

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

(株)四国総合研究所 電力技術部 河野高一郎

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

Reactive Power Control of Large-Scale Photovoltaic System for Voltage Regulation with Long Distribution Line

Shikoku Research Institute, Inc., Electric Power Technology Dept.
Kouichiro Kouno

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 proposes an advanced reactive power control, in which the power factor of the PV system is adjusted both by output power of the PV system and by apparent power of loads not to minimize the voltage variation at the interconnection point but to minimize the voltage variation over the whole distribution line, and reports the result examined by numerical analysis about mitigating the voltage variation by applying the control using a communication network or a load curve as information about load. This paper shows that the proposed control can mitigate the voltage variation more than constant power factor control and there is a probability that it will be applied as a measure of suppressing the voltage variation on the long distribution line.

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。

配電系統にメガソーラー発電など大規模太陽光発電 (PV) が連系された場合、出力変動に伴う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に対応した無効電力制御も検討されている^{7),8)}。

筆者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電力損失変動が大きく、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⁾。

本稿では、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、その電圧変動抑制効果について、シミュレーションにより検証した結果を報告する^{12),13)}。

2. シミュレーションモデル

シミュレーションに用いた配電系統モデルを図 1 に示す。線種 ALOC120mm² の 6.6kV 系統を想定し、最大亘長 (L_L) 20km の系統に 250m 間隔にノードを置き、各ノードに等容量の負荷を置いた。

負荷力率は負荷の皮相電力により異なり、負荷の皮相電力について重負荷時を基準に 100%, 85%, 75%, 55%, 40%とすると、対応する負荷力率をそれぞれ 0.987 (遅れ), 0.993 (遅れ), 0.998 (遅れ), 0.999 (進み), 0.977 (進み) とした。

変電所 1 次側 (66kV) の電圧は PV の連系前後で一定とし、PV の連系前において、最大負荷時に変電所 2 次側の送出電圧が 6,840V となるよ

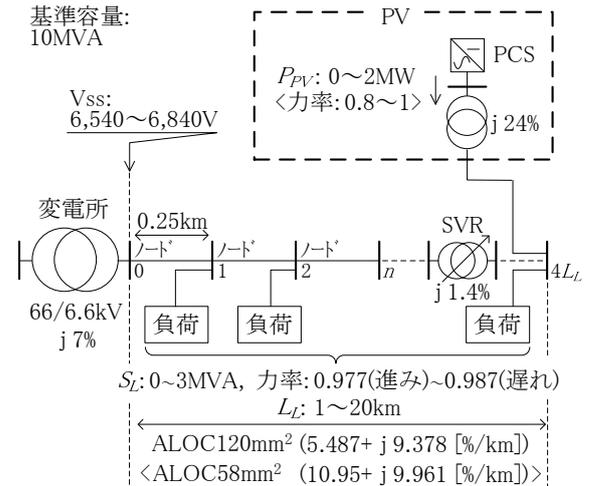


図 1 配電系統モデル

う調整した。また、線路の電圧降下が変電所から 600V となる地点毎に SVR を置いた。変電所および SVR の変圧比は PV の連系前後で変化しないものとした。

PV の定格出力は 2MW とし、配電線末端に連系トランスを介して系統と連系した。PV の力率は、PCS 出力端において、発電設備側からみて進み 0.80~1.00 (図 11 における ALOC58mm² のケースを除く) 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。

3. 力率一定制御

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。

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

$$= const. \dots\dots\dots(2)$$

$$\alpha = \sqrt{1/\cos^2\theta - 1} \dots\dots\dots(3)$$

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

3.1 電圧変動の負荷依存性, 出力依存性

PV 連系前後の電圧変動について検討する。ここで、電圧変動を (5) 式に示す。(4) 式に示した ΔV_{max} を最小とする力率 $\cos\theta$ を最適力率とした。

$$\Delta V_{max} = \max(|\Delta V_{P,S,n}|) \dots\dots\dots(4)$$

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

ただし、 $V_{P,S,n}$: PV の出力 P 、負荷の皮相電力 S におけるノード n の電圧 [V]、 $V_{S,n}$: PV 連系前、負荷の皮相電力 S におけるノード n の電圧 [V]

