MPPT制御の調整によるPVシステム出力平準化の経済性評価

正員 加藤 丈佳* 学生員 伊奈 信彦*

正員 鈴置 保雄*

Economic Assessment on Smoothing PV System's Output by Adjusting MPPT Control

Takeyoshi Kato*, Member, Nobuhiko Ina*, Student Member, Yasuo Suzuoki*, Member

We have proposed a method which can smooth a short-term change in PV system's output by suppressing a response of MPPT against a rapid insolation change. Because our proposed method does not convert insolation to electricity when insolation changes rapidly, it might increase energy conversion loss and decrease economy of a PV system. Comparative assessment on economics was made for two PV systems equipped with an output smoothing function, i.e. our proposed system adjusting MPPT and a battery system. By using the data on insolation for a year, we evaluated the energy conversion loss of PV system, which utilizes the proposed MPPT for smoothing the output. Then, taking into account the required capacity of battery, we compared the annual cost for smoothing PV system's output. The result suggests that the proposed method could be more economical relative to the smoothing method using a battery with future target cost.

キーワード：太陽光発電システム，最大電力追従制御，蓄電池，出力平準化，コスト

Keywords: PV system, maximum power point tracking control (MPPT), battery, output smoothing, cost

1. はじめに

太陽光発電システム（以下，PV システム）では，日射量の変動に対して常に最大出力が得られるように動作点を最適に維持する制御（最大電力追従制御，以下 MPPT）が行われている。PV システムの所有者側の視点からは，様々な気象条件において常に最大効率で電力を得るために，さらに高精度の MPPT の開発が期待される。一方，今後導入される PV システムの大半は電力系統に連系されと考えられ，急激な日射変動時に出力も急激に変動追従する PV システムが，大量あるいは高密度に導入されると，その出力変動が電力系統の負荷周波数制御（LFC）や配電系統の電圧制御などに影響を及ぼすことが懸念される⁽¹⁾⁽²⁾。しかしながら，PV システムはクリーンな発電システムであり，電力系統側としても，CO₂ 排出に関する経済的メリットや RPS 法への対応を考慮すると，将来的には PV システムの大量導入を前提とした計画・運用を行うことになる可能性がある。さらに，COP3 の第一約束期間後の中長期的に，PV システムをはじめとする分散型再生可能エネルギー源の大量

導入を行うためには，社会全体として PV システム等の出力変動の影響を経済的に緩和していくことが重要である。

電力系統による PV システムの出力変動への対応としては，例えば，LFC 用の発電機容量を増加させるなどの対応が考えられる。一方，PV システム側において出力変動を抑制することにより，電力系統への影響を緩和することも考えられる。そのための方法として，一般的には蓄電池等の電力貯蔵装置が考えられ，様々な検討が行われている^{(3)~(5)}。

しかし，個別の PV システムに蓄電池等の高価な設備を追加することは，電力系統側で LFC 発電機容量の増加等によって対応する場合よりも，必ずしも安価な対応とはならない可能性がある。また，統計的にみて，日射量が激しく変動する日は限られており⁽⁶⁾，発生頻度が少ない現象に対しては新たな設備投入をすることなく対処できることが望ましい。そこで筆者らは，個別の PV システムにおける出力平準化方策のオプションの一つとして，蓄電池等の設備を追加せず，MPPT の制御特性を調整し，日射量の急激な増加に対して MPPT の追従を意図的に抑制することによって PV システムの出力の平準化を行う手法を提案している。これまでに，電力系統の LFC の観点から，提案手法による PV システムの出力平準化の効果を明らかにしている⁽⁶⁾。

提案手法では蓄電池などの追加的な設備を利用せずに PV システムの出力を平準化することができるが，一方で日射から電力に変換されない電力損失が増加し，PV システムの

* 名古屋大学大学院工学研究科電気工学専攻
〒464-8603 名古屋市千種区不老町
Department of Electrical Engineering, Graduate School of Engineering,
Nagoya University
Furo-cho, Chikusa-ku, Nagoya 464-8603

