

Evaluation of energy storage performance and economic efficiency on the battery energy storage system based on differences in battery degradation models and control methods

Yuki OGAWA^{*1}Yuya KIMURA^{*2}Hironobu MATSUO^{*3‡}

蓄電池の劣化モデルと制御方法の違いによる蓄電システムの蓄電性能および経済性評価

小川雄気^{*1}木村湧哉^{*2}松尾廣伸^{*3‡}

Abstract

To clarify the impact of the degradation model, simulations were conducted to compare the amount of purchased electricity, the amount of reverse flow electricity, the amount of discharge or degradation rate of the battery, and the economics of the battery, assuming a new installation of a battery energy storage system (BESS) in a residential house with an existing PV system, installation due to a power conditioning system (PCS) failure, minimum purchased electricity and nighttime charging, and a combination of three-time zone lighting and metered electricity lighting B. The results showed that the degradation rate was lower under the discharge rate degradation condition than the 2% constant degradation condition, and the total discharge amount and purchased amount of electricity over 15 years were larger. The rate of change in the degradation rate was large, up to 89.4%, and it became clear that the differences in terms of amount of electricity and cost were not large. It also became clear that without subsidies, the introduction of BESS would not be profitable under typical usage scenarios. However, in the event of a PCS failure, it is worth considering if the PV capacity is over 7kW.

Keywords: Photovoltaic, Battery energy storage system, Energy storage performance, Degradation model, Control method, Economic Performance

キーワード：太陽光発電，蓄電システム，蓄電性能，劣化モデル，制御方法，経済性

1. はじめに

近年，レジリエンスの強化や変動性再生可能エネルギー（VRE）による系統不安定化の抑制を目的とした住宅用および系統接続型定置型蓄電システムの需要が高まりつつある¹⁾。またそれら分散型エネルギーリソース（DER）を遠隔・統合制御することにより，仮想発電所（VPP）の

需給調整力の向上を図っている²⁾。2023年度DER等導入事業の補助対象となっている家庭用蓄電システムの価格は14.1万円/kWh以下³⁾となっており，これを家庭用蓄電システムの平均価格と考えると蓄電システム導入または交換コストが高額であるため，補助金無しでは蓄電池を導入しない方が経済的である⁴⁾。蓄電システム普及に向けたコスト削減のアプローチとしては，イニシャルコストの低価格化だけでなく，充放電制御の適正化による蓄電池の長寿命化も考えられる。シミュレーションによってこの制御則を検討・検証するためには，蓄電池の

*1 Graduate School of Integrated Sunrise and Technology, Shizuoka University

*2 Department of Electrical and Electronic engineering, Faculty of Engineering, Shizuoka University

*3 Associate Professor, Graduate School of Integrated Sunrise and Technology, Shizuoka University, 3-5-1 Johoku, Hamamatsu-shi, Shizuoka 432-8561, Japan

‡e-mail: matsuo.hironobu@shizuoka.ac.jp

Received: March 6 2025, Accepted: May 28 2025

*1 静岡大学大学院 総合科学技術研究科

*2 静岡大学工学部

*3 静岡大学大学院 総合科学技術研究科 准教授
(〒432-8561 浜松市中央区城北3丁目5-1)

‡e-mail: matsuo.hironobu@shizuoka.ac.jp

(原稿受付：2025年3月6日，受理日：2025年5月28日)

劣化挙動を再現する劣化モデルが必要となるが、これまでに十分な精度を持つ劣化モデルは確立されていない。

蓄電池の劣化要素としては、時々刻々と変化する充放電電流・電圧、充電率（SOC）、放電深度（DOD）、蓄電池のセル温度⁶⁾などが挙げられる。B.Xu⁷⁾は充放電のサイクルに伴う SEI 被膜の生成および DODなどを考慮した蓄電池劣化の推定式を提案しており、実際の蓄電池と比較した際に、劣化度が 80%に達するまでに最大誤差 3%と精度の高い予測を可能にしている。また G.Saldana⁸⁾はカレンダー劣化の実験結果から補完多項式によるフィッティングを行い、実測値と劣化モデルの平均二乗パーセント誤差（RMSPE）が容量減少要因では 0.8%，内部抵抗上昇要因では 2.3%の精度を持つ劣化モデルを提案している。しかしこれらのモデルは一定の SOC 間隔で充放電させるサイクル劣化挙動もしくは一定の SOC 間隔まで自然放電させるカレンダー劣化挙動に対しての推定式であり、これらが実際の使用状況を想定した充放電への対応は検証されていない。また劣化要素の複合的な関係は明らかになっていない。そのため、近年でも一定の効率を持つ簡易的な定量もしくは定率劣化モデルを扱う場合があり^{4,5)}、石川ら⁴⁾は蓄電池の耐用年数を 10 年とし、劣化率を定量的に決定する手段をとっていた。

本研究では、蓄電池の使用量に直接関係する放電電力量に従った劣化条件と定量劣化条件をシミュレーションにおいて比較し、劣化モデルによる蓄電性能の変化を検証する。シミュレーションは、既設 PV システムを保有する住宅に蓄電システム（BESS）の新規導入とパワーコンディショニングシステム（PCS）故障に伴う導入、購入電力量最小と夜間充電、3 時間帯別電灯と従量電灯 B の組み合わせを想定したものである。この条件においての購入電力量、売電電力量、蓄電池の放電量または劣化率の違い等の比較を行う。また、そのときの電気料金から BESS 導入利益について検討を行う。本論文は 2022 年太陽エネルギー学会研究発表会⁹⁾において発表したものを精査し大幅に改定したものである。

