

# 太陽光発電が大量連系した配電系統電圧制御における 分散型蓄電池の地点別価値評価手法の開発

47-186712 田宮 健暉  
指導教員 浅野 浩志 教授

Recently, photovoltaic generation (PV) has been integrated into electricity systems in Japan to reduce CO<sub>2</sub> emissions and enhance energy security. However, high penetration of PV will cause voltage rise problems especially in suburban distribution systems. One of the possible solutions to address the voltage rise is control of distributed battery energy storage systems by distribution system operators (DSO). When feed-in tariffs for PV end, some customers who own PV will purchase a battery storage system to increase their self-consumption of power. Hence, DSO can reasonably control the voltage by using those batteries if they are located on desirable sites. This paper presents the economic evaluation of batteries as alternative facilities for voltage control such as SVC in each scenario. As a result, the locational marginal value of distributed batteries varied from node to node.

Key words: Distribution System, Locational Value, Photovoltaic Generation, Storage, Voltage Control

## 1 緒言

PVのように、需要家の近くに分散配置できるエネルギー源を分散形エネルギー資源 (DER: Distributed Energy Resource) と呼び、需要家の電気代や送配電ロスの削減、非常時の電源確保などに寄与することができる。一方でPVは自然変動電源であるため、電力の需給バランス調整が困難となるなど技術的な課題もまた存在する。特に人口が減少し、PV導入量が増加しつつある配電系統において、普遍的な問題となるのは逆潮流による電圧上昇である。逆潮流とは、DER出力が需要家の負荷を上回る時に、需要家側から配電用変電所への電力の流れのことを言う。電気事業法第38条により、配電系統の電圧適正範囲は標準電圧100Vにおいて101±6Vと定められているが、PVの大量連系に伴う逆潮流により電圧の上限逸脱が懸念される。

逆潮流による電圧上昇の一般的な対策として、配電網の太線化、柱上変圧器や負荷時タップ切替変圧器 (OLTC: On Load Tap Changer)、自動電圧調整器 (SVR: Step Voltage Regulator) などを用いた変圧比の制御、デマンドレスポンス (DR: Demand Response) や蓄電池システムによる有効電力制御、静止型無効電力補償装置 (SVC: Static Var Compensator) や無効電力補償装置 (STATCOM: STATic synchronous COMPensator)、PVシステム中のパワーコンディショナー (PCS: Power Conditioning System) などを用いた無効電力制御、といった様々な方法が提案されている。本研究では2030年以降、普及が予想される蓄電池システムによる有効電力制御に焦点を当てる。というのも2019年以降、一部の需要家では固定価格買取制度による住宅用PVの余剰電力買取期間が終了するため、電力の自家消費を目指して蓄電池を所有するようになると予想されるためである。配電系統運用者 (DSO: Distribution System Operator) が需要家に対して協力報酬を支払うことにより蓄電池を制御する、という状況を想定する。

先行研究<sup>1)</sup>では、高圧配電系統における地点別価値を考慮したPV配置の方法論、および経済性評価について論じている。また別の先行研究<sup>2)</sup>では、高圧配電系統におけるDERの有効無効電力の特別地点別限界価値を定量化し、それを基にDERをどこに置くべきかを論じている。しかし、日本の郊外地域のように電力需要が飽和した低圧配電系統における蓄電池の地点別価値に関する研究はまだな

されていない。

以上を踏まえ本研究では、DSOが需要家に対して協力報酬を支払うことにより蓄電池を制御するという想定の下、低圧配電系統における蓄電池の配置パターンについて確率論的に論ずる。それに基づき、配電系統の電圧制御に一般的に用いられるSVCとの比較を用いた分散形蓄電池の地点別価値評価手法を提案する。

## 2 潮流計算モデルの条件設定

PV導入量の多い日本の郊外地域の配電系統を模擬した。配電系統モデルは高圧・低圧配電系統をそれぞれ模擬し、需要家負荷・PV出力データは所与のものとして潮流計算を実施した際の各種条件について詳述する。