図 2 に亘長 10km の長距離配電線末端に出力を 0~2MW とした PV を連系した場合の最適力率 0.918 における PV 出力と電圧変動の関係を示す。

線路のインピーダンスは 2MVA ベースで $11.0 + j20.2$ [%] となり、出力 2MW、力率 1 の PV の連系により電圧は 11% (6.6kV 系統で 726V) 上昇する。電圧変動の観測箇所として、連系箇所(変電所より 10km 離れた地点) および PV 連系により最も電圧が低下した箇所(変電所より 6km 離れた地点) を選択した。

どちらの観測箇所においても PV 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、PV 出力の上昇とともに電圧変動も上昇するが、PV 出力が 1MW 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。系統条件、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。また、電圧変動のグラフの傾きは同一 PV 出力であれば似通っていることがわかった。これより負荷の増加とともに電圧変動の値が上昇していることがわかる。図 2、図 3 のグラフより、以下の特性が明らかとなった。

- PV 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 PV 出力の二次関数)
- 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 PV 出力が増大するほど、この特性が強くなることがわかった。

次節にて、この特性が表れる理由を説明する。

3.2 電圧変動と線路電力損失変動

図 1 に示したモデルシステムを基に、配電線亘長を L_L [km] とすると、PV 連系に伴うノード n の電

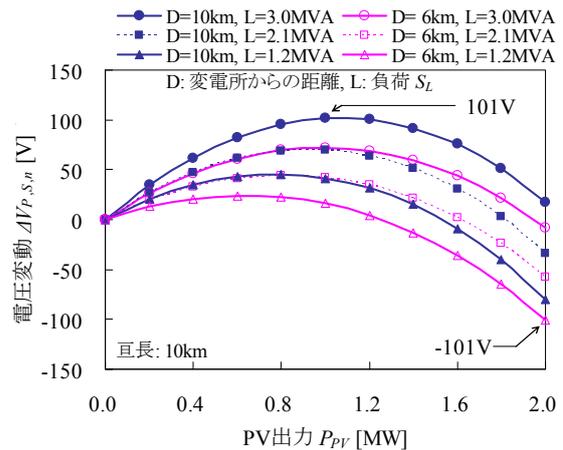


図 2 最適力率における PV 出力 P_{PV} と電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の関係 (亘長 10km)

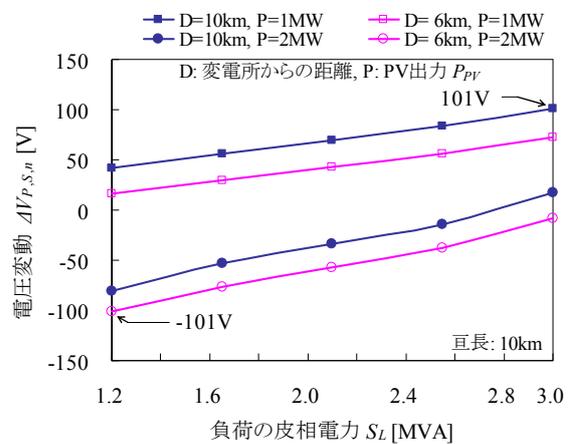


図 3 最適力率における負荷 S_L と電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の関係 (亘長 10km)

圧変動 ΔV_n [V] は、変電所から kL_L ($0 \leq k \leq 1$) 離れた場所から配電線末端の間で生じる線路電力損失変動 ΔP_{Lossk} [W] および線路無効電力損失変動 ΔQ_{Lossk} [var] の影響を受けて (6) 式で表される。

配電線負荷 S_L [VA] は配電線に均等に分布していると想定すると、線路の電力損失変動 ΔP_{Lossk} は (8) 式で表される。(7), (9) 式より (10), (11) 式が得られ、 ΔV_n および ΔP_{Lossk} は出力 P_{PV} に対し二次関数として変化し、 P_{PV} の増加に伴い ΔV_n は低下、 ΔP_{Lossk} は上昇する (図 2, 図 4)。

