

ポスト FIT を見据えた太陽光発電と蓄電池のあり方 ー太陽光発電+蓄電池システムの競合性に関する分析ー

新エネルギーグループ 柴田 善朗

サマリー

本研究では、固定価格買取制度（FIT）の買取期間の終了や将来的な制度終了、いわゆる“ポスト FIT”を見据えて、太陽光発電+蓄電池システムが FIT 制度に依存せず、自立的に普及拡大できるように求められる経済性条件を明らかにした。分析には簡易蓄電池運転シミュレーターを構築し、太陽光発電の出力変動が系統へ与える影響度合いを低減するために必要となる蓄電池容量を特定して、システム全体の LCOE（Levelized Cost of Electricity：均等化発電原価）を試算した。

系統への影響を低減させるために、住宅用太陽光発電+蓄電池システムに対しては自家消費率の向上を目指した運転方法を設定した。また、メガソーラー+蓄電池システムの運転方法に関しては二つのパターンを設定した。一つは、出力抑制の対象となる余剰電力を充電し他の時間帯で放電する“出力抑制対応型”である。もう一つは、蓄電池の導入によりメガソーラーをベースロード電源や負荷調整電源として機能させる（出力パターンを電力需要のベース、ミドル、ピーク等に応じて成形する）ことで系統への影響を極限まで抑制する“電力需要追従型”である。電力需要追従型は非常に厳しい条件であるが、見方を変えれば、蓄電池を系統安定化対策として受動的に位置付ける従来の出力抑制対応型ではなく、メガソーラー+蓄電池システムを積極的に電力安定供給に資する電源として位置付けることを意味する。

分析結果に基づくと、住宅用太陽光発電+蓄電池システムに関しては、太陽光発電設備容量 3～5kW の自家消費率を現在の 30%～40%から 80%に高める場合に必要となる蓄電池容量は 5～14kWh となる。我が国の現状の価格と寿命（太陽光発電：35 万円/kW、25 年、蓄電池：20 万円/kWh、15 年）では、システムの LCOE は 60～80 円/kWh となり、家庭用小売電力単価とのパリティ（25 円/kWh）には遠く及ばない。しかしながら、現在の国際価格水準やシステムの長寿命化を踏まえて、太陽光発電の価格と寿命が 20 万円/kW 程度（現在の欧州）と 30 年、蓄電池の価格と寿命が 9 万円/kWh 程度（我が国の 2020 年目標）と 20 年になると、LCOE25 円/kWh を達成することができる。さらに、蓄電池価格が米国の現在の 3 万円/kWh 程度まで低下すれば、業務・産業用小売電力単価水準の LCOE20 円/kWh を達成することができる。

メガソーラー+蓄電池システムに関しては、余剰電力割合が 1%～5%規模における出力抑制対応型はメガソーラー1kW あたり 1～2kWh、電力需要追従型は出力パターンに依らず 3.2kWh の蓄電池容量が必要となる。我が国の現状の価格レベル（太陽光発電 29 万円/kW、

蓄電池 20 万円/kWh) では、LCOE は 40~90 円/kWh となり、業務・産業用小売電力単価とのパリティ (20 円/kWh) にはかなり遠い。しかしながら、太陽光発電価格が 20 万円/kWh まで低下すると、出力抑制対応型の蓄電池価格が、寿命にもよるが 5~10 万円/kWh、電力需要追従型の場合は 3 万円/kWh 程度で LCOE 20 円/kWh を達成できる。欧州の現在の太陽光発電価格 16 万円/kWh、米国の現在の蓄電池価格 3 万円/kWh を踏まえると、非現実的な水準ではないと考えられる。

また、分析を通して、出力抑制対応型と電力需要追従型の分岐点も明らかになった。出力抑制対応型は、余剰電力率が大きくなるほど必要な蓄電池容量も大きくなるが、余剰電力率が 9% を上回る状況では、電力需要追従型で求められる蓄電池容量 3.2kWh/kWh を超えることになり、出力抑制に対応する蓄電池運用方法は意味がなくなる。これ以上の状況では、積極的に電力需要追従型の運転方法を選択した方が経済性に優れることになる。したがって、メガソーラー+蓄電池システムのあり方として、余剰電力が小規模である当面は出力抑制対応型を選択することに妥当性があるが、長期的には安定電源や調整電源として位置付ける電力需要追従型に意義がある。

太陽光発電価格が IRENA の 2025 年見通しの 10 万円/kWh、蓄電池価格が米国の 2022 年目標の \$125/kWh (1.4 万円/kWh) まで低下すると、住宅用太陽光発電+蓄電池システムもメガソーラー+蓄電池システムも、LCOE 10 円/kWh を達成することができ、太陽光発電+蓄電池システムは、多様な電力需要パターンに対応しつつ、他の電源と同等の経済性を持つ電源となる。我が国の現在の太陽光発電及び蓄電池は、高品質への強い要求や過度な経済支援による競争市場醸成への妨げ等が原因で高価格水準にとどまっており、国際価格水準の達成にはある程度の時間が必要になると思われる。ただし、本格的にポスト FIT を見据えるのは 2030 年頃からであり、その時期に向けて、これらの課題解消に向けた政策的取組の強化と併せて、システムの長寿命化を目指した研究開発の強化や市場拡大が課題となる。

はじめに

2012 年に固定価格買取制度（FIT 制度）が開始してからまもなく 5 年が経とうとしている。高額な買取価格による国民負担の増大が問題となり、小規模太陽光発電に関しては 2017 年度～2019 年度までの数年先の買取価格低減目標が設定され、大規模太陽光発電に関しては 2017 年度から入札制度が導入される。このように、買取価格を低減することによって、国民負担増大の抑制に向けた措置が講じられているが、その他の課題として、長期的に再生可能エネルギー導入を、経済合理性を担保しつつ、如何に自立的に維持していくか、ということが挙げられる。

2019 年頃から買取期間の終了を迎える住宅用太陽光発電の設備が発生する。買取期間が終了した設備が運転継続や再投資されなければ、再エネの累積導入量が減少する可能性もある。しかしながら、再投資を促進するために FIT 制度に依存し続けることは持続的な再エネ導入拡大策とは言えない。したがって、再エネの自立的な導入拡大を目指すためには、FIT 制度が無くても経済性や事業性が成立しなければならない。実際、世界的に太陽光発電のシステム価格は大きく低下しており、メガソーラーにおいては低価格入札でも事業性の担保が証明されている事例も多い。一方で、再エネ導入拡大の課題として系統安定化対策が挙げられるが、近年、蓄電池価格の急激な低下も見られる。これらの動向によって、再エネの自立的かつ系統安定的な導入に向けて、再エネ＋蓄電池から構成されるシステムが期待される。

しかしながら、我が国において、どのような条件であれば、再エネ＋蓄電池システムが再エネの自立的かつ系統安定的な導入に対して現実味を帯びるかは明らかにされていない。したがって、本研究では、我が国で導入が進む太陽光発電に蓄電池を組み込んだシステムを想定し、簡易シミュレーターによる分析を行うことで、どのような条件であれば、太陽光発電＋蓄電池システムの経済性や事業性が成立するかの検証を行う。

1. 背景：太陽光発電と蓄電池の価格動向

図 1.1 に IEA 主要国における太陽光発電モジュール価格と家庭用太陽光発電システム価格の推移を示す。過去 9 年で、太陽光発電モジュール価格は 1/3 に、家庭用太陽光発電システム価格は 1/4 に低下している。また、IRENA[1]では、大規模太陽光発電の世界平均のシステム価格は 2014 年に \$2,000/kW を超えていたが、2025 年には \$800/kW まで低減するとの見方もある。しかし、我が国の太陽光発電システム価格は、住宅用も非住宅用も欧州の 2 倍近い高水準にとどまっている（図 1.2）。

リチウムイオン電池の価格に関しては（図 1.3）、2014 年時点において世界平均で \$400/kWh と、2006 年の \$1,300/kWh から大きく減少している。また、米国では、DOE[2]が現在 \$270/kWh の車載用リチウムイオン電池の価格を 2022 年には \$125/kWh まで低減する目標を設定している（図 1.4）。一方、我が国では、家庭用等の小型定置用蓄電池は現在 22 万円/kWh 程度であり、2020 年には 9 万円/kWh[3]、大型蓄電池も 2020 年に揚水発電と同等の 2.3 万円/kWh[4]

にするという目標が掲げられている。車載用と定置用で異なるものの、車載用は振動への対応が必要であり、定置用の方がコストダウンを図る余地があることを踏まえると、我が国の目標は、世界の流れから見ると野心的であるとは言えない。

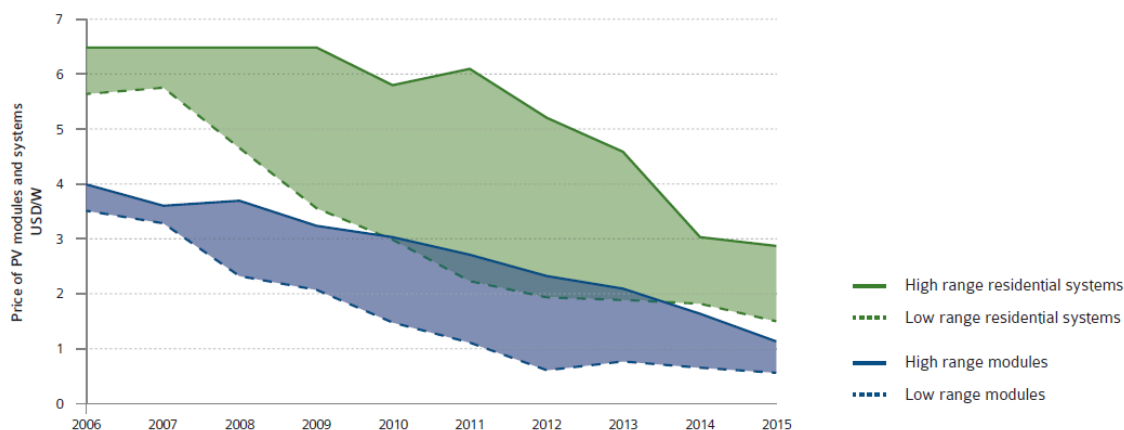


図 1.1 太陽光発電モジュール価格と家庭用太陽光発電システム価格の推移 (IEA 主要国)

