

# 太陽光発電システム複数台連系時における運転特性評価 電圧上昇抑制機能の検討

学生員 石川 崇(東京農工大学)  
岡田 有功(電力中央研究所)

会員 黒川 浩助(東京農工大学)  
会員 滝川 清(電力中央研究所)

Evaluation of operation characteristics in  
Multiple Interconnection of PV systems  
- Study of grid voltage control performance -

Takashi Ishikawa\*, Kosuke Kurokawa\*,  
Naotaka Okada\*\*, Kiyoshi Takigawa\*\*

\*Tokyo University of Agriculture and Technology  
2-24-16 Naka-cho Koganei-city Tokyo, 184-8588  
FAX: +81-42-388-7132, Email: mountain@cc.tuat.ac.jp

\*\*Central Research Institute of Electric Power  
Industry (CRIEPI)

## ABSTRACT

If many PV systems are connected to the grid, the line voltage is increased by reverse power flow from PV systems. In this situation, as prescribed in the Guideline, PV systems control the line voltage by reactive control and output control. It has been proposed that the connecting points cause unbalance of control power. This paper describes modeling PV system with voltage control and analyzing the operation. The result of the simulation shows that control power is different in the connecting point and is decreased by the control velocity.

### 1. はじめに

太陽光発電(以下PV)の普及促進政策等により、今後、住宅地域を中心に配電系統に連系されるPVシステムは増加すると予想される。また、配電系統では変動する電圧を規定された電圧(101V $\pm$ 6V)の範囲に維持するために、変電所の送り出し電圧等の電圧制御を行っている。PVシステムがこのような配電系統に複数台連系されると、その逆潮流により電圧が上昇し、地点によっては規定された電圧を越えてしまう恐れがある。連系点の電圧を適正值に保つために、PVシステムは自動的に電圧を調整する電圧上昇抑制機能を持つ。この機能は、PVシステムを進相運転(系統側から見ると遅相運転)させる無効電力制御と、出力を直接絞る有効電力制御がある。この機

能を備えたPVシステムが、配電系統に複数台連系すると無効電力制御だけでなく、有効電力制御により出力を絞るといふ報告がある<sup>(1)</sup>。また、連系位置により制御量が異なる傾向があるとの報告<sup>(2)</sup>もあり、今後の大量導入を考慮すると、配電系統 1 フィーダを想定した際のPVシステムの運転特性を把握する必要がある。

そこで、本研究では 1 フィーダを想定した配電系統モデルに電圧上昇抑制機能を持ったPVシステムを複数台連系させた時の運転特性の解析を行う。また、抑制機能の制御速度を変えて解析を行い、連系位置による制御量の差を低減する手法を検討する。

### 2. 想定モデル

#### 2.1. 配電系統モデル

配電系統モデルは、配電用変電所以下 1 フィーダを想定している。本解析では基本的な特性を検討するために、全てのフィーダを同一な特性としている。1 フィーダは、住宅地域を想定し、高圧系統と低圧系統で構成する。

高圧系統は、図 1 に示すように、基本的な形状として、枝分かれのない直線状とする。線路巨長を 10km として 10 区間に分割し、それぞれの区間の末端(ノード)に集中して、180 戸の需要家が連系した低圧系統が連系している。すなわち、全需要家戸数は 1800 戸になる。A~J の記号は、各低圧系統の連系位置を表す。各高圧ノードには、高圧需要家が連系しており、最大 80 kW の需要を想定する。また、力率の遅れによる電圧降下を抑えるために、力率改善コンデンサを各高圧ノードに 34.5kVA ずつ設置している。

低圧系統は、図 2 に示すように、30kVA の柱上変圧器と低圧幹線、引き込み線、屋内配線で構成される。低圧幹線から各需要家に分岐する点を分岐点、引き込み線で受電した所を受電点、連系用インバータの出力端を I NV 端とし、受電点以下を低圧需要家内とする。負荷変動や日射変動は、全ての低圧需要家で同一とし、最大需要は 1 低圧系統あたり、130 kW とする。すなわち、フィーダ全体の最大需要は、2100kW となる。各配電線の線路定数を表 1 に示す。

