

長距離配電線に対応したメガソーラー発電の 無効電力制御による電圧変動抑制の実証試験

(株)四国総合研究所 電力技術部	河野 高一郎
(株)四国総合研究所 電力技術部	曾我部 剛
四国電力(株) 配電部	伊藤 勝志
日新電機(株) ソリューション設計部	長瀬 只雄
徳島大学 ソシオテクノサイエンス研究部	北條 昌秀

キーワード： 太陽光発電
配電線
電圧変動
無効電力制御
電圧制御

Key Words : Photovoltaic generation
Distribution line
Voltage variation
Reactive power control
Voltage control

Verification Test of Reactive Power Control of Mega-solar System for Voltage Regulation with Long Distribution Line

Shikoku Research Institute, Inc., Electric Power Technology Dept.
Kouichiro Kouno and Tsuyoshi Sogabe
Shikoku Electric Power Co., Inc., Distribution Dept.
Katsushi Itou
Nissin Electric Co., Ltd., Engineering & Design Dept.
Tadao Nagase
Tokushima University, Institute of Technology and Science
Masahide Hojo

Abstract

Constant power factor control of a power conditioning system in a large-scale photovoltaic generation system (PV system), such as a mega-solar system, is introduced to mitigate voltage variations on a distribution line. However, it is difficult for the control to mitigate the voltage variation on a long distribution line because of the loss on the distribution line. This paper deals with an advanced reactive power control method, in which the power factor of the PV system is adjusted both by active power of the PV system and by apparent power of loads to minimize the voltage variation not at the interconnection point but over the whole distribution line. In addition, the effectiveness of the reactive power control for voltage regulation is verified by an experiment using a real 6.6kV distribution system. As a result, it is confirmed that the proposed method can mitigate the voltage variation sufficiently.

1. はじめに

近年、地球環境問題への対応やエネルギー源の多様化による安定供給の確保から再生可能エネルギーの導入が積極的に進められている。

メガソーラー発電など大規模太陽光発電 (PV) が配電系統に連系された場合、メガソーラー発電の出力変動に伴う配電系統の電圧変動が懸念されるが、この問題の対策の1つとして風力発電で実績のある無効電力制御 (力率一定制御) があり¹⁾、太陽光発電 (PV) 大量連系時の検討事例^{2),3)} やメガソーラー発電においてもパワーコンディショナ (PCS) の力率一定制御を用いた電圧変動抑制対策の適用例が見られる⁴⁾⁶⁾。また、メガソーラー発電連系時の電圧変動抑制対策として、新たな無効電力制御も検討されている^{7),8)}。

筆者らはメガソーラー発電連系時の電圧変動抑制対策として、PCS の力率一定制御を適用した場合の効果について、シミュレーション⁹⁾ および実系統を用いた実測結果¹⁰⁾ により検討し、連系箇所が変電所から 5km 程度のケースであれば、電圧変動は十分抑制される見通しを得た。一方、亘長が 10km を超過した長距離配電線では出力変動に伴う線路ロスが大きく、電圧変動抑制対策として適用しがたいことがわかった¹¹⁾。

このため、長距離配電線におけるメガソーラー連系時の電圧変動抑制対策として、PV 出力および配電線負荷に応じて PCS の力率を変更する新たな無効電力制御手法 (力率変更制御) を提案し、モデル系統を用いたシミュレーションによりその電圧変動抑制効果を確認した¹²⁾。

本稿では、提案した力率変更制御について、6.6kV の実配電系統を用いた実証試験により電圧変動抑制効果を検証した結果を報告する^{13),14)}。

2. 力率一定制御 (従来手法)

2.1 制御の概要

PV が配電線に連系した場合の電圧変動抑制対策として、従来手法である PCS の力率一定制御の電圧変動の特性を検討した。この制御では、(1)~(3) 式に従い、PCS より出力される無効電力 Q_{PV} を常時一定力率 $\cos\theta$ で制御するものである。

$$Q_{PV} = \alpha P_{PV} \dots\dots\dots (1)$$

$$\alpha = \sqrt{1/\cos^2\theta - 1} \dots\dots\dots (2)$$

$$= \text{const.} \dots\dots\dots (3)$$

ただし、 P_{PV} : PV の出力 [W], Q_{PV} : PV の無効電力 [var], θ : 力率角 [rad]

2.2 配電系統モデル

力率一定制御適用時の電圧変動の特性をシミュレーションにより検討する。

図 1 にシミュレーションに用いた配電系統モデルを示す。4 章に示す実証試験を行った試験系統を模擬した。

定格出力 1,742kW のメガソーラー発電所 (PS) を亘長 12.8km の 6.6kV 配電線の末端に連系トランスを介して連系した。配電線には最大 3.5MW の負荷および定格出力の合計が 0.9MW で力率 1 制御の低圧 PV と、定格出力の合計が 0.6MW で力率一定制御により力率が合計で 0.85 となる高圧 PV が分散して接続されている。変電所から 10.8km 離れた地点と変電所との間に負荷と PV が接続されている。

