

2020 年度成果報告書

太陽光発電主力電源化推進技術開発/太陽光発電の長期安定電源化技術
開発/系統影響緩和に資する技術課題の検討（太陽光発電による調整力
創出技術の実現可能性に関する研究）

2021 年 4 月

国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構

委託先 国立研究開発法人産業技術総合研究所
一般財団法人電力中央研究所

目次

1. 研究開発の成果と達成状況	2
1.1 要約	2
(1) 和文要約	2
(2) 英文要約	3
1.2 本文	4
1.2.1 はじめに	4
1.2.2 PVによる調整力創出の技術的可能性と電源価値評価	7
(1) Headroomを利用した予測制御アルゴリズムの検討	7
(2) インバランス回避調整力の評価	10
(3) 短時間変動調整力の評価	12
(4) Headroomを利用した電源価値評価	14
(5) 実フィールドにおける基礎的な実験	57
1.2.3 PVの期待発電電力リアルタイム推定技術の検討	63
(1) 多種多様な設置形態に対応する期待発電電力推定モデルの汎用性の評価	63
(2) 必要とされる精度を実現するデータ計測期間	68
(3) 制御遅れなどによる推定誤差への影響評価	69
(4) PVの期待発電電力リアルタイム推定技術の検討のまとめ	70
1.2.4 将来的な需給一体型モデルの調査	71
(1) 地上設置型PVのFIT終了後の事業形態の検討	72
(2) PVを利活用可能な需給一体モデルの検討	77
(3) 需給一体型モデルの研究開発課題抽出	91
1.2.5 技術開発課題と必要な実証実験に必要な実験環境まとめ	94
2. 研究発表・講演、文献、特許等の状況	95
(1) 研究発表・講演	95
(2) 論文	95
(3) 特許等（知財）	95
(4) 受賞実績	95
(5) 成果普及の努力（プレス発表等）	95

1. 研究開発の成果と達成状況

1.1 要約

(1) 和文要約

本事業では、太陽光発電（以下、PV）の主力電源化実現のために電力ネットワークへの統合と長期安定電源化に資する、PV 発電事業者が行う技術課題の抽出とその対応方法の検討のため、PV が自ら創出する調整力を活用するための技術課題を抽出し、その技術的な解決方法および費用対効果等の経済合理性の検討を行い、有効性確認の手法を策定することを目的とした。短時間予測およびリアルタイム日射計測等から期待発電電力推定と上限出力制御による上げ調整力確保制御、複数地点の需給予測制御技術の技術的可能性、スポットおよび時間前市場に活用できるインバランス低減の価値、調整力市場における売電価値などの経済性評価、基礎的な実証実験を行うことで、今後の技術課題を抽出した。

PV による調整力創出に必要な予測と制御手法について検討を行い、産業技術総合研究所 福島再生可能エネルギー研究所に設置した PV システムの発電データ、日射データ、衛星観測データからの推定日射データを利用して、単地点や複数地点におけるならし効果も考慮した予測、制御方法を模擬できるようにした。

インバランス回避調整力の評価として、前日スポット市場への売電計画と需給調整市場への調整力供出計画において、PV 発電出力の予測誤差と時間内変動によるインバランスリスク低減のため、Headroom 制御と蓄電池運用を想定したシミュレーションを行い、インバランス発生リスクを定量的に評価した。市場価格や需給調整市場価格に依存するが、制御することによる経済性の優位性を示した。

短時間変動調整力の評価として、一次～三次調整力の要件を満たせるような持続時間等技術的に実現可能であるかについて評価を行い、3 時間窓においても一定の需給調整市場への抛出が可能であることを示した。

上記を組み合わせて、インバランス回避調整力（kWh 価値）、短時間変動調整力（ Δ kW 価値）について、複数のユースケースにより経済性の評価を行った。

実フィールドにおける基礎的な実験として、Headroom 制御について、実際の PV システムを利用した基礎的な実験を行った。産業技術総合研究所に設置している 250kW のシステムを利用して PV アレイに設置された太陽電池式日射計による日射データ収集装置、日射データを利用して期待発電電力を推定する装置、期待発電電力に対して確保する Headroom の比率により制御可能な PCS により構成し、実証データを収集した。

また、地上設置型の FIT 終了の事業形態の調査や、人口減少とインフラ更新を加味した、分散電源として PV を利活用可能な需給一体モデルなどについてシステム形態や技術的な課題について分析を行った。

これら情報を取りまとめて、今後の技術課題を抽出および、有効性確認の手法を策定した。

(2) 英文要約

The objective of this project is to identify the technical issues to utilize the regulating power generated by PV, to examine the technical solutions and economic rationality such as cost effectiveness, and to formulate the method to confirm the effectiveness. This project aims to identify the technical issues, examine the technical solutions and economic rationality such as cost-effectiveness, and formulate a method to confirm the effectiveness. The future technical issues were extracted by conducting The forecasting and control methods necessary for the creation of regulating power by PV were studied, and the forecasting and control methods that take into account the taming effect at single and multiple points can be simulated by using the power generation data, solar radiation data, and estimated solar radiation data from satellite observation data of the PV system installed in the Fukushima Renewable Energy Laboratory of the National Institute of Advanced Industrial Science and Technology(AIST).

Due to reduce the risk of imbalance due to forecast error and intra-hour variation of PV power output in the power sales plan to the spot market on the previous day and the regulating power supply plan to the supply and demand adjustment market, the simulation assuming Headroom control and storage battery operation was conducted to evaluate the risk of imbalance occurrence. The risk of imbalance was quantitatively evaluated. Although it depends on the market price and the supply-demand adjustment market price, the economic advantage of the control was shown.

As an evaluation of the short-run fluctuation adjustment power, we assessed whether it is technically feasible, such as duration, to meet the requirements of primary to tertiary adjustment power, and showed that a certain amount of contribution to the supply-demand adjustment market is possible even in a three-hour window.

We evaluated the economic feasibility of the imbalance avoidance adjustment power (kWh value) and the short-time fluctuation adjustment power through multiple use cases.

As a basic experiment in a real field, a basic experiment on Headroom control was conducted using a real PV system. We used a 250kW system installed at AIST. The system consists of a solar radiation data collection device using solar radiation meters installed on the PV array, a device that estimates the expected power generation using solar radiation data, and a PCS that can be controlled according to the ratio of Headroom secured to the expected power generation. The system was configured to collect demonstration data.

A survey of the business model of ground-mounted FIT termination, and an analysis of the system configuration and technical issues of an integrated supply-demand model that can utilize PV as a distributed power source, taking into account population decline and infrastructure renewal, were conducted.

We extracted future technical issues and formulated a method for confirming the effectiveness of the system.

1.2 本文

1.2.1 はじめに

太陽光発電（以下、PV）の主力電源化の実現のためには、PV 大量導入時の電力ネットワークへの統合と PV の長期安定電源化を行う必要がある（図 1.2.1-1）。

電力ネットワークへの統合については、PV が天候により出力変動することや昼間にしか発電できないことなどの柔軟性に欠ける点を踏まえて、どのように既存電源や運用技術と調和していくか、その対策コストをどのように負担していくかが重要な課題である。

これらの解決方法として、一般送配電事業者などの系統運用者側で対策を行うことで託送料金として広く負担する方法、グリッドコードのような連系要件として全ての発電事業者・製造者に機能を求めることで発電コストの増加（間接的に電力料金により負担）により負担する方法、電力市場により電源価値を市場取引の中で間接的にやり取りすることで調達する方法（電力料金やサービス価格により負担）がある。それらのバランスをとることにより、社会的コストを最低限とすることが重要となる。この中で、PV 発電事業者としては、発電側の柔軟性向上により電力市場を活用した収益向上が重要な課題となる。

また、長期安定電源化のためには、信頼性、安全性向上とリパワリングなどによる導入拡大と共に持続可能な発電事業として継続的に運用される必要がある。現状は、FIT 制度により発電電力量の売電は調達価格により保証されており、発電事業者は特に予測も制御も必要なく発電事業を行っている。しかしながら、現在行われている電力システム改革では、電力の安定供給を確保すること、電力料金を最大限抑制すること、需要家の選択肢や事業者の事業機会を拡大することを目的として、さまざまな電力市場整備などが行われている。これは 3E+S を、事業者の経済合理的な行動を通じてより効率的に達成する観点から、電源としての価値が適正な市場価格で取引されるための整備が行われている。FIT 制度が終了した段階では、PV も同様に電源としての価値を創出できなければ、発電事業を継続することが困難となる。

例えば、図 1.2.1-2 は東京電力、関西電力、九州電力、四国電力の JPEX におけるスポットエリアプライスの時刻別平均値を示している。東京電力、関西電力では、年度ごとに大きな変化はないが、九州電力、四国電力では昼間の市場価格が下がっていることが分かる。これは東京、関西では PV が電力需要に対して導入量が多くないが、九州、四国では PV の導入量が拡大したことにより昼間に電力供給が相対的に多く市場価格を下げていることを示している。また、図 1.2.1-3 は 2019/4/7 の九州電力の需給実績とエリアプライスを示している。このように PV の発電電力量が多い昼間にはエリアプライスが最低の 0.01 円/kWh となり、kWh の価値がほとんどないことを示している。今後、PV の導入量拡大に伴い、このような時間帯が増加し、PV の kWh 価値の低下が想定される。このような環境下においても PV 発電事業を継続するためには、自らの調整力創出など電源としての価値、柔軟性を向上する必要がある。

このように、PV 発電事業者が柔軟性を向上し、電源価値を向上させることは、電力エネルギーネットワークの安定供給にも貢献でき、さらに市場原理により競争力の高い発電事業者を育成し、分散された PV リソースを活用して、持続的な発電事業を可能とすることができる。

柔軟性の向上のためには、PV の出力制御や発電電力量・需要予測の高度化、需給一体型システムの構築等によって、変動電源である PV と需要側との需給バランスの実現に資する技術を開発する必要がある。加えて、今後の総発電電力量に占める PV の割合のさらなる増加によって、需給変動

に対する調整力不足に対応して、PVが自ら調整力を創出する技術開発も必要である。本事業では、PVの主力電源化実現のために電力ネットワークへの統合と長期安定電源化に資する、PV発電事業者が行う技術課題の抽出とその対応方法の検討のため、PVが自ら創出する調整力を活用するための技術課題の抽出と解決方法および費用対効果等の経済合理性の検討を行い、有効性確認の手法を策定することを目的とする。

実施内容および体制は図1.2.1-4に示す通り。産業技術総合研究所（AIST）が全体取りまとめおよび1.2.2, 1.2.4を実施、一部を東京理科大に再委託する。1.2.3は電力中央研究所（電中研）が担当する。



図1.2.1-1 本事業の目的と概要

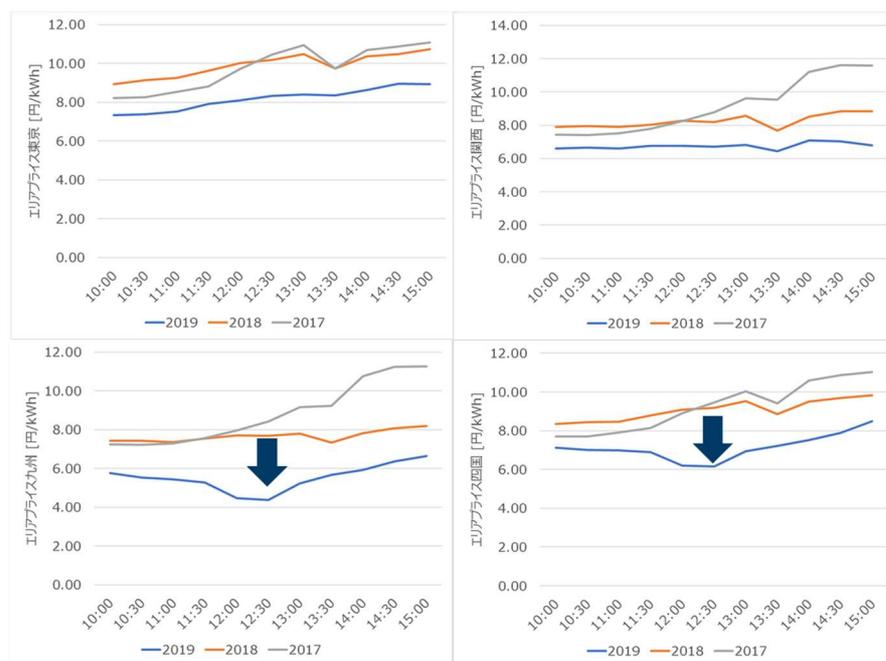
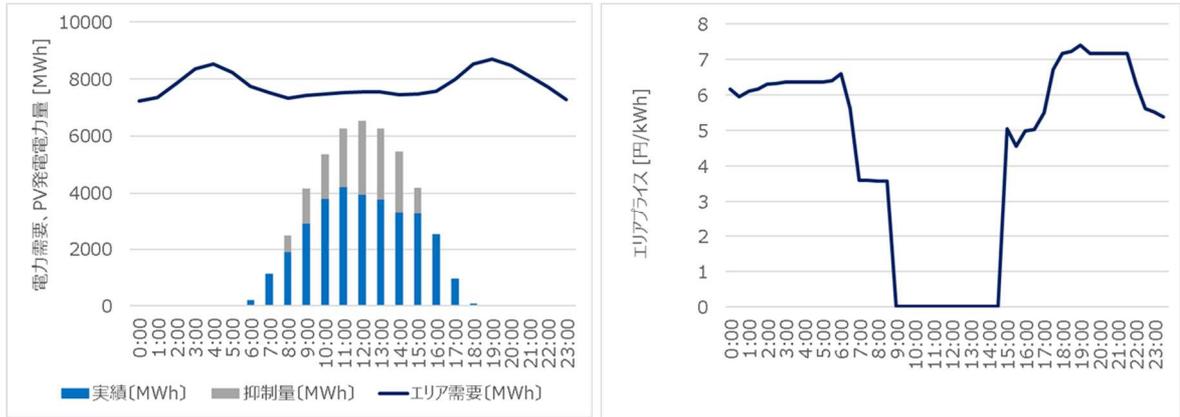


図1.2.1-2 JPEXのスポット価格の推移（時間帯別平均値）



出典：九州電力エリア需給実績（2020年4月30日更新）

JPEX 2019年度、スポット市場取引結果

図1.2.1-3 九州電力エリアの実績とスポット価格(2020年04月07日)

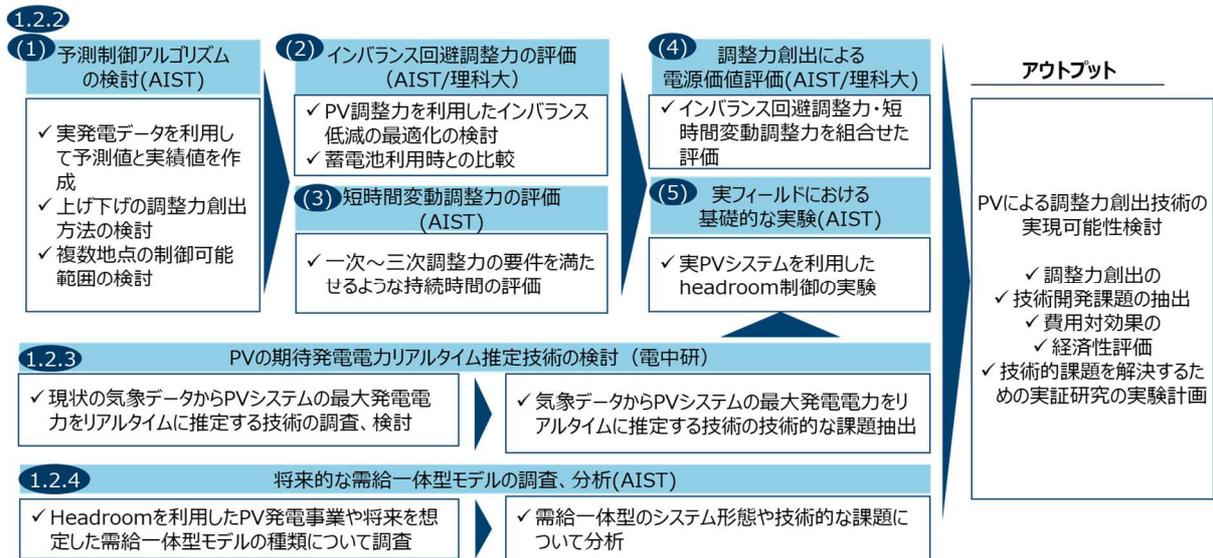


図1.2.1-4 実施内容と体制

1.2.2 PVによる調整力創出の技術的可能性と電源価値評価

(1) Headroomを利用した予測制御アルゴリズムの検討

PVによる調整力創出に必要な予測と制御手法について、シミュレーション方法を検討した。

発電予測手法については、前日の発電計画を立てるために前日の発電予測が必要となる。ここでは、これまで産業技術総合研究所が開発を行っている手法を利用した。具体的には、数値予報モデルの出力であるGPV (Grid point value) を利用して、その出力をサポートベクターマシン等の機械学習により発電電力量 (または日射量) に変換するモデルを利用した。

制御手法については、PVシステムは出力抑制が実装されているように、出力を下げる方向に調整する制御は可能である。他方で、出力を上げる方向に調整する制御は、実装されていない。そのため、ここでは上げ側の出力調整する方法 (上げ調整制御) について検討した。具体的には、意図的に一定程度出力を下げて運転を行い、必要なときに出力を増加させる。しかしながら、PVは天候変動により出力変動を伴うため、出力を下げておく必要幅を想定する必要がある。その方法としては、日射強度に対応した発電出力をリアルタイムで推定を行い、そこから指令する割合の出力 (期待発電電力) を事前に低下させて運転させることで上げ調整力を確保する方法である。この制御をHeadroom制御と呼ぶこととする。

実際の制御では、日射センサなどのデータから期待発電電力を推定し、その出力から最大出力電力を下げる方向にパワーコンディショナにより入力 (PVアレイ側) 直流電圧を制御することで実装する。

これらの予測制御アルゴリズムのシミュレーションとしては、本事業が経済的な評価を目的とするため、簡易的手法として、過去の発電電力データを利用し、そこから出力を低下させる指令値を単純に制御に必要な出力分を下げることで模擬した。

また、実際に利用するデータは、産業技術総合研究所 福島再生可能エネルギー研究所に設置したPVシステムの発電データ、太陽放射コンソーシアムが作成した衛星観測データから推定した日射データを元に産総研が発電データに変換したデータを利用して、単地点や複数地点におけるならし効果も考慮した予測、制御方法を模擬できるようにした。

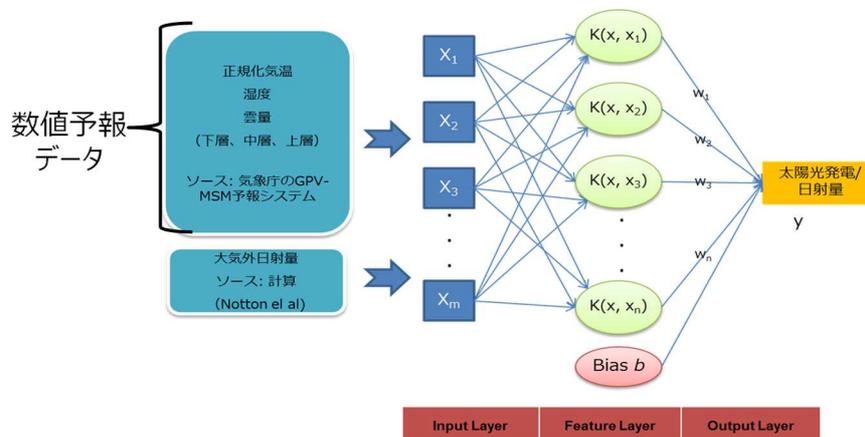


図1.2.2(1)-1 計画用予測手法の概要

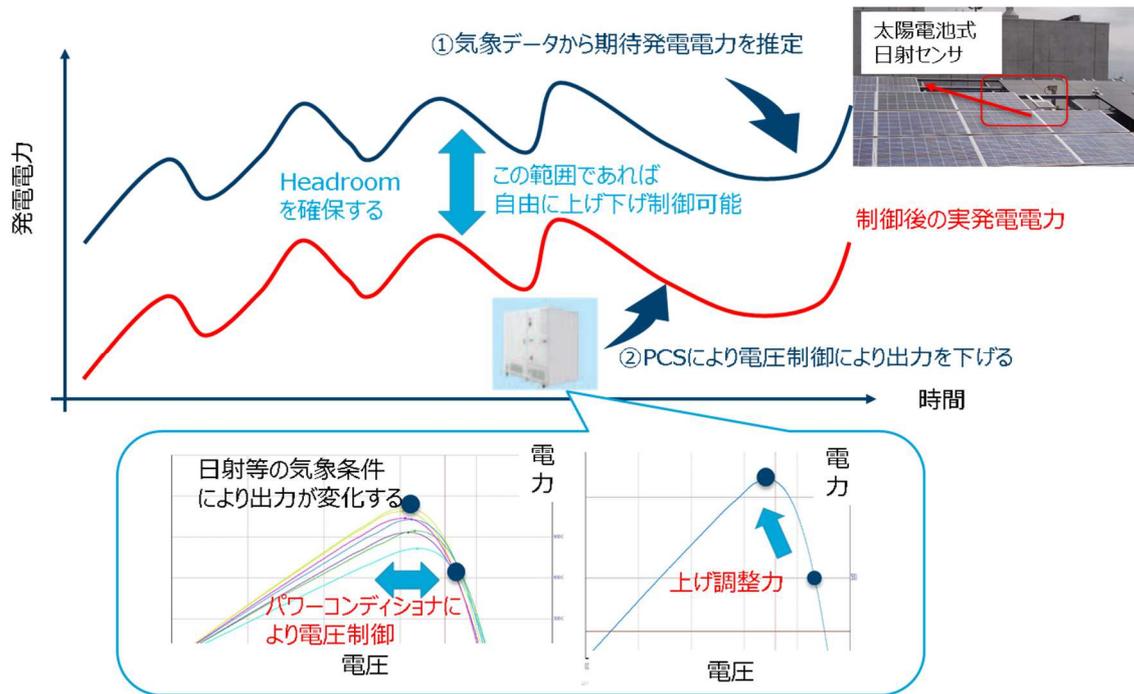


図1. 2. 2(1)-2 上げ調整力創出方法の概要

Headroom 制御を活用したユースケースについて検討を行った。現状では 4 つのユースケースが考えられる。

a. インバランス低減

- ・ 計画断面におけるユースケース。
- ・ 不足インバランスを低減するために、予測誤差を想定して低めに計画をする（計画時 Δ kW）。
- ・ 計画値による約定量の低下とインバランス（不足インバランスによるペナルティおよび余剰インバランスの増加による機会損失）がトレードオフ。
- ・ 計画のみであるため、リアルタイムの Headroom は不要。

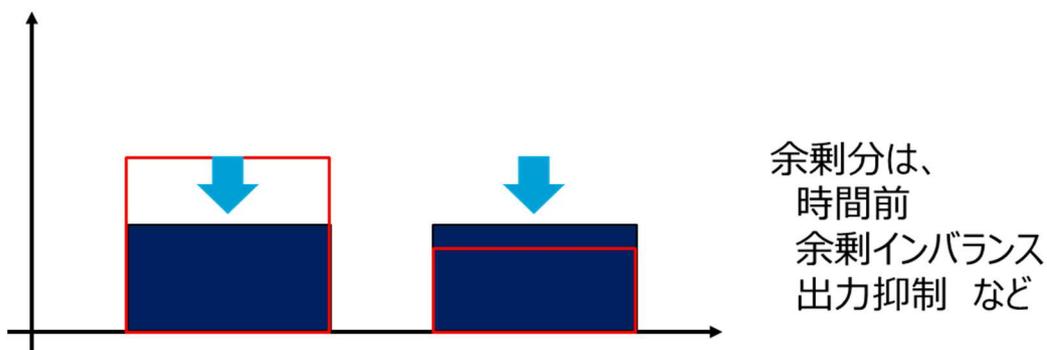


図 1. 2. 2(1)-3 Headroom 制御のユースケース A（計画断面）の概要

b. 需給調整市場調整力創出

- ・計画断面におけるユースケース。
- ・需給調整市場用にある程度確保して計画を行う。
- ・需給調整市場分に拠出するために確保する kWh と需給調整市場の価格がトレードオフ。
- ・需給調整市場分は Headroom 制御により常に確保しておく必要がある。
- ・需給調整市場を優先して、スポット(or 時間前)はインバランスとして処理。

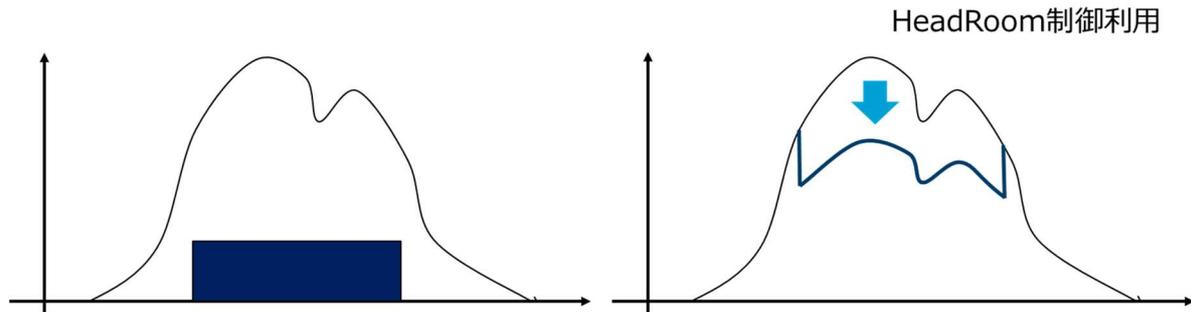


図 1.2.2(1)-4 Headroom 制御のユースケース A (計画断面) の概要

c. 時間内変動抑制

- ・実需給断面におけるユースケース。
- ・30 分の時間内変動の調整に利用。
- ・先にできるだけ出して、残りは抑制することでも実現できる。
- ・時間内変動の kW 制約などがなければ利用しない。

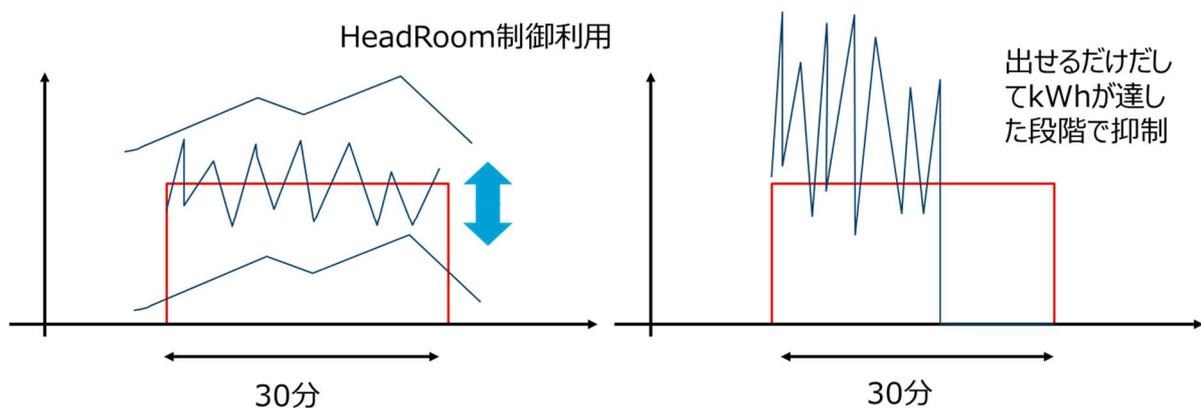


図 1.2.2(1)-5 Headroom 制御のユースケース A (計画断面) の概要

d. 自端制御による系統サポート

- ・実需給断面におけるユースケース。
- ・Headroom 利用による自端制御
- ・Frequency-Watt (上下)
- ・慣性力提供 など

(2) インバランス回避調整力の評価

国内における需給運用においては、バランシンググループによる計画値同時同量と一般送配電事業者による最終的な調整により行われている。計画値同時同量を遵守することが需給運用上でも重要であり、電力市場を利用する場合においても、収益を確保するうえでも重要となる。今後は、FIT 制度から電力市場と連動した FIP 制度に移行する。その後は、FIT/FIP を利用しない発電事業を継続するためには、計画値同時同量をコスト効率的な方法で実現することが必要となる。電力市場においては、計画値からは実需給断面とのずれであるインバランスがペナルティとして発生するため、その回避の調整方法が必要となる。

ここでは、前述のユースケース（インバランス低減）に関して、Headroom 制御による調整力をインバランス回避に利用する可能性について検討を行った。

①Headroom 制御による年間売電の減益とインバランス回避による便益の分析

インバランスを全部回避するために必要な Headroom による kWh 損失量について簡易的な試算を行った。無制御時と比較して制御することによる収益減が上回らないことを条件とした、回避すべきインバランスによる損失を計算した。ただし、余剰、不足のインバランスは同じ割合で回避できるものとした。

・ ΔkW : 年間売電収益[万円] $\times \alpha$ [-]

また、計画値通りがすべてスポット価格で約定するとして、インバランスによる損失については、余剰インバランスはスポットと余剰インバランスの差分を機会損失とし、不足インバランスはペナルティとして計算した。

- ・ 余剰インバランス(計画値<実測値)
= (計画値-実測値) \times (スポット価格-余剰インバランス料金)
- ・ 不足インバランス (計画値>実測値)
= (計画値-実測値) \times (不足インバランス料金)
- ・ インバランスによる損失=余剰インバランス(機械損失)+不足インバランス(ペナルティ)

また、それぞれの価格については、下記の表の値を利用し、 β は 0 に固定した。

不足インバランス料金 = スポット市場と1時間前市場の加重平均値 $\times \alpha + \beta + K$										
余剰インバランス料金 = スポット市場と1時間前市場の加重平均値 $\times \alpha + \beta - L$										
北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
K	2.98	1.46	1.46	0.49	0.48	0.48	0.48	0.49	0.54	0
L	1.18	0.43	0.43	0.74	0.71	0.71	0.71	0.72	0.7	0.01
https://www.meti.go.jp/press/2019/03/20200331007/20200331007.html										

β は「エリアプライス東北(円/kWh)」 - 「システムプライス(円/kWh)」の当該月の中央値。

分析に利用したデータは下記の通り。

- データ：2017/4/1～2018/3/31
- FREA 250kW PV 実測値および予測値（前日）
- 売電価格：計画値[kWh]×東北スポット価格 [円/kWh]

Headroom 制御による年間売電収益の減益とインバランス回避による便益の計算について、図 1.2.2(2)①-1 に示す。現状の市場の場合、Headroom により 40%以上の年間 kWh 損失があると、インバランスによる損失をゼロにしても収益が下回る結果になった。

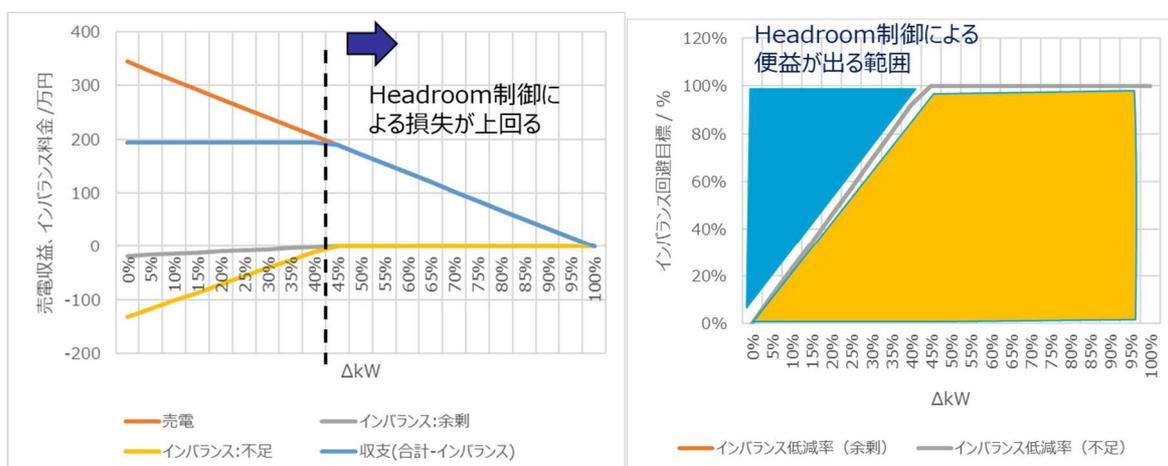


図 1.2.2(2)①-1 Headroom 制御による年間売電収益の減益とインバランス回避による便益結果

②Headroom 制御によるインバランスをゼロとした場合の分析

インバランスをゼロにするケースについての収益に関する分析を行った。制御の想定として、実測値が計画値より不足（不足インバランス時）しているケースは、計画値を実測値に合わせた計画（少な目に計画 ΔkW ）とし、実測値が計画値より大きい（余剰インバランス時）ケースは、出力抑制をすることを想定している。ただし、ここでは計画値（予測値）がわかっているものとしていることに留意が必要である。

- 不足インバランスゼロ：実測値<計画値 → 計画値を下げる
- 余剰インバランスゼロ：実測値>計画値 → 実測値を下げる

- ①不足インバランスゼロ：実測値<計画値 → 計画値を下げる
 - 実測値が計画値より不足しているケースは、計画値を実測値に合わせた計画（少な目に計画ΔkW）。
- ②余剰インバランスゼロ：実測値>計画値 → 実測値を下げる
 - 実測値が計画値より大きいケースは、抑制する。

