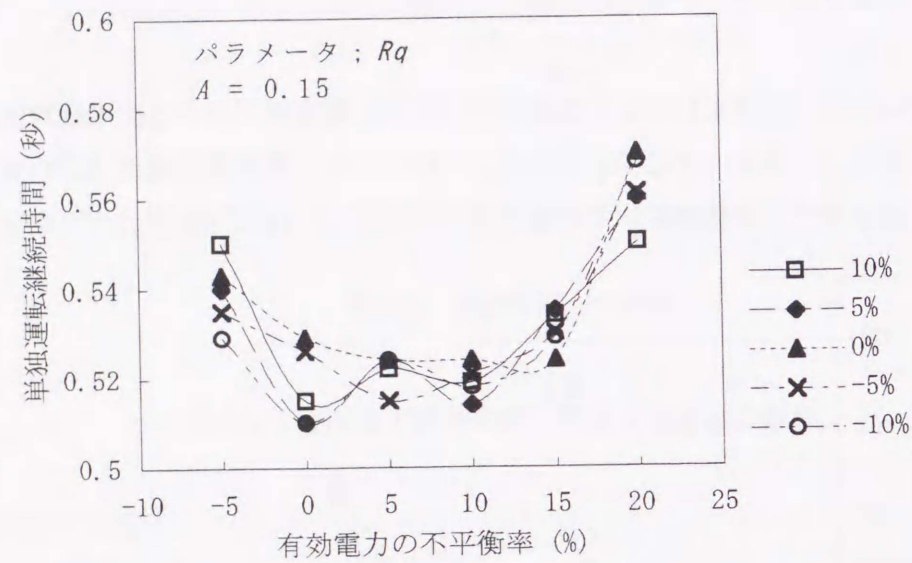


図 7.7 有効電力不平衡率と単独運転継続時間との関係

(4) 受動1段目不要検出時の電流特性

上記の設定条件のもとで、受動1段目が平常時に不要検出時した場合におけるインバータ出力電流特性をシミュレーション評価した。結果を図7.8に示す。電流低下開始時間は0.5秒である。

これにより、低下開始時点において、出力電流はステップ関数状に15%低下するが、系統電源が存在することにより、図7.2のような漸次的低下は発生せず、その後、MPT制御により、出力電流は増加し、約1秒後に低下直前の値に回復する結果が得られた。

7-6 実験結果と考察

以上により、7-5(3)に示した設計値を適用し、MPT制御速度を適切に設定することで、単独運転発生時には、 R_p , および R_q によらず、1秒以内に確実に検出、停止できることを明らかにした。また、平常時に受動1段目が不要検出しても、出力の低下を15%程度に押さえることができるとともに、MPT制御の作用により、この出力低下の期間は僅か1秒程度に押さえられ、従来の受動検出機能の不要検出に伴う出力急変を大幅に改善できることを明らかにした。これらにより、受動1段目を実用上、単独運転の不検出ケースが発生しない程度まで高感度化できる可能性を得た。

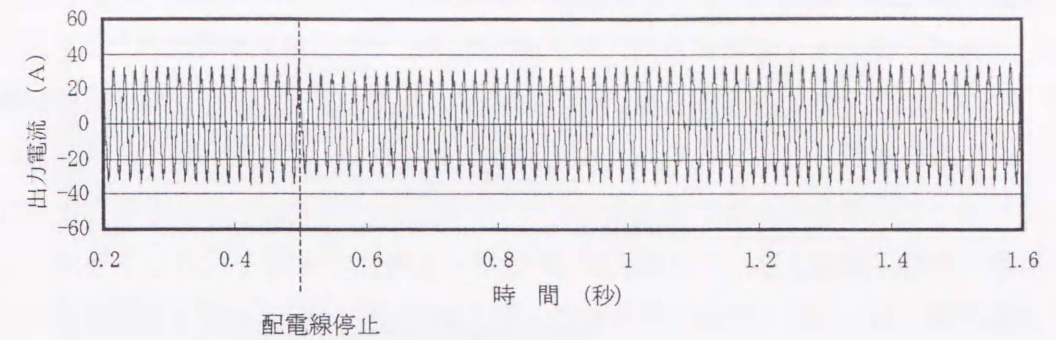


図 7.8 受動1段目不要検出時の出力電流特性

一例として、7-5(3)の設計値をもつ受動・能動シリーズ方式において、受動1段目に3次高調波電圧急増検出を適用し、検出しきい値を3次高調波電圧の増分で現状ガイドラインの推奨値の1/5にあたる0.2%に設定した場合の実験結果を以下に示す。このしきい値は、7章の結果を参照すると、太陽光発電の普及率(=配電線容量比)が50%以上の高密度連系時でも、検出に最低限必要となる三相配電線の電流不平衡率がこれまでの1/5程度の2%程度で十分であり、実用上、不検出ケースをほぼ無くすることができるものと考えられる値である⁽⁵⁷⁾。

実験装置は3章の図3.10に示した太陽光発電用インバータ実験設備を使用した。実験回路構成を図7.9示す。インバータは六甲アイランド実験設備用として製作されたプロトタイプ3kW級電流制御型で、仕様は図7.1、および表7.1に準ずるものである。受動・能動シリーズ方式を実施する回路は、別途製作し、系統の3次高調波電圧の増分値に応じて図7.1に示す V_{in} に係数を乗じ、 V_{ref} を制御するものとした。電流低下係数 A は0.15に設定した。太陽電池アレイ模擬電源装置における太陽電池アレイ I-V 特性は同じく表7.1の特性を使用した。インバータ連系台数は、複数台並列運転時の基礎実験として、同一仕様ものを2台連系した。また、回生負荷としては、100Wの誘導モータを使用した。

実験結果のうち、図7.10には発電量と負荷量の関係が有効電力、無効電力ともに平衡状態にあるケースにおいて、模擬商用電源装置を切り離して単独運転を発生させた場合のインバータ連系点電圧、およびインバータ出力電流各特性を示す。単独運転発生とともに、受動1段目が検出し、単独運転発生よりほぼ0.5秒後に電流低下が始まっていることがわかる。最終的には受動2段目である不足電圧リレーで単独運転開始より約1.0後に運転停止している。なお、この不足電圧リレーはインバータに内蔵されている既設のもので代用した。最終的な運転停止時間が図7.7に示したシミュレーション結果と異なっているが、これは受動2段目の不足電圧リレーが0.5秒の時限をもっているためである。図7.11は

各種発電量と負荷量の関係における単独運転継続時間を示したものであるが、これにより、 R_p 、 R_q によらずいずれも1秒程度以内に単独運転を停止できる結果が得られた。

また、図7.12には受動1段目不要検出時の実験結果を示す。これは、受動1段目の検出パラメータを系統電圧不足リレーとし、しきい値を変化値で1Vに設定した場合のものであり、インバータ平常運転状態で系統電圧に2Vのステップ関数状の低下を発生させたケースの結果である。同図より、系統電圧が2V低下した時点で受動1段目は不要停止しているが、低下率、および低下継続時間ともに、図7.8のシミュレーション結果とほぼ同様の結果であることがわかる。

以上により、考案方式は妥当であることを検証するとともに、本方式のみで単独運転検出の要求条件を満足させることのできる見通しを得た。

今後の高密度連系への適用を考えた場合の留意点として、受動1段目の検出要素は、検出のばらつきによる電流低下時の相互干渉を防ぐため、周波数変化や柱上変圧器の磁気特性によった高調波電圧急増など、配電線停止区間全体にわたり一律に変化するパラメータに設定する必要があるものと考えられる。さらに、受動1段目の検出しきい値については、確実な検出のために、上記のように実用上、不検出ケースが発生しないとみなせる値を考慮して設定するとともに、これらの検出要素、検出しきい値、ならびに電流低下時間を含めた各時限については、太陽光発電間の相互干渉を防ぐため、統一させることが必要であるといえる。

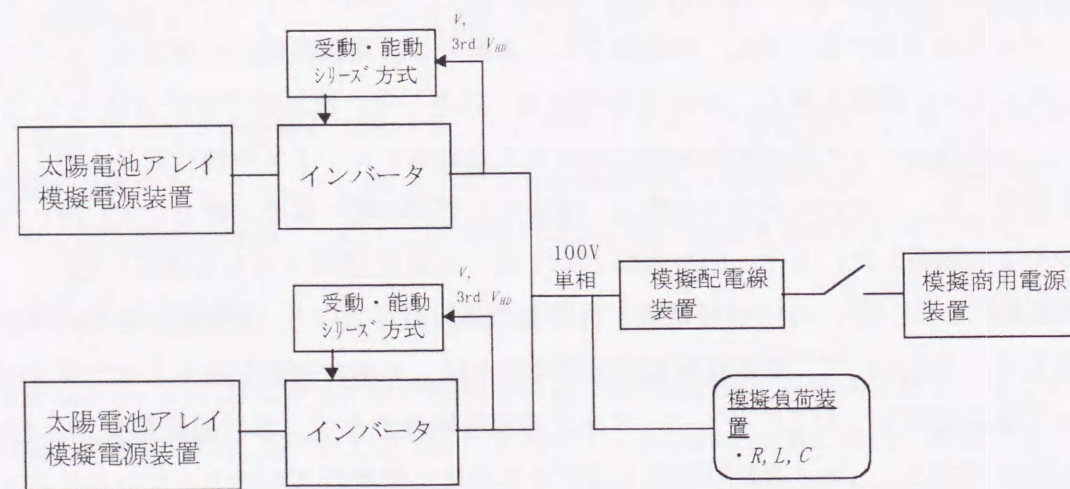


図7.9 受動・能動シリーズ方式の実験回路

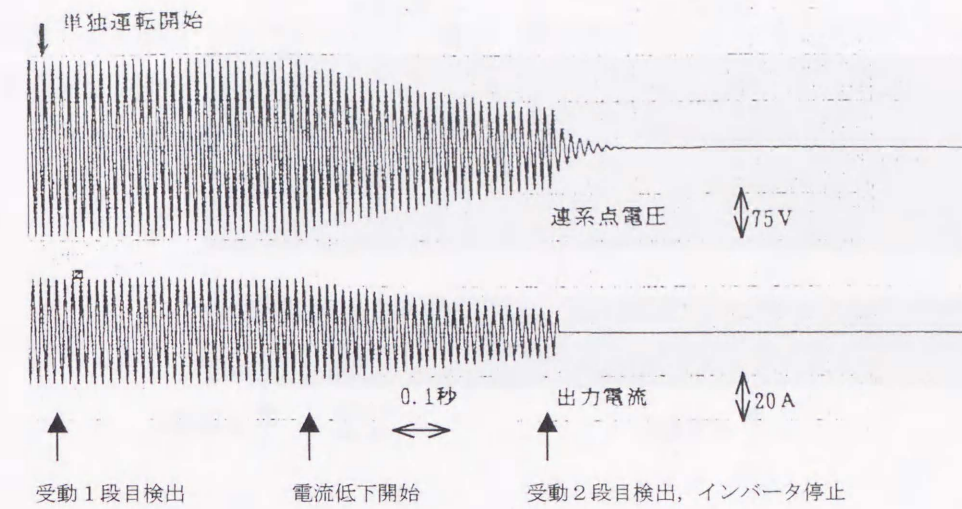


図7.10 受動・能動シリーズ方式適用時の単独運転時特性 (実験結果)

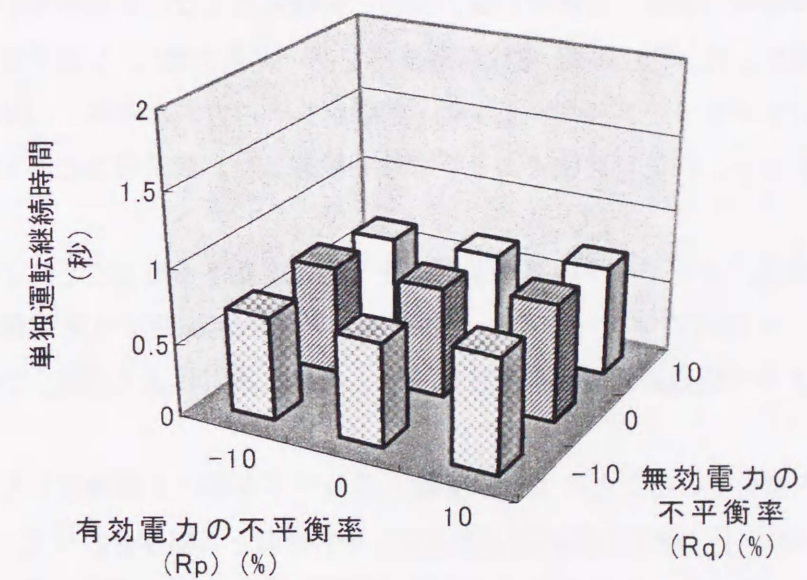


図7.11 受動・能動シリーズ方式適用時の単独運転継続時間 (実験結果)

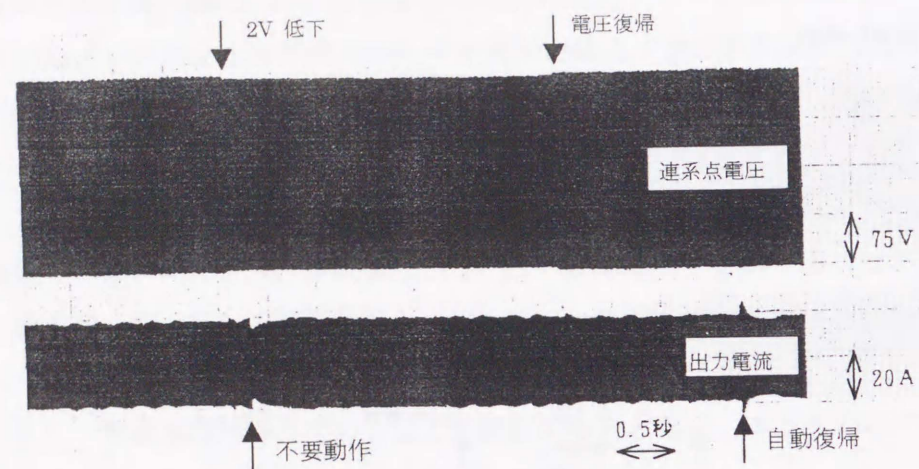


図 7.12 受動・能動シリーズ方式における不要検出時の特性 (実験結果)

7-7 結 言

太陽光発電システムの高密度連系技術として、高密度連系状態でも確実に単独運転運転を検出でき、かつ平常時のシステムの安定性や電力品質に影響を与えない高信頼度の単独運転防止方式について検討した。その結果、電流制御形インバータを対象に、2種の受動方式、および1種の能動方式をシリーズに用いる受動・能動シリーズ方式を考案し、EMTPによる動特性シミュレーション、および実験により有効性を検証した。結果をまとめると次のとおりとなる。

- (1) 受動1段階目検出後、インバータの電流基準値を15%程度低下させることにより、電流制御形インバータ固有のフィードバック効果により単独運転時では発電量と負荷量の平衡条件によらず配電線電圧が顕著に低下し、受動2段階目により迅速、かつ確実に検出できる。
- (2) 上記の電流低下値を用いることにより、受動1段階目が平常時に不要検出しても、出力電流の低下は15%以下に押さえられるとともに、MPT制御との組み合わせで、出力低下期間は1秒程度に留めることができ、これまで問題となっていた受動方式不要検出時の出力急変を大幅に改善できる。
- (3) これらにより、受動1段階目を実用上不検出ケースが発生しない程度に高感度化でき、各受動方式の検出要素、検出しきい値、ならびに電流低下開始時間を含めた各種時限を太陽光発電システム間で統一することにより、高密度連系時でも単独運転を確実に防止できる見通しを得た。

これらの検証実験を行い、一例として受動1段階目に3次高調波電圧急増検出を使用し、この検出しきい値を3次高調波電圧の増分で現状ガイドラインの推奨値の1/5にあたり、実用上の不検出ケースをほぼ無くすことができると考えられる0.2%に設定すると、負荷条件によらず1秒以内に単独運転を停止できることを明らかにし、本方式の有効性を検証した。

第8章 高密度連系時における配電線短絡検出上の問題点

8-1 緒言

一配電系統において、太陽光発電の連系容量が配電線バンク容量の数%以上に達するような、いわゆる高密度状態で連系された状態で、配電系統に短絡事故が発生した場合、これらの分散型電源から事故電流の一部が供給され、その結果、系統電源側から供給される事故電流が減少し、変電所等に設置された短絡検出リレーの不動作や動作の遅れを招く可能性がある。このため、配電線の短絡事故時には分散型電源自らが事故を検出し、連系を遮断することが要求される。このうち、現状の系統連系ガイドラインでは、太陽光発電については、逆変換装置を有する発電装置として、不足電圧リレーで対処することが推奨されている⁽³⁰⁾。

配電線短絡事故のうち、特に重大事故につながる可能性の大きい高圧配電線における事故を考えた場合、現状の系統連系ガイドラインに従った短絡検出リレーをもった太陽光発電が連系運転していると、次のような問題点の発生する可能性がある。①フィーダ送電端近傍で発生した高抵抗短絡など、場合によっては、事故時の電圧低下が押さえられ、太陽光発電の事故検出が不可能となる。②低圧単相連系が主体であるため、短絡線間以外の線間に連系している太陽光発電は検出できずに運転を継続する可能性がある。このため、条件によっては、これら太陽光発電の運転継続によって、高密度連系状態においては系統電源からの事故電流の減少が無視できないものとなり、その結果、変電所設置の過電流検出リレーの動作に影響を与え、系統保護・保安の上で大きな問題となる可能性がある。

そこで本章では、太陽光発電が高密度連系した配電線モデルを考え、高圧配電線に短絡事故が発生した場合における配電線各地点の電圧、電流特性、および各太陽光発電の運転動作についてシミュレーション解析、評価し、これにより、太陽光発電の現状での短絡事故検出方式のもつ問題点について明らかにする⁽⁵⁸⁾。

8-2 短絡特性解析のシミュレーションモデル

(1) 配電線短絡時における太陽光発電の出力特性

現在、系統連系形太陽光発電システムのインバータは、一般的に電力品質の維持、および系統保護・保安の面で有利な、電流制御形 (=電流瞬時値制御形) が採用されている⁽³¹⁾。図8.1には、同インバータを使用した住宅用太陽光発電システムの配電線高抵抗短絡時における出力電流特性例を示す⁽⁶¹⁾。連系点電圧の低下はインバータのもつ不足電圧リレーのしきい値に達せずに運転を継続した例である。同図より、短絡発生時にはインバータ内部のコンデンサによるものと考えられる瞬時的な過電流の発生がみられるが、直ちに定常的

な状態に戻り運転を継続していることがわかる。また、定常的な状態に戻った後のインバータ出力電流の絶対値は、短絡発生より、連系点電圧の絶対値と同様に低下していることがわかる。これらは、各時刻における出力電流瞬時値を同じ時刻の連系点電圧瞬時値を参照して作り出している電流制御型インバータ固有の特性によるものである。

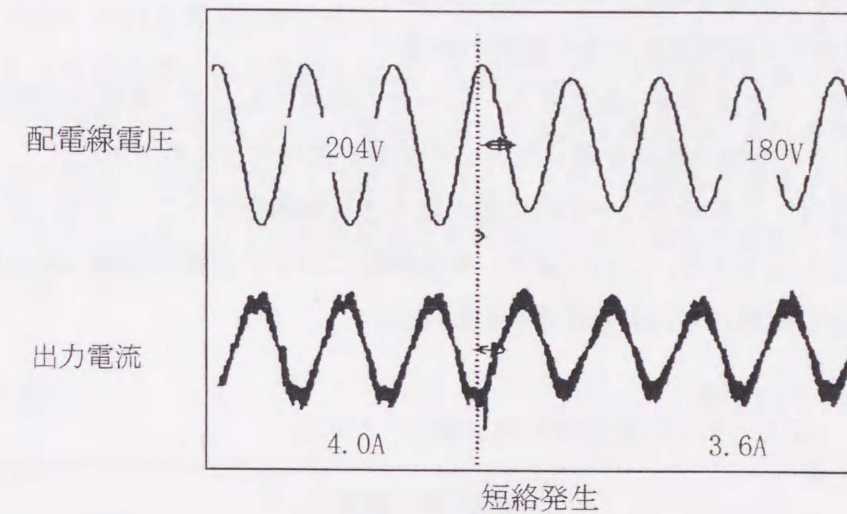


図8.1 配電線高抵抗短絡時における太陽光発電システム (3kW 級) の出力電流特性

(2) 配電系統モデル

上記の配電線短絡時におけるインバータ出力特性、および系統側に設置される短絡事故検出リレーは、一般的に事故発生後の数サイクルから1秒程度の時限をもって動作することを参照し⁽⁴⁹⁾、短絡時の特性評価は、実効値モデルによる静特性シミュレーションを用いることとする。シミュレーションにおける一般化された3相高圧配電線の等価回路モデルは3章の図3.7を用いる。高圧配電線は一般的に樹枝状の形態をとるが、ここでは基本特性の解明のため、基本形態である直線状においた。また全体を任意の地点数に分割できるようにし、各地点間には任意の線路定数を設定する。さらに、それぞれの地点の各線間には、負荷におけるR,L,Cの各定数、および接続されている太陽光発電の出力電力、力率を設定するものとする。なお、等価回路上では個々の太陽光発電は電流源で与える。これら負荷、および太陽光発電システムの各設定パラメータは低圧単相回路も含め、各地点のそれぞれの線間に接続されているものを地点毎に一括集約し、高圧換算値で与える。

短絡事故は、各地点において負荷に並列に短絡抵抗を接続し、事故地点の短絡が発生している線間それぞれに該当する値を設定することにより模擬する。

(3) 計算手法

シミュレーションは、諸パラメータの短絡事故時における平常時からの変化値を評価することを目的に、次の2種のプログラムで構成し、短絡発生前後の各パラメータ値を比較評価する方式とする。

- ①平常時における地点毎の各線間電圧と各相電流の計算
- ②短絡時における地点毎の各線間電圧と各相電流の計算

いずれもオーム法を用い、主変圧器一次電圧 $E_1 \sim E_3$ 一定の条件のもとで、各地点の線間電圧 $v_{11} \sim v_{m1}$ を未知数とした回路方程式を解くことより結果を導出するものである。

太陽光発電の運転条件は、平常時では一般的に最大電力追尾制御を行うことより、①では出力電力一定を条件として与える。これにより、等価回路における太陽光発電の出力電流 ($= I$) の絶対値、および位相 ($= \phi_I$) は次式で与えられる。

$$|I| = P / (|v| \cos \theta) \tag{8.1}$$

$$\phi_I = \phi_v + \theta \tag{8.2}$$

ここに、 v は太陽光発電が連系している線間の電圧、 θ は v と I の位相差、 P は太陽光発電の出力有効電力、 ϕ_v は v の位相。

これにより、 I は未知数 v の関数となる。ここでは、 I に適当な初期値を与え、それにより成立する回路方程式を解くことにより得られる v により、上式を用いて I を更新する繰り返し近似を用いる。 I がある一定値に収束した時点で計算を終了させ、最終的な解とする。

②では、インバータとして電流制御形を用いるものとし、前述のように短絡発生後の一定期間は、出力電流の絶対値は、連系点電圧の絶対値に比例して変化するとみなせることより、出力電流の絶対値、および位相を次式で与える。

$$|I| = a |I'| |v| / |v'| \tag{8.3}$$

$$\phi_I = \phi_v + \theta \tag{8.4}$$

ここに、 I' 、 v' はそれぞれ平常時における出力電流、連系線間電圧。 a はインバータによって定まる固有の係数。

これも、①と同じく I に適当な初期値を与え、繰り返し近似により求める。さらに、実際には、太陽光発電のもつ短絡検出リレーにより、自ら短絡を検出して停止する場合がある。そこで、②では、計算の結果、太陽光発電に適用した連系点電圧等の検出パラメータがしきい値を越えたならば、その太陽光発電は停止したのものとして、その出力電流を0に変

更し、再度繰り返して計算を行い最終的な結果とする。

(4) プログラムモデルの検証

作成したモデルの妥当性を検証するため、3章で示した 200kW 太陽光発電実験システムで実施した高圧配電線短絡実験の結果⁽⁶¹⁾と比較した。

実験における設定条件を表 8.1 に示す。シミュレーションでは、同表の条件に従い、図 3.7 の等価回路上の各定数を定め、短絡時における太陽光発電システムの総合出力とフィード電流値との関係、および同総合出力と線路末端地点における各線間電圧の短絡発生時の変化値との関係について比較評価した。これらの結果を図 8.2 に示す。

これらにより、いずれも実験値と計算値はほぼ一致した結果となり、作成したモデルは妥当といえる。

表 8.1 実験における設定パラメータ値

主変圧器	容量; 600 kVA 漏れインピーダンス; $j 1.96(\Omega)$
配電線 (直線状)	電圧; 6.6kV (3相) 地点数; 20
負荷 (偶数地点に均等配置)	総容量; 200kW インピーダンス (1区間, 1線間あたり); $6500+j3300(\Omega)$
太陽光発電システム (20地点に均等配置)	連系方式; 単相 100V 1台当たりの容量; 2kWp 台数; 100台
短絡条件	地点; NO.16 短絡線間; AB 抵抗; $82(\Omega)$

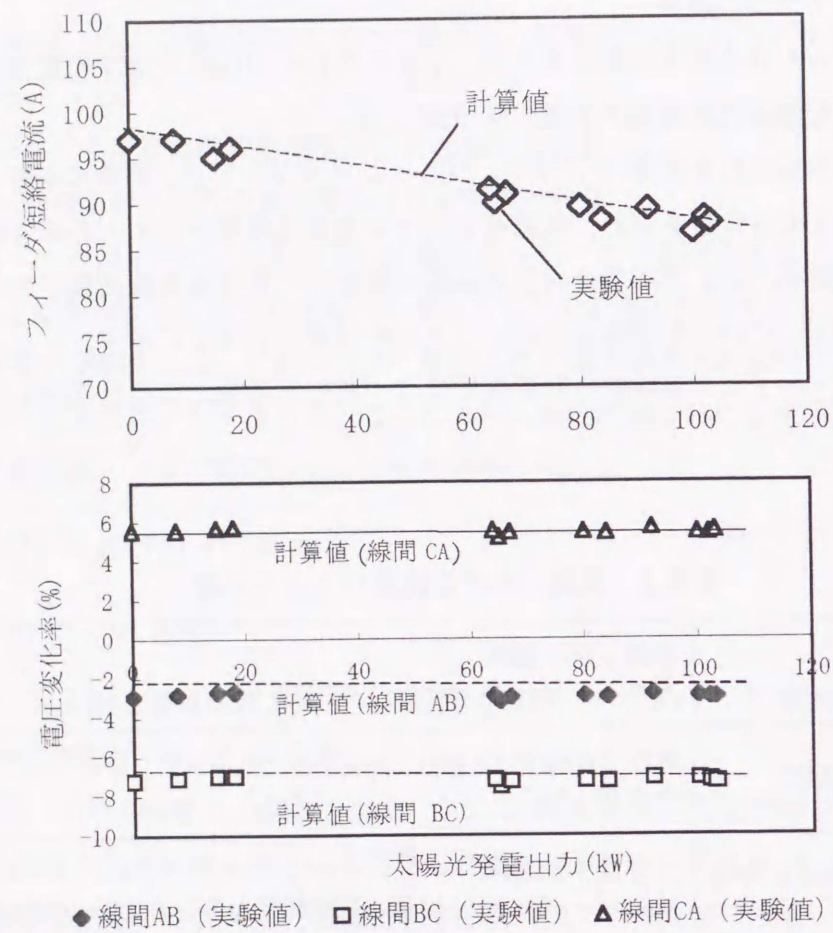


図 8.2 実験値とシミュレーション値の比較

8-3 設定した一般配電線モデル

太陽光発電が高密度で連系した場合における配電線短絡事故時の諸特性解析のため、一般的な配電線モデルを設定する。ここでは、基本的な特性解明のため、モデルは全国配電線調査結果より得られた住宅地域における平均的モデルを用いる⁽⁶⁰⁾⁽⁶¹⁾。

