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

正員 小林 広武 (電力中央研究所) 正員 滝川 清 (電力中央研究所)

A Protective Method to Detect Short Circuit Fault on Distribution Line
Applied to PV Power Generation Systems Interconnected to the Grid with High Density
Hiromu Kobayashi, Member, Kiyosihhi Takigawa, Member (CRIEPI)

In near future, it expects that PV systems will be interconnected to the utility distribution lines with high density. The PV systems are required to detect short circuit fault on the distribution line in order to prevent serious failure of the utility's protection device installed in the substation, caused by reduction of the fault current flowing at the substation. The establishment of proper detection method for the PV systems to detect the fault with high resistance in the high voltage distribution line has remained as an unresolved issue because PV systems cannot detect the fault by UVR recommended on the current guide line for grid interconnection. In the study, a new protection method to detect the fault for PV systems is designed by a numerical simulation. 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. Simulation results indicate the number of detective PV system remarkably increases with the devised methods to improve the fault current flowing at substation in 20% to 40% as compared with conventional method. From above, applicability of the designed method to PV systems is confirmed.

キーワード：太陽光発電，分散形電源，系統連系，系統保護，インバータ

1. まえがき

国からの補助金等の助成策により、住宅を中心に太陽光発電システムの導入が促進されている。導入量は 2010 年までにトータル 500 万 kW を目標におかれるなど、今後更に大きく増大することが見込まれている。これらにより、大型のニュータウンに一括集中して配置されるなど、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10%以上に達するような、いわゆる高密度状態で連系されるケースが近い将来予想され、これら高密度連系状態においても、電力系統と協調して安全、かつ安定に運転を行うための系統連系技術要件の確立が課題となっている⁽¹⁾。

このような状態で、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⁽¹⁾。

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フィード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。

そこで本研究では、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した。さらに、これら問題点の対策法として、電圧位相の変化を検出する方式を取り入れた新しい短絡検出方式について考案し、本方式の有効性について検証したので報告する。

2. シミュレーションモデル

<2.1> 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⁽²⁾。図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⁽³⁾。短絡時の配電線電圧低下値が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、各時点における出力電流瞬時値を同時点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⁽⁴⁾。

図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

Fig.1. Output current of PV system in the event of short circuit fault of distribution line.

<2.2> 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⁽⁵⁾、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。図2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した。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した。

<2.3> 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した。

- 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求めるものとした。

$E_1 \sim E_3$; 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), $Y_{11} \sim Y_{m3}$; 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2 シミュレーションにおける一般化された配電線モデル回路

Fig.2. Generalized distribution line model with PV systems on simulation.

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た。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(= ϕ_I)は次式で与えられる。

$$|I| = P / (|v| \cos \theta) \quad \dots\dots (1)$$

$$\phi_I = \phi_v + \theta \quad \dots\dots (2)$$

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た。 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た。

$$|I| = a |I'| |v| / |v'| \quad \dots\dots (3)$$

$$\phi_I = \phi_v + \theta \quad \dots\dots (4)$$

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た。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ものとして、その出力電流を0に変更し、再度繰り返し計算を行い最終的な結果とした。

〈2.4〉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、関西電力(株)六甲新エネルギー実験センターに設置してある分散形太陽光発電実験システム⁽⁶⁾で実施した高圧配電線短絡実験の結果⁽⁷⁾と比較した。

実験における設定条件を表1に示す。シミュレーションでは、同表の条件に従い、図2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ダ電流値との関係、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3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。

図3 実験値とシミュレーション値の比較

Fig.3. Comparison of experimental result with simulation result.

3. 設定した一般配電線モデル

太陽光発電の高密度連系時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した。ここでは、基本的特性の解明のため、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た⁽⁸⁾。

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した。高圧配電線は直線状とし、全体を20地点に分割した。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した。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を考え、出力電力は全て同じとし、力率は1においた。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

表1 実験における設定パラメータ値

Table 1. Parameters on experiment.

主変圧器	
容量;	600kVA, 漏れインピーダンス; $j 1.96 (\Omega)$
配電線 (直線状)	
3相, 6.6kV, 地点数; 20,	
インピーダンス (1区間);	$0.02 + j0.094 (\Omega)$
負荷 (偶数区間に均等配置)	
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)	
低圧単相連系, 容量; 2kWp/台, 台数; 100台 (0kW~200kW)	
短絡条件	
地点; NO. 16, 短絡線間; 線間AB, 抵抗; 82 (Ω)	

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2に示す。

表2 シミュレーションにおける設定パラメータ値

Table 1. Parameters on simulation.

主変圧器	
容量；	15MVA, 漏れインピーダンス；j 0.185 (Ω)
配電線（1フィーダ当たり）	
容量；	3MVA, 総延長3.6km, 地点数；20,
インピーダンス（1区間）；	0.057+j0.057 (Ω)
負荷（偶数地点に均等配置）	
総容量；	1600kW,
インピーダンス（1地点、1線間あたり）；	607+j361 (Ω),
太陽光発電システム（20地点の各線間に均等配置）	
総容量；	0kW～3000kW

4. 既存方式の問題点

現状の系統連系ガイドライン⁽¹⁾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4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をもって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5、および図6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

図4 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

Fig. 4. Voltage variation on short circuit fault in distribution line.