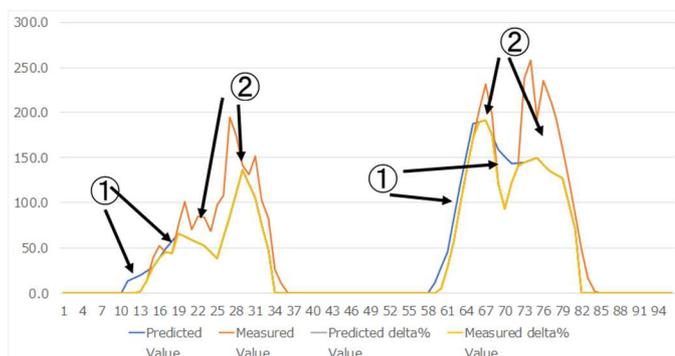


図 1.2.2(2)②-1 インバランスゼロを想定した分析概要

分析結果を表 1.2.2(2)②-1 に示す。完全にインバランスをゼロにする制御した場合は、無制御の場合よりも 18%の収益改善が見込まれる。その場合の計画値の ΔkW は年間で 20%程度となった。

表 1.2.2(2) ②-1 インバランスゼロを想定した場合の効果

Predicted Value	Measured Value	計画値 [kWh/kW]	実測値 [kWh/kW]	計画値の ΔkWの平均 Value	BAU [万円]	調整後 [万円]	調整後 /BAU
1364	1154	899	899	20%	194	230	118%

(3) 短時間変動調整力の評価

電力システム改革の中で、一般送配電事業者の需給調整能力について、最低限の調整力以外は、電力市場において調達する制度になる予定であり、その一つとして 2021 年度に需給調整市場が開設され、調整力の取引が開始されることになっている。ここでは、Headroom 制御のユースケース（需給調整市場調整力創出）の検討として、需給調整市場で想定されている商品として利用する可能性について評価を行った。

具体的には、一次～三次調整力の要件を満たせるような持続時間等技術的に実現可能であるかについて評価を行う。最終的には応動時間や監視時間などの他の要素についても検証が必要であるが、パワーコンディショナによる比較的高速な制御が可能であることが知られており、応動時間については大きな制約にならないと考えているため、ここでは持続時間について重点的に調査を行った。

分析に利用したデータは下記の通り。

- ・衛星推定日射をベースとした推定発電データ（傾斜面、温度を考慮）
- ・地点：関東、東北の県庁所在地
- ・データ期間：2016 年 03 月 31 日～2019 年 04 月 01 日 (1097 日間)

分析方法としては、1日のうち、持続する時間帯が1回でも存在した場合にカウントした。条件としては、調整力第1次～第3次を想定して、5分、30分、180分により計算した。

結果を図1.2.2(3)-2に示す。持続時間が長くなるほど日数が減ることがわかる。ただし、5分と30分ではそれほど大きくは変わらない傾向となった。また、出力可能なkWが増えるほど抛出可能な日数は低下する。年間の半分程度の日数をカバーするには、5分、30分において定格の50%、180分において定格の30%程度となる。また、地点と複数地点の違いは明確ではなかった。今回利用したデータが2.5分間隔のデータであることから、分解能の短いデータによる分析が必要である。

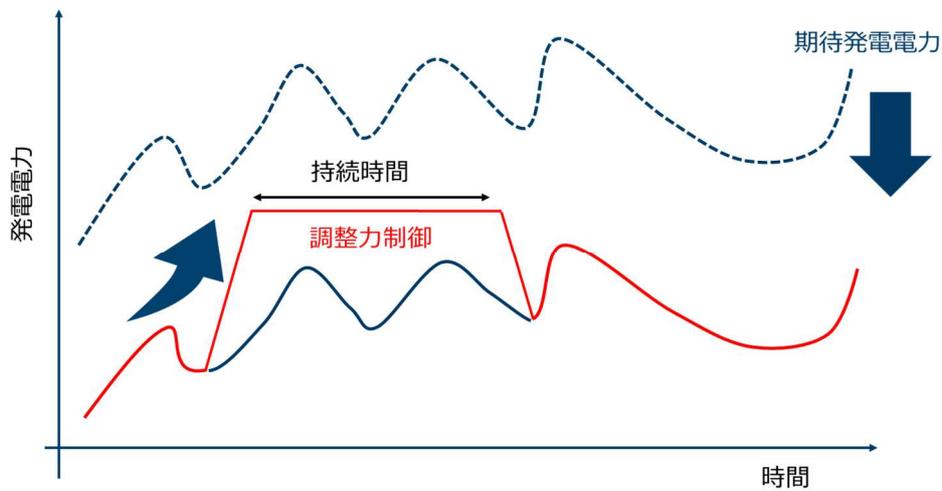
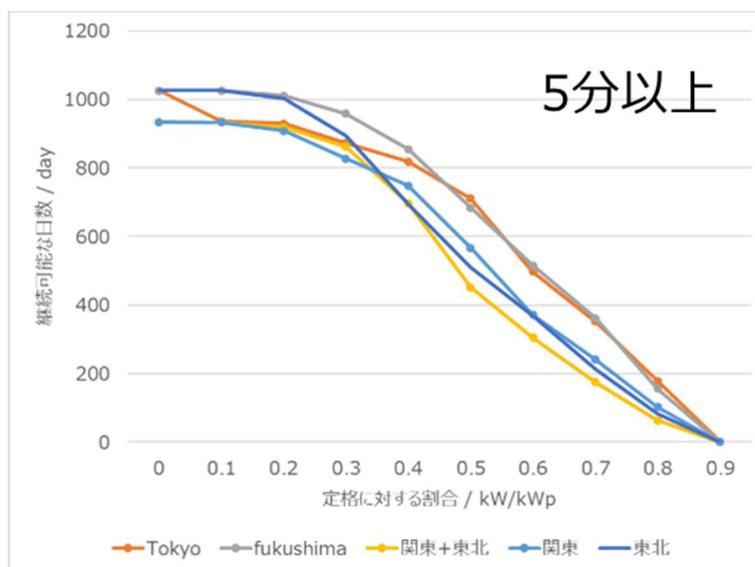
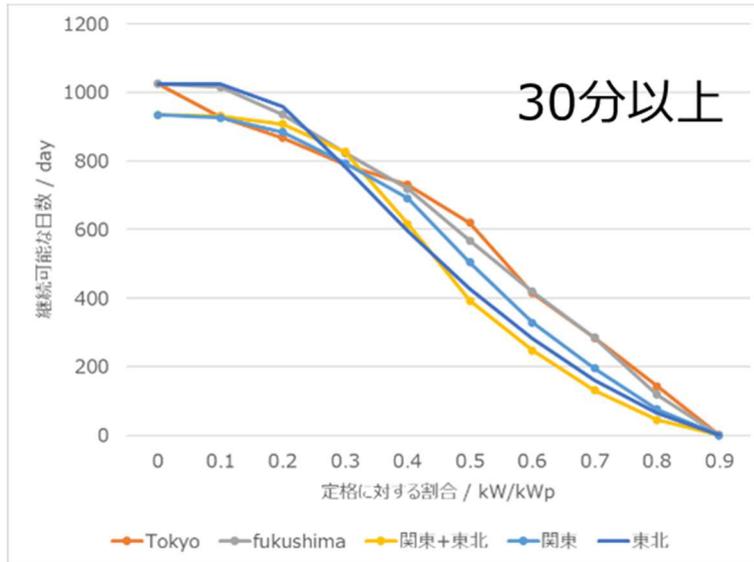


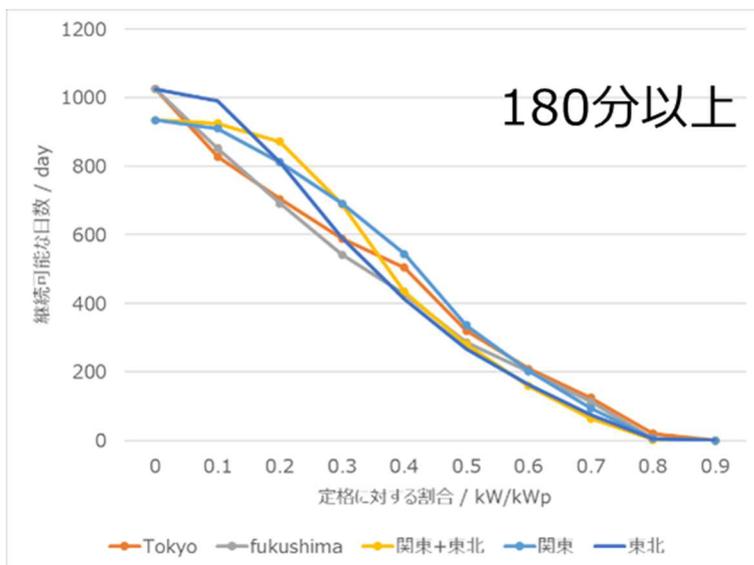
図 1. 2. 2(3)-1 短時間変動調整力の評価のイメージ



(a) 5分以上の継続時間が確保できる日数



(b) 30 分以上の継続時間が確保できる日数



(c) 180 分以上の継続時間が確保できる日数

図 1.2.2(3)-2 持続時間の評価結果

(4) Headroom を利用した電源価値評価

インバランス回避調整力 (kWh 価値)、短時間変動調整力 (Δ kW 価値) について、それぞれを組合せた電源価値の評価を行った。現状の電力市場におけるルールや要件、実績の電力市場価格やインバランス価格を想定して評価した。将来的な kWh 価格や Δ kW 価格の正確な予測は難しいため、シナリオや各種価格を変化させることにより感度分析とした。

また、蓄電池との組合せおよび将来の電力市場価格を模擬したケースについても検討を行った。

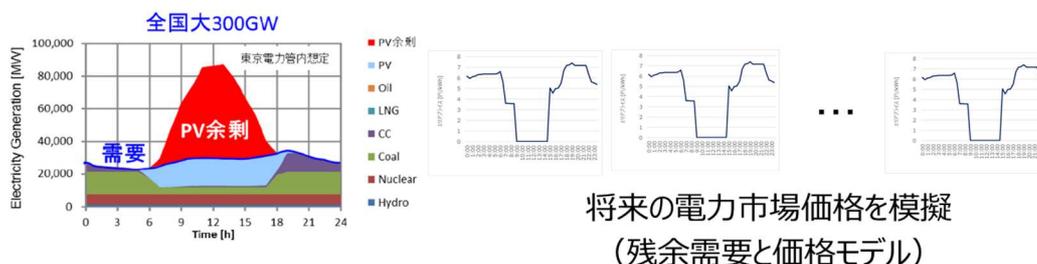
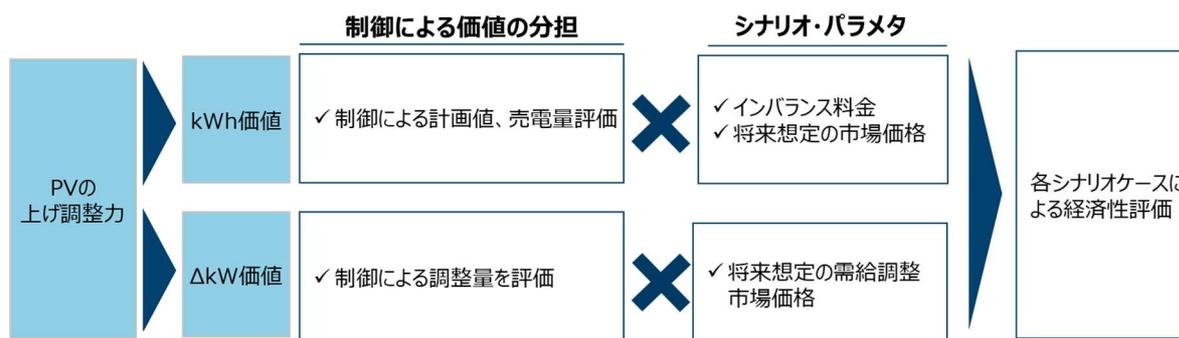


図 1.2.2(4)-1 Headroom を利用した電源価値評価の概要

①蓄電池を利用しない条件の分析

蓄電池を利用しない条件において、Headroom 制御のユースケース「インバランス低減」と「需給調整市場調整力創出」を組み合わせた検討として、市場価格や個別制御のみを想定したシナリオごとに、収益への影響について評価を行った。

制御としては、日ごとの収益最大化を目的として、計画値および確保する Headroom を最適化計算した。計画時に低めに計画する ΔkW は予測値の%、需給調整用に確保する Headroom は、理想ケースを想定するため、実測がわかっている条件として、予測と実測がともにゼロにならない範囲で確保できる量とした。収支計算の条件は、下記の通り。

- 収益：計画値×スポット価格、需給調整市場 日ごとに $kW \times$ 需給調整市場の価格、
余剰インバランス価格による売電
- ペナルティ：不足インバランス

利用したデータの諸元は下記の通り。

- FREA 250kW の発電データ、福島県郡山市
- 1分値。2017年04月01日-2018年03月31日(279日間)

シナリオとしては、需給調整市場の金額設定および、スポット価格の違いを考慮した。需給調整市場は、現状の調整力公募の値をベースとして、そこから増加方向に設定した。また、スポット価格は PV の出力が多くなる時間帯に価格が低下することを模擬するため、PV の出力ピーク時の価格を設定し、出力に線形に価格が変化する簡易的なモデルとした。それぞれの条件は下記の通り。

- 需給調整市場金額の設定
 - 5000 円/年/kW(14 円/kW/day×2(半年)/8 コマ)
 - 10000 円/年/kW(28 円/kW/day)×2(半年)/8 コマ
 - 15000 円/年/kW(41 円/kW/day)×2(半年)/8 コマ
- 市場価格の設定
 - 2017 年度の東北
 - 簡易的な設定：PV 出力に合わせて線形に低減：-5 円/Peak。
 - 簡易的な設定：PV 出力に合わせて線形に低減：-10 円/Peak。

分析結果を図 1.2.2(4)①-1、図 1.2.2(4)①-2 に結果を示す。スポット価格が異なることによる年間の収支への影響が大きい。スポット価格が安くなると需給調整市場への拠出を行うことが有利になる結果となった。またスポット価格と需給調整市場の価格に大きく依存することから、さらなる詳細検討が必要である。

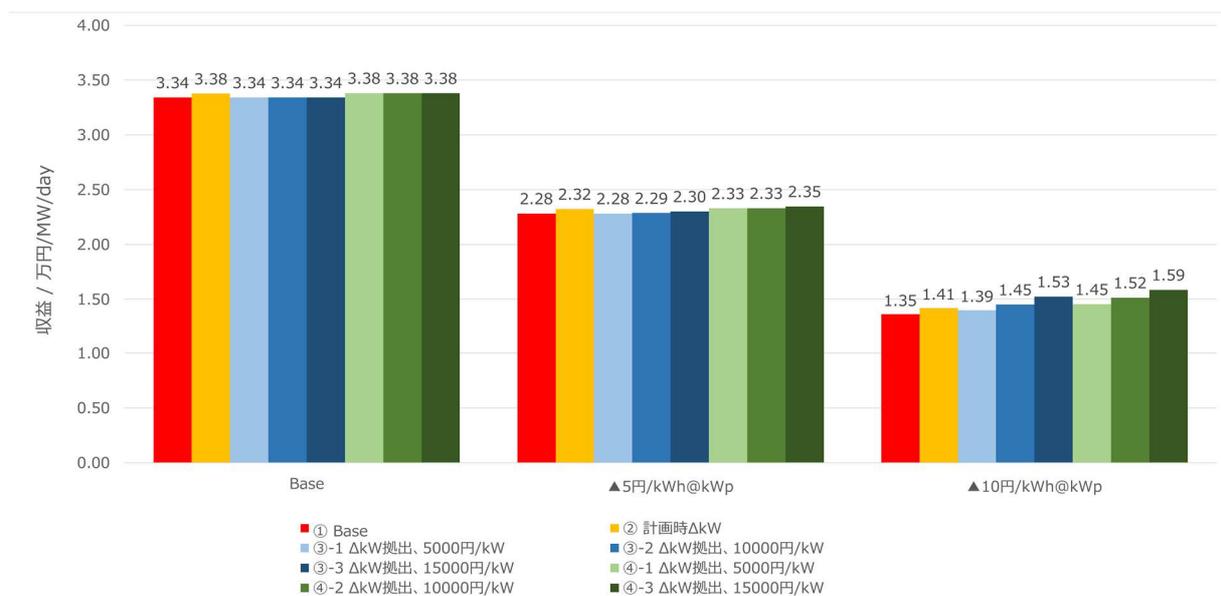


図 1.2.2(4)①-1 Headroom を利用した電源価値評価結果

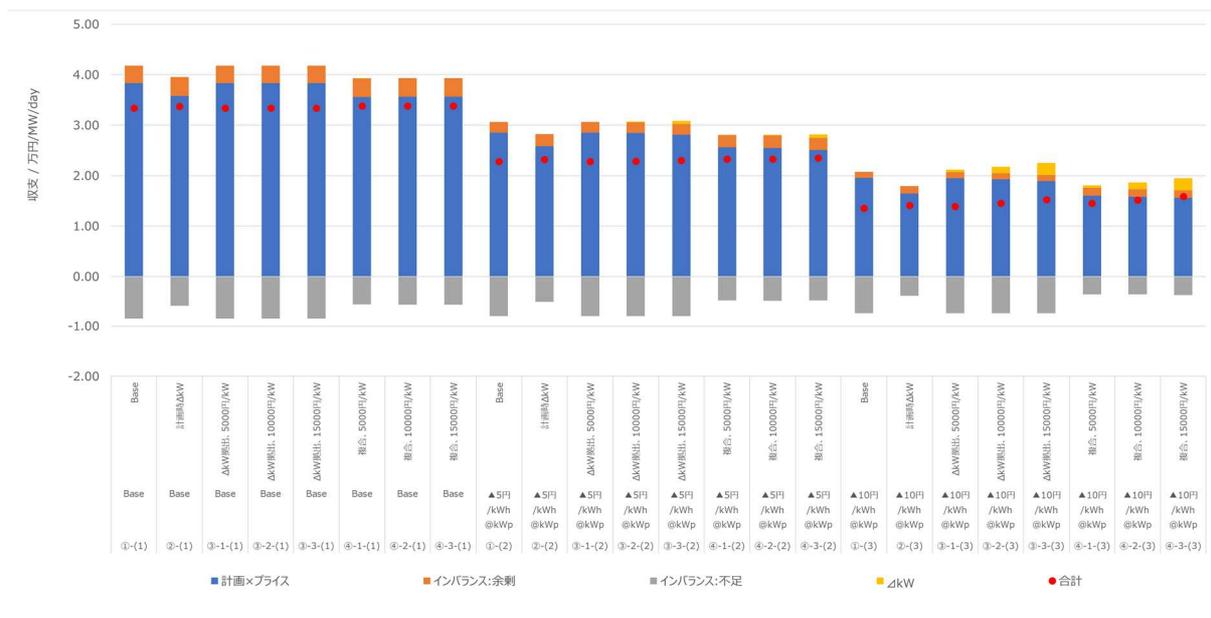


図 1. 2. 2(4)①-2 Headroom を利用した電源価値評価結果（収支内訳）

②PV 大量導入の市場モデルの検討

将来 PV 大量導入と活発な市場取引が行われた場合のスポット市場価格の影響を検討するため、推定モデルを検討した。

a. カルフォルニア州電力市場価格回帰分析

Vucetic ら⁽¹⁾は、カリフォルニア州前日電力市場価格に影響を与える要素をとりあげ、前日市場価格との相関係数を求めた。その結果、市場価格は電力需要と前日同時間帯の市場価格と相関が高いことが明らかとなった。宮内ら⁽²⁾は、カリフォルニア州前日電力市場価格を目的変数とし電力総需要と 24 時間前の市場価格を説明変数とし時間帯別回帰式を構成し決定要因の検定を行った。ここでは、上述の 2 本の論文を参考にカリフォルニア州独立系統運用機関⁽³⁾（以降 CAISO）のデータを用いて月別重回帰分析を行った。

- ・分析データ：CAISO 電力総需要量 (l_C [MW])、抑制後の再エネ発電量 (r_C [MW])、前日市場エネルギーマージナルコスト (p_C [USD/MWh], 1USD ≒ 113JPY、以降 MCE)
- ・分析期間：2017 年 8 月 1 日～2018 年 7 月 31 日
- ・分析期間単位：1 ヶ月

電力正味の需要と 24 時間前の電力価格を説明変数として月毎に式(1)と式(2)のように重回帰式を構成する。

$$p_C = a_1 \times d_C + a_2 \times p_{C-24} + a_3 \dots \dots \dots (1)$$

$$d_C = l_C - r_C \dots \dots \dots (2)$$

ここで、

p_c : CAISO MCE [USD/MWh] (1USD \doteq 113JPY)

d_c : CAISO 電力正味の需要量 [MW]

l_c : CAISO 電力総需要量 [MW]

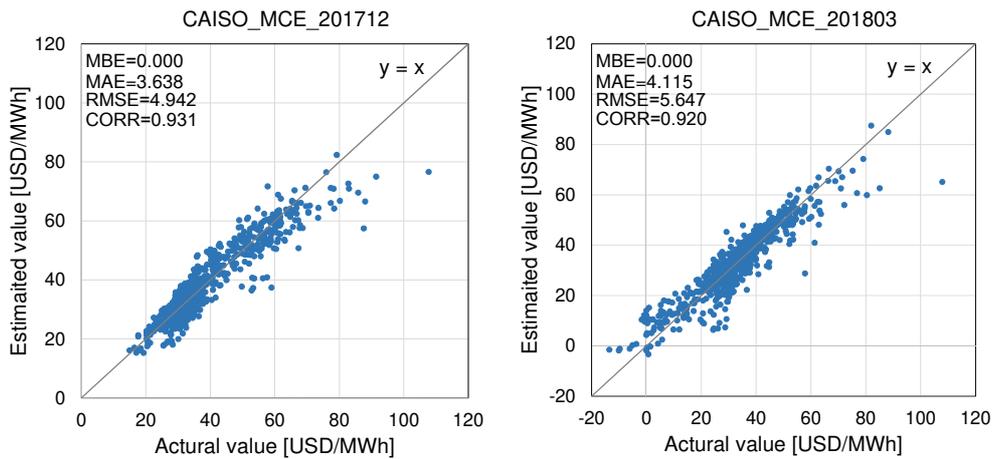
r_c : CAISO 抑制後の再エネ発電量 [MW]

カリフォルニア州では現在、分析時期(1998年～2000年)より大量の再エネが導入されているため(最大出力6GW～8GW)、説明変数を従来型電源により発電される正味の需要とした。正味の需要(d_c [MW])は、CAISO電力総需要から抑制量を考慮した再エネである風力発電電力とPV発電電力量を引いたものとした(式(2))。式(1)と式(2)を用いて回帰分析を行い月毎の説明変数の係数と切片 a_1 、 a_2 、 a_3 を決定する。CAISOのMCEの実績値と回帰式で得られる推定値を冬期、中間期、夏期別(代表月12月、3月、7月)に図1.2.2(4)②-1に示した。横軸に実績値を、縦軸に推定値を示しており、相関係数はそれぞれ0.931、0.920、0.826で高い相関(>0.7)が見られた。月別の重相関係数Rを表1.2.2(4)②-1にまとめた。夏期(図1.2.2(4)②-1(c))の電力需要は年間ピークに近い値が多いため、他季節と比べMCEが数倍から十倍まで高騰したことが分かる。高騰時の価格は電力需要以外設備予備力やランプ対策など様々な要素に係わるため、今回構築したシンプルな重回帰式で精度よく推定することが難しく、相関係数が若干落ちRMSE(Root mean square error)とMAE(Mean absolute error)が大きくなったと考えられる。

CAISOデータを用いて月別重回帰分析を行い、その係数と切片 a_1 、 a_2 、 a_3 を求め東京エリアと九州エリアに適用し電力前日スポット市場価格を推定する手法についてまとめる。図1.2.2(4)②-1に推定モデルを示す。

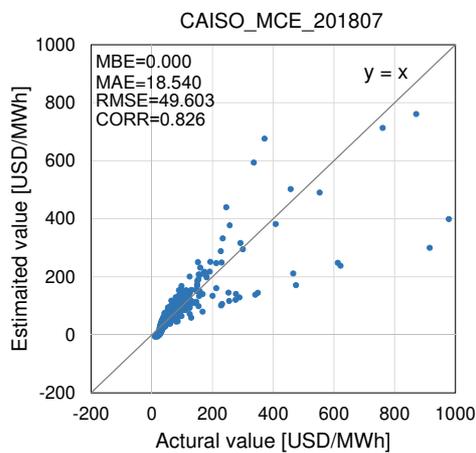
表 1.2.2(4)②-1 重相関係数 R

2017年					
8月	9月	10月	11月	12月	1月
0.743	0.716	0.837	0.853	0.931	0.931
2018年					
2月	3月	4月	5月	6月	7月
0.781	0.920	0.882	0.909	0.881	0.826



(a) 冬期

(b) 中間期



(c) 夏期

図 1. 2. 2(4)②-1 MCE 実績値と推定値

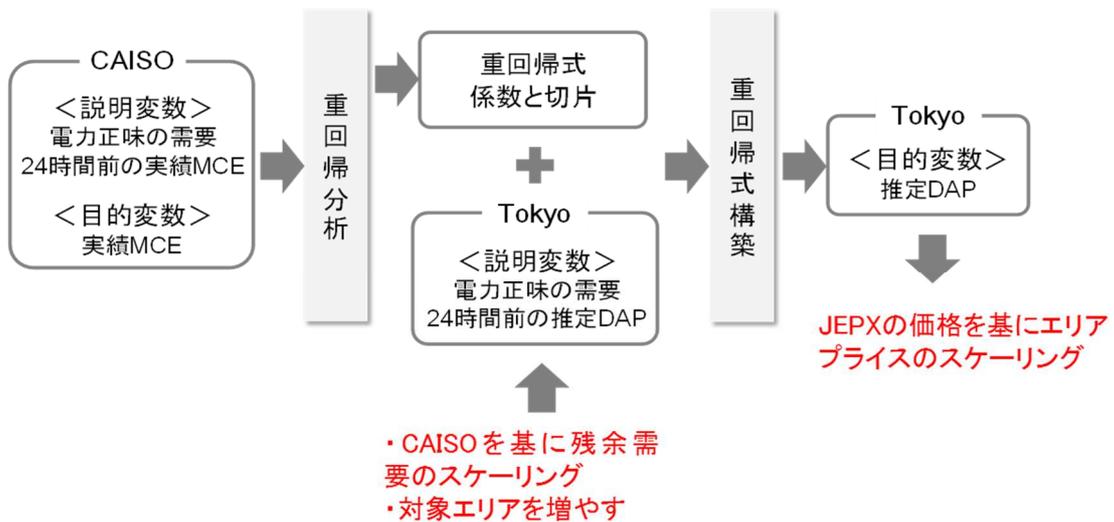


図 1. 2. 2(4)②-2 推定モデル

- ステップ 1 :
電力残余需要（正味の需要）と 24 時間前のエネルギーマージナルコスト（限界費用）を説明変数とし、エネルギーマージナルコストを目的変数とし CAISO において月毎に重回帰分析を行って各説明変数の係数と切片を求める。
- ステップ 2 :
月毎に CAISO の残余需要に対して東京エリアと九州エリアの残余需要のスケールリングを行う。
- ステップ 3 :
スケールリング後の残余需要と 24 時間前のエリアプライスを説明変数とし CAISO 回帰分析の係数と切片を用いて重回帰式を構築してエリアプライスを推定する。
- ステップ 4 :
月毎に JEPX 価格に基に推定したエリアプライスのスケールリングを行い、このスケールリング後の価格を最終推定エリアプライスとする。

<残余需要のスケールリング>

エリア残余需要の分布を基に月毎に線形スケールリングを行う。

- 東京/九州エリア残余需要分布と CAISO 残余需要分布の 99%になる値を合わせる。
- 東京/九州エリア残余需要分布と CAISO 残余需要分布の 1%になる値を合わせる。

<推定エリアプライスのスケールリング>

推定価格の分布を基に月毎に 2 区分線形スケールリングを行う。推定エリアプライスのスケールリングは、PV 導入量が大量導入前のケースと大量導入後のケースに分けてスケールリングを行う。

- 方法 1（東京エリア現在）：
 - 推定価格分布と JEPX 価格分布の 95%になる値を合わせる。
 - 推定価格分布の JEPX 価格分布の中央値を合わせる。
 - 推定価格分布と JEPX 価格分布の最小値を合わせる。
- 方法 2（九州エリアと東京エリア将来）：
 - 推定価格分布と JEPX 価格分布の 95%になる値を合わせる。
 - 推定価格分布の JEPX 価格分布の中央値を合わせる。
- 原点(0, 0)。

b. 東京エリアプライスの推定

<使用データ>

- 電力広域的運営推進機関（OCTO）の HP から東京エリアの電力需要の 5 分値を入手し 30 分値に変換する⁽⁴⁾。
- 固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイトから市町村毎 PV 導入量を入手し東京エリアの PV 導入量を求める⁽⁵⁾。

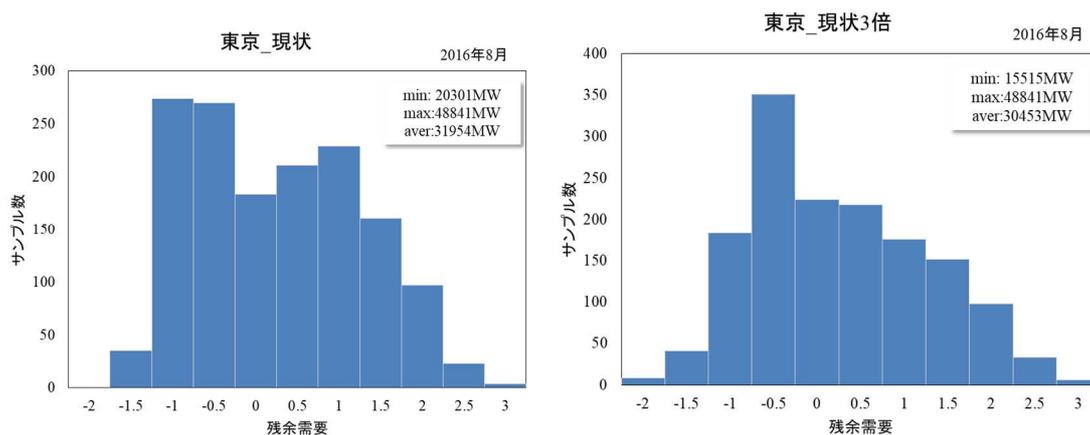
<使用データ期間>

- ・2016年8月1日～2017年7月31日。

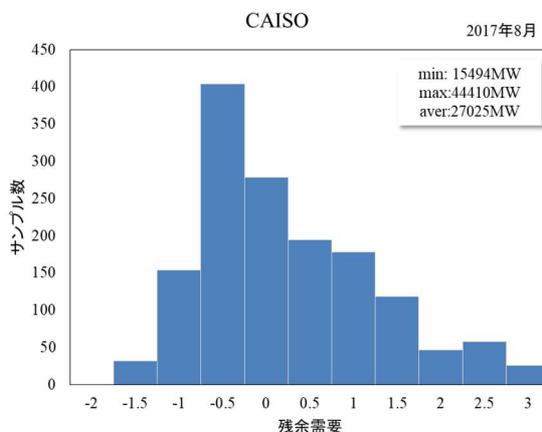
<ケース>

- ・2016年公表したPV導入量のケース（現状ケース）とPV導入量の3倍ケース。

残余需要の比較として、8月を代表月として図1.2.2(4)②-3に東京エリアの現在と現在PV導入量の3倍の時の残余需要の分布とCAISOの残余需要の分布を示す。残余需要は標準化して表し、8月の最小最大値と平均値を示す。東京の現状ケースの分布はCAISOと異なり、PV導入量を現状の3倍にした時の残余需要分布の形がCAISOと類似することがわかる。これは、2016年の時点で東京エリアのPV導入量(9.4GW)がまだ少ない一方、CAISOのOASISで公開されたデータから再エネ最大出力は6～8GWであることがわかり、PV導入量は概ね30GWと予想される。その他、8月の東京エリアの最大残余需要は48,841MW、CAISOは44,410MWで2つのエリアの需要オーダーが類似することがわかる。



(a) 東京現在ケース (2016年8月) (b) 東京現状の3倍ケース (2016年8月PV導入量の3倍)



(c) CAISO (2017年8月)

図1.2(4)②-3 東京とCAISOの残余需要のヒストグラム

残余需要のスケールリングについて検討した。

$d_T(1)$ 、 $d_T(2)$ ……は 30 分毎の東京エリアの残余需要、 D_T は東京エリアの残余需要の集合を示し、 $d_C(1)$ 、 $d_C(2)$ ……は 30 分毎の CAISO の残余需要、 D_C は CAISO の残余需要の集合を示し、残余需要のスケールリングは 1 ヶ月毎に行う。 N はサンプル数であり、日本電力市場は 1 日 48 スポットであるため、 $N = 48 \times date$ になる。

$$D_T = \{d_T(1), d_T(2), d_T(3), \dots, d_T(N)\} \dots\dots\dots (3)$$

$$D_C = \{d_C(1), d_C(2), d_C(3), \dots, d_C(N)\} \dots\dots\dots (4)$$

極めて大きい需要と小さい需要を除外するため東京と CAISO の各残余需要分布の上位と下位の 1%を除いた上限値と下限値を求め、2 つの上下限値が合うように線形スケールリングを行う。線形近似曲線は式(5)に示す。

$$y_1 = \frac{\sigma_{C,high1} - \sigma_{C,low1}}{\sigma_{T,high1} - \sigma_{T,low1}} x + \frac{\sigma_{T,high1} \cdot \sigma_{C,low1} - \sigma_{T,low1} \cdot \sigma_{C,high1}}{\sigma_{T,high1} - \sigma_{T,low1}} \dots\dots\dots (5)$$