シミュレーションでは高圧配電線の基本単位として、主変圧器から分岐している一フィーダについて実施する。高圧配電線は直線状とし、全体を 20 地点に分割する。それぞれの地点の各線間には低圧配電線に接続されているものも含めて、負荷、および太陽光発電システムが均等に接続されているものとする。太陽光発電システムはいずれも単相低圧配電線に連系しているものと考え、出力電力は全て同じとし、力率は 1 とする。太陽光発電の普及率(=一フィーダの容量に対する割合)はパラメータとして、0%から 100%まで種々

変化させた。配電線における短絡の条件としては、考えられる種々の条件における太陽光発電の動作状態を明らかにするため、短絡地点、短絡相、および短絡抵抗をそれぞれパラメータとして種々変化させた。このうち短絡地点は線路送電端付近の代表として地点 2 に、線路中間点付近の代表として地点 10 に、および線路末端付近の代表として地点 18 にそれぞれ設定した。短絡相数は 2 相短絡、および 3 相短絡を考え、2 相短絡として線間 AB、3 相短絡として線間 BC、線間 CA にそれぞれ設定した。さらに、短絡抵抗は、各短絡地点、および短絡相の種類において、それぞれ太陽光発電が連系されていない状態で、短絡時のフィーダ電流(=各相の最大値)がフィーダ定格電流の 2 倍~6 倍になるように、種々変化させた。以上の設定条件を表 8.2 に示す。

表 8.2 シミュレーションにおける設定パラメータ値

主変圧器	容量 ; 15MVA 漏れインピーダンス ; j0.185(Ω)
配電線 (1フィーダ当たり)	容量 ; 3MVA 総互長 ; 3.6km 地点数 ; 20 インピーダンス (1区間) ; 0.057+j0.057 (Ω) 電圧 ; 6.6kV (3相)
負荷(偶数地点に均等配置)	総容量 ; 1600kW インピーダンス (1区間, 1線間当たり) ; 607+j361(Ω)
太陽光発電システム (20地点に均等配置)	総容量 ; 0kW~3000kW

8-4 既存方式の問題点

現状の系統連系ガイドライン⁽³⁰⁾にもとづき、太陽光発電の短絡検出要素として、不足電圧検出リレーのみを装備させた場合における各種短絡条件下での動作状況をシミュレーション解析した。不足電圧検出リレーの検出しきい値は基準電圧の 90%値に設定した。図 8.3 には、一例として、太陽光発電の普及率が 100%、および太陽光発電が連系していない状態で、フィーダ電流が定格の 2 倍に達する短絡抵抗でもって 2 相短絡、および 3 相短絡が発生した場合の各地点の線間電圧値を示す。パラメータは短絡発生地点である。これらの結果は太陽光発電が連系していない場合とほぼ同様となり、配電線電圧は線路インピーダンスにより、変電所送端より短絡地点まではほぼ直線的に低下し、短絡地点より線路末端までは、ほぼ一定であることがわかる。2 相短絡では、短絡線間である線間 AB が最も

電圧低下が大きい。次いで線間 CA の電圧低下が大きく、地点によって異なるが線間 AB の約 50%~70%程度となる。一方、線間 BC の電圧は僅かであるが上昇する。また、短絡地点が送電端近傍である場合には、配電線全体にわたり、相対的に電圧の変化は非常に小さいことがわかる。3相短絡では、線間 CA 相の電圧低下が最も大きく、次いで線間 BC、線間 AB の順となる。線間 BC、線間 AB の電圧低下率は線間 CA の 60%程度以下である。

図 8.4、および図 8.5 は 2 相短絡時、3 相短絡時それぞれにおける太陽光発電が連系していない状態でのフィーダを流れる電流値 (=定格電流比、三相の中の最大値) と太陽光発電の普及率が 100%の場合における短絡時フィーダ電流値 (=太陽光発電非連系時における短絡時フィーダ電流値に対する割合、三相の中の最大) との関係、および同じく太陽光発電非連系時における短絡時フィーダ電流値と、各線間における停止太陽光発電率との関係を示す。

この結果より、2相短絡、3相短絡ともに、短絡地点がフィーダ送電端近傍の場合では、太陽光発電非連系時においてフィーダを流れる電流が定格値の 6 倍程度に達する短絡条件でも不足電圧を検出して停止する太陽光発電は 1 台もなく、運転を継続する結果となった。これにより、フィーダ電流は減少し、その結果、定格電流の 4 倍程度以下の短絡ケースでは、太陽光発電非連系時の値の 80%以下となることがわかる。また、短絡地点が線路中間、および線路末端の場合では、太陽光発電非連系時でのフィーダ電流が定格の 3 倍程度以下であると、不足電圧により停止する太陽光発電が大きく減少する。

これらにより、短絡地点がフィーダ送電端近傍である場合や、それ以外の短絡地点でも太陽光発電非連系の短絡時フィーダ電流が定格の 3 倍程度以下である高抵抗短絡時では、自ら検出して運転を停止する太陽光発電の割合が大きく減少、もしくは連系している全ての太陽光発電が不検出となり、この結果、フィーダ電流は最大で太陽光発電非連系時の 60%以下と顕著に減少することを明らかとした。これにより、フィーダに設置される短絡事故検出リレーの不動作や顕著な検出の遅れを招く可能性があり、太陽光発電個々に装備する新たな配電線短絡検出方式の検討が必要となる。

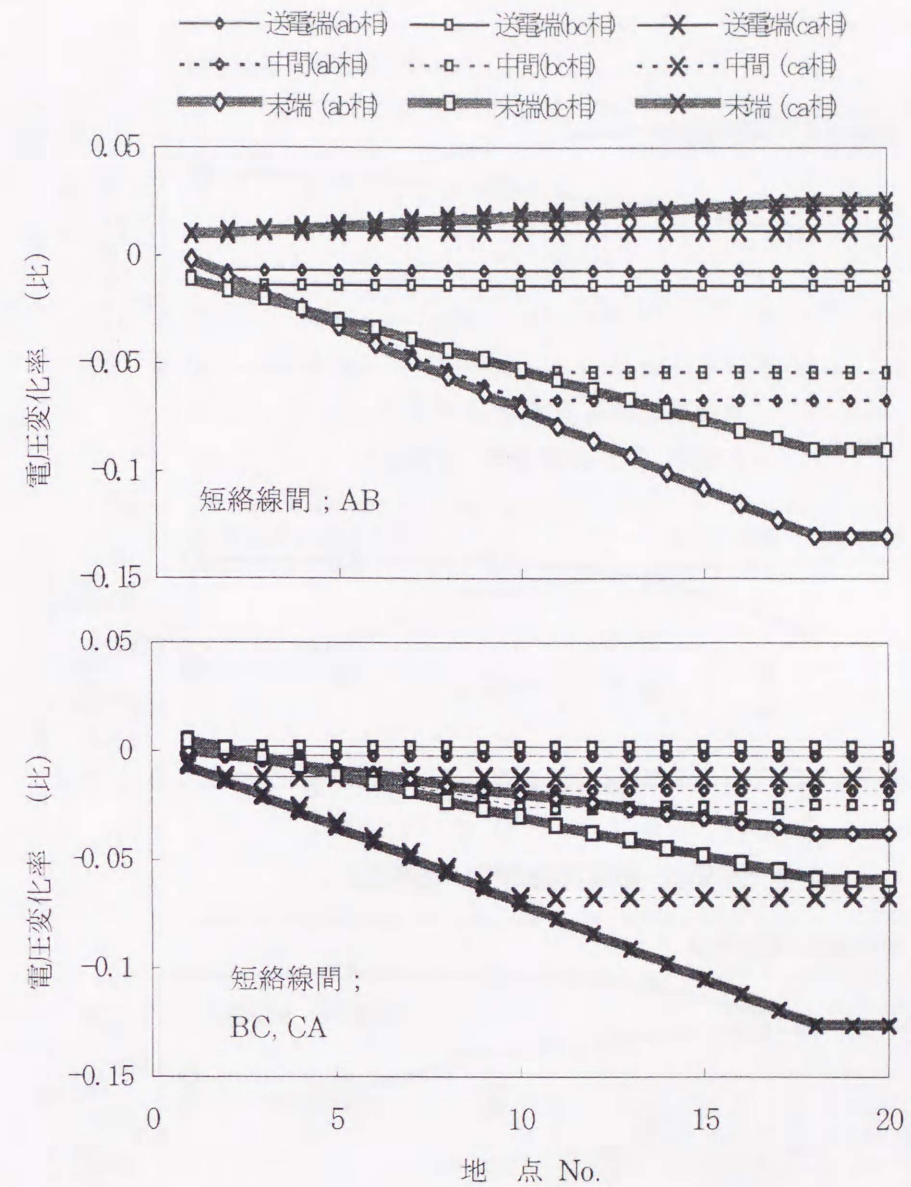


図 8.3 配電線短絡時における各地点の電圧変動率
 ・上図：2相短絡，下図：3相短絡
 ・パラメータ：短絡地点

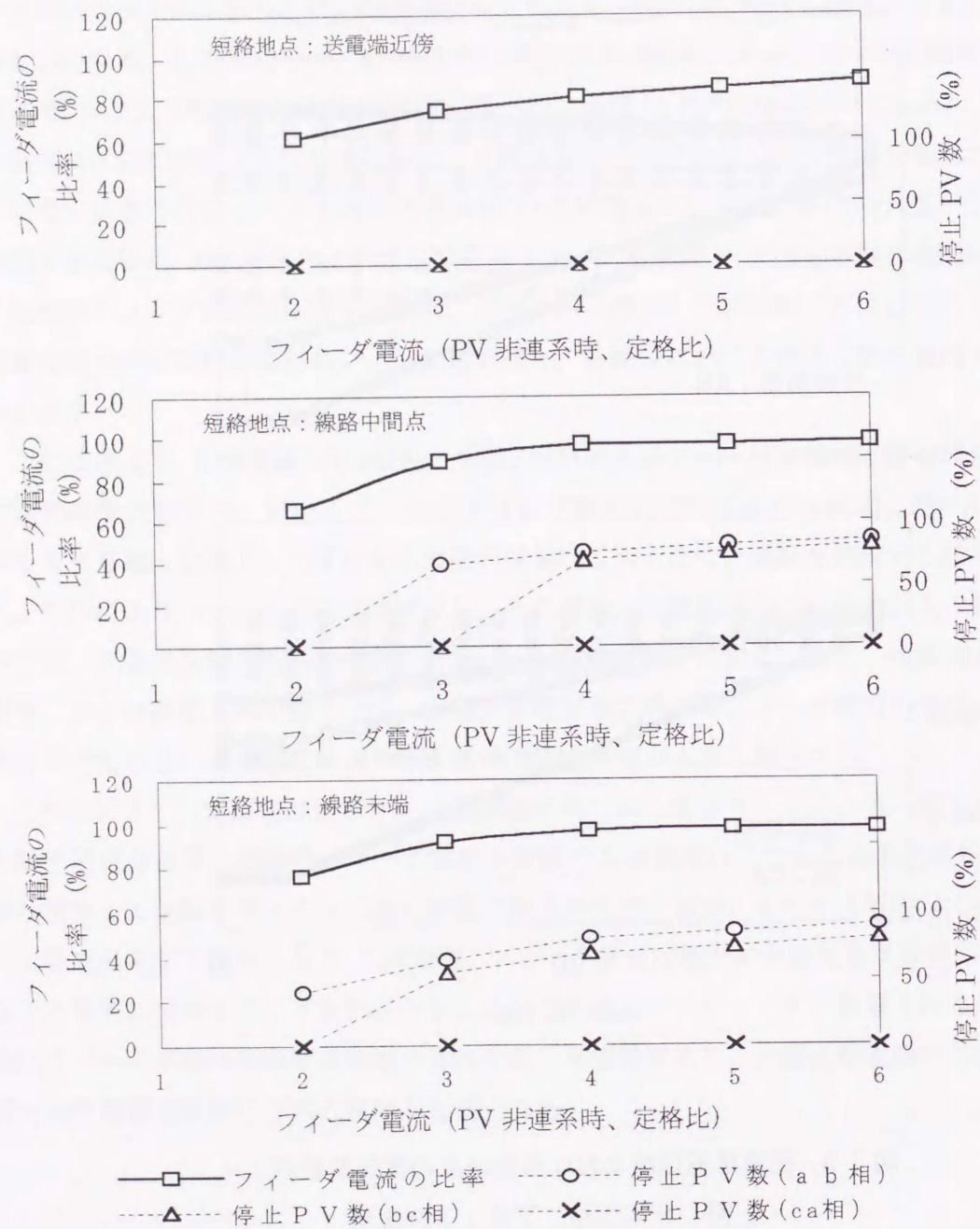


図8.4 不足電圧リレーを採用した場合における2相短絡時のフィーダ電流比と停止太陽光発電システム数

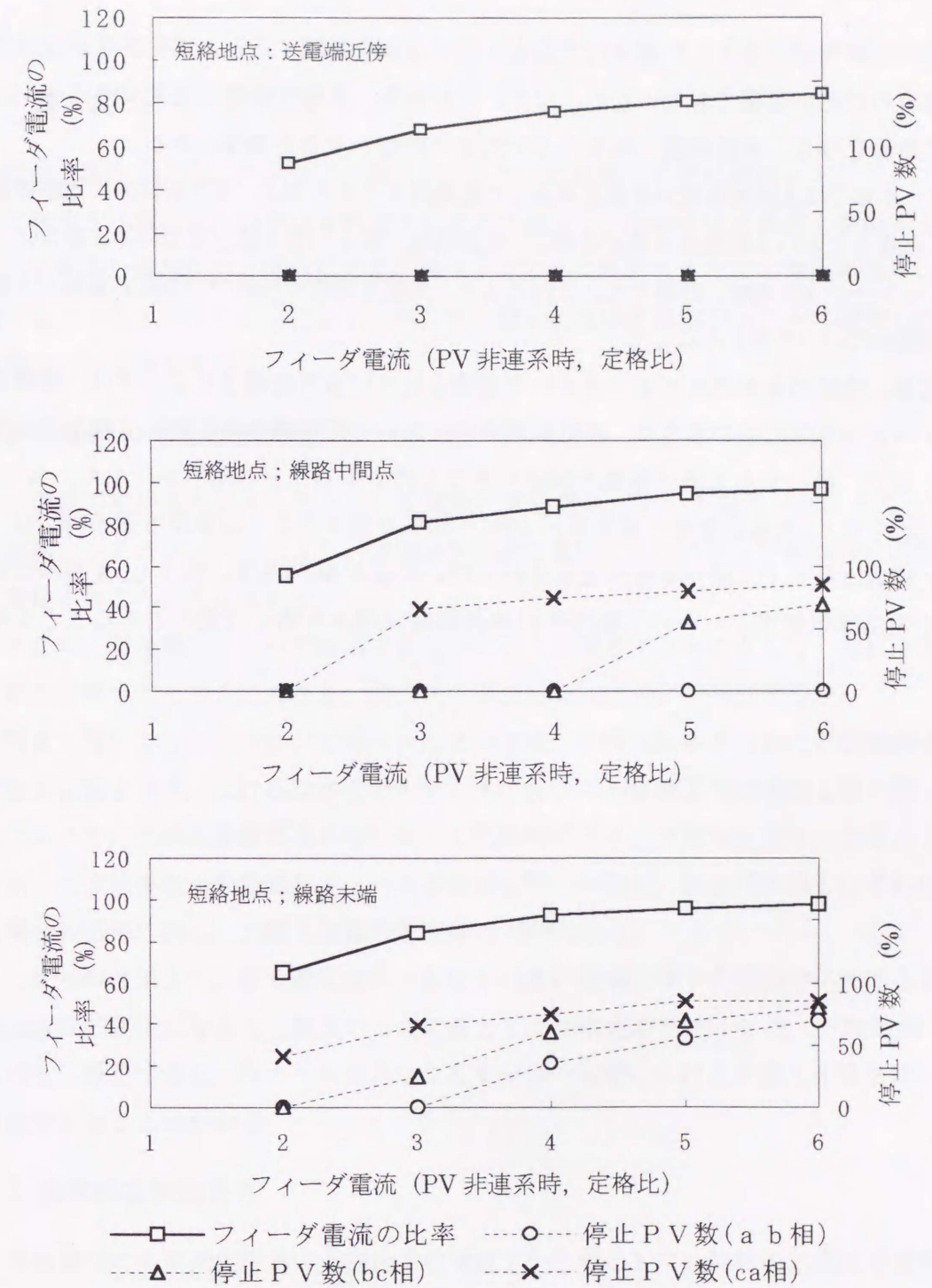


図8.5 不足電圧リレーを採用した場合における2相短絡時のフィーダ電流比と停止太陽光発電システム数

8-5 結 言

配電線に短絡事故が発生した場合に太陽光発電が運転を継続すると、高密度連系状態では事故電流の供給が無視できないものとなり、その結果、変電所設置の過電流検出リレーの動作に影響を与え、系統保護・保安の上で大きな問題となる可能性がある。

そこで、本章では太陽光発電が高密度連系した配電線モデルを考え、高圧配電線に短絡事故が発生した場合における配電線各地点の電圧、電流特性、および各太陽光発電の運転動作についてシミュレーション解析、評価した。これにより、太陽光発電の現状での短絡事故検出方式のもつ問題点について明らかにした。

その結果、現状の系統連系ガイドラインで推奨されている不足電圧リレーでは、短絡地点がフィーダ送電端近傍の場合や、高抵抗短絡時において配電線全体に渡って電圧の低下が小さくなり、検出する太陽光発電の割合が大きく減少することを明らかにした。また、これが原因となり、太陽光発電の普及率が40%~50%を越えるような高密度連系時では、フィーダ電流は最大で太陽光発電が連系されていない状態の50%程度に減少し、変電所に設置される短絡事故検出リレーの不動作や検出の顕著な遅れを招く可能性のあることを明らかにした。

第9章 電圧位相変化検出を取り入れた短絡検出方式

9-1 緒 言

前章で明らかとなった問題点の解決法として、配電線短絡時に線路インピーダンスによって発生する電圧位相の変化を検出する方式に着目し、短絡事故を確実に検出するとともに、平常時の負荷起動/停止に伴う不要検出を確実に防止するための検出手法について検討する。シミュレーションにより、本方式を個々の太陽光発電システムに適用した場合の効果について検証する。

9-2 短絡時の電圧位相変化

配電線に短絡事故が発生すると、配電線に定格電流以上の大電流が流れることにより、配電線のリアクタンス分により、配電線各地点で電圧位相がステップ関数状に比較的顕著に変化することが見込まれる。

そこで、不足電圧リレーで検出できないケースを補完するものとして、これら電圧位相の変化を検出する方式に着目し、同方式の適用可能性について検討する。

図9.1はシミュレーションで得られた2相短絡、3相短絡各々における配電線各地点の位相変化値を示す。これらは本モデルケースにおいて不足電圧では検出し難い最もシビアなケースで、太陽光発電非連系時において短絡時のフィーダ電流が定格の2倍となる抵抗をもった短絡事故が配電線のフィーダ送電端近傍、中間点、および末端それぞれに発生した場合の結果である。太陽光発電の普及率は100%である。

これらの結果より、最も電圧位相の変化が小さい送電端近傍での短絡時における各線間の電圧位相の変化に着目し、検出のしきい値として2相短絡では1.5度、3相短絡では1.2度程度に設定すると、各ケースで少なくとも一つの線間における太陽光発電をほぼ完全に停止できることがわかる。

9-3 具体的な検出条件

事故検出に位相変化を用いる場合での考慮すべき点として、位相の急変は平常時の負荷の起動/停止において頻繁に発生するが、このような場合に誤動作による不要検出を極力防止する必要がある。留意すべきケースとしては、①高圧需要家において大容量の負荷が起動/停止する場合、および、②低圧配電線において、太陽光発電を設置している需要家が柱上変圧器からの距離が大きく、同変圧器からのインピーダンスが比較的大きい線路に接続されている場合で、同需要家、または隣接する需要家において比較的容量の大きい負

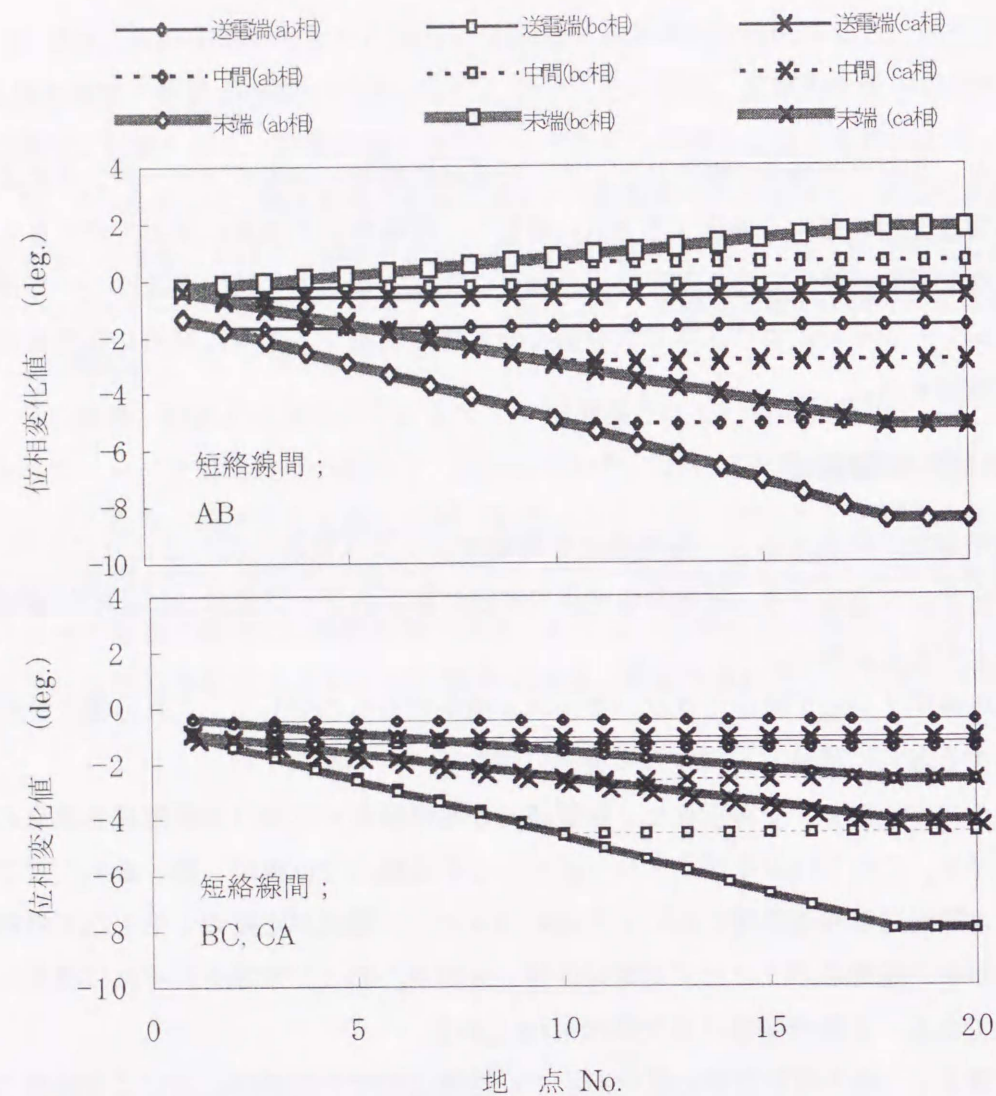


図 9.1 配電線短絡時における各地点の電圧位相変化値
 ・上図：2相短絡，下図：3相短絡
 ・パラメータ：短絡地点

荷が起動/停止する場合、が上げられる。

これらのうち、②のケースにおいて不要停止を防止する対策として、高压配電線と需要家への引き込み線までも含めた低压線それぞれの抵抗値(=R)とリアクタンス値(=X)の比率(=R/X)に着目すると、一般的に高压配電線はR/Xが0.7~2.0であるのに対し、低压配電線は2.5~3.0であり、これらの間には大きな差異がある⁽⁵⁸⁾。この結果、仮に高压配電線での短絡事故時と低压配電線での負荷の起動/停止によるそれぞれの電圧位相の変化値が同程度であったとしても、同時に発生する電圧絶対値の変化値は大きく異なることが考えられる。これにより、電圧

と位相それぞれの変化値のAND条件を用いることで、高压配電線の短絡事故と、低压需要家の負荷の起動/停止を識別できることが考えられる。

以上を考慮に入れ、平常時の負荷変動に伴った電圧変化と位相変化の関係をシミュレーション解析し、高压配電線短絡事故時におけるこれらの関係と比較評価する。

低压需要家の構内におけるものとしては、住宅用の太陽光発電は通常、单相200V系に連系されることより、ここでは図9.2に示す单相200V低压配電線モデルを設定した。各線路インピーダンスは調査結果により得られた累積百分率値の50%値(平均値)~90%値の間で種々変化させた⁽⁵⁰⁾。また負荷としては、実態を考慮して消費電力を0.5kW~5kW、力率を0.5(遅れ)~1.0の範囲でそれぞれ変化させた⁽³⁷⁾。これら各種条件において、柱上変圧器の1次電圧(=Vg)の絶対値(低压換算値)と位相を基準とし、負荷端子における電圧(=VI)の絶対値と位相を求め、それぞれ柱上変圧器1次側の値との差分でもって負荷起動/停止時の変化値とした。

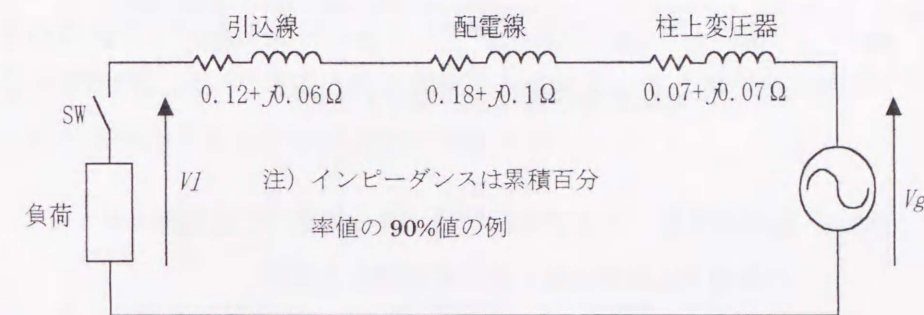


図 9.2 低压单相200V配電線モデル

一方、高压需要家の負荷としては、ここでは、太陽光発電が高密度連系する確率が高い地域として住宅地区を考えていることより、高压需要家として、契約電力が500kW未満の小口電力(=高压電力A)程度の需要家が接続しているものとし、この場合の最大規模として3相500kW負荷の起動/停止を考えた。力率は誘導モーター等、各種負荷の特性を考慮して、0.5~1.0とした⁽⁶²⁾。接続地点は線路末端とした。なお、実際にはモーター負荷などにおいて、起動、停止時に負荷電流に過渡変化が発生する可能性があるが、ここでは簡単のために、負荷電流はステップ関数状に変化するものとした。

計算結果を図9.3に示す。各ケースにおける電圧位相の変化値と電圧変化率との関係を示す。設定した高压、低压各負荷の起動、および停止時における特性は、取りうる可能性のある領域でもって示す。これにより、低压負荷の起動、停止に伴う領域と比較すると、2相短絡時の1線間を除き、他はいずれも共通した部分はなく、電圧位相の変化と電圧絶