配電用変電所 (SS) から発電所間の高圧線の線種は大部分が ALOC120mm² (0.956+j1.634 [%/km] (1,742kVA 基準)) であった。シミュレーション上のノードは実系統の手動開閉器毎に設置した。その間隔は約 0.5km であった。区間内の負荷、PV はノードにまとめて接続した。

PV を除いた負荷は図 8 に示した負荷動作直線を変動するものとして、負荷の力率を重負荷時 (3.5MVA (300A)) に 1.00、軽負荷時 (1.7MVA (150A)) に進み 0.64 とした。

変電所の送出電圧は目標値である 6,690V 一定とした。

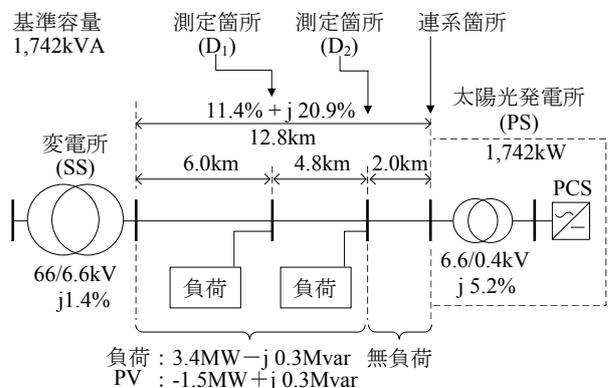


図 1 試験系統を模擬した配電系統モデル

測定箇所は変電所，変電所から 6km 離れた配電線上のポイント D₁，10.8km 離れたポイント D₂，発電所の 4 箇所とした。

発電所の力率は PCS 出力端 (0.4kV) において発電設備側からみて進み 0.80~1.00 の範囲で変化させた。PV・負荷の電圧特性は定電力特性とした。

2.3 シミュレーション結果

図 2 に，図 1 のモデル系統に電圧変動を最小に抑制する最適力率 0.924 にて定格出力 1,742kW の発電所を連系した場合の，発電所の出力と電圧変動の関係を示す。電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ を (4) 式で定義する。

$$\Delta V_{P,S,n} = V_{P,S,n} - V_{S,n} \quad \dots\dots\dots(4)$$

ただし， $V_{P,S,n}$ ：発電所の出力 P ，負荷と既連系 PV の皮相電力 S におけるノード n の電圧 [V]， $V_{S,n}$ ：発電所連系前，負荷と既連系 PV の皮相電力 S におけるノード n の電圧 [V]

既連系 PV の出力として 0MW 出力および最大出力 (1.5MW) を考慮した。電圧変動の観測箇所として，発電所の連系により最も電圧が上昇した箇所 (変電所より 10.8km 離れた測定箇所：D₂) および発電所の連系により最も電圧が低下した箇所 (連系箇所：PS) の 2 点を選択した。

配電線のインピーダンスは 1,742kVA ベースで 11.4+j20.9 [%] となり，出力 1,742kW，力率 1 の発電所の連系により電圧は簡易計算により 11.4%上昇する。

図 2 においてどちらの観測箇所においても発電所の出力の増加とともに電圧変動のグラフは上に凸となった二次関数で示される曲線上を変化した。すなわち，発電所の出力の上昇とともに電圧変動も徐々に上昇するが，発電所の出力が 0.5pu (1,742kVA 基準) を超えると，電圧変動は下降に転じる結果となった。また，負荷の増加とともに電圧変動のグラフは上方向に移動した。

図 3 に負荷と電圧変動の関係を示す。系統・負荷条件とも図 2 と同一とした。負荷の増加とともに電圧変動のグラフは傾きを正とした一次関数に近い形で変化した。これより負荷の増加とともに