ユーザの経済的メリットを低下させる。したがって、この経済的メリットの低下を補償するためのコストが、提案手法によってPVシステムの大量導入に対応するために必要な社会的なコスト負担と考えることができる。本論文では、提案手法適用時の電力損失に伴う損失コストを蓄電池コストや充放電損失に伴う損失コストとの比較を行い、個々のPVシステムの出力変動を抑制するオプションの一つとして、提案手法の経済性・有用性を検討する。

本論文の構成は以下の通りである。まず、提案手法の概要を示し、次に、1年間にわたりサンプリング間隔1分で観測した日射量データを用いて、提案手法によるPVシステム出力の平準化および電力損失について統計的に評価する。そして、PVシステムの出力平準化手法として最も一般的に考えられている蓄電池付PVシステムの出力を簡易的に模擬し、経済性の観点から提案手法との比較を行い、提案手法の有用性について検討する。

2. MPPT 制御の調整による出力平準化

2.1 提案手法の概要 従来のMPPTにおいて多く採用されている山登り法では、日射量やセル温度の変化に対し、出力電力が大きくなるように一定のサンプリング周期で動作電圧を変更する。例えば、ある時刻 t_1 において、出力電力 P_1 が最大となるように動作電圧 V_1 が設定されているとする。ここで、日射量やセル温度が変化すれば出力電力は変化する。そこで、次に動作電圧を変更する時刻 t_2 までの間に、動作電圧を微小幅 ΔV の範囲で変化させて出力電力が大きくなるような動作電圧を探索し、 t_2 において新しい動作電圧 V_2 として用いる。

図1に提案するMPPTの制御アルゴリズムの概略を示す。提案手法においても基本的な電圧制御は従来手法と同じである。ただし、提案手法では、日射量増加時におけるPVシステムの出力増加速度に上限値 ΔP_{lim} を設定し、出力の増加速度が ΔP_{lim} を超えないように動作電圧を制御する。すなわち、提案手法では、 t_1 における P_1 を記憶しておき、 $t = t_s$ ($t_s > t_1$)において動作電圧の探索を開始し、 $t = t_s + \Delta t$ において $t = t_1$ からの出力変動量 $\Delta P = (P_1' - P_1) / ((t_s + \Delta t) - t_1)$ が ΔP_{lim} を超えない範囲で P_1' が最大となるような V_1' を決定し、その値を t_2 における動作電圧 V_2 として用いる。

なお、個々のPVシステムにおいて必要な出力平準化の程度は、PVシステム群全体の導入規模や電力需要の変動、さらに周波数変動や電圧変動などの電力系統への影響など、様々な要素に影響される。本論文では、必要な出力平準化の程度が異なる場合として、PVシステム出力増加速度の上限設定値 ΔP_{lim} をPVシステムの定格容量に対して1%/min、5%/min、10%/minまたは20%/minと想定し、経済性への影響を評価する。また、後述のように、蓄電池を用いて出力平準化を行う場合との比較では、電力系統への影響が提案手法と同程度となるような場合を対象とする。なお、適切な出力平準化の基準を設定するためには、電力系統における需要変動や他の分散型電源の出力変動を考慮し、実証

図1 提案するMPPTの制御アルゴリズムの概略
Fig.1. Schematic diagram of control algorithm of proposed MPPT.

図2 提案手法適用時のPVシステムの出力特性
Fig.2. Power output of PV system with proposed MPPT.

試験や計算機シミュレーションによって算定する必要がある、今後の課題である。

2.2 提案手法によるPVシステム出力の変化 提案手法の適用例として、2001年8月22日の名古屋大学で観測した傾斜面日射量を利用して、平準化されたPVシステム出力を推定した。提案手法におけるPVシステム出力の増加速度の上限値 ΔP_{lim} を1%/min、5%/min、10%/minおよび20%/minに設定した場合の出力特性を図2に示す。