また、(7), (9) 式より (12), (13) 式が得られ、 ΔV_n および ΔP_{Lossk} は負荷 S_L に対し一次関数として変化し、負荷の増加に伴い ΔV_n は増加、 ΔP_{Lossk} は減少する (図 3, 図 5)。

$$\Delta V_n \doteq \sum_{t=1}^n \frac{r(P_{PV} - \Delta P_{LOSS,t}) - x(Q_{PV} + \Delta Q_{LOSS,t})}{4V_t} \quad (6)$$

$$= \frac{1}{4V_N} \left\{ n(rP_{PV} - xQ_{PV}) - \frac{r^2 + x^2}{r} \sum_{t=1}^n \Delta P_{LOSS,t} \right\} \quad (7)$$

$$\Delta P_{LOSSk} = 3rL_L \int_k^1 [\{I_1(t)\}^2 - \{I_0(t)\}^2] dt \quad \dots\dots (8)$$

$$= \frac{rL_L(1-k)}{V_N^2} [(1 + \alpha^2)P_{PV}^2 - (1-k)\{(1-a\alpha)P_L + b\alpha\}P_{PV}] \quad \dots\dots (9)$$

$$\frac{\partial^2 \Delta P_{LOSSk}}{\partial P_{PV}^2} = \frac{2rL_L(1-k)(1 + \alpha^2)}{V_N^2} \quad \dots\dots(10)$$

$$\frac{\partial^2 \Delta V_n}{\partial P_{PV}^2} = \frac{-L_L(r^2 + x^2)(1 + \alpha^2)}{2V_N^3} \sum_{t=1}^n \left(1 - \frac{t}{4L_L}\right) \quad \dots(11)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{LOSSk}}{\partial S_L} \doteq - \frac{rL_L(1-k)^2(1-a\alpha)P_{PV}}{V_N^2 \sqrt{a^2 + 1}} \quad \dots\dots(12)$$

$$\frac{\partial \Delta V_n}{\partial S_L} = \frac{L_L(r^2 + x^2)(1-a\alpha)P_{PV}}{4V_N^3 \sqrt{1+a^2}} \sum_{t=1}^n \left(1 - \frac{t}{4L_L}\right)^2 \quad (13)$$

ただし、 ΔV_n : ノード n における PV 連系前後の電圧変動 [V], $r+jx$: 線路インピーダンス [Ω/km], $\Delta P_{LOSS,t}$, $\Delta Q_{LOSS,t}$: PV 連系前後のノード t ~系統末端間における線路電力損失変動 [W], 線路無効電力損失変動 [var] (上位系, SVR, 連系 Tr 除く), $I_0(k)$, $I_1(k)$: 位置 k における PV 連系前, 連系後の電流 [A], L_L : 配電線亘長 [km], V_t : ノード t の電圧 [V], V_N : 6,600 [V], P_L , $Q_L (= -aP_L + b; a>0, b \geq 0)$: 負荷の有効電力 [W], 無効電力 [var], P_{PV} , $Q_{PV}(= \alpha P_{PV})$: PV の出力 [W], 無効電力 [var]

4. 力率変更制御

4.1 力率の制御法

従来手法である力率一定制御では 3 章の結果より, 連系箇所が変電所から遠く, PV 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, PV 連系時の線路電力損失変動に影響を与える PV の出力や配電線の負荷にあわせて, 電圧変動を最小にする PV の力率に都度変更する方法とした (力率変更制御)。

ここで, PV 連系箇所の電圧変動を最小にする

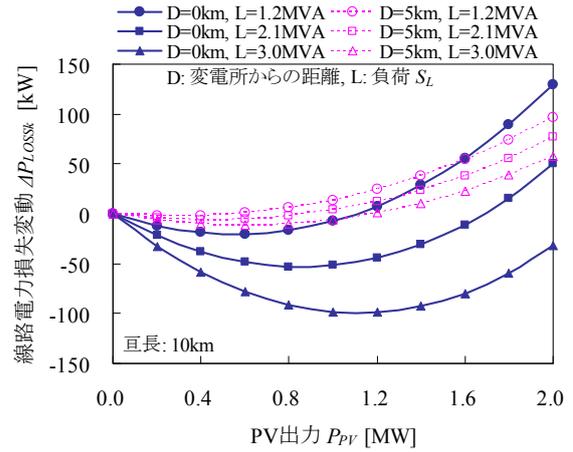


図 4 最適力率における PV 出力 P_{PV} と線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の関係 (亘長 10km)