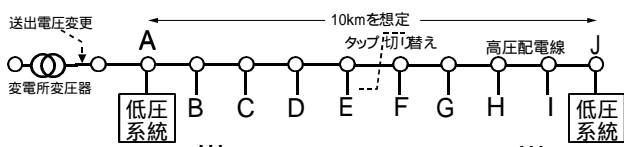


図 1 高圧システムモデル

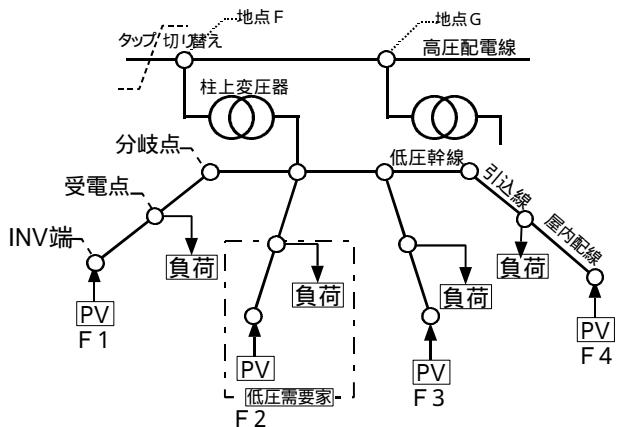


図 2 低圧システムモデル

表 1 線路定数<sup>(3)</sup>

記号	線路の種類	インピーダンス( )
$Z_{OC}$	高圧配電線	$0.313 + j0.377$
$Z_D$	低圧配電線	$0.025 + j0.02$
$Z_C$	引込線	$0.0544 + j0.0037$
$Z_{VVF}$	屋内配線	$0.892 + j0.05652$

## 2.2. 配電システムの電圧調整機能

配電システムは線路電圧の変動に対して、送り出し電圧変更と柱上変圧器タップ(変圧比)切り換えの機能を持つ。

送り出し電圧変更機能は、配電用変電所の変圧器のタップを変えることで送り出す電圧を段階的に調整している。本解析では電圧階級を 6.6kV, 6.7kV, 6.8kV, 6.9kV とし、送り出し電圧を調整している。電圧変更のタイミングは、負荷量に応じて自動的に電圧を調整するLDC (Line Drop Compensation) 方式とタイマー方式があるが、今回はタイマー方式を用いる。

柱上変圧器タップ切り換え機能は、特に線路末端に連系した低圧系統の受電点における電圧を適正值に維持するために、線路途中で、柱上変圧器のタップを上げている。本解析では、地点A～Eの変圧比を 6.75kV/210V とし、地点F～Jの変圧比を 6.45kV/210V に設定する。

## 2.3. PVシステムモデル

各需要家に1戸あたり設置されるPVシステムの定格容量は 3kW とする。また、連系用インバータは電圧上昇抑制機能を持ち、INV端の電圧を検出して、電圧を調整している。

## 2.4. 入力データ

本解析の入力データとして、1日の日射特性と需要特性を用いる。それぞれの特性を図3に示す。これらの特性は、住宅地域を想定し、データの時間間隔は1時間としている。また、季節による変動を考慮するため、夏期、冬期、中間期(春、秋)の3種類のデータを用いる。

日射データは、METPVの東京における傾斜面日射量を基に年間最大日射量で正規化した日射量比を用いる。需要データは平均データを用いて、各季節の需要の特徴として、昼間より夕方から夜の時間帯にかけて需要のピークが見られる。

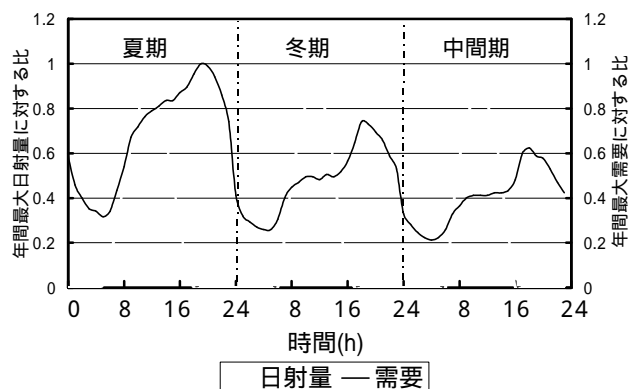


図 3 日射及び需要データ

## 3. 解析モデル

### 3.1. 電圧上昇抑制機能

連系用インバータが持つ電圧上昇抑制機能は、系統連系ガイドラインに示されている制御モデルを用いる。その解析フローを図4に示す。INV端の電圧が適正值 214Vを越えている場合、力率が 0.85 以上であれば、進み無効電力(系統側から見て遅れ)を発生させ、0.85 以下であれば出力を絞る。本解析では、1ステップあたり出力 5%、力率 0.01 ずつ減少させている。