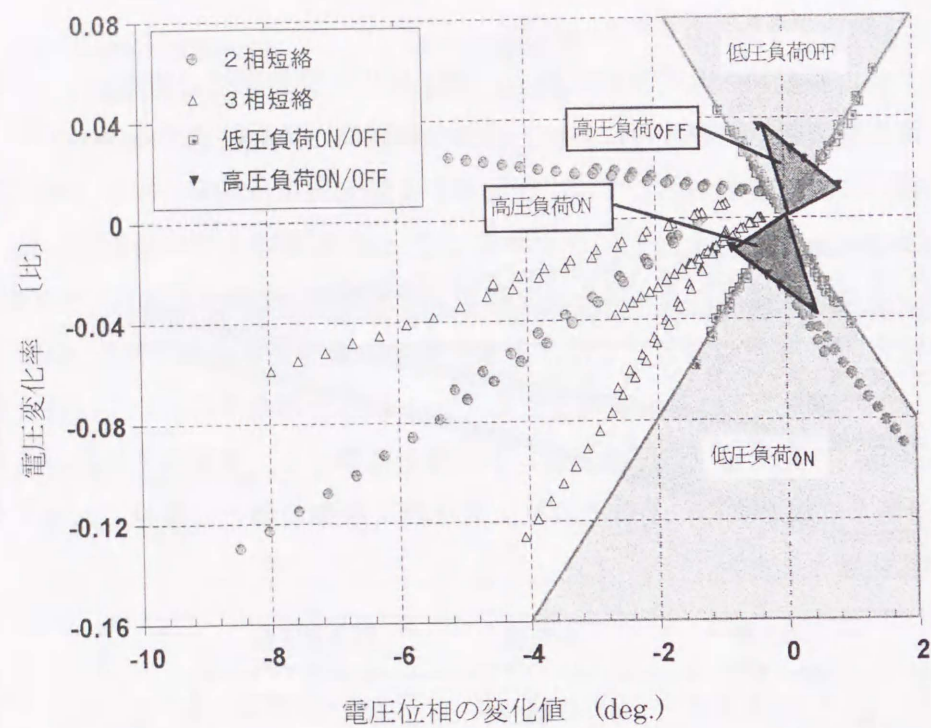


図9.3 配電線短絡, および負荷起動/停止に伴った配電線の各電圧位相変化値と電圧変化率との関係

対値変化のAND条件を検出方式に採用することで、不動作となるケース数を大きく低減でき、かつ低圧負荷の起動/停止による不要動作を防止できることが見込まれる。一方、高圧負荷の起動/停止においては、電圧位相変化の幅は-1度~1度であり相対的に小さい。ただし、-1度程度となる場合では電圧変化率は極く小さくなり、多くの短絡ケースにおいて、短絡事故時に電圧位相が同程度変化する地点との差異が小さくなる。このため、電圧位相変化値のしきい値をこれ以下に設定すると、平常時で負荷起動/停止による不要動作の可能性が高まるものと考えられる。

以上により、位相変化検出を適用した短絡事故検出方式の具体的な手法として、電圧位相変化値のしきい値を絶対値で1度程度に設定するとともに、電圧位相変化値がしきい値を越えた場合には、AND条件として、同時に電圧変化率を監視、評価し、これら電圧位相変化値と電圧変化率の関係が、図9.3に示した低圧負荷起動/停止における領域を逸脱している場合には短絡事故とみなして太陽光発電を停止させる方式が有効とみなせる。

9-4 位相変化値積分法による検出確率の向上

図9.1の結果を参照すると、上記方式により、平常時の負荷起動/停止に伴う不要検出を防止できるとともに、高抵抗短絡事故を中心に不足電圧リレーと比較して、不検出となるケースを大幅に低減できることが見込まれる。しかしながら、フィーダ送電端近傍の2相短絡時など、停止太陽光発電が一つの線間のみにも留まる場合があり、フィーダ電流への影響を極力小さくする上で、更なる対策が必要とされる。

この対策法として、太陽光発電が高密度連系している状態に着目し、以下に示す一定期間に渡って電圧位相変化値を積分する手法を考える。

すなわち、一部の線間に連系している太陽光発電が運転を停止すると、系統側からみた負荷インピーダンスが変化することにより、電圧位相の更なる変化が発生する。この結果、高密度連系時では、短絡発生による一回の停止台数が多くなるため、線間によっては電圧位相の短絡発生直前からの変化値が更に顕著に増大することが考えられる。これにより、短絡発生時に発生する電圧位相のステップ関数状の変化のみならず、式(9.1)に示すように、ある一定期間において電圧位相の変化値を積分し、その積分値が設定したしきい値を逸脱したならば停止させる手法が有効と考えられる。

$$\Phi = \int_0^{t_0} \left[\frac{d\phi}{dt} \right] dt \quad (9.1)$$

ここに、 Φ ; 位相変化積分値, t_0 ; 積分期間, ϕ ; 位相。

一例として図9.4には、本方式を個々の太陽光発電に適用した場合における、短絡事故時の各線間の電圧位相、停止太陽光発電率、およびフィーダ電流の各時間変化についてのシミュレーション結果を示す。

太陽光発電の普及率は100%で、短絡条件としては、短絡地点; No. 2, 短絡相; 線間 AB, 短絡抵抗; 太陽光発電非連系時においてフィーダ電流が定格の2倍となる値、にそれぞれ設定したものである。電圧位相変化積分値のしきい値は-1.2度に設定するとともに、図9.3にしたがった電圧変化率とのAND条件を適用している。なお、平常時における負荷への瞬時的な突入電流等による不要動作を避けるために、暫定的に0.1秒の時限を設けている。すなわち、電圧位相変化積分値がしきい値を越え、これが0.1秒間継続したならば太陽光発電を停止させる。

これにより、短絡発生により、線間 AB のほぼ全区間に渡ってしきい値を逸脱し、0.1秒後に線間 AB 連系の太陽光発電の90%以上が停止した。それに伴い、線間 AB 相、および線間 CA の位相変化積分値が全区間に渡って増大している。増大の程度は線路末端ほど大きい。このうち、特に線間 CA では、これにより位相変化積分値がしきい値を逸脱する区間

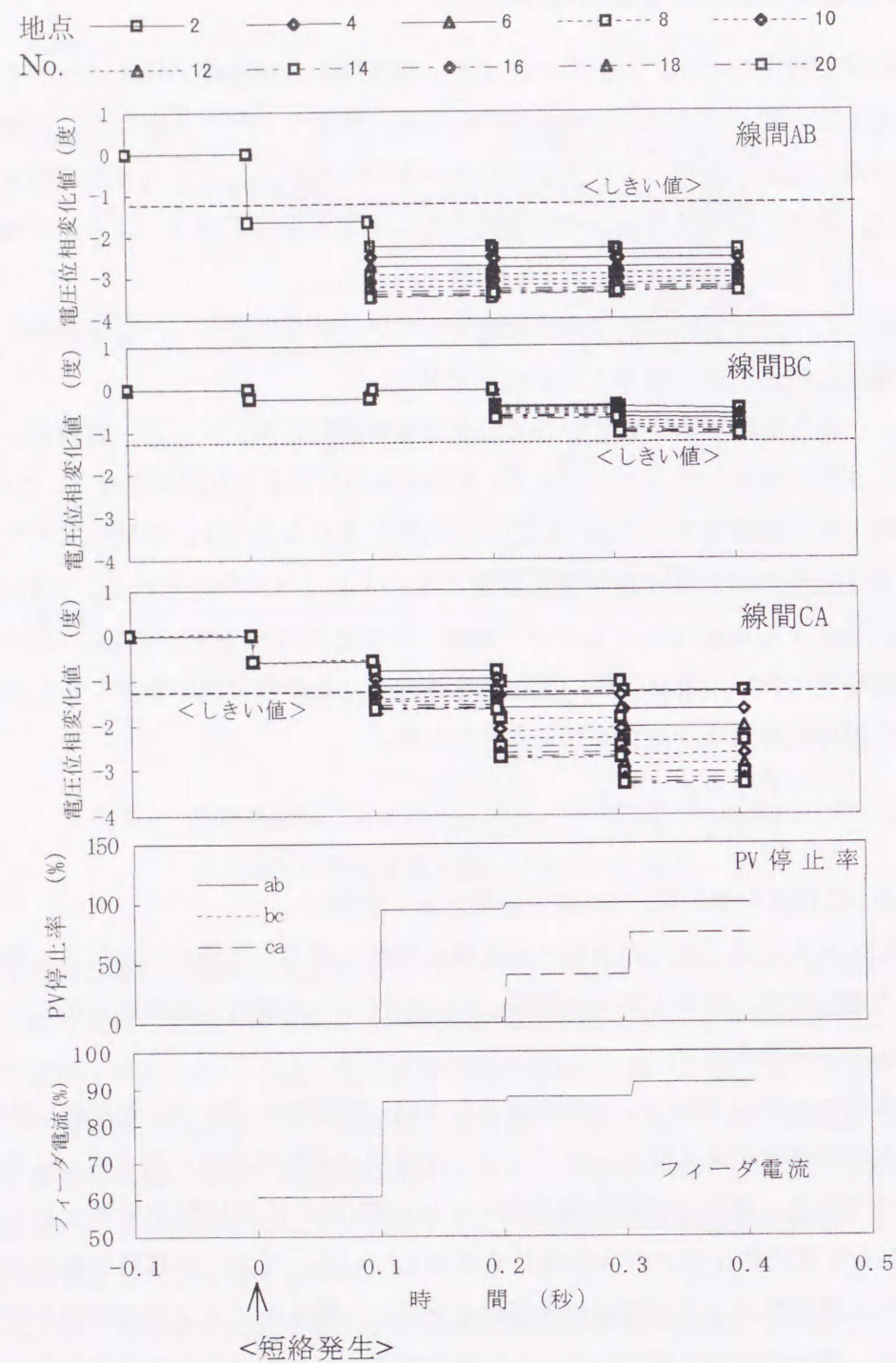


図9.4 2相短絡時における各線間の地点別位相変化, 停止太陽光発電数, およびフィーダ電流の経時特性
 ・位相変化積分方式適用時
 ・短絡線間; AB

が生じ, 短絡発生から0.2秒後には, 線間CAの約45%の太陽光発電が停止している。その結果, さらに線間CAでは位相変化積分値が増大し, 0.3秒後には, 最終的には80%程度の太陽光発電が停止に至っている。これらの結果, フィーダ電流は, 最初の線間ABのみ停止の場合には, 太陽光発電非連系時の85%程度であったものが, 最終的に線間CAの太陽光発電の停止に伴い92%程度に増加しており, 効果が向上していることがわかる。

図9.5は, 短絡条件として, 同じく短絡地点をNo.2, 短絡抵抗を太陽光発電非連系時においてフィーダ電流が定格の2倍となる値にそれぞれ設定した場合における, 位相変化積分方式有/無し各々のケースの太陽光発電普及率と停止太陽光発電率, および太陽光発電普及率とフィーダ電流値の関係を示したものである。また, 図9.6は各種短絡ケースにおいて, 現状の不足電圧リレーのみ採用した場合, および位相変化積分方式を含む考案方式を採用した場合それぞれの太陽光発電普及率とフィーダ電流との関係を示す。いずれのケースも短絡抵抗を太陽光発電非連系時にフィーダ電流が定格の2倍となる値に設定した場合の結果である。

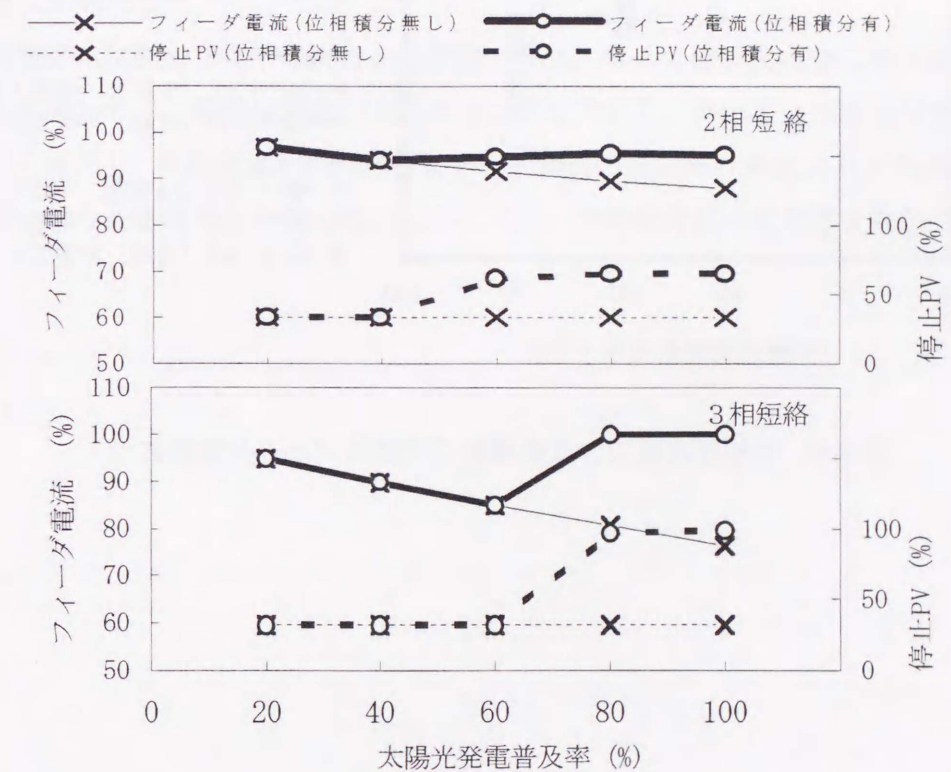


図9.5 位相変化積分方式採用有/無それぞれの停止太陽光発電数とフィーダ電流値
 ・短絡地点; 送電端近傍

図9.5より、位相変化積分方式を適用すると、太陽光発電の普及率が50%~60%を超え、短絡保護への影響が大きくなるケースにおいて、積分なしの場合と比較して、太陽光発電の停止台数が顕著に増加し、それに伴いフィーダ電流の減少が押さえられことがわかる。

図9.6より、考案方式を適用すると、太陽光発電の普及率、短絡地点、短絡相数によらず、フィーダ電流の減少は最大でも15%程度に押さえられるとともに、普及率が60%以上となり、現状方式では特にフィーダ電流の減少が大きくなるようなケースでは、いずれもフィーダ電流を100%近くに保てることわかる。以上により、太陽光発電の連系運転による短絡事故時フィーダ電流を大きく改善できることを明らかにした。

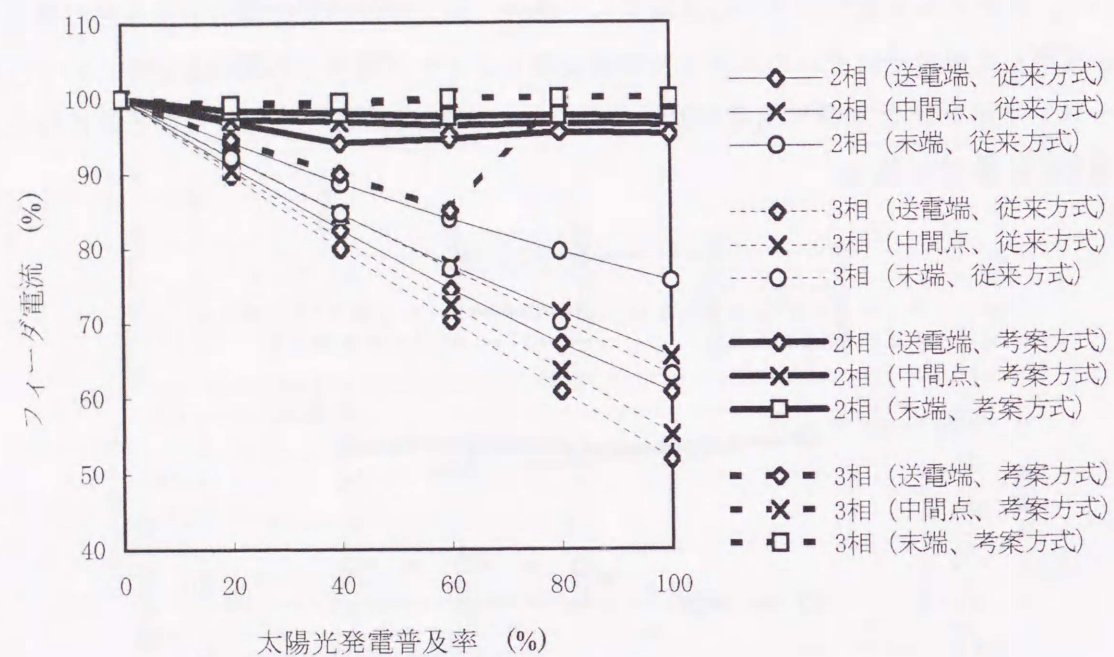


図9.6 各種短絡検出方式採用時の短絡時フィーダ電流値

9-5 結 言

前章で示したように、現状の系統連系ガイドラインで推奨されている不足電圧リレーでは、配電線の短絡事故を検出できない場合があり、太陽光発電の普及率が40%~50%を越えるような高密度連系時では、変電所に設置される短絡事故検出リレーの不動作や検出の顕著な遅れを招く可能性がある。この結果を踏まえ、本章では、太陽光発電の高密度連系時に適応する高圧配電線短絡事故の検出方式についてシミュレーション評価した。

得られた結果をまとめると次のとおりとなる。

- ①現状方式の問題点の解決法として、線路インピーダンスによって短絡時に発生する電圧位相変化を検出する方式に着目し、短絡事故を確実に検出するとともに、平常時の負荷起動/停止に伴う不要検出を確実に防止するための具体的な検出手法について検討した。その結果、負荷起動/停止に伴う不要検出を防止するための検出要素として、電圧位相変化値と電圧変化率のAND条件を用いるとともに、この中の位相変化検出においては、一部の太陽光発電の停止に伴い位相が更に顕著に変化することに着目し、短絡発生後の一定期間において位相変化を積分し、この積分値でもって検出する方式を考案した。
- ②考案方式において、平常時の負荷起動/停止に伴った位相変化値と電圧変化率の関係を参照して、上記検出要素のAND条件を設定すると、検出する太陽光発電の割合は大きく増加し、高密度連系状態でもフィーダ電流の減少率は最大でも15%程度に押さえられることを明らかにした。以上により、本考案方式の有効性を検証した。

第10章 系統保護システムの最適形態

本章では、本研究で明らかにした各系統保護方式を総合し、高密度連系時に適応する太陽光発電システムの系統保護システム形態について考察する。

(1) 解明した各保護方式のまとめ

はじめに、系統保護システム設計の基本となり得るもので、前章までに示した瞬時出力電力値制御方式による単独運転防止方式、受動・能動シリース方式による単独運転防止方式、および電圧位相変化検出を取り入れた短絡検出方式の各動作フローを図10.1～図10.3に示す。これらの詳細については各章で述べたとおりであるが、各図を参照に要約すると以下のとおりとなる。

a. 瞬時出力電力値制御方式

瞬時出力変動値制御として系統電圧波形の瞬時値を基準にインバータ出力電流の位相に変動を与える。その結果、単独運転状態となると、系統の周波数に変化が発生するとともに、2次高調波電圧値が急増する。いずれかの変化を瞬時出力電力値制御機能にフィードバックさせ、変化量を増大させる。最終的には周波数異常、または、2次高調波電圧急増をもって単独運転と判定し、インバータ出力を停止させる。

これにより、能動方式間の相互干渉を防ぎ、複数のシステムが並列運転している場合でも防止効果を維持することを可能にする。

b. 受動・能動シリース方式

3次高調波電圧急増検出などを検出パラメータにおいた高感度受動一段目で異常を検出した後、インバータの出力電流値を少量だけ低減させる。単独運転状態であれば、インバータ制御系の系統電圧フィードバック効果により、系統電圧が低下する。それを受動2段目で検出し、インバータ出力を停止させる。

これにより、受動方式のもつ問題点である単独運転不検出となるケースを有する点、ならびに平常時に不要停止を招く点を同時に改善する。

c. 電圧位相変化検出を取り入れた短絡検出方式

系統電圧の絶対値の変化と位相変化の積分値を監視し、これらの関係が図9.3に示した検出条件を満足する場合には、配電線短絡事故とみなし、インバータ出力を停止させる。これにより、高抵抗短絡事故を中心に、配電線短絡事故検出の信頼性を大きく向上させる。

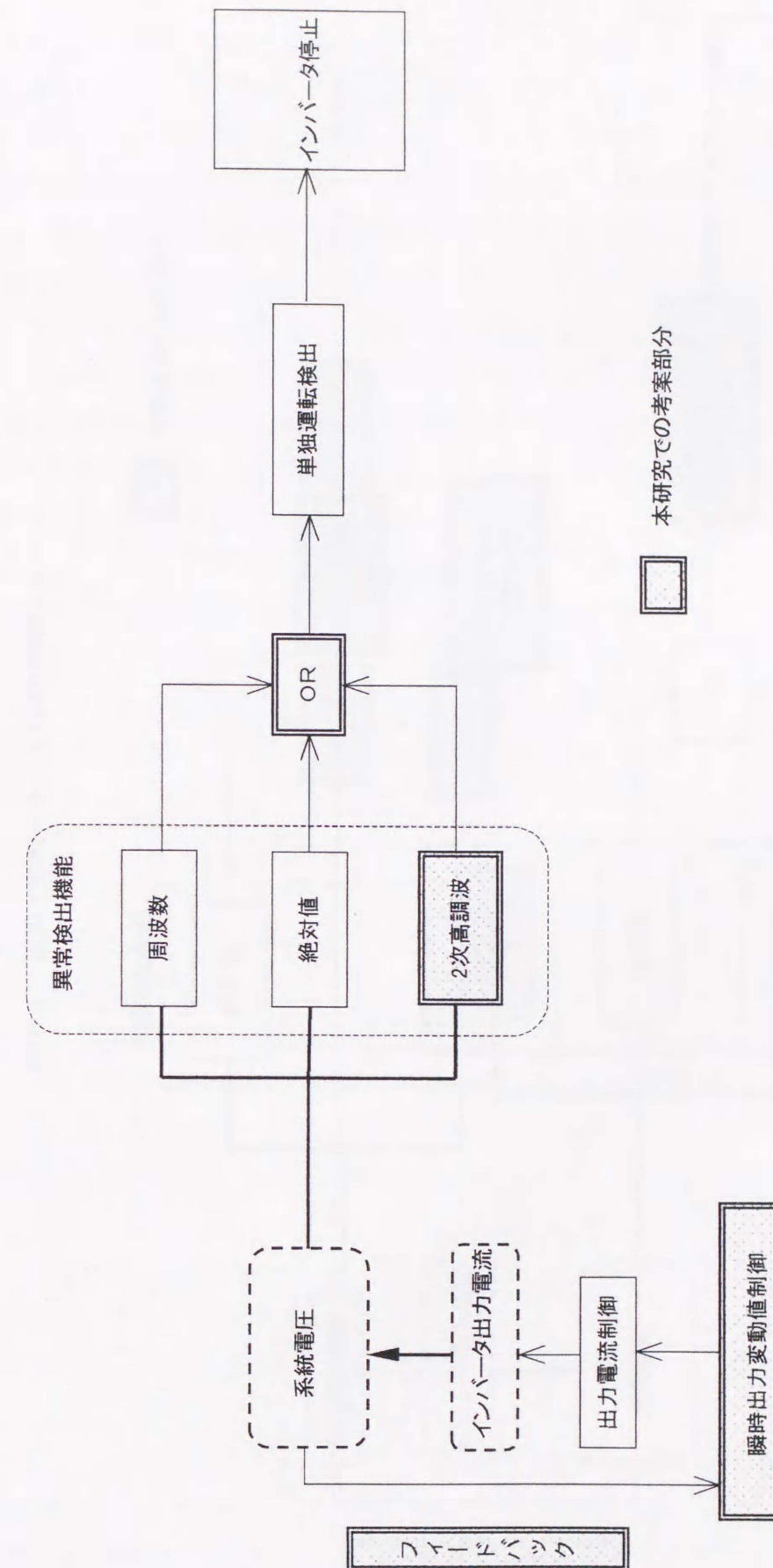


図10.1 瞬時出力電力値制御方式の動作フロー

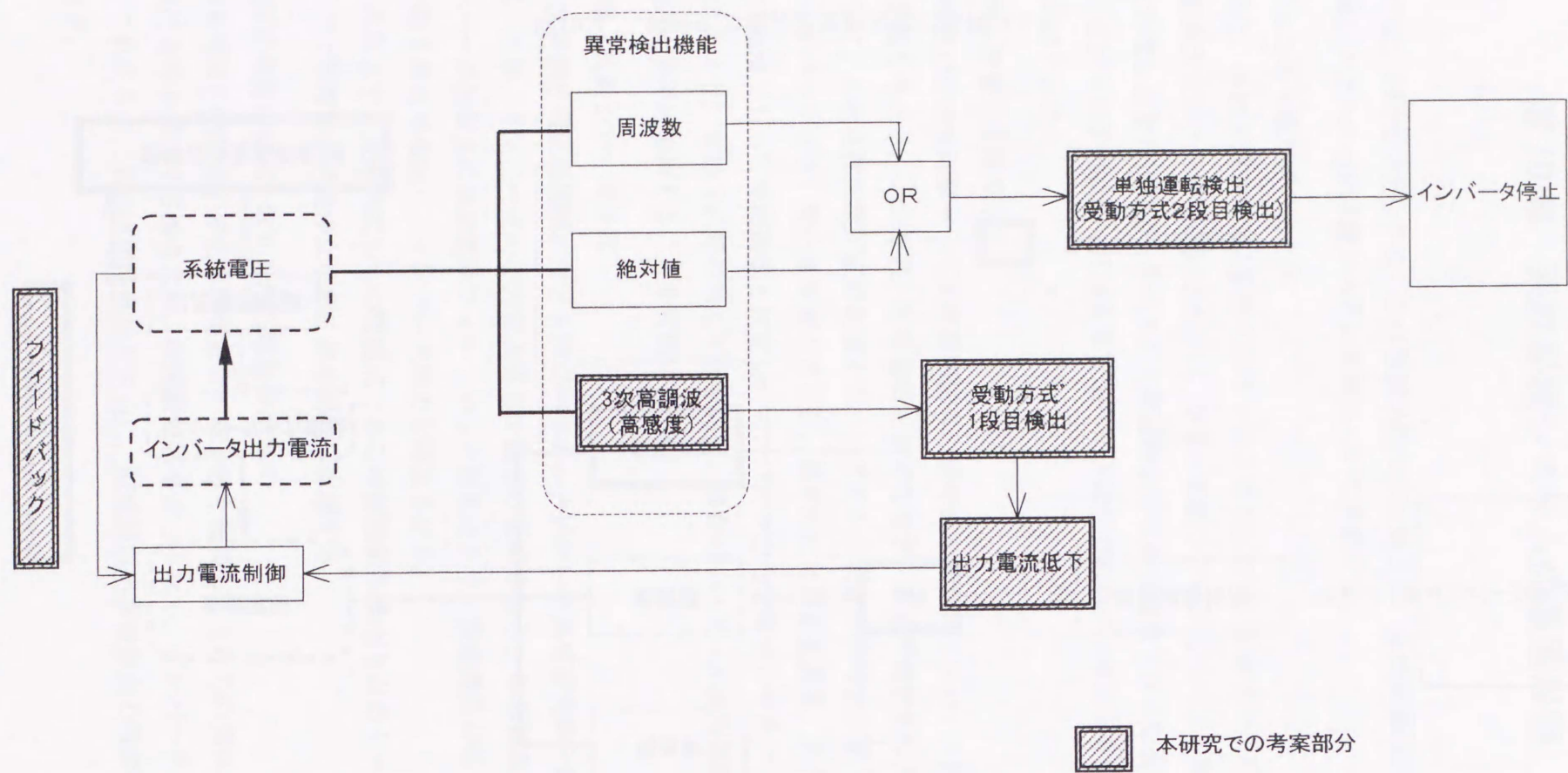


図10.2 受動・能動シリーズ方式の制御フロー

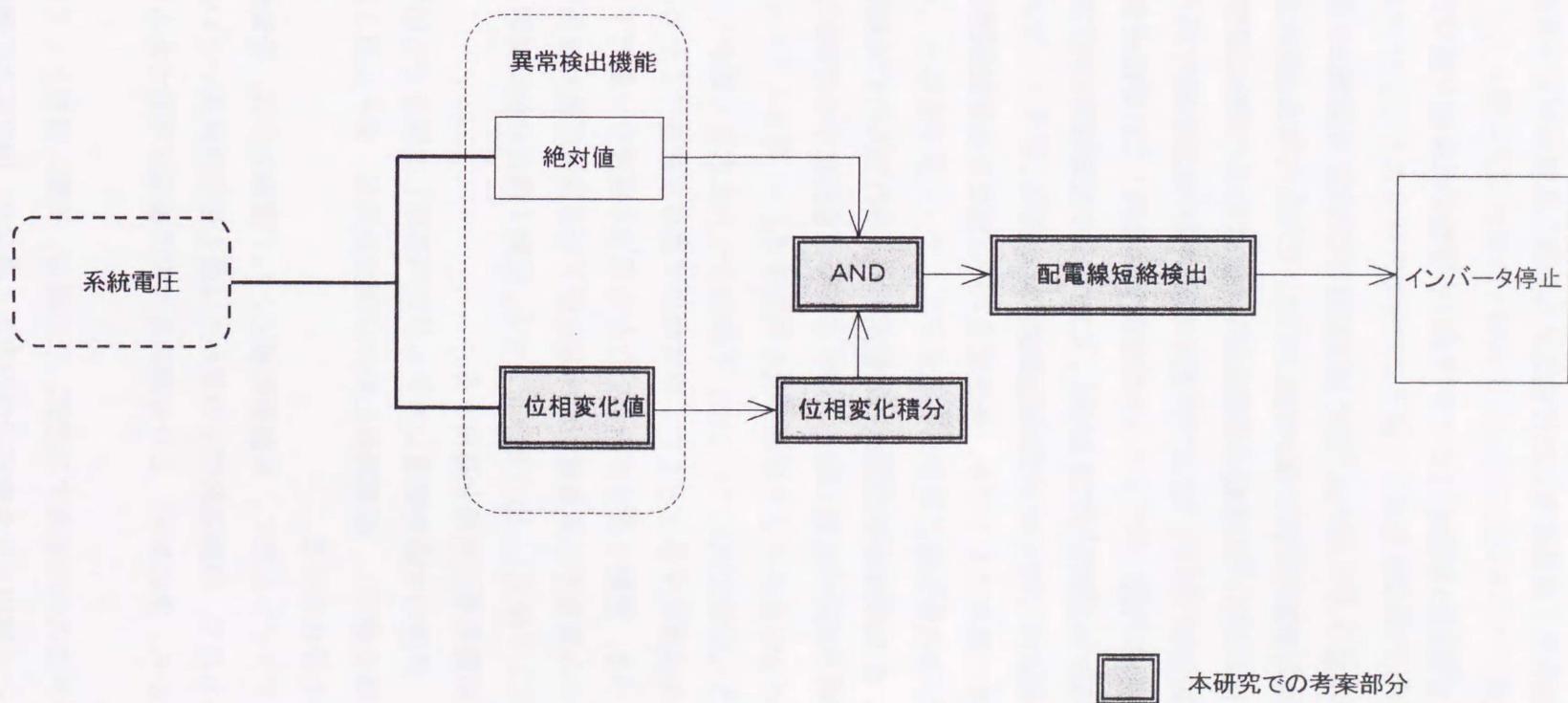


図10.3 電圧位相変化検出を取り入れた短絡検出方式の動作フロー

(2) 高密度連系に適応する系統保護システム

次にこれらの方式を総合し、高密度連系時に適応する太陽光発電システムの系統保護システムについて考える。

はじめに、比較として現状の系統連系ガイドラインに準拠した系統保護システムを図10.4に示す。

図10.4より、現状の保護システムでは、異常検出機能としては、系統電圧の絶対値、周波数、および単独運転検出受動方式の3種が装備される。このうち単独運転の検出は、これら全ての検出機能で行われる。系統電圧絶対値異常検出機能は、単独運転検出のほか、太陽光発電システム内部故障の検出、および配電線短絡事故の検出を兼ねている。また、受動方式のみでは単独運転不検出となるケースが存在するため、これを補完するために、周波数シフト等の単独運転検出能動方式を装備し、これにより配電線停止時に発生する系統電圧絶対値、または周波数の変化を各異常検出機能で検出する。

