

# 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

石川 崇\* , 黒川 浩助  
(東京農工大学)

岡田 有功 , 滝川 清  
(電力中央研究所)

## Evaluation of Operation Characteristics in Multiple Interconnection of PV Systems.

Takashi Ishikawa , Kosuke Kurokawa(Tokyo University of Agriculture and Technology)  
Naotaka Okada , Kiyoshi Takigawa(Central Research Institute of Electric Power Industry)

### Abstract

In the near future, a lot of PV systems were connected to distribution network. In this situation, total reverse power flow from PV systems will raise the distribution line voltage. Since, the line voltage has to be maintained within  $101V \pm 6V$  for the standard voltage  $100V$  in Japan, PV systems are recommended to employ power control and reactive power control to adjust the line voltage. However, a quantity of controlled active power and reactive power varies due to different control velocities and PV system location along the line. This paper describes the modeling of PV systems provided with voltage control functions, including their influence on overall PV energy output.

キーワード: 太陽光発電システム, 発電特性, 系統連系, 有効電力制御, 無効電力制御

(PV system, operation characteristic, grid connected system, active power control, reactive power control)

### 1. はじめに

現在, 普及が進んでいる太陽光発電 (PV) システムは, 電力系統と連系するために系統連系ガイドラインの認証を受けたPVインバータを用いて運転する必要がある。そのガイドライン認証の1項目として, PVシステムは電圧上昇抑制機能を持つ必要がある<sup>(1)</sup>。この機能はPVシステムの逆潮流により上昇する連系点の電圧を, 電気事業法により定められた適正電圧 ( $101V \pm 6V$ ) に維持する役割を持つ。けれども, この機能を持ったPVシステムが局地的に配電線に連系すると, それらの逆潮流により連系点の電圧が上昇し, 幾つかのPVシステムでは, 発電出力を絞って運転する可能性があり, 場合によっては低出力で運転を継続することも考えられる。

そこで, 本研究ではPVシステムを持つ電圧上昇抑制機能のモデル化を行い, 電圧調整機能を備えた配電系統に複数台連系した場合の運転特性を解析している。これまで, 同抑制機能の発電出力に与える影響について, 基本的な解析を行っており<sup>(2), (3)</sup>, 今回は2種類のPVインバータの抑制特性試験より解析モデルの検証を行い, その解析モデルを用いて, 電圧上昇抑制機能の制御方式 (有効電力制御方式のみ) や配電系統の電圧調整機能が, PVシステムの発電出力に与える影響を明らかにした。

### 2. 電圧上昇抑制機能

系統連系ガイドラインで定められている電圧上昇抑制機能は, 主に2つの制御方式で連系点の電圧を調整している。1つは, 直接発電出力を絞る電圧を調整する有効電力制御であり, もう1つは, PVインバータを進相運転する (電力系統の発電機側から見ると遅相運転する) ことで, 無効電力を供給し電圧を調整する無効電力制御である。実際のPVインバータの持つ電圧上昇抑制機能の制御方式は, 有効電力制御を用いる方式と有効電力制御と無効電力制御を合わせて用いる方式が見られる。

#### 2.1. 有効電力制御方式

有効電力制御のみを用いる方式 (以下, P制御方式) の制御モデルを図1に示す。このモデルにおいて, PVインバータの出力  $P$  は, 最大発電出力  $P_{max}$ , 発電出力係数  $K_p$  を用いて,

$$P = P_{max} \times K_p \quad (0 \leq K_p \leq 1) \quad (1)$$

$$K_p = K_p - \Delta K_p \times \Delta t \quad (2)$$

と表せる。  $K_p$  は  $K_p$  の変化速度,  $t$  は制御時間である。この制御方式は, 検出した電圧が適正電圧の上限值を超過した場合, 制御開始時定数の設定時間後に, 発電

出力係数  $K_p$  を減少させて発電出力を抑制する。また，発電出力を抑制した状態で運転を継続することを防ぐために，適正電圧の上限値を大きく下回った場合に， $K_p$  を増加させて発電出力を回復させる。