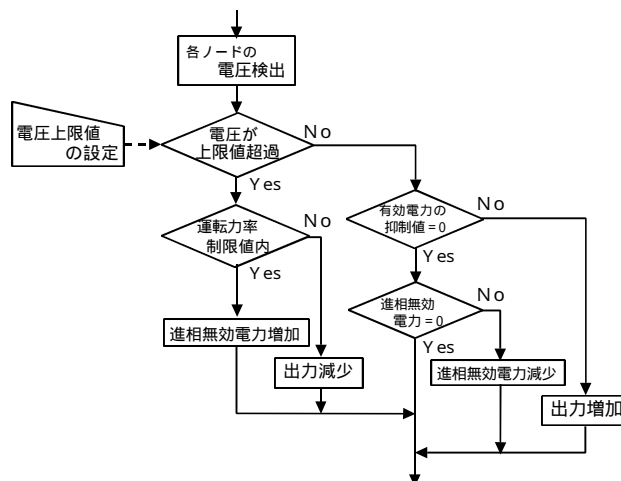


図 4 電圧上昇抑制機能の解析フロー

### 3.2. 解析用フローチャート

本解析で用いたプログラムの解析フローチャートを図 5 に示す。解析の時間幅(dt)は、1 時間と設定し、夏期、冬期、中間期の各時刻について、需要とPV出力を設定して行く。解析のパラメータとして、全需要家住宅軒数に対するPV設置住宅の軒数の割合(以下、PV普及率)を 0% ~ 50%に変更して行く。また、電圧上昇抑制機能の検討を行うために、1 つの低压系統ごとに制御速度を変えて解析を行う。

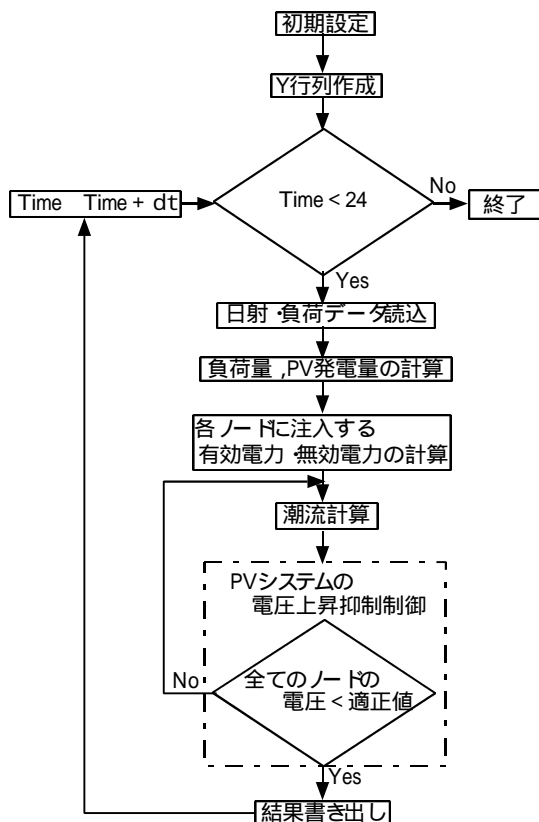


図 5 解析フローチャート

## 4. 結果

### 4.1. PVシステムの運転特性

PV普及率 40%時の各地点におけるPVシステムの運転特性を図 6 に示す。季節は、昼間の負荷量の小さい中間期とする。連系位置A2~J2 は、各柱上変圧器直下であり、地点A、Eはタップ切り換え以前、地点F、Jはタップ切り換え以降である。地点A2 やE2 に連系されたPVシステムは、全く抑制せずに出力 100%で運転している。地点F2、J2 に連系されたPVシステムは、積極的に抑制を行っており、特に地点F2は、無効電力制御だけでなく、有効電力制御を行っている。