これに対して、本研究の結果にもとづき、高密度連系時に適応する系統保護システムを考察すると、次の形態が考えられる。

異常検出機能として、配電線短絡事故検出の信頼度を向上されるために系統電圧位相変化検出を装備し、平常時の負荷の起動・停止に伴う不要停止を防止するために、系統電圧絶対値異常検出機能とのAND条件により短絡事故を判定する。

単独運転検出機能のうち受動方式については、不検出ケースを大きく減少して検出信頼度を向上させるために高感度化するとともに、平常時の不要停止を避けるために受動・能動シリーズ方式にもとづき、受動1段目が検出したならば出力電流を少量低下させ、その結果、配電線停止時にのみ発生する系統電圧の顕著な低下を系統電圧絶対値異常検出機能(受動2段目に相当)により検出し、出力を停止させる。受動1段目の検出要素としては、電圧位相変化や第3次高調波電圧急増を適用する。

能動方式については、多数の太陽光発電システムが並列運転した場合でも効果が維持できる瞬時出力変動値制御を適用し、配電線停止時には周波数異常、または第2次高調波電圧急増を検出して出力を停止させる。

以上は、既存のガイドラインに準じ、単独運転検出として能動的な方式、受動的な方式それぞれ独立して併用するもので、単独運転防止の面からは最も信頼性が高いといえる。しかしながら、本研究結果から、次に示す、より合理的な方式の適用が可能であるものと考えられる。

- ①受動・能動シリーズ方式のみ適用する方式。この場合、受動1段目としては、第6章の結果にもとづき、不検出となる条件が他の方式と異なり、他方式との組み合わせにより検出の相互補完が期待できる第3次高調波急増検出機能を加えた受動検出機能2

種以上の組み合わせ方式とする。

- ②瞬時出力変動値制御方式、受動・能動シリーズ方式双方を適用するが、それぞれ独立させず、2次高調波電圧急増など瞬時出力変動値制御方式用の検出機能を高感度化し、受動・能動シリーズ方式の受動1段目の一つとして用いる方式。

①は、平常時は受動1段目が不要検出した場合を除き能動動作が伴わないため、平常時の電力品質維持の面より有効な方式となる。ただし、第6章より、3次高調波電圧の急増値は、太陽光発電システム普及率の増加とともに低下することに注意する。

②は、常時の能動動作を伴うため、高密度連系時での電力品質への影響が懸案事項として残るが、受動1段目検出の確実性を一層高めることができること、また、個々のインバータが能動動作に伴って2次高調波電流を発生するため、基本的には普及率によらず2次高調波電圧の急増値は大きくは変化せず、安定した効果が得られるという利点をもつ。さらに、電力品質への影響も受動1段目を高感度化することで出力電流の変調の大きさを低減でき、対策可能と考えられる。

以上により、太陽光発電システムの普及率が配電線設備容量の50%を越えるような多量連系まで考慮に入れるならば、②の方式がより適切とみなせる。

②の方式の動作フローを図10.5に、また、上記①、②の双方の方式を考慮した最終的な系統保護システムを図10.6に示す。

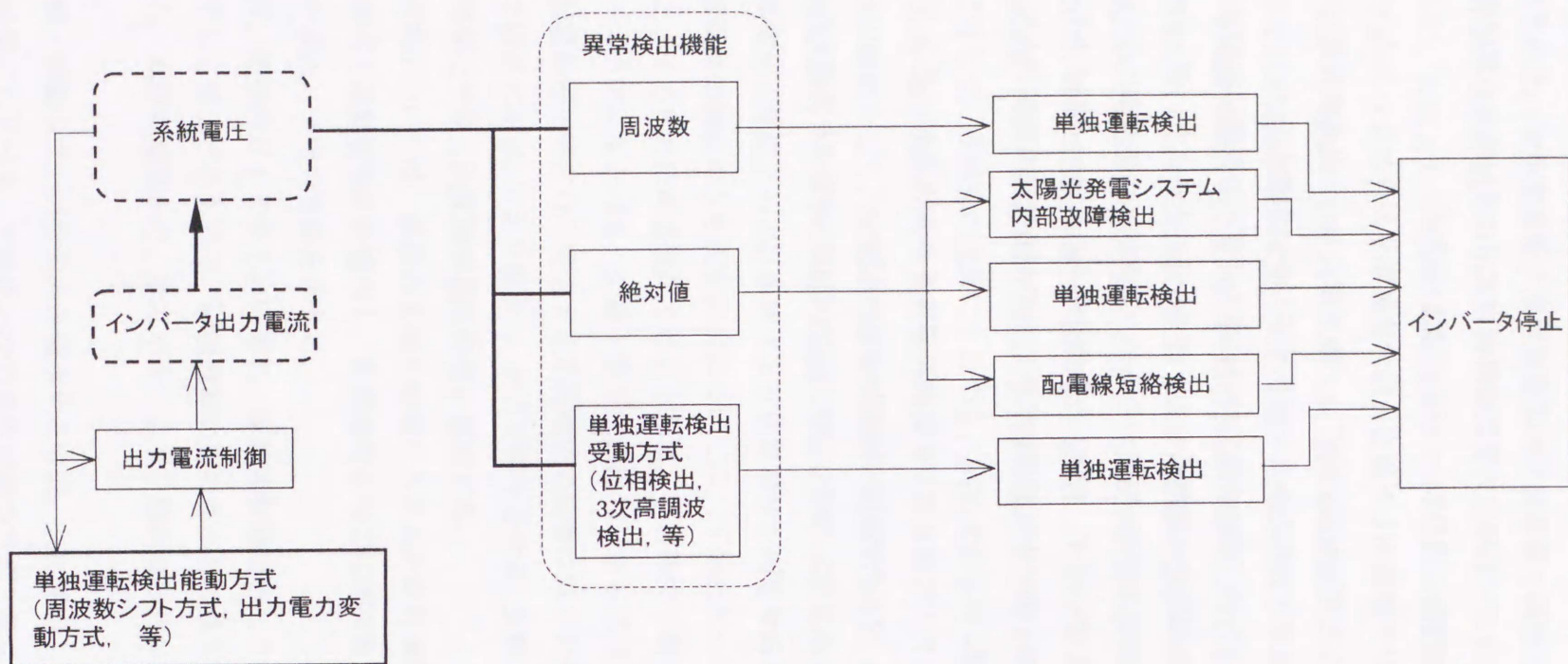


図10.4 現状の系統連系ガイドラインに準拠した系統保護システム (例)

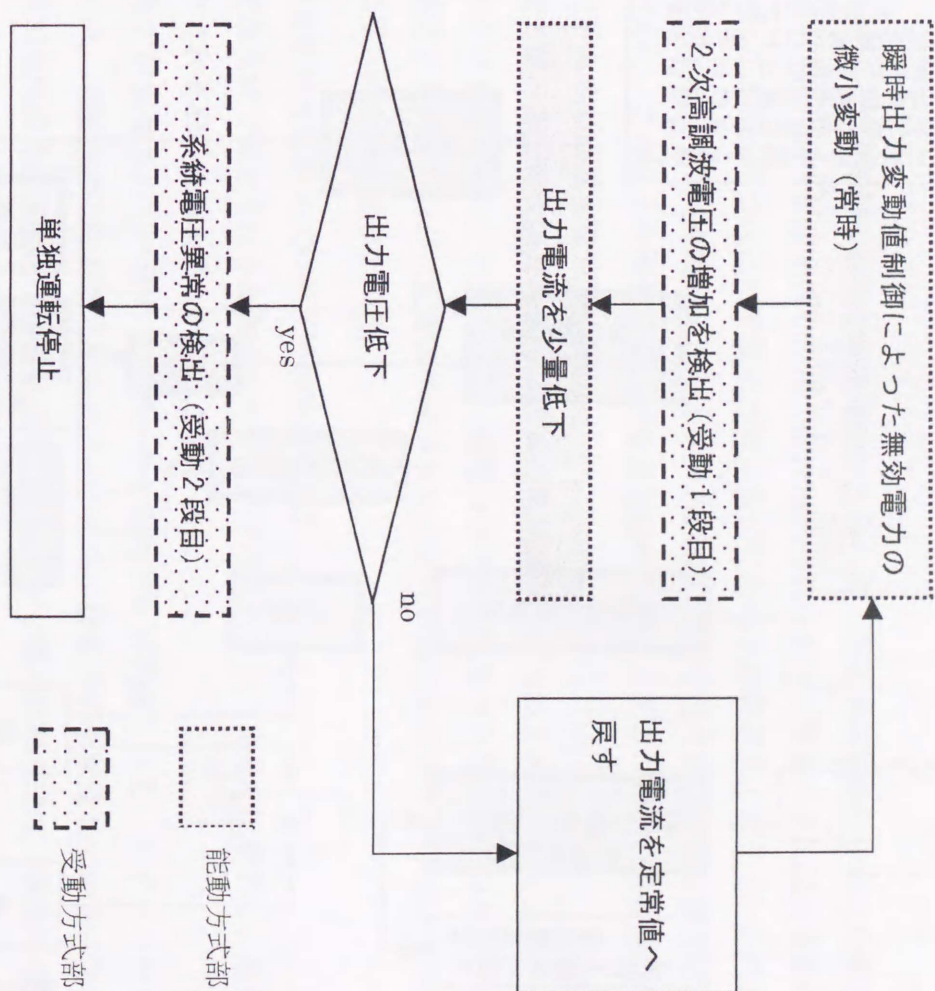


図 10.5 瞬時出力変動値制御方式と受動・能動シリーズ方式を組合せた
単独運転検出方式

第11章 結論

エネルギー・環境問題の有効な解決策の一つとして、住宅等の建物を中心に分散型太陽光発電システムの導入が国を中心に精力的に進められており、普及は更に拡大する傾向にある。これにより、部分的に一配電線の導入量が従来の系統連系ガイドラインの想定量を越えるようないわゆる高密度連系されるケースが近い将来予想され、将来に渡った円滑な導入のために、このような場合に適応できる太陽光発電システムの新しい系統保護制御技術の確立が大きな課題となっている。

本研究では、分散形太陽光発電システムの系統連系モデルによる各種シミュレーション解析、および各種実験により、これらの課題の中で特に重要とみなされている高信頼度の単独運転防止方式、ならびに配電線短絡事故検出方式の確立に向けての研究を実施した。以下に得られた結果をまとめる。

(1) 単独運転検出能動方式の相互干渉特性の解明

高密度連系時で懸念される能動方式の相互干渉特性について定量的に解明し、能動方式に必要とされる設計条件を明らかにした。

- ① 能動方式が装備されていないインバータと能動方式が装備されているインバータの混合時には、能動方式の確実な効果を得るためには、能動方式を装備しているインバータの割合が全体の2/3程度以上必要となる。また、出力電力変動方式は、多数台連系に適用させるためには、各システムの変動の位相を一致させる必要がある。
- ② 周波数シフト方式と出力電力変動方式の混合時には、出力電力変動方式の変動位相が一致している場合には、相互作用により、防止効果が促進される。出力電力変動方式の変動位相が一致していない場合には、出力電力変動方式間で相互干渉が生じ周波数シフトの効果のみ現れる場合がある。このため、このような場合では周波数シフト方式の存在割合を全体の2/3程度以上とする必要がある。
- ③ 周波数シフト方式で、周波数のシフト方向が一方向であると、有効電力、または無効電力のアンバランス時に、力率一定制御や、最大電力追従制御等のインバータのもつ他の制御機能との干渉により、効果が低減する場合がある。

(2) 単独運転検出能動方式の相互干渉防止手法の開発

無効電力変動方式をベースに、高密度連系時においても相互干渉が発生しない能動方式について検討、明らかにした。

- ① 出力電力変動による単独運転防止方式において、これまで課題となっていた複数台並列運転時に適用される方式として、インバータ出力電流の位相に周期変動を与え、各時刻

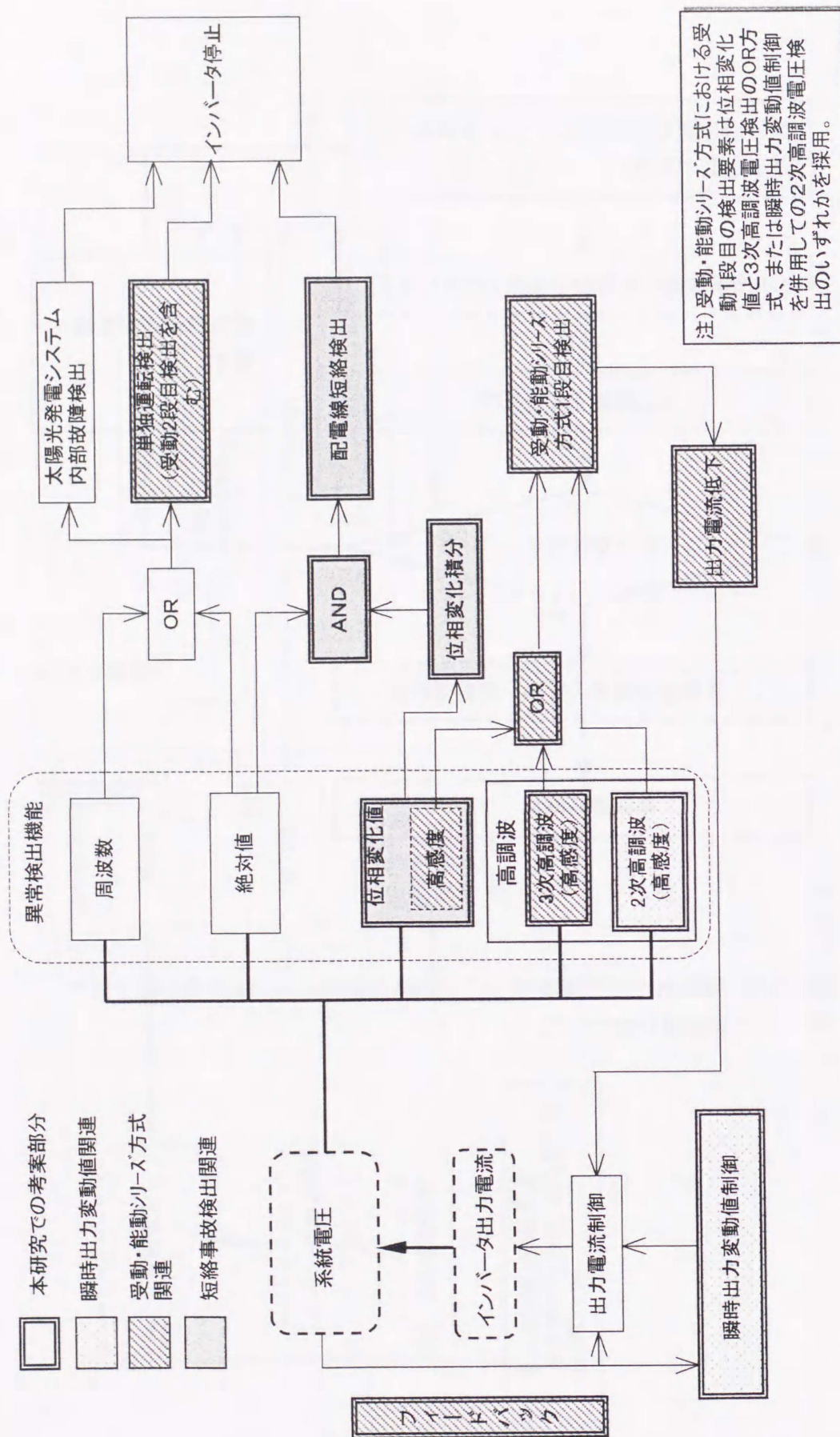


図10.6 高密度連系に適応する太陽光発電システムの系統保護システム

の位相の変動値を、各システム共通に認識できる配電線電圧波形の瞬時値を基準に設定する新しい出力電力変動方式を考案した。

②六甲アイランド200kW実験設備での実験結果にもとづき開発したEMTPによるシミュレーションモデルにより、本方式の適用可能性を評価した。その結果、本方式において単独運転時に発生する周波数、または2次高調波電圧の変化値を位相変動値に加算する方式を併用し、各制御定数を適切に設定することで、定常時における電力品質が規定レベル内に維持される上で、これまで複数台並列運転時において発生していた発電量、負荷量平衡時における単独運転の不検出、および検出時間の著しい遅延を防止できることが確認され、複数台並列運転時における単独運転防止方式として適用可能であることを明らかとした。

(3) 3次高調波電圧急増検出方式の検出条件の解明

受動方式の中で、不検出となるケースが発電量と負荷量の平衡状態以外の場合において発生する傾向にあり、他の受動、能動方式との組み合わせにより、相互補完により不検出ケースを無くすことが期待できる3次高調波電圧急増検出方式について、これまで未解明であった検出可能となる発電量と負荷量の関係を明らかにした。

①六甲アイランド200kW実験設備での実験結果にもとづき開発したシミュレーション手法を用い、低圧連系される分散型太陽光発電システムを対象に、系統連系ガイドラインに推奨されている3次高調波電圧急増検出方式における単独運転防止方式の検出条件について解析した。

②その結果、単独運転時の3次高調波電圧値は負荷インピーダンス、発電量と負荷量の不平衡度、および、三相電流の不平衡度それぞれに大きく依存するが、三相の電流不平衡率にして15%程度に達していると、柱上トランス容量に対する太陽光発電システムの普及率が50%を越えるような相当数に達しない限り、高調波検出機能のみで十分防止できることを明らかにした。また、不検出となる発電量/負荷量の領域は他の単独運転防止方式と異なり殆どのケースにおいて1.0未満の場合に限られことを明らかとした。これにより、他の単独運転防止方式と組み合わせて使用することにより、不検出領域が相互補完され、特に有効であることを示した。

(4) 受動・能動シリーズ方式による高密度連系対応の単独運転検出法の開発

受動方式のもつ平常時に系統に対してじょう乱を与えないというメリットを生かしながら、同方式のこれまでの問題点である不検出となるケースを有する点、ならびに、平常時に不要検出して、太陽光発電システムの運転、ならびに系統の安定性に影響を与える可能性がある点を改善し、一方式のみで、高密度連系時でも単独運転を確実に防止でき、か

つ平常時の安定性を維持できる新しい単独運転防止方式を検討した。

①受動1段目検出後、インバータの電流基準値を15%程度低下させることにより、電流制御形インバータ固有のフィードバック効果により単独運転時では発電量と負荷量の平衡条件によらず配電線電圧が顕著に低下し、受動2段目により迅速、かつ確実に検出できることを明らかにした。

②上記の電流低下値を用いることにより、受動1段目が平常時に不要検出しても、出力電流の低下は15%以下に押さえられるとともに、MPT制御との組み合わせで、出力低下期間は1秒程度に留めることができ、これまで問題となっていた受動方式不要検出時の出力急変を大幅に改善できることを明らかにした。

③これらにより、受動1段目を実用上不検出ケースが発生しない程度に高感度化でき、各受動方式の検出要素、検出しきい値、ならびに電流低下開始時間を含めた各種時限を太陽光発電システム間で統一することにより、高密度連系時でも単独運転を確実に防止できる見通しを得た。

以上の検証実験を行い、一例として受動1段目に3次高調波電圧急増検出を使用し、この検出しきい値を3次高調波電圧の増分で現状ガイドラインの推奨値の1/5にあたり、実用上の不検出ケースをほぼ無くすことができると考えられる0.2%に設定すると、負荷条件によらず1秒以内に単独運転を停止できることを明らかにし、本方式が有効であることを検証した。

(5) 高密度連系時における配電線短絡検出法の検討

現状の系統連系ガイドラインで推奨されている系統不足電圧検出方式の高密度連系条件下での問題点を明らかにするとともに、この問題点を解決すべく電圧位相急変検出を取り入れた新しい検出方式について検討し、基本設計条件を明らかにした。

①現状の系統連系ガイドラインで推奨されている不足電圧リレーでは、短絡地点がフィーダ送電端近傍の場合や、高抵抗短絡時において配電線全体に渡って電圧の低下が小さくなり、検出する太陽光発電の割合が大きく減少する。この結果、太陽光発電の普及率が40%~50%を越えるような高密度連系時では、フィーダ電流は最大で太陽光発電が連系されてない状態の50%程度に減少し、変電所に設置される短絡事故検出リレーの不動作や検出の顕著な遅れを招く可能性のあることを明らかにした。

②これら現状方式の問題点の解決法として、線路インピーダンスによって短絡時に発生する電圧位相変化を検出する方式に着目し、短絡事故を確実に検出するとともに、平常時の負荷起動/停止に伴う不要検出を確実に防止するための具体的な検出手法について検討した。その結果、負荷起動/停止に伴う不要検出を防止するための検出要素として、電圧位相変化値と電圧変化率のAND条件を用いるとともに、この中の位相変化検出に

においては、一部の太陽光発電の停止に伴い位相が更に顕著に変化することに着目し、短絡発生後の一定期間において位相変化を積分し、この積分値でもって検出する方式を考案した。

③考案方式において、平常時の負荷起動/停止に伴った位相変化値と電圧変化率の関係を参照して、上記検出要素の AND 条件を設定すると、検出する太陽光発電の割合は大きく増加し、高密度連系状態でもフィード電流の減少率は最大でも 15%程度に押さえられることを明らかにした。以上により、本考案方式が有効であることを検証した。

(6) 系統保護システムの最適形態の検討

以上の各結果を総合し、今後の高密度連系時に適応する太陽光発電システムの系統保護システム形態について検討、考察した。

以上により、本論文では、太陽光発電システムを配電系統に高密度で連系する場合にも適用でき、今後の同システムの円滑な普及拡大に不可欠となる新しい系統保護方式の基本形態を明らかにした。

今後の課題点をまとめると次のとおりとなる。

単独運転防止方式に関しては、瞬時出力変動値制御方式において、さらに周波数シフト方式等の異種方式をもつシステムが存在した場合における相互干渉の有無についての検証が上げられる。また、受動・能動シリーズ方式においては、高密度連系状態を対象に受動1段目の高感度化に伴った不要検出の確率や、受動1段目不要検出時の系統の安定性や電力品質に与える影響の程度についてさらに詳細解析、評価し、これらにより、より具体的な受動1段目の検出条件を明らかにすることが課題となる。

配電線短絡検出方式に関しては、工業地域や農山村地域など、更に種々の配電線モデルや負荷モデルで検討し、本考案方式の検証を進めることが課題となる。

最後に、本論文は、分散型電源の中では台数的に最も多く導入が進みつつある太陽光発電システムを取り上げ論じてきたが、エネルギー・環境問題への対応、さらには多様なサービスの享受といった消費者ニーズの高まりにより、今後は太陽光発電のほかにも、さらにマイクロガスタービンや固体高分子型燃料電池などの種々の分散型電源が配電線に多数連系されることが予想されている。国ではこれら太陽光発電システムを含めた分散型電源の導入量として、2010年時点でトータル2000万kW以上の目標を掲げている。また、このような自然エネルギー発電の出力安定化のために、蓄電池などによる電力貯蔵装置の導入も考えられる。さらに、上述のマイクロガスタービンや固体高分子型燃料電池はエネルギー効率向上のため、一般的には、熱利用も含めたコージェネレーションの形式で利用さ

れる。この場合、熱負荷と電気負荷の使用パターンは必ずしも一致しないため、同じく蓄電池を併設し、例えば熱負荷に追従運転し、余った電力を一時的に蓄電池に貯える運転方式の適用も考えられる。

いずれにせよ、電力貯蔵装置を含め、マイクロガスタービン、燃料電池、電力貯蔵装置など、今後配電線レベルで普及することが予想される分散型電源の多くは太陽光発電と同様にインバータを使用するものであり、これら発電装置個々の系統保護システムとしては、基本的には本論文で示した形態が直接適用できるものと考えられる。

また、このように大量の分散型電源が配電線に連系し、配電線内で相当量の電力の需給が行われると、配電系統はもはやユーザーに電力を配るだけではなく、それ自体、一種の独立したミニ電力系統の様相を呈してくる。この中では、分散型電源を利用した系統全体のエネルギー利用の効率化や、新しいサービスの提供を目的に、光ファイバ、電力線搬送、無線などの情報通信ネットワークを活用して外部より分散型電源個々を直接的、間接的にマネジメントする方式が考えられる。一例として(財)電力中央研究所が提案している「需要地系統」の概念を付録5に示す。

この場合の系統保護システムとして、これら情報通信ネットワークを活用し、分散型電源を一括制御する方式も考えられる。しかしながら、配電線短絡事故や、あるいは配電線地絡事故に伴った単独運転の防止など、多くは事故発生から1秒もしくはそれ以下のオーダーで、広範囲に分散設置された数百台から数千台に及ぶ分散型電源を配電線より一斉解列することが要求されることとなる。したがって、信頼性の確保を含めてこのような場合でも分散型電源単位、または低圧配電線単位などの局部エリア単位での自律分散型の制御が不可欠となる。