ここで、

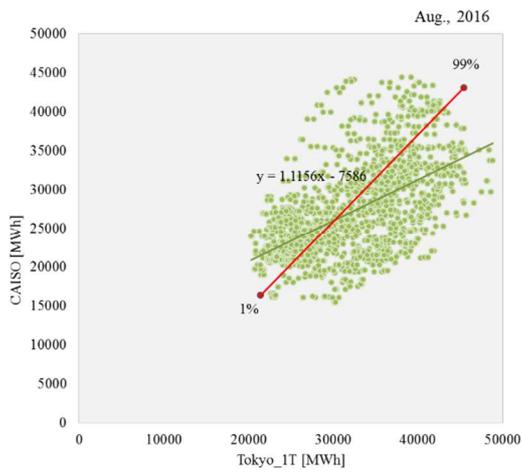
$\sigma_{T,low1}$:東京エリア残余需要分布の下位 1%になる値

$\sigma_{T,high1}$:東京エリア残余需要分布の上位 1%になる値

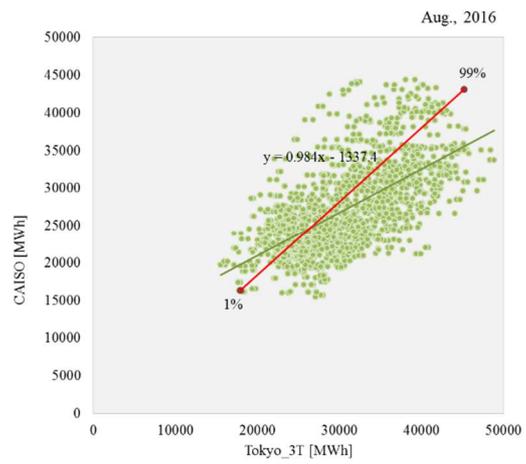
$\sigma_{C,low1}$:CAISO 残余需要分布の下位 1%になる値

$\sigma_{C,high1}$:CAISO 残余需要分布の上位 1%になる値

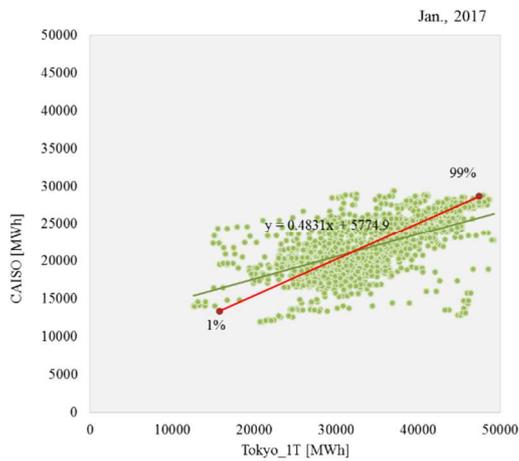
図 1.2.2(4)②-4(a)～(f)に東京エリアの PV 導入量現状ケースと現状の 3 倍のケースにおける夏期(8月)、冬期(1月)、中間期(4月)の残余需要の散布図と線形近似曲線を示す。



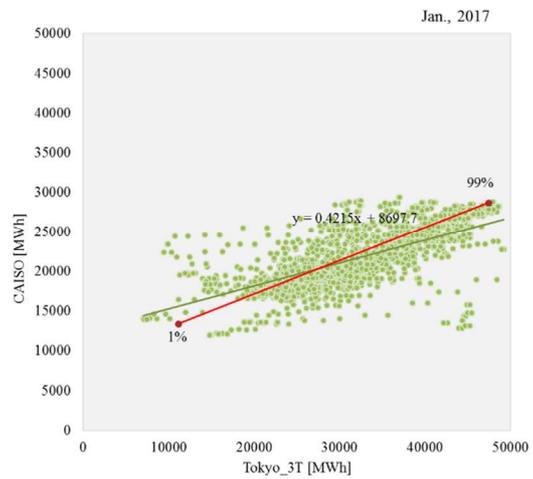
(a) 夏期、PV 導入量現状ケース



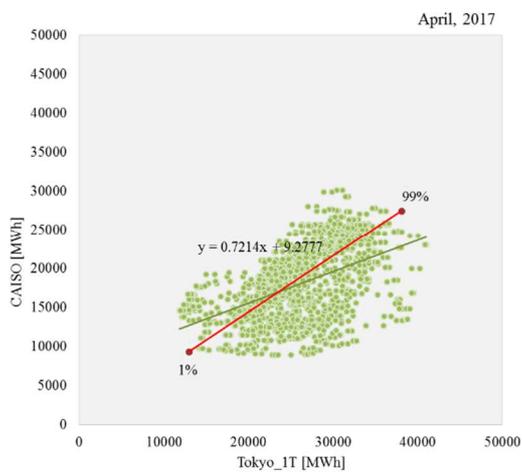
(b) 夏期、PV 導入量現状の 3 倍ケース



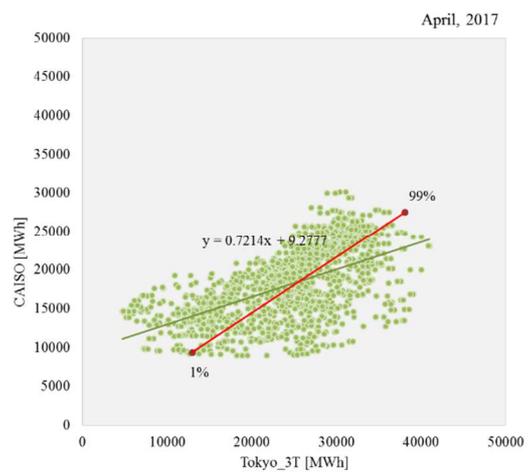
(c) 冬期、PV 導入量現状ケース



(d) 冬期、PV 導入量現状の 3 倍ケース



(e) 中間期、PV 導入量現状ケース



(f) 中間期、PV 導入量現状の 3 倍ケース

図 1. 2. 2(4)②-4 残余需要の散布図と線形近似曲線

東京エリアプライスの推定について、CAISO のデータを基に重回帰分析で得た a_1 , a_2 , a_3 を用いて推定期間の 2016 年 8 月 1 日～2017 年 7 月 31 日の東京エリアプライスを推定する。

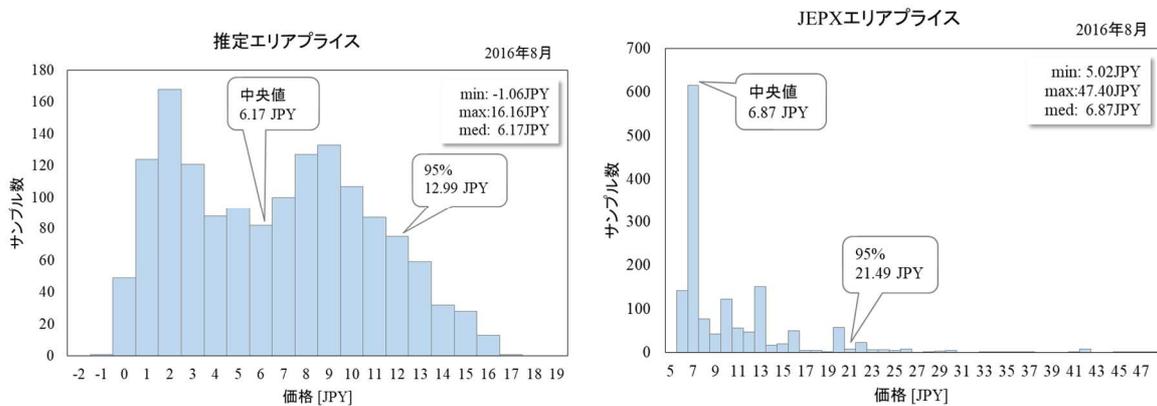
$$p_T = a_1 \times d_T + a_2 \times p_{T-24} + a_3 \dots\dots\dots (6)$$

$$d_T = l_T - r_T \times \gamma \dots\dots\dots (7)$$

ここで、

- p_T : 東京エリアプライス [円/kWh]
- p_{T-24} : 24 時間前の東京エリアプライス [JPY/kWh]
- d_K : 東京エリア電力残余需要量 [kW]
- l_C : 東京エリア電力総需要量 [kW]
- r_T : 東京エリア PV 発電量 [kW]
- γ : PV 導入量の倍数 $\gamma = 1$ 時、現状ケース ; $\gamma = 3$ 時、現状の 3 倍ケース

CAISO もとに推定した東京エリアプライスと同時期の JEPX のエリアプライスを比較する⁽⁶⁾。8 月を代表月として 1 ヶ月の価格分布を図 1.2.2(4)②-5 に示す。図 1.2.2(4)②-5 より推定エリアプライスの最大値は 16.16 円で最小価格はネガティブプライスまで落ち、全体的に JEPX エリアプライスより安いことがわかる。その他、推定エリアプライスは 1 円～16 円間に分散しているが、JEPX エリアプライスは 6 円～7 円間に集中していることがわかる。



(a) 東京エリアプライスの推定値 (現状ケース) (b) JEPX 東京エリアプライス

図 1.2.2(4)②-5 ヒストグラムの比較

東京エリアプライス推定値のスケーリングについて、CAISO もとの推定エリアプライスは全体的に安い傾向があるため、日本電力市場に合うようなスケーリングが必要である。スケーリングするにあたって 2 つの方法を考えた。方法 1 は PV 導入量がそれほど多くない場合のスケーリング方法であり、2016 年の東京エリアの推定に適用される。方法 2 は CAISO のように再エネが大量に導入された場合のスケーリング方法であり、東京将来のケース (PV 導入量が現在の 3 倍) と既に再エネが大量に導入された九州エリアのエリアプライス推定に適用される。

$p_T(1), p_T(2) \dots\dots$ は 30 分毎に推定された東京エリアプライス、 P_T は東京エリアプライス推定値

の集合を示し、 $p_{\text{JEPX}}(1), p_{\text{JEPX}}(2), \dots$ は30分毎のJEPXの東京エリアプライス、 P_{JEPX} はJEPXの東京エリアプライスの集合を示し、推定価格のスケーリングは1ヶ月毎に行う。同様に N はサンプル数であり、日本電力市場は1日48スポットであるため、 $N = 48 \times \text{date}$ になる。

$$P_T = \{p_T(1), p_T(2), p_T(3), \dots, p_T(N)\} \dots\dots\dots (8)$$

$$P_{\text{JEPX}} = \{p_{\text{JEPX}}(1), p_{\text{JEPX}}(2), p_{\text{JEPX}}(3), \dots, p_{\text{JEPX}}(N)\} \dots\dots\dots (9)$$

電力価格が高騰する値を除外とするため、推定価格分布とJEPX価格分布の $\pm 2\sigma$ 値を合わせるとした。方法1では、標準化した価格分布は全体的に+側のバイアスになり -2σ の値がないため下限値を最小値にし、上限値を大体 $+2\sigma$ である分布の95%になる値にした。なお、図1.2.2(4)②-6の価格散布図より、JEPX価格は特に夏期と冬期にはある閾値を超えると残余需要と連動しないことがわかる。この閾値は月によって異なり月内にもいくつか段階的な動きを見せるため設定が難しい。近似曲線を求めるにあたってシンプルにするため価格分布の中央値を入れて2つ分布の中央値が合うように2区分線形スケーリングを行った。方法1の2区分線形近似曲線は式(10)に示す。

$$y_2 = \begin{cases} \frac{\sigma_{\text{JEPX,med}} - \sigma_{\text{JEPX,min}}}{\sigma_{\text{T,med}} - \sigma_{\text{T,min}}} x + \frac{\sigma_{\text{T,med}} \cdot \sigma_{\text{JEPX,min}} - \sigma_{\text{T,min}} \cdot \sigma_{\text{JEPX,med}}}{\sigma_{\text{T,med}} - \sigma_{\text{T,min}}}, & \sigma_{\text{T,min}} \leq x \leq \sigma_{\text{T,med}} \\ \frac{\sigma_{\text{JEPX,high5}} - \sigma_{\text{JEPX,med}}}{\sigma_{\text{T,high5}} - \sigma_{\text{T,med}}} x + \frac{\sigma_{\text{T,high5}} \cdot \sigma_{\text{JEPX,med}} - \sigma_{\text{T,med}} \cdot \sigma_{\text{JEPX,high5}}}{\sigma_{\text{T,high5}} - \sigma_{\text{T,med}}}, & \sigma_{\text{T,med}} < x \leq \sigma_{\text{T,high5}} \end{cases} \quad (10)$$

ここで、

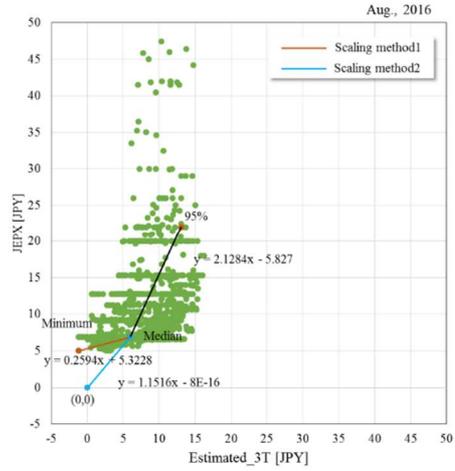
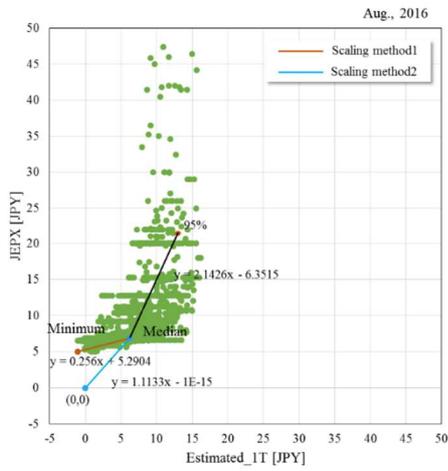
- $\sigma_{\text{T,min}}$: 推定エリアプライス分布の最小値
- $\sigma_{\text{T,high5}}$: 推定エリアプライス分布の上位5%になる値
- $\sigma_{\text{T,med}}$: 推定エリアプライス分布の中央値
- $\sigma_{\text{JEPX,min}}$: JEPX エリアプライス分布の最小値
- $\sigma_{\text{JEPX,high5}}$: JEPX エリアプライス分布の上位5%になる値
- $\sigma_{\text{JEPX,med}}$: JEPX エリアプライス分布の中央値

方法2では、再エネの大量導入ケースなので、日中再エネが需要を上回る時エリアプライスが0円近くまで落ちることを想定するため価格分布の最小値の代わり原点(0,0)にして(ネガティブプライスを考慮しない)2区分線形スケーリングを行った。実際九州エリアでは最近0.01円まで落ちた時間帯が報告された。方法2の2区分線形近似曲線は式(11)に示す。

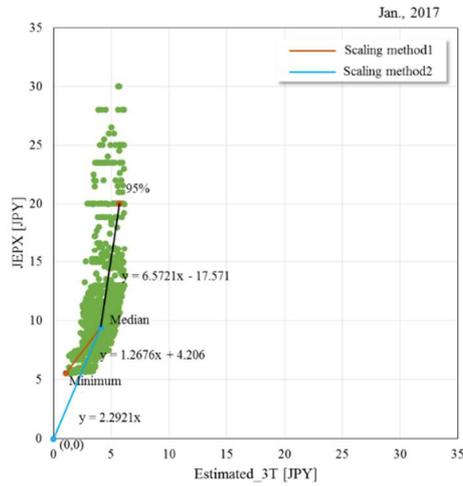
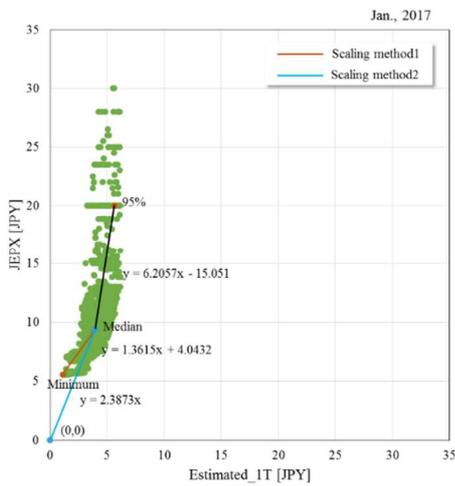
$$y_3 = \begin{cases} \frac{\sigma_{\text{JEPX,med}}}{\sigma_{\text{T,med}}} x, & 0 \leq x \leq \sigma_{\text{T,med}} \\ \frac{\sigma_{\text{JEPX,high5}} - \sigma_{\text{JEPX,med}}}{\sigma_{\text{T,high5}} - \sigma_{\text{T,med}}} x + \frac{\sigma_{\text{T,high5}} \cdot \sigma_{\text{JEPX,med}} - \sigma_{\text{T,med}} \cdot \sigma_{\text{JEPX,high5}}}{\sigma_{\text{T,high5}} - \sigma_{\text{T,med}}}, & \sigma_{\text{T,med}} < x \leq \sigma_{\text{T,high5}} \end{cases} \quad (11)$$

図1.2.2(4)②-6(a)～(f)に東京エリアのPV導入量現状ケース(2016年)と現状の3倍のケースにおける夏期(8月)、冬期(1月)、中間期(4月)のエリアプライスの散布図と2区分線形近似曲線を示す。図1.2.2(4)②-6より、茶色線は方法1の1区分目近似曲線を、水色線は方法2の1

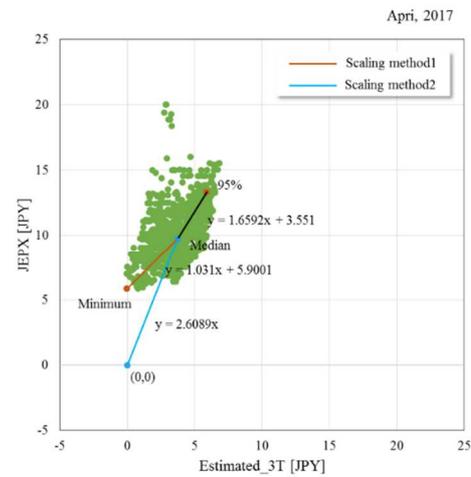
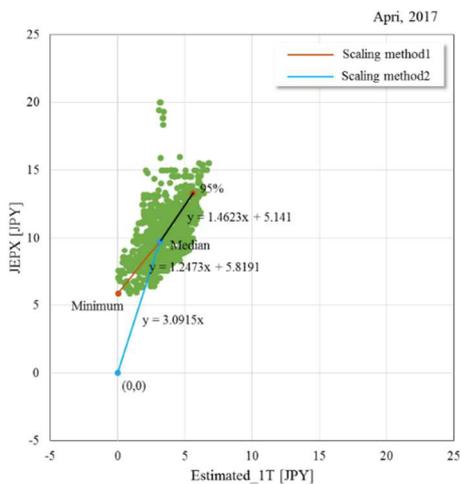
区分目近似曲線を表す。



(a) 夏期、PV 導入量現状ケース (b) 夏期、PV 導入量現状の3倍ケース



(c) 冬期、PV 導入量現状ケース (d) 冬期、PV 導入量現状の3倍ケース



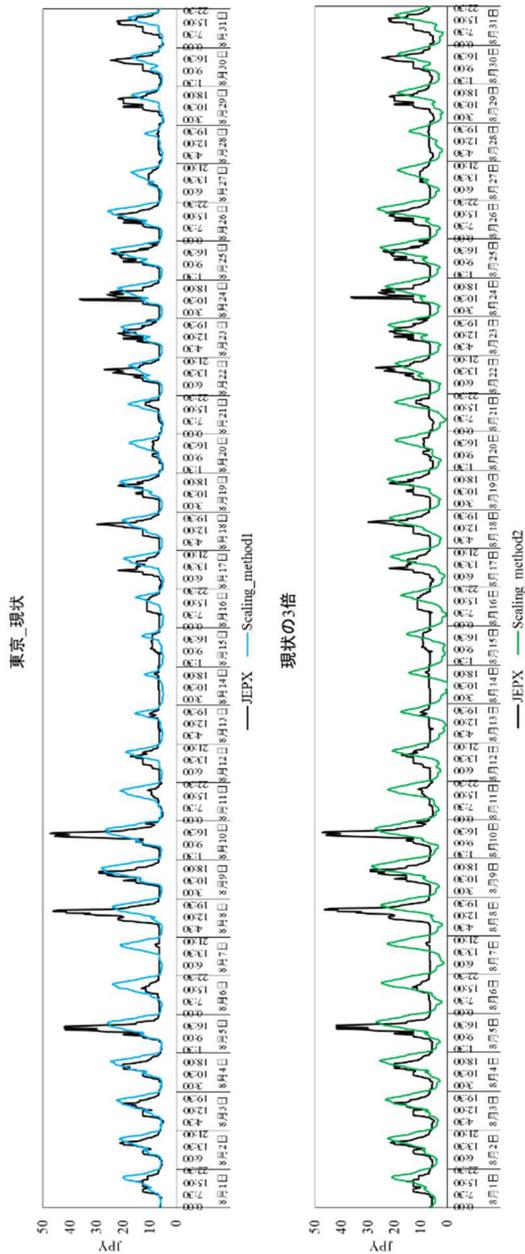
(e) 中間期、PV 導入量現状ケース (f) 中間期、PV 導入量現状の3倍ケース

図 1.2.2(4)②-6 東京エリア推定プライスの区分線形スケーリング

再エネの大量導入により日中残余需要が 0 近い時間帯、出力抑制や蓄電等のマネジメントをすることを想定するためネガティブプライスを考慮しなく、スケーリング後エリアプライスの下限値を 0.01 円にした (式(12))。

$$y_2 \geq 0.01, y_3 \geq 0.01 \dots\dots\dots (12)$$

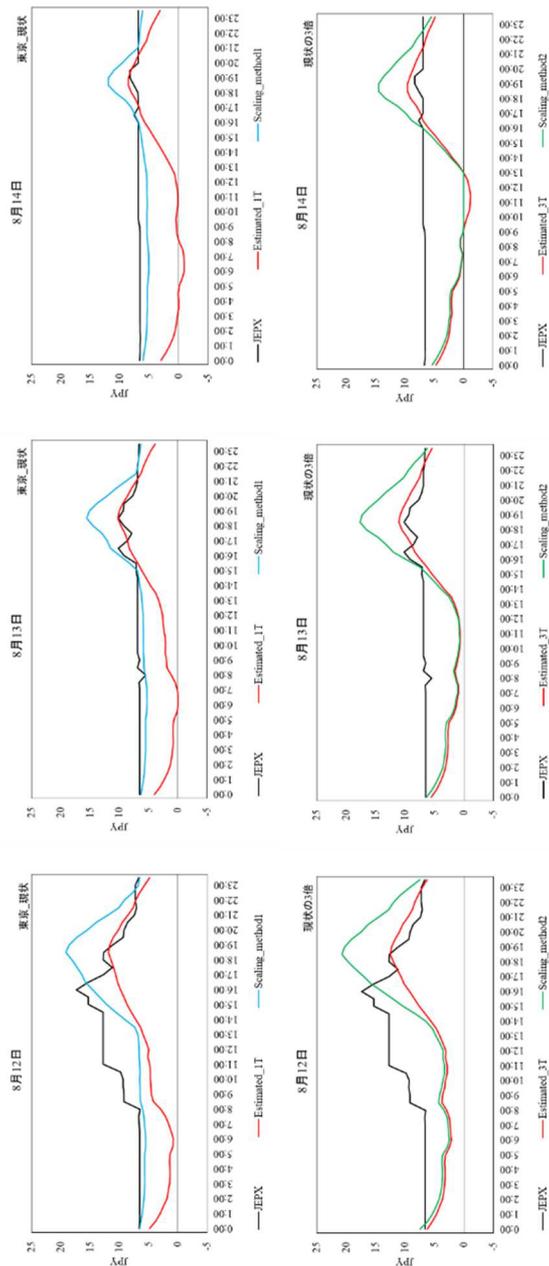
結果と考察として、図 1.2.2(4)②-7~12 に夏期、冬期、中間期の東京エリアプライスの代表月と代表日の推定値を示す。本推定手法は、残余需要のみとの相関が低くなった高騰価格は重回帰式で再現できなく、更に推定したエリアプライスのスケーリングの際に高騰した価格を除外したため、高騰価格は推定できなかった。また、2016 年度の JEPX の約定量は電力年間販売量の 2.9% に過ぎないため不活発な市場価格と考えられ、推定エリアプライス (活発な市場価格) は JEPX と誤差が大きいと考える。図 1.2.2(4)②-7~12 よりエリアプライスは、残余需要が大きい夏と冬に高くなり、残余需要が少ない中間期は安くなる傾向がある。1 日のピーク価格は夕方又は夜に出ており、PV が発電する日中の残余需要が減りエリアプライスも下がり、特に中間期にはいわゆるダックカーブになった。夕方と日中の価格差が 10 数円から 20 円の間となった。PV 導入量が現状の 3 倍ケースでは、夏晴れの日 (8 月 14 日) は 0.01 円まで落ち、冬期は太陽高度が低くなり PV 発電量が減るため現状の 3 倍ケースでもエリアプライスが全体的に高くなった。



(a) 左図 : PV 導入量現状ケース
 (b) 右図 : PV 導入量現状の3倍ケース

図 1. 2. 2(4)②-7

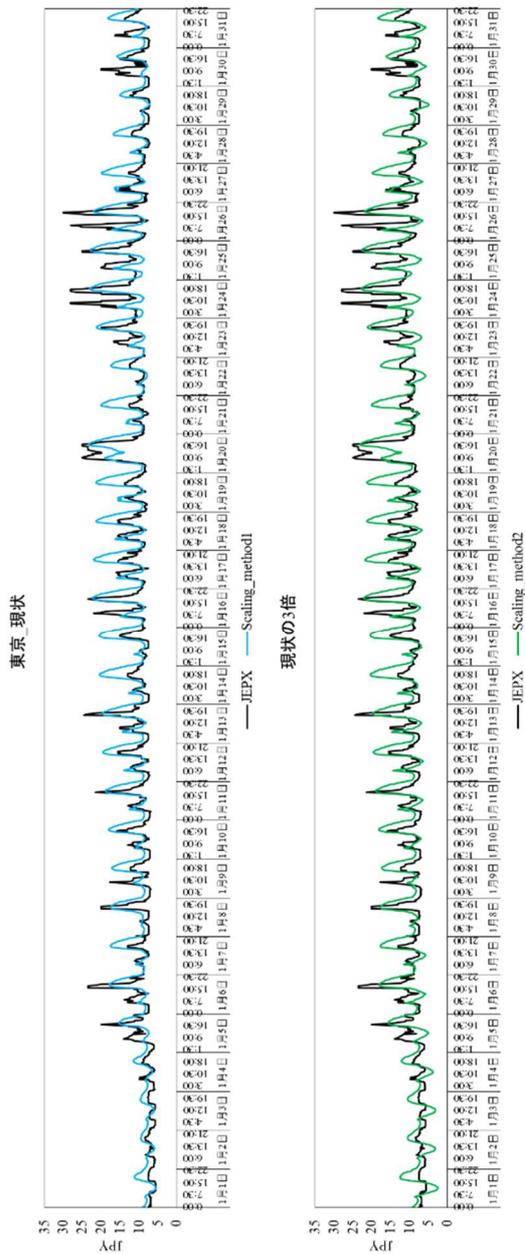
8月東京エリアプライス推定値



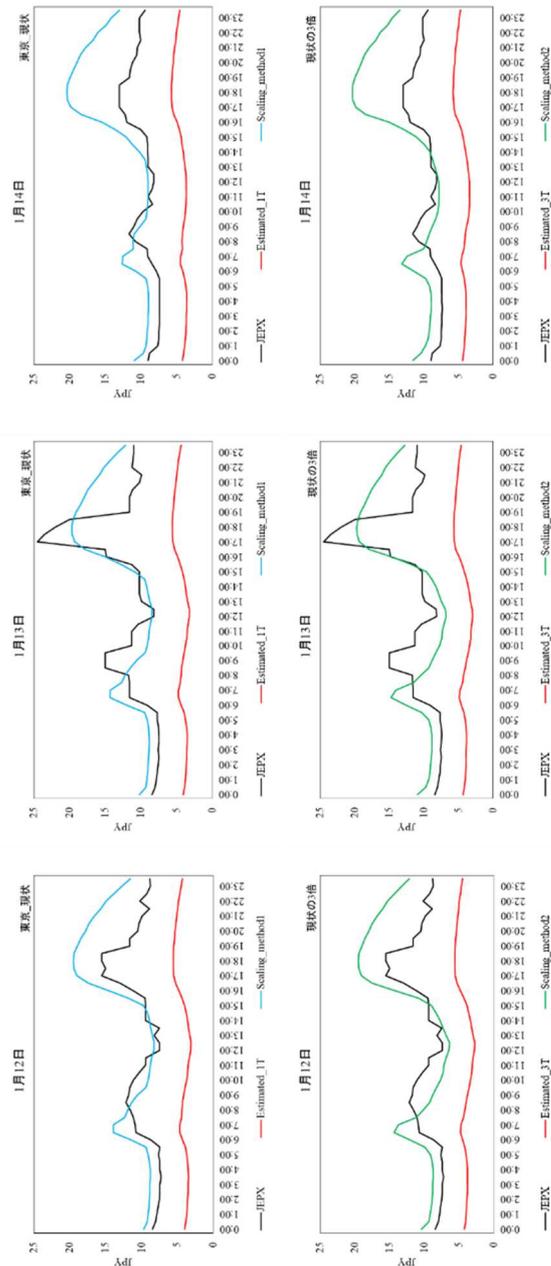
(a) 左図 : PV 導入量現状ケース
 (b) 右図 : PV 導入量現状の3倍ケース

図 1. 2. 2(4)②-8

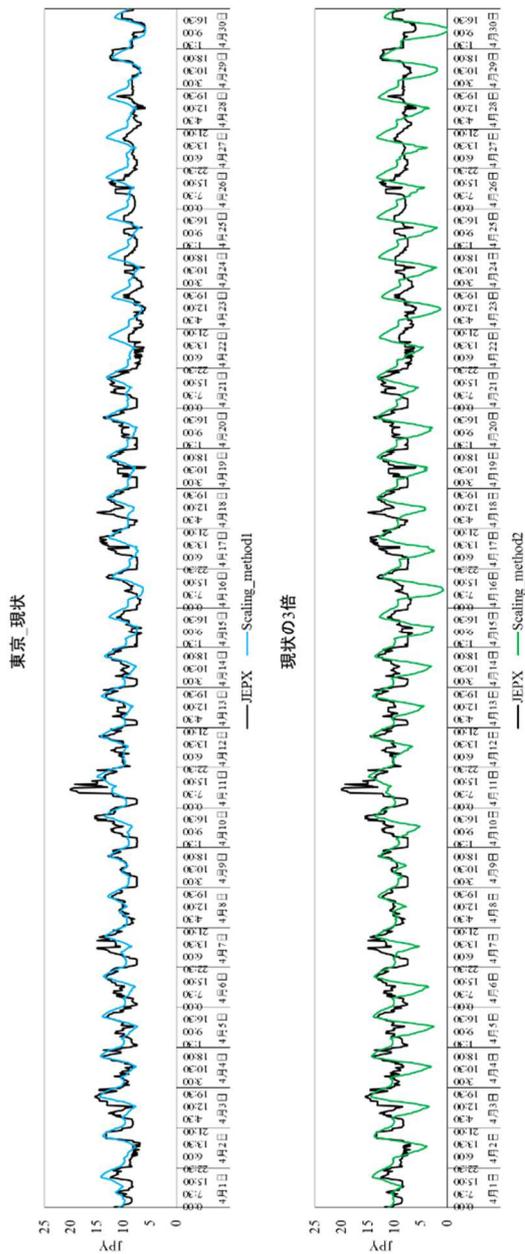
8月代表日の東京エリアプライス推定値



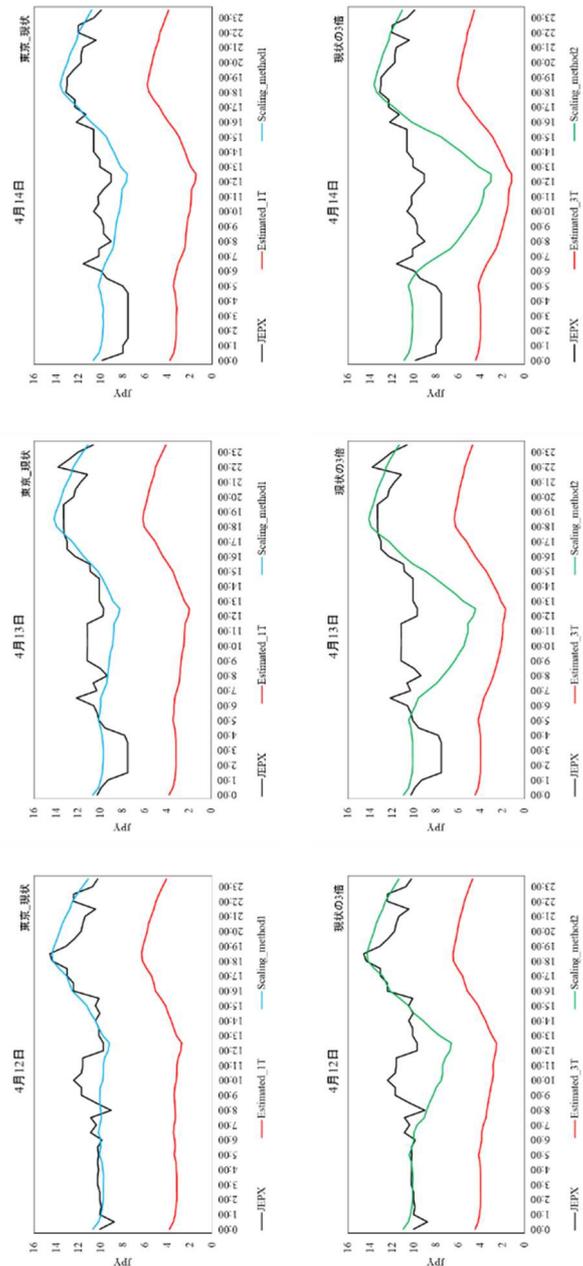
(a) 左図：PV 導入量現状ケース
 (b) 右図：PV 導入量現状の3倍ケース
 図 1. 2. 2(4)②-9
 1月東京エリアプライスの推定値