出所: “PVPS TRENDS 2016 in Photovoltaic Applications”, IEA PVPS

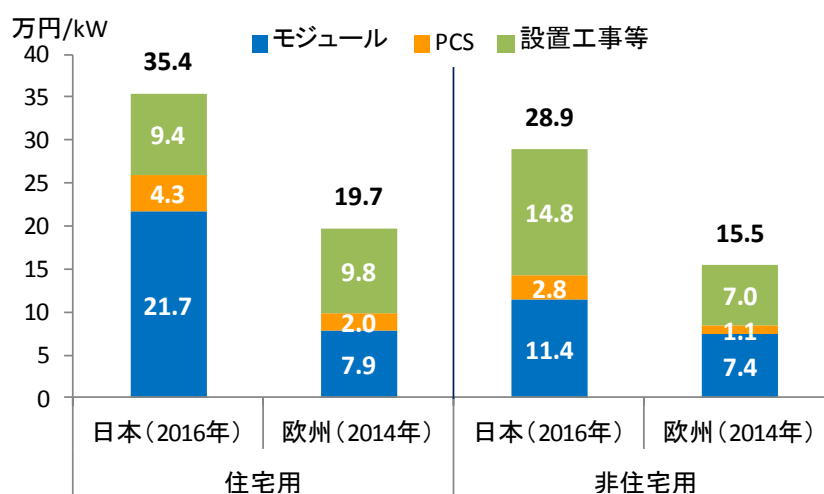


図 1.2 太陽光発電のシステム価格の比較

出所: 「太陽光発電競争力強化研究会報告書」(平成 28 年 10 月, 太陽光発電競争力強化研究会) から作成

我が国では、高品質への強い要求や過度な経済支援による競争市場醸成への妨げ等が理由で太陽光発電、蓄電池ともに世界水準と比べてかなり高コストであるが、世界的にはコスト低減が期待されている。特に、蓄電池は数年前までは、出力変動型再生可能エネルギーの系統安定化としての利用にはまだコストが高かったが、電気自動車の普及拡大に伴いリチウムイオン電池の価格が急激に低下しており、近年、経済合理的な系統安定化対策としての定置用蓄電池の活用が視野に入りつつある。

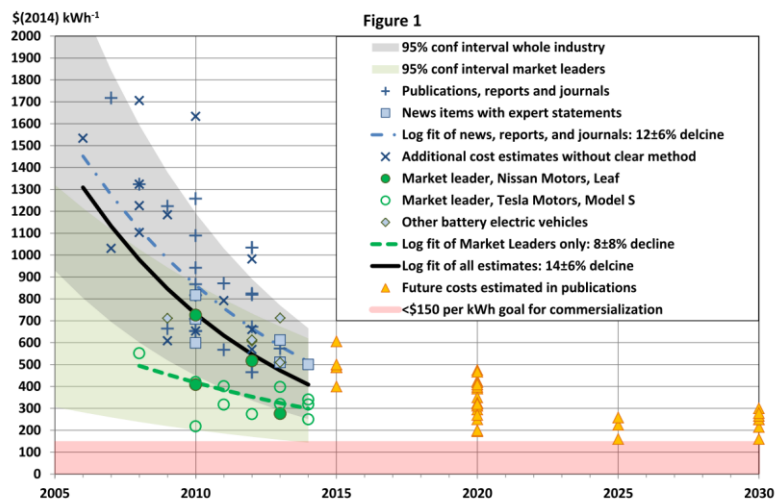


図 1.3 リチウムイオン電池の価格推移

出所：Björn Nykvist and Måns Nilsson, "Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles", 2015

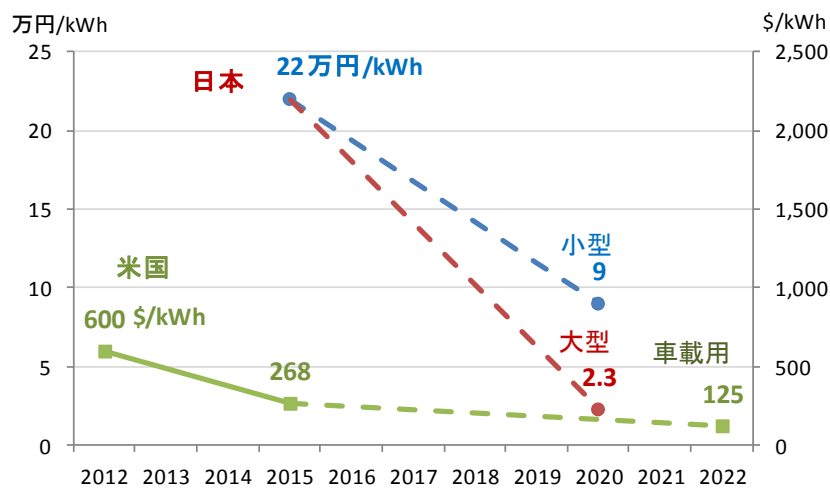


図 1.4 蓄電池価格目標

出所：・“エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会” 資料，経済産業省 資源エネルギー庁 新エネルギーシステム課，平成 29 年 3 月 8 日

・“蓄電池戦略”，平成 24 年 7 月，経済産業省 蓄電池戦略プロジェクトチーム

・“Overview of the DOE VTO Advanced Battery R&D Program”, Vehicle Technologies Office, DOE, June 6, 2016 から作成。

注：米国の目標は車載用リチウムイオン電池である。一方、我が国の目標は定置用であり蓄電池の種類を特定していない。また、我が国の目標の蓄電池の寿命は 15 年である。

本来、エネルギー貯蔵技術は充放電時のエネルギー損失があることから（round-trip efficiency が必ず 1.0 未満）、その導入はメリットにはならないが、そのデメリットをオフセットできるほどまでにコストが低減すれば事情は異なる。そこで、次章以降で太陽光発電＋蓄電池システムのあり方について検討する。

2. 分析体系

上述の背景を元に、太陽光発電＋蓄電池システムに対して、システムの発電コストの低下と同時に系統安定化への貢献の期待が高まる。以下では、本システムの運転方法の検討や経済性分析の手法について示す。

2.1 系統への影響度合いの解釈

他電源を含む電源構成や送電網の整備状況等複雑な要因が絡み合い、太陽光発電＋蓄電池システムの系統安定化への貢献度を定量化することは非常に難しいが、本研究では、太陽光発電＋蓄電池システムの運転方法に対して以下の目標（表 2.1）を課すこととする。

表 2.1 太陽光発電＋蓄電池システムの運転方法の設定

システム構成・タイプ		運転方法
住宅用太陽光発電＋蓄電池		蓄電池の併設により太陽光発電の自家消費量を増加させる。
非住宅用太陽光発電＋蓄電池	出力抑制対応型	出力抑制される電力（余剰電力）を充電して、異なる時間帯に放電する。
	電力需要追従型	システム発電出力を電力需要の成分※に追従するように成形する。（※電力需要の成分とは、ベース、ミドル、ピークを指す）

住宅用太陽光発電は逆潮量が増加すると、配電系統の電圧上昇が生じ、電気事業法で定められた電圧（107V）を逸脱する恐れがある。したがって、蓄電池を導入することで、自家消費を増加させ、系統への逆潮を可能な限り抑制するメリットがある。

非住宅用太陽光発電は、規模にもよるがメガソーラーなどは発電電力量の全量を高圧系統に流している。本研究では 2 つの運転方法を検討する。まず、メガソーラーは出力の変動性や電力需要とのミスマッチが課題であり、当面は出力抑制への対応が求められることから、出力抑制の対象となる余剰電力¹を貯蔵する蓄電池の運用方法を想定する。これは、現在一般的に考えられている運転方法である。他方で、蓄電池の導入により太陽光発電をベースロード電源や負荷調整電源として機能させる（太陽光発電の出力パターンを電力需要のベース、ミドル、ピーク等に応じて成形する）ことで系統への影響を最小限に抑えることも検討する（2.3 に詳述）。

2.2 分析フロー

蓄電池運転シミュレーターを開発し、住宅用太陽光発電＋蓄電池システムに関しては、家庭用電力負荷カーブと太陽光発電出力カーブを入力することで、蓄電池容量をパラメー

¹ 住宅用太陽光発電の場合の余剰電力と異なることに注意。住宅用太陽光発電の余剰電力とは発電電力量から自家消費量を引いたものである。メガソーラーの余剰電力は、ベース電源と再生可能エネルギーの合計発電量が電力需要を上回ることによって発生する余剰電力を意味する。

タとして、蓄電池の毎時運転パターンを特定する。シミュレーション結果から、太陽光発電の自家消費量、蓄電池充放電量、充放電ロス、売電力量、買電力量等が求まり、自家消費率と必要な蓄電池容量の関係を特定する。

非住宅用太陽光発電（メガソーラー等）＋蓄電池システムに関しては、出力抑制対応型は、蓄電池運転シミュレーターに電力負荷カーブと太陽光発電出力カーブを入力し、余剰電力率をパラメータとして、必要な蓄電池容量を特定する。電力需要追従型は、システムの発電出力カーブを幾つかのパターンに成形させるために必要な蓄電池容量を特定する。

2.3 前提条件

(1) 太陽光発電出力パターン

太陽光発電の出力パターンは、関東地方の 2012 年の毎時の日射量から推計する。設備利用率は 13%と、調達価格算定委員会[5]と同等の水準であることを確認している。