同図に示すように、提案手法の適用によって 12 時付近のパルス的な出力変動が平準化されている。提案手法では蓄電池等の電力を補償するような機能を有していないため、日射量減少時の PV システム出力の減少速度は緩和できない。しかし、急激な日射変動は短周期で増減を繰り返すことが多いため、同図に示すように、日射量増加時の PV システム出力を抑制することによって一定時間でみた場合の PV システム出力を平準化することができる。これにより、今後の PV システム大規模導入により系統に悪影響を緩和できると考えられる。例えば、このような PV システム出力増加速度の上限値を 1%/min ~ 5%/min に設定することで、電力系統の LFC に対する PV システム大量導入時の影響が緩和されることを確認している⁽⁶⁾。

2.3 提案手法適用時の電力損失 提案手法では MPPT を日射変動に対して意図的に追従させないように動作させるため、追従しなかった分は電力損失となる。そこで、2000 年 10 月 1 日 ~ 2001 年 9 月 30 日の 1 年間を対象として、MPPT が日射変動に完全に追従したと仮定した場合の PV システム出力に対して、提案手法適用時の電力損失の割合を算定した。結果を図 3 に示す。夏期や冬期は日射変動が大きいので、提案手法適用時の電力損失が大きくなる。例えば、 $\Delta P_{lim} = 1\%/min$ の場合、8 月の電力損失は PV システム 1 kWp あたり 25.6 kWh となり、適用しない場合の 25% に達する。年間では電力損失は 215.0 kWh であり、適用しない場合の約 19% が電力損失となった。また、これらの電力損失に、電力単価を乗じて損失コストを算出した。一例として、電力単価が 22 円/kWh の場合の結果を図 4 に示す。損失コストは $\Delta P_{lim} = 1\%/min$ の場合で 1 kWp の PV システムあたり年間約 4,700 円となった。なお、提案手法では、PV システムの出力平準化のために追加的な設備の導入を必要とせず、MPPT の制御特性の調整のみで実現する。このため、追加的な設備コストが無視できるとすれば、この

図 3 提案手法適用時の PV システムにおける電力損失

Fig. 3. Power loss in PV system with proposed MPPT.

図 4 提案手法適用時の PV システムにおける電力損失に対するコスト

Fig. 4. Cost on power loss in PV system with proposed MPPT.

損失コストは提案手法において PV システムの出力を平準化するための平準化コストと考えることができる。

3. 蓄電池付 PV システムの出力模擬

3.1 同程度の出力平準化効果の模擬 PV システム出力の平準化手法として、一般的には蓄電池の導入が考えられている。短周期の PV システム出力の平準化について、提案手法と蓄電池手法との比較を行うためには、提案手法と同程度の出力平準化効果を実現した蓄電池付き PV システムの出力を模擬する必要がある。そこで本論文では、以下に示すような方法で、蓄電池で PV システム出力の短周期成分のみを理想的に平準化した状態を簡易的に模擬した。なお、蓄電池として、安価な鉛蓄電池と大出力に対応した電気二重層コンデンサとを考慮した。

まず、対象期間の各日について、提案手法適用時の PV システム出力の周波数成分を算定する。次に、30 分以下の周期の成分の平均値を算出し、従来の PV システム出力の同成分の平均値に対する割合を算定する。例えば、図 2 に示した 2001 年 8 月 22 日の場合を図 5 に示す。 $\Delta P_{lim} = 1\%/min$ の場合、30 分以下の周期の周波数成分は、提案手法を適用すると平均で約 30% に抑制される。

次に、周期が 30 分以下の成分の平均割合をゲインとするローパスフィルタを用いて、蓄電池付 PV システムの出力を算出した。2001 年 8 月 22 日の蓄電池付 PV システムの出力を図 6 に示す。同図に示すように、蓄電池付 PV システムの出力は 11 時 30 分 ~ 12 時にかけて充放電を繰り返しており、急激な出力の変動が緩和されている。なお、このような方法で推定した蓄電池付 PV システム出力が提案手法の出力平準化効果と同等とみなせるかどうかを確認するため、PV システムが大規模に導入された時の系統 LFC 発電機への影響⁽⁶⁾を比較した。その結果、両手法とも PV システム導入による必要容量の増加が同程度となり、同等の平準化効果とみなせることを確認している。

3.2 必要な蓄電池容量の算出 蓄電池付 PV シス

図5 従来システムに対する提案手法適用時のPVシステムの周期30分以下の成分の平均値
Fig.5. Average spectrum level in LFC region of PV system output with proposed MPPT relative to conventional PV system.