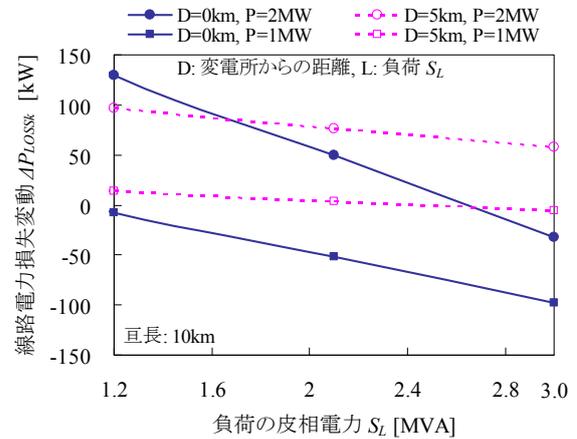


図 5 最適力率における負荷 S_L と線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の関係 (亘長 10km)

よう PV の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 PV の無効電力を調整することとした。

制御の特徴を (14)~(17) 式に示す。

$$Q_{PV} = \alpha P_{PV} \quad \dots\dots(14)$$

$$\alpha = f(P_{PV}, S_L) \quad \dots\dots(15)$$

$$\Delta V_{max} = \max_{P,S,n} (|\Delta V_{P,S,n}|) \rightarrow \min. \quad \dots\dots(16)$$

$$\Delta V_{P,S,n} = V_{P,S,n} - V_{S,n} \quad \dots\dots(17)$$

ただし, P_{PV} , Q_{PV} : PV の出力 [W], 無効電力 [var] (正值), S_L : 負荷の皮相電

力 [VA], $V_{P,S,n}$: PV の出力 P , 負荷の皮相電力 S におけるノード n の電圧 [V],
 $V_{S,n}$: PV 連系前, 負荷の皮相電力 S におけるノード n の電圧 [V]

この制御方法は, (16) 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 9, 図 10 のような, 系統条件に対応した出力別・負荷別の最適力率 $\cos\theta$ を求めておく必要がある。

4.2 力率変更制御(通信方式)

負荷の皮相電力の情報として, 変電所におけるフィード電流値を通信により発電事業者へ連携し, これを活用する方式について検討する。

図 6 に通信回線を使用した制御の概念図を示す。

(1) 各ノードの電圧変動

図 7 に亘長 10km の配電線末端に出力 2MW の PV を連系した場合の電圧変動を方式 1, 方式 2 の例で示す。変電所から 5km の地点に SVR を設置した。

方式 1 では (16) 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 PV 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。

連系箇所において系統の中で電圧が最も上昇し, その値は 55V となった。変電所より 1.5km 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 57V となった。

参考として, 方式 2 として PV 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計算した。この場合, 連系箇所より電源側のノード (5km) で電圧が大きく低下した (-78V)。

配電線上の各ノードの電圧変動が配電線位置に対して非直線状に変化している理由は PV の連系により増減した線路電力損失の影響と考えられる。以降の検討では方式 1 を適用し, 検討を進めることとした。

図 8 に亘長 20km の配電線末端に出力 2MW の PV を連系した場合の電圧変動を示す。負荷 0MVA

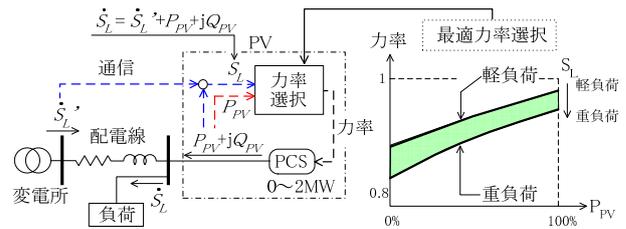


図 6 提案手法の概念図 (通信方式)