(2) 住宅用太陽光発電＋蓄電池システム

家庭用電力負荷カーブは既往研究[6]を参考とする。ただし、以下の調整を行う。

- ・ 「家庭からの二酸化炭素排出量の推計に係る実態調査 試験調査」（環境省）[7]に基づく、太陽光発電設置世帯はほぼ戸建住宅であり、また平均世帯員数は 3 人強である。したがって、本調査の年間電力消費量を建方（戸建・集合）別に、更に世帯員数別に展開して、戸建・3 人世帯の年間電力消費量を求める。
- ・ 家庭用電力負荷カーブから求められる年間電力消費量がこの電力消費量に整合するように、電力負荷カーブを調整する。
- ・ 同時に、5kW の太陽光発電の余剰電力率が現状の 70%（自家消費率が 30%）[5]になるように調整する。

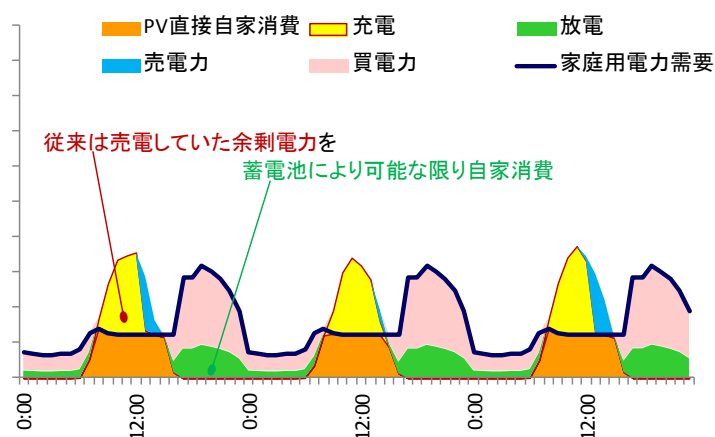


図 2.1 蓄電池による住宅用太陽光発電の自家消費率向上のイメージ

蓄電池の運転方法は多様なパターンが考えられるが、以下のように設定する（図 2.1）。

- ・ 余剰電力は蓄電池に充電する。蓄電池が満充電になりそれ以上充電できない場合は、系統へ逆潮流する（売電）。
- ・ 長時間の蓄電による自己放電損失の増大を回避するため、放電できる時間帯（充電時間帯以外でかつ電力需要が大きい時間帯）に電力需要に応じて放電する。
- ・ 太陽光発電の直接自家消費と蓄電池からの放電で電力需要が満たされない場合は系統から買電する。
- ・ なお、充電効率、放電効率を各々95%、自己放電率は 0.02%/h とする。

（3）メガソーラー＋蓄電池システム

①出力抑制対応型

当面は出力抑制の対象となる余剰電力に対応した蓄電池の運用が考えられる。運転方法は、住宅用とほぼ同様であり、出力抑制の対象となる余剰電力を蓄電池に充電し、放電可能な時間帯において電力需要に応じて放電する（図 2.2）。本来、この運用方法は余剰電力がどの程度発生するかに依存し、余剰電力量は原子力や石炭火力等のベース電源や他の再エネの割合（電源構成）、更には地域間連系統線の活用可能性など、数多くのパラメータに影響を受けることから、多種多様なケースを想定し、電源構成モデルによって余剰電力量を特定しなければならない。本研究では議論の単純化のため、これらのパラメータから独立して、メガソーラー＋蓄電池システムだけに焦点を絞り、余剰電力割合をパラメータとして、必要な蓄電池容量を特定する。

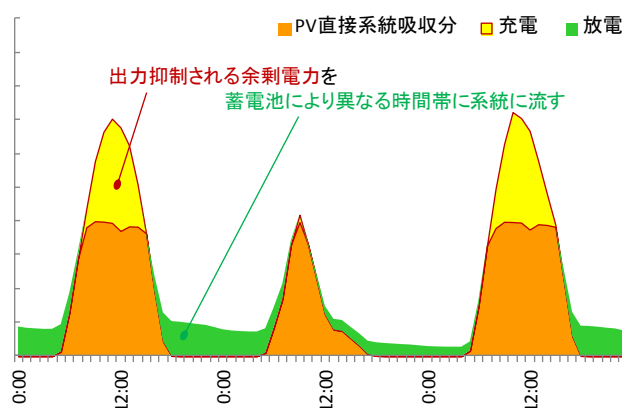


図 2.2 蓄電池によるメガソーラー余剰電力の活用のイメージ

②電力需要追従型

一方、長期的な視点からは、太陽光発電と蓄電池のコスト低下を見込み、系統への影響を積極的に可能な限り最小限に抑えるシステムを検討することに価値はある。したがって、

本システムに対して、敢えてかなり厳しい条件を与えた上で分析を行う。これには、ストレステスト的な意味合いがある。

メガソーラー＋蓄電池システムにとって、最も極端で過酷な条件であろうと考えられる運転方法は、成形後のシステム出力を通年でフラットにする、いわゆるベースロード電源パターンと考えられる。しかしながら、この運転パターンを実現するためには、1年の最初の日に、今後1年間に於いてどの日が晴れ、曇り、雨になるかの予報に基づいた毎日の太陽光発電予測が必要となり、非現実的である。一方、天気予報の実績に基づく毎日の翌日の発電予測は比較的容易であり、日々の始まりに、その日のメガソーラー＋蓄電池システムの出力をフラットに成形した運転計画を立てることが可能である想定する。

その他の運転パターンとしては、電力需要の変動に追随させることを検討する。現在の電力会社の発電所の運転は、かなり精度の高い毎日の毎時電力需要予測に基づいていることから、メガソーラー＋蓄電池システムに対しても、出力を毎日の電力需要パターンに追随できると考える。このパターンでは、出力を電力需要全体と相似形に成形する場合と、ミドル＋ピーク需要と相似形に成形する場合を検討する。なお、電力需要には、関東地方の電力負荷カーブを用いる[8]。

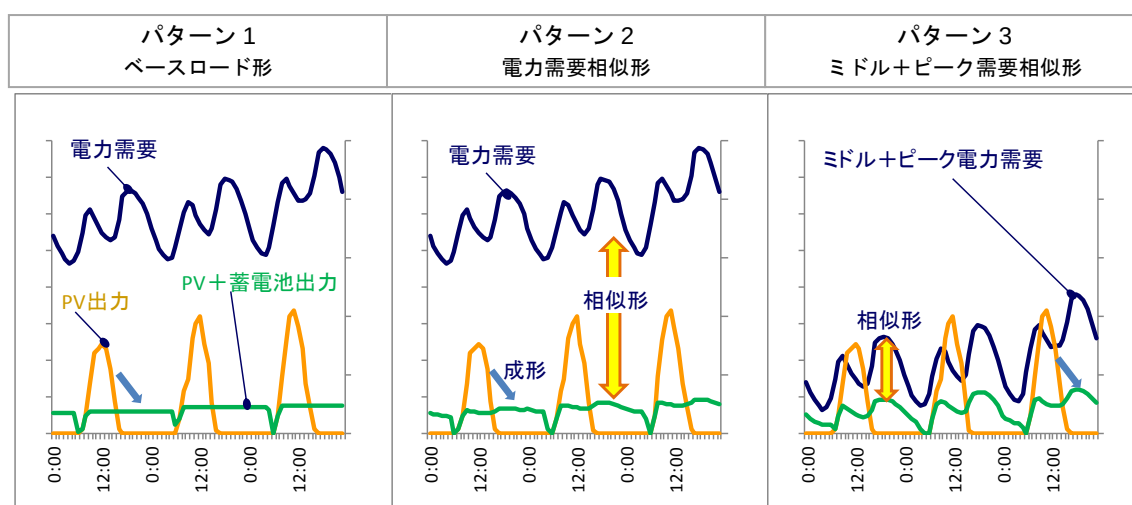


図 2.3 電力需要追従型における蓄電池によるメガソーラー発電出力の3つの成形パターン

- ・ パターン1：毎日において、フラット（Daily base load）
- ・ パターン2：毎日において、電力需要パターンと相似形
- ・ パターン3：毎日において、電力需要のうちミドル＋ピーク需要パターンと相似形

上記3つのいずれの出力パターン（図 2.3）においても、かなり厳しい条件であるが、蓄電池を導入することで、電力需要の多様な変動に応じた出力調整機能をメガソーラーに持たせることで、系統への影響度合いを最小限に抑制できる。むしろ、見方を変えれば、メガソーラー＋蓄電池システムの高付加価値化・高機能化を意味する。つまり、原子力発電

や石炭火力発電が担うベースロード電源としての役割や、LNG 火力発電や石油火力発電が担う負荷調整力としての機能をメガソーラー＋蓄電池システムに持たせるということになる。これは、蓄電池を系統安定化対策として受動的に位置付けた従来の運用方法（“①出力抑制対応型”で検討）ではなく、メガソーラー＋蓄電池システムを積極的に電力安定供給に資する電源として位置付けることを意味する。

2.4 経済性の評価

経済性の評価には、太陽光発電＋蓄電池システムの LCOE（Levelized Cost of Electricity：均等化発電原価）を指標とする。LCOE は、ライフタイムの全費用を現在価値に割引き、年間発電電力量に基づいて均等化するものであるが、太陽光発電＋蓄電池システムに対して、以下のように定義する。

- ・ 全費用＝PV の資本費＋蓄電池の資本費＋運転維持管理費等
- ・ 年間の発電電力量＝実質発電電力量
 - ✓ 住宅用 PV : 実質発電電力量＝PV 直接自家消費＋蓄電池経由自家消費＋売電力
 - ✓ メガソーラー : 実質発電電力量＝PV 直接逆潮＋蓄電池経由逆潮

したがって、太陽光発電電力量のうち蓄電池を経由する量が多いほど、充放電ロスにより実質発電量は減少する。LCOE の計算には、発電コスト検証ワーキンググループの「発電コストレビューシート」[9]を用いる。なお、現状の把握のためには、太陽光発電の稼働年数を 25 年に設定している 2020 年モデルで試算を行う。また、将来を見据えて太陽光発電の稼働年数を 30 年に設定している 2030 年モデルでの試算も行う。蓄電池の寿命は、種類にもよるが現在 10～15 年程度であり、NEDO のロードマップ[10]では 2030 年に 20 年を目標としている。本研究では、現状水準を踏まえつつ将来的な太陽光発電の稼働年数との整合のために 15 年と 30 年で試算を行う。したがって、蓄電池の寿命が 15 年の場合は太陽光発電の稼働期間で 1 回の設備更新が必要となる。