2. 電力授受シミュレーション

2.1 想定システムおよびパラメータ

導入の対象としたのは、静岡県浜松市の高断熱・高気密（Q 値 1.9 W/(m²・K)、C 値 0.6 cm²/m²）の実在するオール電化（IH、Hear pump water heater、以下 HPWH）住宅で、PV（南向き傾斜 30°）を設置し、4 人居住でほぼ常時全館冷暖房である⁴⁾。ここに蓄電池を後付け設置することを考える。構成システムおよび導入方法の概略図を Figure 1、(a)および(b)に示す。(a)は BESS を新規導入した場合のもので、(b)は PCS の故障時にリブレースする際に、PCS を蓄電池制御機能内蔵の PCS に置き換えることを想定している。

シミュレーションに用いたパラメータを Table 1 に示す。制御方法には購入電力量最小制御と夜間充電制御を適用している。購入電力量最小制御は、PV 発電量の余剰分は充電し、PV 発電量が不足し蓄電残量がある場合に放電を

Table 1 Simulation condition

Place	Hamamatsu, Shizuoka
PV direction and tilt angle	South, 30°
PV capacity	3, 5, 7, 10 kW
Battery capacity	0, 5, 10, 15, 20 kWh
Setting	New implement or Replace
Operation	Power min. (P.M.) or Nighttime charge (N.C.)
Degradation	2%/year (2%) or Discharge rate (Dis.)
Storage battery usage range	10 – 100 %
Electricity plan	Metered rate lighting B or 3 time-zones lighting
Power conversion efficiency (PCS)	94 %
Power conversion efficiency (Converter)	94 %
Battery Charge/Discharge efficiency	95 %
Max. charging current rate (PV to Battery)	0.5 C
Max. charging current rate (Grid to Battery)	0.2 C

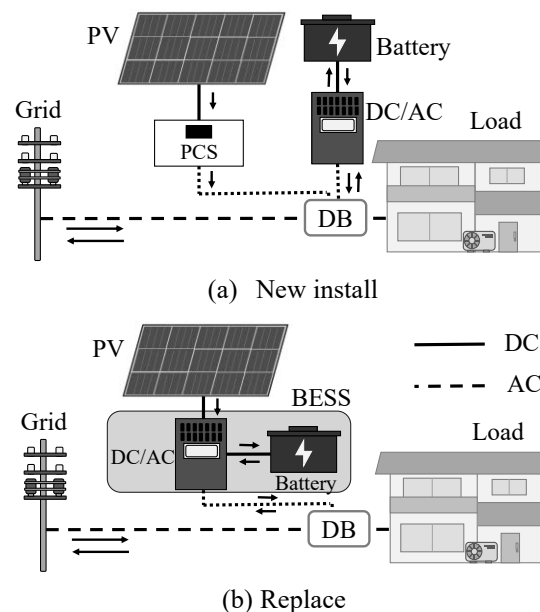


Fig. 1 System setup

行うものである。夜間充電制御は、翌日の負荷と発電量を予測し、これらから最適な夜間充電量を設定するものである。予測は 100 % の精度で行えるものとし、翌日の売電量を増加させることなく自家消費量を最大限増加させる理想的な夜間充電を行うこととした。蓄電池劣化条件は 1 年毎に 2 % ずつ容量が劣化する定量劣化と蓄電池の放電量に従って劣化する放電量従量劣化を適用した。従量劣化条件は詳細を次節で示す。電力料金は C 電力の 6 kVA のオール電化住宅向け旧 3 時間帯別電灯、または従量電灯 B プランである。対象期間は PCS の寿命を考慮して 15 年間とした。

2.2 蓄電池劣化条件

放電量従量劣化の基準については、三菱総研の「定置用蓄電池システム普及拡大検討会」¹⁰⁾での、現在の日本における補助金の対象となっている蓄電池に求められている寿命として 1 日 1 サイクル、15 年で元の容量の 60 % になるという基準を用いる。しかしながら、この場合蓄電池の生産におけるワーストケースでの検証になるため、一般的な蓄電池の劣化とは異なる。そこで、工程能力指数を用いて 1 日 1 サイクルで劣化率が 60 % になるまでの平均年を求め、その時の劣化率を求める。平均年は以下の式を用いて計算する。

$$Cp = \frac{(\text{平均値}) - (\text{下側規格値})}{3\sigma} \quad (1)$$

ここで、 Cp : 工程能力指数、 σ : 標準偏差。
工程能力指数はその工場の不良品の発生率を表すために使われ、一般に 1.33, 1.50, 1.67 等の値を基準として定めている¹¹⁾。標準偏差を 1、工程能力指数を 1.50 (100 万個あたり 3, 4 個規格値以下) として計算を行うと 19.5 年 (約 20 年) で元の容量の 60 % になることがわかる。この時の蓄電池容量は (2) 式を用いて計算する。

$$C_r = \left(1 - 0.4 \times \frac{\sum_{day=1}^T C_{day}}{C \times 365 \times 20} \right) C \quad (2)$$

ここで、 C_r : T 日目における蓄電池容量 [Wh],
 $\sum_{day=1}^T C_{day}$: T 日目における総放電量 [Wh], C : 定格蓄電容量 [Wh].