### 2.1 配電系統モデル

高圧配電系統ではFig. 1(a)のように、需要家ノード40に対し各15軒ずつ、計600軒の需要家を模擬した<sup>3)4)</sup>。また末端の需要家ノードA~Lには柱上変圧器を介してFig. 1(b)のように低圧配電系統を模擬し(低圧需要家は計180軒)、PVと蓄電池は低圧配電系統の需要家ノードにのみ普及すると仮定した。また一般的に、配電系統には電圧管理のため、OLTCやSVRといった変圧器が備わっている。そこで高圧配電系統モデルの幹線中央部にSVRを、最上流部分にOLTCを設置し、蓄電池システムとの協調制御を行うものとした。ただし、OLTCは商工業負荷配電線(最大需要2.2MW)も同時に電圧制御することを想定して、送り出し電圧を6560Vで固定した。SVCは幹線ノード上で、OLTCに最も近い分岐ノードとした。またコスト計算の際は文献<sup>5)</sup>を参考に、SVCの設備耐用年数を22年、利子率を4%、300kVAのSVC1台あたりの設備費用を1,500万円とし、単位容量あたりの年経費を3,460円/kVA/年と想定した。ただし装置容量を超過しない場合、SVCはエネルギーを消費せずに無効電力を供給することができるため、SVCコストは容量ベースに考えればよい<sup>5)</sup>。低圧配電系統におけるPV設置需要家の割合をPV普及率と定義する。

低圧需要家180軒のPV普及率は60%とし、各低圧配電系統において設置される需要家ノードは柱上変圧器か

ら離れている順番にノード#18~10とした。これは、電圧上昇が顕在化しやすい状況を模擬するためである。また柱上変圧器のタップ比は6600/105Vとした。低圧需要家のPV普及率は60%とし、設置される需要家ノードは柱上変圧器から離れている順番にノード#18~10とした。これは、電圧上昇が顕在化しやすい状況を模擬するためである。EPRI 開発の潮流シミュレータ OpenDSS<sup>6)</sup>において上述の配電システムを模擬し、潮流計算を行った。柱上変圧器のタップ比は6600/105Vとした。

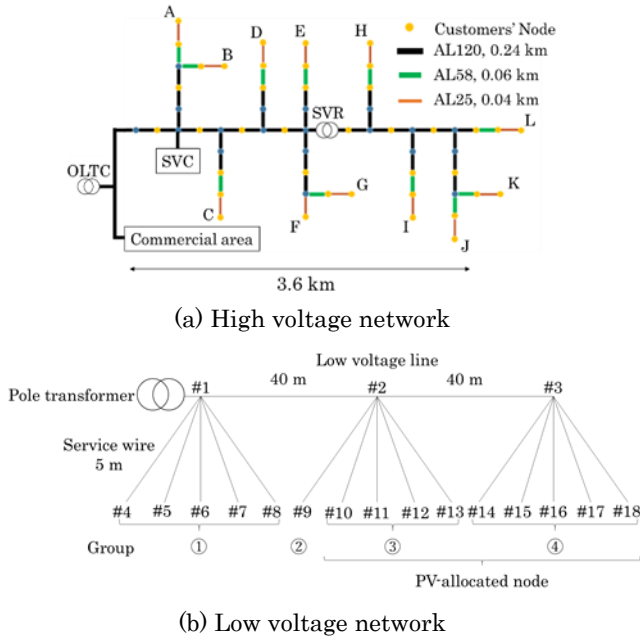


Fig. 1 Schematic diagram of distribution system

## 2.2 需要家負荷・PV出力データ

NEDOの実証事業<sup>7)</sup>で実測された、需要家553軒の負荷・PV出力データを平均し、低圧需要家1軒分のデータとして用いた。PVの平均定格出力は3.85kWであり、高圧配電システムにおける需要家ノードは15軒分の需要家負荷を有すると仮定している。このように本稿では、需要家負荷およびPV出力を一律に扱っているため、柱上変圧器からの電氣的距離とPV設置の有無に応じて低圧配電システムの需要家ノードを#4~8(①)、#9(②)、#10~13(③)、#14~18(④)と分類し、ノード群として扱った。