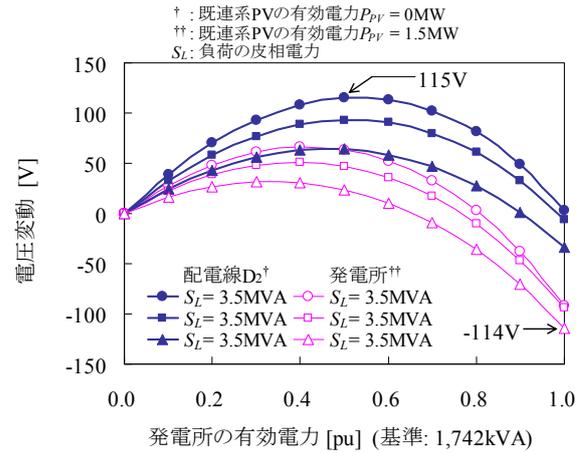


図 2 力率一定制御における発電所の有効電力と電圧変動の関係

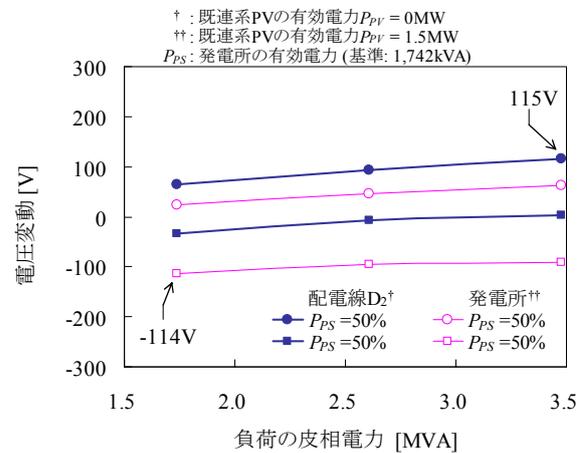


図 3 力率一定制御における負荷の皮相電力と電圧変動の関係

に電圧変動の値が上昇していることがわかった。図 2，図 3 のグラフより，以下の特性 (i),(ii) が明らかとなった。

- (i) 発電所の出力の増加とともに，電圧変動は上へ凸状に変化 (電圧変動は発電所の出力の二次関数)
- (ii) 負荷の増加とともに，電圧変動は上昇 (電圧変動は負荷の一次関数)

上記の特性の要因は線路電力損失変動の影響であり，線路のインピーダンスおよび発電所の出力が増大するほど，この特性が強くなるということがわかった。以下にその理由を示す。

線路電力損失変動 $\Delta P_{LOSS,P,S,n}$ を (5) 式で定義

する。また、ノード n に生じる電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ は (6) 式で記述される。

$$\Delta P_{LOSS,P,S,n} = P_{LOSS,P,S,n} - P_{LOSS,S,n} \dots\dots(5)$$

$$\Delta V_{P,S,n} \doteq \sum_{i=1}^n (r_i P_{PS} - x_i Q_{PS} - \underbrace{n \Delta P_{LOSS,P,S,n}}_{\dots\dots(6)} - \underbrace{x_i \Delta Q_{LOSS,P,S,n}}_{\dots\dots(6)}) \dots\dots(6)$$

ただし、 $P_{LOSS,P,S,n}$: 発電所の出力 P , 負荷と既連系 PV の皮相電力 S におけるノード n から系統末端間における線路電力損失 [W], $P_{LOSS,S,n}$: 発電所連系前, 負荷と既連系 PV の皮相電力 S におけるノード n から系統末端間における線路電力損失 [W], $r_n + jx_n$: ノード $n-1 \sim$ ノード n 間の線路インピーダンス [Ω], P_{PS} : 発電所の有効電力[W] (発電時: 正), Q_{PS} : 発電所の無効電力[var] (進相運転時: 正)

発電所の連系に伴う電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ を抑制するため、(6) 式の下線部が 0 となるよう発電所の力率 (無効電力) を調整すると、電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ は、(6) 式の下二重下線部, すなわち、線路電力損失変動の影響を受けることとなる。

図 1 の配電システムモデルに対して、力率一定制御のもと、定格出力 1,742kW の発電所が連系した場合の発電所の有効電力と線路電力損失変動の関係を図 4 に、負荷の皮相電力と線路電力損失変動の関係を図 5 に示す。線路電力損失変動は配電線全体の値とした。

線路電力損失変動は発電所の有効電力の二次関数、負荷の皮相電力の一次関数となっており、この影響を受けて発電所の連系に伴う電圧変動は特性 (i),(ii) を帯びることがわかった。

3. 力率変更制御 (提案手法)

3.1 制御方法

従来手法である力率一定制御では 2 章の結果より、連系箇所が変電所から遠く、発電所の出力が大きい場合には線路電力損失変動が大きくなり、電圧変動を十分抑制できないことがわかった。