図6 蓄電池付PVシステムの出力
Fig.6. Power output of PV system with battery.

テムの出力に対して、蓄電池を用いない場合のPVシステム出力が大きくなる時間帯は蓄電池への充電、逆に小さくなる時間帯は蓄電池からの放電とし、2000年10月1日～2001年9月30日の1日ごとに1kWpのPVシステムにおける最大充電量を算定した。なお、本論文では、簡単のため、充電効率および放電効率をそれぞれ90%とした。すなわち、充放電1サイクルあたりの充放電効率は約80%となる。必要な蓄電池容量は、鉛蓄電池では上述のように算出した最大充電量の時に放電深度が50%となる容量とし、電気二重層コンデンサでは算出した最大充電量を必要な容量とした。

鉛蓄電池の場合について、月別の必要蓄電池容量を図7に示す。同図から、例えば提案手法において $\Delta P_{lim} = 1\%/min$ と同程度の出力平準化効果を持つ蓄電池付PVシステムの場合、期間内で最大必要容量は9月において約88Whと

図7 提案手法と同等の平準化効果を得るために必要な蓄電池容量

Fig.7. Required battery capacity for smoothing PV system output comparable with proposed MPPT.

図8 蓄電池の充放電回数

Fig.8. Number of battery charge/discharge cycle.

なった。すなわち、1kWpのPVシステムあたり88Whの蓄電池を用いれば、対象期間全ての日を十分に出力平準化することができる。

3・3 充放電回数 年間に必要な充放電回数を算定した。充放電回数については、蓄電池出力と元のPVシステム出力が交わる点を充放電の切り替え点とし、期間内に必要となる充放電回数を求めた。結果を図8に示す。例えば $\Delta P_{lim} = 1\%/min$ の提案手法と同程度の出力平準化効果となる蓄電池付PVシステムでは、充放電回数は8月が最大で2,212回となり、年間では20,442回となった。

3・4 充放電損失 蓄電池の充電効率および放電効率をそれぞれ約90%として、充放電に伴う損失を算定した。結果を図9に示す。例えば $\Delta P_{lim} = 1\%/min$ の提案手法と同程度の出力平準化効果となる蓄電池付PVシステムの場合、充放電損失は7月に1.6kWhと最も大きく、年間

図 9 蓄電池の充放電損失

Fig. 9. Loss in battery charge/discharge cycle.

では 12.3 kWh となった。また、充放電損失に電力単価 22 円/kWh を乗じて算出した年間の損失コストは約 270 円であった。これらの値は、図 3 に示した提案手法で発生する電力損失と比較すると非常に小さく、電力損失の面では提案手法が圧倒的に不利である。しかしながら、提案手法では追加的な設備に対するコストが不要である。そこで、次節では設備コストを含めた経済性について両者の比較を行う。

4. 蓄電池を用いた平準化との経済性の比較

4.1 鉛蓄電池の場合 鉛蓄電池の寿命サイクル数は放電深度によって変化する。本論文では、鉛蓄電池における放電深度 D と寿命サイクル数 S との関係を次式のように定式化した⁽⁷⁾⁽⁸⁾。

$$S = \frac{S_{\max}}{3000} \exp(-0.0204D + 9.03) \dots\dots\dots (1)$$

上式において、 $S_{\max}$ は放電深度が 50% で繰り返し使用した場合の寿命サイクル数であり、本論文では $S_{\max}$ を 500 ~ 4000 サイクルとして、それぞれ蓄電池コストを算出している。

次に、対象期間内の各日について充電から放電に切り替わる 1 サイクルごとに充電量を求め、想定した最大蓄電池容量に対する放電深度をそれぞれ求めた。そして、対象期間における平均的な放電深度を上式に代入し、蓄電池 1 個の平均寿命を求めた。さらに、3.3 節で求めた年間の充放電回数から期間内の蓄電池必要個数を算出し、年間の蓄電池の設備コストを算定した。なお、蓄電池の単価として、現状の 50 円/Wh と、将来の目標値である 12 円/Wh とを想定した⁽⁸⁾。