(a) 左図：PV 導入量現状ケース
 (b) 右図：PV 導入量現状の3倍ケース
 図 1. 2. 2(4)②-10
 1月代表日の東京エリアプライスの推定値



(a) 左図 : PV 導入量現状ケース
 (b) 右図 : PV 導入量現状の 3 倍ケース
 図 1. 2. 2(4) ②-11
 4 月東京エリアプライスの推定値



(a) 左図 : PV 導入量現状ケース
 (b) 右図 : PV 導入量現状の 3 倍ケース
 図 1. 2. 2(4) ②-12
 4 月代表日の東京エリアプライスの推定値

c. 九州エリアプライスの推定

<使用データ>

- ・九州電力送配電株式会社の HP から九州エリアの電力需要と再エネ発電電力量の 1 時間値を入手し 30 分値に変換する⁽⁷⁾。

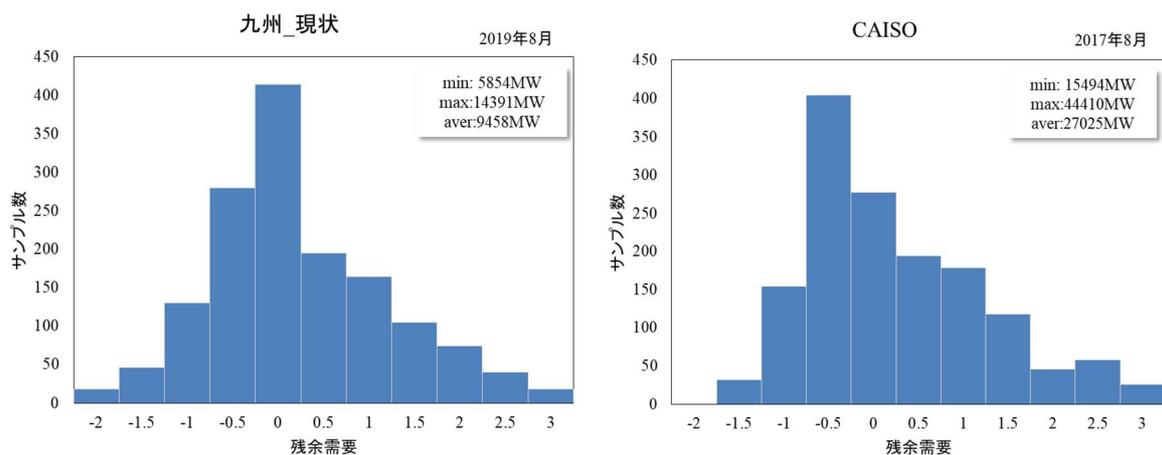
<使用データ期間>

- ・2019 年 8 月 1 日～2020 年 7 月 31 日。

<ケース>

- ・2019 年の現状ケースのみ。

残余需要の比較として、図 1.2.2(4)②-13 に 8 月を代表月として九州エリアの残余需要の分布と CAISO の残余需要の分布を示す。残余需要は標準化して表し、8 月の最小最大値と平均値を示す。図 1.2.2(4)②-13 より 2 つのエリアの残余需要分布の形が類似しているが、九州エリア（8 月）の最大最小残余需要が 14391MW と 5854MW で CAISO の 3 分の 1 程度ある。



(a) 九州現在ケース (2019 年 8 月) (b) CAISO (2017 年 8 月)

図 1.2.2(4)②-13 九州と CAISO の残余需要のヒストグラム

残余需要のスケーリングは以下の通り。

$d_K(1), d_K(2), \dots$ は 30 分毎の九州エリアの残余需要、 D_K は九州エリアの残余需要の集合を示し、 $d_C(1), d_C(2), \dots$ は 30 分毎の CAISO の残余需要、 D_C は CAISO の残余需要の集合を示し、残余需要のスケーリングは 1 ヶ月毎に行う。 N はサンプル数であり、日本電力市場は 1 日 48 スポットであるため、 $N = 48 \times date$ になる。

$$D_K = \{d_K(1), d_K(2), d_K(3), \dots, d_K(N)\} \dots\dots\dots (13)$$

$$D_C = \{d_C(1), d_C(2), d_C(3), \dots, d_C(N)\} \dots\dots\dots (14)$$

極めて大きい需要と小さい需要を除外するため九州と CAISO の各残余需要分布の上位と下位の

1%を除いた上限値と下限値を求め、2つの上下限値が合うように線形スケーリングを行う。線形近似曲線は式(15)に示す。

$$y_1 = \frac{\sigma_{C,high1} - \sigma_{C,low1}}{\sigma_{K,high1} - \sigma_{K,low1}} x + \frac{\sigma_{K,high1} \cdot \sigma_{C,low1} - \sigma_{K,low1} \cdot \sigma_{C,high1}}{\sigma_{K,high1} - \sigma_{K,low1}} \dots\dots\dots (15)$$

ここで、

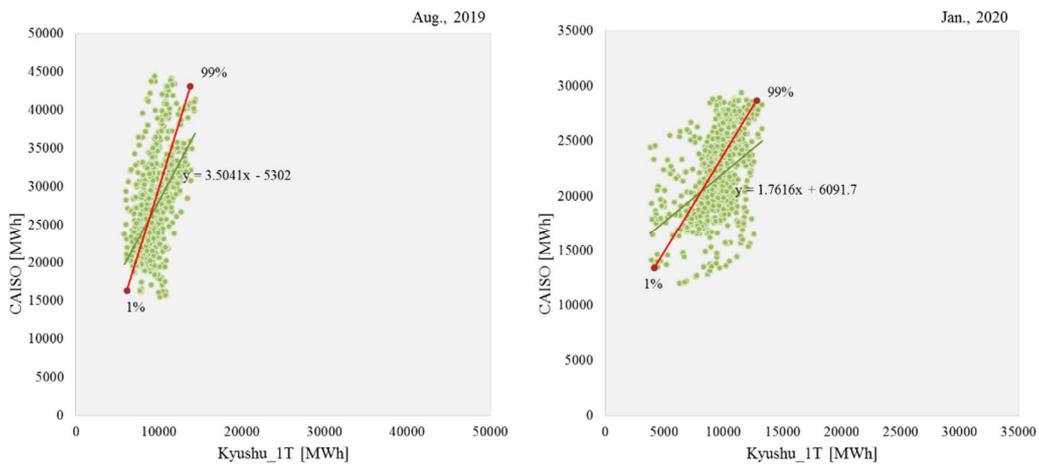
$\sigma_{K,low1}$: 九州エリア残余需要分布の下位1%になる値

$\sigma_{K,high1}$: 九州エリア残余需要分布の上位1%になる値

$\sigma_{C,low1}$: CAISO 残余需要分布の下位1%になる値

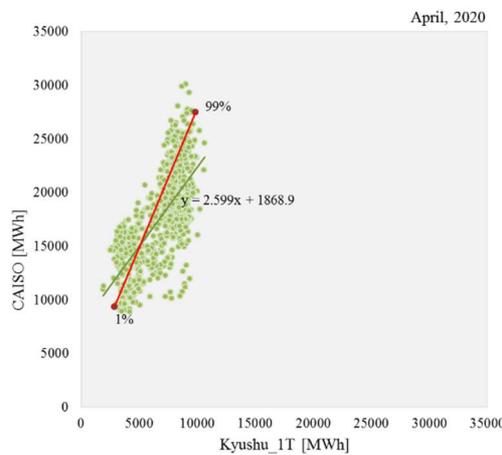
$\sigma_{C,high1}$: CAISO 残余需要分布の上位1%になる値

図 1.2.2(4)②-14(a)～(c)に九州エリアのPV 導入量現状ケースにおける夏期(8月)、冬期(1月)、中間期(4月)の残余需要の散布図と線形近似曲線を示す。



(a) 夏期、PV 導入量現状ケース

(b) 冬期、PV 導入量現状ケース



(c) 中間期、PV 導入量現状ケース

図 1.2.2(4)②-14 CAISO に対する九州エリア残余需要の線形スケーリング

九州エリアプライスの推定について、CAISO のデータを基に重回帰分析で得た a_1 , a_2 , a_3 を用いて推定期間の 2019 年 8 月 1 日～2020 年 7 月 31 日の九州エリアプライスを推定する。

$$p_K = a_1 \times d_K + a_2 \times p_{K-24} + a_3 \dots\dots\dots (16)$$

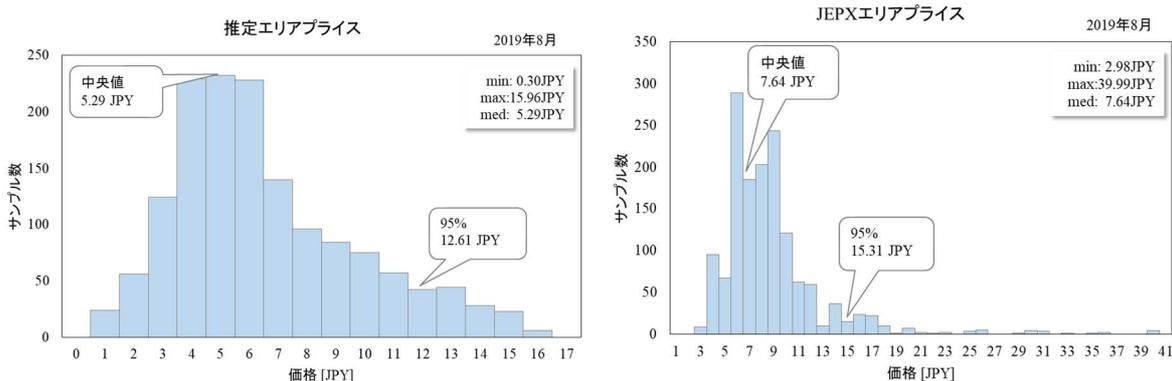
$$d_K = l_K - r_K \times \gamma \dots\dots\dots (17)$$

ここで、

- p_K : 九州エリアプライス [JPY/kWh]
- p_{K-24} : 24 時間前の九州エリアプライス [JPY/kWh]
- d_K : 九州エリア電力残余需要量 [kW]
- l_K : 九州エリア電力総需要量 [kW]
- r_K : 九州エリア PV 発電電力量 [kW]
- γ : PV 導入量の倍数 $\gamma = 1$ 時、現状ケース

CAISO もとに推定した九州エリアプライスと同時期の JEPX のエリアプライスを比較する⁽⁶⁾。8 月を代表月として 1 ヶ月のプライスの分布を図 1.2.2(4)②-15 に示す。

図 1.2.2(4)②-15 より推定エリアプライスの最大値は 15.96 円で最小価格は 0.30 円まで落ち、全体的に JEPX エリアプライスより安いことがわかる。その他、推定エリアプライスは 4 円～7 円間が多く、JEPX エリアプライスは 6 円～10 円間に集中していることがわかる。



(a) 九州エリア推定プライス（現状ケース） (b) JEPX 東京エリアプライス

図 1.2.2(4)②-15 ヒストグラムの比較

推定エリアプライスのスケールングについて、CAISO もとの推定エリアプライスは全体的に安い傾向があるため、日本電力市場に合うようなスケールングが必要である。九州エリアに既に大量な再エネが導入されたためプライスのスケールング方法 2 を適用してスケールングを行う。

$p_K(1), p_K(2) \dots$ は 30 分毎に推定された九州エリアプライス、 P_K は推定九州エリアプライスの集合を示し、 $p_{JEPX}(1), p_{JEPX}(2) \dots$ は 30 分毎の JEPX の九州エリアプライス、 P_{JEPX} は JEPX の九州エリアプライスの集合を示し、エリアプライスのスケールングは 1 ヶ月毎に行う。同様に N はサンプル数であり、日本電力市場は 1 日 48 スポットであるため、 $N = 48 \times date$ になる。

$$P_K = \{p_K(1), p_K(2), p_K(3), \dots, p_K(N)\} \dots\dots\dots (18)$$

$$P_{JEPX} = \{p_{JEPX}(1), p_{JEPX}(2), p_{JEPX}(3), \dots, p_{JEPX}(N)\} \dots\dots\dots (19)$$

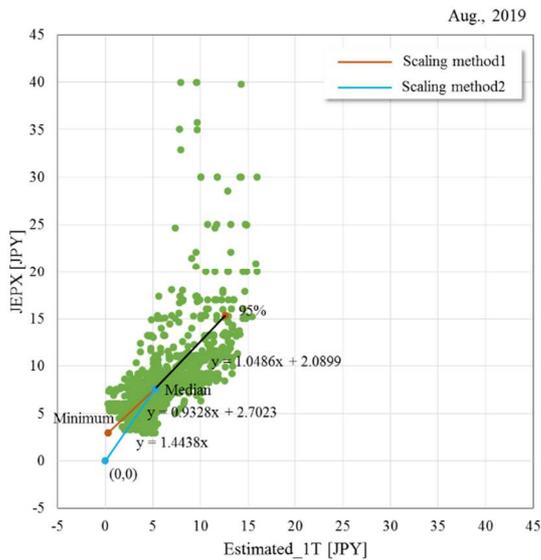
エリアプライスが高騰する値を除外するため、九州エリアにおいて同様に推定価格分布と JEPX 価格分布の大体 $+2\sigma$ である分布の 95% を上限値とし、日中再エネが需要を上回る時エリアプライスが 0 円近くまで落ちることを想定するため価格分布の原点 (0, 0) を下限値として合わせるようにした。近似曲線を求めるにあたってシンプルにするため価格分布の中央値を入れて 2 つ分布の中央値が合うように 2 区分線形スケールングを行った。2 区分線形近似曲線は式 (20) に示す。

$$y_4 = \begin{cases} \frac{\sigma_{JEPX,med}}{\sigma_{K,med}} x, & 0 \leq x \leq \sigma_{K,med} \\ \frac{\sigma_{JEPX,high5} - \sigma_{JEPX,med}}{\sigma_{K,high5} - \sigma_{K,med}} x + \frac{\sigma_{K,high5} \cdot \sigma_{JEPX,med} - \sigma_{K,med} \cdot \sigma_{JEPX,high5}}{\sigma_{K,high5} - \sigma_{K,med}}, & \sigma_{K,med} < x \leq \sigma_{K,high5} \end{cases} \quad (20)$$

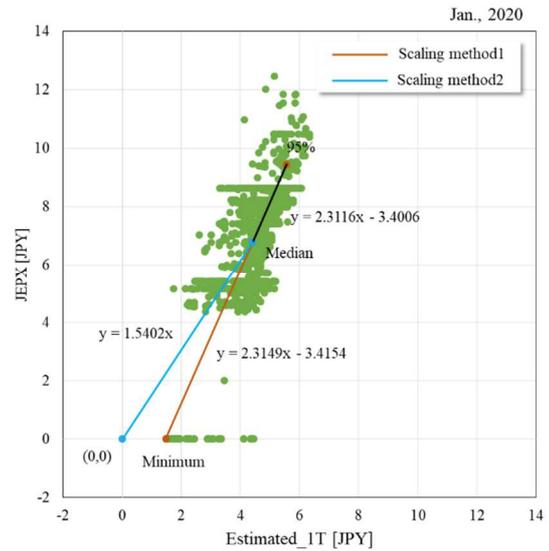
ここで、

- $\sigma_{K,high5}$: 推定エリアプライス分布の上位 5% になる値
- $\sigma_{K,med}$: 推定エリアプライス分布の中央値
- $\sigma_{JEPX,high5}$: JEPX エリアプライス分布の上位 5% になる値
- $\sigma_{JEPX,med}$: JEPX エリアプライス分布の中央値

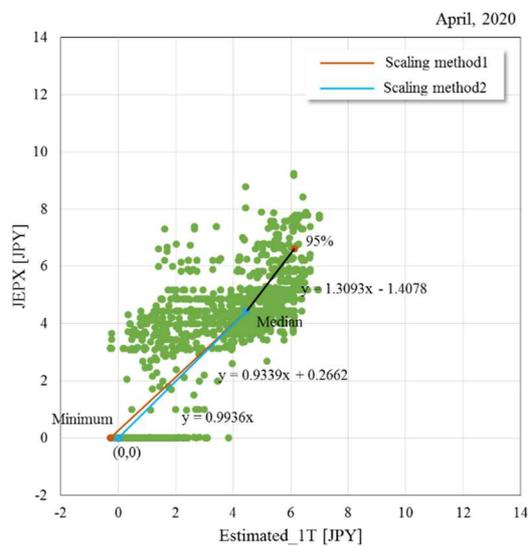
図 1.2.2(4)②-16(a)～(c)に九州エリアの PV 導入量現状ケース(2019 年)における夏期(8 月)、冬期(1 月)、中間期(4 月)のエリアプライスの散布図と 2 区分線形近似曲線を示す。図 1.2.2(4)②-16 より、茶色線は方法 1 の 1 区分目近似曲線(参考のため)を、水色線は方法 2 の 1 区分目近似曲線を表す。



(a) 夏期、PV 導入量現状ケース



(b) 冬期、PV 導入量現状ケース



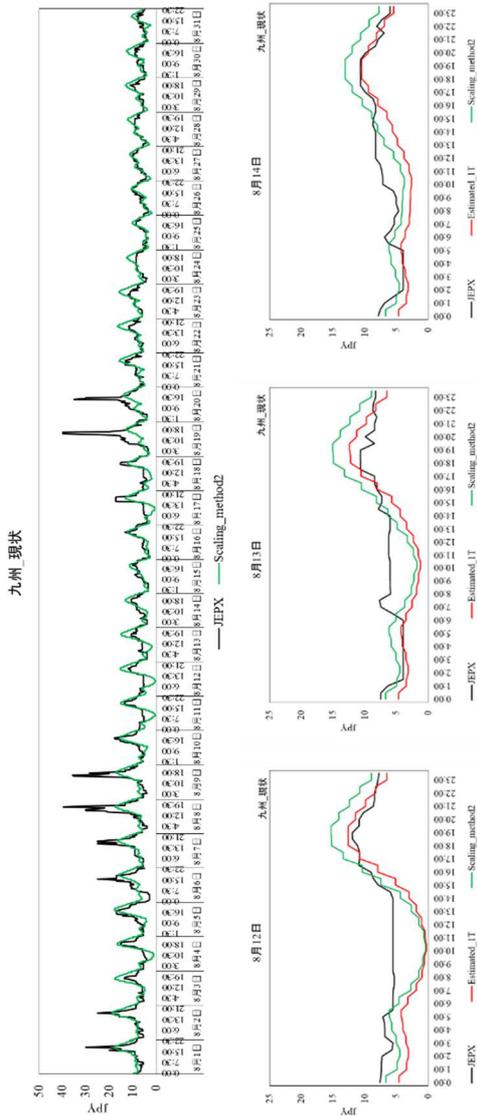
(c) 中間期、PV 導入量現状ケース

図 1.2.2(4)②-16 九州エリア推定プライスの区分線形スケーリング

再エネの大量導入により日中残余需要が 0 近い時間帯、出力抑制や蓄電等のマネジメントをすることを想定するためネガティブプライスを考慮しなく、スケーリング後エリアプライスの下限値を 0.01 円にした(式(21))。

$$y_4 \geq 0.01 \dots\dots\dots (21)$$

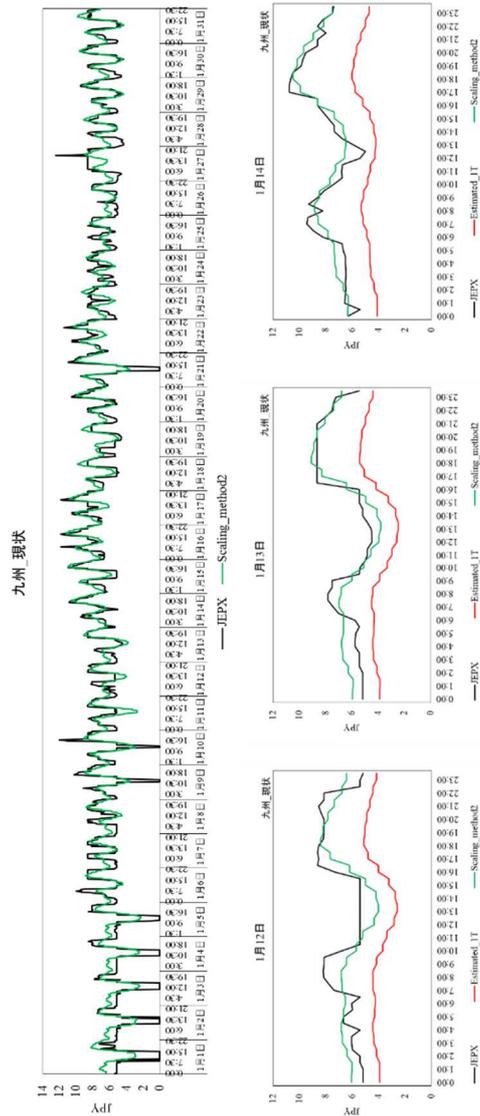
結果と考察について図 1.2.2(4)②-17~19 に夏期、冬期、中間期の九州エリアプライスの代表月と代表日の推定値を示す。夏期の代表月 8 月には価格高騰が数日見られるが、本推定手法は、残余需要のみとの相関が低くなった高騰価格は重回帰式で再現できなく、更に推定したエリアプライスのスケーリングの際に高騰した価格を除外したため、高騰価格は推定できなかった。図 1.2.2(4)②-17~19 よりエリアプライスは、高騰価格を除外すると夏期、冬期、中間期の順に価格が安くなった。1 日のピーク価格は夕方又は夜に出ており、PV が発電する日中の残余需要が減りエリアプライスも下がり、いわゆるダックカーブになった。夏期の夕方と日中の価格差が 10 数円から 20 円の間、冬期と中間期の価格差はわずかの数円となった。



(a) 8月 (b) 8月代表日

図 1.2.2(4)②-17

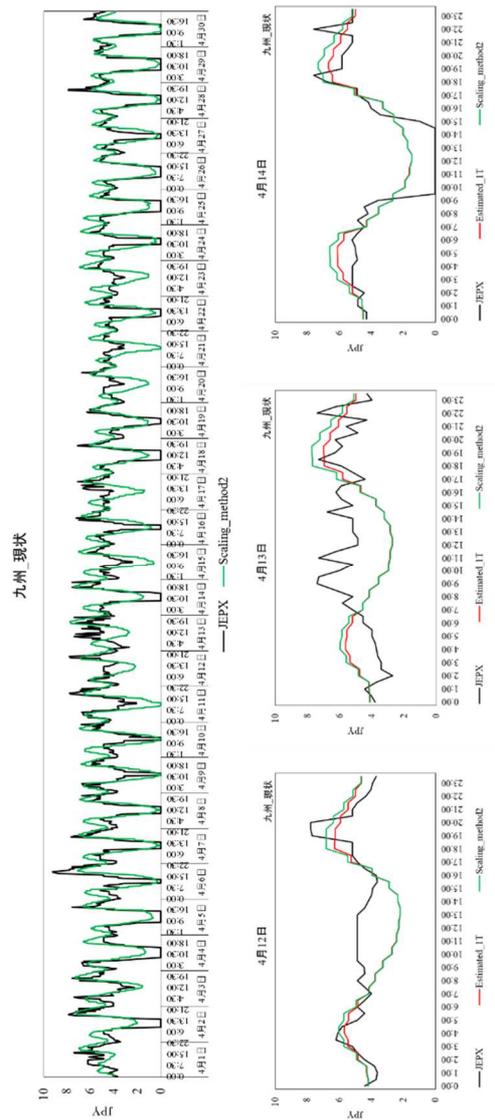
8月九州エリアプライスの推定値



(a) 1月 (b) 1月代表日

図 1.2.2(4)②-18

1月九州エリアプライスの推定値



(a) 4月 (b) 4月代表日

図 1.2.2(4)②-19 4月九州エリアプライスの推定値

現状（2019年）の九州エリアは既に再エネが大量に導入され、JEPXも活発に運営されるため、本手法で推定した九州エリアプライスはある程度精度よく JEPX のエリアプライスを再現できたと考えられる。その誤差を表 1.2.2(4)②-2 と図 1.2.2(4)②-20 に示す。

表 1.2.2(4)②-2 月毎の推定誤差

	2019年					2020年						
	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月
RMSE	3.19	4.02	2.24	1.65	1.49	1.15	1.68	1.65	1.32	1.44	1.88	1.62
MAE	1.91	2.07	1.70	1.28	1.13	0.90	1.21	1.26	1.08	1.19	1.36	1.24
MBE	0.30	-0.32	-0.09	0.31	-0.12	-0.07	-0.63	0.53	0.07	0.48	-0.25	-0.11

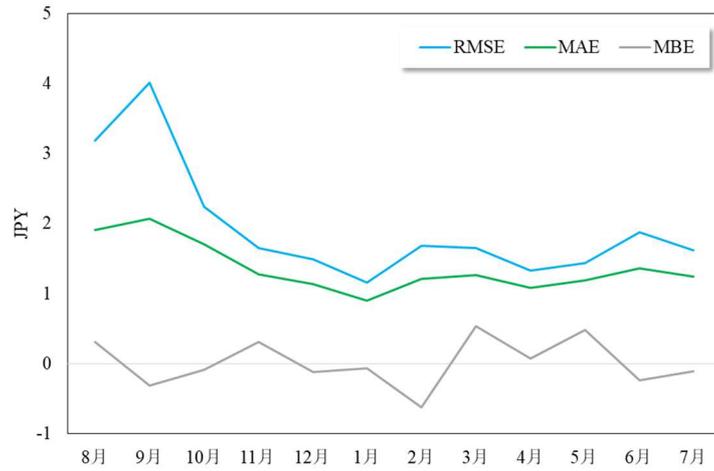


図 1.2.2(4)②-20 月毎の推定誤差

$$\text{RMSE (平均二乗偏差)} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (p_{K,i} - p_{JEPX,i})^2} \dots\dots\dots (22)$$

$$\text{MAE (平均絶対誤差)} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |p_{K,i} - p_{JEPX,i}| \dots\dots\dots (23)$$

$$\text{MBE (平均誤差)} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (p_{K,i} - p_{JEPX,i}) \dots\dots\dots (24)$$

ここで、

- n : 年間スポット数、 $48 \times 366 = 17568$
- RMSE : Root Mean Square Error; 平均平方二乗誤差
- MAE : Mean Absolute Error; 平均絶対誤差
- MBE : Mean Bias Error; 平均バイアス誤差

図 1.2.2(4)②-20 より夏期の 8 月、9 月の平均平方二乗誤差 RMSE が大きく 10 月以降は 2 円以下になった。平均絶対誤差 MAE は 10 月以降から 1 円前後と、平均バイアス誤差は 0 円前後になって、本推定モデルは高い精度が得られたと考えられる。

③ PV 発電所における電力市場の調整供出とインバランスリスク低減のための Headroom 制御と蓄電池運用

ここでは、FIT による全量買取り終了後における売電計画のインバランス回避に向けた蓄電池併設型 PV 発電所を対象に、インバランスリスク低減を行うための Headroom 制御と蓄電池運用を検討する。

・使用したデータセット

気象庁の地域気象観測システム（アメダス）で計測された気温と気象衛星ひまわり 8 号の衛星観測に基づく日射量データ（AMATERASS データ）を実測値とし、気象庁メソモデル（MSM）による気温と日射量を予測値として作られた PV 発電出力のデータセットを用いた⁽⁸⁾。データ期間は 2016 年 8 月 1 日～2017 年 7 月 31 日の 1 年間になり、時間粒度は、実測値は 5 分値、予測値は 1 時間値である。対象地点は東京とする。

・分析概要

PV 発電所を対象に発電事業者として前日スポット市場と需給調整市場に参入することを想定する。本節では PV システム容量 1kW（最大出力）あたりの計算と分析結果である。

前日スポット市場への売電計画と需給調整市場への調整力供出計画において、PV 発電出力の予測誤差と時間内変動によるインバランスリスク低減のため、Headroom 制御と蓄電池運用を想定した。図 1.2.2(4)③-1 は研究の流れを示す。

まず、PV 発電出力の Headroom 割合 h 、需給調整市場の供出計画値割合 r 及び蓄電池容量 c の 3 つのインプットデータを決め、売電計画値と調整力供出計画値を求める。

次は、当日運転では需給調整市場を優先に PV 発電、Headroom 制御、蓄電池充放電、PV 発電抑制等のリソースを使ってそれぞれの計画値を守るようにする。過大予測の場合は Headroom 制御と蓄電池放電で不足インバランスを賄い、過小予測の場合は Headroom を含めた余剰 PV を蓄電又は抑制を行って余剰インバランスを減らすことを想定する。日中蓄電した余剰 PV を PV 発電終了時から放電して時間前市場へ売電して収益を増すことを想定する。PV 発電開始時の不足インバランスに備え蓄電池の利用可能容量に対して初期値 $SOC_{start} = 30\%$ にして PV 発電開始時間まで確保し、また終了時の残存容量 $SOC_{end} \geq 30\%$ になるように制約をかける（図 1.2.2(4)③-2）。但し、過大予測により日中余剰 PV の蓄電が少なく PV 発電終了時 $SOC_{end} < 30\%$ の時、時間前市場へ買売電をしないようにする。