このため、提案する無効電力制御では、発電所の連系時の線路電力損失変動に影響を与える発電所の出力や配電線の負荷にあわせて、電圧変動

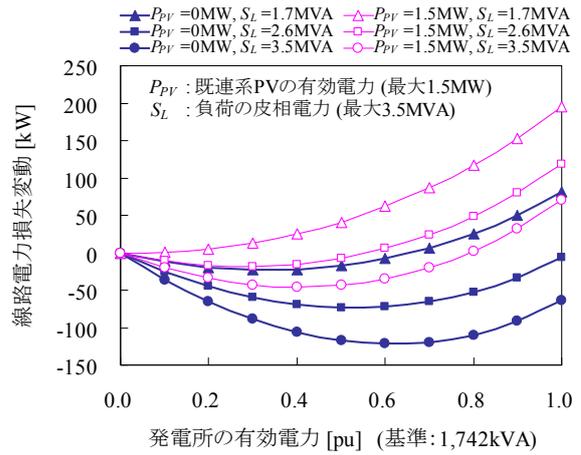


図 4 力率一定制御における発電所の有効電力と線路電力損失変動の関係

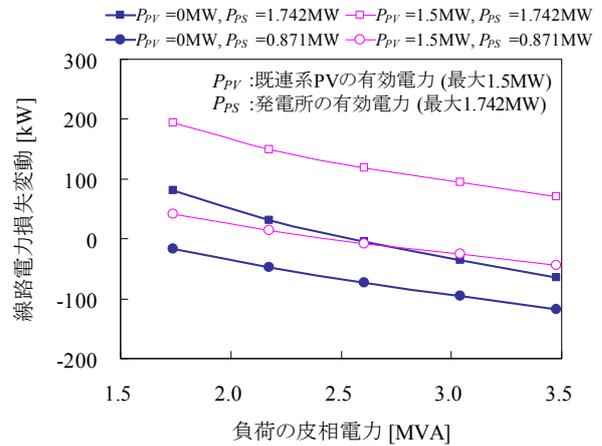


図 5 力率一定制御における負荷の皮相電力と線路電力損失変動の関係

を最小とする力率に都度変更する方法とした (力率変更制御)。

ここで、発電所の連系箇所の電圧変動を最小とするよう無効電力を調整すると、線路電力損失変動の位置的なばらつきの影響を受けて配電線中間部で電圧が大きく低下することがあることから (図 7, 方式 2), 配電線全域の電圧変動が最小となるよう無効電力を調整することとした。

制御の特徴を (7)~(10) 式に示す¹²⁾。

$$Q_{PV} = \alpha P_{PV} \dots\dots(7)$$

$$\alpha = f(P_{PV}, S_L) \dots\dots(8)$$

$$\Delta V_{max} = \max_n (|\Delta V_{P,S,n}|) \rightarrow \min. \dots\dots(9)$$

$$\Delta V_{P,S,n} = V_{P,S,n} - V_{S,n} \dots\dots(10)$$

ただし、 P_{PV} 、 Q_{PV} ：発電所の出力 [W]，無効電力 [var] (正值)， S_L ：負荷の皮相電力 [VA]， $V_{P,S,n}$ ：発電所の出力 P ，負荷と既連系 PV の皮相電力 S におけるノード n の電圧 [V]， $V_{S,n}$ ：発電所連系前，負荷と既連系 PV の皮相電力 S におけるノード n の電圧 [V]

この制御方法は、(9) 式で表される ΔV_{max} を最小とすることを目的としている。運用にあたっては、図 11、図 12 のような、系統条件に対応した出力別・負荷別に、力率 $\cos\theta$ に対応する α ($=\tan\theta$) を求めておく必要がある。

図 6 に制御の概念図を示す。変電所における配電線の皮相電力の情報を発電業者に連携する方法として 2 つの案が考えられる。1 案は通信網を使用して直ちに連携する方法であり (通信方式)、もう 1 案は過去の実績であるロードカーブを定期的に連携する方法である (ロードカーブ方式)。

3.2 各ノードの電圧変動

図 7 に方式 1、方式 2 のもと、図 1 の系統に出力 1,742kW の発電所を連系した場合の電圧変動をシミュレーションにより検討した結果を示す。

方式 1 では (9) 式に示された提案手法を適用し、電圧が最も上昇する箇所の電圧変動と電圧が最も低下する箇所の電圧変動を同程度とし、配電線全域で生じる電圧変動が最小となるよう発電所の力率を設定した。方式 1 において負荷別に電圧変動を比較すると、負荷 0MVA において上昇・低下側とも電圧変動が最大であった。

変電所より 10.8km 離れたノード D_2 において系統の中で電圧が最も上昇し、その値は 51V となった。変電所より 2.2km 離れたノードにおいて系統の中で電圧が最も低下し、その値は 54V となった。

参考として、方式 2 として発電所の連系箇所の電圧変動が最小 (0V) となるよう力率を調整する方法も検討した。この場合、連系箇所より電源側のノード (3.5km) で電圧が大きく低下した (-68V)。

以降では方式 1 を適用して検討を進めることとした。

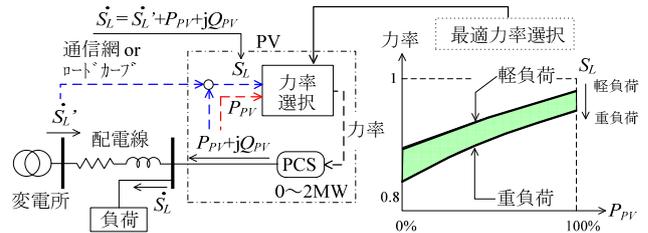


図 6 提案手法の概念図

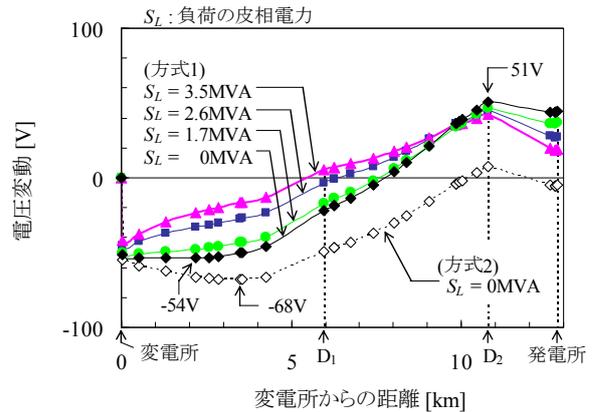


図 7 各ノードにおける電圧変動

4. 実証試験

4.1 試験方法

定格出力 1,742kW の太陽光発電所 (PS) を 6.6kV の配電線に連系し、提案した力率変更制御を実施した時の電圧変動を確認した。試験系統は 2.2 節に示したとおりである。パワーコンディショナ (250kVA×7 台) については、制御ソフトウェア変更を行い、力率変更制御を実施した。電圧値は 3 相平均値を採用した。