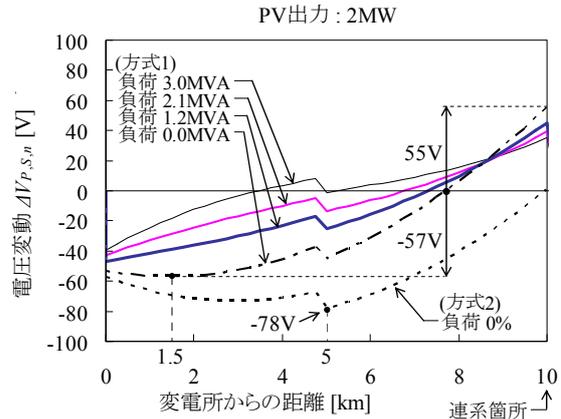


図 7 各ノードにおける電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ (亘長 10km)

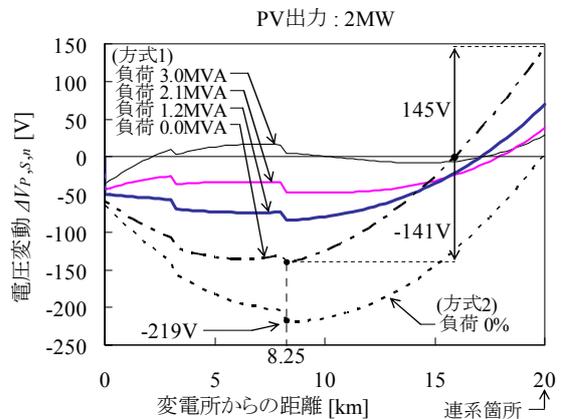


図 8 各ノードにおける電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ (亘長 20km)

のケースで電圧変動幅 ΔV_W は 286V に拡大した。電圧変動幅 ΔV_W は (18), (19) 式で定義する。

$$\Delta V_W = \max_{P,S,n} (\Delta V_{P,S,n}) - \min_{P,S,n} (\Delta V_{P,S,n}) \quad \cdots(18)$$

$$\Delta V_{P,S,n} = V_{P,S,n} - V_{S,n} \quad \cdots(19)$$

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

(2) PV の最適力率

図 9 に負荷 0~3MVA, 亘長 10km の配電線末端に定格出力 2MW の PV を連系する場合, 配電線全域で生じる電圧変動を最小とする PV の最適力率 $\cos\theta (= \cos(\tan^{-1} a))$ を示す。PV 出力の増加, 負荷の減少とともに最適力率は増加する。

図 10 に亘長 20km のケースを示す。最適力率の適用範囲は亘長 10km のケースと比較して拡大した。

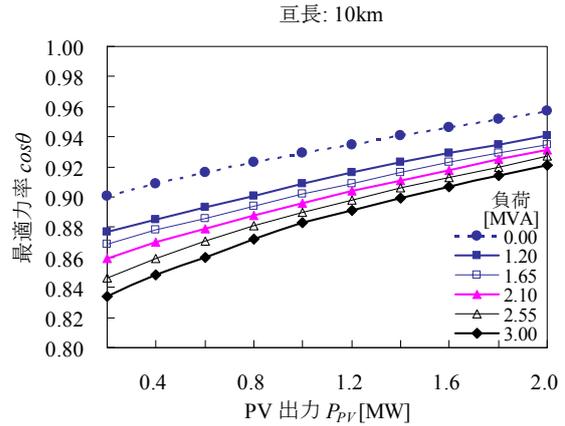


図 9 PV 出力 P_{PV} と PV の最適力率 $\cos\theta$ の関係 (亘長 10km)

(3) 線種別の電圧変動

高圧線の線種として ALOC120mm² と ALOC 58mm² を適用した場合の電圧変動幅の比較を図 11 に示す。

負荷は 2MVA とし, 配電線末端に定格出力 2MW の PV を連系した。ALOC120mm² と ALOC 58mm² のインピーダンスの R/X 比はそれぞれ 0.6, 1.1 であり, 亘長 10km における力率一定制御時の最適力率はそれぞれ 0.93, 0.81, 力率変更制御時の力率はそれぞれ「0.87~0.95」, 「0.70~0.84」の範囲となった。

ALOC58mm² における力率一定制御時, 力率変更制御時の電圧変動幅 ΔV_W は, 同一亘長 (L_{PV}) で比較した場合, 共に ALOC120mm² の約 2 倍となっており, 線路電力損失変動 ΔP_{Lossk} が大きくなくなったことが原因と考えられる。