2.3 シミュレーション方法および条件

1/1 から 12/31 までの一年間の電力授受を一時間毎に計算する。シミュレーション内で使用される PV 発電量は METPV-20¹²⁾の浜松市平均年の日射、気温、風速データを使用し算出した。発電量の計算は石川ら⁴⁾と同様である。パラメータとしては PV 設置量 3~10 kW、蓄電池容量 0~20 kWh、年 2 % 定量劣化または放電量従量劣化の組み合わせで購入電力量最小制御と夜間充電制御の場合を 15 年間シミュレーションし、購入電力量、売電電力量、蓄電池の総放電量および劣化率を出力する。また購入電力量と売電電力量から電気料金を算出する。

適用したプランごとの電気料金を Table 2, Table 3 に示す^{13,14)}。3 時間帯別電灯は、Table 2 に示すように曜日時間

Table 2 3 time-zone lighting charge

Time Zone	Weekday	Weekend	Charge [yen/kWh]
Day	9:00 - 17:00	-	34.21
@ Home	7:00 - 9:00 17:00 - 23:00	7:00 - 23:00	26.15
Night	23:00 - 7:00	23:00 - 7:00	16.22

Table 3 Metered rate lighting B charge

Power consumption [kWh]	Charge [yen/kWh]
Less than 120	21.33
120 - 300	25.80
Over 300	28.75

Table 4 Other charges

Fuel Adjustment fee	3 time-zone lighting: 12.30 yen/kWh, Metered rate: 5.36 yen/kWh
Renewable energy levy	3.45 yen/kWh
Reverse power price	8.8 yen/kWh
Battery cost	74100 yen/kWh + System + Setup
PCS cost	41800 yen/kW + Setup

帯に応じて Day, @Home および Night に分かれており、その電力単価が異なる。基本料金は一月 1 契約につき、契約容量 6 kVA までの 1606 円とした。従量電灯 B は、Table 3 に示すように使用電力量に応じて電力単価が異なる。契約電流は使用する負荷の最大電力に対して 2 倍の余裕をみた時の電力から算出される電流値を含むものとした。これは使用する 1 時間ごと月平均日負荷に対して 1 分毎の実測負荷は 2 倍近くの値をとるためである。これにより電流区分が 50 A の一月 1485 円とした。燃料費調整単価、再エネ賦課金、各設備費用を Table 4 に示す。燃料費調整単価、再エネ賦課金は確認時期までの最大値とした^{15,16)}。いわゆる規制料金および自由料金であるため、料金プランによって異なる値となっている。蓄電池の価格については、最も安価であると言われている T 社のモデル¹⁷⁾を参考に蓄電池 1 kWh あたりの価格を 7.41 万円とし、これにシステム費用 21 万円、設置費 30 万円を加えたものを採用した。さらにリプレイス考慮における PCS の価格については、調達価格等算定委員会が示している価格¹⁸⁾から PV 設置量 1 kW あたりの価格に換算した 4.18 万円/kW に交換・設置費 10 万円を加えた値とした。料金設定はすべて税込とする。

負荷データは、実測データ計測年と 1991~2020 年の年値との平均気温 RMSE と日照時間 RMSE が最小となる 2021 年⁹⁾を採用した。このデータから 1 時間ごと月平均日負荷パターンを算出した。負荷パターンは石川ら³⁾が使用した 2019 年の EC シフト値に近い値であった。

3. 各パラメータの電力授受への影響

3.1 制御方法の違いによる日変化例

制御方法により電力授受が異なる様子を Figure 2 に示す。これは、PV 設置量 7kW および蓄電池容量 10kWh の場合の 9/11 および 9/12 の結果である。また、夜間充電制御 (N.C.) の結果に購入電力量最小制御 (P.M.) のバッテリー残量の結果を追加表示した。9/11 が晴天、9/12 が曇天となっており、制御の違いが見て取れる。夜間充電制御 (N.C.) の場合、9/12 の曇天で PV の発電量が少ないことを見越して前日の夜に充電を行い、昼間に放電を行うという制御を行っているのに対し、購入電力量最小制御 (P.M.) では余剰分は充電し負荷に応じて放電する形となっており、前日の夜に充電を行っていない。

3.2 月別購入電力量内訳

BESS 導入 1 年目の 1 年間の月毎の時間帯別購入電力量を Figure 3 に示す。月別では購入電力量は 5 月に最小となり 1 月に最大となっている。夏よりも冬に大きくなる傾向がある。制御方法による違いは、夜間充電制御 (N.C.) では購入電力量最小制御 (P.M.) に比べ、毎月の購入電力量は増加している。特に夜間電力が大きく増加し、@ホームタイムおよび昼間の購入量が減少している。これは比較的単価の低い夜間充電を行って昼間の不足時に放電を行っているためである。また充放電および変換の損失があるために、夜間充電制御 (N.C.) の方が購入電力量最小制御 (P.M.) より購入電力量は増加することとなる。他の条件でも同様である。

3.3 総エネルギー収支

放電量従量劣化(Dis.)および 2%定量化劣化(2%)の夜間充電制御(N.C.)における PV 設置量、蓄電池容量の組み合わせ毎の 15 年間の購入電力量および売電電力量を Figure 4 に示す。両劣化は非常に近い値となっており、PV 設置量が 3 kW で各蓄電池容量の購入電力量を見ると、蓄電池容量 0 kWh を除いて、蓄電池容量が増加すると購入電力量も増加している。これは PV 発電電力量が足りない分を夜間充電する制御を行っているためである。PV 設置量が 5 kW 以上で各蓄電池容量の購入電力量を見ると、蓄電池容量が増加するにつれて購入電力量が減少する傾向にある。また PV 設置量が増加するにつれて購入電力量が減少する傾向にある。これは PV 発電量の増加もしくは発電電力の活用によって当然に購入電力量が減少するためである。売電電力量については蓄電池容量が増加するにつれて売電電力量が減少する傾向にある。また PV 設置量が増加するにつれて売電電力量が増加する傾向にある。これも前述と同様の理由である。