以上により、本論文のベースとなっている自律分散型の保護制御形態は、太陽光発電システムをはじめとする今後の分散型電源の大量導入には欠かせない技術といえる。

本研究の成果がこれら分散型電源の円滑な普及拡大の一助になることを切に願って止まない。

謝 辞

本研究の実施,ならびに論文のとりまとめにあたり,多大なるご指導とご助言を賜りました東京農工大学工学部電気電子工学科 黒川浩助教授に深く感謝の意を表します。また,本論文の作成にあたり,数々の貴重なご指導を賜りました東京農工大学工学部電気電子工学科 齊藤忠教授,東京農工大学工学部電気電子工学科 伊東正安教授,東京農工大学大学院生物システム応用科学研究科 鹿野快男教授,東京農工大学大学院生物システム応用科学研究科 柏木孝夫教授,ならびに東京農工大学大学院工学研究科 ケルマンシャヒバフマン助教授に深く感謝の意を表します。

これまで携わってきた太陽光発電に関する関連研究を含め,研究の遂行にあたり終始絶大なご教示とご援助を賜った電力中央研究所特別顧問 上之菌博士,同所理事 武田行弘氏,同所需要家システム部上席研究員 滝川清氏,ならびに関西電力株式会社総合技術研究所主席研究員 北村章夫氏に深く感謝の意を表します。

また,研究の実施にあたり多くの貴重なご指導,ご援助を賜った電力中央研究所常務理事 鈴木俊男博士,同所理事首席研究員 田中祀捷博士,同所理事首席研究員 高橋一弘博士,同所首席研究員 植田清隆博士,同所参事 佐々木三郎博士,同所研究参事 林敏之博士,同所電力システム部長 谷口治人博士,同所名誉研究顧問 堀内長之氏,同所需要家システム部長 橋本栄二氏,ならびに同所需要家システム部上席研究員 七原俊也博士に深く感謝の意を表します。

研究全般にわたる実験,およびシミュレーション解析の実施において,新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO) 太陽技術開発室諸兄,ならびに NEDO 受託研究業務の中に設置された「太陽光発電システムの高密度連系技術検討 WG」委員諸兄より多大のご援助を賜りました。厚くお礼申し上げます。

また,各シミュレーション・モデルの作成と実施,ならびに実験の実施に際しては,電力中央研究所需要家システム部上席研究員 市川建美氏,同部上席研究員 有賀保夫氏,同部上席研究員 石川忠夫氏ならびに同需要家システム部の関係者諸氏,同所電力システム部 高崎昌洋博士,同所赤城試験センターの関係者諸氏,関西電力株式会社総合技術研究所六甲実験センター所長 松田弘氏ならびに関西電力株式会社総合技術研究所新エネルギー研究室諸兄,(株)電力計算センター諸兄より,多大なるご協力を頂きました。ここに深くお礼申し上げます。

参考文献

- (1) 林 克彦,「ニューサンシャイン計画における太陽光発電技術開発」,第 15 回太陽光発電シンポジウム (1998)
- (2) 黒川 浩助,「太陽光発電システムの開発動向」,第 16 回太陽光発電システムシンポジウム (1999)
- (3) 滝川,小林,武田,「小型光発電システムにおける系統通系上の諸問題と対策」,電力中央研究所報告 NO.185020,1986 年 3 月
- (4) 滝川,小林,武田,「小型光発電システムにおける系統連系上の諸問題と対策(その 2: 連系仕様条件とシステム設計上の対応策の検討)」,電力中央研究所報告 NO.T87008, 1988 年 1 月
- (5) K.Takigawa, H.Kobayashi, Y.Takeda, "Utility Interface Problems and Solutions for Dispersed Small Scale PV Systems", 19th IEEE PVSC, 1987-5
- (6) Y.Takeda, K.Takigawa, H.Kobayashi, "200kW Demonstration and Test Facility for Dispersed Small Scale PV Systems", 3rd PVSEC, 1987-11
- (7) 北村 章夫,「系統連系制御技術と六甲アイランド実験場」,太陽光発電システムシンポジウム, 1990 年 5 月
- (8) H.Kobayashi, K.Takigawa, Y.Takeda, "Test and Study of Islanding Phenomenon on Utility Grid with a Number of Dispersed Small Scale PV ", 4th PVSEC, 1989-2
- (9) H.Kobayashi, K.Takigawa, E.Hashimoto, "Problems and Countermeasures on Safety of Utility Grid with a Number of Small Scale PV Systems, 21st IEEE PVSC, 1990-5
- (10) H.Kobayashi, K.Takigawa, "Utility Interconnection Techniques of Small Scale Dispersed PV Systems to Exert No Influence on Power Quality", 5th PVSEC, 1990-11
- (11) H.Kobayashi, K.Takigawa, "Utility Interconnection Techniques for Dispersed Residential Photovoltaic Systems", IEEE Annual Conf., 1993-7
- (12) A.Kitamura, K.Takigawa, H.Kobayashi, "Islanding Prevention Measures Demonstration Testing at Rokko Test Center for Advanced Energy Systems", 23rd IEEE PVSC, 1993-5
- (13) H.Kobayashi, K.Takigawa, E.Hashimoto, "Method for Preventing Islanding Phenomenon on Utility Grid with a Number of Small Scale PV Systems", 22nd IEEE PVSC, 1991-10

- (14) H.Kobayashi, K.Takigawa, "Statistical Evaluation of Optimum Islanding Preventing Method for Utility Interactive Small Scale Dispersed PV Systems", 1st WCPEC, 1994-12
- (15) 小林, 滝川, 武田, 「小型分散 PV システムの配電系統との保護協調」, 電気学会半導体電力交換・新省エネルギー合同研究会, 昭和 61 年 9 月
- (16) 滝川, 小林, 武田, 「小型光発電装置による配電線電力品質への影響と対策」, 日本太陽エネルギー学会研究発表会, 昭和 63 年 12 月
- (17) 滝川, 小林, 武田, 「小型光発電装置による配電線保護システムへの影響と対策」, 日本太陽エネルギー学会研究発表会, 昭和 63 年 12 月
- (18) 小林, 滝川, 武田, 「家庭用小型光発電装置の発電運転特性」, 日本太陽エネルギー学会研究発表会, 昭和 63 年 12 月
- (19) 小林, 滝川, 武田, 「小形光発電装置による逆充電運転防止対策の実証検討」, 日本太陽エネルギー学会研究発表会, 昭和 63 年 12 月
- (20) 小林, 滝川, 「小型分散光発電システムの系統連系技術」, 電気学会部 B 部門大会, 平成 2 年 7 月
- (21) 小林, 滝川, 「小型分散 PV システムの系統連系仕様条件」, 日本太陽エネルギー学会・風力エネルギー協会合同研究発表会, 平成 3 年 9 月
- (22) 小林, 滝川, 「小型分散 PV システムの逆充電運転防止法」, 日本太陽エネルギー学会・風力エネルギー協会合同研究発表会, 平成 3 年 9 月
- (23) 小林, 「小型分散太陽光発電の系統連系上の課題と効果」, 電気学会全回大会シンポジウム, 平成 4 年 9 月
- (24) H.Matsuda, S.Orai, A.Kitamura, K.Takigawa, H.Kobayashi, Y.Ariga, "Testing and Evaluation of Measures for Preventing Islanding of Grid-Connected Residential-Scale PV Systems", 7th PVSEC, 1993-5
- (25) C.Panhuber, "Islanding Prevention Methods", Proceedings of the Workshop of IEA-PVPS-Task V, 1997-9
- (26) U.Lappe, "Automatic disconnecting facility for photovoltaic installations with a rated output < 4.6kVA and a single-phase parallel feed by means of an inverter into the public low-voltage mains", Proceedings of the Workshop of IEA-PVPS-Task V, 1997-9
- (27) G.Heilscher, M.Schneider, R. Pfatischer, "Results of an Inverter-Field-Test on 100 grid connected PV-Systems", 2nd World Conference and Exhibition on PV Solar Energy Conversion", 1998-7

- (28) M.Begovic, M.E.Ropp, A.Rohatgi, A.Pregelj, "Determining the Sufficiency of Standard Protective Relaying for Islanding Prevention in Grid-Connected PV Systems", 2nd World Conference and Exhibition on PV Solar Energy Conversion", 1998-7
- (29) Report IEA-PVPS V-1-01, "Grid connected photovoltaic power systems: Status of existing guidelines and regulations in selected IEA member countries"(1996)
- (30) 資源エネルギー庁編: 「系統連系技術要件ガイドライン解説書」(1998)
- (31) 日本電気協会: 「分散型電源系統連系技術指針(JEAG 9701)」(1993)
- (32) 小林 広武, 「高密度連系技術の現状と課題」, 第 15 回太陽光発電システムシンポジウム, 1998-6
- (33) H.Kobayashi, "Multiple Inverter Configuration", Proceedings of the Workshop of IEA-PVPS-Task V, 1997-9
- (34) 平成 8 年度 NEDO 委託業務成果報告書「太陽光発電システム実用化技術開発(周辺技術評価システムの研究開発)」(1997)
- (35) 太陽エネルギー新発電方式調査専門委員会編: 電気学会技術報告 第 476 号(1993)
- (36) 太陽エネルギー利用システム調査専門委員会編: 電気学会技術報告 第 261 号(1988)
- (37) 昭和 61 年度 NEDO 委託業務成果報告書「太陽光発電システム実用化技術開発(系統連系制御技術の実証研究開発)」(1987)
- (38) 昭和 62 年度 NEDO 委託業務成果報告書「太陽光発電システム実用化技術開発(系統連系制御技術の実証研究開発)」(1988)
- (39) 滝川, 小林, 「光発電用インバータ・蓄電池の性能試験・評価」, 日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会, 平成 3 年 9 月
- (40) K.Takigawa, H.Kobayashi, "Performance Test and Evaluation Facility of PCS and Storage Battery for PV Application" 5th PVSEC, 1990-11
- (41) 樋 笠 他, 「分散電源システムの逆充電運転防止装置」, 平成 2 年電気学会全国大会(1990)
- (42) 小玉 他, 「太陽光発電システム用高周波リンク型系統連系インバータ」, シャープ技報(1996)
- (43) 平成 3 年度 NEDO 委託業務成果報告書「太陽光発電システム実用化技術開発(系統連系制御技術の実証研究開発)」(1991)
- (44) 小林, 滝川, 「瞬時出力変動値制御による太陽光発電のアイランディング防止方式」, 電学論 B, 117, No.1(1997)
- (45) T. Ambo, "Islanding Prevention by Slip Mode Frequency Shift", Proceedings of the

Workshop of IEA-PVPS-Task V, 1997-9

- (46) 岡土 他, 「太陽光発電用インバータの新しい単独運転検出保護」, 電気学会論文誌B, 114巻7/8号, 平成6年
- (47) Hiromu Kobayashi, Kiyoshi Takigawa, "Islanding Prevention Method for Grid Interconnection of Multiple PV Systems", 2nd World Conference and Exhibition on PV Solar Energy Conversion, Vienna (1998)
- (48) 電気協同研究会, 「電力系統における高調波とその対策」, 電気協同研究会, 46, 2(1990)
- (49) 関根, 「配電技術総合マニュアル」(1991), オーム社
- (50) 村山, 長谷川, 「電力工学」(1987), 森北出版
- (51) 滝川, 「太陽光発電用インバータ・蓄電池の評価法」, 第10回太陽光発電システムシンポジウム(1993)
- (52) 小林, 滝川, 北村, 「太陽光発電の高密度連系に適応する単独運転防止方式の検討—受動・能動シリーズ方式—」, 電学論 B, 120, No.3 (2000)
- (53) 平成5年度 NEDO 委託業務成果報告書「太陽光発電システム実用化技術開発(系統連系制御技術の評価手法の開発)」(1994)
- (54) 林 敏之, 「瞬時電圧低下・高調波の抑制」, 電気評論, 9, p.64(1998-3)
- (55) 電気協同研究会, 「電気協同研究 46,3 (1990)
- (56) 平成9年度 NEDO 委託業務成果報告書「太陽光発電システムの実証研究(高密度連系技術の研究)」(1998)
- (57) 小林, 滝川, 北村, 「3次高調波急増検出による太陽光発電アイランディング防止方式の検出条件」, 電学論 B, 116, No.1(1996)
- (58) 小林, 滝川, 「太陽光発電の高密度連系時における配電線短絡検出方式」, 電学論 B, 120, No.4(1996)
- (59) 平成7年度 NEDO 委託業務成果報告書「太陽光発電システム実用化技術開発(周辺技術評価システムの研究開発)」(1997)
- (60) H.Kobayashi, et al. "A New Protection Method for Grid Connected Dispersed PV Systems to Detect Short Circuit Fault in Distribution Line", Solar Energy Materials and Solar Cells 47 (1997)
- (61) 平成元年度 NEDO 委託業務成果報告書「太陽光発電システム実用化技術開発(系統連系制御技術の実証研究開発)」(1990)
- (62) 電気学会編: 電気工学ハンドブック(1995)

付録1 配電線停止時の電圧位相変化についての実証実験

(1) 概 説

低圧単相連系の太陽光発電システムにより, 高圧配電線を含んだ単独運転が発生した場合には, 一般的には発電量と負荷量の平衡度が3相間でアンバランス状態になっているものとみなせるため, 線間電圧値が不平衡状態となる。これにより, 高圧配電線停止時には, 一般的には各線間の電圧位相が比較的顕著に変化するものと考えられる。また, 配電線全体で発電量と負荷量が完全にバランスしていない限り, 配電線停止時には線路各地点における電流値が変化するため, 各地点のリアクタンス分により, これによっても電圧位相が変化するものと予想される。

以上により, 電圧位相の急変を検出することで太陽光発電システムの単独運転をより効果的に防止できるものと考えられる。

そこで, 図3.9に示した200kW分散型太陽光発電システム実験設備により, 太陽光発電システムを連系運転した状態での配電線停止時の電圧位相変化特性を測定, 評価した。

(2) 配電線停止時の電圧位相変化特性

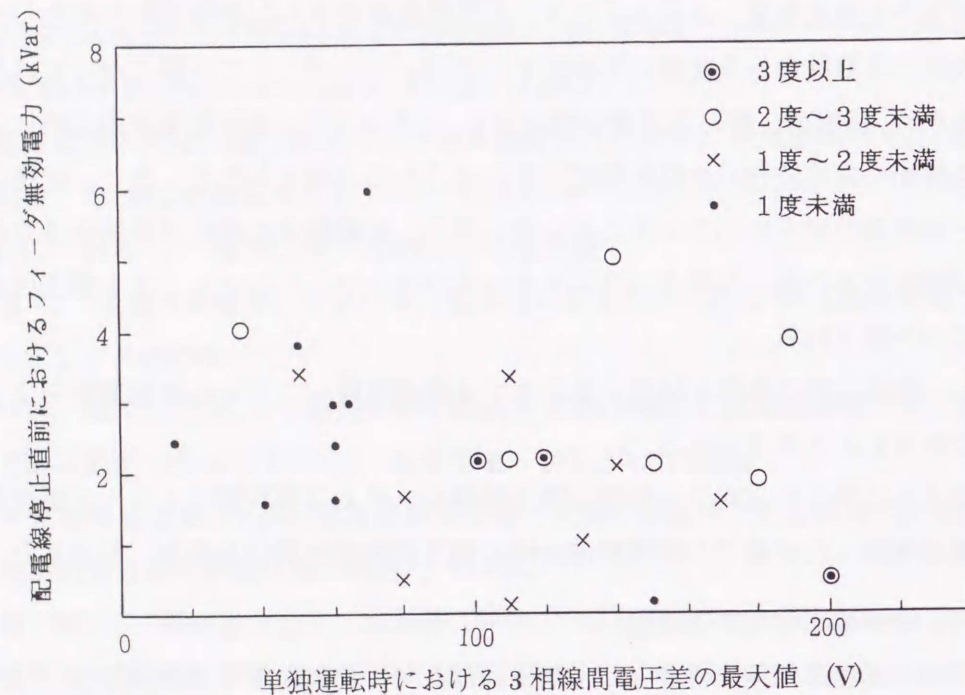
単独運転実験は単独運転検出機能として電圧異常リレー, および周波数異常リレーの2種のみを装備させた2kW太陽光発電システム100台を用いて実施した。

結果のうち, 配電線全体の発電量, 負荷量がほぼ平衡状態にあり, 10秒以上の単独運転の発生した30ケースを選択し, 配電線停止時における3相線間電圧それぞれの位相変化値を求めた。結果を付図1.1に示す。同図は, 電圧位相急変の原因と考えられる発電量と負荷量の平衡度における3相間のばらつき, および配電線全体の無効電力のアンバランス度が, 単独運転時の電圧位相変化値に与える影響を示したものである。発電量と負荷量の平衡度における3相間のばらつきとして, 配電線停止直後の3相線間電圧差の最大値, また, 無効電力のアンバランス度を代表して配電線停止直前のフィード無効電力値でもってそれぞれ示している。また電圧位相の変化値は3相の中の最大値を示す。この結果より, 配電線停止直後の線間電圧差, および配電線停止直前のフィード無効電力値それぞれが大きくなるにしたがって, 電圧位相変化値も大きくなる傾向にあることがわかる。

ここで, 平常時の負荷起動, または停止にともなう頻繁な誤動作を防ぐため, 図9.3の結果を参照して電圧位相急変検出機能の整定値を1度に設定するものとする, 全ケースのうちの約2/3において単独運転を防止できたものとみなせる。

以上により, 電圧位相の急変を検出する方式を適用すると, 単独運転の発生条件をより限定することができ, 単独運転検出機能として効果のあることを明らかにした。

付録 2 単独運転時における配電線高調波特性の実験解明



付図 1.1 発電量と負荷量の平衡度における3相間のばらつき, および配電線全体の無効電力の不均衡度が, 配電線停止時の電圧位相変化に与える影響 (パラメータ; 電圧位相の変化値)

(1) 実験方法

実験は, 図 3.9 に示した 200kW 分散型太陽光発電システム実験設備を使用し, 複数の 2kW 級太陽光発電システムを 30kVA 柱上トランスを介して高圧模擬配電線に連系した状態で, 平常時, および模擬変電所の遮断器を開放して単独運転を発生させた状態それぞれの配電線の高調波電圧特性を測定するものである。これらの結果を比較評価し, 単独運転時の高調波電圧特性を明らかにする。

具体的な実験手順は次のとおりである。

- ① 複数の 2kW 太陽光発電システムを連系運転させ, 高圧模擬配電線全体において, 太陽光発電システムと負荷の有効電力, 無効電力ともに平衡するように負荷の抵抗値, リアタンス値をそれぞれ調整する。
 - ② 平衡状態となった時点で, 高圧模擬配電線各線間の各次高調波電圧歪み率を測定する。測定後直ちに模擬変電所の遮断器を開放して, 高圧模擬配電線全系にわたった単独運転を発生させ, 単独運転時の高圧模擬配電線各線間の各次高調波電圧歪み率を測定する。
 - ③ ①, ②を太陽光発電システムの各種総合出力値において繰り返して実施する。
- なお, 次数 i における電圧歪み率 ($=V_{HDi}$) は以下の式で定義する。

$$V_{HDi} = Vi / V1 \times 100 (\%) \quad (\text{付 1})$$

ここに, Vi は i 次の高調波電圧絶対値, $V1$ は基本波電圧の絶対値

(2) 実験ケース

実験は, インバータ制御方式と単独運転時の高調波電圧特性との関係を明らかにするため, 次の 2 ケースについてそれぞれ上記①~③を実施した。

ケース 1; 電圧制御形インバータ 50 台並列運転 (最大総合出力; 100kW)

ケース 2; 電流制御形インバータ 50 台並列運転 (最大総合出力; 100kW)

いずれのインバータの電圧型 PWM 方式であるが, このうち, 電圧制御形は基本的には出力電圧波形が基本周波数の正弦波となるように制御するものであり, また電流制御形は出力電流波形が基本周波数の正弦波となるように制御するものである。

いずれのケースも太陽光発電システムは低圧連系とし, 3 線間の連系台数が極力均等になるように連系した。

(3) 結 果

付図 2.1 から付図 2.8 に各ケースにおける太陽光発電システム総合出力と単独運転時における高圧模擬配電線の 3, 5, 7, 11 各次調波電圧歪み率との関係について示す。これらは、いずれも模擬変電所の遮断器開放後、単独運転を 2 秒以上継続した場合の結果をプロットしたもので、3 線間の中の最大値である。測定時刻は、遮断器開放から 1 秒後である。平常時における値は、遮断器開放の 1 秒前の測定値である。

これらの結果より以下が判明した。

a. ケース 1

付図 2.1～付図 2.4 より、単独運転状態では、低出力時において、5 次、および 7 次に一部顕著な電圧歪み率の増大がみられるが、中出力程度以上では、各次数ともに平常時の値と比較して、顕著な変化は生じない。

これにより、連系運転している太陽光発電システムのインバータが電圧制御形である場合には、単独運転時の配電線の高調波電圧歪み率は、平常時と比較していずれの次数も変化が小さくなり、単独運転の識別が難しい場合があることが分かる。

b. ケース 2

付図 2.5～付図 2.8 より、特に 3 次高調波電圧が太陽光発電システム総合出力によらず、平常時と比較して顕著に増加し、いずれも 2% を越える結果となった。付図 2.9 には、高、中、低各出力時における単独運転時の代表的な配電線高調波電圧のスペクトル特性を示す。同図には比較のために、平常時における特性も示してある。付図 2.9 より、いずれの出力状態においても、単独運転時には 3 次が最も大きく、以下次数が大きくなるに従って、絶対値は減少する傾向にあることが分かる。

(4) 結果のまとめと考察

以上により、連系運転している太陽光発電システムに電流制御型インバータを使用すると、高圧配電線を含めた単独運転が生じると少なくとも一つの線間の 3 次高調波電圧が顕著に増加する傾向にあり、本 3 次高調波電圧の急増を検出することで、単独運転を防止できるものとみなされる。

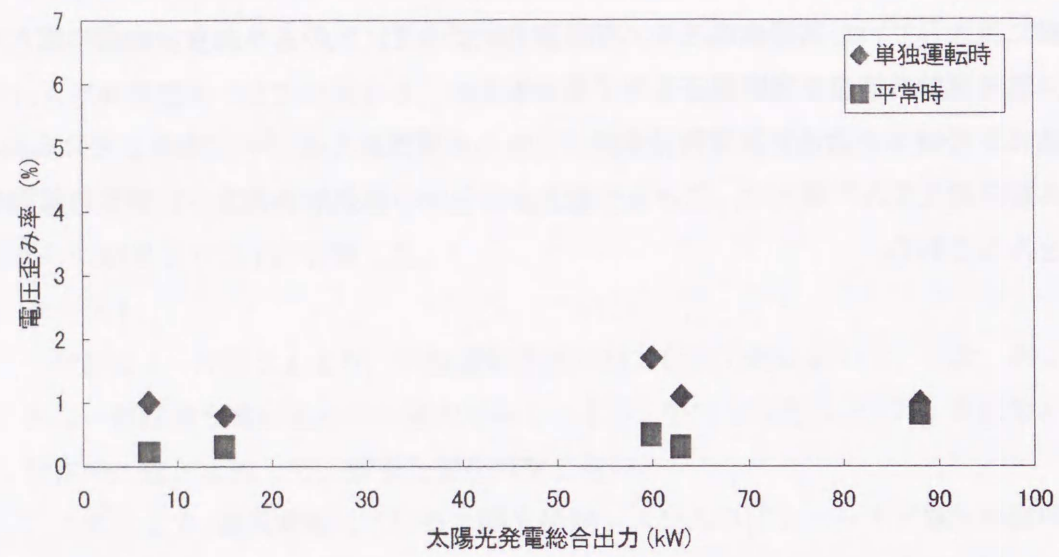
一方、電圧制御型インバータを使用すると、多くのケースにおいて、単独運転時における高調波電圧歪み率はいずれの次数も変化が小さく、高調波電圧歪み率の急増による単独運転検出の適用は難しいといえる。

付図 2.9 に示した電流制御型インバータを使用した場合の高調波電圧のスペクトル特性に着目すると、本文図 6.1 に示した柱上トランス励磁電流のスペクトル特性に分布の形状が良く一致していることが分かる。

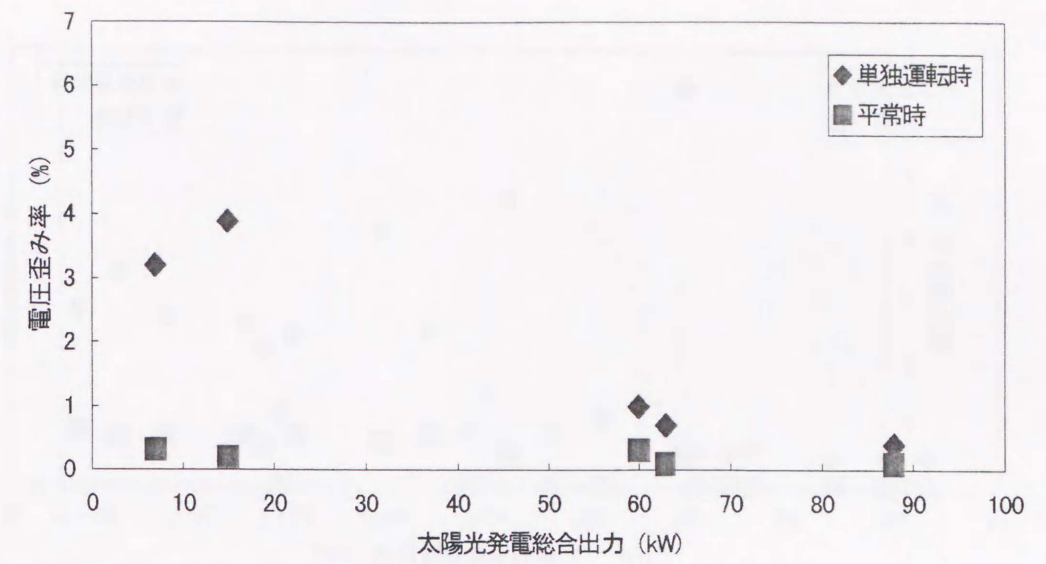
本文 P. 57 に示したように、電流制御型インバータは理想的には基本周波数の電流源

で系統側からみた高調波インピーダンスは無限大とみなせる。このため、単独運転となる系統内に高調波発生源が存在する場合には、それまで高調波インピーダンスの小さい上位系統に流入していた高調波電流が、高調波インピーダンスのより大きい負荷に流入するため、単独運転系統の高調波電圧歪みが増大する。

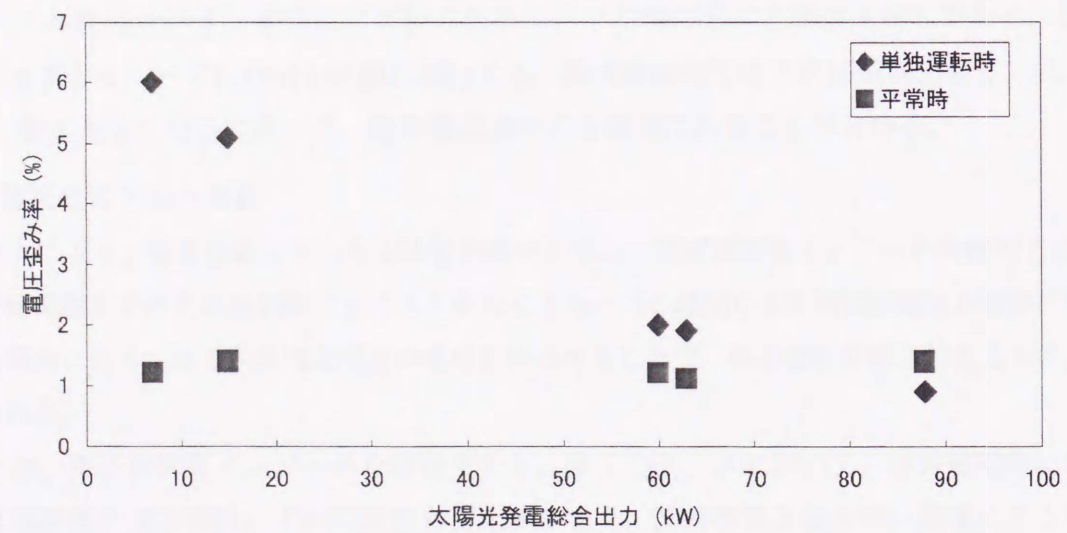
付図 2.9 の結果を含めて本実験結果は、これらの原理にもとづいたものと考えられ、また、高調波電圧歪みの増大は、主として柱上トランスの磁気ヒステリシス特性に起因したものとみなされる。