・シミュレーションケース

需給調整市場三次調整力に合わせて供出継続時間 3h 商品と将来の 30min 商品の 2 つケースについて検討を行う。

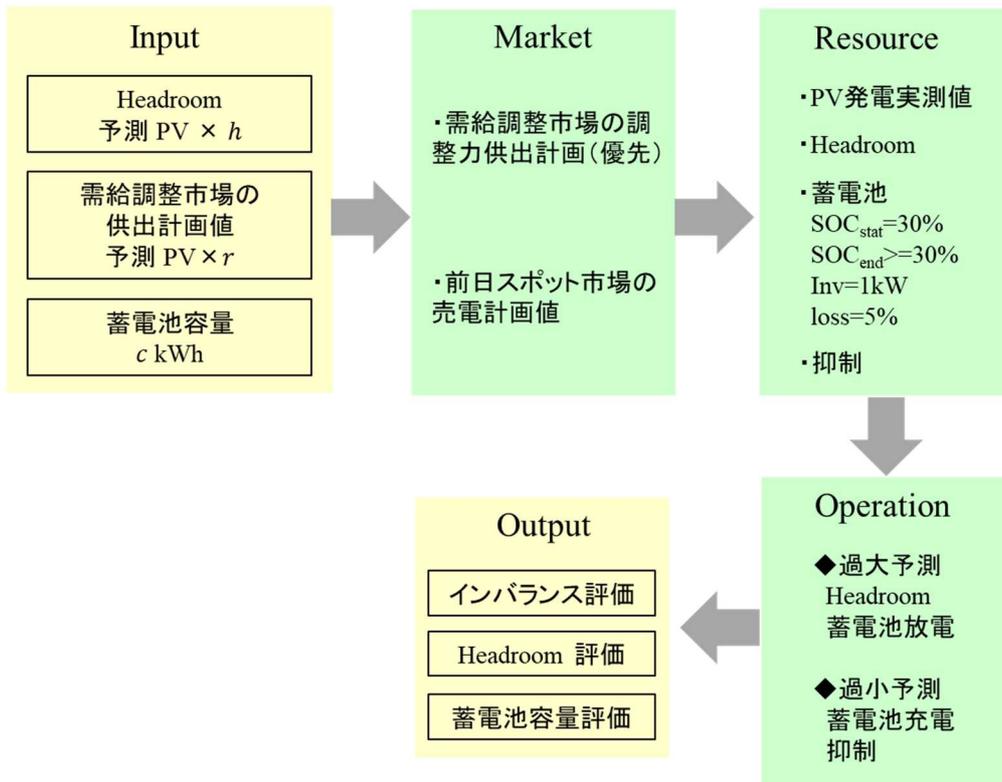


図 1.2.2(4)③-1 分析の概要

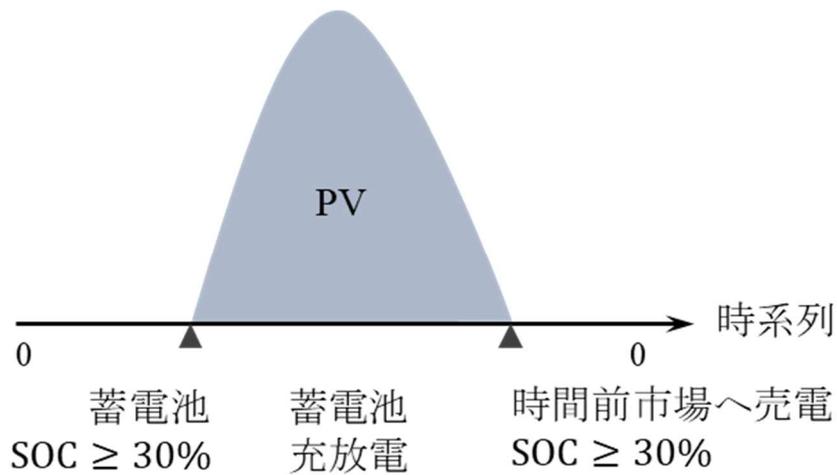


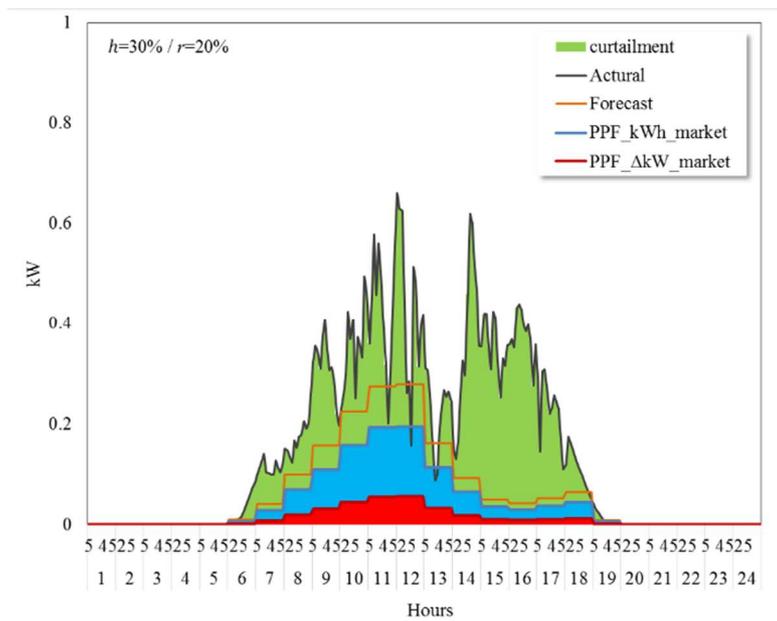
図 1.2.2(4)③-2 蓄電池運用

Headroom 割合 h を予測値の0から9割まで1割ずつ増やし、調整力供出計画値割合 r を予測値の0から1まで1割ずつ増やして、合計65通りのインバランス量と収益を求める。蓄電池容量はPVシステム容量1kW（最大出力）に対して0.5kWh、1kW、3kWh、6kWh、9kWh、12kWhの6パターンを設ける。インバータ定格出力を1kW、変換効率を95%とする。

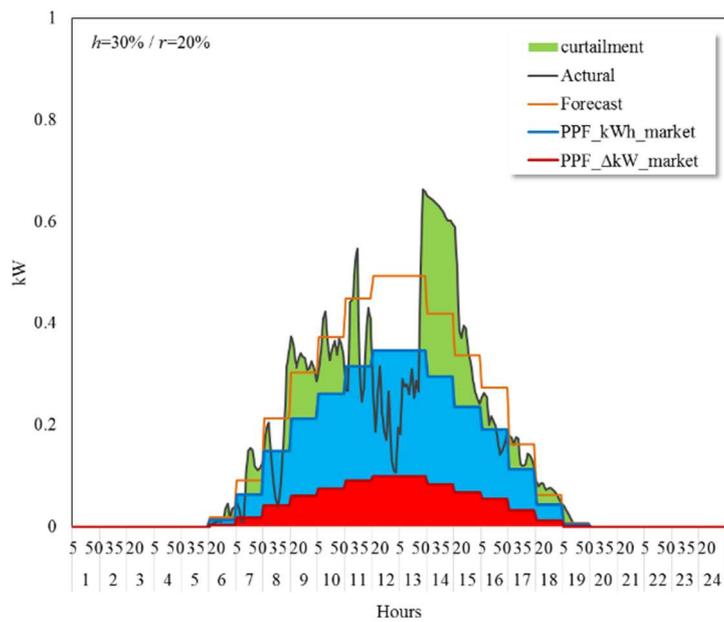
表 1.2.2(4)②-1 条件設定

Energy		Reserve										
		0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
Headroom	0	1	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0
	0.1	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0	-
	0.2	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0	-	-
	0.3	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0	-	-	-
	0.4	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0	-	-	-	-
	0.5	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0	-	-	-	-	-
	0.6	0.4	0.3	0.2	0.1	0	-	-	-	-	-	-
	0.7	0.3	0.2	0.1	0	-	-	-	-	-	-	-
	0.8	0.2	0.1	0	-	-	-	-	-	-	-	-
	0.9	0.1	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-

代表日 PV 発電と計画値の結果について、売電計画値 (Planned Power Flow of kWh market) と調整力供出継続時間 30min 商品の供出計画値 (Planned Power Flow of ΔkW market)、PV 発電予測値と実測値を図 1.2.2(4)③-3 に示す。図 1.2.2(4)③-3(a)は代表日 2016 年 8 月 1 日における Headroom を PV 発電予測値の 30%、売電計画値を 50%、調整力供出計画値を 20%にした際のパワーフローと蓄電池を入れない時の抑制を示す。2016 年 8 月 1 日は全体的に過小予測で抑制が多くかかる日であるが、12 時から 14 時の間に PV 発電実測値の激しい変動がみられ、蓄電池を入れない場合前日スポット市場のインバランスが生じることがわかる。また、PV 発電開始時と終了時の各 30 分では計画値に対して発電不足がみられた。2016 年 8 月 2 日は日中発電出力低下の予測が大きく外れ、そして実測値の時間内変動によりインバランスが生じる時間が多くみられた。蓄電池を入れた場合、蓄電池容量増加による前日スポット市場のインバランスを図 1.2.2(4)③-4 に、需給調整市場のインバランスを図 1.2.2(4)③-5 に、蓄電容量推移を図 1.2.2(4)③-6 に示す。2016 年 8 月 1 日は過小予測日でいずれの蓄電池容量に対して前日スポット市場と需給調整市場のインバランスが生じなかった (図 1.2.2(4)③-4(a)と図 1.2.2(4)③-5(a))。過小予測日は大量の余剰 PV 発電電力量が生じたため、蓄電池容量が大きいほど抑制量が減ることがわかる (図 1.2.2(4)③-6(a))。2016 年 8 月 2 日は日中大外れの時間がみられたが、需給調整市場の供出計画値 (図 1.2.2(4)③-3(b)の赤線) は PV 発電で賄えるためいずれの蓄電池容量に対して需給調整市場のインバランスが生じなかった (図 1.2.2(4)③-5(b))。但し、前日スポット市場の売電計画値 (図 1.2.2(4)③-3(b)の青線) に対して蓄電池容量に応じてインバランスが生じた (図 1.2.2(4)③-4(b)、蓄電池容量 1kWh の場合)。図 1.2.2(4)③-6(b)より蓄電池容量 9kWh 以上になると抑制量減少が変わらないことがわかる。



(a) 代表日 2016 年 8 月 1 日



(b) 代表日 2016 年 8 月 2 日

図 1.2.2(4)③-3 PV 発電予測値・実測値、計画値と抑制量

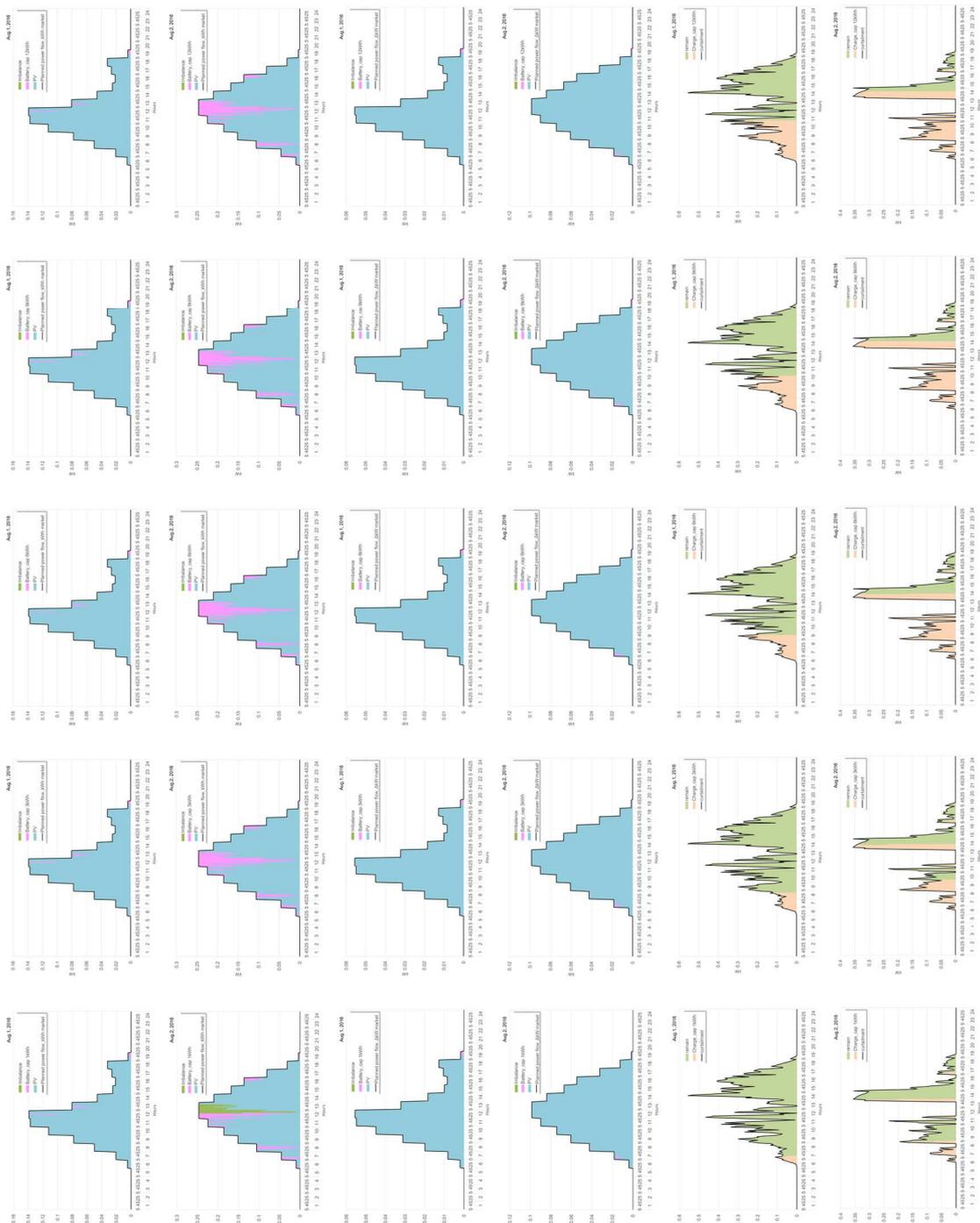


図 1.2.2(4)③-4 左図:前日スポット市場のインバランス (a) 2016/8/1 (b) 2016/8/2

図 1.2.2(4)③-5 中央図:需給調整市場のインバランス (a) 2016/8/1 (b) 2016/8/2

図 1.2.2(4)③-6 右図:蓄電池容量増加による充電量推移 (a) 2016/8/1 (b) 2016/8/2

インバランス量の結果について、インバランスを不足インバランスと余剰インバランスに分けて検討する。

・不足インバランス量

不足インバランス量は需給調整市場への不足インバランス量と前日スポット市場への不足インバランス量があり、蓄電池を導入しない時、PV 発電の実測値が各市場への計画値を満たせない部分と定義する(式(25)～(27))。30min 継続商品と 3h 継続商品の結果はそれほど違いがないため、3h 継続商品のみ分析結果を示す。

$$Imb_T = \sum_{t=1}^{288} Imb_R(t) + Imb_E(t) \dots\dots\dots (25)$$

$$Imb_R(t) = f_{meas}(t) - r \cdot f_{fore}(t) < 0 \dots\dots\dots (26)$$

$$Imb_E(t) = f_{meas}(t) - (1 - h - r) \cdot f_{fore}(t) < 0 \dots\dots\dots (27)$$

ここで、

- Imb_R : 需給調整市場への不足インバランス [kWh]
- Imb_E : 前日スポット市場への不足インバランス [kW]
- Imb_T : トータル不足インバランス量 [kWh]
- f_{meas} : PV 発電電力量の実測値 [kW]
- f_{fore} : PV 発電電力量の予測値 [kW]
- r : 調整力供出計画値の割合
- h : Headroom 割合
- t : 時間単位; 5 分値

蓄電池は、過大予測により生じた不足インバランスを放電して補い、過大予測より生じた余剰インバランスを充電して減らす機能を果たす。図 1.2.2(4)③-7 に蓄電池導入後の h , r と各不足インバランス関係を示す。図 1.2.2(4)③-7 より Headroom 割合が大きくなるほどインバランス量が減り、売電計画値の割合 $1 - h - r$ が 10%～20%間で 2 つのインバランス量が逆転になる。蓄電池は調整力供出計画値を優先に満たすにため、 Imb_E は、 Imb_R より Headroom 割合 h の変化によって大きく減少することがわかる。

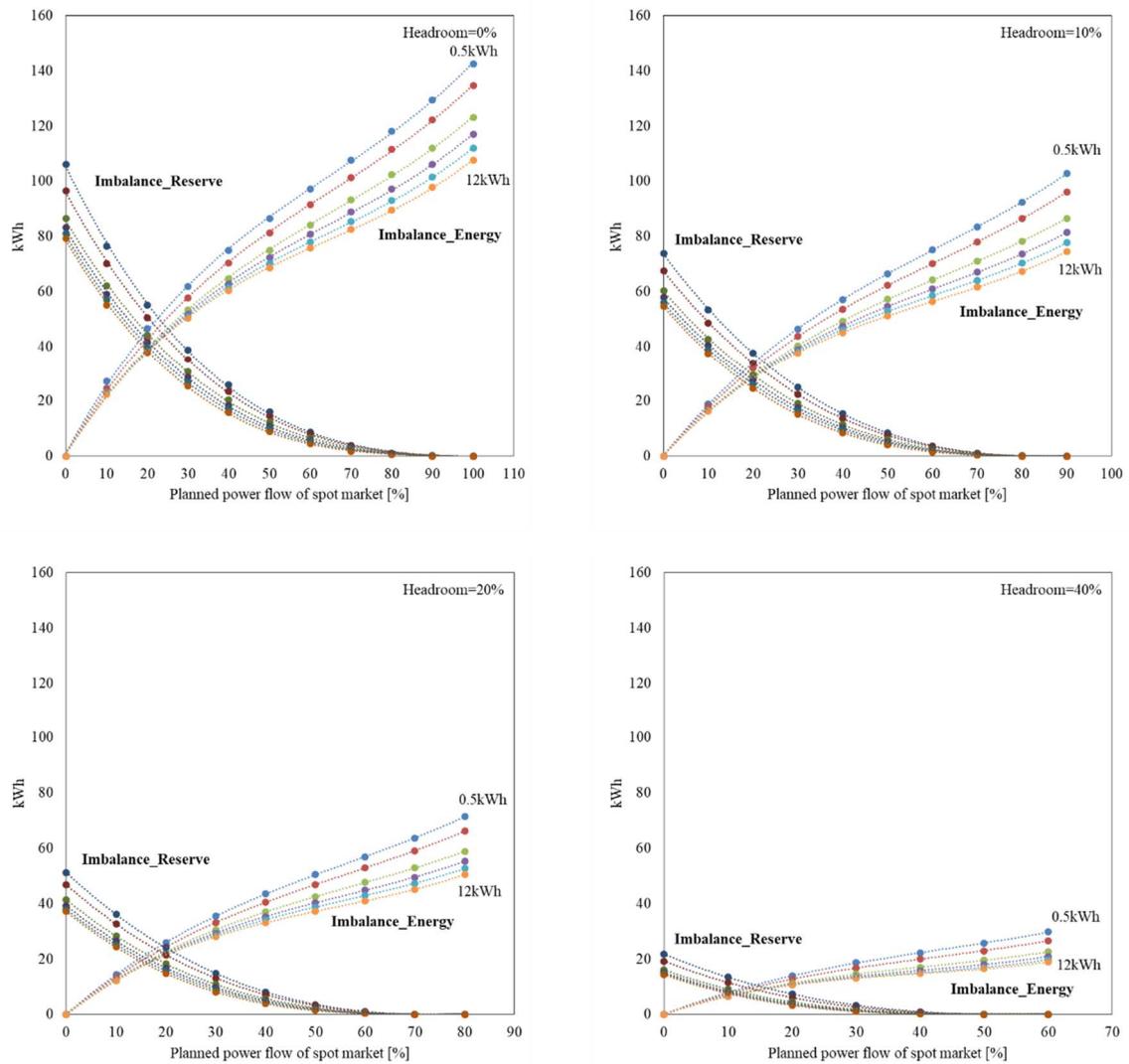


図 1. 2. 2(4)③-7 h , r と各不足インバランス関係

蓄電池は調整力供出計画値を優先に守るため使用するものの、トータルインバランスを減らす機能を果たし、蓄電池容量がインバランス回避に与える影響を把握するため、トータル不足インバランス量を評価指標として取り上げた。各不足インバランス量は Headroom 割合 h 、調整力供出計画値割合 r 、蓄電池容量 c と関係があるが、トータルインバランスで考えた際、調整力供出計画値割合 r との関係がなくなる (式(28))。

$$Imb_T = g_1(h, c) \dots\dots\dots (28)$$

図 1. 2. 2(4)③-8 に蓄電池容量によるトータル不足インバランス低減を示す。実現性がないが、 $h=0.9, c=3kWh$ の時 1年通してトータル不足インバランスの完全回避ができた。表 1. 2. 2(4)③-2 に前日スポット市場の不足インバランスが生じた日を蓄電池容量別、Headroom 割合別に示した (精度 0.0001)。図 1. 2. 2(4)③-9 に前日スポット市場の不足インバランスが生じた日数と蓄電池容量、売電計画値割合の関係を、図 1. 2. 2(4)③-10 に需給調整市場の不足インバランスが生じた日数と蓄電池容量、調整力供出計画値割合の関係を示す。各市場の不足インバランスが生じた日

は、蓄電池容量の影響が小さく、Headroom 割合、計画値割合と大きい相関があることがわかる。

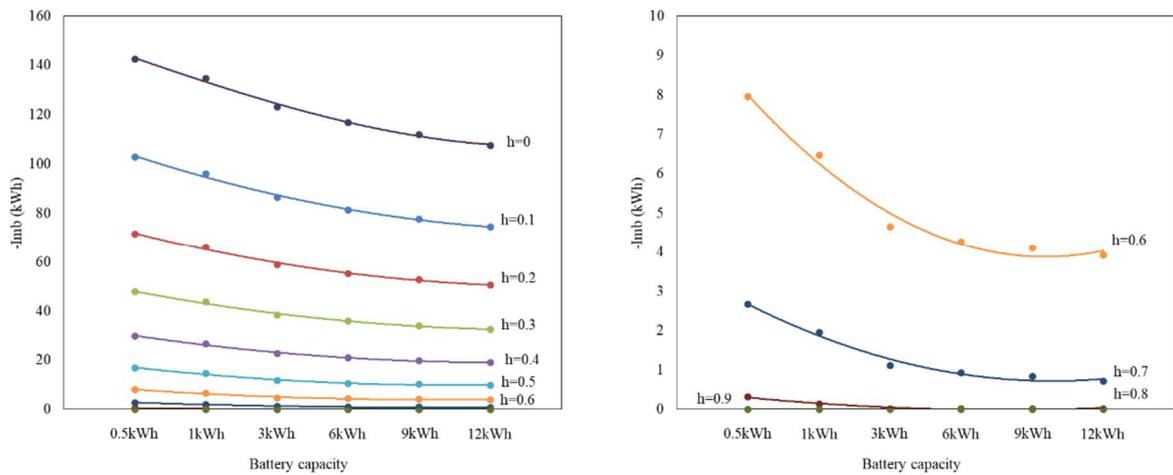


図 1. 2. 2(4)③-8 蓄電池容量によるトータルインバランス低減

表 1. 2. 2(4)③-2 前日スポット市場の不足インバランスが生じた日

Headroom	0.5kWh	1kWh	3kWh	6kWh	9kWh	12kWh
0	331	318	315	315	315	314
0.1	306	280	279	279	278	278
0.2	263	251	250	250	250	250
0.3	223	211	210	210	210	210
0.4	181	174	172	172	172	172
0.5	150	143	142	142	142	142
0.6	99	90	90	90	90	90
0.7	45	43	43	43	43	43
0.8	12	9	7	7	7	7
0.9	0	0	0	0	0	0

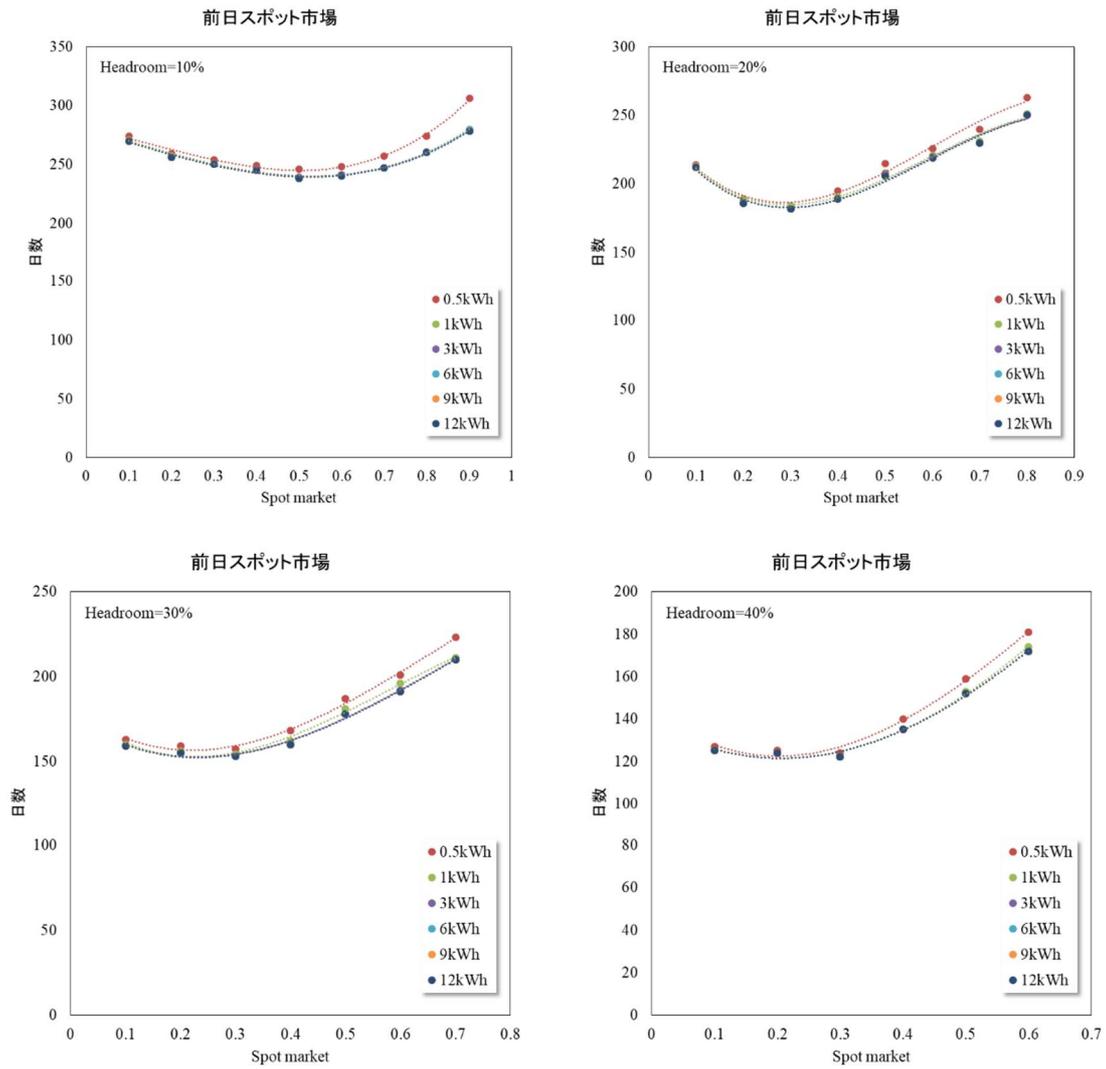


図 1.2.2(4)③-9 前日スポット市場の不足インバランスが生じた日数と蓄電池容量、売電計画値の割合の関係

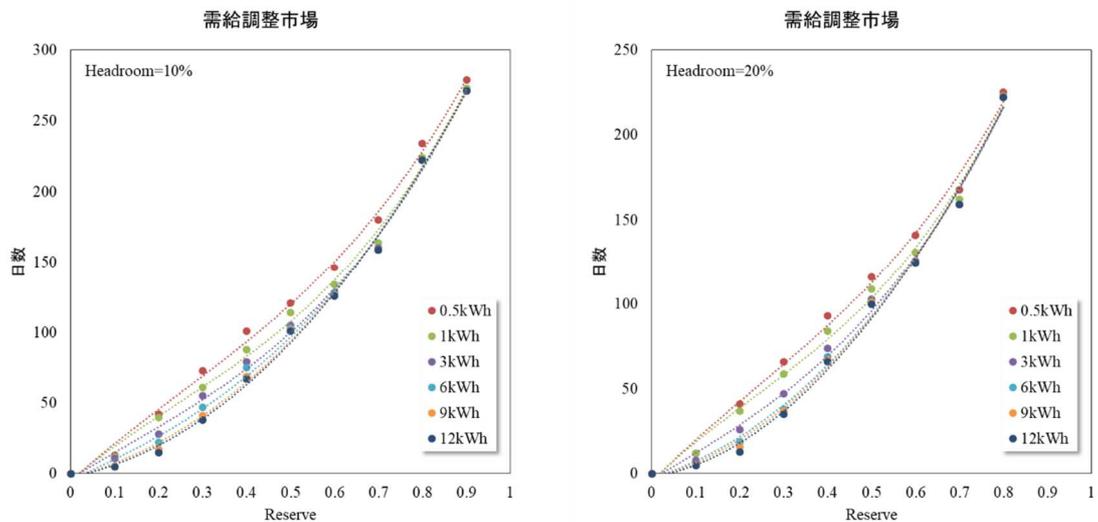


図 1.2.2(4)③-10 需給調整市場の不足インバランスが生じた日数と蓄電池容量、調整力供出計画値の割合の関係

・余剰インバランス量

PV 発電量の過大予測により生じた余剰インバランス量を減らすため充電又は抑制等のリソースを使い、満充電になって余剰インバランスが生じた場合余剰インバランスが生じないように抑制をする。蓄電池を導入することでシフトされる余剰 PV 充電量と抑制減少率を図 1.2.2(4)③-11 と図 1.2.2(4)③-12 に示す。図 1.2.2(4)③-11 より、蓄電池容量が 6kWh 以下の場合、Headroom が大きくなることによって充電量と小さくなる。これは蓄電池容量 6kWh までは不足インバランスが生じるためインバランス低減のため放電すると考えられる。図 1.2.2(4)③-12 より、 $c = 0.5\text{kWh}$ 時、余剰 PV の 90%以上を抑制、 $c = 12\text{kWh}$ の時抑制減少率は 59.4%~88.6%までに落ちたが、通年で見ると過小予測日が多いことがわかる。

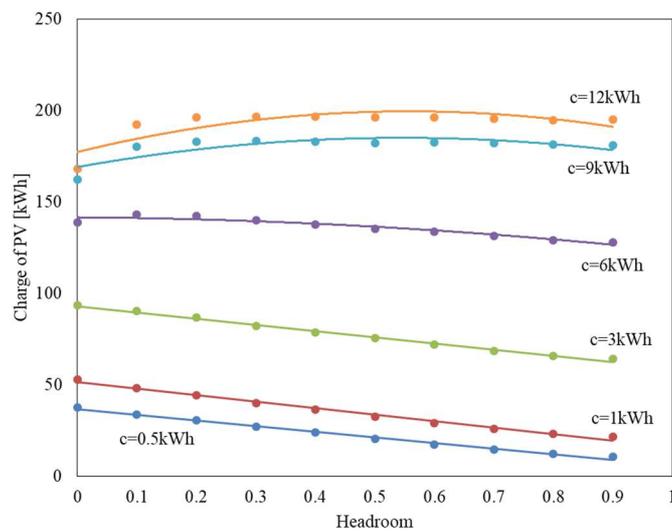


図 1.2.2(4)③-11 蓄電池導入によるシフトされる余剰 PV 充電量

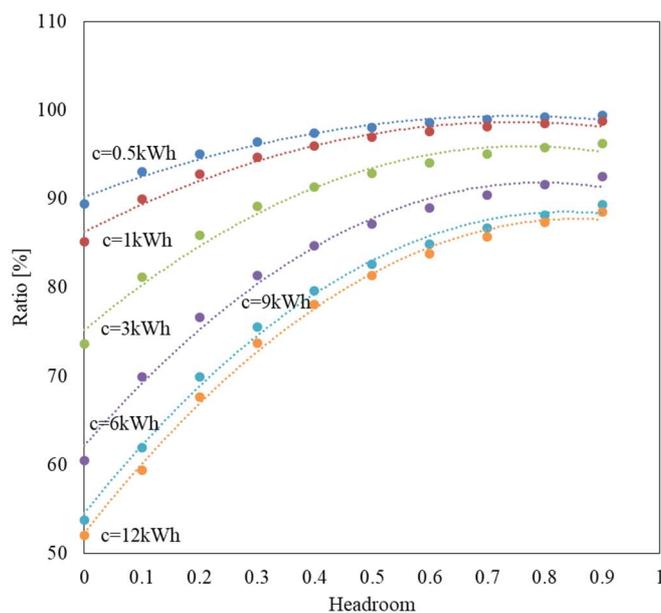


図 1.2.2(4)③-12 蓄電池導入による抑制減少率

年間収益は、需給調整市場の供出収益 Inc_R 、前日スポット市場の売電収益 Inc_E 、PV 発電終了時から時間前市場への売電収益 Inc_D の合計値より需給調整市場のインバランス料金 Pe_R 、前日スポット市場のインバランス料金 Pe_E 、蓄電池のコスト C_B を引いたものにする(式(29))。各項目は式(30)～(35)の通りである。

$$Inc_T = Inc_R + Inc_E + Inc_D - Pe_R - Pe_E - C_B \dots\dots\dots (29)$$

$$Inc_R = \sum_{t=1}^{48} r \cdot f_{fore}(t) \times p_R \dots\dots\dots (30)$$

$$Inc_E = \sum_{t=1}^{48} (1 - r - h) \cdot f_{fore}(t) \times p_S(t) \dots\dots\dots (31)$$

$$Inc_D = \sum_{t=1}^{48} x_D(t) \times p_D(t) \dots\dots\dots (32)$$

$$Pe_R = \sum_{t=1}^{48} Imb_R(t) \times p_{Imb}(t) \dots\dots\dots (33)$$

$$Pe_E = \sum_{t=1}^{48} Imb_E(t) \times p_{Imb}(t) \dots\dots\dots (34)$$

$$C_B = c \times p_B \dots\dots\dots (35)$$

ここで、

- Inc_T : トータル収益 [円]
- Inc_R : 需給調整市場の供出収益 [円]
- Inc_E : 前日スポット市場の売電収益 [円]
- Inc_D : 時間前市場の売電収益 [円]
- Pe_R : 需給調整市場のインバランス料金 [円]
- Pe_E : 前日スポット市場のインバランス料金 [円]
- C_B : 蓄電池コスト [円]
- p_R : 調整力単価 [円/kW] ($p_R = \{1,2,3,\dots,10\}$)
- $p_S(t)$: 推定エリアプライス [円/kWh]
- $x_D(t)$: 時間前市場への売電量 [kWh]
- $p_D(t)$: 時間前市場価格 [円/kWh]
- $p_{Imb}(t)$: 不足インバランス料金単価 [円/kWh]
- p_B : 蓄電池コスト単価 ($p_B = 10$ 円/kWh・日、寿命 10 年とした)

インバランス料金について、JEPX のエリアプライスの代わり CAISO 基に推定したエリアプライスを用いた。時間前市場価格は JEPX で公開した 2020 年度のデータを用いて時間前市場価格とエリアプライスの比率の加重平均を求めた⁽⁹⁾。 α について、系統不足時は 1.1、系統余剰時は 0.9 にし、以降の結果は系統不足時 ($\alpha = 0.9$) の結果を示す。それ以外、 $\beta = 0$ 、 $K = 2$ 、 $L = 2$ を設定して計算を行った。

不足インバランス料金 = 推定エリアプライスと推定1時間前市場の加重平均値 $\times \alpha + \beta + K$
 余剰インバランス料金 = 推定エリアプライスと推定1時間前市場の加重平均値 $\times \alpha + \beta - L$