しかしながら、両劣化による違いを注意深く見ると、PV 設置量 3 kW かつ蓄電池容量 10 ~ 20 kWh を除いて 2%定量化劣化(2%)が放電量従量劣化(Dis.)の場合よりも僅かなが

ら大きくになっている。これは劣化率の大きい年 2%定量化劣化 (2%) の方が、蓄電池からの供給電力量が減少するため、購入電力量が増加するためである。また、その蓄電能力の低下により PV 発電量を吸収できる量が減少し売電電力量が増加する。その差異が最も大きかったのは、PV 設

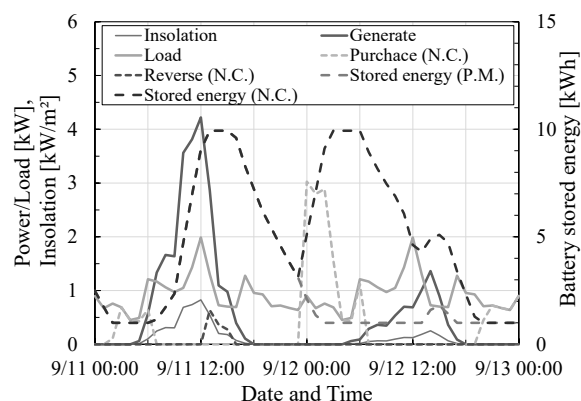


Fig. 2 Time variation of electric power by discharge rate degradation (PV 7 kW – Battery capacity 10 kWh).

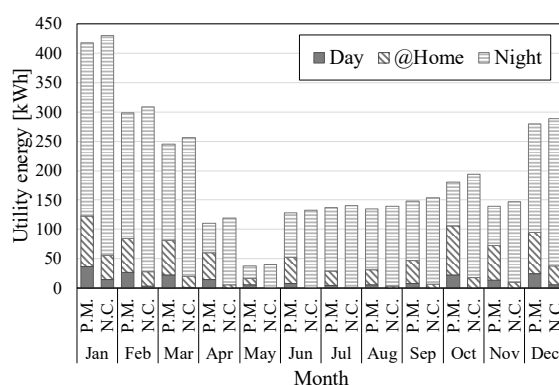


Fig. 3 Monthly energy breakdown of P.M. control and N.C. control by discharge rate degradation (PV 7 kW – Battery capacity 10 kWh).

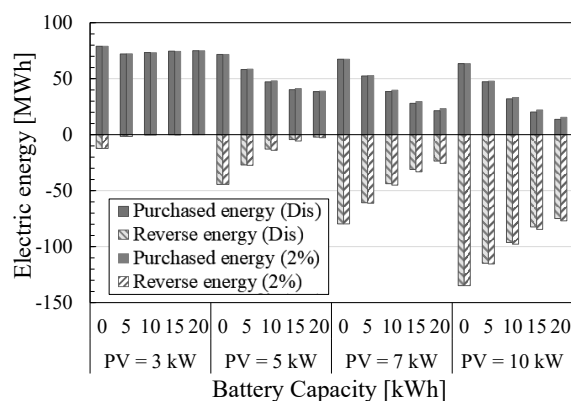


Fig. 4 Accumulated electric energy for 15 years with night time charge control by discharge rate degradation (Dis.) and 2 % degradation (2%).

置量 10kW かつ蓄電池容量 15kWh の時で、購入電力量は 1.83 MWh (年 2%定量化比 8.33 %), 売電電力量は 2.15 MWh (同 2.54 %) であった。

購入電力量最小制御(P.M.)の結果は、図示していないがほぼ同様の傾向であり、夜間充電を行わない分だけ購入電力量の低下がみられた。その違いは蓄電池容量が大きいほど大きくなり PV 設置量が大きいほど小さくなった。最大の違いは PV 設置量 3 kW かつ蓄電池容量 20 kWh の際の放電量従量劣化の際に 6.41 MWh(夜間充電制御比 8.54%) であった。

4. 各パラメータの蓄電池性能への影響

4.1 放電量および劣化率の推移

PV 設置量が 7 kW の場合の放電量従量劣化一夜間充電制御における各蓄電池容量での放電量と劣化率の推移例を Figure 5 に示す。放電量は折れ線で示し、劣化率はマーカーで示した。参考のために 2%定量化の劣化率も併せて示す。放電量は蓄電池の劣化に伴い年々減少し、蓄電池容量が小さいほど放電量減少の傾きが大きい。劣化率はどの条件でも年々増加しており、蓄電池容量が小さいほどその傾きが大きい。また、定量化の方が従量劣化よりも劣化率が高くなっている。これらのことから、蓄電池容量が大きいほど、劣化を抑え、より長期間かつ多くの電力を蓄電池から供給できることがわかる。

購入電力量最小制御における同条件の結果は、どの組み合わせにおいても放電量および劣化率の傾きの大きさが小さくなった。これは夜間充電制御と異なり、PV 余剰分の充電しかしておらず、比較的充放電量が少ないためである。