## 2.3 蓄電池制御

負荷とPV出力の履歴から、蓄電池システムを利用しない場合の正味負荷を求め、その移動平均値を目標値とした(Fig. 2)。移動平均には一次遅れと同様に平滑化効果があり、移動平均の区間は6時間分(12点)とした。充電率(SOC: State of Charge)の上下制限(10~90%)を逸脱しないための不感帯を設定し、シミュレーション開始時と終了時のSOCを一致させるため、正味負荷と移動平均値の差が-0.2kW以下のとき充電し、0.0kW以上のとき放電するものとした。ただし、深夜の時間帯は電力コストが安いことを考慮して、23~7時の時間帯は蓄電池からの放電を行わないようにした。蓄電池のパラメータは、定格容量10.1kWh、定格出力1.5kW、充放電効率90%とした。

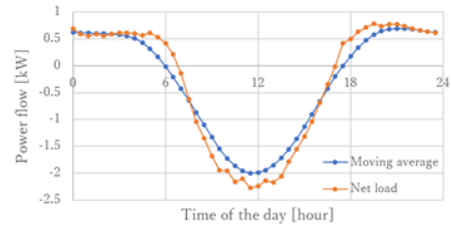


Fig. 2 Net load and moving average per customer

## 3 蓄電池の地点別価値評価手法

本論文における蓄電池の地点別価値とは、SVCの代替手段として蓄電池を電圧制御に利用するとき、削減することのできたSVC台数分の年経費[円/年]を、利用した蓄電池の定格容量で割った限界蓄電容量価値[円/kWh/年]であると定義する。低圧配電システムにおいて蓄電池をランダムに配置するとき、電圧逸脱が回避可能となる確率に注目して、期待値計算により限界蓄電容量価値を算出した。

### 3.1 前提

#### 3.1.1 電圧逸脱回避率

SVCの代替手段として蓄電池を利用する場合、確実に電圧逸脱を回避するために必要な蓄電池数とは、ランダムに配置されたとしても電圧逸脱を回避し得る数を指す。このとき、回避率が100%である、という表現を用いることにする。しかし、末端ノードやPV設置ノードなど電圧適正化により寄与しうる地点にある蓄電池を集中的に利用すれば、それよりも少ない数の蓄電池でSVCを削減することが可能である。回避率については、電圧逸脱を回避できる蓄電池の配置パターン数を総配置パターン数で割ることにより算出した<sup>8)</sup>。ただしSVC制御は簡単のため、対策を講じなかった場合に電圧逸脱を引き起こす時間帯に装置容量分の無効電力を供給するものとし、容量は導入実績を踏まえて1台につき300kVAの離散値とした。

#### 3.1.2 ベースとなるSVC台数

検討対象時刻において、電圧逸脱を回避するために必要なSVC台数を計算したところ、2台(600kVA)でシステム全体の電圧逸脱が回避できることが分かった。この台数をベースとして、需要家蓄電池を利用することにより、設置するはずだったSVCを何台削減できるか検証する。

#### 3.1.3 分流係数

SVCによる無効電力補償は配電システム全体に及ぶため、各低圧配電システムに設置された蓄電池により削減された正味のSVC設備容量を考える必要がある。そこでSVCによる低圧配電システムA~Lへの寄与はそれぞれ分流係数に比例するものとして回避コストに反映する。SVCによる電圧降下の式より、分流はSVCから各低圧配電システムまでのリアクタンスに反比例する。ただし低圧線路のリアクタンスは高圧線路と比較して十分に小さいため、リアクタンスは高圧線路リアクタンスとして近似した。