4.2 負荷の想定 (通信方式・ロードカーブ方式)

図 8 に定格出力 1,742kW の発電所が解列した時の配電線の有効・無効電力特性を示す。

配電線に連系された発電所を除く既連系 PV の皮相電力は 2 点間の距離 ($|M_1 - M_2|$) から求められる¹⁵⁾。 M_1 は配電線の有効・無効電力の実測点であり、 M_2 は、 M_1 を通り x 軸に対して配電線に接続された PV の力率角 θ_{PV} で延長した直線が負荷動作直線と交わる点である。負荷の有効・無効電力は点 M_2 から得られ、これを真の実績値とみな

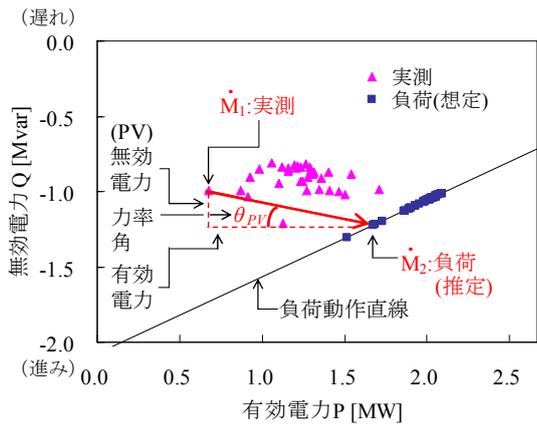


図 8 配電線の有効・無効電力特性

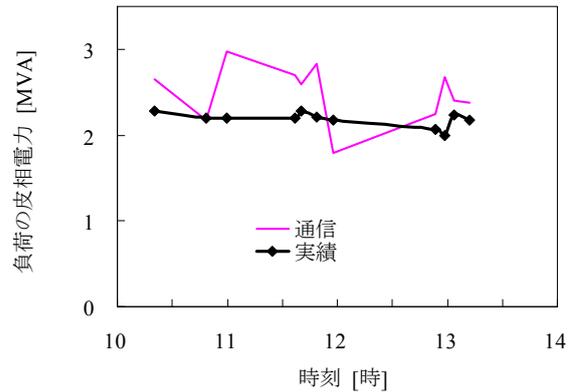


図 9 負荷の皮相電力 (通信方式)

した。

負荷の想定にあたり通信方式およびロードカーブ方式を適用した。通信方式においてはアドホック型無線通信ネットワーク技術を採用した openATOMS¹⁶⁾ を介して変電所における配電線の皮相電力 S_L' の測定値を 10 秒毎に発電所に連携した。配電線に接続された PV の出力割合 k (= 実出力/定格出力) は、発電所の出力割合 k と同一として、配電線上の PV の出力および負荷を求めた。ロードカーブ方式において PV の出力を除いた負荷を想定するため、試験日直近のうち、雨天により配電線の皮相電力 S_L' の日平均値が最大となる日の時系列測定値 (ロードカーブ) を採用した。

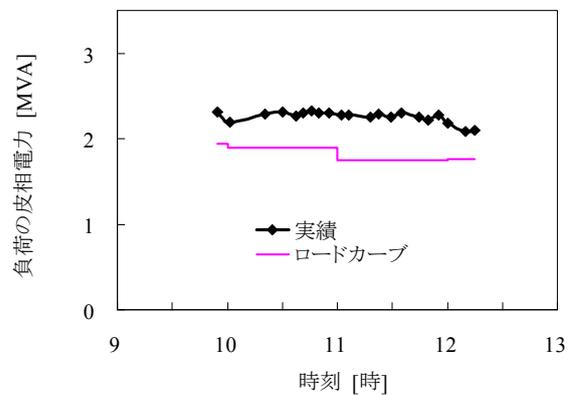


図 10 負荷の皮相電力 (ロードカーブ方式)

図 9, 図 10 において、それぞれ通信方式およびロードカーブ方式により求めた負荷の皮相電力と実測値の関係を示す。電圧変動の確認のため発電所を解列したポイントはそれぞれ 11 点, 21 点となった。通信方式では、想定した負荷の皮相電力は実測値より全般的に大きく見積もられた。その理由として、発電所と配電線に接続された PV 間の定格出力に対する実出力の割合 k の違いの影響が考えられる。ロードカーブ方式では、想定した負荷の皮相電力は実測値より若干低い値となった。