4.2 総放電量および総劣化率

PV 設置量、蓄電池容量の組み合わせごとの放電量従量劣化における 15 年間の総放電量と劣化率を Figure 6 に、2%定量化のそれを Figure 7 に示す。(a), (b)はそれぞれ購入電力量最小制御、夜間充電制御である。

Fig. 6(a)に示す放電量従量劣化一購入電力量最小制御では、PV 設置量が 3 kW で各蓄電池容量の場合、蓄電池容量が増加しても総放電量の変化が少ない。これは PV 3kW では 1 日の最大充電電力量が 10 kWh 以下であり、10 kWh 以上の蓄電池容量に取り換えても充電量の変化がないためである。PV 設置量が 5 kW 以上の各蓄電池容量の総放電量は、蓄電池容量が増加するにつれて増加する傾向にある。これは蓄電池容量が増加するにつれて、発電量と負荷電力量の差から算出される余剰電力量を充電する量が増加するためである。同一蓄電池容量で総放電量を比べると、PV 設置量が増加するにつれて総放電量が増加する傾向にある。これは PV 設置量が増加することにより蓄電池に充電される電力量が増加するためである。

劣化率は、同一の PV 設置量の各蓄電容量で比較する

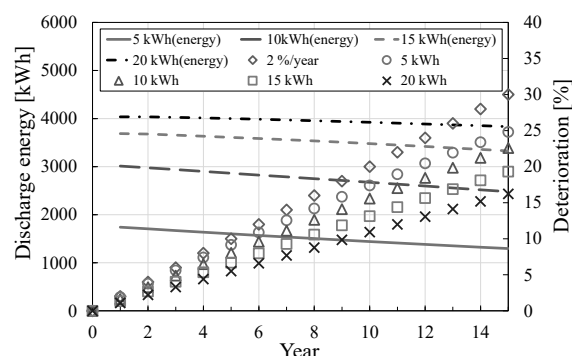


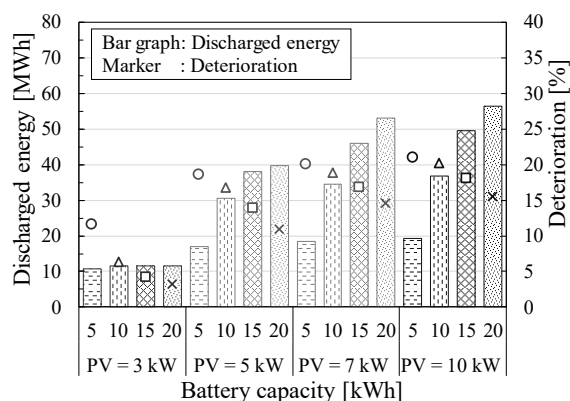
Fig. 5 Discharge energy and yearly deterioration with nighttime charge control by discharge rate degradation (PV 7 kW).

と、蓄電池容量が増加するにつれて減少する傾向にある。これは(2)式に示したように蓄電池容量に対する総放電量の割合が減少するためである。また同一の蓄電池容量の各 PV 設置量の劣化率を比較すると、PV 設置量が増加するにつれて劣化率が増加する傾向にある。これは PV 設置量が増加することで蓄電池への充電量が増加するためである。

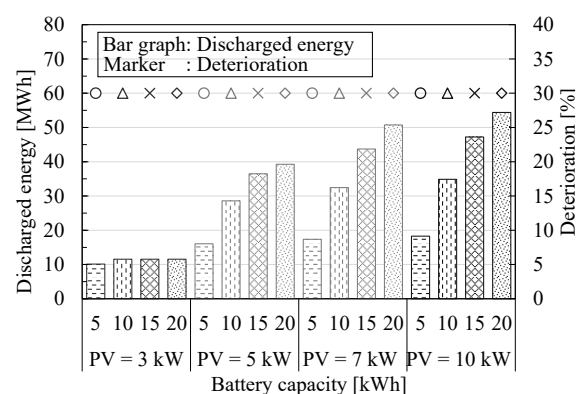
Fig. 6(b)に示す放電量従量劣化一夜間充電制御では、総放電量が Fig. 6(a)に対してすべての条件で増加している。特に PV 設置量が少ない条件において、その傾向が顕著である。これは PV 発電電力量が足りない分を夜間充電するためである。また蓄電池容量が 5 kWh の場合の総放電量を比較すると、PV 設置量の増加に伴い減少している。これは、PV 設置量増加に伴って発電量が増加することにより、発電量が少ない日の前日に夜間充電する量が減少するためである。この変化は、蓄電池容量と PV 発電電力量のバランスに依存するため、組み合わせにより変化の仕方が異なっている。

また、劣化率は全体に増加し、Fig. 6(a)と比べて PV 設置量による差が大幅に減少している。これは夜間充電により、それぞれの蓄電池の容量を有効に活用するようになるためである。蓄電池を DER アグリゲーションに提供し、一日に一度充放電する程度であれば問題無いが、一日に多数回の充放電を行った場合、さらに劣化が進行し総充放電量が減少することが予想される。