図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数
Fig.5. Feeder current and the number of detected PV systems in 2 phases short circuit fault when UVR are adopted to the PV systems.

図6 不足電圧リレーを採用した場合における3相短絡時のフィーダ電流比と停止太陽光発電数

Fig.6. Feeder current and the number of detected PV systems in 3 phases short circuit fault when under voltage relays are adopted to the PV systems.

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%以下となることが明らかとなった。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数が大きく減少する。

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が明らかとなった。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。

5. 電圧位相変化検出を取り入れた新方式の検討

〈5.1〉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した。

図7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。

図7 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

Fig.7. Voltage phase change on short circuit fault in distribution line.

〈5.2〉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高压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低压配電線において、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、高圧配電線と需要家への引き込み線までも含めた低圧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、一般的に高圧配電線はR/Xが0.7~2.0であるのに対し、低圧配電線は2.5~3.0であり、これらの間には大きな差異がある⁽⁹⁾。この結果、仮に高圧配電線での短絡事故時と低圧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、高圧配電線の短絡事故と、低圧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、高圧配電線短絡事故時におけるこれらの関係と比較評価した。

低圧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、単相 200V 系に連系されることより、ここでは図 8 に示す単相 200V 低圧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⁽⁹⁾。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⁽⁹⁾。これら各種条件において、柱上変圧器の1次電圧(=V_g)の絶対値(低圧換算値)と位相を基準とし、負荷端子における電圧(=V_l)の絶対値と位相を求め、それぞれ柱上変圧器1次側の値との差分をもって負荷起動/停止時の変化値とした。

一方、高圧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、高圧需要家として、契約電力が500kW未満の小口電力(=高圧電力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⁽¹⁰⁾。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場合があるが、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。

図 8 低圧単相 200V 配電線モデル

Fig.8. Simulation model of single phase 200V low voltage distribution line.

計算結果を図 9 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。設定した高圧、低圧各負荷の起動、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、低圧負荷の起動、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判断される。

図 9 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

Fig.9. Voltage changes vs. voltage phase changes of distribution line in short circuit fault and load turn on/off.

<5.3> 位相変化値積分法による検出確率の向上 図7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留まる場合があり、フィード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た。

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(5)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

$$\Phi = \int_0^{t_0} \left[\frac{d\phi}{dt} \right] dt \quad \dots\dots (5)$$

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10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、およびフィード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ド電流が定格の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(=0秒時)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、フィード電流は、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11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ド電流が定格の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

図10 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)

Fig.10. Changes of voltage phase of each phase, the number of disconnected PV systems, and feeder current at 2-phase short circuit fault in case that phase change integration method adopted.

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12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11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明らかとなった。図12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

図 11 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)
Fig. 11. The number of PV systems and feeder current when designed detective method adopted.

図 12 各種短絡検出方式採用時の短絡時フィーダ電流値
Fig. 12. Feeder currents on short circuit fault under various detective methods including designed method.

れもフィーダ電流を 100% 近くに保つことができ、太陽光発電の連系運転による短絡事故時フィーダ電流の減少を大きく改善できることが明らかとなった。

6. まとめ

本研究では、太陽光発電の高密度連系時に適応した高圧配電線短絡事故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、本考案方式が有効であることを検証した。

本研究では、検出方式の基本的検討のため、将来にわたり最も多く普及する地域とみなせる住宅地域における平均的配電線モデルを用いた。今後は、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。

最後に本研究実施の機会を与えて下さった新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 太陽技術開発室各位、ならびに計算モデル作成等において、多大なるご指導、ご助言を頂いた関西電力 (株) 総合研究所 新エネルギー研究室各位、(財) 電力中央研究所 需要家システム部各位に深く感謝の意を表します。

(平成 11 年 7 月 26 日受付)

文 献

- (1) 資源エネルギー庁:「系統連系技術要件ガイドライン解説書」(1998)
- (2) 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)
- (3) 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)」(1996)
- (4) 太陽エネルギー新発電方式調査専門委員会編:「電学技報, NO.476(1993)」
- (5) 関根:「配電技術総合マニュアル」(1991), オーム社
- (6) 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)
- (7) 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)

- (8) Hiromu 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)
- (9) NEDO 委託業務成果総合報告書:「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）」 (1992)
- (10) 電気学会編：電気工学ハンドブック(1995)

小林 広武 (正員) 1956 年 12 月生れ, 82 年 3 月北海道大学工学部電子工学修士課程修了。同年(財)電力中央研究所入所。太陽光発電の高効率化, ならびに系統連系技術の研究に従事。95 年 8 月より 96 年 8 月まで米国テキサス大学客員研究員。93 年オーム技術賞, 94 年電気学術振興賞進歩賞, 97 年同論文賞受賞。太陽エネルギー学会会員。

滝川 清 (正員) 1944 年 3 月生れ, 63 年(財)電力中央研究所入所。電力通信技術の研究に従事。78 年より太陽光発電システムの最適設計技術, 系統連系技術, および評価技術の研究に従事。85 年オーム技術賞, 95 年渋沢賞, 97 年電気学術振興賞論文賞受賞。太陽エネルギー学会会員。