例えば、 $\Delta P_{\lim} = 1\%/min$ の提案手法と同程度の平準化を行う場合、上述のように充放電サイクル数は年間 20,442 回、平均放電深度は約 11% である。したがって、放電深度 50% において寿命サイクル 2,000 回の蓄電池を用いる場合、放電深度が小さい場合を考慮しても、年間 5 回程度蓄電池を

図 10 提案手法と蓄電池（12 円/Wh）を用いる場合の PV システム出力平準化コストの比較

Fig. 10. Comparison of cost for smoothing PV system's output between proposed MPPT and battery (12 yen/Wh).

取り替える必要がある。このとき、年間の蓄電池の設備コストは蓄電池の単価が現状の 50 円/Wh は約 20,000 円、将来の目標値である 12 円/Wh の場合でも約 4,800 円になる。

図 9 に示した充放電損失に電力単価を乗じて損失コストを算出し、さらに上述の蓄電池コストを加えて、提案手法と同等の PV システム出力平準化を得るために必要な蓄電池コストを算定した。なお、電力単価について、現状では PV システムからの逆潮流電力を小売価格と同じ 22 円/kWh 程度で電力系統側が買い取っているが、将来的には、化石燃料価格の上昇に伴う電力単価の上昇、PV システム出力による CO₂ 排出削減などの環境的な価値により、PV システムの逆潮流電力の価値は異なることが予想される。そこで、本論文では、提案手法による PV システムの出力抑制や蓄電池の充放電に伴う損失に関する損失コストの算出において、電力単価を 20 円/kWh ~ 40 円/kWh と変化させた。また、蓄電池に関しても、将来的なコスト削減や寿命サイクル数の増加などを考慮して、蓄電池の単価として 50 円/Wh と 12 円/Wh とを想定し⁽⁸⁾、蓄電池の放電深度 50% 時の寿命サイクルを 500 ~ 4,000 回と変化させた。

結果の一例として、電力単価 22 円/kWh、蓄電池の単価 12 円/Wh の場合について、蓄電池を用いて平準化を行う場合の年間コストを図 10 に示す。なお、同図の縦軸は、提案手法における平準化コストに対する割合を表す。図 4 に示したように、提案手法では、PV システムの出力増加速度の上限値 $\Delta P_{\lim}$ を小さく設定すると平準化コストが大きくなり、 $\Delta P_{\lim} = 1\%/min$ の場合は約 4,700 円であった。これに対して放電深度 50% において寿命サイクル 2000 回の蓄電池を用いて同程度の出力平準化を行う場合、上述の蓄電池コストと充放電損失に伴うコストの合計は約 5,100 円となった。すなわち、PV システムの出力増加速度が 1%/min

図 11 提案手法と同程度の平準化コストとなるための電池の寿命サイクル数

Fig. 11. Required life time battery cycle for equivalent smoothing cost relative to proposed MPPT.

を越えるような急峻な出力変動を意図的に抑制するような場合でも、蓄電池を用いて同程度の出力変動特性を実現するよりも、低コストとなる。なお、現状では、鉛蓄電池の寿命サイクル数が将来目標の 3000 回を達成できた場合、大きな平準化効果を得る、すなわち PV システムの出力増加速度の上限が小さい場合には、蓄電池を用いて平準化を行った場合の方が経済的になる可能性もある。

次に、電力単価を変化させ、蓄電池を用いる場合に提案手法と同程度の平準化コストとなるために必要な蓄電池の寿命サイクル数を算定した。結果を図 11 に示す。提案システムでは、平準化コストは電力単価によって決まるため、電力単価の上昇に伴い、提案システムの経済性は低下する。その結果、蓄電池を用いて同じコストで同程度の平準化を行う場合に必要な蓄電池のサイクル寿命は短くてもよい。しかし、同図 (a) の蓄電池の単価が 50 円/Wh の場合、電力単価が 40 円/kWh となっても、蓄電池を用いて提案手法と同程度の出力平準化を行うためには、目標の 3000 回以上のサイクル寿命が必要である。また、同図 (b) に示すように、蓄電池の単価が将来的に 12 円/Wh まで低下しても、提案手法と同じ平準化コストとするためには、1000 回以上の