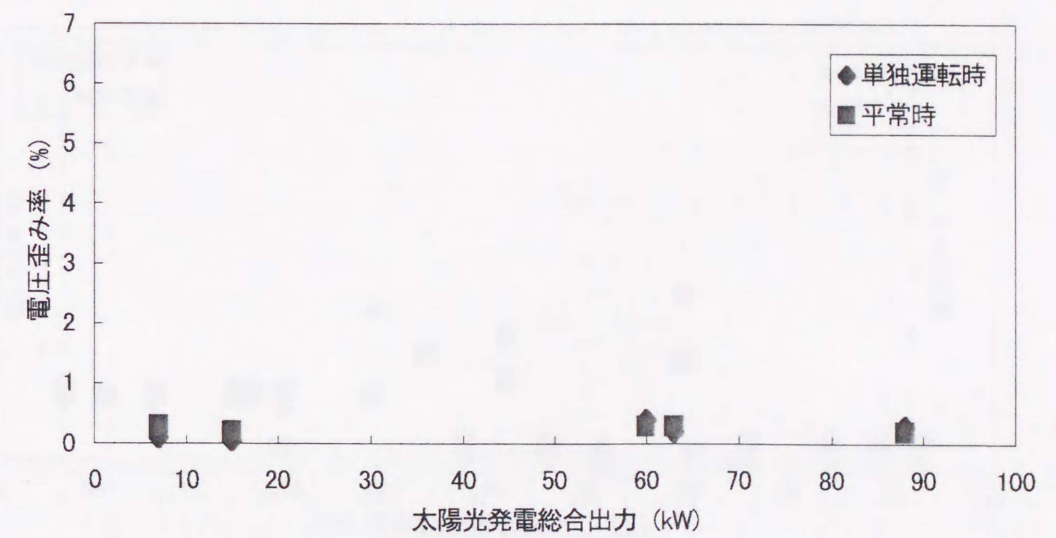
付図 2.1 太陽光発電総合出力と配電線 3 次高調波電圧歪み率との関係
・ 電圧制御形インバータ採用システム 50 台運転



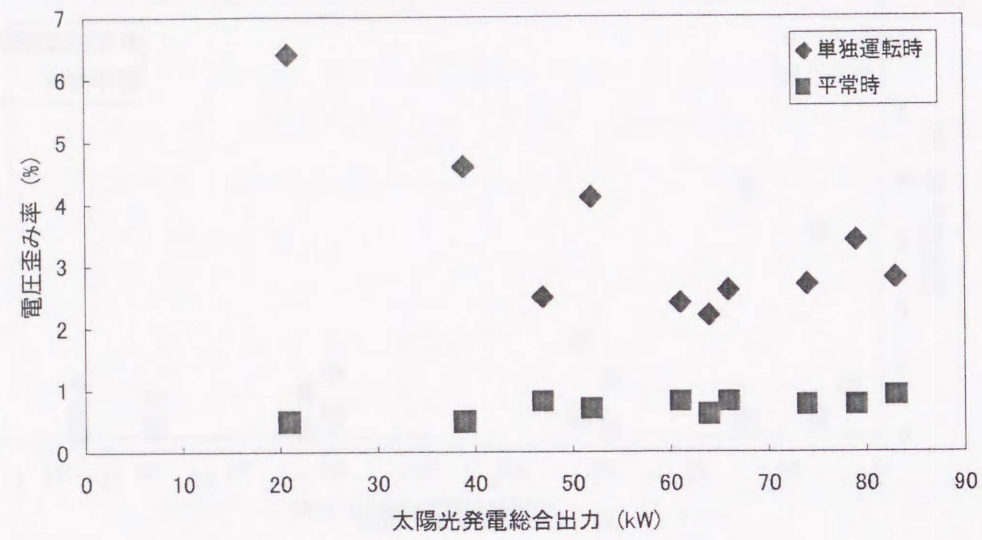
付図 2.3 太陽光発電総合出力と配電線 7 次高調波電圧歪み率との関係
・ 電圧制御形インバータ採用システム 50 台運転



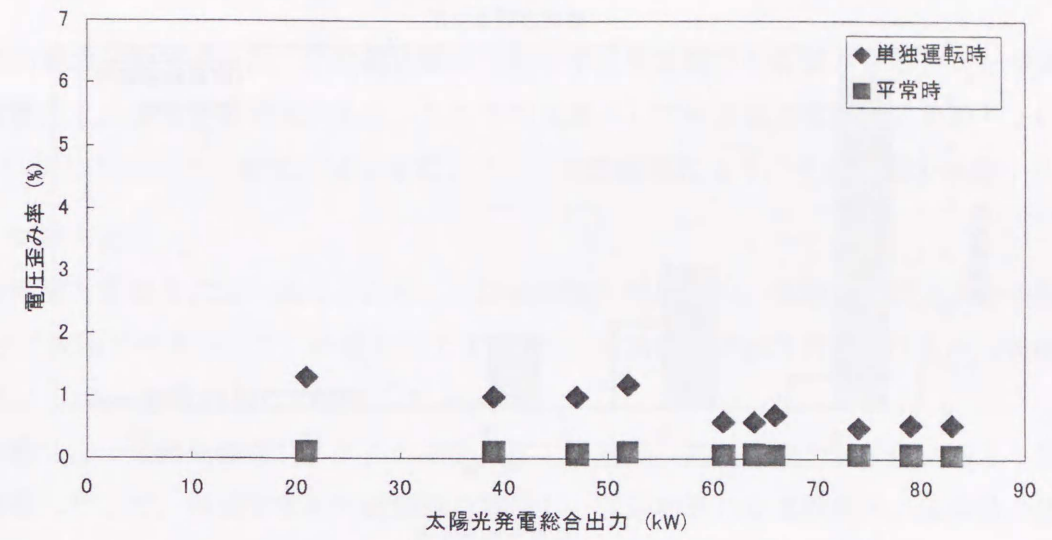
付図 2.2 太陽光発電総合出力と配電線 5 次高調波電圧歪み率との関係
・ 電圧制御形インバータ採用システム 50 台運転



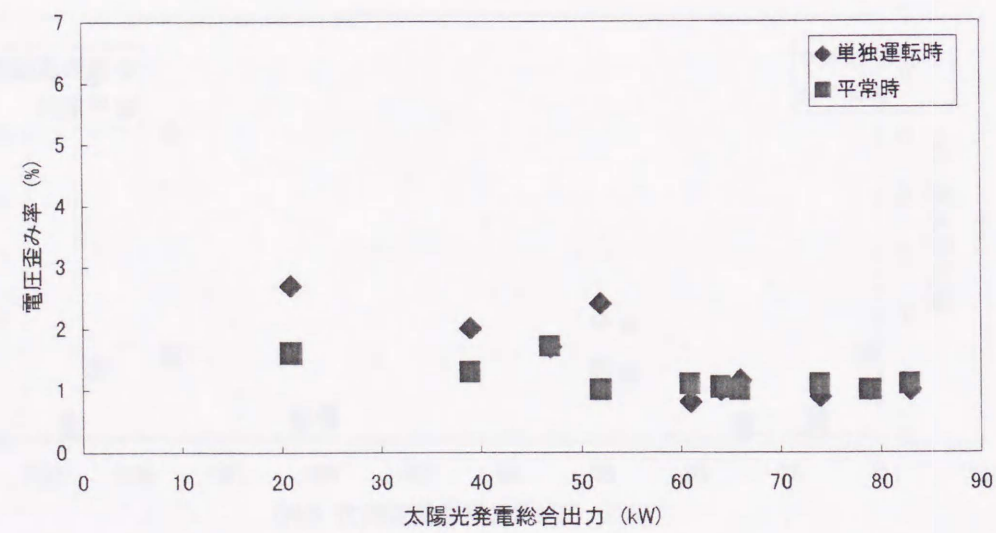
付図 2.4 太陽光発電総合出力と配電線 11 次高調波電圧歪み率との関係
・ 電圧制御形インバータ採用システム 50 台運転



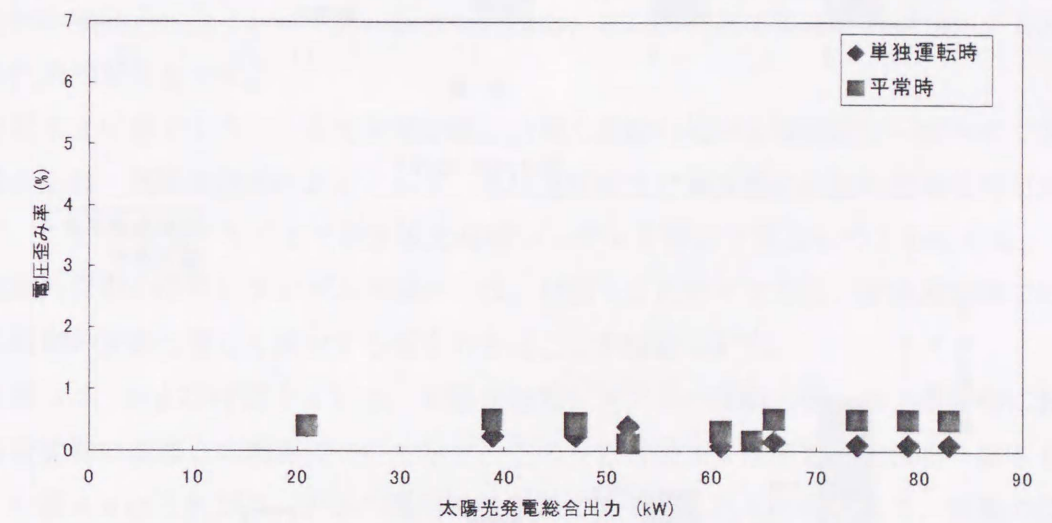
付図 2.5 太陽光発電総合出力と配電線 3 次高調波電圧歪み率との関係
・ 電流制御形インバータ採用システム 50 台運転



付図 2.7 太陽光発電総合出力と配電線 7 次高調波電圧歪み率との関係
・ 電流制御形インバータ採用システム 50 台運転

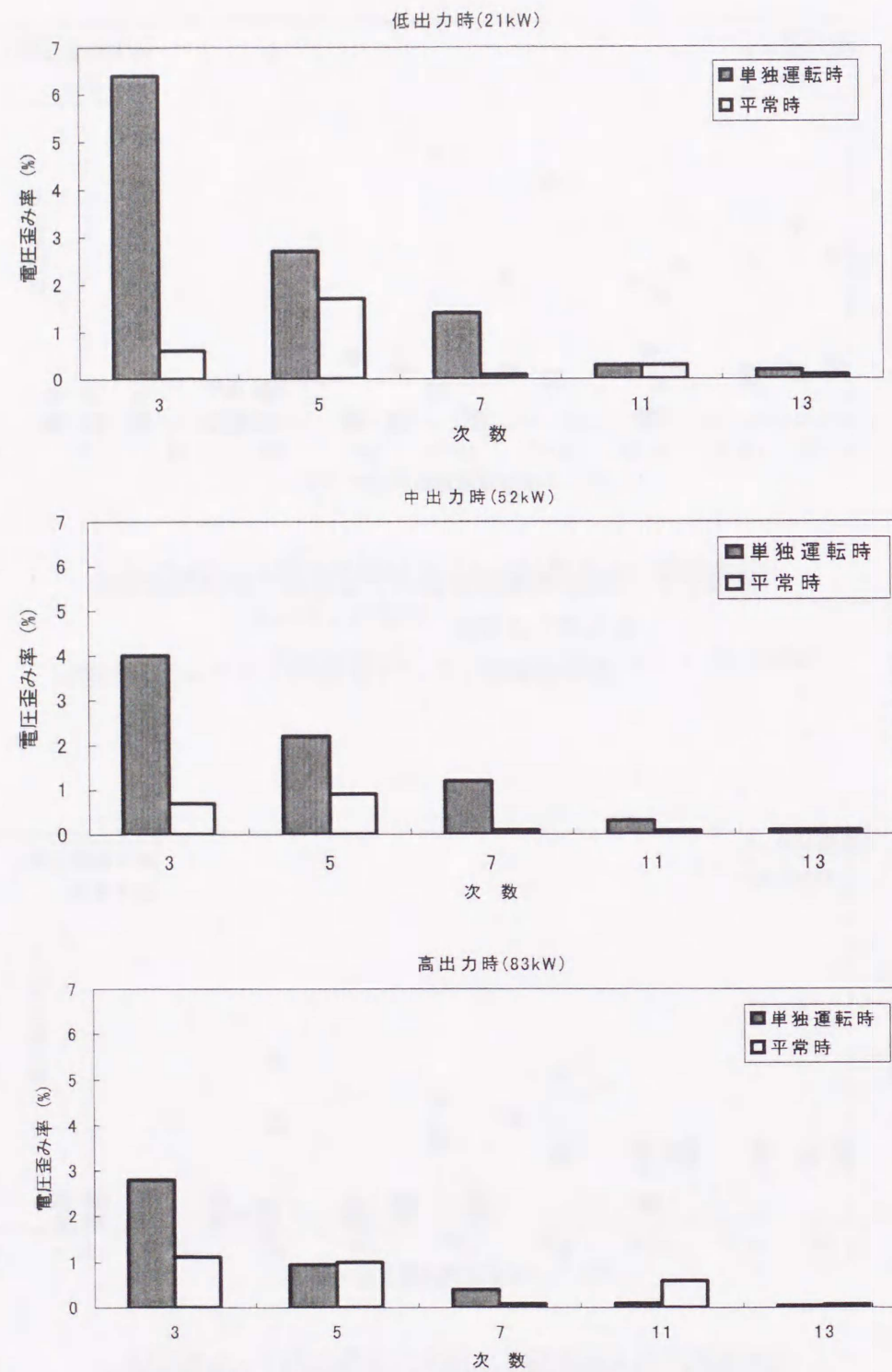


付図 2.6 太陽光発電総合出力と配電線 5 次高調波電圧歪み率との関係
・ 電流制御形インバータ採用システム 50 台運転



付図 2.8 太陽光発電総合出力と配電線 11 次高調波電圧歪み率との関係
・ 電流制御形インバータ採用システム 50 台運転

付録3 出力電力変動方式の効果についての実証実験



付図 2.9 配電線高調波電圧のスペクトル特性
・ 電流制御形インバータ採用システム 50 台運転

出力電力変動方式には、光発電装置から発生する有効電力を変動させる方式と無効電力を変動させる方式の2種類がある。ここでは代表として有効電力変動方式を取り上げ、図 3.9 に示した 200kW 分散型太陽光発電システム実験設備により、その効果を検証する。

(1) 試験方法

有効電力変動方式は、図 4.1 に示した制御回路を採用した。実験は、同方式を装備した 25 台の太陽光発電システムを使用して実施した。有効電力変動方式における出力電流の変動値は±5%、変動周期は 1Hz とした。

実験では、太陽光発電システムの出力に応じて有効、無効各電力が平衡するように負荷を調整した上で、模擬変電所の遮断器を開放し、開放前後の配電線電圧、周波数の変動状況を測定した。なお、単独運転時に発生する諸現象を確認するため、有効電力の変動により、単独運転時に配電線に何らかの電気的変化が発生してもインバータでの検出は行わず、単独運転は継続させることとした。

(2) 結果

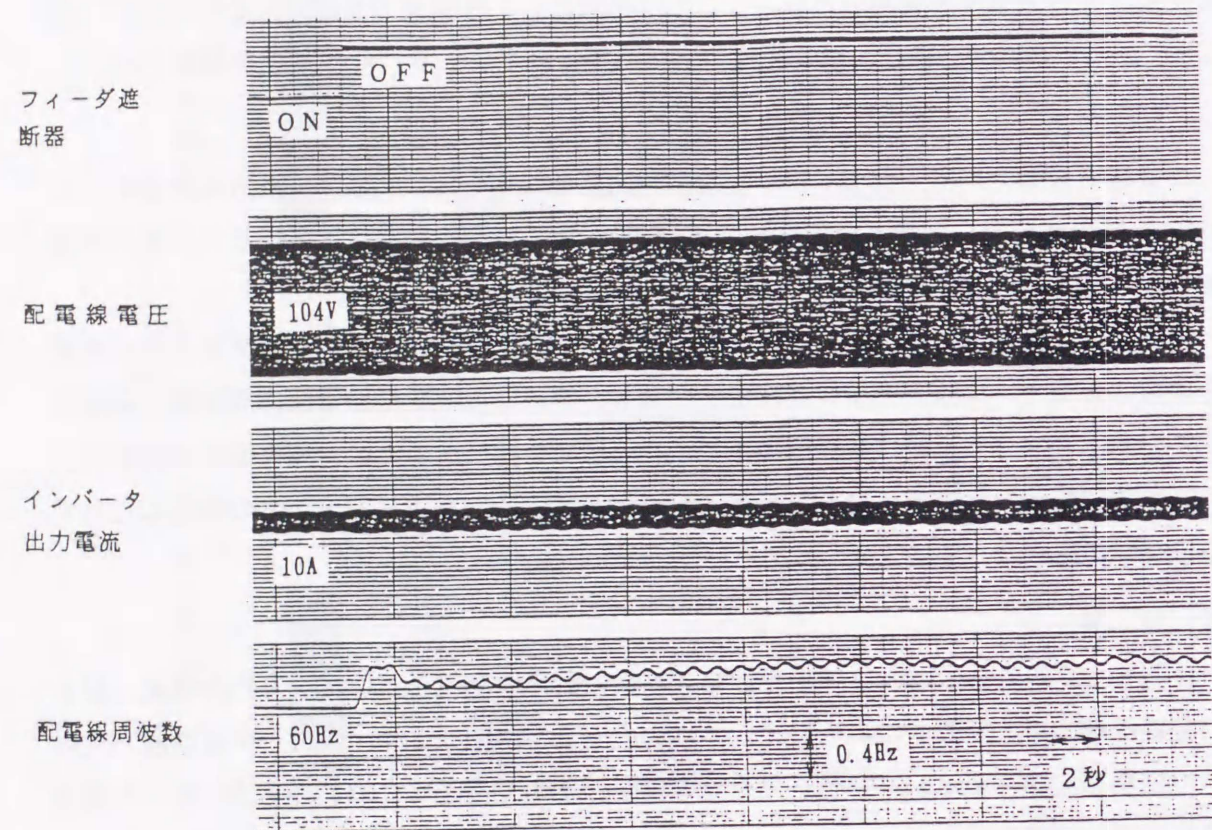
付図 3.1、および付図 3.2 に配電線停止前後の配電線電圧、インバータ出力電流、および配電線周波数の変動状況について示す。このうち、付図 3.2 はインバータ有効電力変動の位相を強制的に全インバータ一致させた場合、また、付図 3.3 はこれがランダムの場合の各代表的結果を示す。

付図 3.2 に示すように、各光発電装置出力電力変動の位相を強制的に一致させて運転した場合には、運転台数や出力によらず、単独運転時では周波数に比較的顕著な周期変動が生じ、これを検出することで各太陽光発電システムを停止できるものとみなせる。一方、有効電力変動の位相がランダムの場合には、付図 3.2 に示すように、単独運転時での周波数の周期的変動は著しく減少する場合のあることが確認された。

付図 3.3、および付図 3.4 には、太陽光発電システムの運転台数と単独運転時における周波数変動の振幅との関係について示す。このうち付図 3.3 は変動の位相を一致させた場合、付図 3.4 はこれがランダムの場合の結果である。これらの結果より、変動の位相がランダムの場合には全体的に周波数の変動振幅が大きく減少する傾向にあることがわかる。

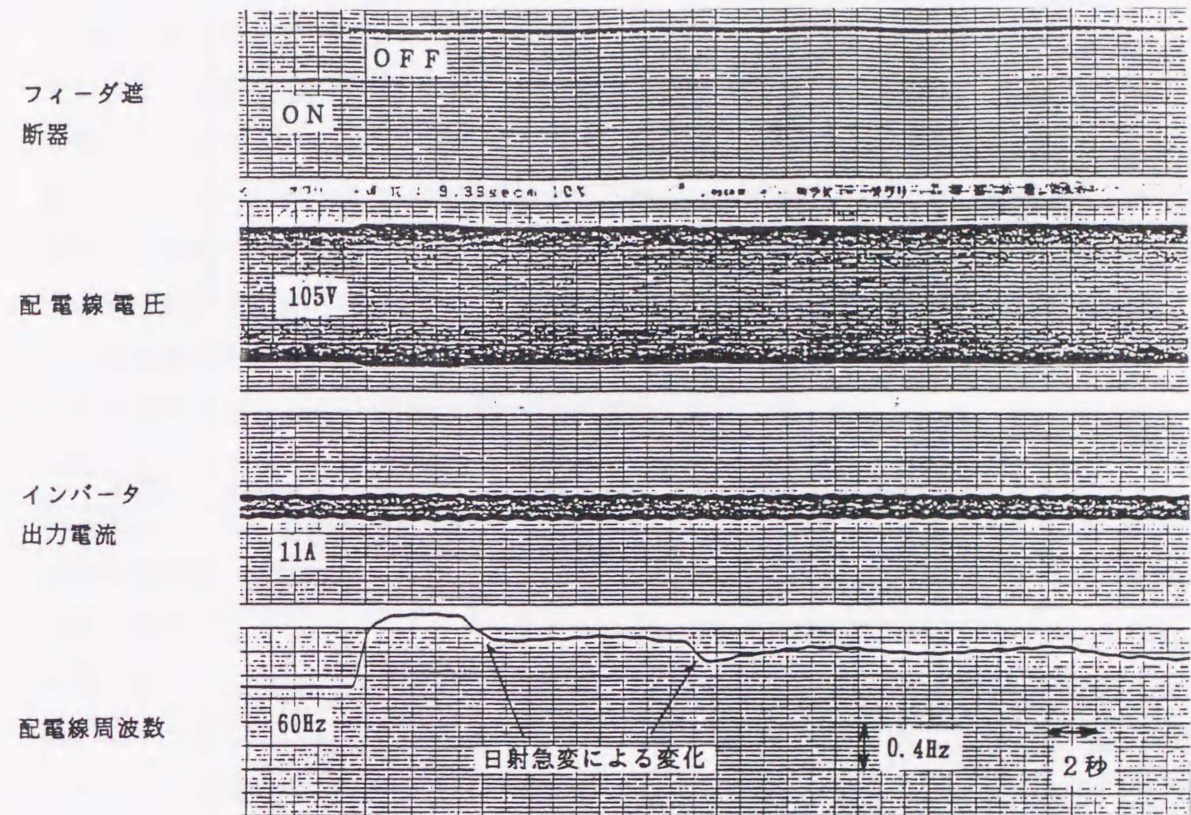
以上により、本方式を適用すると、単独運転時には周波数に出力電力変動の周期と同じ周期の変動が現れ、これを検出することにより単独運転を停止できるものとみなせる。ただし、課題として、出力変動の位相がインバータ間でランダムの場合には、インバータ間

で同変動を相互に打ち消し合うことが原因と考えられるが、単独運転時の周波数の変動振幅が著しく小さくなる場合のあることを合わせて確認した。



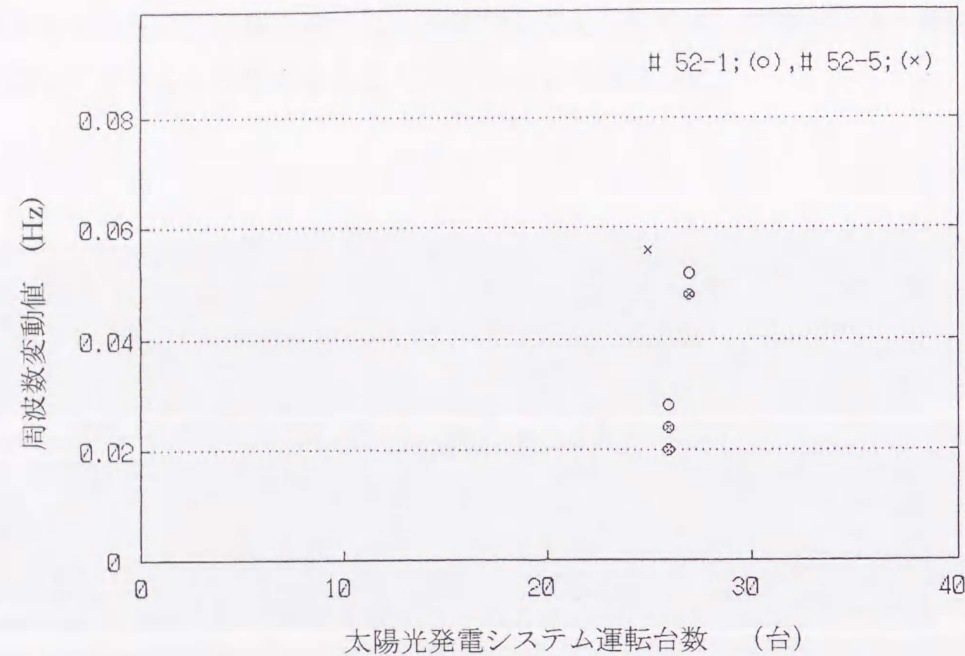
付図 3.1 有効電力変動方式適用時の単独運転特性実験結果
(各太陽光発電システムの変動位相を一致させた場合)

- ・ 太陽光発電システム運転台数 ; 25 台
- ・ 太陽光発電システム総合出力 ; 20kW
- ・ 有効電力変動の周期 ; 1 秒
- ・ 有効電力変動の振幅 ; +/-10 %

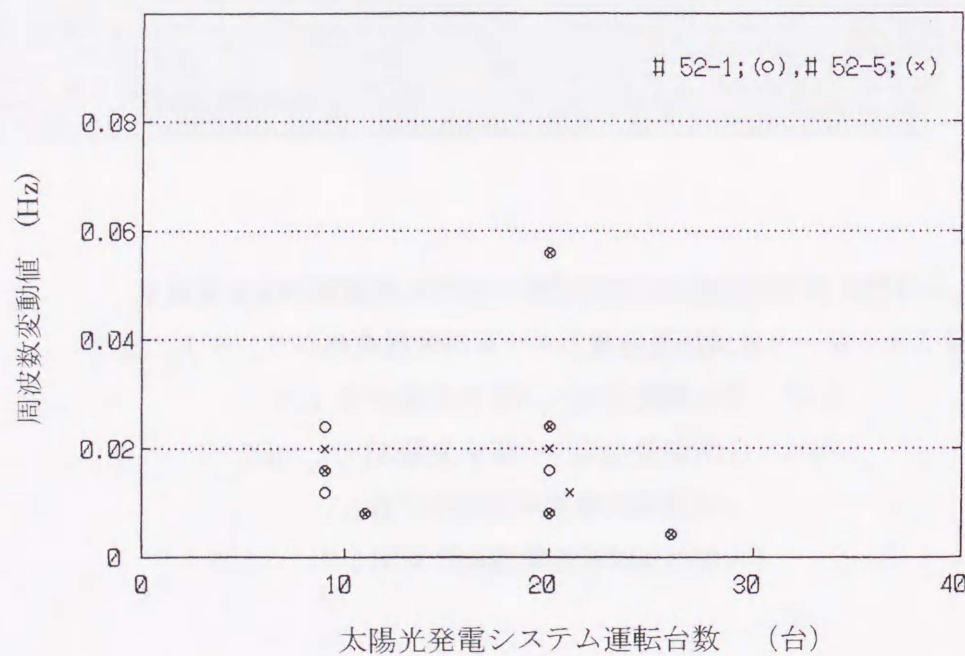


付図 3.2 有効電力変動方式適用時の単独運転特性実験結果
(各太陽光発電システムの変動位相がランダムの場合)