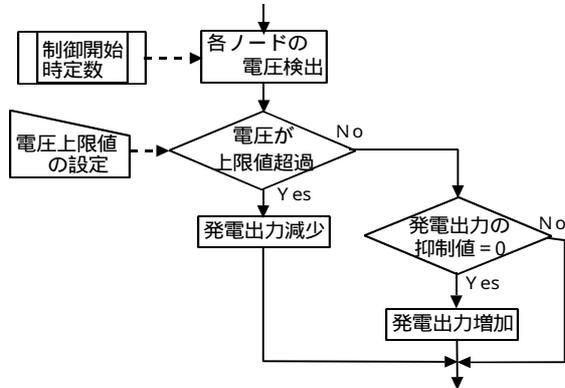


図1 電圧上昇抑制モデル (P制御方式)

2.2. 有効電力制御 + 無効電力制御方式

有効電力制御と無効電力制御を組み合わせた方式 (以下, P + Q制御方式) の制御モデルを図2 に示す。このモデルにおいて, PVインバータの出力Pと進相無効電力Qは, 発電出力  $K_p$ , 運転力率  $\cos$  を用いて

$$P = P_{max} \times K_p \quad (0 \leq K_p \leq 1) \quad (3)$$

$$K_p = K_p - \Delta K_p \times \Delta t \quad (4)$$

$$K_p = \frac{S}{P_{max}} \cos q \quad (5)$$

$$Q = P_{max} \times K_p \times \tan(\cos^{-1} q) \quad (0 \leq \cos q \leq 1) \quad (6)$$

$$\cos q = \cos q - \Delta \cos q \times \Delta t \quad (7)$$

と表せる。SはPVインバータの定格容量， $\cos$  は  $\cos$  の変化速度である。この制御方式は，検出した電圧が適正電圧の上限値を超過した場合，まず，運転力率  $\cos$  を減少させて進相無効電力を発生させる。そして，運転力率  $\cos$  が運転力率制限値 (通常 0.8~0.85) に達し，連系点の電圧が適正値を満たさない場合は，運転力率一定のまま発電出力係数  $K_p$  を減少させて発電出力を抑制する。進相無効電力の発生により皮相電力がPVインバータの定格容量Sを越える場合は，式(5)により新しく求めた  $K_p$  を用いて発電出力Pと進相無効電力Qを設定する。また，有効電力制御のみの方式と同様に，適正電圧の上限値を大きく下回った場合は，まず， $K_p$  を増加させて発電出力を回復し，続いて  $\cos$  を増加させて進相無効電力を回復させる。

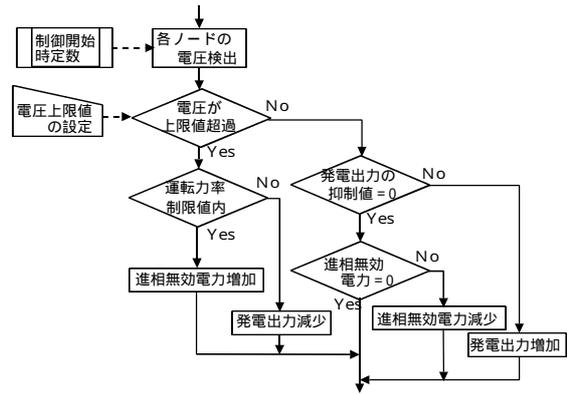


図2 電圧上昇抑制モデル (P + Q制御方式)

3. PVインバータ制御特性試験

系統連系ガイドラインの認証を受けたPVインバータ単体の制御特性を運転試験により確認し，シミュレーション解析に用いる制御モデルの検証を行った。

3.1. 試験条件

PVインバータ単体試験に用いた試験回路を図3に示す。本試験回路は，交流電圧源に試供PVインバータを接続しPVインバータの端子電圧  $V_{inv}$  と電流  $I$  を計測器により記録する。計測器は，交流電源からの電圧変化信号により測定を開始する。また，PVインバータの入力側は，模擬PVアレイ装置を接続しPVインバータが定格出力となるようにアレイ構成及び日射量を調整した。

PVインバータ単体試験は，電圧上昇抑制機能の抑制特性と回復特性を調べるため，交流電圧源の電圧を200Vから220Vに変化させる昇圧試験と220Vから200Vに変化させる降圧試験を行った。試験に用いたPVインバータの各定格容量は，A : 3.3kW，B : 4.5kWであった。各PVインバータは系統連系ガイドラインの認証を受けており，各制御方式はA : P + Q制御方式，B : P制御方式であった。両制御方式の設定値である電圧適正值の上限値は214V (107V) とし，その他の設定値は，各PVインバータの初期設定値を用いており，過電圧保護リレー (OVR) の設定はともに230V (115V)，1秒であった。各PVインバータの設定値を表1に示す。