### 3.2 地点別価値の算出方法

SVCの代替手段として蓄電池を利用することにより、回避可能となるSVC年経費は分流係数を用いて式(1)のように表す。

Table 1 Marginal capacity value of batteries, required number of batteries and avoidance rate for each scenario at low voltage distribution system A

SVC 台数	1 (SVC 1 scenario)						0 (SVC 0 scenario)								
	1	2	3	4	5	6	2	3	4	5	6	7	8	9	
蓄電池数															
全配置パターン	15	105	455	1365	3003	5005	105	455	1365	3003	5005	6435	6435	5005	
回避パターン	10	95	445	1360	3002	5005	10	160	860	2503	4720	6350	6425	5005	
回避率 (%)	66.7	90.5	97.8	99.6	100.0 (99.97)	100.0	9.5	35.2	63.0	83.3	94.3	98.7	99.8	100.0	
限界蓄電容量価値 (円/kWh/年)	17800	8900	5900	4500	3600	3000	17800	11900	8900	7100	5900	5100	4500	4000	

$$AC_{SVC} = U_{SVC} \times C_{SVC} \times N \times \alpha_k \quad (1)$$

$AC_{SVC}$ : 回避可能な SVC 年経費

$U_{SVC}$ : 単位容量あたりの SVC 年経費

$C_{SVC}$ : 1 台あたりの SVC 容量

$N$ : 削減可能な SVC 台数 ( $N = 1, 2$ )

$\alpha_k$ : 低圧配電系統  $k$  における分流係数 ( $k = A \sim L$ )

回避率が 100% のときの蓄電池数を  $n$  とおき、base ケースとする。このとき限界蓄電容量価値は式(2)のようになる。

$$LV_{base,i} = AC_{SVC} / (C_{bat} \times n) \quad (2)$$

$LV_{base,i}$ : 需要家ノード  $i$  における限界蓄電容量価値 (base ケース)

$C_{bat}$ : 1 台あたりの蓄電池容量

$i$ : 需要家ノード群 ( $i = \textcircled{1}, \textcircled{2}, \textcircled{3}, \textcircled{4}$ )

蓄電池数が  $n-r$  のとき ( $n-r$  ケース)、電圧逸脱を解消する配置パターンは限られているため回避率は 100% に満たなくなる一方で、利用する総蓄電池容量が減少するため限界蓄電容量価値は増加する。SVC 台数と蓄電池数のみに注目すると限界蓄電容量価値は式(3)のようになる。

$$LVS_{n-r,i} = AC_{SVC} / \{C_{bat} \times (n-r)\} \quad (3)$$

$LVS_{n-r,i}$ : 需要家ノード  $i$  における限界蓄電容量価値 ( $n-r$  ケース)

このとき、 $n-r$  ケースでは必ずしも電圧逸脱が回避できる配置パターンになるとは限らない。そこで対象のノード群に蓄電池が配置されたとき、残りの  $n-r-1$  個で電圧逸脱回避可能な確率を乗算することにより、式(4)のように限界蓄電容量価値の増分を期待値で見積もる。

$$\Delta LV_{n-r,i} = (LVS_{n-r,i} - LV_{base}) \times CP_{n-r,i} \quad (4)$$

$\Delta LV_{n-r,i}$ : 需要家ノード  $i$  における限界蓄電容量価値増分

$CP_{n-r,i}$ : 需要家ノード  $i$  に蓄電池が配置されたときの電圧逸脱回避率

ベースとなる限界蓄電容量価値にこの増分を加えることで、正味の限界蓄電容量価値を式(5)のように表す。

$$LVE_{n-r,i} = LV_{base} + \Delta LV_{n-r,i} \quad (5)$$

$LVE_{n-r,i}$ : 需要家ノード  $i$  における正味の限界蓄電容量価値 ( $n-r$  ケース)