蓄電池サイクル寿命が必要となる。

なお、本論文では蓄電池における平準化効果を理想的な状態に模擬しており、実際に鉛蓄電池が導入された場合には平準化コストが高くなると考えられる。また、蓄電池利用後の廃棄コストを考慮すれば、蓄電池付 PV システムシステムの出力平準化コストはさらに高くなると考えられる。

4.2 電気二重層コンデンサの場合 本論文で対象としているような短時間での充放電サイクル数が非常に多くなる場合、例えば電気二重層コンデンサの適用なども考えられる。そこで、上述のように算定した蓄電池の充放電回数および PV システム 1 kWp あたりに必要な蓄電池容量を用いて、電気二重層コンデンサによる平準化コストが提案手法と同程度となるための電気二重層コンデンサのブレークイーブン単価を算定した。なお、電気二重層コンデンサの場合には、蓄電池のように最大放電深度 50% を考慮しないため、電気二重層コンデンサの必要容量は鉛蓄電池の半分となる。また、電気二重層コンデンサのサイクル寿命は理論的には無限大と考えることができるが、ここでは 10 万回のサイクル寿命を想定した。

その結果、 $\Delta P_{lim} = 1\%/min$ の場合の提案手法による平準化コスト（約 4,700 円）に対する電気二重層コンデンサのブレークイーブン単価は約 530 円/Wh となった。また、 $\Delta P_{lim} = 5\%/min$ の場合のブレークイーブン単価は約 380 円/Wh となった。数 MWh 規模の電気二重層コンデンサにおいては、数百円/Wh の製造単価を実現可能とも言われている⁽⁹⁾。したがって、数十 Wh の規模の電気二重層コンデンサにおいても単価を数百円/Wh 程度にすることができれば、提案手法よりも経済的に PV システムの出力変動を抑制できると考えられる。

5. 考 察

上述のように、1 年間の統計的評価の結果、短周期の PV システム出力変動の平準化に対して出力増加速度に上限を設ける提案手法は、蓄電池による出力平準化手法と比較して、経済的に有利となる場合がある。さらに、社会全体として経済的に PV システムの出力変動の影響を緩和するためには、電力系統側の調整能力を用いることも考えられる。この場合、どの程度の調整能力が必要になるか、またそのコストがどの程度になるかについては、PV システム以外の様々な出力変動要因や、電力単価に直結する化石燃料価格の将来的な上昇を考慮する必要がある。このため、定量的な評価は困難であるが、PV システムの出力変動による LFC への影響の例として、以下に簡単な考察を行う。

PV システムの大量導入によって石炭火力や天然ガスコンバインドサイクル火力 (NGCC) のような可変費の安価な電源の出力を抑制し、LFC 対応の石油火力の出力を増加させる必要があると想定する。必要な LFC 発電機の出力は PV システムの導入規模によって異なるが、例えば、PV システムの急激な出力変動に対応するために、常に同程度の LFC 発電機 (石油火力) の出力が必要になると仮定する。LFC 発

電機と石炭火力または NGCC の可変費単価の差額に PV システム 1 kWp あたりの発電電力を乗じて、LFC 発電機の出力増加によるコスト増加額を算出した。火力発電所の可変費（燃料費および運転費の合計）を石炭火力：3.79 円/kWh，NGCC：8.69 円/kWh および石油火力：10.85 円/kWh と想定した⁽¹⁰⁾。その結果、本論文で想定している日射量における PV システム 1 kWp の年間発電電力量：1,160 kWh 分の電力を LFC 発電機である石油火力が発電し、その分、可変費が安価な石炭火力や NGCC の出力が抑制された場合の可変費のコスト増加は年間 5,000 円～8,000 円となる。この値は、図 4 に示した提案手法において出力増加速度の上限値 ΔP_{lim} を 1%/min とした場合の平準化よりも大きい。