1 日のインバータ出力端における電圧特性の変化を図 7 に示す。計算条件は、PVの運転特性と同一とする。タップ切り換え以前の地点の電圧は、通常時の電圧が低い

ため、PVシステムの逆潮流による電圧上昇に対して、許容範囲が大きい。一方、タップ切り換え以降の地点では、その許容範囲が小さく、電圧上昇抑制機能が働きやすい。本解析においても日射量が多い時間帯で、抑制機能が働き電圧が適正值である 214V に保たれている。

電圧上昇抑制機能による抑制量が、1 日のPV発電電力量に占める割合を図 8 に示す。地点A2、E2 は全く出力抑制を行わないが、タップ切り換え直後のF2 では、1 日の発電電力量の約 4 割が抑制されている。

同一フィーダであっても、全てのPVシステムの電圧上昇抑制機能が働くわけではなく、連系位置により電圧上昇に対する許容範囲が異なるため、PVシステムを設置した需要家間で不公平が生じやすい。特にタップ切り換え直後の地点は積極的に働く傾向が見られる。

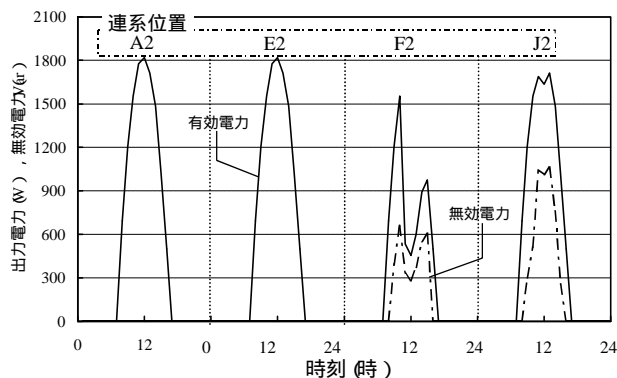


図 6 PVシステムの運転特性(PV普及率 40%)

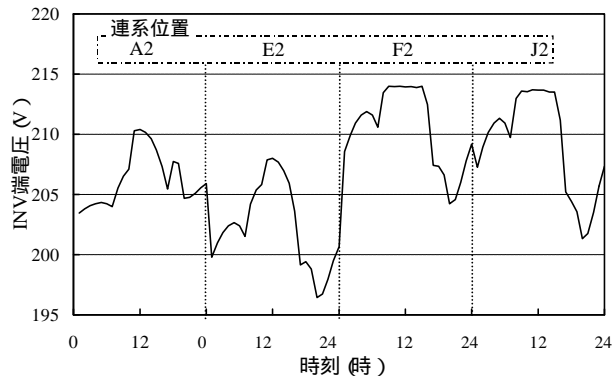


図 7 PVインバータ端の電圧変化(PV普及率 40%)

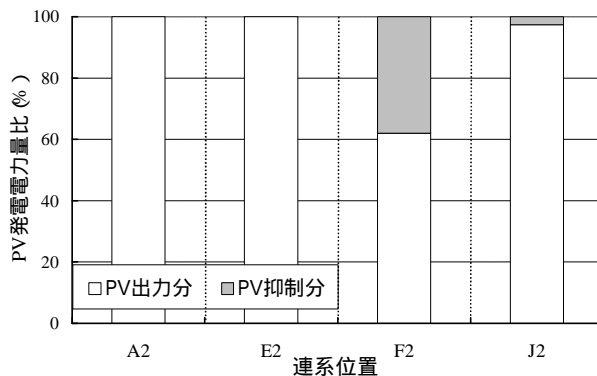


図 8 1 日のPV発電電力量に対する抑制量の割合

#### 4.2. PVシステムの配電系統への影響

PVシステムを配電系統に連系し、PV普及率を変更させた場合の送配電損失率を図 9 に示す。各季節の送配電損失率を比較すると、夏期が最も大きい。その一因として、夏期における 1 日の総負荷電力量が大きいいため、線路電流が増し、線路損失が増加するためと考えられる。