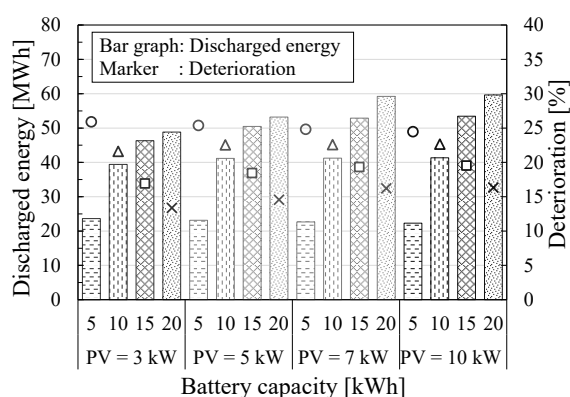
これに対し、Fig. 7(a)の年 2%定量化一購入電力最小制御では、すべての組み合わせにおいて総放電量が放電量従量劣化を下回り、差異が最も大きいのは PV 設置量 7 kW かつ蓄電池容量 15 kWh の時 2.37 MWh (年 2%定量化比 5.42%) であった。これは、劣化率で示されるように、年 2%定量化が 15 年で 30 %であり、放電量従量劣化よりも常に劣化率が高いためである。劣化率は、PV が小さいまたは蓄電池容量が大きいほど放電量従量劣化との差が大きくなる。これは充放電電力量の違いによるものであ



(a) Purchase power minimum control (P.M.).

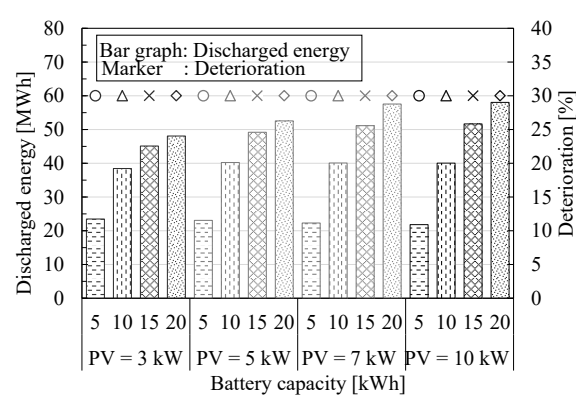


(a) Purchase power minimum control (P.M.).



(b) Nighttime charge control (N.C.).

Fig. 6 Total discharge energy and deterioration for 15 years by discharge rate degradation (Dis.).



(b) Nighttime charge control (N.C.).

Fig. 7 Total discharge energy and deterioration for 15 years by 2 % constant degradation (2%).

る。

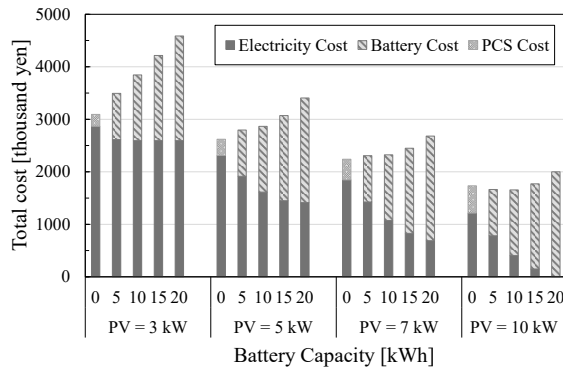
Fig. 7 (b)の年2%定量劣化一夜間充電制御では、すべての組み合わせにおいて総放電量が放電量従量劣化の場合を僅かながら下回り、差異が最も大きいのはPV設置量10 kWかつ蓄電池容量15 kWhの時1.80 MWh(年2%定量劣化比3.49%)であった。劣化率は前述と同様に条件を問わず15年で30%一律であり、放電量従量劣化の劣化率と比較すると、最も違いが大きかったのはPV設置量3 kWかつ蓄電池容量20 kWhの時26.8%(年2%定量劣化比89.4%)であった。劣化率の変化としては非常に大きいものであり、放電量従量劣化では充放電電力量の少なさに応じて低減されていることがわかる。

5. 経済性評価

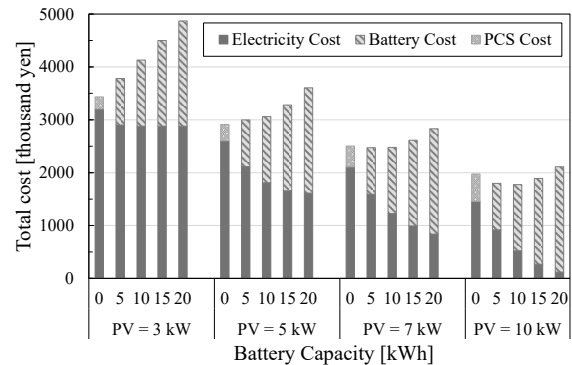
PV設置量、蓄電池容量の組み合わせ毎の放電量従量劣化における購入電力最小制御の場合の合計料金をFigure 8に示す。(a),(b)はそれぞれ購入電力量最小制御、夜間充電制御である。合計料金は購入電力料金、売電電力料金、

BESS価格、PCS価格の合計とした。0 kWhはPCSの更新を示している。PCSが継続利用される場合にはPCS価格を削減した値を比べればよい。BESSを導入しない場合の合計料金よりBESSを導入した場合が下回った場合に導入利益があるといい、定量評価は削減率で行うこととする。