- ・ 太陽光発電システム運転台数 ; 25 台
- ・ 太陽光発電システム総合出力 ; 20kW
- ・ 有効電力変動の周期 ; 1 秒
- ・ 有効電力変動の振幅 ; +/-10 %



付図 3.3 太陽光発電システム運転台数と単独運転時の周波数変動値との関係
(各太陽光発電システムの変動位相を一致させた場合)



付図 3.4 太陽光発電システム運転台数と単独運転時の周波数変動値との関係
(各太陽光発電システムの変動位相がランダムの場合)

付録 4 周波数シフト方式の効果についての実証実験

(1) 周波数バイアスによる単独運転能動方式の設計

単独運転検出能動方式の一つである周波数シフト方式の効果を検証するため、この中の一方式である周波数バイアス方式を設計、製作し、図 3.9 に示した 200kW 分散型太陽光発電システム実験設備により、その効果を実証する。

製作した周波数バイアス方式の機能構成を付図 4.1 に示す。本機能は基本的には、周波数バイアスをもたせた位相同期発信器により構成するもので、これを、本文図 3.4 の単独運転防止回路の部分に挿入する。すなわち、太陽光発電用インバータに入力する連系点電圧参照信号回路に直列に接続する。この場合のインバータ出力周波数は位相同期発信器の出力周波数で定まる。

位相同期発信器の出力周波数は、系統電源が存在している場合には、それに同期して 50Hz、または 60Hz となる。次いで配電線が停止して単独運転状態になると、インバータ出力電圧が位相同期発信器に直接入力することとなる。この時、位相同期発信器の設定周波数を基準値 (=50Hz、または 60Hz) からはずして設定 (例えば 58Hz) すると、その周波数に移行するようにフィードバックがかかり、最終的に周波数異常でインバータは停止する。また、本機能には、単独運転時にインバータに入力する連系点電圧参照信号の絶対値が低下し易くなるように別途並列にフィルタを設けている。これにより、単独運転時にインバータの出力電力を減少させ、周波数の低下を促進させる。さらにフィルタの出力積分値を位相同期発信器にフィードバックし、位相同期発信器の出力周波数の低下も促進させるようにしている。

(2) 実験方法

実証実験では、以上の単独運転防止回路を電圧制御形インバータ 15 台、電流制御形インバータ 25 台に装備した。この状態で、太陽光発電システム総合出力と負荷量の有効電力比、および無効電力比をパラメータとして種々変化させ、各条件において模擬変電所の遮断器を開放し、開放前後における配電線各地点の電圧、周波数の変化状況、単独運転継続時間について測定した。負荷としては M/G 負荷、高圧、低圧各模擬負荷、および対地容量模擬コンデンサを用いた。

高圧模擬配電線の形状は直線状、互長は最大の 10 km に設定した。また運転太陽光発電システムの種類はインバータ制御方式と防止効果との関係を明らかにするために、次の 2 ケースを設定した。

- ・ケース 1 ; 電圧制御型インバータ 15 台と電流制御型 25 台の並列運転。

・ケース 2 ; 電流制御型 25 台のみの並列運転。

(3) 結 果

付図 4.2~付図 4.4 にケース 1, また付図 4.5~付図 4.7 にケース 2 における各発電量, 負荷量の有効電力比と単独運転継続時間との関係について示す。パラメータは配電線停止直前における配電線フィーダの無効電力値(=Pr)である。これは配電線と系統電源間の無効電力であり, 正は配電線全体が誘導性, 負は配電線全体が容量性であることを示す。

これまでの各種の実証実験結果より, このフィーダ無効電力が太陽光発電全設備容量の 5% 以内に収まっているような場合には, 無効電力が太陽光発電と負荷との間でバランス状態にあるものとみなせる。また, 太陽光発電と負荷の有効電力比に関しては概略 0.9~1.1 の範囲においてバランス状態にあるものとみなせる。本試験では無効電力に関しては, ケース 1 で±3kVar 以内, ケース 2 では±2kVar 以内の場合にそれぞれバランス状態となる。

付図 4.2~付図 4.7 より, いずれのケースも 10 秒以上に及ぶような長時間の単独運転は発生しないことがわかる。特に付図 4.2, 付図 4.5 より, 発電量と負荷量の有効分, 無効分ともにほぼバランスしているケースでは, 最大でも 4 秒程度以内に全システムが停止していることがわかる。付図 4.8, および付図 4.9 には, 各ケースにおける発電量, 負荷量完全バランス時における配電線停止前後の配電線電圧, 周波数特性を示す。これらより, 配電線停止より 1.5 秒程度のちに周波数が低下して, いずれも 2 秒程度で単独運転停止に至っていることがわかる。

ただし, ケース 1 では付図 4.3, またケース 2 では付図 4.5 にみられるように, 太陽光発電の出力有効電力が負荷消費電力よりやや上回る場合や, 配電線全体が誘導性となっている場合で, 通常はインバータのもつ力率 1 制御や直流電圧制御機能の作用により周波数が上昇し, それにより各システムが停止するようなケースにおいて, 単独運転がやや長く継続する場合が確認された。特にケース 1 の付図 4.3 でフィーダ無効電力が 3 kVar~6 kVar の領域では単独運転継続時間が最大で 5 秒程度に達し, 付図 4.2 に示される無効電力バランス時の結果より単独運転継続時間は大きくなる結果となった。付図 4.10, および付図 4.11 はこれらアンバランス時において単独運転継続時間が大きくなるケースにおける配電線電圧, 周波数の変化特性例を示す。これらの結果より, 周波数が一端上昇した後に低下していることがわかる。これらはインバータのもつ上記の力率 1 制御や直流電圧制御機能制との間で一種の干渉が生じてよるものとみなせる。

以上により, 本周波数バイアス方式は全体的には発電量, 負荷量バランス時を含め, 運転インバータの種類によらず, 最大でも数秒程度以内には単独運転を停止させることができ有効であることを明らかにした。

課題点として, 発電量が負荷量より上回り, かつ負荷が配電線全体で誘導性となっている場合に一部力率 1 制御等の他の制御機能との干渉により, 単独運転の継続が大きくなる場合のあることが合わせて確認された。

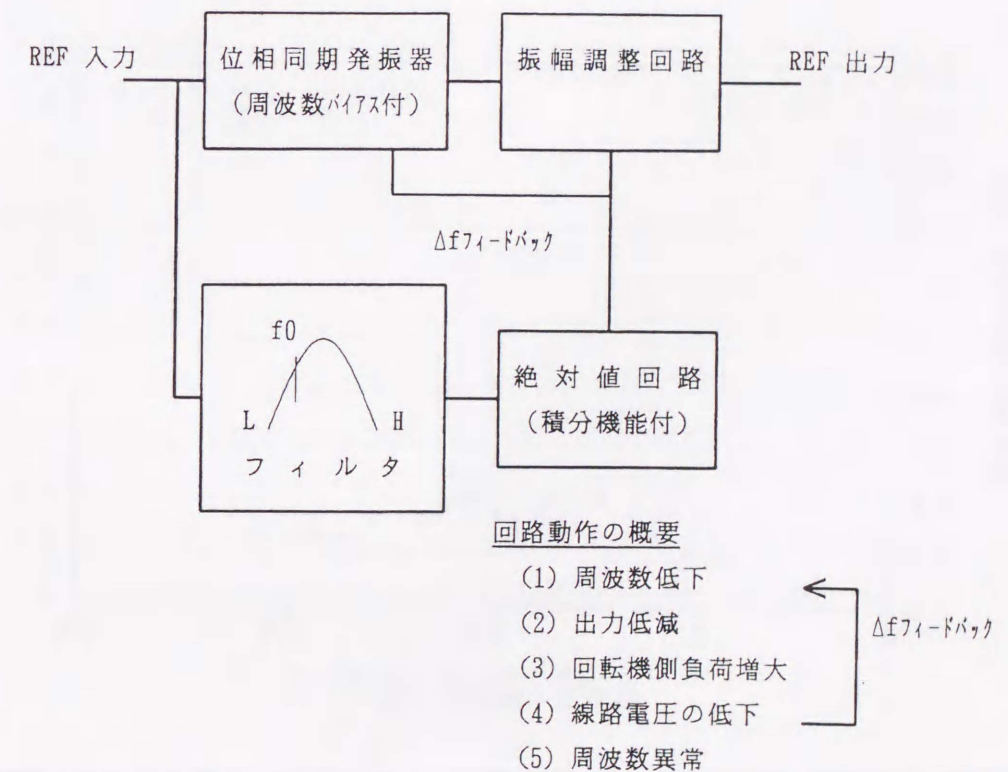
(4) 平常時のインバータ運転特性に与える影響

本周波数バイアス方式の特性により, 平常時にインバータの運転力率や変換効率を低下させる可能性がある。そこで, 本方式を装備した場合の平常時でのインバータ運転特性を実験により検証した。実験は図 3.10 の太陽光発電用インバータ実験設備を使用した。

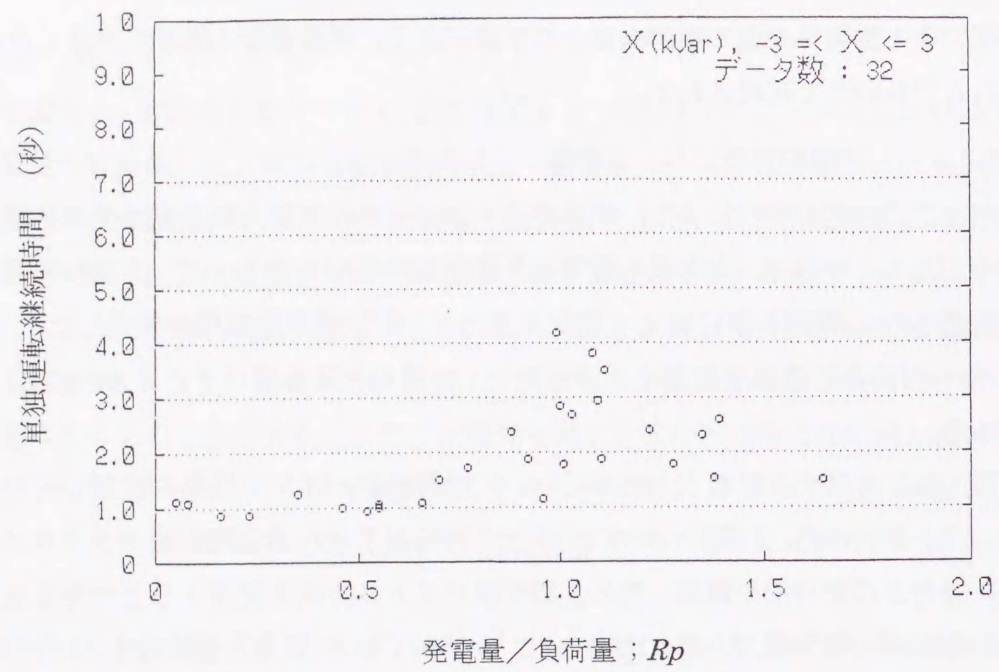
供試インバータは 3kW 電流制御型インバータで, 使用した周波数バイアス方式は(1)と同じものである。

結果を付図 4.12 に示す。このうち効率については周波数バイアス回路を使用しても変化の生じないことがわかる。力率については出力が 30%以下となると周波数バイアス方式を接続しない場合との差がやや顕著に現れ, 周波数バイアス方式を使用するとやや小さくなる。しかしながら, 無効電力の増大は出力 12 %で 0.1 kVar 程度と僅かなものであり, 実用上の支障は殆ど無いものとみなせる。

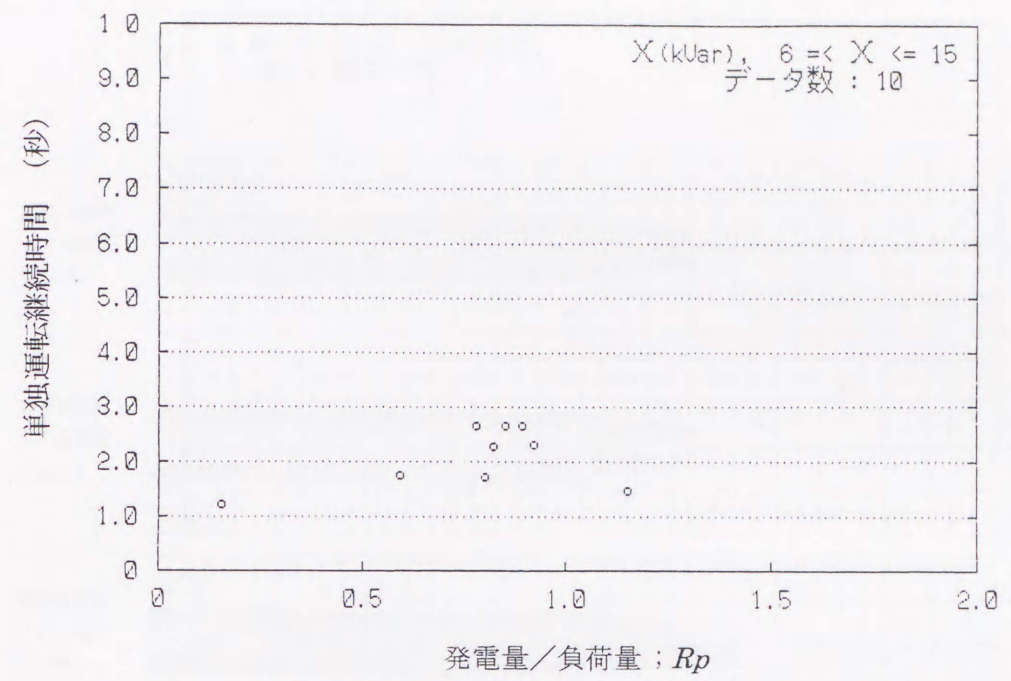
以上の結果より, 周波数バイアス方式を適用しても平常時のインバータ運転特性には殆ど変化を与えないことを検証した。



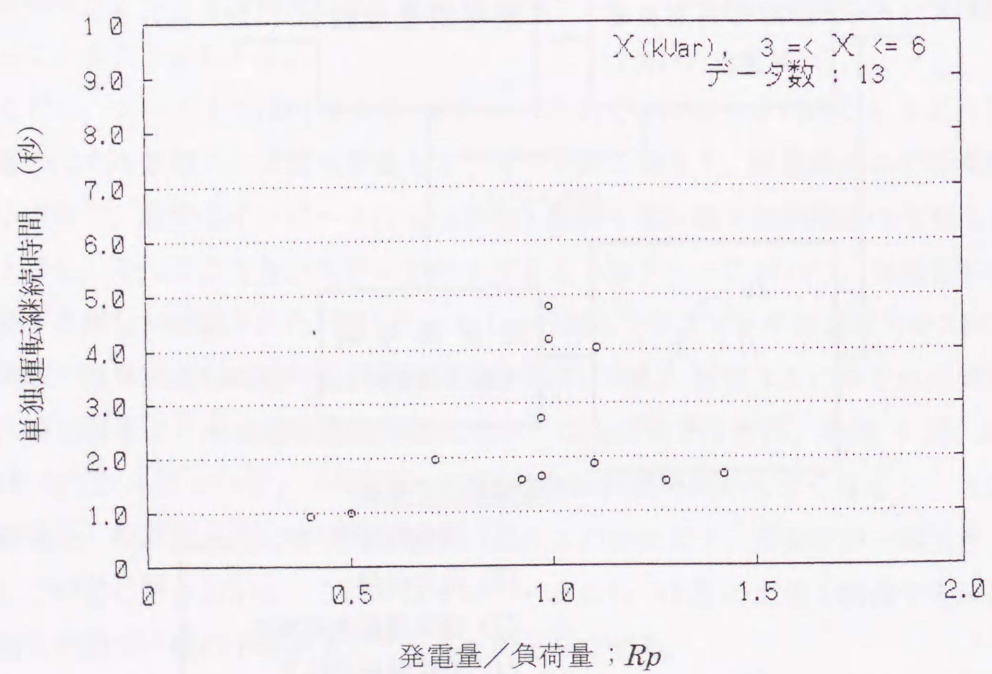
付図 4.1 周波数バイアス方式の制御ブロック



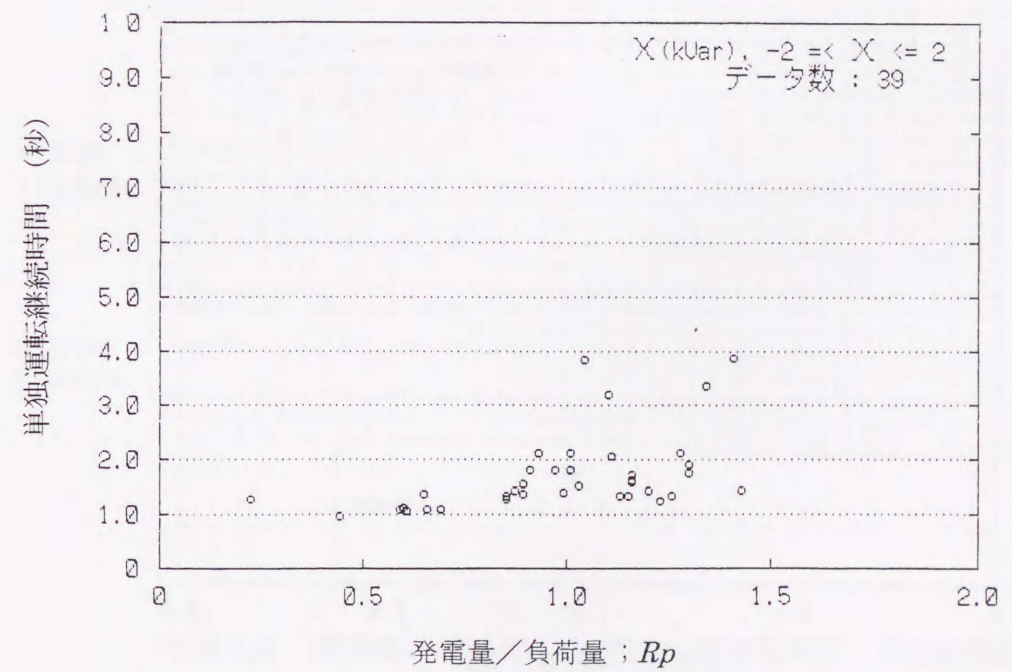
付図 4.2 発電量と負荷量の比 (有効電力比; R_p) と単独運転継続時間の関係
 ・ケース 1, $-3\text{kVar} < P_r < 3\text{kVar}$



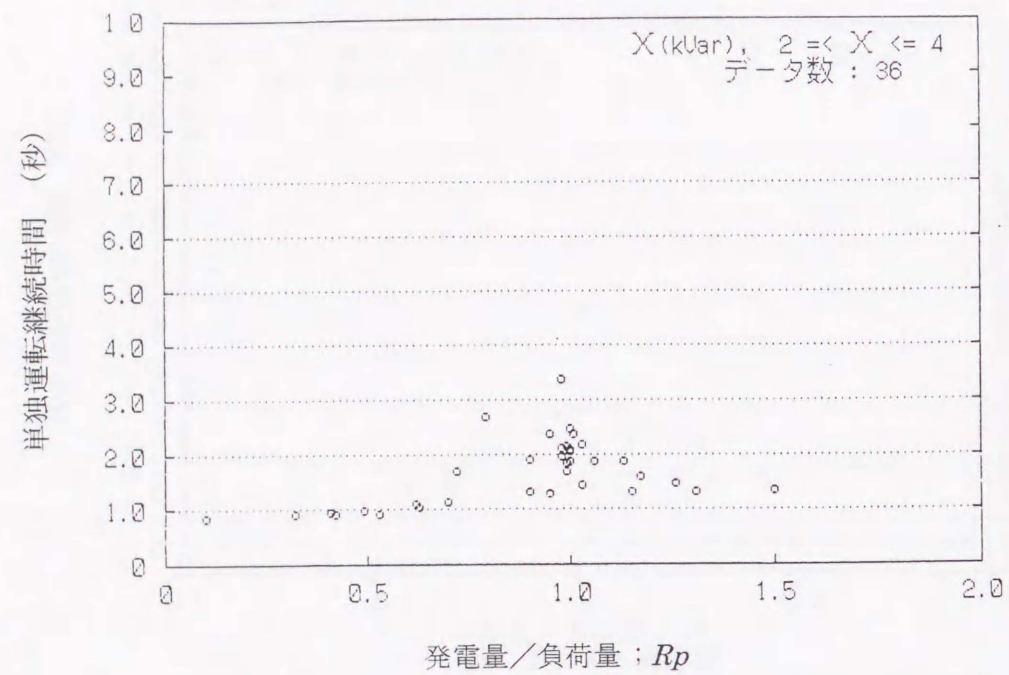
付図 4.4 発電量と負荷量の比 (有効電力比; R_p) と単独運転継続時間の関係
 ・ケース 1, $6\text{kVar} < P_r < 15\text{kVar}$



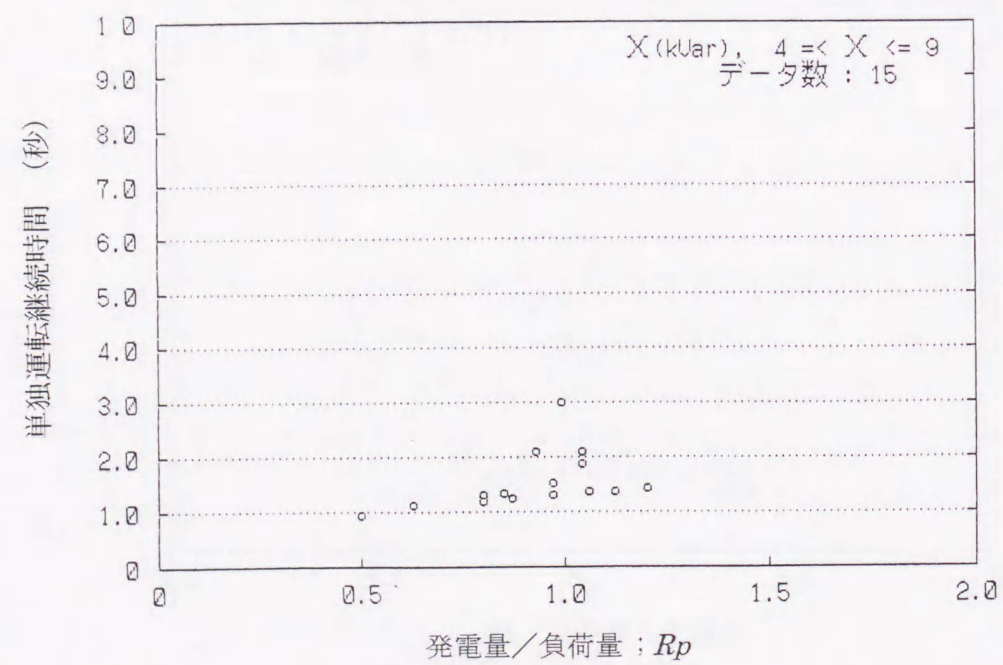
付図 4.3 発電量と負荷量の比 (有効電力比; R_p) と単独運転継続時間の関係
 ・ケース 1, $3\text{kVar} < P_r < 6\text{kVar}$



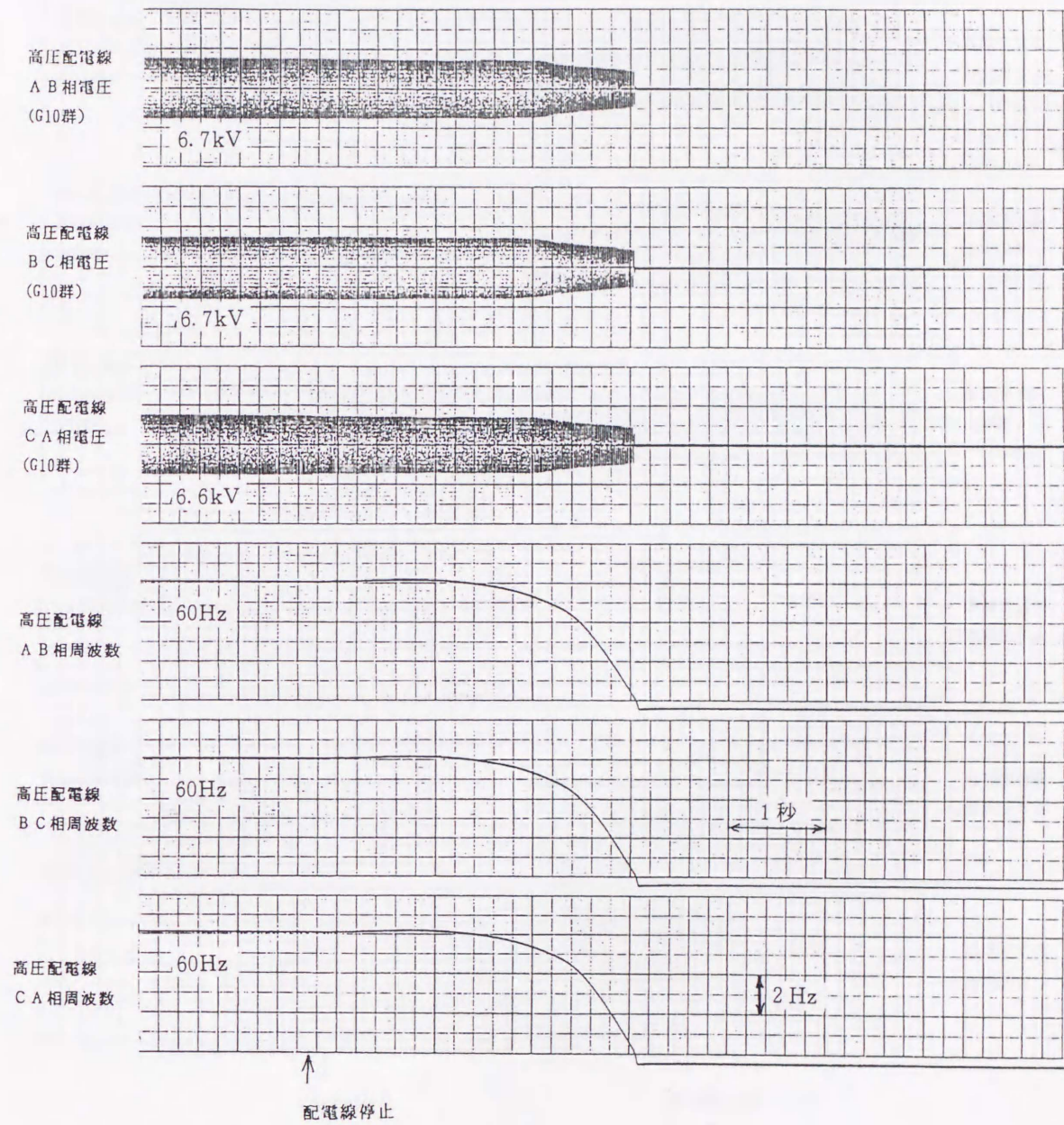
付図 4.5 発電量と負荷量の比 (有効電力比; R_p) と単独運転継続時間の関係
 ・ケース 2, $-2\text{kVar} < P_r < 2\text{kVar}$