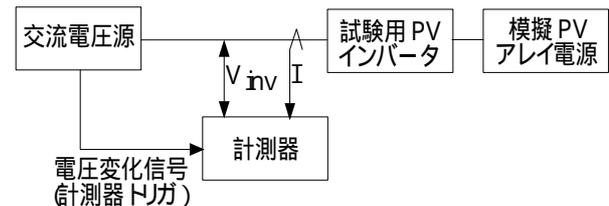


図3 PVインバータ単体制御特性試験回路

表1 各PVインバータの設定値

試験PVインバータ	A	B
定格出力	3.3kW	4.5kW
適正電圧上限値	107V	107V
電圧上昇抑制制御方式	P+Q制御方式	P制御方式
過電圧保護リレー	115V、1秒	115V、1秒
周波数	50Hz	50Hz

3.2. 試験結果

各PVインバータ単体の制御特性試験のうち、昇圧試験の結果及びシミュレーションによる解析結果を図4、図5に示す。

図4は端子電圧上昇に対するPVインバータAの抑制特性である。端子電圧が200Vから220Vに上昇すると、まず、進相無効電力が増加している。それと同時に発電出力も減少している。これは、PVインバータAが定格出力で運転しているため、無効電力の増加により皮相電力が増加し、インバータAの定格容量(皮相電力)一定の制限を受けていると考えられる。次に、端子電圧上昇後約50秒で、運転力率が限界値である0.85に達し出力抑制が開始している。その出力抑制と同時に、運転力率一定の制限から進相無効電力が減少している。これは、有効電力制御に伴い無効電力制御の効果が薄らぐ結果になる。図中の破線は、式(3)~(7)を用いた解析モデルによるシミュレーション結果である。解析では、電圧の上限値214V(107V)、定格容量3.3kVA、発電出力係数の抑制変化速度 $K_p:2\%$ 、運転力率の抑制変化速度 $\cos:2.5\%$ とした。

図5は端子電圧上昇に対するPVインバータBの抑制特性である。端子電圧が200Vから220Vに上昇すると、まず、一定時間運転を継続する。次に、発電出力が減少し、発電出力0%まで抑制している。解析では、定格容量4.5kVA、発電出力係数の抑制変化速度 $K_p:2\%$ とした。

解析に用いた電圧上昇抑制機能の抑制特性及び回復特性の制御変化速度をまとめたものを表2に示す。これらの設定値を用いた時のシミュレーション結果と実験値とを比較すると、その傾向はほぼ一致しており以降の解析では、これらの設定値を用いるものとする。

表2 電圧上昇抑制変化速度

試験PVインバータ	発電出力制御(%/sec)		無効電力制御(%/sec)		制御開始時定数(sec)	
	抑制時 $K_p$	回復時 $K_p$	抑制時 $\cos$	回復時 $\cos$	抑制時	回復時
インバータA	2	3	2.5	2.5	0	0
インバータB	2	2.5			25	0