なお、我が国における、太陽光発電＋蓄電池システムの LCOE の比較対象や目標値として、以下を想定する。政府審議会においては、住宅用太陽光発電は家庭用小売電力単価を、非住宅用太陽光発電は業務・産業用小売電力単価を目指すとしている。

- ・ 家庭用小売電力単価 : 25 円/kWh²
- ・ 業務・産業用小売電力単価 : 20 円/kWh²
- ・ 原子力発電、石炭火力発電、LNG 火力発電の LCOE : 10～13 円/kWh[9]

² 「エネルギー・経済統計要覧 2017」によると、2015 年の家庭用小売電力単価は 26.2 円/kWh、業務・産業用は 19.1 円/kWh である。

3. 分析結果

3.1 住宅用太陽光発電＋蓄電池システム

(1) 目標自家消費率と必要な蓄電池容量

図 3.1 に住宅用太陽光発電と蓄電池の季節別（冬期、中間期、夏期）の運転状況のシミュレーション結果を示す。例として、太陽光発電の設備容量を 4kW、蓄電池の容量を 4kWh（左図）と 10kWh（右図）のケースを表示している。蓄電池の容量が 4kWh の場合は、充電可能量が限られており、季節によっては多くの売電が発生している。また、買電も多いことがわかる。一方、蓄電池の容量が 10kWh の場合は、4kWh の場合と比べて蓄電可能量が大きくなることから、売電量と買電量が小さくなっていることがわかる。

また、本研究では、系統への影響を可能な限り抑制するという目的で、自家消費率を指標とする。住宅用太陽光発電＋蓄電池システムの自家消費率を以下のように定義する。

$$\begin{aligned} \text{自家消費率} &= (\text{PV の直接自家消費電力量} + \text{蓄電池経由の自家消費電力量}) / \text{PV 発電量} \\ &= 1 - \text{余剰電力率} \end{aligned}$$

つまり、自家消費率が大きい程、系統への影響度合いが小さいことになる。図 3.2 には、太陽光発電設備容量と蓄電池容量別の自家消費率を示す。例えば、太陽光発電の設備容量が 4～5kW の場合は、蓄電池を設置しない場合（蓄電池容量＝0kWh）は、自家消費率は約 30% であるが、蓄電池の設備容量の増加に伴い、自家消費率は上昇し系統への影響が小さくなることがわかる。ただし、蓄電池の設備容量の増加に伴い自家消費率の改善効果は徐々に弱まり、例えば 20kWh から 50kWh に容量を増加させても、自家消費率の増加はわずかである。これは、蓄電池容量の増加によって充電できる量は増加するものの、放電は電力需要によって制約を受けるためである。したがって、太陽光発電の設備容量によっては、自家消費率を 90%以上に引き上げることができない場合もある。例えば、図 3.3 に太陽光発電設備容量 3kW～5kW の住宅用太陽光発電＋蓄電池システムのエネルギーバランスを示すが、5kW の場合には、蓄電池容量を大きく増加させても自家消費率を 90%まで高めることができない（図中で“システム不成立”表示）。ただし、本研究における分析対象は世帯員数 3 人の戸建住宅であり、これより世帯員数が多く電力消費量が多い住宅では、90%の自家消費率は実現可能であることに留意が必要である。

なお、図 3.3 に示すように、太陽光発電設備容量が 3kW のケースは、蓄電池を設置しない場合の自家消費率は 46%であるが、60%に高めるためには 1.8kWh、80%の場合は 5.2kWh の蓄電池が必要となる。太陽光発電設備容量が 4kW のケースでは、蓄電池無しの自家消費率 36%を 60%に高めるためには 4kWh、80%の場合は 8.7kWh、太陽光発電設備容量が 5kW のケースでは、蓄電池無しの自家消費率 30%を 60%に高めるために 6.2kWh、80%の場合は 13.9kWh の蓄電池が必要となる。

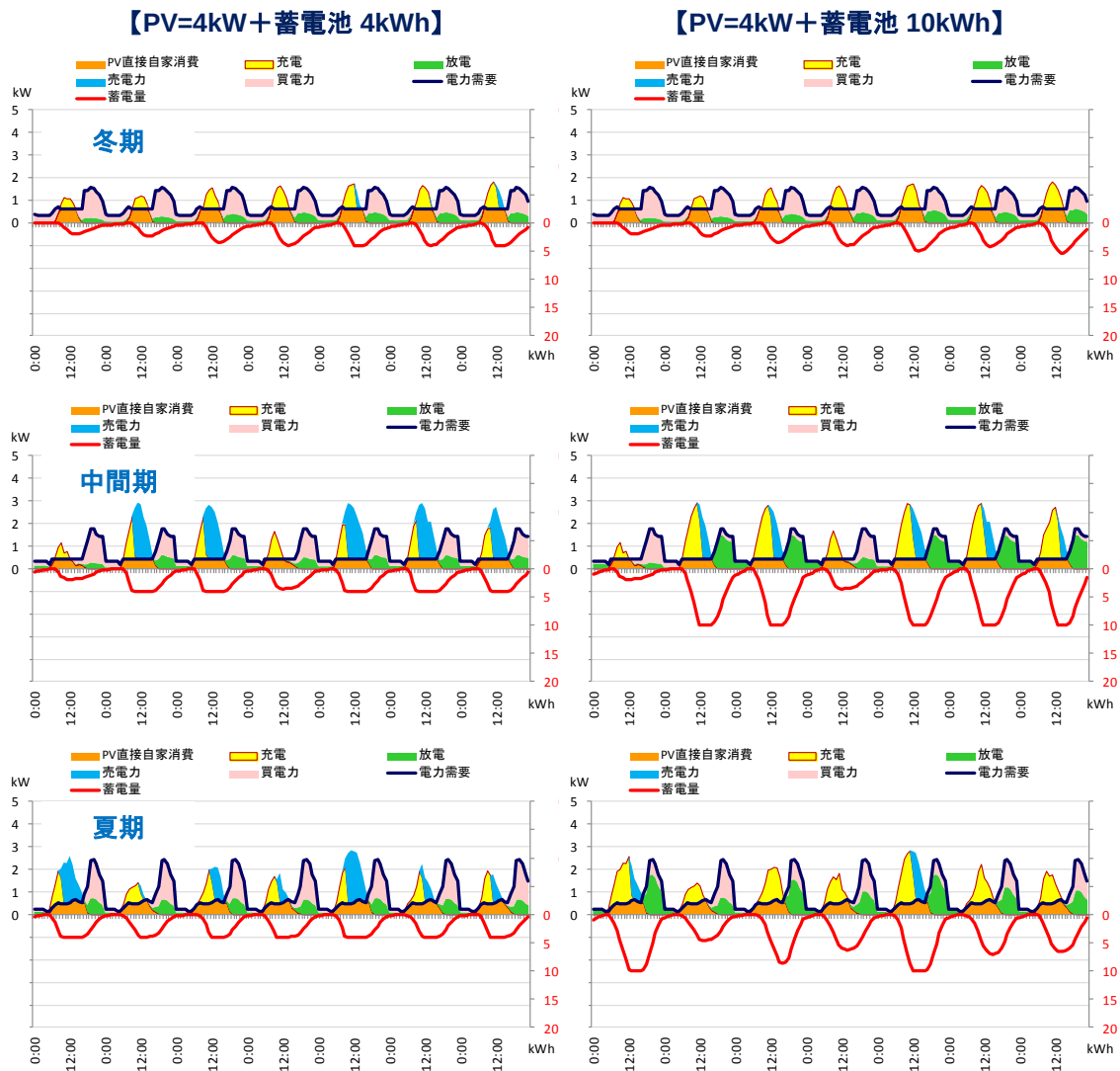


図 3.1 季節別住宅用太陽光発電+蓄電池の運転パターン例

注：便宜上、蓄電量は縦軸のマイナス方向に表示。

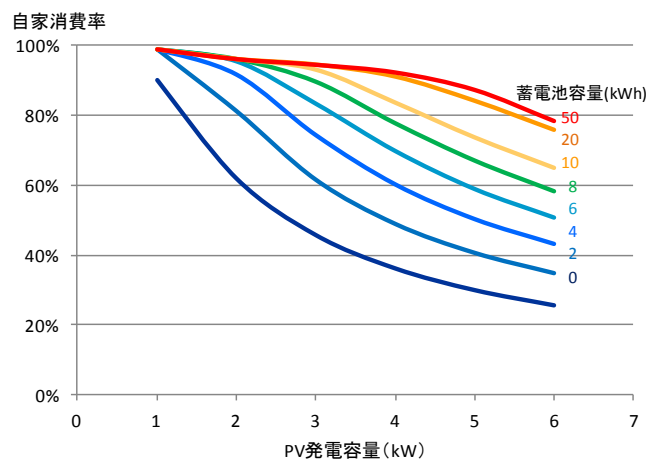
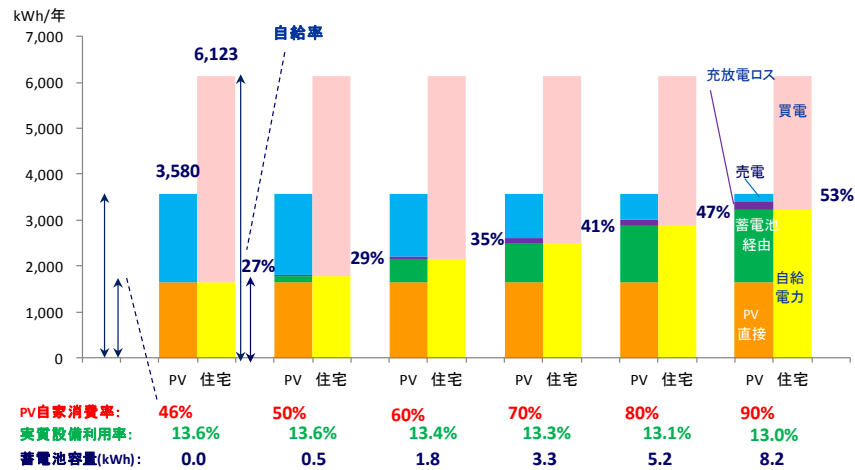
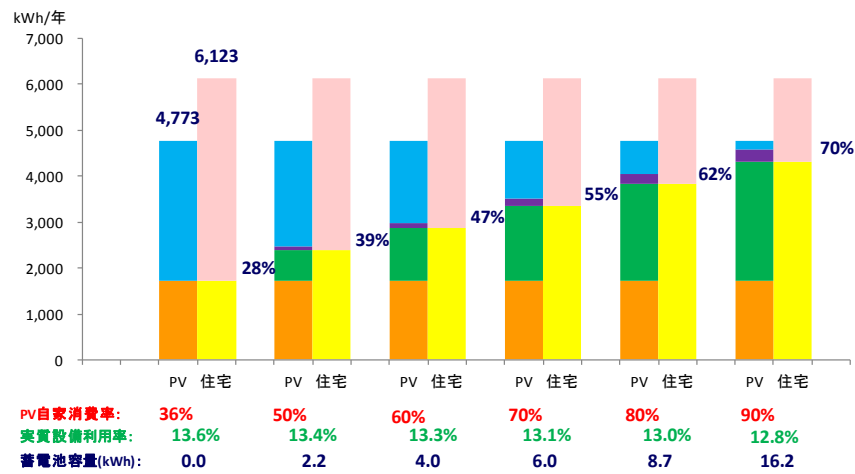