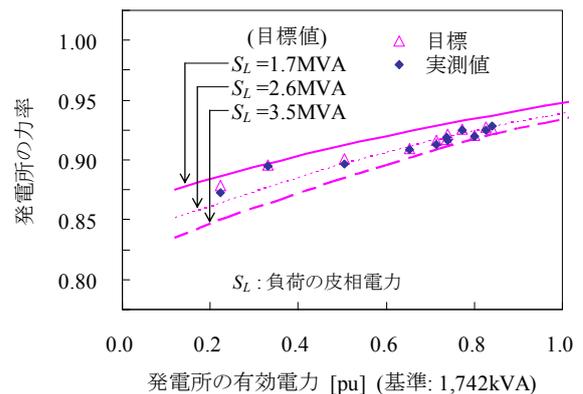


図 11 発電所の有効電力と力率の関係 (通信方式)

4.3 発電所の力率

図 11, 図 12 に通信, ロードカーブ方式の 0.4kV 側における発電所の有効電力と力率の関係を示す。目標の力率値に対し実績値は $\pm 1\%$ の範囲に収まった。

4.4 電圧変動

図 13 に有効電力 0.65pu, 力率 0.92 により力率変更制御 (ロードカーブ方式) で運転中の発電所

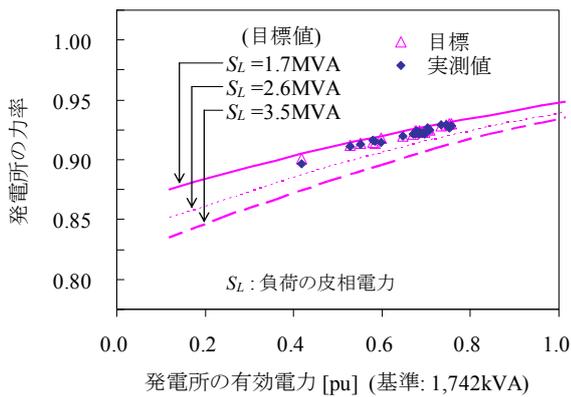


図 12 発電所の有効電力と力率の関係 (ロードカーブ方式)

を配電線から解列したときの配電線各地点の電圧変化を示す。発電所解列時の電圧変化の値は 0V とした。発電所の解列により配電線上の地点 D₂ において最も電圧が低下、変電所において最も電圧が上昇し、その電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ はそれぞれ 58V, -19V, 電圧変動幅 $\Delta V_{R,P,S}$ は 77V (6.6kV 系統) となった。ここで電圧変動幅 $\Delta V_{R,P,S}$ を (11), (12) 式で定義する。

$$\Delta V_{R,P,S} = \max_n(\Delta V_{P,S,n}) - \min_n(\Delta V_{P,S,n}) \quad (11)$$

$$\Delta V_{P,S,n} = V_{P,S,n} - V_{S,n} \quad (12)$$

ただし、 $V_{P,S,n}$: 発電所の出力 P, 負荷と既連系 PV の皮相電力におけるノード n の電圧 [V], $V_{S,n}$: 発電所連系前, 負荷と既連系 PV の皮相電力 S におけるノード n の電圧 [V]

電圧変動幅 $\Delta V_{R,P,S}$ は発電所の連系に伴い最も電圧が上昇した地点 D₂ の電圧上昇の値と最も電圧が低下した地点 SS (変電所) の電圧低下の値の差を示す。

また、発電所の有効電力と力率の波形は似通っており、有効電力の変化に対し、力率が追従して変化していることがわかった。

図 14 に通信方式における発電所の有効電力と電圧変動の関係を示す (11 点)。負荷の皮相電力の想定は実績値より若干高めであり、設定した発電所の力率は、発電所の連系により配電線上の最も電圧変動が高くなる地点 D₂ の電圧上昇値と最も電圧変動が低くなる地点 (変電所) の電圧降下

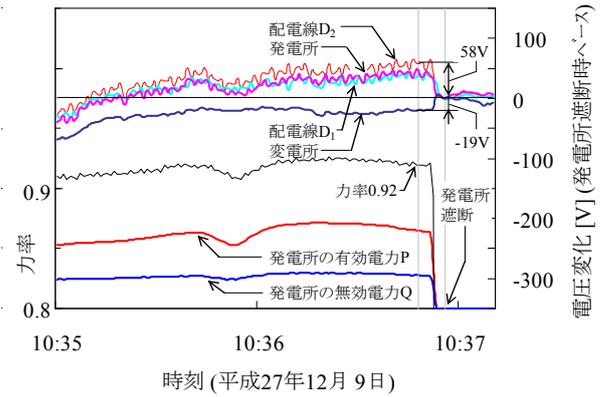


図 13 発電所解列時の電圧変動 (有効電力 0.65pu, 力率 0.92, ロードカーブ方式)