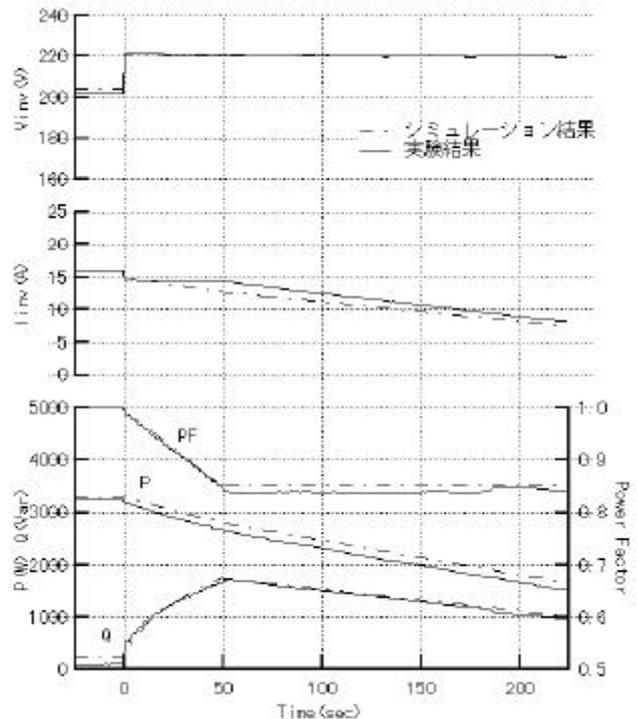


図4 端子電圧上昇によるPVインバータAの抑制特性

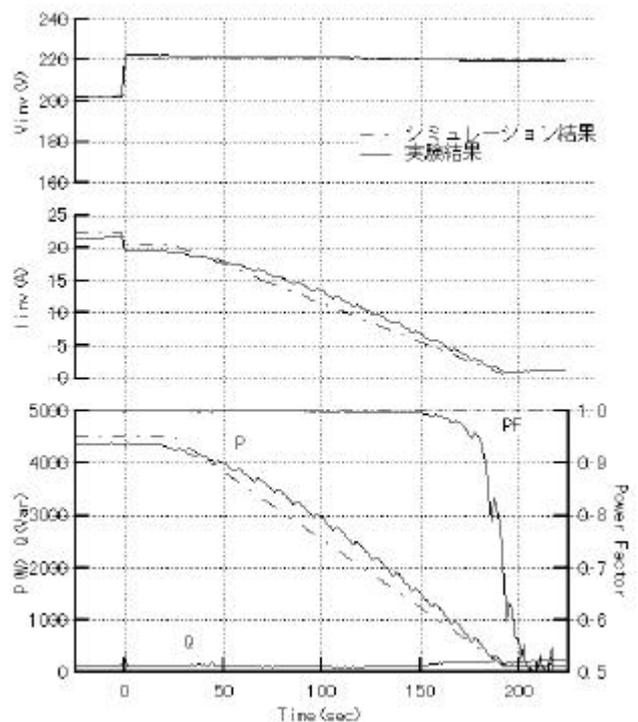


図5 端子電圧上昇によるPVインバータBの抑制特性

4. 複数台連系時の運転特性解析

制御特性試験により明らかになった解析モデルを用いて、電圧調整機能を備えた配電系統にPVシステムが複数台連系した時の運転特性の解析を行った。

4.1. 想定モデル

本解析に用いた配電系統モデル、配電系統の電圧調整機能及びPVシステムモデルについて説明する。

4.1.1. 配電系統モデル

配電系統モデルは、住宅地域を想定し、10MVAの配電用変電所以下1フィーダをモデル化した。図6に示すように、このモデルは高圧系統と低圧系統で構成され、高圧系統は基本的な形状として直線6kmとした。この高圧系統を5分割し、それぞれの区間の末端(ノード)に低圧系統が連系している。低圧系統は、30kVAの柱上変圧器、低圧幹線、引込線、屋内配線で構成されているが、今回の解析では、屋内配線は省略している。1区間あたりの低圧系統に連系する需要家は、全低圧需要家戸数を1800戸とすると、5分割して360戸となるが、20戸のみ低圧幹線等を考慮して詳細にモデル化した。残りの340戸はその20戸と同様の振るまいをすとして、P0とQ0として各高圧ノードにまとめて表現した。各高圧ノードには、低圧需要家とは別に高圧需要家が連系しており、それらの全需要家によるフィーダ全体の最大需要は、高圧需要800kW(遅れ力率0.85)、低圧需要1300kW(遅

れ力率0.85)とする。さらに、遅れ無効電力を補償する力率改善コンデンサを、各高圧ノードに34.5kVAづつ設置する。

4.1.2. 配電系統の電圧調整機能

本配電系統モデルは、実際の配電系統でも行われている電圧調整機能として、送り出し電圧変更機能と柱上変圧器の変圧比(タップ)切替機能を持つ。

送り出し電圧変更機能は、二次側の電圧の大きさに応じて変圧比を調整し、二次側電圧を常に一定範囲になるように制御する。二次側電圧の決定の際に電圧継電器を使用してタップの上げ下げの指令を出すすが、本解析では、負荷側の線路電圧低下を考慮するための電圧低下補償回路(LDC)を用いる方式<sup>(3),(4)</sup>(以下、LDC方式)と毎日設定された時間にタップ上げ下げ指令を出す方式(以下、プログラム方式)を採用した。LDC方式は、電圧調整に際しては、不感帯と動作時限を持ち、タップの切替の頻度が多くならないようにしている。また、二次側電圧の設定値は6.6kV、6.7kV、6.8kV、6.9kVの4段階に切り替えている。