図 3.2 自家消費率

PV=3kW



PV=4kW



PV=5kW

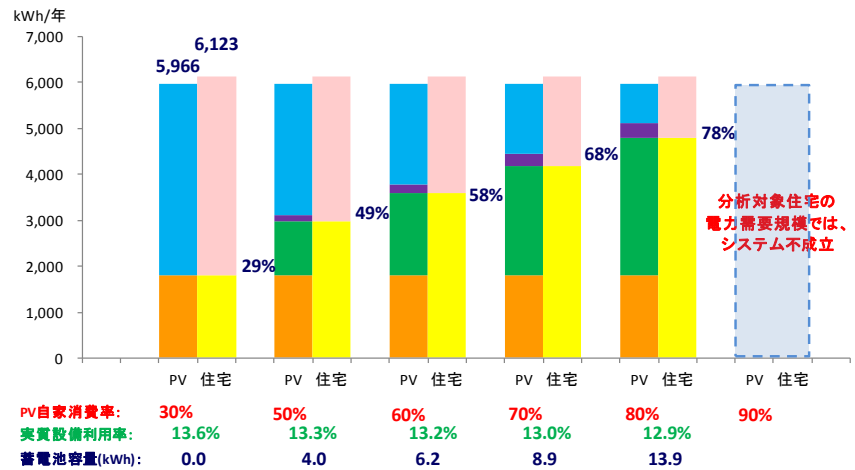


図 3.3 住宅用太陽光発電+蓄電池システムのエネルギーバランス

注：PV=5kW のケースでは、自家消費率 90%を実現するためのシステムが成立しない。

注：自給率=(PV の直接自家消費電力量+蓄電池経由の自家消費電力量)/住宅の電力需要量、と定義し、ZEH (Zero Energy House) とは異なり、ここでは売電力を含めていない。

注：実質設備利用率=実質発電電力量/(太陽光発電定格出力×8760 時間)。実質発電電力量=太陽光発電直接自家消費+蓄電池経由自家消費+売電力

(2) 経済性

まず、現状を把握する。表 3.1 に、現在の我が国の住宅用太陽光発電システム価格（35 万円/kW）と蓄電池価格（20 万円/kWh）に基づいた住宅用太陽光発電+蓄電池システムの LCOE の試算結果を示す。現在、住宅用太陽光発電の保証期間は 15 年～20 年が主流であるが、25 年保証の製品も出てきていることから、稼働年数を 25 年とした発電コスト検証ワーキンググループの 2020 年モデルをベースに試算している。この結果に基づくと、蓄電池の寿命が 15 年の場合は、自家消費率 60%を目標とすると LCOE は 30～50 円/kWh、自家消費率 80%を目標とすると 60～80 円/kWh となる。蓄電池の寿命が 30 年になったとしても、各々 30 円/kWh、40～50 円/kWh であり、我が国の現状の太陽光発電と蓄電池の価格水準では、家庭用小売電力単価とのパリティ（25 円/kWh）にはほど遠いことが分かる。

表 3.1 住宅用太陽光発電+蓄電池システムの LCOE の現状

PV 発電出力 (kW)	自家消費率		必要 蓄電池 容量 (kWh)	システムの 実質 設備利用率	システムコスト (万円/kW) PV=35 万円/kW 蓄電池=20 万円/kWh		システム LCOE (円/kWh)	
	現状	目標			蓄電池寿命 =30 年	蓄電池寿命 =15 年	蓄電池寿命 =30 年	蓄電池寿命 =15 年
3	46%	60%	1.8	13.4%	47	59	26	32
		80%	5.2	13.1%	69	104	38	56
4	46%	60%	4.0	13.3%	55	75	30	40
		80%	8.7	13.0%	79	122	43	66
5	30%	60%	6.2	13.2%	60	85	33	46
		80%	13.9	12.9%	90	146	50	79

注：発電コスト検証ワーキンググループの 2020 年モデル（太陽光発電の寿命を 25 年）をベースに試算。

次に、現在の太陽光発電と蓄電池の価格の国際水準や将来の価格低下を踏まえた上で、これらの価格をパラメータとして試算した LCOE を図 3.4 に示す。なお、将来的な見通しであることから、太陽光発電の稼働年数を 30 年とした発電コスト検証ワーキンググループの 2030 年モデルをベースにしている。太陽光発電の設備容量が 3kW、4kW、5kW のケースにおける、自家消費率 60%（左図）と 80%（右図）の場合の住宅用太陽光発電+蓄電池システムの LCOE を示している。系統安定化の観点から蓄電池を設置しない場合の自家消費率 30%～40%を大幅に向上させる必要があること、また、上述のように 100%に近い自家消費率は非現実的であること等から、60%と 80%を選定している。また、蓄電池の寿命が 15 年（点線）と 30 年（実線）のケースを示す。

同じ自家消費率の場合、太陽光発電の発電出力が小さい程、電力需要によって直接吸収される発電電力量が多いことから、必要な蓄電池容量を抑えることができ、LCOE も小さくなる。

以下では、仮に自家消費率 80%を目標とするケースを想定して試算結果を考察する。太陽光発電出力が 3kW の場合は必要な蓄電池容量は 5.2kWh となり、システム LCOE が家庭

用小売電力単価と同等の 25 円/kWh を達成するためには、蓄電池価格が現状水準の 20 万円/kWh では蓄電池の寿命は 30 年が求められ、かつ太陽光発電価格は 20 万円/kW と、現在の我が国の価格水準の約半分まで削減されなければならない。蓄電池価格が我が国目標の 9 万円/kWh の場合は、蓄電池の寿命が 15 年でも LCOE25 円/kWh を達成できる。

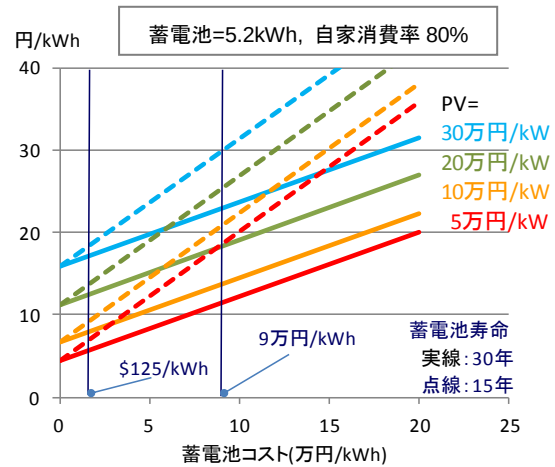
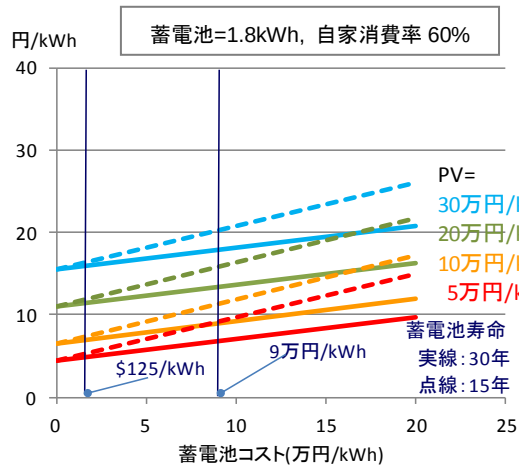
太陽光発電出力が 4kW の場合は蓄電池容量が 8.7kWh となり、LCOE25 円/kWh を達成するためには、例えば、太陽光発電価格が現在の欧州レベルの 20 万円/kW の場合、要求される蓄電池価格と寿命の組合せは、13 万円/kWh と 30 年、若しくは 7 万円/kWh と 15 年となる。

太陽光発電出力が 5kW の場合は蓄電池容量が 13.9kWh となり、LCOE 25 円/kWh を達成するためには、例えば、太陽光発電価格が現在の欧州レベルの 20 万円/kW の場合、要求される蓄電池の価格と寿命の組合せは、11 万円/kWh と 30 年、若しくは 5 万円/kWh と 15 年となる。