時間前市場価格/東京エリアプライス比率の加重平均: 1.27

年間収入は Headroom 割合 h 、調整力供出計画値割合 r 、蓄電池容量 c 、調整力単価 p_R と関係がある (式(36))。但し、変数が多いため変数を減らした。

$$Inc_T = g_2(h, r, c, p_R) \dots\dots\dots (36)$$

図 1.2.2(4)③-13 の横軸は調整力単価を、縦軸は年間収入を表し、調整力供出計画値割合 r の変化による年間収益を表している。Headroom 割合 h 、蓄電池容量 c に問わず調整力単価約 $p_R = 6$ 円/kW で r の変化による振れが小さいため $p_R = 6$ 円/kW と固定すると変数 r の影響が小さくなり、 $Inc_T = g_2(h, c)$ に表すことができる。

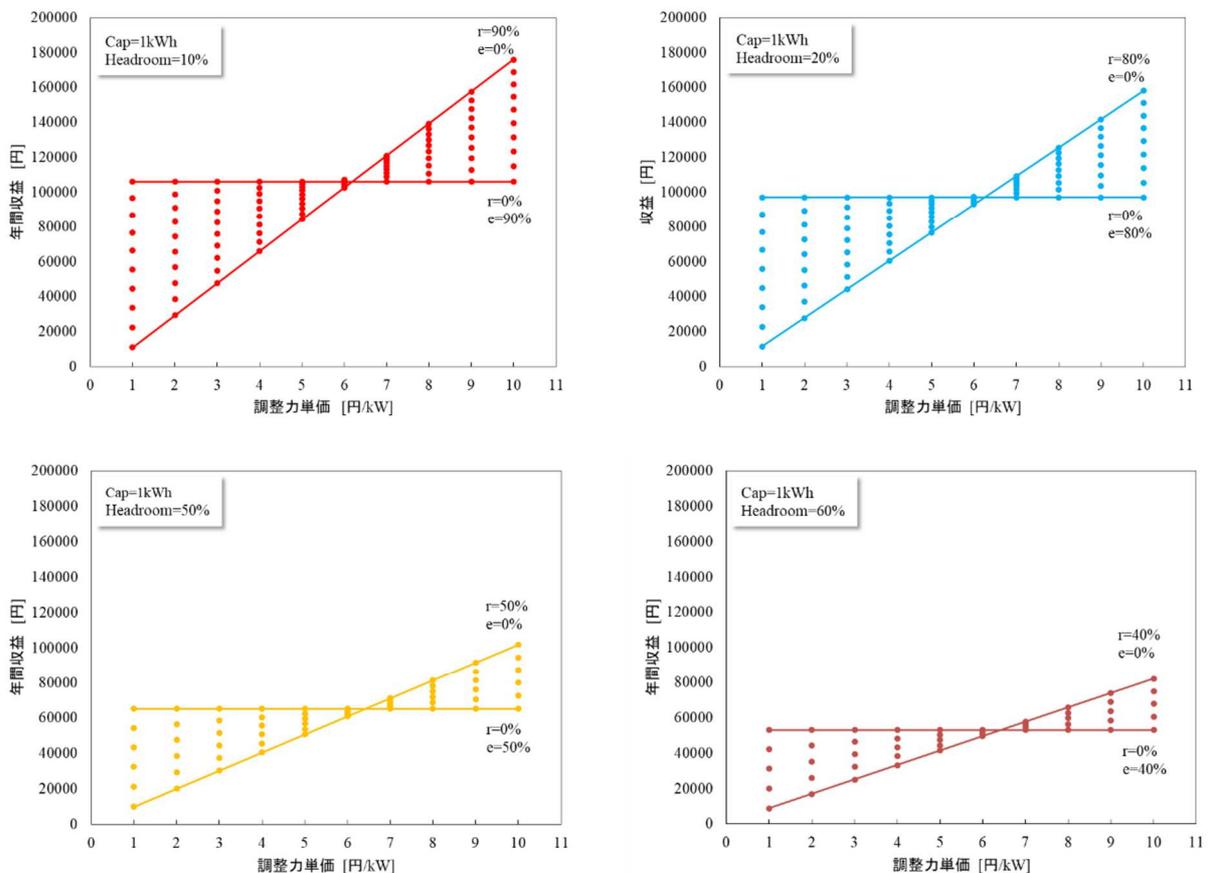
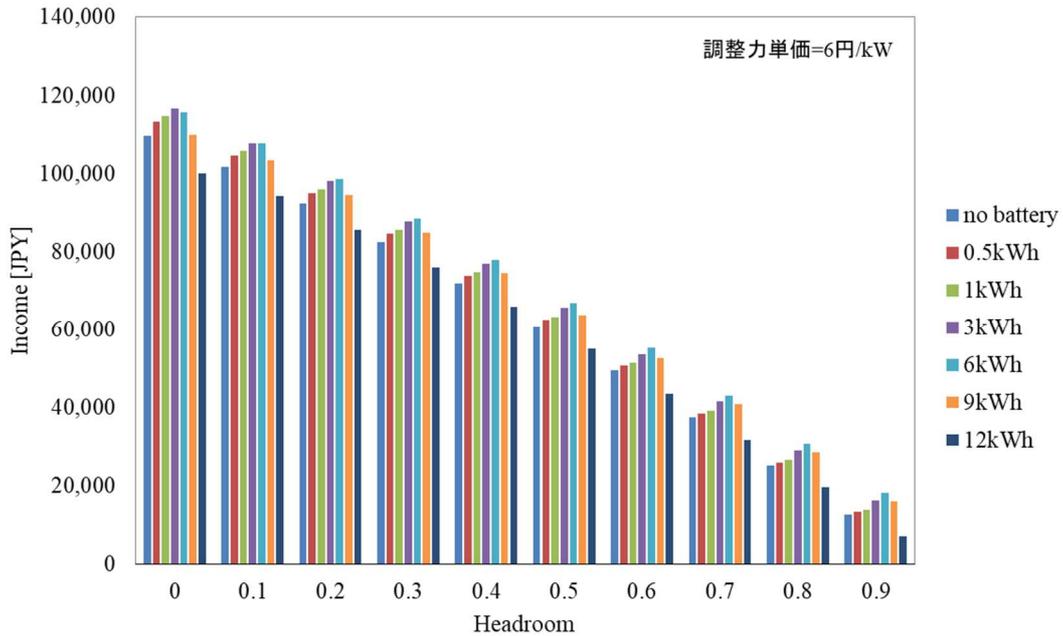
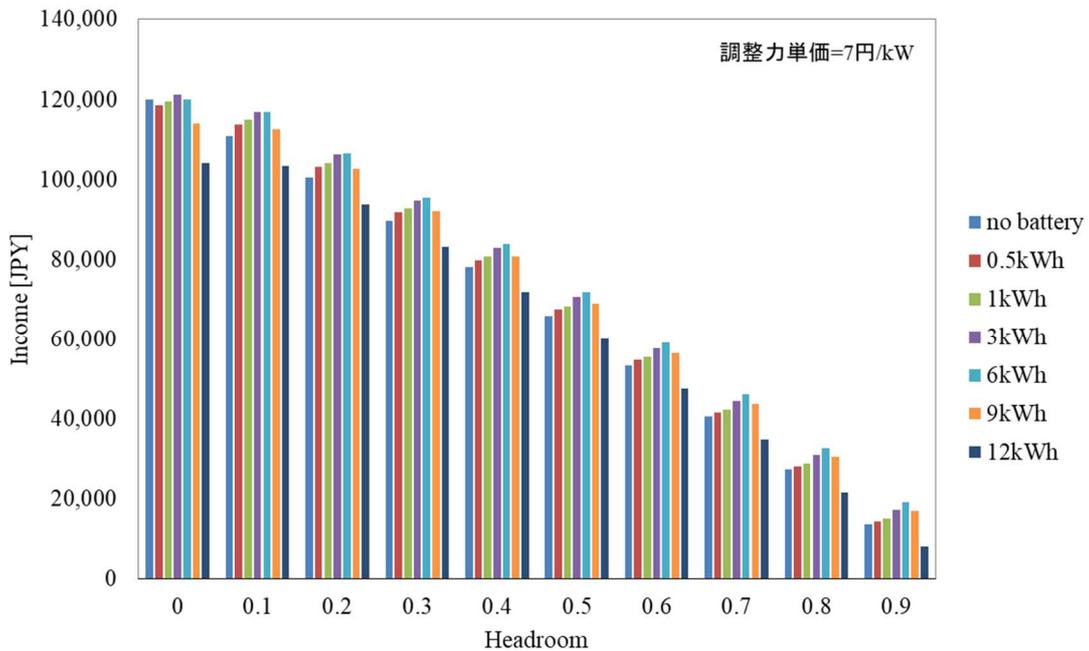


図 1.2.2(4)③-13 調整力単価と年間収益

図 1.2.2(4)③-14 は調整力単価を固定した際の蓄電池容量と Headroom 割合の変化による年間収入を示す。図 1.2.2(4)③-14 より蓄電池容量 3kWh 又は 6kWh 導入の場合の年間収益が最高となり、12kWh 導入場合の年間収益は蓄電池導入しない場合より低い結果となった。



(a) 調整力単価 6 円/kW



(b) 調整力単価 7 円/kW

図 1.2.2(4)③-14 蓄電池容量と Headroom 割合の変化による年間収入

以上の分析より評価指標である年間トータル不足インバランス量 $Imb_T = g_1(h, c)$ と年間収益と $Inc_T = g_2(h, c)$ それぞれを h と c の 2 つ変数のみに関わるようにシンプル化できた。表 1.2.2(4)③-

3 と表 1.2.2(4)③-4 に年間トータルインバランスと年間収入を示す。2つの指標を総合的に評価するのに単位が異なるため標準化を行った（表 1.2.2(4)③-5 と表 1.2.2(4)③-6）。その結果、蓄電池容量変化により年間トータル不足インバランス量と年間収益はほとんど変わらないため蓄電池容量の影響が小さく、2つの評価指標は式(37)のように書けた。

$$Imb_T = g_1(h), Inc_T = g_2(h) \dots\dots\dots (37)$$

表 1.2.2(4)③-3 年間トータル不足インバランス量 [kWh]

Headroom	0.5kWh	1kWh	3kWh	6kWh	9kWh	12kWh
0	-142.5	-134.6	-123.0	-116.9	-111.9	-107.6
0.1	-102.7	-96.0	-86.5	-81.4	-77.6	-74.4
0.2	-71.4	-66.2	-58.8	-55.3	-52.7	-50.5
0.3	-47.7	-43.6	-38.3	-35.7	-34.0	-32.4
0.4	-29.7	-26.6	-22.6	-20.9	-19.8	-18.9
0.5	-16.8	-14.6	-11.6	-10.5	-10.1	-9.7
0.6	-8.0	-6.5	-4.6	-4.3	-4.1	-3.9
0.7	-2.7	-1.9	-1.1	-0.9	-0.8	-0.7
0.8	-0.3	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

表 1.2.2(4)③-4 年間収入 [円] ($p_R = 6$ 円/kWh)

Headroom	0.5kWh	1kWh	3kWh	6kWh	9kWh	12kWh
0	113,278	114,610	116,582	115,683	109,903	99,974
0.1	104,587	105,756	107,811	107,732	103,362	94,244
0.2	94,954	96,001	98,094	98,465	94,562	85,603
0.3	84,619	85,589	87,718	88,391	84,851	75,978
0.4	73,751	74,652	76,892	77,782	74,564	65,721
0.5	62,372	63,214	65,510	66,703	63,777	54,905
0.6	50,597	51,368	53,657	55,142	52,478	43,561
0.7	38,439	39,132	41,424	43,061	40,697	31,736
0.8	25,968	26,614	28,930	30,697	28,527	19,582
0.9	13,287	13,922	16,256	18,088	16,045	7,157

表 1.2.2(4)③-5 標準化した年間トータル不足インバランス量

Headroom	0.5kWh	1kWh	3kWh	6kWh	9kWh	12kWh	平均
0	-2.15	-2.17	-2.19	-2.21	-2.21	-2.22	-2.19
0.1	-1.30	-1.30	-1.29	-1.28	-1.27	-1.27	-1.28
0.2	-0.63	-0.62	-0.60	-0.59	-0.59	-0.59	-0.60
0.3	-0.12	-0.11	-0.09	-0.08	-0.08	-0.07	-0.09
0.4	0.27	0.28	0.30	0.31	0.31	0.31	0.30
0.5	0.54	0.56	0.57	0.58	0.58	0.57	0.57
0.6	0.74	0.74	0.75	0.74	0.74	0.74	0.74
0.7	0.85	0.84	0.83	0.83	0.83	0.83	0.84
0.8	0.90	0.88	0.86	0.85	0.85	0.85	0.87
0.9	0.91	0.89	0.86	0.85	0.85	0.85	0.87

表 1.2.2(4)③-6 標準化した年間収入

Headroom	0.5kWh	1kWh	3kWh	6kWh	9kWh	12kWh	平均
0	1.46	1.47	1.46	1.45	1.41	1.39	1.44
0.1	1.19	1.19	1.19	1.19	1.20	1.20	1.20
0.2	0.89	0.89	0.89	0.90	0.91	0.92	0.90
0.3	0.57	0.57	0.57	0.58	0.59	0.60	0.58
0.4	0.24	0.23	0.24	0.24	0.25	0.26	0.24
0.5	-0.12	-0.12	-0.12	-0.11	-0.10	-0.10	-0.11
0.6	-0.48	-0.49	-0.48	-0.48	-0.47	-0.47	-0.48
0.7	-0.86	-0.86	-0.86	-0.86	-0.86	-0.86	-0.86
0.8	-1.25	-1.25	-1.25	-1.25	-1.26	-1.26	-1.25
0.9	-1.64	-1.64	-1.64	-1.65	-1.67	-1.67	-1.65

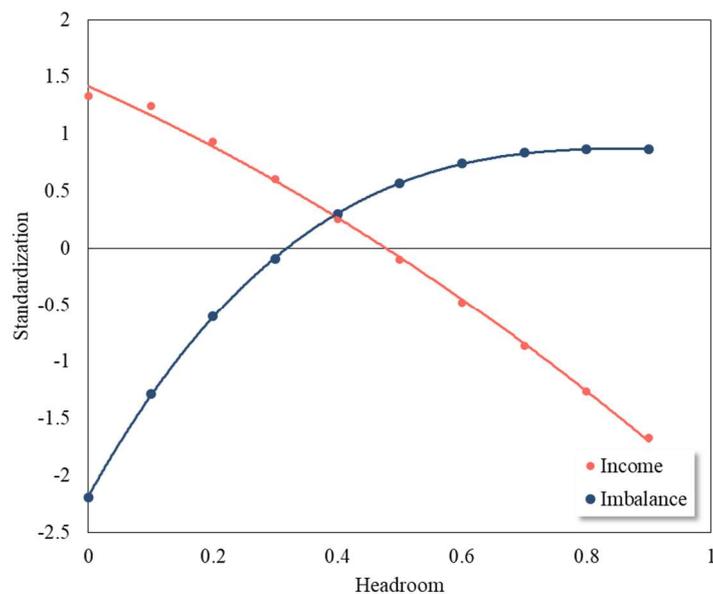
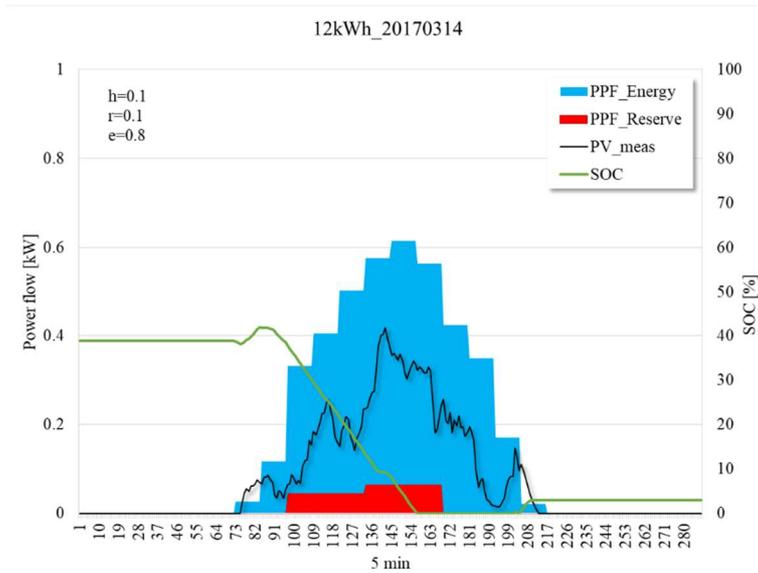


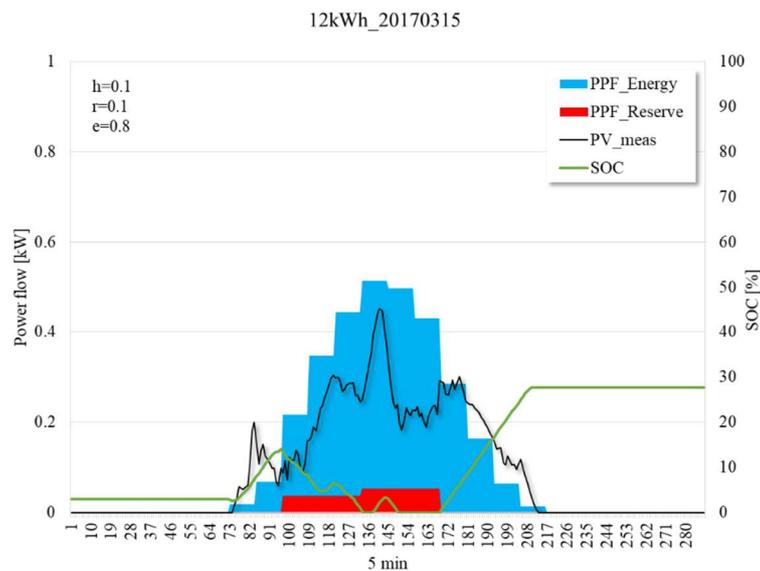
図 1.2.2(4)③-15 Headroom 変化による標準化後の年間トータル不足インバランス量と年間収益

図 1.2.2(4)③-15 の横軸は Headroom 割合を、縦軸は標準化した値を示す。縦軸は<+>にいくほど良い（インバランス量が小さく、収益が多い）ことを表し、<->にいくほど悪い（インバランスが大きく、収益が少ない）ことを表す。ネイビー色は年間トータル不足インバランス量を、赤色は年間収益を表し、2つの曲線が Headroom 割合 $h \approx 0.4$ で交差した。これは、 $h \approx 0.4$ を基準点にして 0.4 以上の Headroom を確保すると年間トータル不足インバランス量が小さいが年間収益が減る、0.4 以下の Headroom を確保すると年間トータル不足インバランス量が大きいが年間収益が増えることを表している。

また、インバランスが生じた日の例を図 1.2.2(4)③-16 に示す。



(a) 2017年3月14日



(b) 2017年3月15日

図 1.2.2(4)③-16 インバランスが生じた日の計画値と蓄電池 SOC 推移

参考文献

- (1) S. Vucetic et al, “Discovering Price-Load Relationships in California’s Electricity Market”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, NO. 2, pp280-286, May 2001
- (2) 宮内肇ら, カリフォルニア電力市場価格の回帰分析, 電気学会論文集 B 部門, 124 巻 2 号, pp199-206, 2004
- (3) <http://oasis.caiso.com/mrioasis/logon.do> California ISO OASIS
- (4) http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login# 電力広域的運営推進機構 (OCCTO)
- (5) <https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary> 固定価格買取制度再生可能エネルギー電子申請
- (6) <http://www.jepx.org/index.html> 日本卸電力取引所 (JEPX)
- (7) https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure.html
- (8) 佐々木崇弘・植田譲・大竹秀明・大関崇・山田芳則・井村順一・竹中栄晶・中島孝：太陽光発電出力および住宅電力負荷のシミュレーション用広域データセットの開発、平成 31 年電気学会全国大会、No. 6-312, pp. 548-549 (2019)
- (9) 電力・ガス取引監視等委員会, 第 19 回制度設計専門会合, 2017 年 6 月

(5) 実フィールドにおける基礎的な実験

Headroom 制御について、実際の PV システムを利用した基礎的な実験を行った。産業技術総合研究所（郡山）に設置している DC250kW/AC250kW のシステムを利用した。実証するシステムは、PV アレイに設置された太陽電池式日射計による日射データ収集装置、日射データを利用して期待発電電力を推定する装置、期待発電電力に対して確保する Headroom の比率（ ΔP ）により制御可能な PCS により構成する。また、計画値同時同量を模擬して指令値が検討可能なシステムの構築について検討を行った。屋外及び屋内の実証設備の概要は下記の通り。

- ・ 屋外センサ：
 - 太陽電池式日射計×5 ケ
 - モジュール温度×5 ケ
- ・ 屋内設備：
 - パワーコンディショナ：三社電機製 250kW
 - 計測：HIOKI パワーメータ 3391
 - 制御・計測システム：日本カーネルシステム作成
- ・ パワーコンディショナ制御指令：
 - パワーコンディショナへの制御指令は別プログラムによりテキストファイルによる受け渡し
 - 入力：日射・温度データ
 - 出力：PCS への出力指令（上限 kW の指令）
 - 計測・制御指令間隔：500ms

図 1. 2. 2(5)-1 に設備全体概要、図 1. 2. 2(5)-1、2 にセンサ位置や外観、図 1. 2. 2(5)-3 に実測例を示す。

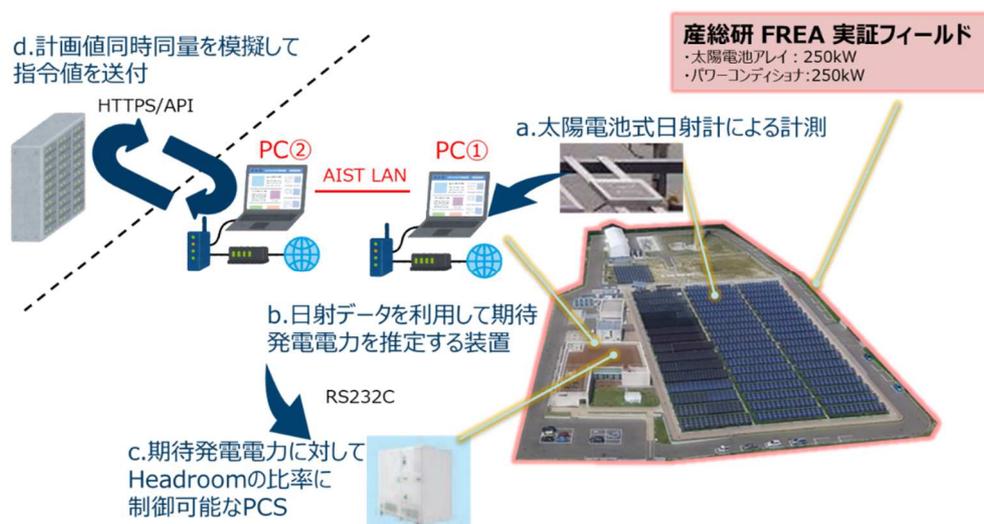


図 1. 2. 2(5)-1 実証実験設備の概要

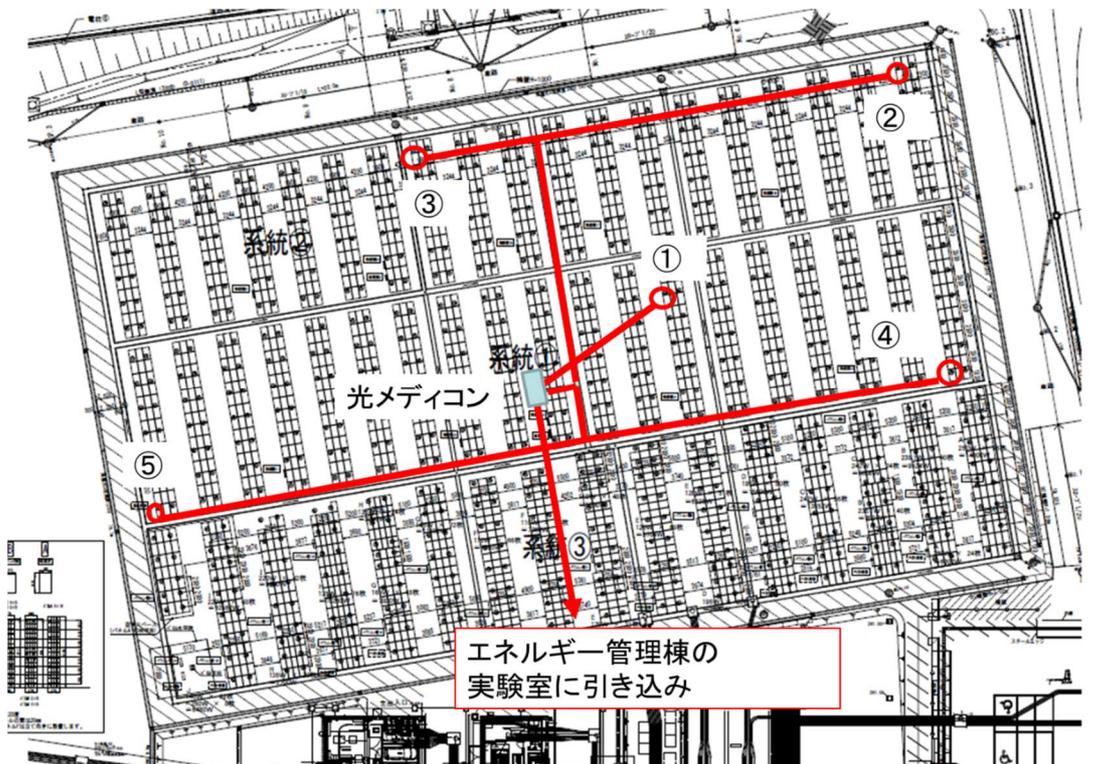
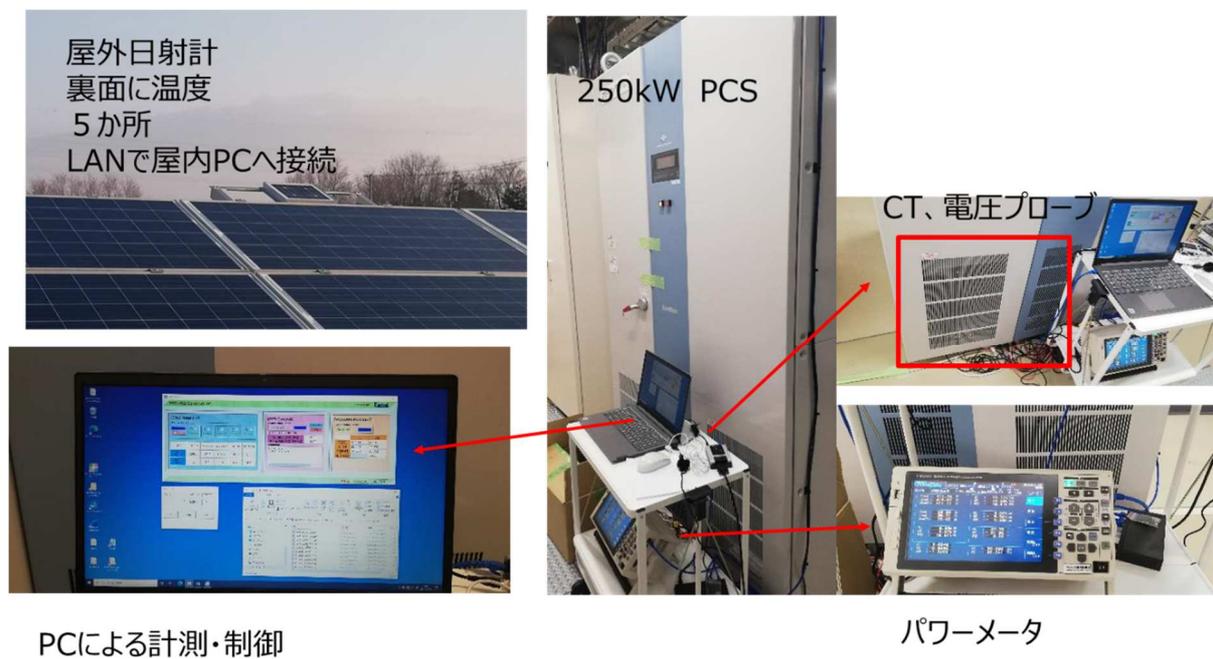


図 1. 2. 2(5)-2 実証実験設備の日射センサの場所



PCによる計測・制御

パワーメータ

図 1. 2. 2(5)-3 各センサ、PCS の外観

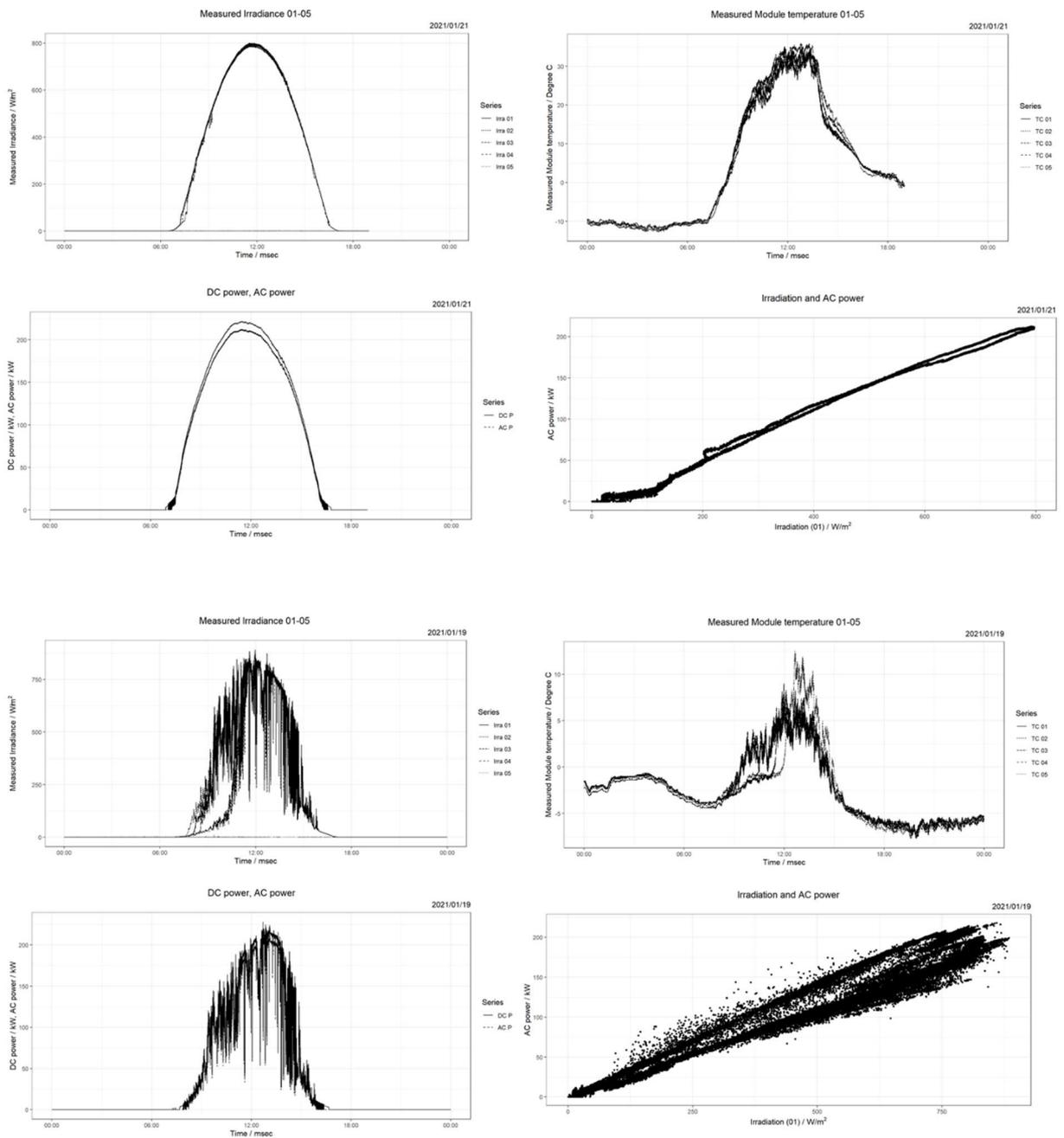


図 1. 2. 2 (5)-4 実測データの例

Headroom 指令を行ったデータの例を示す。ここでは、日射から期待発電の推定は簡易的な多項式とした。昼の 11~14 時に 50kW の Headroom を確保するような制御指令を行っている。図 1.2.2(5)-5 に示す通り、大きな変動をしているが 50kW を確保していることがわかる。また、日射と出力との相関図から特定の日射に対して 50kW オフセットして動作していることが確認できる。日射とのばらつきや期待発電電力の推定精度の確認は今後の課題である。

図 1.2.2(5)-6 には、制御遅れの影響について簡易的な分析を行った。500ms 間隔の実測データの時間を意図的にずらしてどの程度の誤差になるか示している。5 秒以内であれば、250kW に対して数 kW の誤差となる。数日のデータのみであるため、さらなる詳細検討が必要となる。