柱上変圧器タップ切り替え機能は、特に配電線末端の低圧需要家の電圧を維持するために、線路途中から柱上変圧器の変圧比を上げている。図6の柱上変圧器タップ切替点は、この前後で変圧比を変更していることを示す。本解析では、高圧ノードH2~H3の変圧比を6.75kV/210Vとし高圧ノードH4~H6の変圧比を6.6kV/210Vとした。

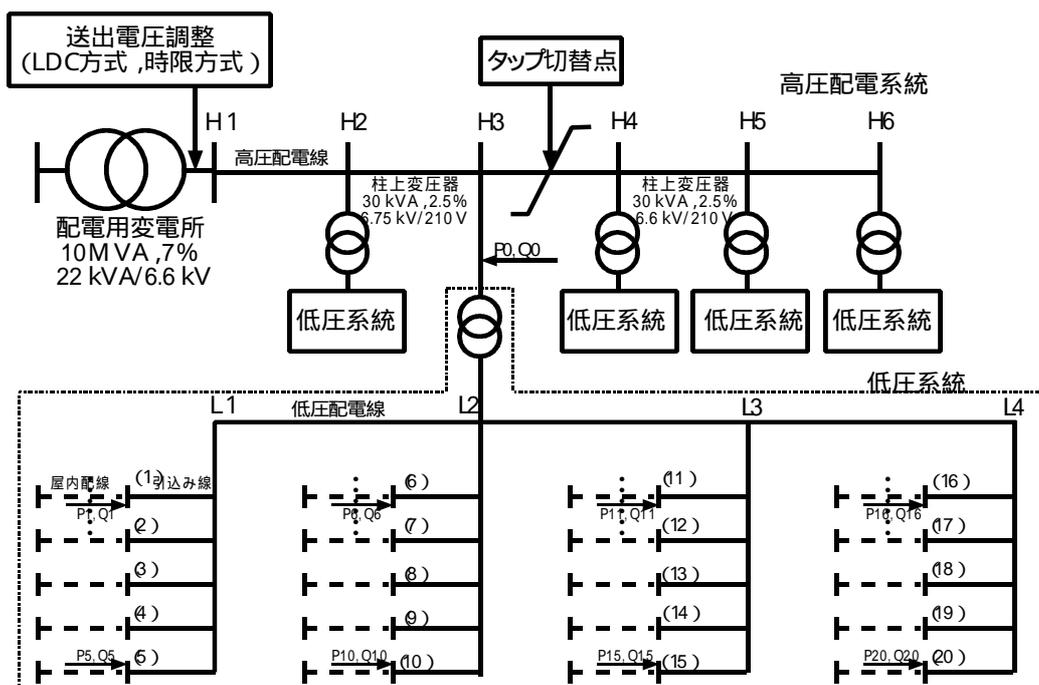


図6 配電系統モデル

4.1.3. PVシステムモデル

各需要家に設置されるPVシステムモデルは、制御特性試験により検証を行った2種類のインバータの設定値を用いてモデル化する。PVモデルAは、定格容量3.3kVAで電圧上昇抑制制御方式はP+Q制御とし、PVモデルBは、定格容量4.5kVAでP制御とした。

PVシステムモデルの低圧系統内での普及の状態は、全需要家戸数に対するPVシステム設置住宅の割合(以下、PV普及率)により決定している。例えば、PV普及率50%の場合、低圧ノードの(1)~(10)にPVシステムが連系するものとした。

4.2. 解析手法

4.2.1. 入力データ

本解析では、PVシステムの運転特性を把握するために、日射特性と需要特性の1時間値データを用いる。それぞれの特性データを図7に示す。各季節による変動を考慮するために、夏期、冬期、中間期(春、秋)の3種類のデータを用いる。各季節を比較すると、日射特性に大きな違いは見られないが、需要特性は季節差が大きく中間期が最も低いことがわかる。需要特性は、住宅地域の平均データを用いており、日射特性はMETPVの東京における傾斜面日射量を用いている。