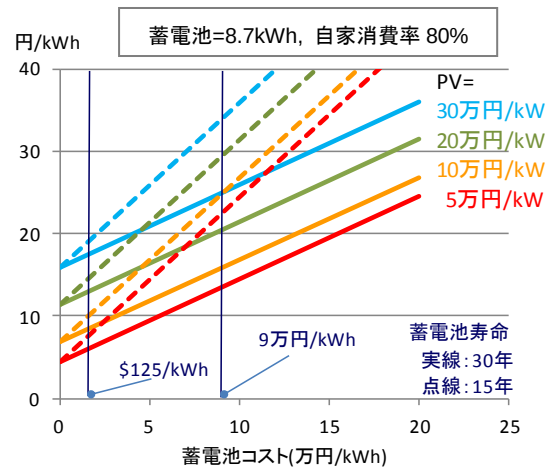
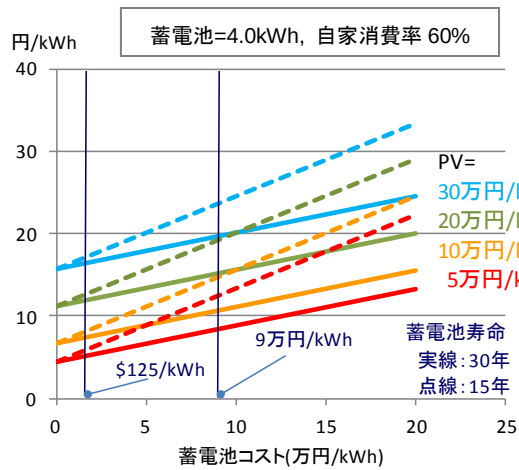
なお、蓄電池価格が米国の目標\$125/kWh まで低下すると、蓄電池の寿命に係らず、太陽光発電価格が 30 万円でも業務・産業用小売電力単価水準の 20 円/kWh 以下の LCOE を達成でき、さらに太陽光発電価格が 10 万円まで低下すれば、LCOE10 円/kWh を達成することができる。

以上の結果をまとめると、我が国の現状の価格レベル（太陽光発電 35 万円/kW、蓄電池 20 万円/kWh）では、住宅用太陽光発電＋蓄電池システムの自家消費率を 80%に高める場合、システムの LCOE は、蓄電池寿命が 15 年では 60～80 円/kWh、30 年まで延びたとしても 40～50 円/kWh であり、家庭用小売電力単価とのパリティ（25 円/kWh）との隔たりはまだまだ大きい。しかしながら、太陽光発電と蓄電池の現在の国際水準や将来的な価格低下を踏まえ、太陽光発電価格が欧州の現在の 20 万円/kW 程度、蓄電池価格が我が国目標の 9 万円/kWh 程度まで低下すると、LCOE 25 円/kWh を達成することができる。また、蓄電池価格が米国の現在の 3 万円/kWh 程度まで低下すれば、業務・産業用小売電力単価水準の LCOE20 円/kWh を達成することが可能となる。さらに、太陽光発電価格が IRENA の 2025 年見通しの 10 万円/kW、蓄電池価格が米国の 2022 年目標の\$125/kWh まで低下すると、原子力発電、石炭火力発電、LNG 火力発電並みの LCOE10 円/kWh を達成することができる。

PV=3kW



PV=4kW



PV=5kW

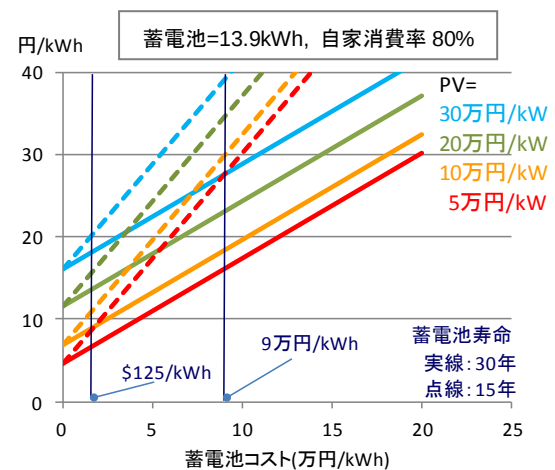
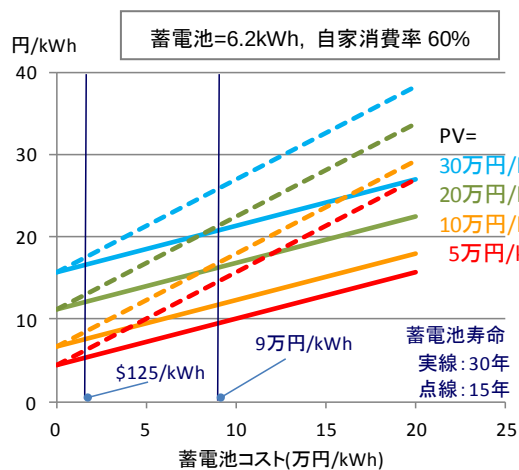


図 3.4 将来的な住宅用 PV+蓄電池システムの LCOE

注：太陽光発電の寿命は 30 年（発電コスト検証ワーキンググループの 2030 年モデル）をベースに試算。

注：蓄電池価格の 9 万円/kWh は我が国の 2020 年目標、\$125/kWh は米国の 2022 年目標である。

3.2 メガソーラー+蓄電池システム

(1) 蓄電池容量

①出力抑制対応型

図 3.5 に余剰電力率が 1%と 5%の場合の出力抑制対応型の季節別運転パターンを例示する。日射条件が良く発電電力が増加する中間期の日中に発生する余剰電力が蓄電池に充電され、他の時間帯に放電されていることがわかる。

図 3.6 に余剰電力率と必要蓄電池容量の関係を示す。余剰電力率が 1%の場合は、メガソーラー発電出力 1kW あたり必要な蓄電池容量は 1.2kWh であるが、5%の場合は 2.4kWh となる。8%になると 3kWh を超えることがわかる。