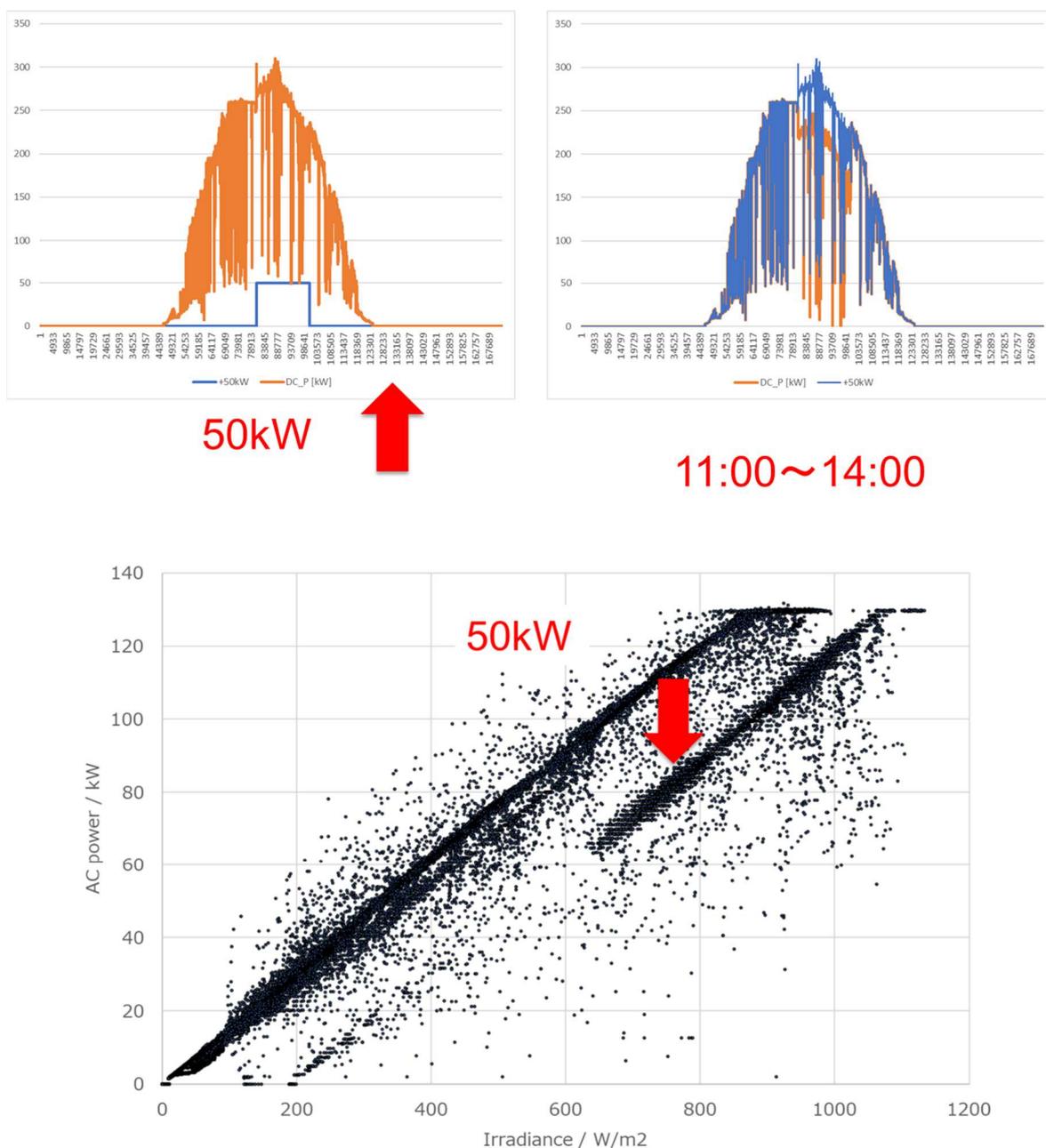


図 1.2.2(5)-5 実測データの例

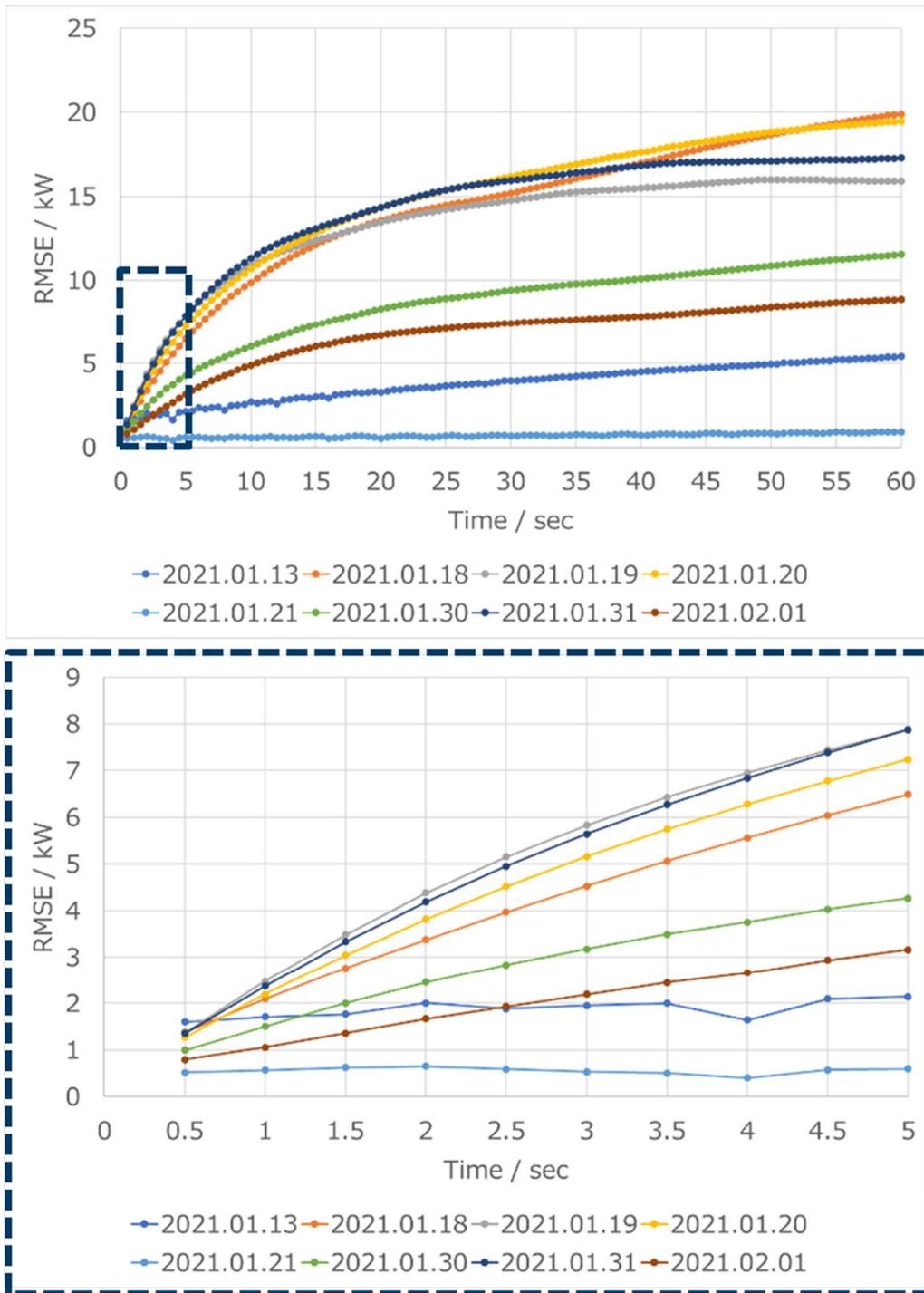


図 1. 2. 2 (5)-6 制御遅れの影響

また、外部からの計画値とのやり取りについては、API 連携について試行した。外部との API によるデータダウンロード、アップロードが可能であることを確認した。

予測値の入手
実測データのアップロード

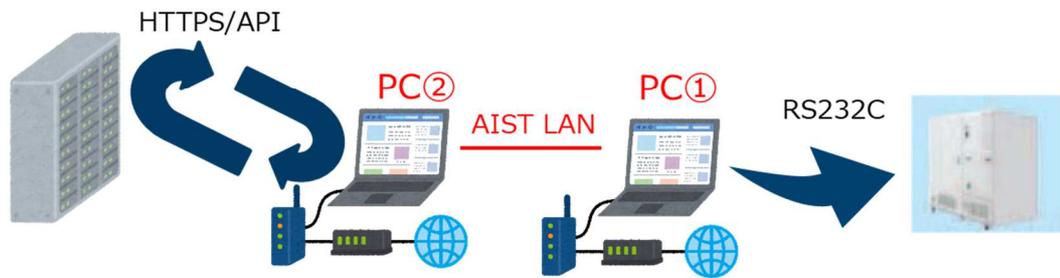


図 1.2.2(5)-7 外部からの計画値の受け渡し方法の検討

1.2.3 PVの期待発電電力リアルタイム推定技術の検討

PVによる上げ調整力を確保するパワーコンディショナによる出力抑制制御を行うには、上げ調整力を高度に把握する必要があり、日射強度データに基づいた高精度なリアルタイム期待発電電力の推定技術の開発が不可欠である。日射強度データを主とした、気温、風速等の気象データから、PVシステムのリアルタイム期待発電電力を推定する技術について検討を行う。PVシステムは多種多様な設置形態があるため、期待発電電力推定モデルを一般化することは難しい。そこで、多種多様な設置形態に対応する期待発電電力推定モデルの汎用性の評価、必要とされる精度を実現するデータ計測期間、制御遅れなどによる推定誤差への影響評価などについて検討を行い、技術的な課題抽出を行った。

(1) 多種多様な設置形態に対応する期待発電電力推定モデルの汎用性の評価

2020年において、結晶シリコンPVモジュールは、種類別の市場シェアの約96%を占めており、電力用途のPVシステムは、ほとんどが結晶シリコンPVモジュールで構成されている。結晶シリコン太陽電池市場において、p型結晶シリコン太陽電池に裏面パッシベーションを施した裏面不動態（PERC）型結晶シリコンPVの普及が目覚ましく、単結晶と多結晶を併せて市場の約86%を支配した。一方、これまで長年にわたり最も普及していた従来型の裏面電界（A1-BSF）型太陽電池は、単結晶と多結晶を併せて市場シェアは約5%と大幅に縮小した。シリコンヘテロ接合（SHJ）型や裏面電極（IBC）型太陽電池を含むn型基板単結晶シリコン太陽電池の市場シェアは約9%であった。

PERC型結晶シリコン太陽電池は、導入初期において高温光誘起劣化（LeTID）により、初期性能から最大で16%ほど発電性能が低下することが知られている⁽¹⁾。また、IBC型太陽電池は、対策をしなければ電圧誘起劣化により数%程度の発電性能が低下することが報告されている⁽²⁾。これらの導入初期における発電特性の変動を除けば、結晶シリコン太陽電池の期待発電電力は、日射強度、PVセル温度、年劣化率、システム出力係数から算出することができる⁽³⁾。以下に、PVシステムの期待発電電力（ $P_{MAX(AC)}$ ）の算出式を示す。

$$P_{MAX(AC)} = P_{MAX(STC)} \times \frac{G}{G_{STC}} \times \{1 + \gamma(T_M - T_{STC})\} \times \eta_{DC} \times \eta_{PCS} \times \eta_{VCT} \times \eta_{DEG} \times \eta_{AMB} \quad (1)$$

ここで、 $P_{MAX(STC)}$ はPVアレイの標準試験条件（STC）における出力である定格出力、 G は全天日射強度、 G_{STC} はSTCにおける全天日射強度（1000 W/m²）、 γ は最大出力温度係数、 T_M はPVセル温度（PVセル温度は直接測定できないため、一般的には太陽電池モジュール裏面の温度で代用する）、 T_{STC} はSTCにおける太陽電池セル温度（25° C）、 η_{DC} はPVシステムの直流（DC）部分におけるケーブルの抵抗等による損失係数、 η_{PCS} はパワーコンディショナ（PCS）においてDCから交流（AC）に変換する際に発生する損失係数、 η_{VCT} はキュービクル式高圧受変電設備（キュービクル）における昇圧時の損失係数、 η_{DEG} は経年劣化による損失係数、 η_{AMB} は周囲の草木の成長や建築物の建造、冬季の積雪などの周囲の環境による損失係数である。 η_{AMB} は、単一のPVシステムであれば、どのような設置形態でもPVsystやPV*SOL等のソフトウェアを用いて3次元解析により評価することができる。しかし、多種多様な形態で設置されている多数のPVシステムは、それらの実発電データの統計解析により周囲の環境の影響を評価する方が適切である。

PVアレイで発電した発電電力が電力システムまで到達する際に通過する接続機器の概略図を図1.2.3(1)-1に示す（50 kW以上）。発電電力が接続機器を通過する毎に、(1)式で示されるように、抵抗損失や変換損失等で徐々に小さくなっていく。

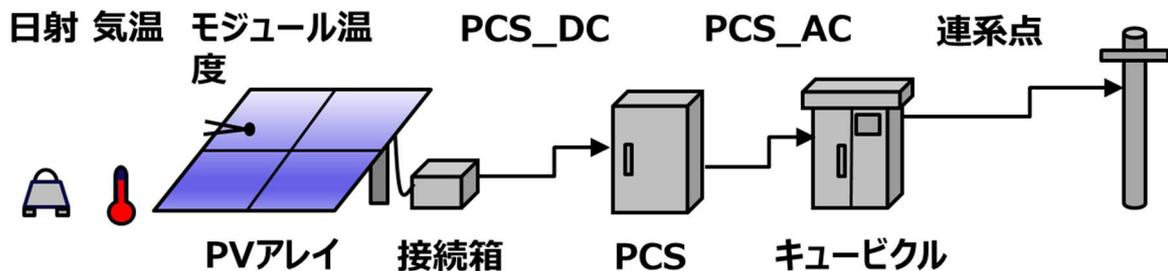


図 1.2.3(1)-1 PVアレイから電力系統連系点までの接続機器の概略図

図 1.2.3(1)-2 に、電力中央研究所（電中研）赤城試験センターにて、2016年6月より発電データを継続計測している4式のPVシステム（システムA～D）を示す。4式のPVアレイはそれぞれ異なる種類の結晶シリコンPVモジュール（システムA：PERC型、システムB：SHJ型、システムC：Al-BSF型、システムD：n型）で構成されている。全てのPVシステムにおいて、共通の同一型番のマルチストリング型PCSを使用している。4式のPVアレイはそれぞれ3式のPVストリング構成されている。図 1.2.3(1)-2 が示すPVアレイの横一列が1式のPVストリングであり、上、中、下の3式のPVストリングをマルチストリング型PCSに接続している。このPVシステムにおける計測項目は、PVストリング毎のDC発電電力、それらをまとめたPVアレイのDC発電電力、PCSで変換後のAC発電電力、AC発電電力からPCS自体が消費する電力を除いた実効的なAC発電電力、PVアレイと同一平面上の傾斜面全天日射強度、PVモジュール裏面温度である。

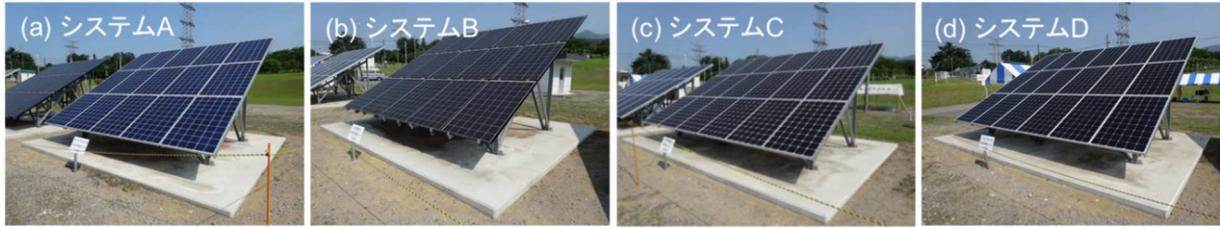


図 1.2.3(1)-2 電中研赤城試験センターの4式のPVシステム

(1.1) 式で示される様々な損失係数を一つにまとめると以下の様に示すことができる。

$$P_{\text{MAX(AC)}} = P_{\text{MAX(STC)}} \times \frac{G}{G_{\text{STC}}} \times \{1 + \gamma(T_{\text{M}} - T_{\text{STC}})\} \times \eta_{\text{EFF}} \quad (2)$$

ここで、 η_{EFF} は PV システムの実効的な損失係数である。(1.2) 式をさらに変形すると、

$$\begin{aligned} \eta_{\text{EFF}} &= \frac{P_{\text{MAX(AC)}}}{P_{\text{MAX(STC)}}} \times \frac{G_{\text{STC}}}{G} \times \frac{1}{1 + \gamma(T_{\text{M}} - T_{\text{STC}})} \\ &= PR \times \frac{1}{1 + \gamma(T_{\text{M}} - T_{\text{STC}})} \\ &= PR_{T=25} \end{aligned} \quad (3, 4, 5)$$

ここで、 PR は PV システムの出力係数、 $PR_{T=25}$ は STC における PV システムの出力係数である。つまり、 η_{EFF} は PV システムの出力係数を意味している。仮に、(1) 式に示される損失が全くない PV システムを仮定すると、 η_{EFF} は 1 となるはずである。これは、 $P_{\text{MAX(AC)}}$ 、 $P_{\text{MAX(STC)}}$ 、 γ 、 T_{M} 、 G の真値を常に知ることができ、損失のない PV システムがあるとしたら、 $PR_{T=25}$ は常に 1 となることを意味している。

図 1.2.3(1)-3 に、PV システム C の月平均 PR と月平均 $PR_{T=25}$ を示す。エラーバーは $\pm 1\sigma$ (標準偏差) を示している。直線は月平均 $PR_{T=25}$ に関して最小二乗法により算出した回帰直線である。このようにして、PV システムの η_{EFF} を時間の関数として定式化することができる。図 1.2.3(1)-3 中の x の単位は 1 ヶ月 (month) である。

上記により算出した η_{EFF} を用いて、(2) 式により PV システムの汎用的な期待発電電力を算出することができる。図 1.2.3(1)-4 に、PV システム C の実測 AC 発電電力と推定 AC 発電電力を示す。 η_{EFF} は、図 1.2.3(1)-3 が示す回帰直線により 0.92 と算出した。図 1.2.3(1)-4 は、実測値と推定値が非常によく一致していることを示している。図 1.2.3(1)-5 に、推定 AC 発電電力と実測 AC 発電電力の相関関係を示す。図 1.2.3(1)-4 に示した期間において、推定 AC 発電電力と実測 AC 発電電力のピアソンの積率相関係数は 0.9991 であり二乗平均平方根誤差は 75 (W) であった。このように、PV システムの実効的な損失係数 (η_{EFF}) を時間の関数として算出することにより、汎用

的な期待発電電力を算出することが可能になる。高圧以上の PV システムの運用は、バランスンググループ (BG) 単位で行われるため、PV システムそれぞれの η_{EFF} を算出し、(6) 式が示すように、すべての PV システムの発電電力を合算することにより、供給可能な期待発電電力を推定することができる。

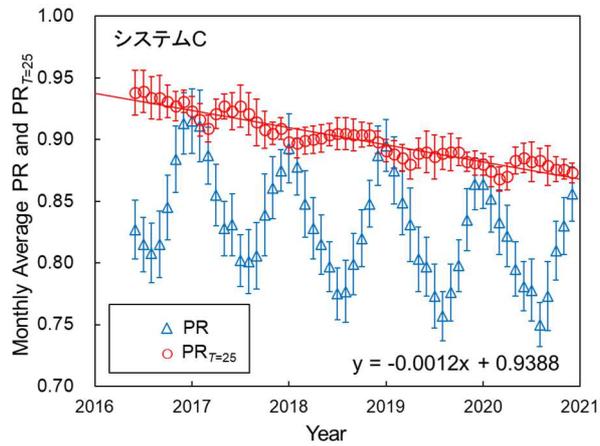


図 1. 2. 3(1)-3 PV システム C の月平均 PR と $PRT=25$

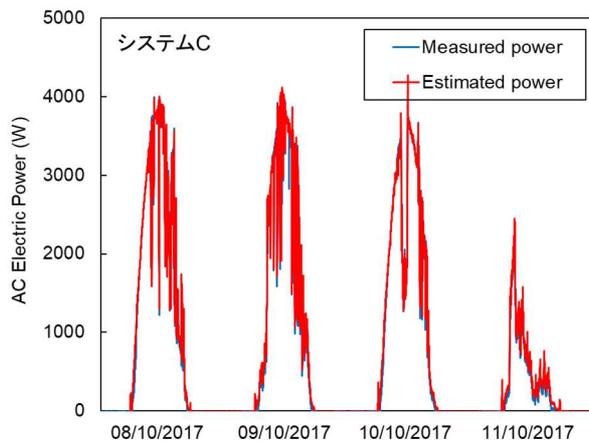


図 1. 2. 3(1)-4 PV システム C の実測 AC 発電電力と推定 AC 発電電力の推移

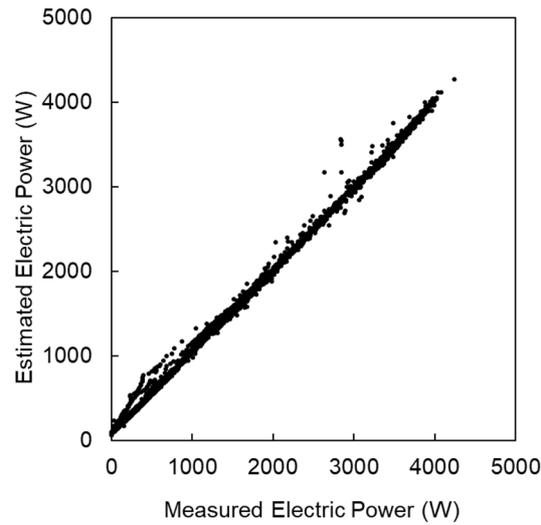


図 1.2.3(1)-5 図 1.2.3(1)-4 に示した PV システム C の推定及び実測 AC 発電電力の相関関係

$$\sum P_{\text{MAX(AC)}} = \sum P_{\text{MAX(STC)}} \times \frac{G}{G_{\text{STC}}} \times \{1 + \gamma(T_{\text{M}} - T_{\text{STC}})\} \times \eta_{\text{EFF}} \quad (6)$$

日本の PV システムにおいて、気温は測定しているが PV モジュール裏面温度を測定していない PV システムが多く存在する。このような PV システムにおいて、風速を計測している場合に、PV モジュールの温度を、気温、風速、全天日射強度から推定する手法が IEC 61853-2 に記載されている⁽⁴⁾。

日本の PV システムにおいて、気温は測定しているが PV モジュール裏面温度を測定していない PV システムが多く存在する。このような PV システムにおいて、風速を計測している場合に、PV モジュールの温度を、気温、風速、全天日射強度から推定する手法が IEC 61853-2 に記載されている⁽⁴⁾。

$$T_{\text{M}} = T_{\text{AMB}} + \frac{G}{u_0 + u_1 v} \quad (7)$$

ここで、 T_{AMB} は気温であり、 u_0 は日射に関する係数、 u_1 は風速に関する係数、 v は風速である。本プロジェクトにおいて、2021年1月に赤城試験センターに風向・風速計と温湿度計を導入した(図 1.2.3(1)-6)。2月23日から28日までの測定データを用いて、(7)式を用いて、PV モジュール温度を推定した。その際に、実測した PV モジュール温度、気温、傾斜面全天日射強度、風速を用いて、 u_0 は 11.1、 u_1 は 22.5 と算出した。図 1.2.3(1)-7 は、(7)式を用いて推定した PV モジュール温度と実測した PV モジュール温度の相関関係を示す。ピアソンの積率相関係数は 0.978 であり、二乗平均平方根誤差は 4.1 (°C) であった。本来であれば、季節変動の影響を考慮するため、1年以上のデータを用いて u_0 と u_1 を決定する必要がある。今後、継続的に計測し環境データを蓄積することにより、気温、傾斜面全天日射強度、風速から PV モジュール温度を推定する精度を向上させる。しかしながら、PV システムの期待発電電力を高精度に推定す

るには、PV モジュール裏面温度を高精度に知ることが必要であり、日本国内全ての PV システムで PV モジュール裏面温度を計測することが望ましい。今後 IEC 規格等の改定により、PV モジュール裏面温度の測定を一般化させていく必要があるだろう。

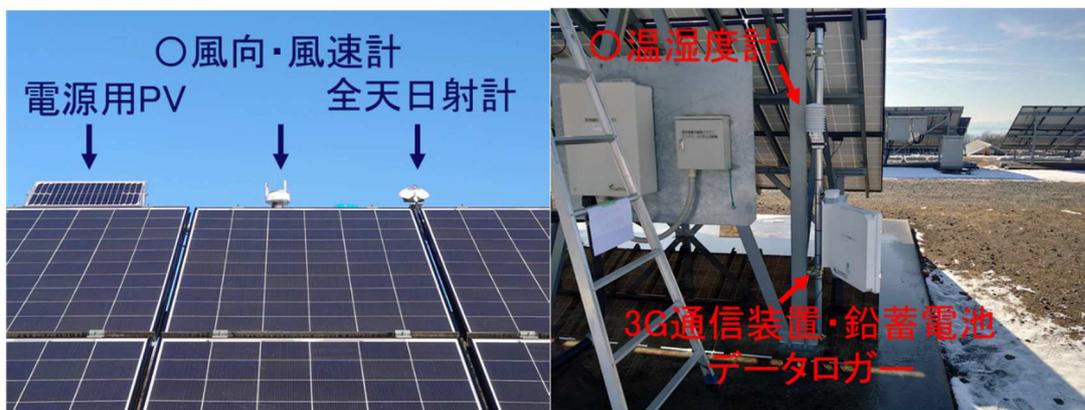


図 1.2.3(1)-6 赤城試験センターに導入した風向・風速計（左）と温湿度計（右）

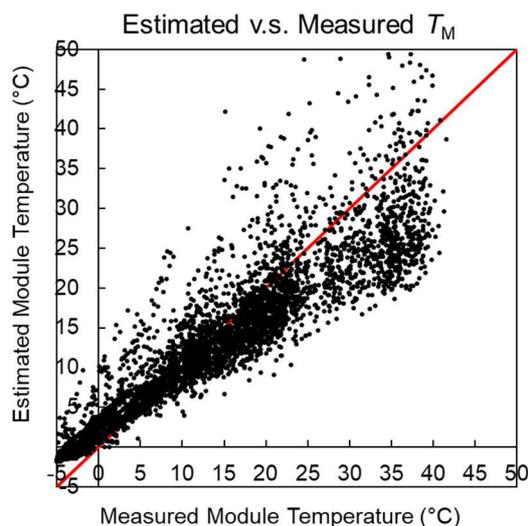


図 1.2.3(1)-7 推定した PV モジュール温度と実測した PV モジュール温度の相関関係

(2) 必要とされる精度を実現するデータ計測期間

必要とされる精度を実現するデータ計測期間は、(1.2) 式の PV システムの実効的な損失係数 (η_{EFF}) を決定する期間に対応する。PV システムの発電性能の年劣化率を考慮する場合は複数年の発電データと環境データの計測期間が必要である。電中研に導入されている 4 式の PV システムの年劣化率は、4 年 7 ヶ月の発電データ計測において、およそ 0.8~1.6%/年であることが明らかになった。また、季節変動を考慮する場合は 1 年間の発電及び環境データ計測期間が必要である。さらに、推定精度は低くなるが、様々な天候を含む 1 週間程度の発電・環境データがあれば、およそその η_{EFF} を決定することができる。必要とされる精度は PV システムの運用形態によって変わるため、必要な精度に応じてデータ計測期間を決定することが奨励される。

(3) 制御遅れなどによる推定誤差への影響評価

複数地点の気象データをリアルタイムで取得し、ヘッドルーム制御している PV システムそれぞれの上げ調整力を推定する際に、情報通信等の遅延により制御遅れが発生することが想定される。赤城試験センターにて計測されている環境データから推定される期待発電電力を実測発電データから1分及び5分遅らせることにより、期待発電電力の推定誤差への影響を評価した。図 1.2.3(3)-1 が示す、実測 AC 発電電力と推定 AC 発電電力の推移では、遅延が生じてもそれほど大きな発電電力の違いが生じないように見える。しかし、図 1.2.3(3)-2 が示す、実測 AC 発電電力と推定 AC 発電電力の相関関係を調査すると、図 1.2.3(1)-5 と比較してばらつきが明らかに大きくなっている。図 1.2.3(3)-1 に示した期間において、推定 AC 発電電力（1分遅れ及び5分遅れ）と実測 AC 発電電力のピアソンの積率相関係数はそれぞれ 0.985 及び 0.954 であり、二乗平均平方根誤差はそれぞれ 237 及び 403[W]であった。快晴日のような日射強度が安定している天候では、制御遅れによる推定誤差は小さくなる。しかし、日射強度が大きく変動する曇天日では、制御遅れによる推定誤差が大きくなる。売電価格が高くなる曇天日において十分な上げ調整力を確保するには、大きく出力抑制するか蓄電池を併用することが必要となると考えられる。

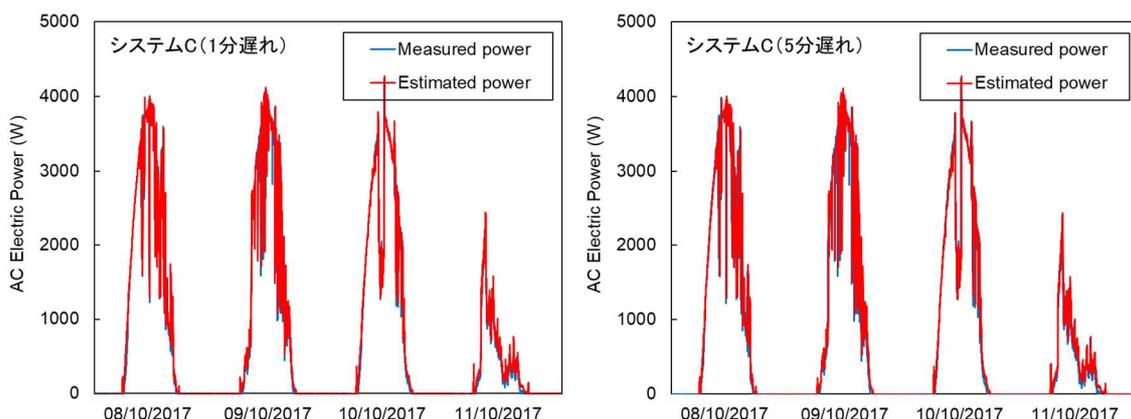


図 1.2.3(3)-1 太陽光発電システム C の実測 AC 発電電力と推定 AC 発電電力の推移
(左：1分遅れ右、右：5分遅れ)

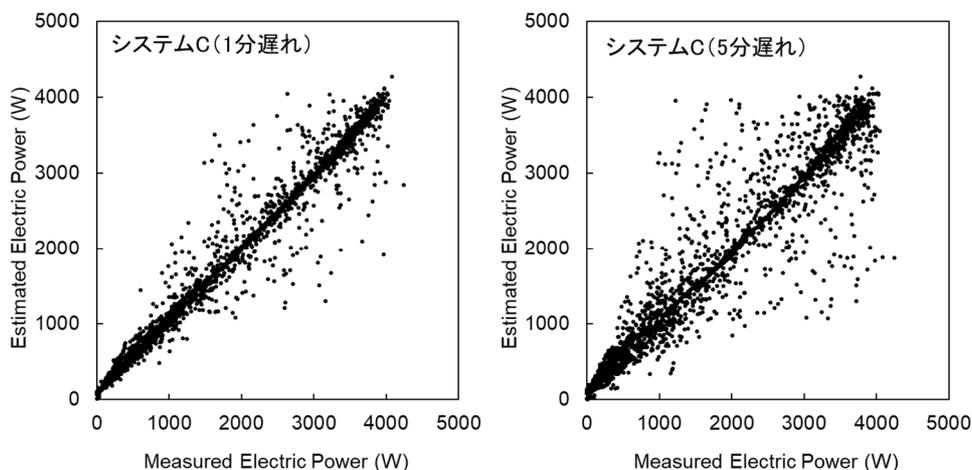


図 1.2.3(3)-2 PV システム C の推定 AC 発電電力と実測 AC 発電電力の相関関係
(左：1分遅れ右、右：5分遅れ)

(4) PVの期待発電電力リアルタイム推定技術の検討のまとめ

上げ調整力を高精度に推定するには、気象データに基づいたリアルタイムもしくは短時間先の発電電力の推定・予測技術、及び、蓄電池の制御技術の高度化が不可欠である。また、太陽光発電システムの運用は、複数の発電所をまとめたバランスンググループ単位で行われるため、大量のデータを遅延することなくリアルタイムに処理するストリームデータ処理技術やインメモリデータ処理技術等の情報処理技術を組み込む必要があるだろう。

参考文献

- (1) D. Chen, M. V. Contreras, A. Ciesla, P. Hamer, B. Hallam, M. Abbott, C. Chan, Progress in the understanding of light - and elevated temperature - induced degradation in silicon solar cells: A review, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Early view.
- (2) T. Ishii, S. Choi, R. Sato, Y. Chiba, and A. Masuda, Potential - induced degradation in photovoltaic modules composed of interdigitated back contact solar cells in photovoltaic systems under actual operating conditions, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 28(12), 1322-1332, 2020.
- (3) T. Ishii, R. Sato, S. Choi, Y. Chiba, and A. Masuda, Development of a practical method of estimating electric power from various photovoltaic technologies with high precision, Japanese Journal of Applied Physics, 56(8S2), 08MD05, 2017.
- (4) IEC 61853-2, Spectral responsivity, incidence angle and module operating temperature measurements, Edition 1.0, 2016.