実際に、PV システム群の出力変動に対してどの程度の LFC 発電機の出力が必要になるかについては、さらに詳細な検討が必要である。また、出力変動の影響については、LFC だけでなく、電圧変動など、様々な視点からの評価が必要である。これらの評価は今後の課題であるが、上述のように、PV システム群の出力変動の影響を電力系統側で包括して抑制することが経済的とはならない場合もあると考えられる。そこで、将来的に、PV システムをはじめとする分散型の再生可能エネルギー源の大規模導入を行うためには、電力系統側および個別機器における対策を包括的に評価し、社会全体として最も経済的な対策を選択していくことが重要と考えられる。

また、提案手法が PV システムの出力平準化において経済的であったとしても、PV システムの出力を意図的に抑制するため、本来であれば PV システムの出力によって削減できたであろう CO₂ の排出量を少なくする可能性がある。しかし、PV システムの出力変動を抑制するための追加的なコストが PV システムの大量導入を抑制するようなことになれば、そのことによる CO₂ 排出削減への影響の方が大きい可能性もある。このことについては、PV システムを含めた中長期的な視点による電源計画やエネルギーシステム最適化の問題として検討する必要がある、今後の課題とする。

6. おわりに

PV システムの普及拡大に伴い、系統運用への影響が懸念されている。本論文では、MPPT において出力増加速度に上限設けることによって出力を平準化することに着目し、経済性の観点から蓄電池を用いて平準化を行う場合との比較を行った。その結果、以下の知見が得られた。

(1) 提案手法による PV システム出力増加速度の上限値 ΔP_{lim} を 1%/min に設定すれば、日射変動の大きな日において各周波数成分は平均で 30%程度に抑制される。

(2) 提案手法において上限値 $\Delta P_{lim} = 1\%/min$ の場合、対象とした 1 年間の電力損失は PV システム 1 kWp あたり 215.0 kWh となった。この値は適用しない場合の年間出力の約 19%に相当する。

(3) 提案手法と同等の平準化効果を蓄電池によって実

現する場合、1 kWp の PV システムあたり 88 Wh の蓄電池容量が必要となり、年間の充放電サイクル数は約 2 万回となった。

(4) 蓄電池や電気二重層コンデンサのコストや性能、将来的な電力単価の変動を考慮すると、提案手法が経済的な出力変動抑制のオプションとなる状況があり得る。

今後は、LFC 発電機容量の増加など、電力系統側で PV システム大量導入時の出力変動に対応するためのコストについて詳細な検討を行い、社会全体として PV システムの大量導入に対応するための最適な方策について検討する予定である。

本研究は平成 15 年度文部科学省科学研究費補助金若手研究 (B) (No.14750207) の補助を受けた。

(平成 16 年 2 月 21 日受付、平成 17 年 6 月 6 日再受付)