式(7)で表される正味の限界蓄電容量価値が、本稿で定義した蓄電池の地点別価値となる。

## 4 結果と考察

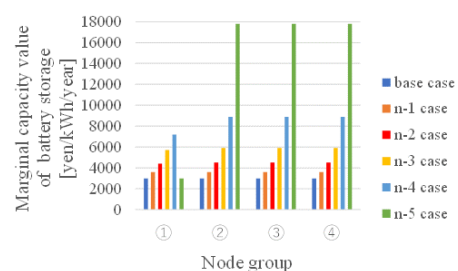
シミュレーションの結果、PV 普及率 60% の条件では SVR 上流側に位置する低圧配電系統 A~G においてのみ電圧逸脱が生じることが分かった。そこで本章では代表して、低圧配電系統 A (分流係数 0.17) における蓄電池の限界蓄電容量価値について計算結果を示す。また蓄電池との協調制御に用いる SVC 台数に応じて、それぞれ SVC1 台シナリオ、SVC0 台シナリオと呼ぶ。

### 4.1 ベースとなる限界蓄電容量価値

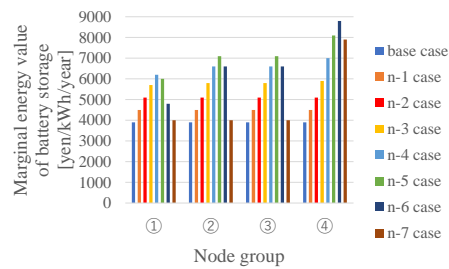
$n-r$  ケースにおける SVC 台数と蓄電池数のみに注目して計算すると(式(3)参照)、ベースとなる限界蓄電容量価値は Table 1 のようになった。またこのとき、SVC1 台シナリオにおいて回避率 100% となる蓄電池数は  $n=6$ 、SVC0 台シナリオにおいて  $n=9$  のときとなることが分かった。したがって、base ケースにおける限界蓄電容量価値はそれぞれ 3,000[円/kWh/年]、4,000[円/kWh/年]となった。

### 4.2 正味の限界蓄電容量価値

各シナリオにおいて、ノード群ごとに限界蓄電容量価値を算出したところ Fig. 3 のようになった。いずれも青色は base ケースで蓄電池をそれぞれ(a) $n=6$  個、(b) $n=9$  配置したときの価値を示している。左から順に各色は  $n-r$  ケースの価値を表しており、それぞれ(a) $n-1 \sim n-5$  ケース、(b)  $n-1 \sim n-7$  ケースと呼ぶ。



(a) SVC 1 scenario



(b) SVC 0 scenario

Fig. 3 Marginal capacity value of battery storage for each node group

#### 4.2.1 SVC1 台シナリオ

限界蓄電容量価値の最大値は、①では n-4 ケースで 7,200[円/kWh/年]、②③④では n-5 ケースで 17,800[円/kWh/年]となっている。これは n-5 ケースにおいて、②③④のいずれかに蓄電池を配置すれば電圧逸脱が回避可能であるため、特異的にこれらの価値が非常に大きくなったものと考えられる。加えて、①では n-5 ケースと base ケースとの価値が等しく、n-5 ケースにおいて①に配置される蓄電池が電圧適正化に寄与しないことを意味する。

#### 4.2.2 SVC0 台シナリオ

限界蓄電容量価値の最大値は、①では n-4 ケースで 6,200[円/kWh/年]、②③では n-5 ケースで 7,100[円/kWh/年]、④では n-6 ケースで 8,800[円/kWh/年]となっている。ノード群ごとに最大値をとるケースが異なるのは、電圧逸脱する確率に差があるためである。またいずれのノード群においても、base ケースから n-7 ケースにかけて限界蓄電容量価値が上に凸となっている。これは蓄電池を減らししていくと、得られる便益と電圧逸脱コストが同時に増加していくためだと考えられる。