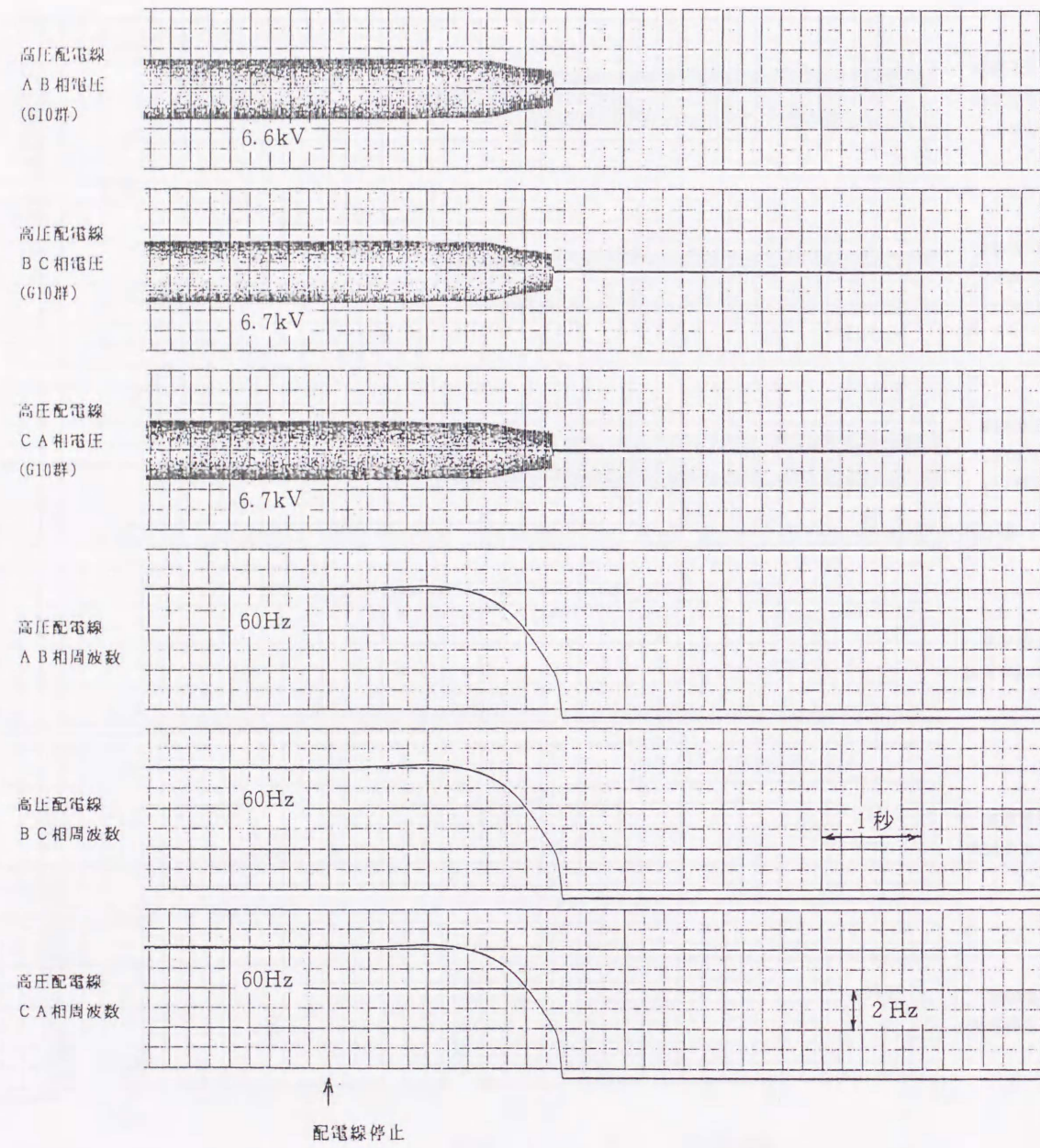
付図 4.6 発電量と負荷量の比 (有効電力比; R_p) と単独運転継続時間の関係
 ・ケース 2, $2\text{kVar} < P_r < 4\text{kVar}$



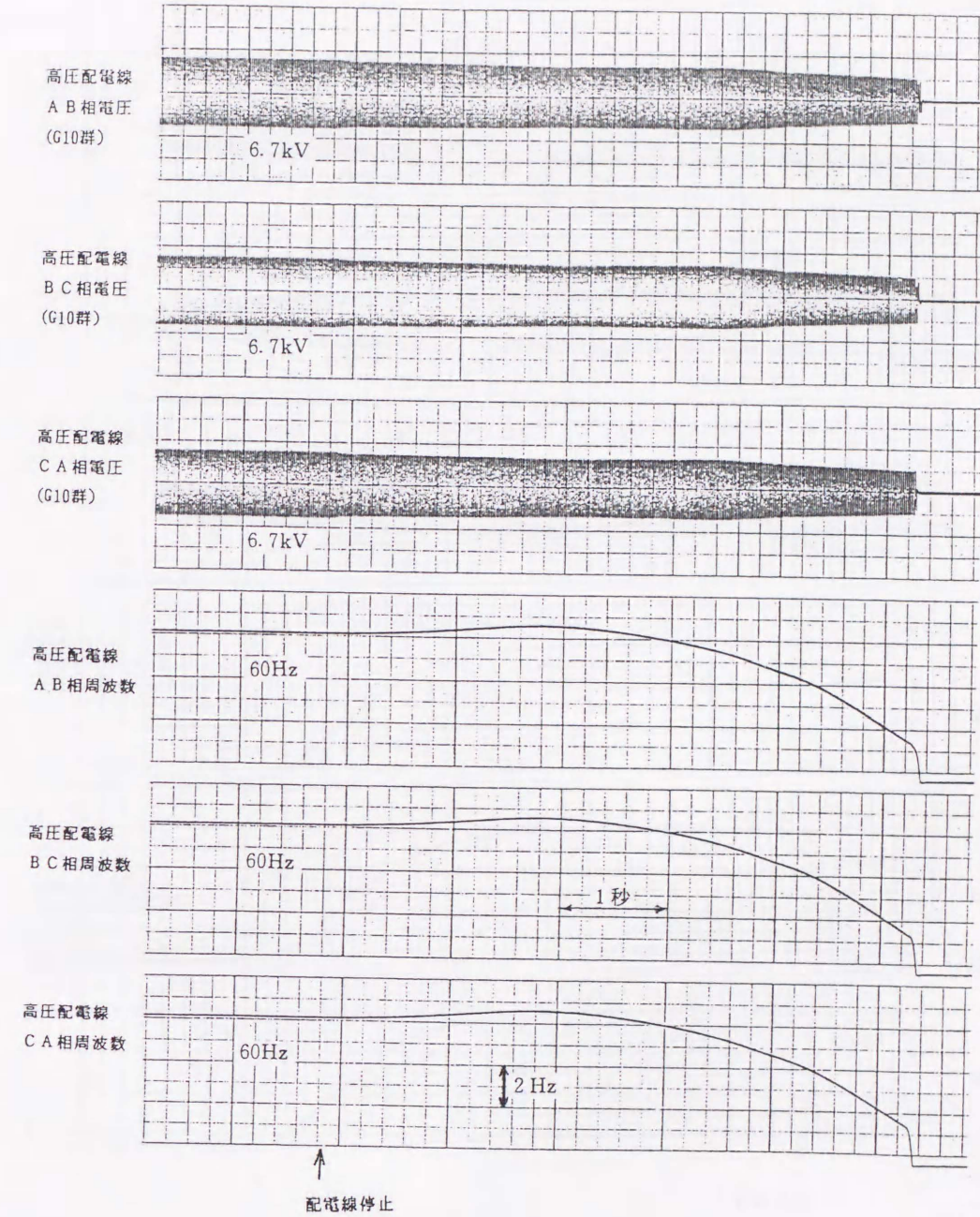
付図 4.7 発電量と負荷量の比 (有効電力比; R_p) と単独運転継続時間の関係
 ・ケース 2, $4\text{kVar} < P_r < 9\text{kVar}$



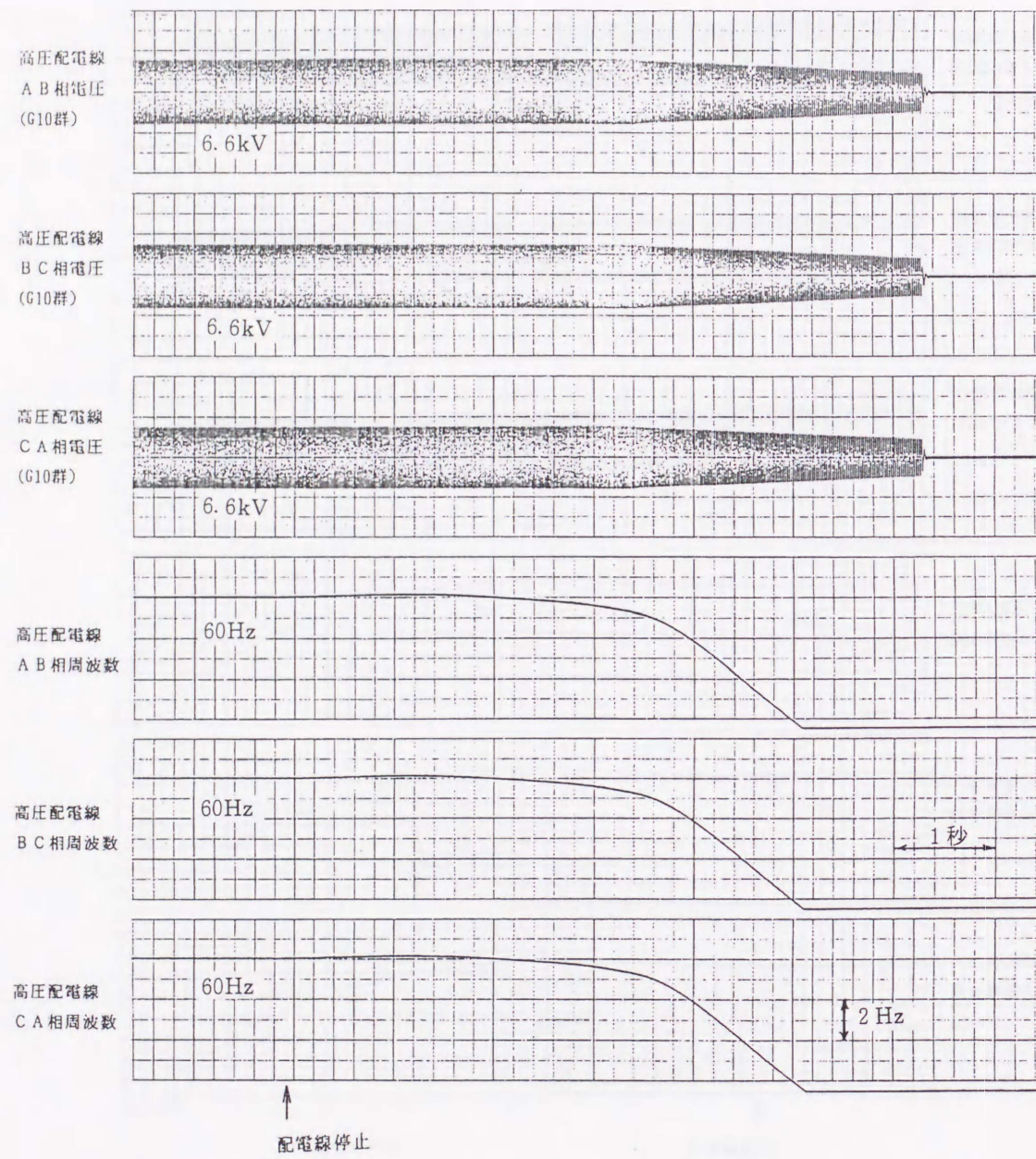
付図 4.8 周波数バイアス方式使用時の配電線電圧, 周波数特性
 ・ケース 1 (発電量, 負荷量バランス時)



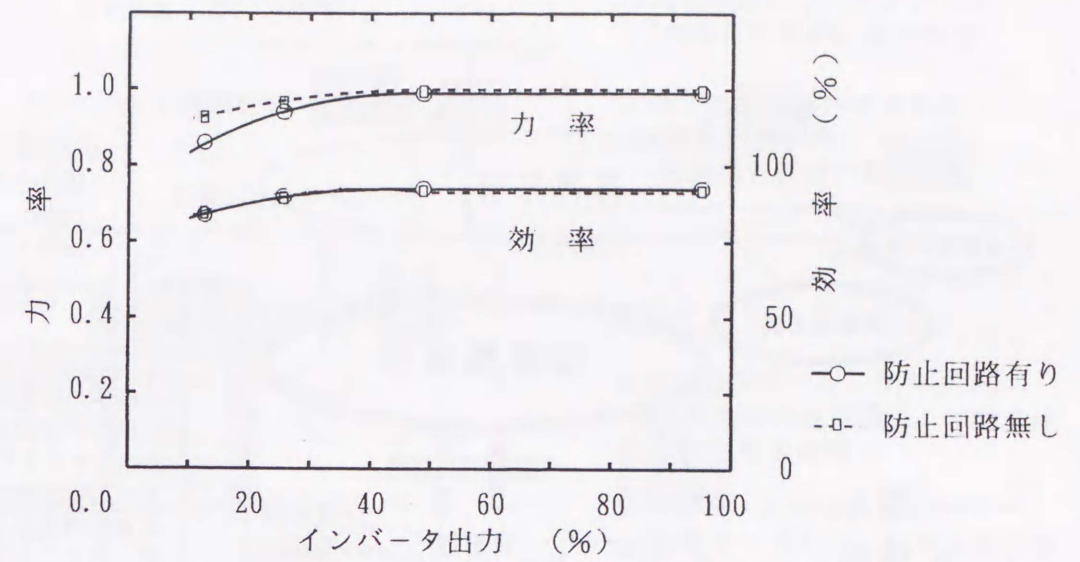
付図 4.9 周波数バイアス方式使用時の配電線電圧，周波数特性
・ケース 2 (発電量，負荷量バランス時)



付図 4.10 周波数バイアス方式使用時の配電線電圧，周波数特性
・ケース 1 (発電量，負荷量アンバランス時)

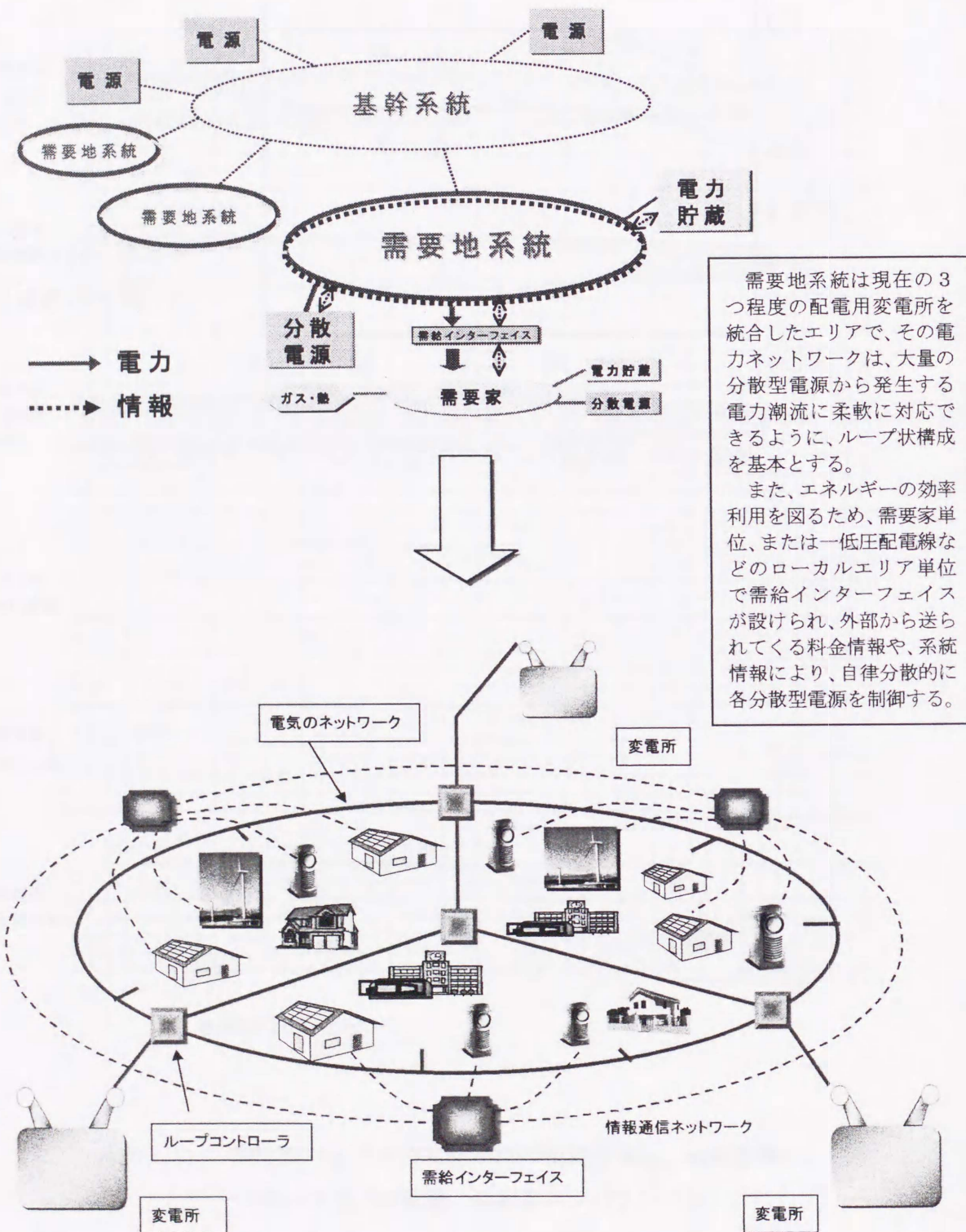


付図 4.11 周波数バイアス方式使用時の配電線電圧，周波数特性
・ケース 2 (発電量，負荷量アンバランス時)

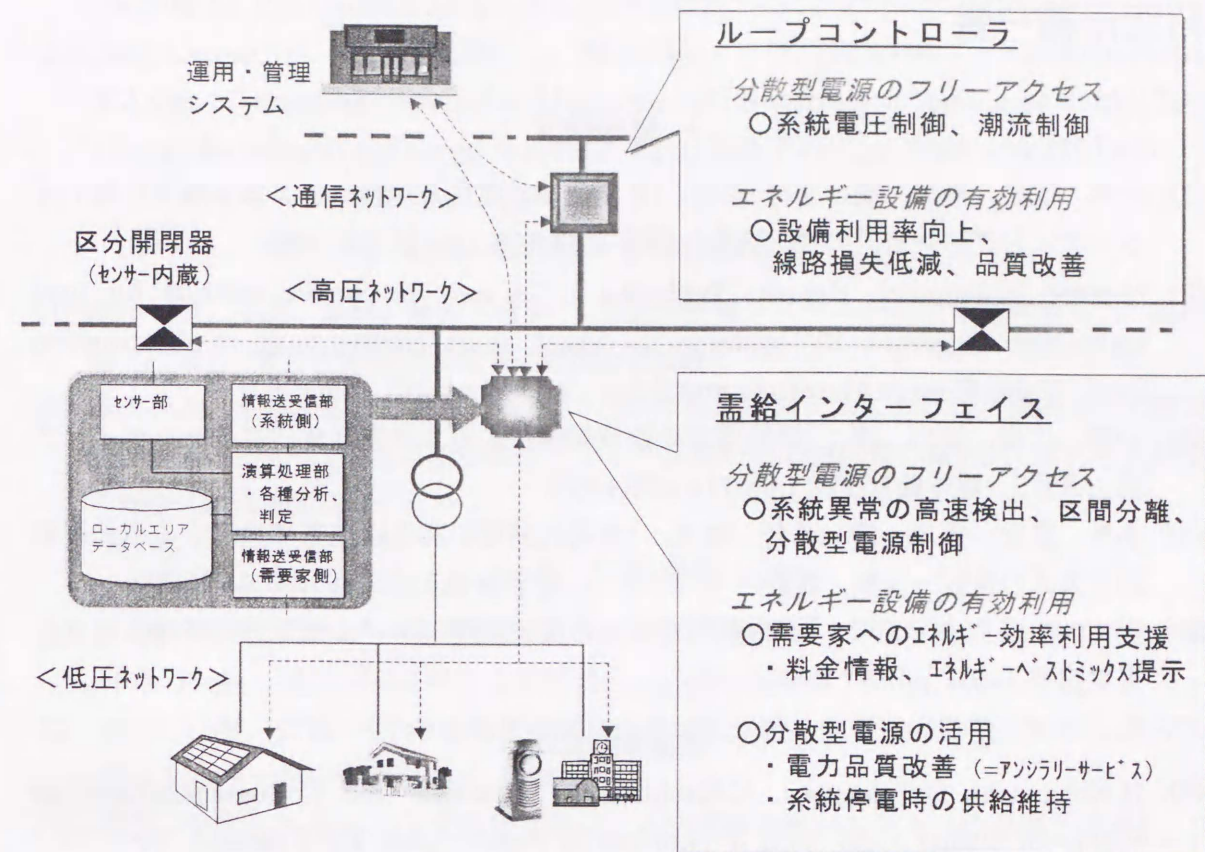


付図 4.12 周波数バイアス方式によるインバータ特性の変化

付録5 分散型電源の大量普及に対応する需要地系統の概念



付図 5.1 需要地系統の概念図



付図 5.2 需要地系統におけるローカルエリアの構成と各構成機能の役割

研究業績一覧

I 原著論文

- (1) 小林 広武, 滝川 清, 北村 章夫: 「3次高調波電圧急増検出による太陽光発電アイランディング防止方式の検出条件」, 電学論 B, 116, 1, pp.27-34(1996)
- (2) Hiromu Kobayashi, Kiyoshi Takigawa: "A new protective method for grid connected dispersed PV systems to detect short circuit fault in distribution line", Solar Energy Materials and Solar Cells 47, pp.117-123(1997)
- (3) 小林 広武, 滝川 清: 「瞬時出力変動値制御による太陽光発電のアイランディング防止方式」, 電学論 B, 117, 1, pp.114-121(1997)
- (4) 小林 広武, 滝川 清, 北村 章夫: 「太陽光発電の高密度連系に適応する単独運転防止方式の検討—受動・能動シズ方式—」, 電学論 B, 120, 3, pp.433-440(2000)
- (5) 小林 広武, 滝川 清: 「太陽光発電の高密度連系時における配電線短絡検出方式」, 電学論 B, 120, 4, pp.621-629(2000)

<国際会議論文>

- (6) H.Kobayashi, K.Takigawa, E.Hashimoto: "Problems and Countermeasures on Safety of Utility Grid with a Number of Small Scale PV Systems, 21st IEEE PVSC, pp.850-855(1990-5)
- (7) H.Kobayashi, K.Takigawa, E.Hashimoto: "Method for Preventing Islanding Phenomenon on Utility Grid with a Number of Small Scale PV Systems", 22nd IEEE PVSC, pp.695-700(1991-10)
- (8) H.Kobayashi, K.Takigawa: "Statistical Evaluation of Optimum Islanding Preventing Method for Utility Interactive Small Scale Dispersed PV Systems", 1st World Conference and Exhibition on PV Solar Energy Conversion, pp.1085-1088(1994-12)
- (9) H.Kobayashi, K.Takigawa: "Islanding Prevention Method for Grid Interconnection of Multiple PV Systems", 2nd World Conference and Exhibition on PV Solar Energy Conversion(1998-7)
- (10) Y.Takeda, K.Takigawa, H.Kobayashi: "Field Experiment of Small PV System Cooperated with Utility Grid", 18th IEEE PVSC, pp.1472-1477 (1985-10)
- (11) K.Takigawa, H.Kobayashi, Y.Takeda: "Utility Interface Problems and Solutions for Dispersed Small Scale PV Systems", 19th IEEE PVSC, pp.1001-1006(1987-5)
- (12) Y.Takeda, K.Takigawa, H.Kobayashi: "Test and Study of Utility Interface and Control Problems for Residential PV Systems in Rokko Island 200kW Test Facility", 20th IEEE PVSC, pp.1062-1067(1988-9)
- (13) K.Takigawa, H.Kobayashi, E.Hashimoto: "Performance Test and Evaluation

Facility for Photovoltaic Inverters", 22nd IEEE PVSC, pp.680-684(1991-10)

- (14) A.Kitamura, M.Okamoto, K.Hotta, K.Takigawa, H.Kobayashi, Y.Ariga: "Islanding Prevention Measures - Demonstration Testing at Rokko Test Center for Advanced Energy Systems", 23rd IEEE PVSC, pp.1063-1067(1993-5)

II 所内報・学協会報告等

- (1) 滝川 清, 小林 広武, 武田 行弘: 「小型光発電システムにおける系統連系上の諸問題と対策」, 電力中央研究所報告 185020(1986)
- (2) 滝川 清, 小林 広武, 武田 行弘: 「小型光発電システムにおける系統連系上の諸問題と対策(その2)(連系仕様条件とシステム設計上の対応策の検討)」, 電力中央研究所報告 T87008(1988)

III 口頭発表

- (1) 小林, 滝川, 武田: 「小型分散PVシステムの配電系統との保護協調」, 電気学会半導体電力交換・新省エネルギー合同研究会 (1986)
- (2) 滝川, 小林, 武田: 「小型光発電装置による配電線電力品質への影響と対策」, 日本太陽エネルギー学会研究発表会 (1988)
- (3) 滝川, 小林, 武田: 「小型光発電装置による配電線保護システムへの影響と対策」, 日本太陽エネルギー学会研究発表会 (1988)
- (4) 小林, 滝川, 武田: 「家庭用小形光発電装置の発電運転特性」, 日本太陽エネルギー学会研究発表会 (1988)
- (5) 小林, 滝川, 武田: 「小形光発電装置による逆充電運転防止対策の実証検討」, 日本太陽エネルギー学会研究発表会 (1988)
- (6) 小林, 滝川: 「小型分散光発電システムの系統連系技術」, 電気学会B部門大会 (1990)
- (7) 小林, 滝川: 「小型分散PVシステムの系統連系仕様条件」, 日本太陽エネルギー学会・風力エネルギー協会合同研究発表会 (1991)
- (8) 小林, 滝川: 「小型分散PVシステムの逆充電運転防止法」, 日本太陽エネルギー学会・風力エネルギー協会合同研究発表会 (1991)
- (9) 滝川, 小林: 「光発電用インバータ・蓄電池の性能試験・評価」, 日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会 (1991)
- (10) 小林: 「小型分散太陽光発電の系統連系上の課題と効果」, 電気学会全国大会シンポジウム (1992)
- (11) 滝川, 小林: 「小型光発電用系統連系保護装置の試作」, 日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会 (1992)
- (12) 滝川, 小林: 「光発電用インバータ・蓄電池の性能コスト評価」, 日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会 (1992)
- (13) 滝川, 小林: 「太陽光発電用系統連系保護装置の試作」, 平成5年電気学会全国大会

(1993)

- (14) 小林：「太陽光発電周辺装置」，平成10年電気学会全国大会シンポジウム（1998）
- (15) 小林，滝川：「太陽光発電高密度連系時の単独運転防止方式—能動方式の相互干渉特性と対策—」，平成10年電気学会電力・エネルギー部門大会，NO.233（1998）
- (16) 村上，黒川，小林，滝川：「系統連系型太陽光発電の動特性シミュレーション—誘導機負荷が単独運転検出に与える影響評価—」，平成10年電気学会電力・エネルギー部門大会，NO.23（1998）
- (17) 嶋田，小林：「PV複数台連系時における無効電力による連系点電圧制御特性」，平成10年電気学会電力・エネルギー部門大会，NO.235（1998）
- (18) Y.Takeda, K.Takigawa, H.Kobayashi: “200kW Demonstration and Test Facility for Dispersed Small Scale PV Systems”, 3rd PVSEC(1987-11)
- (19) H.Kobayashi, K.Takigawa, Y.Takeda: “Test and Study of Islanding Phenomenon on Utility Grid with a Number of Dispersed Small Scale PV Systems”, 4th PVSEC(1989-2)
- (20) K.Takigawa, H.Kobayashi: “Performance Test and Evaluation Facility of PCS and Storage Battery for PV Application” 5th PVSEC(1990-11)
- (21) H.Kobayashi, K.Takigawa: “Utility Interconnection Techniques of Small Scale Dispersed PV Systems to Exert No Influence on Power Quality”, 5th PVSEC(1990-11)
- (22) K.Takigawa, H.Kobayashi: “Development of Compact and Reliable Protective Control Unit for Grid Connected Small Residential Systems”, PVSEC-7(1993-11)
- (23) H.Kobayashi, K.Takigawa: “Inverter Design and Testing Experience in Japan”, PVSEC-7(1993-11)
- (24) H.Kobayashi, K.Takigawa: “Utility Interconnection Techniques for Dispersed Residential Photovoltaic Systems”, IEEJ Annual Conf.(1993-7)

IV 賞

- (1) オーム技術賞：「太陽光発電の低圧連系保護装置の開発」（1993年），
- (2) 電気学術振興賞進歩賞：「太陽光発電の低圧連系保護装置の開発」（1994年）
- (3) 電気学術振興賞論文賞：「3次高調波電圧急増検出による太陽光発電アイランディング防止方式の検出条件」（1997年）