PV普及率が増加すると、送配電損失率が低下している。これは、PVシステムによる逆流により高压配電線の潮流が減少するためである。PV普及率 30%以降は、中間期、冬期において電圧上昇抑制機能が働き、配電系統に遅れ無効電力が注入されるため、送配電損失率が増加すると推測されたが、それほど大きな増加は見られない。

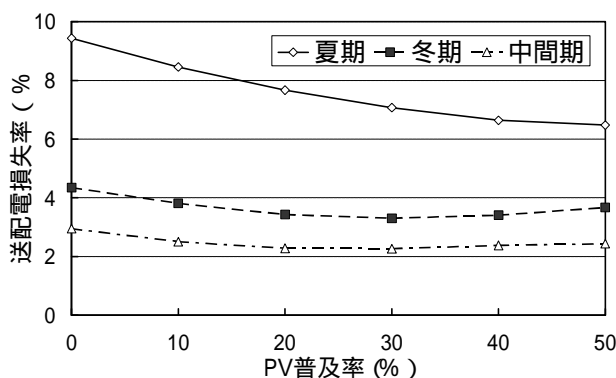


図 9 PV普及率に対する送配電損失率の変化

#### 4.3. 制御速度による抑制量の変化

PV普及率 40%で、PVシステムの電圧上昇抑制機能の制御速度を変化させた場合のPV損失分担率を図 10 に示す。PV損失分担率は、抑制された電力量の総和に対する各地点の抑制量の割合である。解析パラメータは、地点Fに連系する全てのPVシステムの制御速度を用いる。制御速度を 2 倍、3 倍と加速させるとF地点の分担が大きくなっている。逆に、1/2 倍、1/3 倍と減速させるとF地点の分担が小さくなり、代わりに他の地点の分担の比率が大きくなっている。F地点のような地点(タップ切り換え直後の地点)に制御速度が速いインバータが連系されると、F地点以降のフィーダ全体の負担分を背負い込んでしまう可能性がある。

抑制される電力量の負担分を公平するためには、例えば、連系位置に関する系統情報を活用し、地点Fのように電圧上昇に対して許容範囲が少ない地点に連系するPVシステムの電圧上昇抑制の制御速度を相対的に遅くするような設定に適正化するなどの対策が必要である。

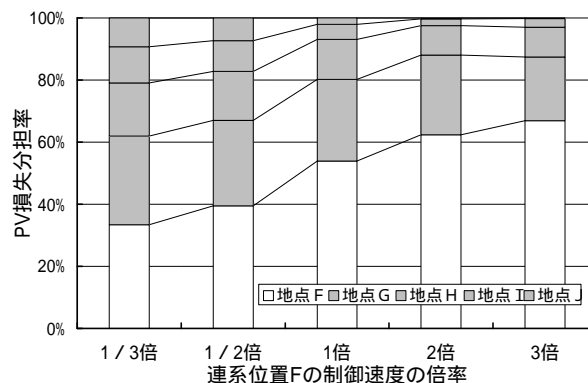


図 10 制御速度に対するPV損失分担率の変化

#### 5. まとめ

電圧上昇抑制機能を持つPVシステムを配電系統に複数台連系させ、PV普及率に対する運転特性を解析、評価した。その結果、以下のことが明らかになった。

- (1) 配電系統に連系するPVシステムは、連系位置により、電圧上昇抑制機能により抑制される電力量が異なる。
- (2) PVシステムの普及に伴い線路損失は減少傾向を示し、電圧上昇抑制機能が持つ無効電力による損失増加は、あまり見られない。
- (3) 連系位置による出力抑制量の差を、各 PV システムが均等に負担するには、電圧上昇抑制機能の制御速度の適正化が必要である。

今後の課題として、LDC方式を用いて他フィーダの影響を考慮して解析を行う。

#### 参考文献

- (1) 山本文雄他:「太陽光発電インバータの電圧上昇抑制機能が運転特性に与える影響について」,平成 11 年電気学会B部門大会, 115, pp344 ~ 345(1999)
- (2) 岡田有功他:「配電系統からみたPVシステムの運転特性解析」,FTE-00-6, 電気学会研究会資料, 新エネルギー・環境研究会,(2000)
- (3) 石川崇他:「太陽光発電システムの複数台連系時における運転特性」,平成 12 年電気学会 B部門大会, 266, pp689 ~ 690(2000)