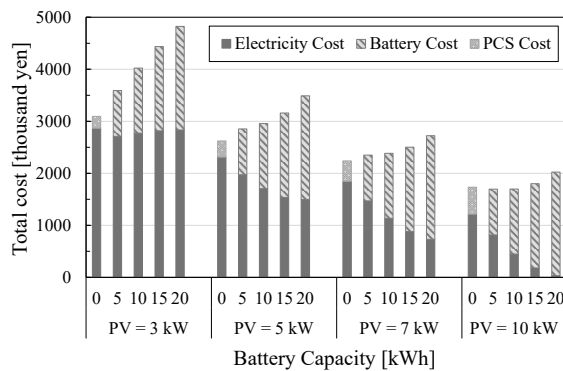
両者ともにPVの設置容量に対して合計料金が低減していき、蓄電池の増加に対して増加傾向にある。ただし、PV設置量10 kWの際には一旦減少してから増加となっている。いずれの場合でもBESSを新規導入した際に導入利益がある組み合わせは存在しない。一方でPCSリプレイス時に導入利益がある組み合わせはPV設置量10 kWかつ蓄電池容量5, 10 kWhの時である。これは、以下のような複合的な理由による。PV設置量大きいことで購入電力を抑え、かつ蓄電池容量が小さいことで蓄電池コストを抑えつつもさらに購入電力を低減している。またPV設置量増加に伴いPCS価格が増加している。この時の削減率は(a)の購入電力量最小制御では、PV設置量10 kWかつ蓄電池容量5 kWhで4.03%、PV設置量10 kWかつ蓄電池容量10 kWhで4.42%であった。これに対し、(b)の夜間充



(a) Purchase power minimum control (P.M.).

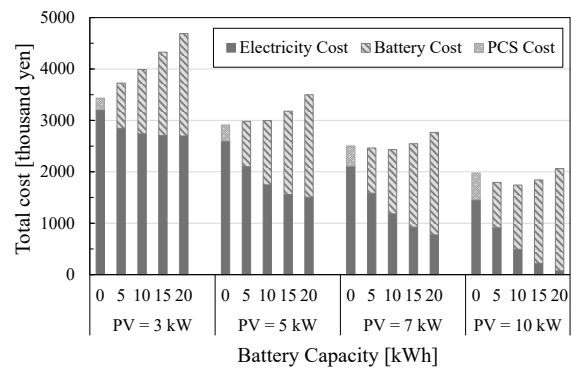


(a) Purchase power minimum control (P.M.).



(b) Nighttime charge control (N.C.).

Fig. 8 Total cost for 15 years with metered rate lighting B by discharge rate degradation (Dis.).



(b) Nighttime charge control (N.C.).

Fig. 9 Total cost for 15 years with 3 time-zone lighting by discharge rate degradation (Dis.).

電制御では傾向は同様であるがすべての条件において購入電力最小制御に対して合計料金が上昇しており、差異が最も大きかったのは、PV 設置量 3 kW かつ蓄電池容量 15 kWh の場合の 5.27 %であった。これは、夜間充電により購入電力が増加したことによる。

同様に 3 時間帯別電灯の結果を Figure 9 に示す。(a)の購入電力最小制御と(b)の夜間充電制御とを比較すると、すべてにおいて夜間充電制御の方が低料金となっている。新規導入時の導入利益がある組み合わせは、従量電灯 B の場合と同様に存在しない。一方でリプレイス時の導入利益がある組み合わせは PV 設置量 7 kW かつ蓄電池容量 5, 10 kWh と PV 設置量 10 kW かつ蓄電池容量 5, 10, 15 kWh と増加している。PCS リプレイス時に対する削減率は、PV 設置量 10 kW かつ蓄電池容量 10 kWh の時に最大で 11.75 %であった。この主な原因は燃料調整費単価が高いため、余剰電力が活用できない BESS なしの購入電力料金が増加しているためである。

これらすべての組合せにおいて最も低廉であったものは購入電力最小制御—従量電灯 B の組合せ、次いで夜間充電制御—3 時間帯別電灯であった。ただし、この順序は燃料調整費に依存し、燃料調整費が安価になれば逆転する

こととなる。

これらに対し年 2 %定量劣化では、図示していないが、すべての組み合わせにおいて合計料金が放電量従量劣化のそれを上回った。同一条件で差異が最も大きいのは購入電力最小制御で PV 設置量 7 kW かつ蓄電池容量 15 kWh の時 4.60 万円（年 2%定量劣化比 2.53 %）であった。導入利益が発生する組み合わせや変化の傾向には影響がなかった。

また、蓄電池を DER アグリゲーションに提供する際には、当然その価格設定に依存することになるが、これを前提とするのであれば、小規模の PV に対して大型の蓄電池を導入しても導入利益を生む可能性がないわけではない。

6. まとめ

既設 PV システムを保有する住宅に蓄電システム (BESS) の新規導入と PCS 故障に伴う導入、購入電力量最小と夜間充電、3 時間帯別電灯と従量電灯 B の組み合わせを想定し、異なる蓄電池の劣化モデルによる購入電力量、売電電力量、蓄電池の放電量または劣化率の違い等のシミュレーションによる比較を行った。また、その結果を基に電気料

金および BESS 導入利益について検討した結果、以下のことを明らかにした。

放電量従量劣化条件の買電電力量は、PV 設置量 3 kW かつ蓄電池容量 10 ~ 20 kWh の場合を除き年 2 % 定量化より減少しており、最大で 1.83 MWh (年 2 % 定量化比 8.33 %) であった。売電電力量ではすべての組み合わせにおいて年 2 % 定量化より減少しており、最大 2.15 MWh (同 2.54 %) の差異をもたらした。15 年間での総放電量はすべての組み合わせで年 2 % 定量化以上であり、購入電力量最小制御において最大 2.37 MWh (同 5.42 %), 夜間充電制御において最大 1.80 MWh (3.49 %) の差異をもたらした。同一の PV 設置量で蓄電池容量が増加すると劣化率は減少し、同一の蓄電池容量で PV 設置量が増加すると劣化率が増加する傾向となった。合計料金は、PV 設置量が多いほど低下し、蓄電池容量が多いほど増える傾向にあった。