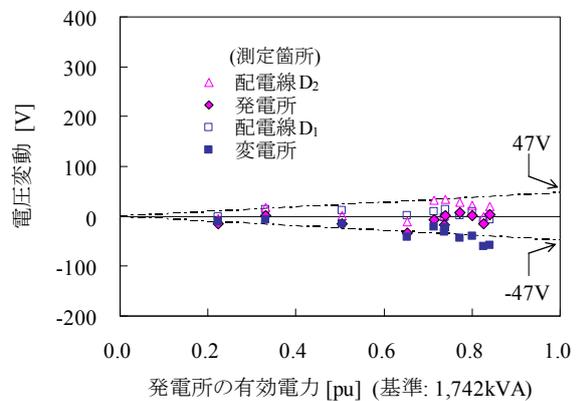


図 14 発電所の有効電力と電圧変動の関係 (通信方式)

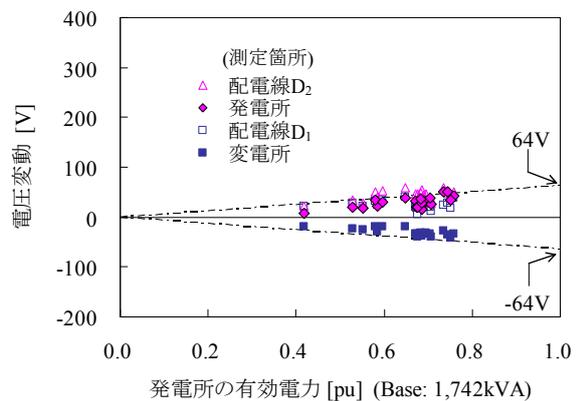


図 15 発電所の有効電力と電圧変動の関係 (ロードカーブ方式)

値を同程度にする理想値より若干低めに設定された。このため、観察された各地点の電圧変動の

値は全体的に低く推移し、系統末端の発電所については電圧変動が 0V 近くになった。地点 D₂ における電圧上昇値と変電所における電圧低下値が同程度になるよう発電所の力率を若干高めに設定することで、電圧変動の振れ幅の範囲を狭めることができると思われる。

図 15 にロードカーブ方式における発電所の有効電力と電圧変動の関係を示す (21 点)。図 14 のケースとは逆に負荷の皮相電力の想定が実績値より若干低めであり、設定された発電所の力率は理想値より若干高めとなった。このため、各地点の電圧変動の値は全体的に高く推移している。

4.5 電圧変動幅

図 16, 図 17 に通信方式, ロードカーブ方式による力率変更制御のもと, 生じた電圧変動幅 $\Delta V_{R,P,S}$ について実測値と計算値の比較を示す (計 32 点)。

実測された電圧変動幅は 6.6kV 系統において通信方式で最大 94V, ロードカーブ方式で最大 128V となり, 通信方式の値がロードカーブ方式の値より若干小さくなった。実測された電圧変動幅は両方式ともほぼ計算値通り抑制されており, 電圧変動幅の実測値と計算値の差異は両方式合計で平均値 17V, 標準偏差 8V と少なかった。

定格出力時 (1,742kW) に生じる電圧変動幅は数値計算上, 力率 1 では 680V, 力率一定制御では 229V となるが, 提案した力率変更制御の実測値は最大で 128V となり (ロードカーブ方式), 提案手法の適用により従来手法より効果的に電圧変動が抑制されることを確認した。

5. まとめ

本稿では長距離配電線に連系したメガソーラー発電の電圧変動対策として, 出力や配電線負荷に応じて PV の力率を変化させるとともに, 連系箇所間の電圧変動を最小に抑えるのではなく系統全体に生じる電圧変動を最小に抑える新たな無効電力制御 (力率変更制御) を扱った。力率変更制御のもと, PV の連系に伴い生じる電圧変動は PV の出力と負荷の皮相電力, 変電所-連系箇所間の距離に依存する。

実システムを用いた試験により提案した力率変更制御の電圧変動抑制効果を確認した。提案手法の

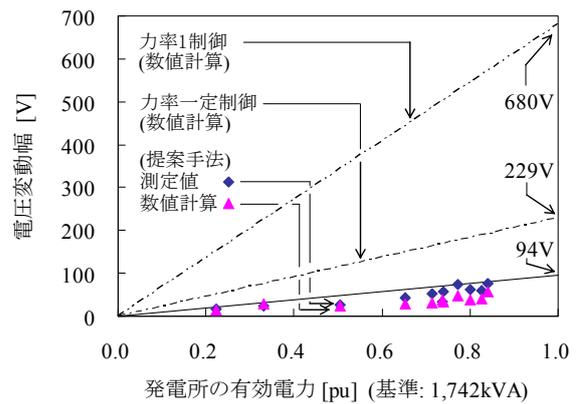


図 16 発電所の有効電力と電圧変動幅の関係 (通信方式)