解析のパラメータとして、PV普及率と、適正電圧214V(107V)を用いた。また、配電用変電所送り出し電圧切替の制御方式をLDC方式とプログラム方式の2種類を用いた。

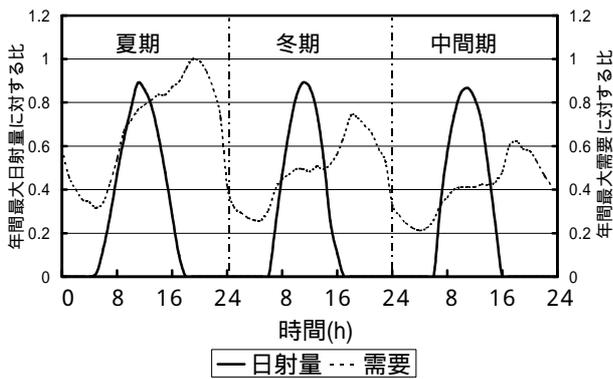


図7 日射特性及び需要特性

4.3. 解析結果

4.3.1. 低圧系統内の連系位置による運転特性の変化

低圧系統内の各PVシステムの運転特性をPVモデルAを連系した場合を図8に、PVモデルBを連系した場合を図9に示す。解析条件は共にPV普及率50%、中間期、変電所送り出し電圧制御方式をLDC方式とし、各PVシステムの連系位置は、タップ変更点直後(H4)の低圧系統((1),(6),(11),(16))とする。

PVモデルAを連系した場合、日射量の増加に伴い連系点の電圧が適正電圧の上限値214Vに達し、進相無効電力制御を行っており、発電出力は減少していない。また、1日の最大発電電力量に対する無効電力量の比を求めると、柱上変圧器直下(6)の0%に対し低圧配電線末端(16)は26%となり、積極的に抑制を行っている。

PVモデルBを連系した場合、日射量の増加に伴い有効電力制御を行い、発電出力が減少している。また、1日の最大発電電力量に対する抑制された発電電力量の比(以下、抑制損失率)を求めると、低圧配電線末端(16)では59%となり、1日の最大発電電力量の約半分が損失となっている。

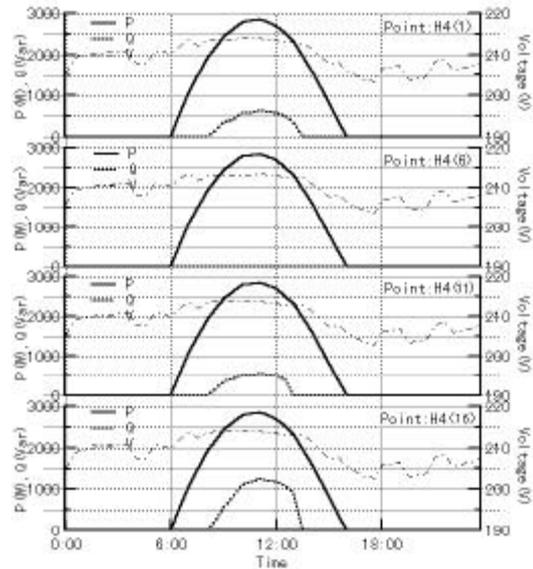


図8 低圧系統内の運転特性の変化(PVモデルA)

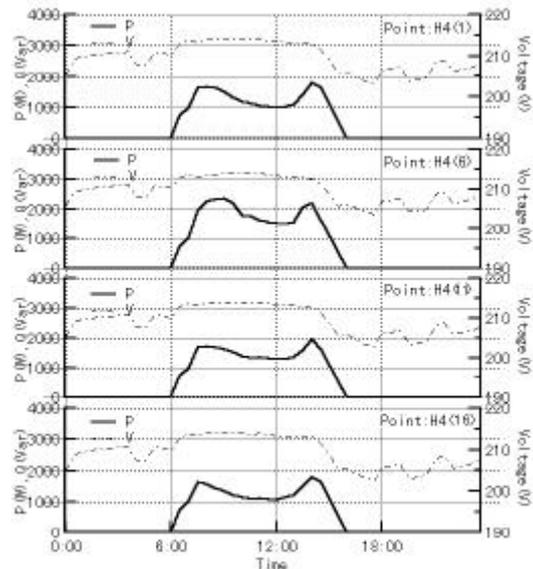


図9 低圧系統内の運転特性の変化(PVモデルB)