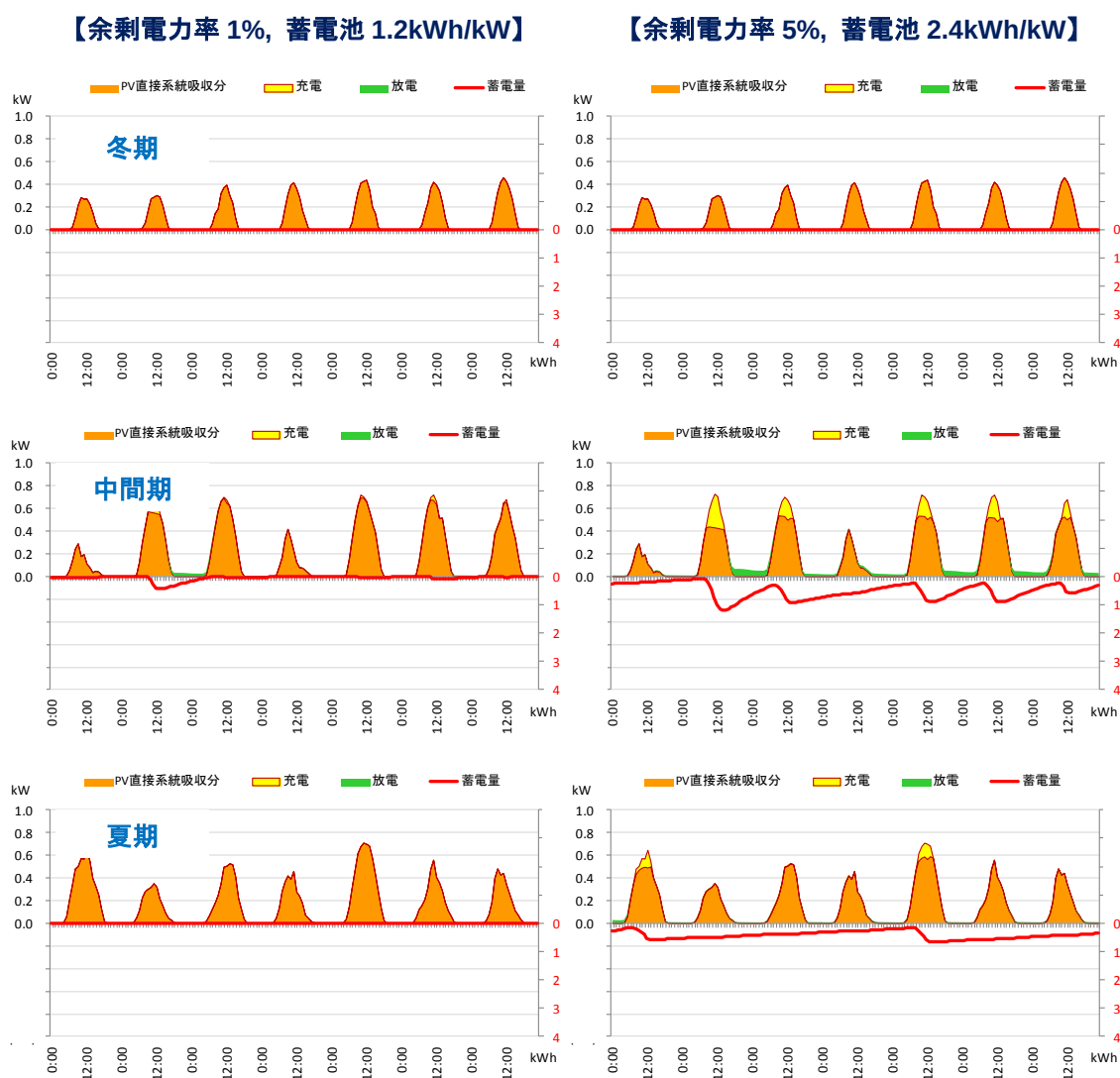


図 3.5 出力抑制対応型メガソーラー+蓄電池システムの運転パターン例

注：便宜上、蓄電量は縦軸のマイナス方向に表示。

注：余剰電力率＝余剰電力量/発電電力量

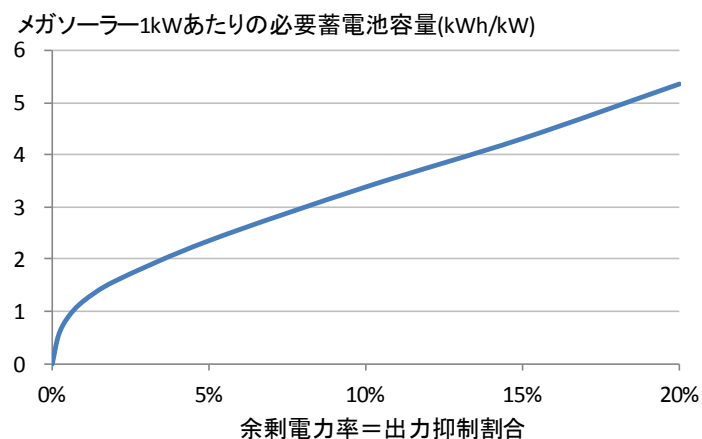


図 3.6 出力抑制対応型メガソーラー＋蓄電池システムの余剰電力率と必要蓄電池容量の関係

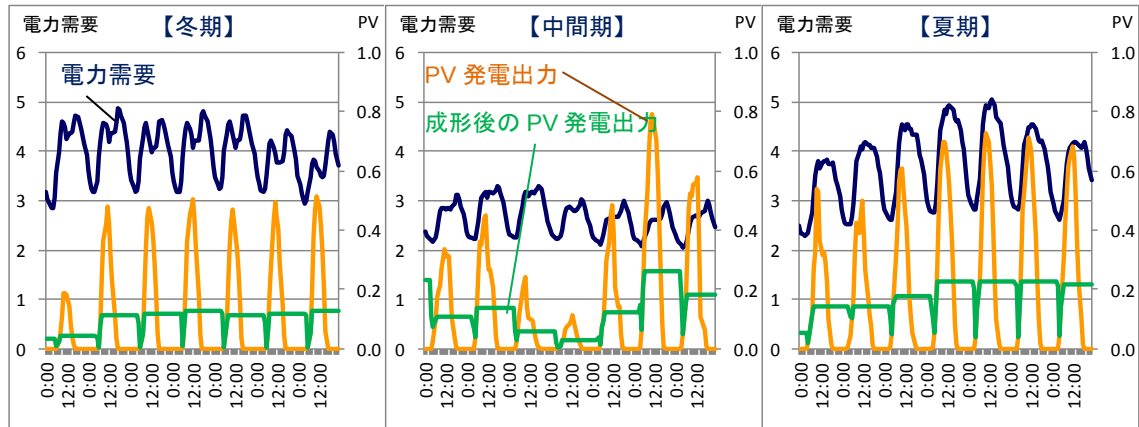
②電力需要追従型

図 3.7 に、電力需要追従型における、パターン 1（毎日ベースロード形）、パターン 2（電力需要相似形）、パターン 3（ミドル＋ピーク電力需要相似形）ごとの、季節別の代表的な 1 週間のシミュレーション結果を示す。充放電の状況については図示していないが、蓄電池の導入により、毎日の太陽光発電出力が電力需要パターンに応じて成形されていることがわかる。なお、どの成形パターンでも太陽光発電 1kW あたり 3.2kWh の蓄電池容量が必要となる。これは、どのパターンにおいても通年の蓄電量に顕著な差がなく、日射条件が良い 5 月中旬に発生する最大蓄電量が同じ水準になるからと考えられる。

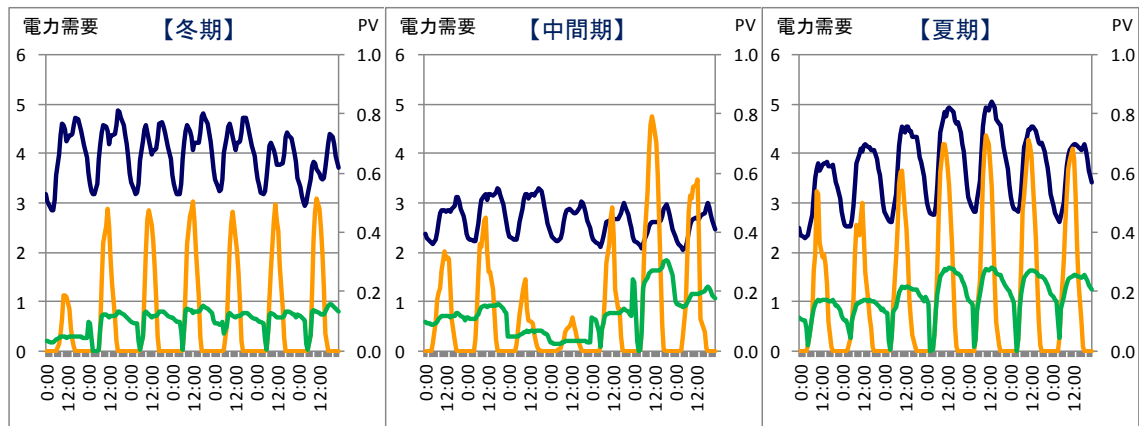
③出力抑制対応型と電力需要追従型の関係

出力抑制対応型は、当然のことながら余剰電力率が大きくなるほど必要な蓄電池容量も大きくなる。図 3.6 に基づくと、余剰電力率がおよそ 9%を上回る状況では、電力需要追従型で求められる蓄電池容量 3.2kWh/kW を超えることになり、出力抑制に対応する蓄電池運用方法は意味がなくなる。これ以上の状況では、積極的に電力需要追従型の運転方法を選択した方が経済性に優れることになる。

パターン 1（毎日ベースロード形）：必要蓄電池容量 3.22kWh/kW



パターン 2（電力需要相似形）：必要蓄電池容量 3.21kWh/kW



パターン 3（ミドル+ピーク電力需要相似形）：必要蓄電池容量 3.28kWh/kW

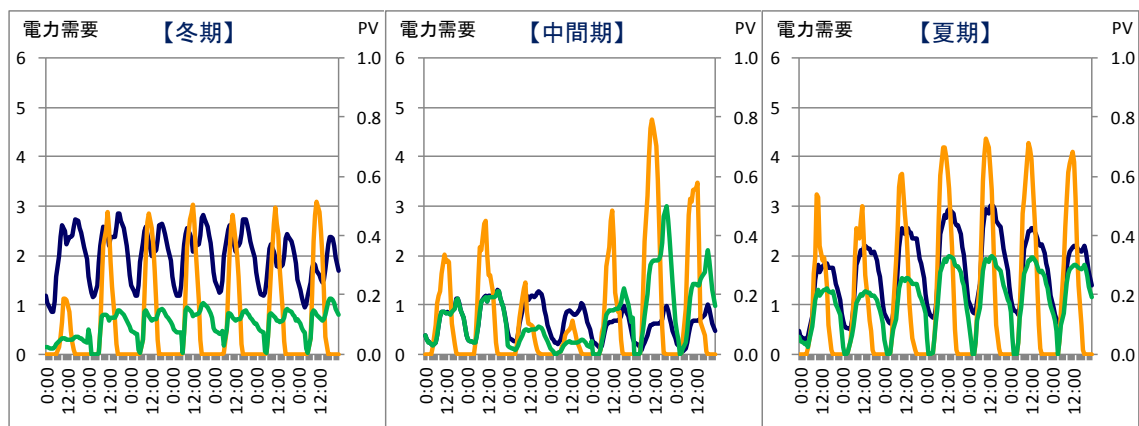


図 3.7 電力需要追従型における季節別の蓄電池によるメガソーラー発電出力の成形

注：電力需要と太陽光発電出力は各々正規化表示していることから、両者の大小関係は捨象。

(2) 経済性

まず、現状を把握する。表 3.2 に、現在の我が国の非住宅用太陽光発電システム価格（29 万円/kW）と蓄電池価格（20 万円/kWh）に基づいたメガソーラー＋蓄電池システムの LCOE の試算結果を示す。上述の通り、出力抑制対応型は電力需要追従型の蓄電池容量を超えない範囲で導入する意味があることから、余剰電力率が 1%（メガソーラー 1kW あたり必要蓄電池容量 1.2kWh）と 5%（同 2.4kWh）の場合を対象としている。LCOE は蓄電池寿命が 15 年の場合 40～70 円/kWh、30 年に伸びたとしても 30～40 円/kWh となる。電力需要追従型は、3.2kWh の蓄電池が必要となることから、システムコストが非常に大きくなり、LCOE は蓄電池寿命が 15 年の場合 92 円/kWh、30 年に伸びたとしても 56 円/kWh となる。いずれにしても、業務・産業用小売電力単価とのパリティ（20 円/kWh）にはほど遠いことが分かる。

表 3.2 メガソーラー＋蓄電池システムの LCOE の現状

	余剰電力率	PV1kWあたりの必要蓄電池容量 (kWh/kW)	実質設備利用率	システムコスト (万円/kW) PV=29 万円/kW 蓄電池=20 万円/kWh		システム LCOE (円/kWh)	
				蓄電池寿命=30 年	蓄電池寿命=15 年	蓄電池寿命=30 年	蓄電池寿命=15 年
出力抑制対応型	1%	1.2	13.6%	53	77	31	44
	5%	2.4	13.6%	76	123	44	69
電力需要追従型	—	3.2	12.9%	93	158	56	92

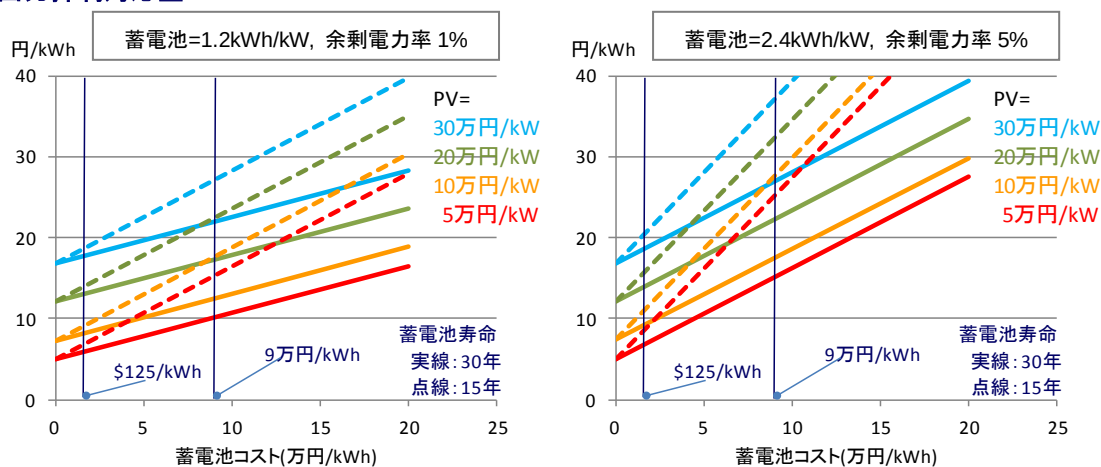
注：発電コスト検証ワーキンググループの 2020 年モデル（太陽光発電の寿命を 25 年）をベースに試算。