劣化モデルによる違いとしては、当たり前ではあるが劣化率に対して非常に大きな影響を及ぼすことが明らかになった。条件によっては 15 年で最大 26.8% (同 89.4 %) の違いが生じた。それに対して電力量は最大 8 %, 費用は最大 5 % と比較的小さな差であった。家庭用の蓄電池を想定した 15 年のシミュレーションにおいては、電力量および費用を想定した場合には、劣化モデルは簡易的な 2 % 定量化でも大きな影響はないものの、より長期のもしくはより蓄電池容量に対して電力授受の多い用途に関しては、セル温度や充放電レートなどの蓄電池劣化因子を考慮し、実際の劣化挙動に準拠したより詳細な劣化モデルを導入することが必要となる。

費用面では、劣化モデルによる違いは大きくなく、PV 設置量 5 kW 以上を有する家庭であれば、BESS の導入により電気料金が改善されるものの、未だに BESS の新規導入ではいずれの条件でも補助金無しでは導入利益はなく、PCS 故障時のリブレースとして BESS を導入する場合には導入利益が存在する場合があった。より導入利益を発生させるには PV 設置量が大きく、その発電量を活用できるだけの蓄電池容量が必要となり、かつその蓄電池価格の低下、補助金による導入援助、もしくは DER アグリゲーション等を用いた積極的な活用が必要であることがわかった。

参考文献

- 1) 資源エネルギー庁, 令和 4 年度エネルギーに関する年次報告 (エネルギー白書 2023) 第一部 第三章 GX (グリーン・トランスフォーメーション) の実現に向けた課題と対応 (accessed Sept.3 2024), https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2023/pdf/1_3.pdf
- 2) 環境共創イニシアチブ, 令和 2 年度 VPP アグリゲーション事業 (B 事業)「東北電力 VPP 実証プロジェクト」成果報告書 (公開資料) (accessed Dec 10th 2024), https://sii.or.jp/vpp02/uploads/B10_tohoku-epco.pdf
- 3) 環境共創イニシアチブ, 令和 5 年度蓄電池等分散型エネルギーリソース次世代技術構築実証事業 公募要領 第 3.0 版

- (accessed Apr 30th 2024), https://sii.or.jp/DERaggregation05/uploads/R5DER_kouboyouryou.pdf
- 4) R. Ishikawa and H. Matsuo, Evaluation of energy and economy of battery system installation in residential PV system after FIT expiration, *Journal of Japan Solar Energy Society*, 46 (5), 63-70 (2020)
 - 5) I. Al-Aali, A. Narayanaswamy and V. Modi, Design of chiller system with thermal and battery storage for enhanced integration with on-site PV, *Journal of Building Engineering*, 87, 109072 (2024)
 - 6) J. de Hoog, J.M. Timmermans, D. Ioan-Stroe, M. Swierczynski, J. Jaguemont, S. Goutam, N. Omar, J.V. Mierlo and P.V.D. Bossche, Combined cycling and calendar capacity fade modeling of a Nickel-Manganese-Cobalt Oxide Cell with real-life profile validation, 200, 47-61 (2017)
 - 7) B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson and D.S. Kirschen, Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9 (2), 1131-1140 (2018)
 - 8) G. Saldana, J.I. San Martin, I. Zamora, F.J. Asensio, O. Onederra and M. Gonzalez-Perez, Empirical calendar ageing model for electric vehicles and energy storage systems batteries, *Journal of Energy Storage*, 55 (Part C), 105676 (2022)
 - 9) Y. Kimura and H. Matsuo, Economic reevaluation of installing battery energy storage system under rising electric charges, *Proceedings of JSES Conference*, 2022, 34 (2022)
 - 10) 資源エネルギー庁, 定置用蓄電池システム普及拡大検討会の結果とりまとめ (accessed Mar.29 2024), https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/storage_system/pdf/004_04_00.pdf
 - 11) Kosuke HARAGA, The "Cv Design Method" for High Quality Adhesive Joints, *Journal of The Adhesion Society of Japan*, 51 (6), 200-205 (2015)
 - 12) NEDO, METPV-20 (accessed Mar.29 2024), <https://appww2.infoc.nedo.go.jp/appwww/>
 - 13) 中部電力, E ライフプラン (3 時間帯別電灯) (accessed Mar.29 2024), <https://miraiz.chuden.co.jp/home/electric/menu/ancillary/elife/index.html>
 - 14) 中部電力, 従量電灯 A・B・C (accessed Mar.29 2024), https://miraiz.chuden.co.jp/home/electric/menu/basic/meterrate_hba/index.html
 - 15) 中部電力, 燃料調整単価推移 (accessed Mar.29 2024), https://miraiz.chuden.co.jp/business/electric/contract/fuelcost_transition/
 - 16) 中部電力, 再生可能エネルギー発電促進賦課金単価一覧 (accessed Mar.29 2024), https://miraiz.chuden.co.jp/business/electric/contract/re_charge/unitprice/
 - 17) TESLA Powerwall (accessed Mar.29 2024), https://www.tesla.com/ja_jp/powerwall
 - 18) 経済産業省, 令和 3 年度以降の調達価格等に関する意見 (accessed Mar.29 2024), https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20210127_1.pdf