#### 4.3 需要家蓄電池利用に対する協力報酬

家庭用蓄電池の単位容量あたりの価格を 90,000[円/kWh]、設備耐用年数を 10 年、利率を 4%、メンテナンス費用を価格の 5%と仮定すると、需要家が蓄電池を購入するとき単位容量当たりの年経費は 11,600[円/kWh/年]となる。本稿では、蓄電池の限界蓄電容量価値は SVC0 台シナリオの base ケースで 4,000[円/kWh/年]だが、SVC1 台シナリオの n-5 ケースでは最大 17,800[円/kWh/年]、SVC0 台シナリオの n-6 ケースでは最大 8,800[円/kWh/年]となることが分かった。地点別価値を考慮することにより、需要家が蓄電池を購入するのに十分なインセンティブを与えることができると考えられる。

#### 4.4 配電計画で想定される運用方法

配電計画のどの時点をご想定するかによって地点別価値の考え方も変化する。たとえば本稿のように定常的な地点別価値を考える場合、価値を知りたい地点に蓄電池が配置されるとして、残りの蓄電池の配置パターンを踏まえて地点別価値を計算した。一方で過渡的な地点別価値を考える場合、蓄電池が導入されるたびに(あるいは一定の頻度で)地点別価値を再計算する必要がある。本稿では比較に用いた SVC が中・長期的に設置されることを踏まえ、定常的な蓄電池の地点別価値を算出した。

#### 4.5 蓄電池数と定格容量

今回は需要家蓄電池の定格容量を 10.1 kWh としてシミュレーションを行ったが、現状の価格ではそのサイズの蓄電池を所有する需要家は限られる。また低容量需要家蓄電池のほとんどが定格出力 1~2 kW であることを考慮すると、DSO による需要家蓄電池の利用は kWh ベースでの契約になると予想される。したがって DSO は需要家蓄電池の定格容量分すべてではなく、その蓄電池から利用したい分のみ契約することになる。つまり今回は、1 軒の需要家から 10.1 kWh 分の蓄電池を利用することを想定したが、これは目的の容量分を確保するために複数の需要家蓄電池を利用することと等価であると考えられる。ただしその場合、蓄電池の制御方法を新たに考える必要が生じる。

### 5 まとめ

本稿では、SVC による対策との比較により蓄電池の地点別価値評価手法を提案した。その結果、ノードごとに価値が異なることを確認した。また本手法を配電計画に用いる際、DSO が取り得る方針について検討を行った。今後の課題としては、蓄電池が年間を通してどの程度利用される可能性があるかを確認し、需要家への適正な協力報酬を検証することが挙げられる。

#### 謝辞

本研究では、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構「集中連系型太陽光発電システム実証研究」データの一部を利用した。ここに記して謝意を表す。

#### 文献

- 1) B. Rogers; Time and Locational Value of DER, Electric Power Research Institute (2016).
- 2) P. Andrianesis et al., "Locational Marginal Value of Distributed Energy Resources as Non-Wires Alternatives," *IEEE Trans. Smart Grid*, (2019).
- 3) 高木雅昭・田頭直人・岡田健司・浅野浩志; PV 大量導入時における無効電力補償装置の費用対効果分析手法の開発—複数の電圧上昇対策の組み合わせの考慮—, 電力中央研究所報告, Y15007 (2016).
- 4) 電気協同研究会; 配電系統の高調波障害防止対策, 電気協同研究, Vol.37, No.3 (1981).
- 5) 高木雅昭, 田頭直人; 太陽光発電大量導入時の電圧上昇対策に関する考察—無効電力補償とデマンドレスポンスの比較—, 電力経済研究, No.62 (2015).
- 6) OpenDSS, EPRI Distribution System Simulator, <https://sourceforge.net/projects/electricdss/> (アクセス日 2019.06.13).
- 7) 新エネルギー・産業技術総合開発機構; 集中連系型太陽光発電システム実証研究 (管理番号 20090000000504), (2008).
- 8) 田宮健暉, 浅野浩志, 坂東茂; 太陽光発電が大量連系した配電系統電圧制御における蓄電池の地点別価値評価手法の予備的検討, 第 38 回新エネルギー・資源学会研究発表会 (2019).