次に、現在の太陽光発電と蓄電池の国際水準価格や将来の価格低下を踏まえた上で、これらの価格をパラメータとして試算した LCOE を図 3.8 に示す。なお、将来的な見通しであることから、太陽光発電の稼働年数を 30 年とした発電コスト検証ワーキンググループの 2030 年モデルをベースにしている。

出力抑制対応型も電力需要追従型も、業務・産業用小売電力単価水準の LCOE20 円/kWh を達成するためには、太陽光発電価格が現状水準の場合は、蓄電池の価格は寿命にもよるが、高くても 5 万円/kWh 以下が求められる。特に、電力需要追従型においては、蓄電池価格は 1 万円/kWh まで低下することが必要となる。太陽光発電価格が 20 万円/kW まで低下すると、出力抑制対応型の蓄電池価格は 5～10 万円/kWh、電力需要追従型の場合は 3 万円/kWh 程度で済む。欧州の現在の太陽光発電価格 16 万円/kW、米国の現在の蓄電池価格 3 万円/kWh を踏まえると、非現実的な水準ではないと考えられる。

また、太陽光発電価格が 10 万円/kW（IRENA の 2025 年世界平均見通し水準）、蓄電池価格が 2 万円/kWh（米国 DOE の 2022 年目標）まで低下すると、10 円/kWh の LCOE を達成することができ、メガソーラー＋蓄電池システムは、多様な電力需要パターンに対応できるオールマイティーで、他のいかなる電源に対しても競争力を持った電源となる。

出力抑制対応型



電力需要追従型

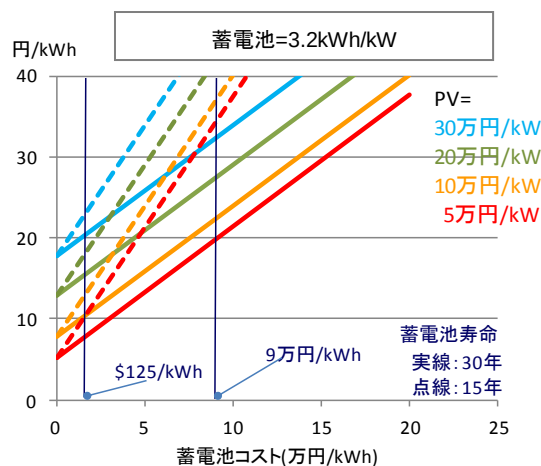


図 3.8 将来的なメガソーラー＋蓄電池システムの LCOE

注：太陽光発電は寿命 30 年（発電コスト検証ワーキンググループの 2030 年モデル）をベースに試算。

注：蓄電池価格の 9 万円/kWh は我が国の 2020 年目標、\$125/kWh は米国の 2022 年目標である。

注：蓄電池容量は、メガソーラー1kW あたりの容量 (kWh/kW) である。

4. 太陽光発電＋蓄電池システムの導入に向けた課題

住宅用太陽光発電＋蓄電池システムに関しては、本研究では現在の平均的な太陽光発電導入世帯（世帯員数 3 人）への導入を前提とした分析を行った。現在、住宅用太陽光発電の平均的な発電出力は 4.5kW であり、系統への影響の抑制を目指して本システムの自家消費率を向上させるためには、4.5kW より小規模の太陽光発電を導入することも考えられる。この場合、必要となる蓄電池容量を抑制することができ LCOE も低下する。住宅の規模に応じた太陽光発電＋蓄電池システムの最適な仕様の特定が課題となる。

FIT 制度導入以来、現在までに、出力抑制は九州地方の離島で延べ 50 回程度発動されて

いるに過ぎないが、今後、再生可能エネルギーの導入の拡大に伴い出力抑制機会が増える
と見込まれる。出力抑制の対象となる余剰電力の割合がある水準（本研究では9%）を超え
る状況では、メガソーラー＋蓄電池システムは、現在主に考えられている出力抑制対応型
（p.18 参照）ではなく、積極的に電力需要追従型を選択する方が、メリットがあることに
留意が必要である。

技術的な課題としては、太陽光発電＋蓄電池システム蓄電池の LCOE の削減には、当然
のことながら、太陽光発電及び蓄電池の設備費の削減が求められるとともに、長寿命化も
鍵となる。現在、太陽光発電の寿命は 25 年まで延びており、更なる技術開発によって 30
年を目指すことが重要となる。現在 10～15 年と太陽光発電に比べて短い蓄電池の寿命の延
長も求められるが、一般的に長寿命化は設備費上昇をもたらす。したがって、長寿命化を
図りつつ設備費を低減することが求められる。ただし、一方で、設備費が十分に低下すれ
ば、短寿命による設備更新が与えるシステム価格増大への影響は小さくなることから、長
寿命化を犠牲にして低コスト化のみをターゲットとした技術開発戦略もあり得る。

まとめ

本研究では、ポスト FIT を見据えて、太陽光発電＋蓄電池システムが FIT 制度に依存せ
ず、自立的に普及拡大できるために求められる経済性条件を明らかにした。分析には簡易
蓄電池運転シミュレーターを構築し、太陽光発電の出力変動が系統へ与える影響度合いを
低減するために必要となる蓄電池容量を特定して、システム全体の LCOE（Levelized Cost of
Electricity：均等化発電原価）を試算した。

系統への影響を低減させるために、住宅用太陽光発電＋蓄電池システムに対しては自家
消費率の向上を目指した運転方法を設定した。また、メガソーラー＋蓄電池システムの運
転方法に関しては二つのパターンを設定した。一つは、出力抑制の対象となる余剰電力を
充電し他の時間帯で放電する“出力抑制対応型”である。もう一つは、蓄電池の導入によ
りメガソーラーをベースロード電源や負荷調整電源として機能させる（出力パターンを電
力需要のベース、ミドル、ピーク等に応じて成形する）ことで系統への影響を極限まで抑
制する“電力需要追従型”である。

分析結果に基づくと、現在の我が国の価格と寿命を前提とすると、住宅用太陽光発電＋
蓄電池システムの LCOE は 60～80 円/kWh となり、家庭用小売電力単価とのパリティ（25
円/kWh）に及ばない。また、メガソーラー＋蓄電池システムの LCOE も 40～90 円/kWh で、
業務・産業用小売電力単価とのパリティ（20 円/kWh）にはほど遠いことがわかった。し
かしながら、現在の国際価格水準が達成できれば、両システムとも、概ねグリッドパリテ
ィーを達成することができることがわかった。

また、分析を通して、出力抑制対応型と電力需要追従型の分岐点も明らかになった。出
力抑制対応型は、余剰電力率が大きくなるほど必要な蓄電池容量も大きくなるが、余剰電

力率が 9%を上回る状況では、電力需要追従型で求められる蓄電池容量 3.2kWh/kW を超えることになり、出力抑制に対応する蓄電池運用方法は意味がなくなる。これ以上の状況では、積極的に電力需要追従型の運転方法を選択した方が経済性に優れることになる。したがって、メガソーラー+蓄電池システムのあり方として、余剰電力が小規模である当面は出力抑制対応型を選択することに妥当性があるが、長期的には安定電源や調整電源として位置付ける電力需要追従型に意義がある。

太陽光発電価格が IRENA の 2025 年見通しの 10 万円/kWh、蓄電池価格が米国の 2022 年目標の \$125/kWh (1.4 万円/kWh) まで低下すると、住宅用太陽光発電+蓄電池システムもメガソーラー+蓄電池システムも、LCOE10 円/kWh を達成することができ、太陽光発電+蓄電池システムは、多様な電力需要パターンに対応しつつ、他の電源と同等の経済性を持つ電源となる。我が国の現在の太陽光発電及び蓄電池は、高品質への強い要求や過度な経済支援による競争市場醸成の妨げ等が原因で高価格水準にとどまっており、国際価格水準の達成にはある程度の時間が必要になると思われる。ただし、本格的にポスト FIT を見据えるのは 2030 年頃からであり、その時期に向けて、これらの課題解消に向けた政策的取組の強化と併せて、システムの長寿命化を目指した研究開発の強化や市場拡大が課題となる。

参考文献

- [1] “THE POWER TO CHANGE: SOLAR AND WIND COST REDUCTION POTENTIAL TO 2025” , IRENA
- [2] “Overview of the DOE VTO Advanced Battery R&D Program”, Vehicle Technologies Office, June 6, 2016
- [3] “エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会” 資料, METI, 資源エネルギー庁 新エネルギーシステム課, 平成 29 年 3 月 8 日
- [4] “蓄電池戦略”, 平成 24 年 7 月, 経済産業省 蓄電池戦略プロジェクトチーム
- [5] 第 25 回調達価格等算定委員会資料, “電源種別 (太陽光・風力) のコスト動向等について”, 平成 28 年 11 月
- [6] 柴田善朗, “燃料電池、太陽光発電、蓄電池から構成される家庭用分散型エネルギーシステムの経済性分析, エネルギー経済, 2012 年 9 月号
- [7] 家庭からの二酸化炭素排出量の推計に係る実態調査 試験調査, 環境省 (<http://www.env.go.jp/earth/ondanka/ghg/kateitokei.html>)
- [8] 柴田善朗, “地域間連系線増強および出力抑制による風力発電導入ポテンシャルの評価”, エネルギー経済第 39 巻 第 3 号, 2013 年 9 月
- [9] 総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証ワーキンググループ, 平成 27 年 5 月 26 日
- [10] NEDO 二次電池技術開発ロードマップ 2013, 平成 25 年 8 月