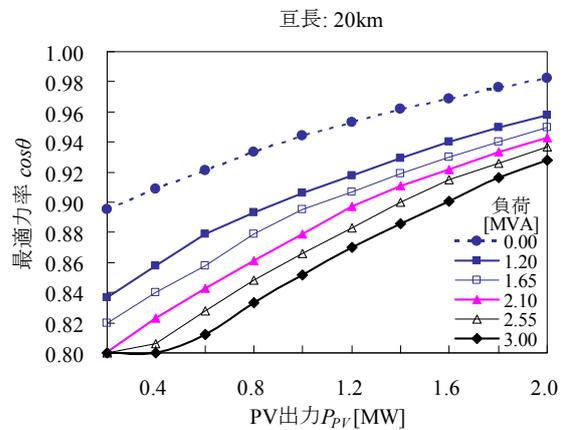


図 10 PV 出力 P_{PV} と PV の最適力率 $\cos\theta$ の関係 (亘長 20km)

4.3 力率変更制御(ロードカーブ方式)

負荷の皮相電力の把握方法として, 過去実績に基づき, 負荷 (フィーダ電流) の季節別・時刻別のロードカーブを適用した方式 (ロードカーブ方式) を検討した。ロードカーブはフィーダ電流の季節別・時刻別の平均値とし, 電気事業者から発電事業者へ定期的に連携されることを想定した。

図 12 に, 2011 年 4 月から 2012 年 3 月までの 1 年間について, 四国電力株のある支店管内における季節別・時刻別フィーダ電流実績の 126 フィーダの平均値 (ロードカーブ) を示す。フィーダ電流の年間平均値 I_{AVE} , 標準偏差 σ より, $I_{AVE} + 2\sigma$ をフィーダ電流の最大値とみなして, これを基準 (1pu) とした。ロードカーブの最大値は 87% (冬期), 最小値は 55% (秋期) となった。

図 13 に夏期のロードカーブにおける時刻別の「平均値」および「平均値+ σ 」, 「平均値- σ 」の値を示す。標準偏差 σ の 24 時間平均値は春期に

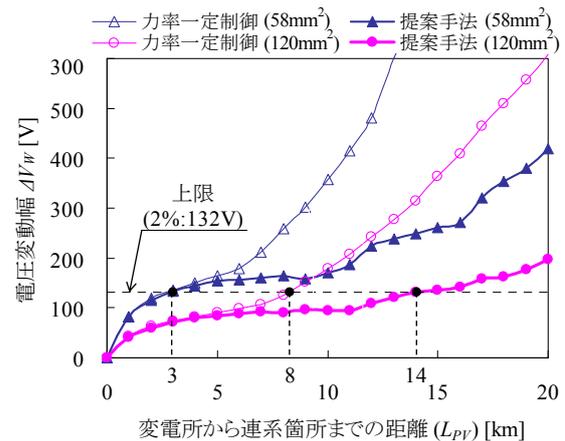


図 11 電圧変動幅 ΔV_W の比較 (ALOC 120mm², ALOC58mm²)

12%, 夏期に 13%, 秋期に 11%, 冬期に 14% となった。

この実績値を基に, シミュレーションでは負荷

の目標値であるロードカーブはフィード最大電流に対し 55%~85%の範囲で変動し、実負荷は目標値（ロードカーブ）に対し±15%の範囲で変動することとした。すなわち、負荷の目標値が 85%の場合、実負荷は 70%から 100%の範囲で、負荷の目標値が 55%の場合、実負荷は 40%から 70%の範囲で変動するものとした。

次節にて、亘長と電圧変動幅の特性を示す。

4.3 電圧変動幅の比較(従来方式, ロードカーブ方式, 通信方式)

図 14 に負荷を 1.2~3MVA とし、配電線末端に定格出力 2MW の PV を連系した場合の従来手法と提案手法における電圧変動幅 ΔV_W の比較を示す。提案手法として、「ロードカーブ方式」、「通信方式」、「負荷情報を取得しない方式」の 3 方式で計算を行った。