文 献

- (1) S. Yanagawa, T. Kato, K. Wu, A. Tabata, and Y. Suzuoki: "Evaluating Influence of Power Output Fluctuation of Photovoltaic Power Generation Systems on LFC based on Multiple Observation of Insolation", *IEEE Trans. PE*, Vol.123, No.12, pp.1504-1512 (2003-12) (in Japanese)
柳川茂幸・加藤丈佳・呉 カイ・田畑彰守・鈴置保雄:「日射量の多点同時観測結果に基づく PV システム出力変動の LFC への影響評価」, 電学論 B, **123**, 12, pp.1504-1512 (2003-12)
- (2) H. Sugimoto, N. Ina, T. Kato, and Y. Suzuoki: "Evaluation of Voltage Fluctuation of Distribution System by Output of PV systems", *Proc. of the Fourteenth Annual Conference of Power & Energy Society, IEE Japan*, Vol.A, No.151, pp.429-430 (2003) (in Japanese)
杉本寛幸・伊奈信彦・加藤丈佳・鈴置保雄:「分散導入された PV システムの出力による配電系統内の電圧変動の評価」, 平成 15 年電気学会電力・エネルギー部門大会, Vol.A, No.151, pp.429-430 (2003)
- (3) K. Takigawa, N. Okada, N. Kuwabara, A. Kitamura, and F. Yamamoto: "A Development of Smart Power Conditioner for Value Added PV Application", *The Papers of Technical Meeting on Frontier Technology and Engineering, IEE Japan*, FTE-01-3, pp.13-16 (2001) (in Japanese)
滝川 清・岡田有功・桑原信紀・北村章夫・山本文雄:「太陽光発電の付加価値向上:多機能インバータの開発」, 電気学会新エネルギー・環境研究, FTE-01-3, pp.13-16 (2001)
- (4) H. Sugihara, S. Nishikawa, and Y. Kimura: "Electrical Observation of the Hybrid System using Photovoltaic and Sodium-sulphur Battery", *Proc. of JSES/JWEA Joint Conference* (2001), No.4, pp.13-16 (2001) (in Japanese)
杉原裕征・西川省吾・木村良成:「太陽電池と NAS 電池のハイブリッドシステムの電気特性」, 平成 13 年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会, No.4, pp.13-16 (2001)
- (5) Y. Suzuki, I. Takano, and Y. Sawada: "Output Fluctuation Reduction of Grid Connected PV system", *Proc. of the Thirteenth Annual Conference of Power & Energy Society, IEE Japan*, Vol.A, No.202, pp.617-618 (2002) (in Japanese)
鈴木保章・鷹野一朗・沢田芳夫:「系統連系を考慮した太陽光発電システムの出力平準化」, 平成 14 年電気学会電力・エネルギー部門大会, Vol.A, No.202, pp.617-618 (2002)
- (6) N. Ina, T. Kato, K. Wu, and Y. Suzuoki: "Smoothing PV System's Output by Tuning MPPT Control", *IEEE Trans. PE*, Vol.124, No.3, pp.455-461 (2004-3) (in Japanese)
伊奈信彦・柳川茂幸・加藤丈佳・鈴置保雄:「PV システムの MPPT 制御特性の調整による出力平準化」, 電学論 B, **124**, 3, pp.455-461 (2004-3)
- (7) 電池便覧編集委員会編: 第 3 版電池便覧, p.180, 丸善 (2001)
- (8) 日本電池(株):「太陽光発電システム実用化技術開発太陽光発電システム周辺技術の研究開発 高信頼性蓄電装置の研究開発」, 平成 11 年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務成果報告書 (2000)
- (9) 新エネルギー・産業技術総合開発機構: 負荷平準化新手法実証調平成 10 年度成果報告書 (1999)
- (10) Y. Nagata: "Quantitative analysis of CO₂ emissions reductions through introduction of stationary-type PEM-FC systems in Japan", *Energy*, Vol.30, pp.2636-2653 (2005)

加 藤 丈 佳（正員） 1996 年 3 月名古屋大学大学院工学研究
科博士課程後期課程修了。同年 4 月名古屋大学理
工科学総合研究センター助手，2005 年 5 月同大
学大学院工学研究科助教授，現在に至る。2002 年
国際応用システム分析研究所研究員。工学博士。
エネルギーシステムに関する研究に従事。エネル
ギー・資源学会，日本太陽エネルギー学会会員。

鈴 置 保 雄（正員） 1978 年 3 月名古屋大学大学院工学研究科
博士課程後期課程修了。同年 4 月名古屋大学工学
部助手，同講師，同助教授を経て，1995 年 4 月同
大学理工科学総合研究センター教授，2003 年 4 月
同大学大学院工学研究科教授，現在に至る。工学
博士。主として，電気電子材料，エネルギーシ
ステムに関する研究に従事。IEEE，応用物理学会，
高分子学会，エネルギー・資源学会会員。

伊 奈 信 彦（学生員） 2003 年 3 月名古屋大学大学院工学研
究科電気工学専攻博士課程前期課程修了。同年 4
月より，三菱電機に勤務，現在に至る。在学中，
太陽光発電システムの評価に関する研究に従事。