4.3.2. 高圧系統内の連系位置による運転特性の変化

高圧系統内の各PVシステムの運転特性を図10に示す。連系位置は各高圧系統(H2, H3, H4, H6)の柱上変圧器直下((6))であり、解析条件は4.3.1と同一とした。

PVモデルBを連系した場合、タップ切り替え直後の点(H4(6))と配電線末端(H6(6))の抑制損失率を求めると、それぞれ37%と62%となり、低圧系統と同様に配電線末端の方が、フィード全体の平均抑制損失率23%と比較して、積極的に発電出力を抑制している。

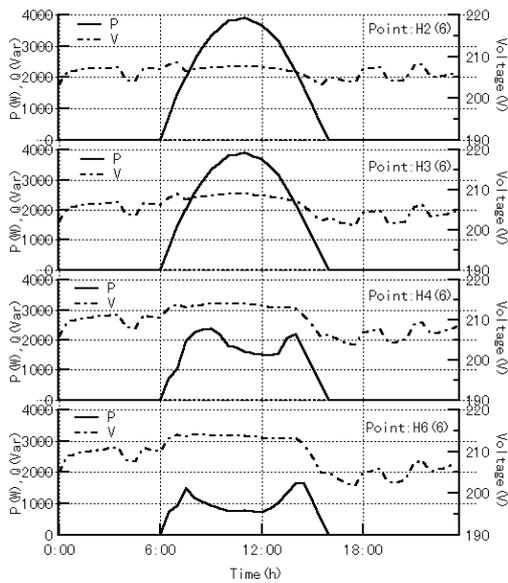


図10 高圧系統内のPVシステム運転特性の変化 (PVモデルB)

4.3.3. 電圧調整機能による違い

配電系統の電圧調整機能の違いによる平均抑制損失率の違いを表3に示す。この抑制損失率は、インバータBのフィード全体の平均値であるが、配電用変電所の送出電圧の制御方式をLDC方式からプログラム方式に変更すると、およそ10%程度抑制損失率が増加している。これは、LDC方式が逆潮流の大きさに応じて自動的に送出電圧を変更するのに対し、プログラム方式は逆潮流に関係なく変更しているためと考えられる。通常、配電用変電所は、4~8フィードの電圧を集中管理しているが、仮にPVシステムが複数台連系しているフィードにのみ、このLDC方式の変圧器を設置すれば、抑制損失率を低減することが可能となる。

表3 配電系統の各電圧調整機能による平均抑制損失率の変化

	夏期	冬期	中間期
LDC方式	2.7%	16.0%	23.4%
タイマ方式	12.9%	27.1%	34.2%

5. まとめ

本稿ではPVシステムの持つ電圧上昇抑制機能に着目し、制御特性試験により明らかになった制御モデルを用いて、配電系統に複数台連系した時の運転特性を解析し、以下のことを明らかにした。

- ・ 2種類のPVインバータ電圧上昇抑制機能の制御特性試験を行い、シミュレーション解析モデルの検証を行った。
- ・ 検証を行った解析モデルを用いて解析を行った結果、PV普及率50%で有効電力制御のみを行う制御方式では発電出力が減少し、フィード全体に連系したPVシステムの平均抑制損失率は23%となり、特に高圧配電線末端に連系したPVシステムの抑制損失率は62%になった。
- ・ 配電用変電所の送出電圧変更の制御方式をプログラム方式からLDC方式にすることで、配電系統に連系するPVシステムの平均抑制損失率は約10%減少した。

今後の課題として、制御方式の異なるPVインバータが混在して連系した場合の解析を行う。

参考文献

- (1) 資源エネルギー庁編：「電力系統連系技術要件ガイドライン'98」
- (2) 石川崇他：「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」,平成12年度日本太陽エネルギー学会講演論文誌,p45~48,(2000)
- (3) 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)
- (4) 石川忠夫他：「分散電源を含む配電線潮流計算プログラムの開発 電圧調整器を含む配電線電圧計算プログラム」,電力中央研究所報告,研究報告:T99006