許容電圧変動幅を 2% (132V) とすると、従来手法である力率一定制御では連系箇所が変電所より 7.5km 離れた地点で限度に到達した。

一方、通信方式を用いた力率変更制御ではこれに相当する連系箇所は変電所より 18km 離れた地点となり、メガソーラーの連系可能な配電線の適用範囲が大幅に拡大した。通信を用いずロードカーブ方式を適用した場合には 12km 離れた地点で限度に到達した。通信回線の遮断などにより、負荷状況が確認できない場合は連系箇所が変電所より 9.5km 離れた地点で限度に達し、適用範囲の拡大は限定的であることがわかった。

5. まとめ

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力率を変化させる力率変更制御について検討を行った。モデルシステムを用いて電圧変動抑制効果を確認したところ、現在普及している力率一定制御と比較して大幅に電圧変動が抑制されることがわかった。

また、力率変更制御のもと、PV の連系に伴い生じる電圧変動は出力と変電所から連系箇所の距離に依存する。許容電圧変動幅を 2% とすると、出力 2MW のメガソーラー発電であれば、変電所から連系箇所までの距離が通信方式では 18km まで、ロードカーブ方式では 12km まで連系可能であることがわかった。

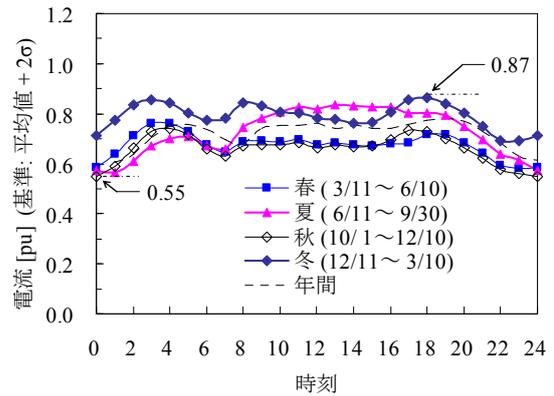


図 12 ロードカーブ

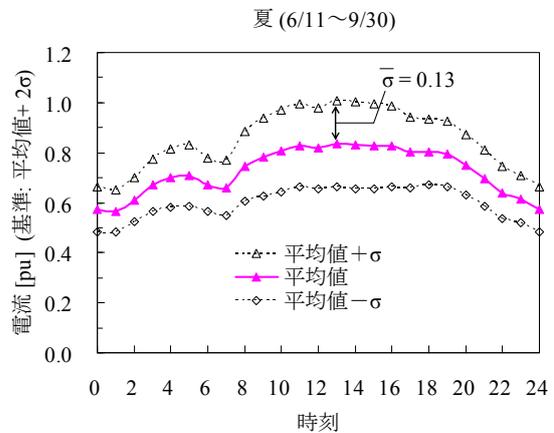


図 13 夏期のロードカーブ

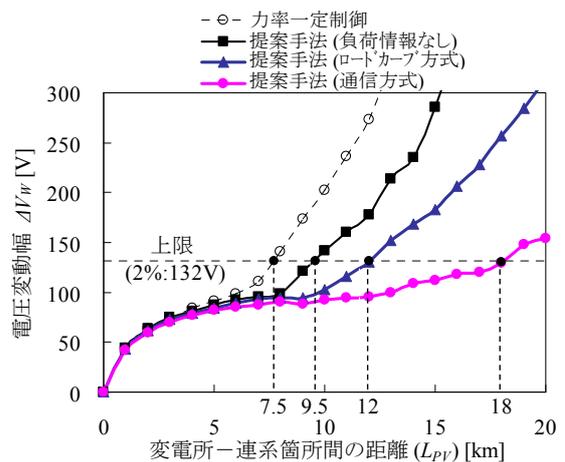


図 14 従来手法と提案手法の電圧変動幅 ΔV_W の比較

さらに負荷情報は重要であり、負荷情報を活用しない場合には、連系可能な距離は 9.5km に限定されることもわかった。

今後は実系統等により力率変更制御による電圧変動抑制効果の検証を行う予定である。

【謝辞】

本研究は、四国電力(株)お客さま本部配電部殿より委託を受け実施したもので、ご協力いただいた関係各位に深く感謝いたします。

【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, 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, 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) Kouichiro Kouno, Tsuyoshi Sogabe, Katsushi Itou, and Masahide 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.