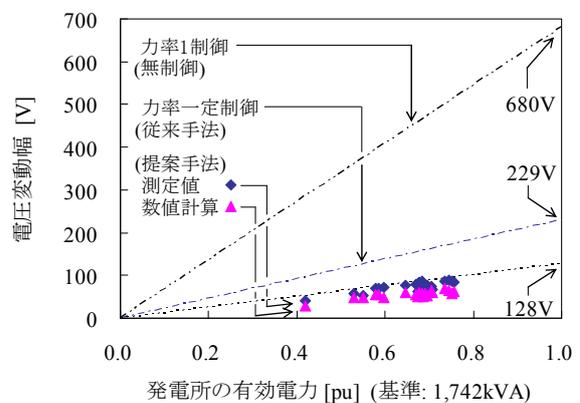


図 17 発電所の有効電力と電圧変動幅の関係 (ロードカーブ方式)

もと亘長 12.8km の配電線末端に出力 1,742kW のメガソーラー発電を連系したところ, 観測された電圧変動幅は 1.9% (128V) となった。これは, 無対策である力率 1 制御のもと生じる電圧変動幅の約 19%に, 従来手法である力率一定制御のもと生じる電圧変動の約 56%に抑制された。

当該手法の適用により電圧変動が効果的に抑制され, 配電線上のメガソーラーの連系可能な領域が従来手法より拡大されたことを確認した。

[参考文献]

- 1) 川口直樹, 棚田一也, 堅田広司, 高崎昌洋: 「風力発電所連系時の連系点力率一定制御による電圧変動対策」, 平成 19 年電気学会全国大会, No.6-058 (2007-3)

- 2) 田中俊輔, 鈴木宏和:「分散形電源の自律分散制御による電圧補償制御方式の検討」, 電気学会論文誌 B, Vol.129, No.7, pp.869-879 (2009-7)
- 3) 石丸雅章, 田町英樹, 駒見慎太郎:「電力系統における PV 常時進み定力率運転の効用」, 電気学会論文誌 B, Vol.132, No.7, pp.615-622 (2012-7)
- 4) 細川充海, 石丸雅章:「メガソーラー連系による配電線電圧上昇の抑制に関する考察」, 平成 24 年電気学会全国大会, No.6-131 (2012-3)
- 5) 横田耕作, 羽田野伸彦:「堺メガソーラーの系統電圧への影響評価と対策機能の検証」, 平成 24 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.189 (2012-9)
- 6) 京極喜一郎, 細川充海:「メガソーラーの常時進み定力率運転による電圧変動緩和効果」, 平成 25 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.160 (2013-8)
- 7) 内山倫行, 宮田博昭, 伊藤智道, 小西博雄:「大規模太陽光発電システムの無効電力制御による電圧変動抑制」, 電気学会論文誌 B, Vol.130, No.3, pp.297-304 (2010-3)
- 8) P.M.S. Carvalho, P.F. Correia, and L.A.F.M. Ferreira, “Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, No. 2, pp. 766 – 772, May 2008.
- 9) 河野高一郎, 広瀬正嗣, 橋本渉:「メガソーラー発電システムの力率一定制御による配電系統の電圧変動対策の検討」, 平成 24 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.127 (2012-9)
- 10) 河野高一郎, 中西英治, 永野賢朗, 長瀬只雄, 北條昌秀, 大西徳生:「メガソーラー発電システムの力率一定制御による電圧変動抑制効果の実証」, 平成 25 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.250 (2013-8)
- 11) K. Kouno, M. Hirose, W. Hashimoto, T. Nagase, M. Hojo, and T. Ohnishi, “Effectiveness of Constant Power Factor Control of Mega-solar System for Voltage Regulation with Long Distribution Line”, *The 10th IEEE International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS)*, pp. 317- 322, Kitakyushu, Japan, Apr. 2013.
- 12) 河野高一郎, 中西英治, 永野賢朗, 北條昌秀:「長距離配電線に対応したメガソーラー発電システムの無効電力制御による電圧変動抑制」, 電気学会論文誌 B, Vol.135, No.5, pp. 1-14 (2015-5)
- 13) K. Kouno, T. Sogabe, K. Itou, and M. Hojo: “Study on Reactive Power Control of Large-Scale Photovoltaic System for Voltage Regulation with Long Distribution Line”, *Proceedings of IEEE PowerTech Eindhoven 2015*, Eindhoven, the Netherlands, Jun. 2015.
- 14) 河野高一郎, 曾我部剛, 伊藤勝志, 長瀬只雄, 北條昌秀:「長距離配電線における大規模太陽光発電の無効電力制御による電圧変動抑制の実証試験」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-16-139, PSE-16-159, pp. 103-108 (2016-9)
- 15) 河野高一郎・曾我部剛・伊藤勝志・北條昌秀:「配電系統の潮流情報を用いた太陽光発電出力推定の検討」, 平成 28 年電気学会全国大会, No.6-187 (2016-3)
- 16) 中西美一:「オンデマンドモニタリングシステム技術 (openATOMS) の開発と適用」, 電子情報通信学会誌, Vol.94, No.10, pp.852-854 (2011-10)