1.2.4 将来的な需給一体型モデルの調査

Headroom 制御を利用した PV 発電事業や将来を想定した需給一体型モデルの可能性について調査を行った。地上設置型の FIT 終了の事業形態の調査や、人口減少とインフラ更新を加味した、分散電源として PV を利活用可能な需給一体モデルなどについてシステム形態や技術的な課題について分析した。

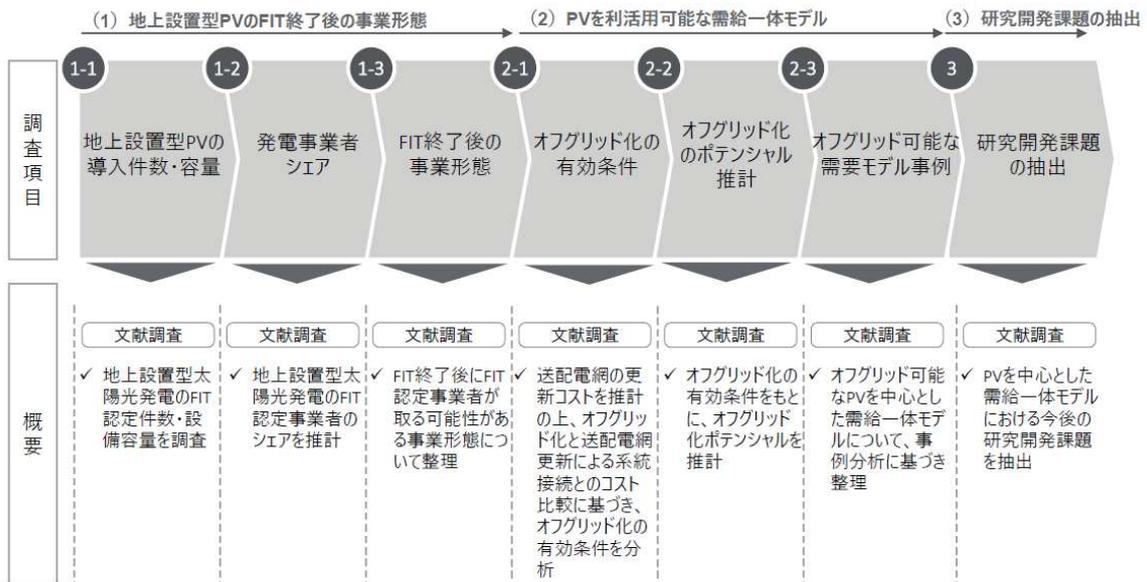


図 1.2.4-1 将来的な需給一体型モデルの調査の概要

(1) 地上設置型 PV の FIT 終了後の事業形態の検討

地上設置型 PV の導入量及び発電事業者のシェアについて整理、FIT 終了後の事業形態を推測した。方法を図 1.2.4(1)-1 に示す。

PV 導入実績を図 1.2.4(1)-2 に示す。我が国における PV 導入量は約 5.7GW でありそのうち 35% 以上はメガソーラが占めている。

PV の導入見通しを図 1.2.4(1)-3 に示す。我が国の PV の導入量は 2020、2030 年まで年率 5.8%、2030 年以降は年率 5.1%で増加すると仮定すると、2040 年には 164GW となった。

FIT 認定切れの見通しを図 1.2.4(1)-4 に示す。FIT 切れ PV は住宅用と移行認定分で 2031 年までに約 13GW まで増え、新規認定分が失効することで 2040 年には約 71GW に到達する見通しとなった。

太陽光発電事業者シェアの調査結果を図 1.2.4(1)-5 に示す。メガソーラは電気事業専門の企業が多くを占めるが、中小規模の P では建設業の導入量が最も多い結果となった。

FIT 終了後の事業形態を図 1.2.4(1)-6～図 1.2.4(1)-8 に示す。FIT 認定事業者の大半は FIT 終了後も電気事業者への売電を継続すると想定した。

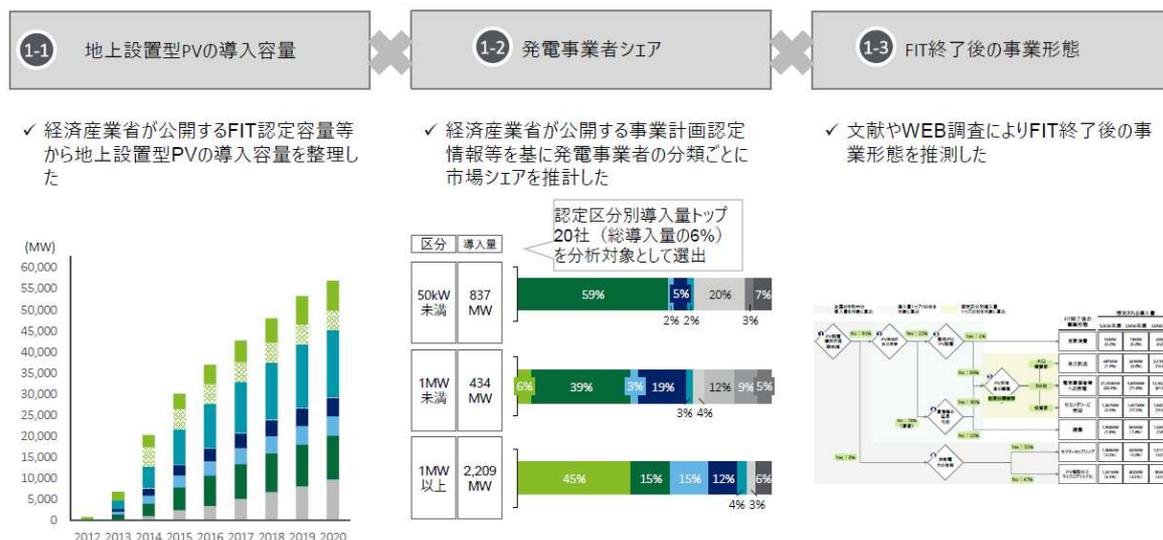


図 1.2.4(1)-1 地上設置型の FIT 終了後の事業形態の調査概要

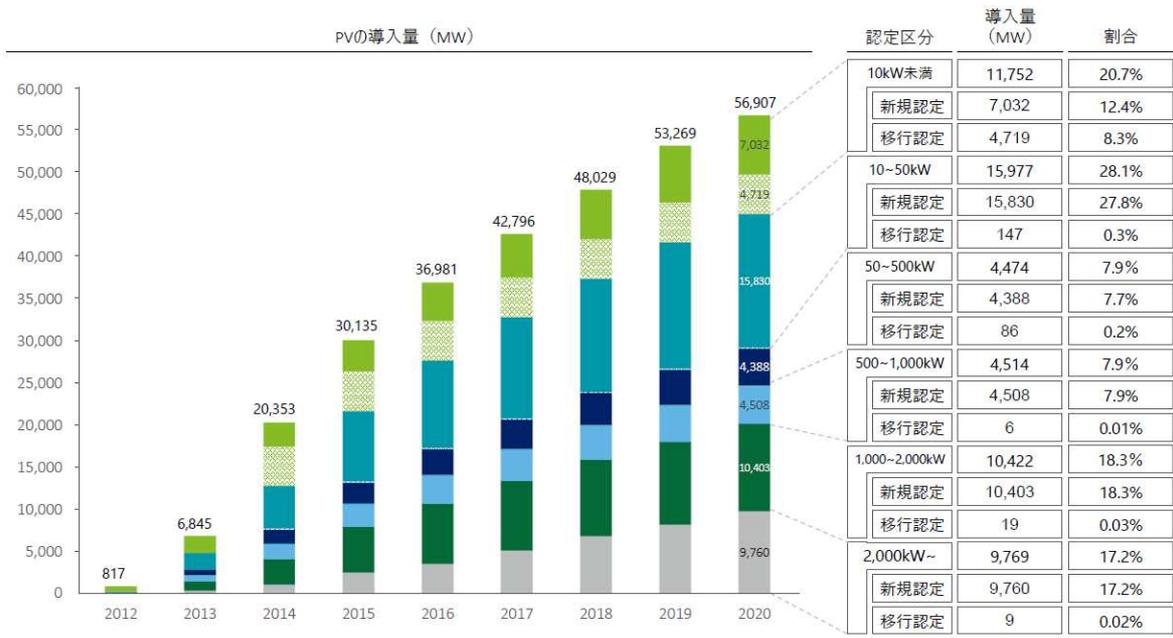


図 1. 2. 4(1)-2 PV 導入実績 (2012~2020 年)

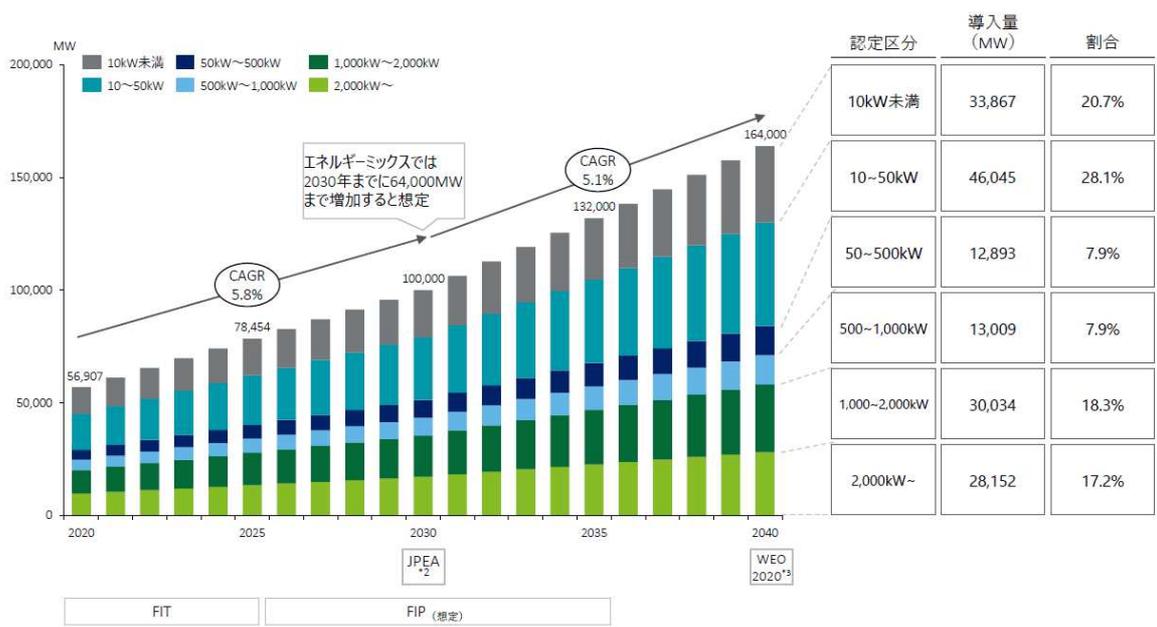


図 1. 2. 4(1)-3 PV 導入見通し (2020~2040 年)

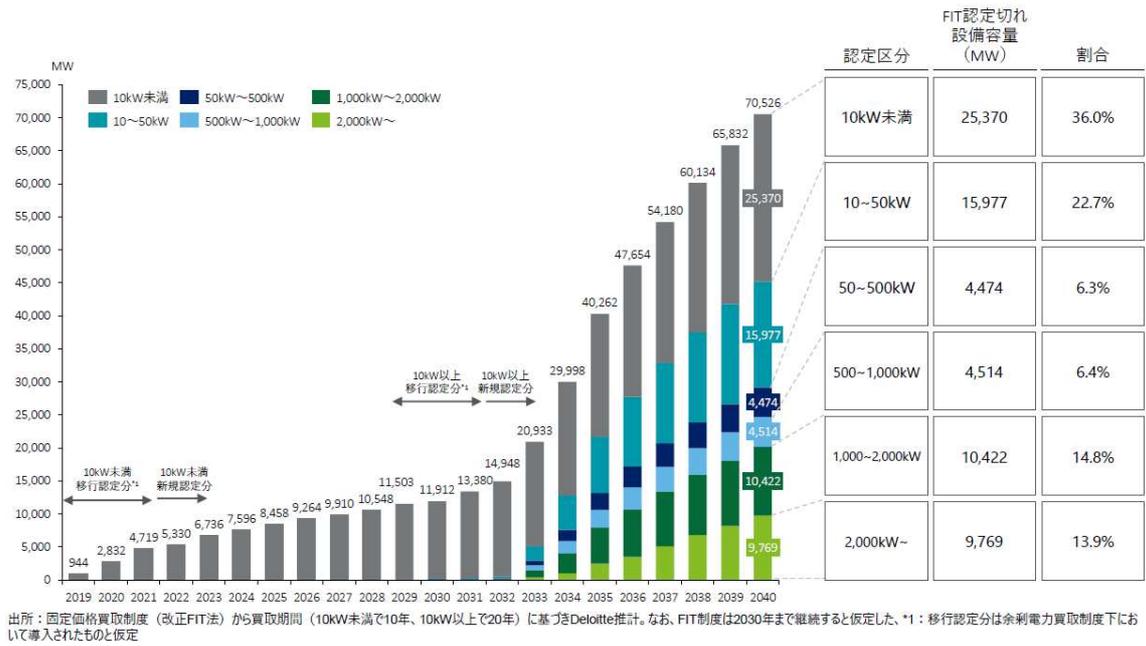


図 1. 2. 4(1)-4 FIT 認定切れ見通し（2020～2040 年）

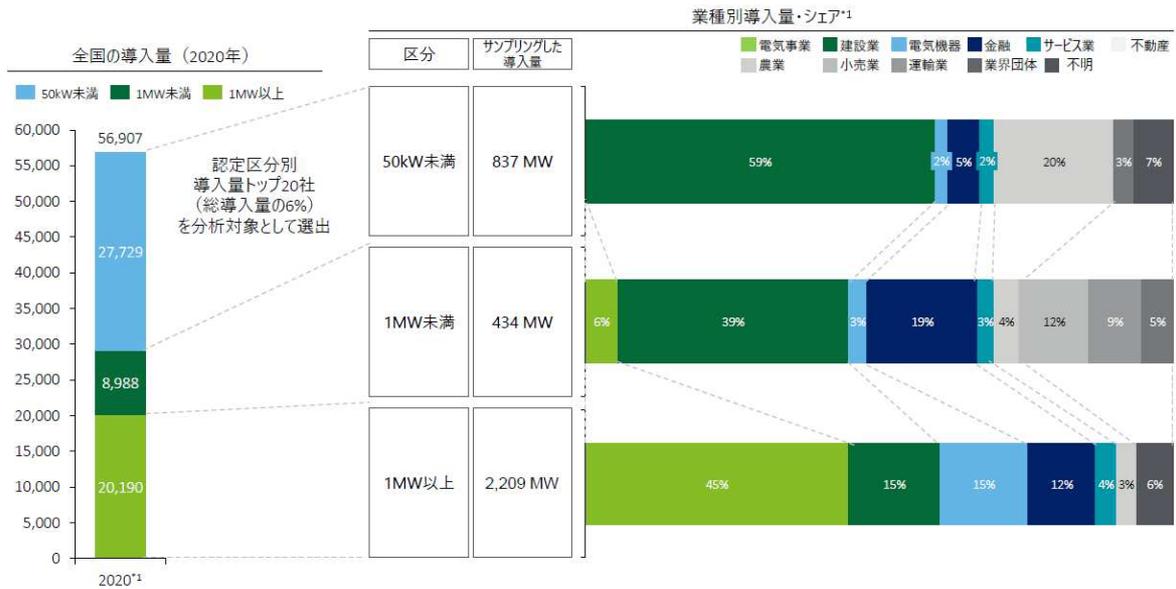


図 1. 2. 4(1)-5 PV 事業者のシェア

項目	概要	算出方法		結果		
		サンプリング条件	調査手法	項目	サンプリングした導入量	割合
① PV設置場所が都市部 ^{*1}	✓ PV設置場所が都市部が過疎地域かで分類	全国の市町村の導入容量	市町村別PV導入量の統計を確認	都市部	51,572 MW	91%
				過疎地域	5,395 MW	9%
② PV用地が自己所有 ^{*2}	✓ PV用地の所有形態が自己所有か、賃貸かで分類	所有するPVの導入容量ランキング上位150社(7.4GW / 56.9GW中)	各社が公表する事業スキームから用地の所有形態を確認(公表: 1.2GW / 7.4GW中)	自社	273 MW	22%
				賃貸	955 MW	78%
③ 敷地内にPV設置 ^{*2}	✓ PVの設置場所が事業所の敷地内か、遠隔地かで分類	所有するPVの導入容量ランキング上位150社(7.4GW / 56.9GW中)	Google mapでPV用地を確認	敷地内	34 MW	1%
				遠隔地	6,004 MW	99%
④ 賃借権の延長可否	✓ PV用地となっている土地の賃貸契約が延長可能か否かで分類		仮定値	延長可	-	90% ^{*4}
				延長不可	-	10% ^{*4}

*1: 固定価格買取制度情報公表用ウェブサイトをもとに、人口密度70人以上の市町村を都市部、人口密度70人以下の市町村を過疎地域に分類し、それぞれの導入量を集計した、*2: 固定価格買取制度情報公表用ウェブサイトをもとに、全国におけるFIT認定事業者の導入済み設備容量を集計し、導入量上位100社をサンプリング対象とした(土地所有形態は上位150社を対象)、*4: サンプリングした企業のうち賃貸借契約の形態を開示している企業はいなかったため仮定値とした

項目	概要	算出方法		結果			
		サンプリング条件	調査手法	項目	サンプリングした導入量	割合	
⑤ PV所有者の業種	✓ PVを所有者する事業者が必要家、投資家か、その他で分類	容量区分別上位20社(計60社)(3.5GW / 56.9GW中)	各社HPから業種を確認(SPCの場合は筆頭出資企業の業種)	低圧	大口需要家 ^{*1}	16 MW	2%
					投資家 ^{*2}	42 MW	5%
					その他	712 MW	92%
				高圧	大口需要家 ^{*1}	13 MW	3%
					投資家 ^{*2}	75 MW	19%
					その他	312 MW	78%
				メガソーラー	大口需要家 ^{*1}	304 MW	15%
					投資家 ^{*2}	234 MW	12%
					その他	1,493 MW	73%
⑥ 余剰電力の有無 ^{*3}	✓ 過疎地域において電力が供給過多か、需要過多かで分類	人口密度70人/km2以下の市町村(5.4 GW / 56.9GW中)	市町村別PV導入量の統計及び全国の人口動態に関する統計を確認	セクターカップリング	2,848 MW	53%	
				PV増設の上マイクログリッド化	2,547 MW	47%	

*1: 東京電力の大口電力顧客の業種に基づき、電気機器メーカーを大口需要家とした、2: 金融業に区分される企業を投資家とした、*3: 固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト、国立社会保険・人口問題研究所、総務省統計局ウェブサイトをもとにDeloitte推計

図 1.2.4(1)-6 FIT 終了後の事業形態における推計方法

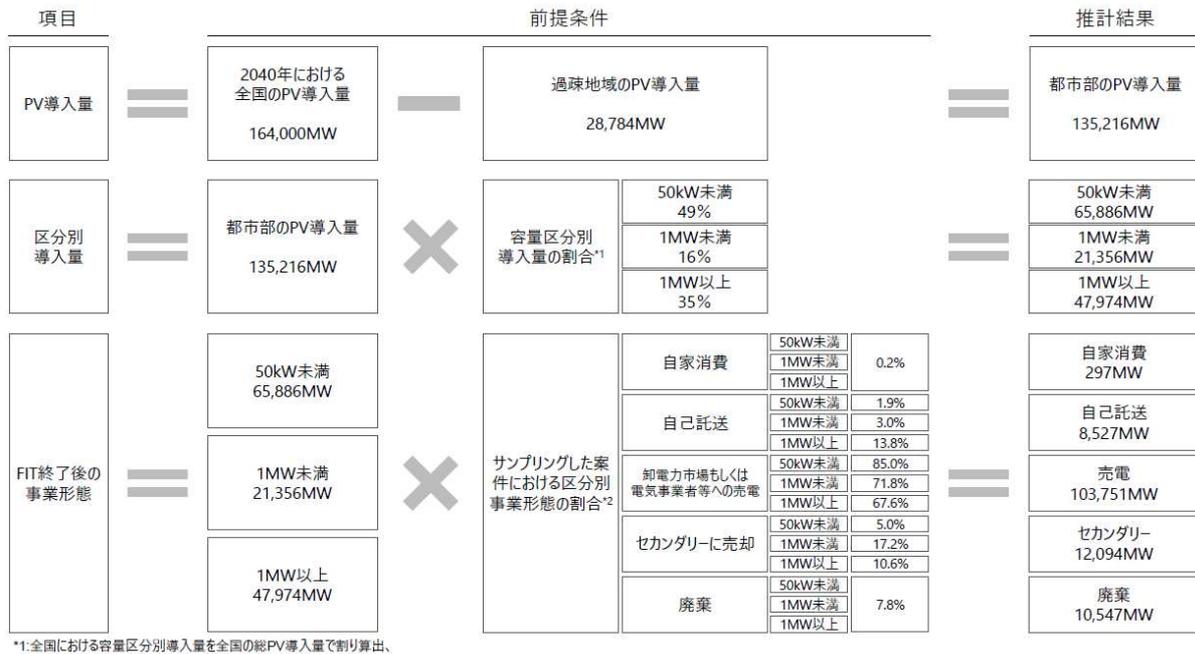


図 1.2.4(1)-7 都市部における FIT 終了後の事業形態のポテンシャル推計 (2040)

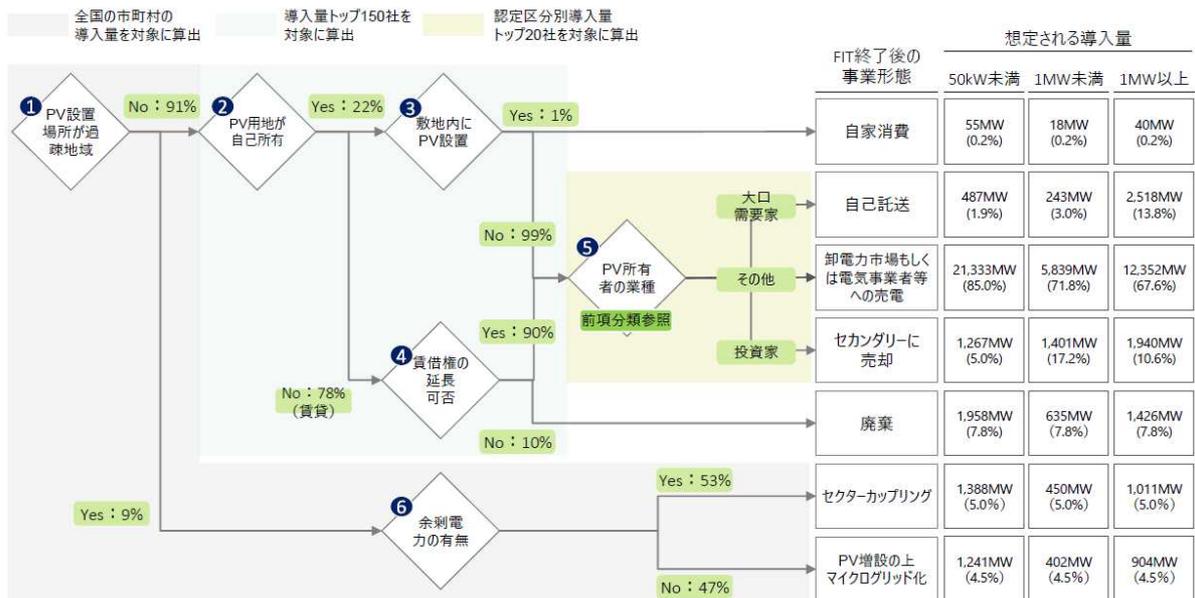


図 1.2.4(1)-8 FIT 終了後の事業形態

(2) PV を利活用可能な需給一体モデルの検討

分散電源として PV を利活用可能な需給一体モデルの調査概要を図 1.2.4(2)-1 に示す。オフグリッド化の有効条件やポテンシャル推計を行い、分散電源として PV を利活用可能な需給一体モデルについて分析、また Headroom を利用する場合の市場利用システムのポテンシャルについて検討した。

2 分散電源としてPVを利活用可能な需給一体モデルの調査

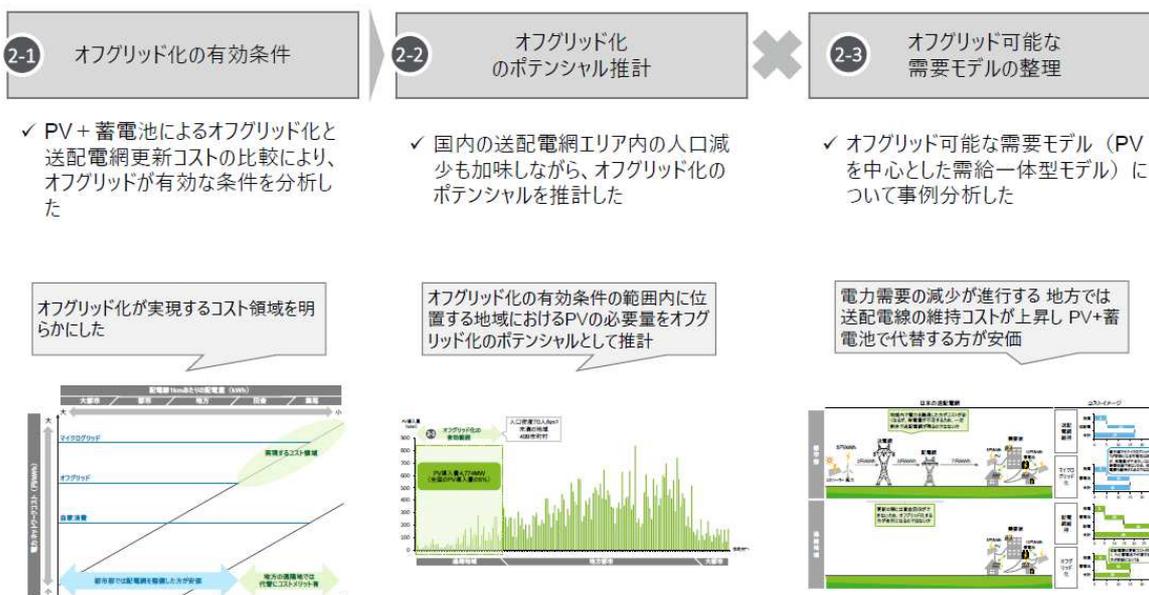


図 1.2.4(2)-1 分散電源として PV を利活用可能な需給一体モデルの調査概要

オフグリッド化の有効条件を図 1.2.4(2)-2 に示す。PV+蓄電池によるオフグリッド化と送配電網更新コストの傾向からオフグリッド化が実現する領域は配電量が小さい過疎地域となることが予想される。

地域別の配電線 1 kmあたりの配電量と総配電量における配電単価との相関を図 1.2.4(2)-3 に示す。配電線 1km あたりの配電量が小さい地域ほど配電単価が高くなり電力需要が大きい地域ほど配電単価が低くなる傾向があることがわかる。

全国の人口密度（2015）の分析結果を図 1.2.4(2)-4 に示す。全国の 28%となる 481 市町村は人口密度 70 人/km²未満の過疎地域でありオフグリッド化のポテンシャルが高いと考えられる。また、全国の人口密度（2040）の分析結果を図 1.2.4(2)-5 に示す。2040 年では全国で 654 市町村が人口密度 70 人/km²未満の過疎地域でありオフグリッド化のポテンシャルがさらに高まると考えられる。

過疎地域に該当する市町村の事例を図 1.2.4(2)-6 に示す。檜枝岐村は福島県の山間部にあり住人 615 名に電力供給するためには最短でも約 65km の送電線を設置する必要があることがわかる。

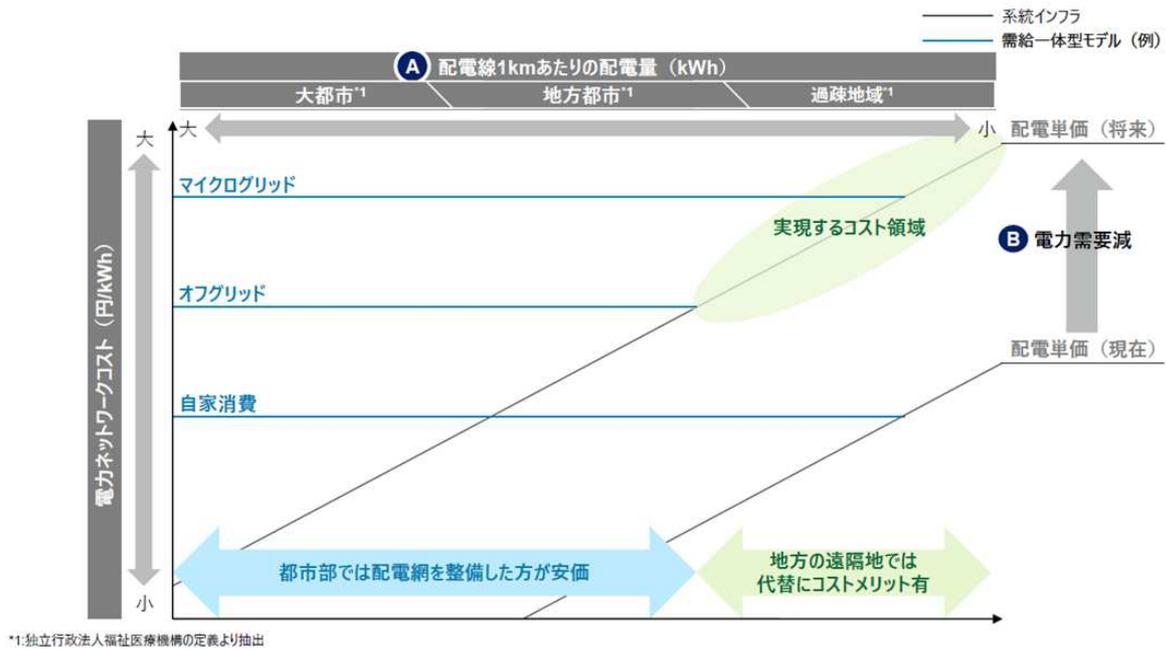


図 1.2.4(2)-2 オフグリッド化の有効条件 (需給一体モデルが実現する条件)

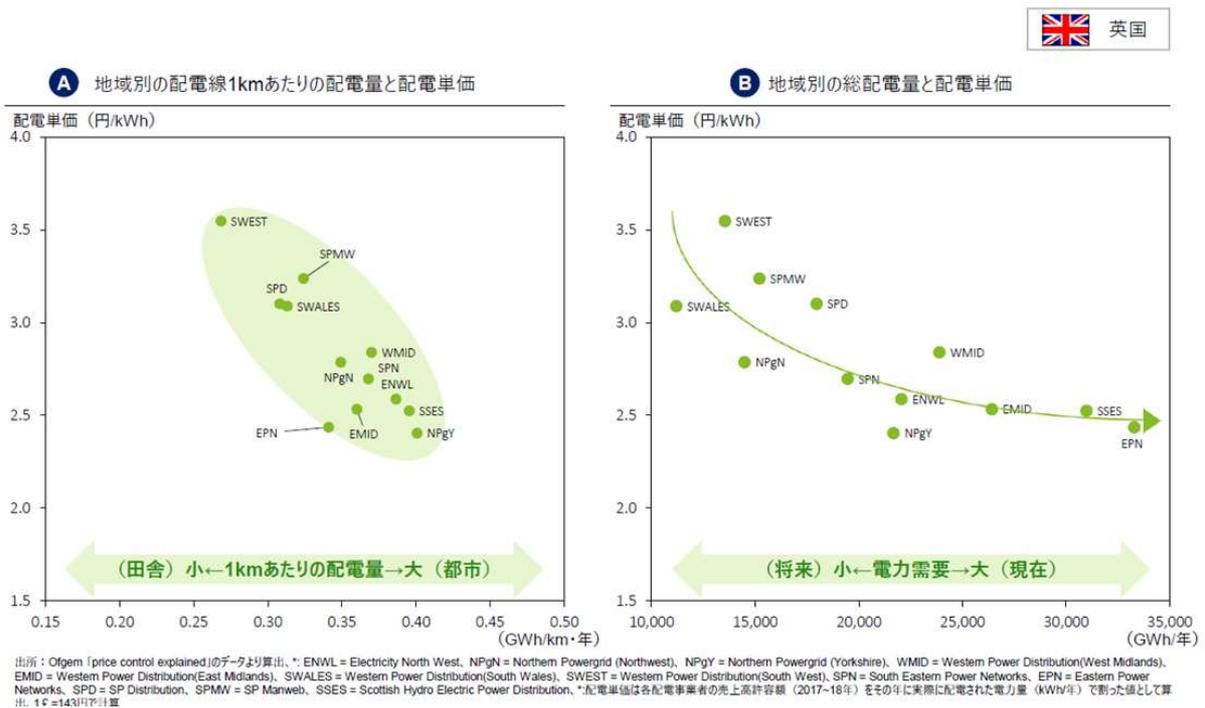
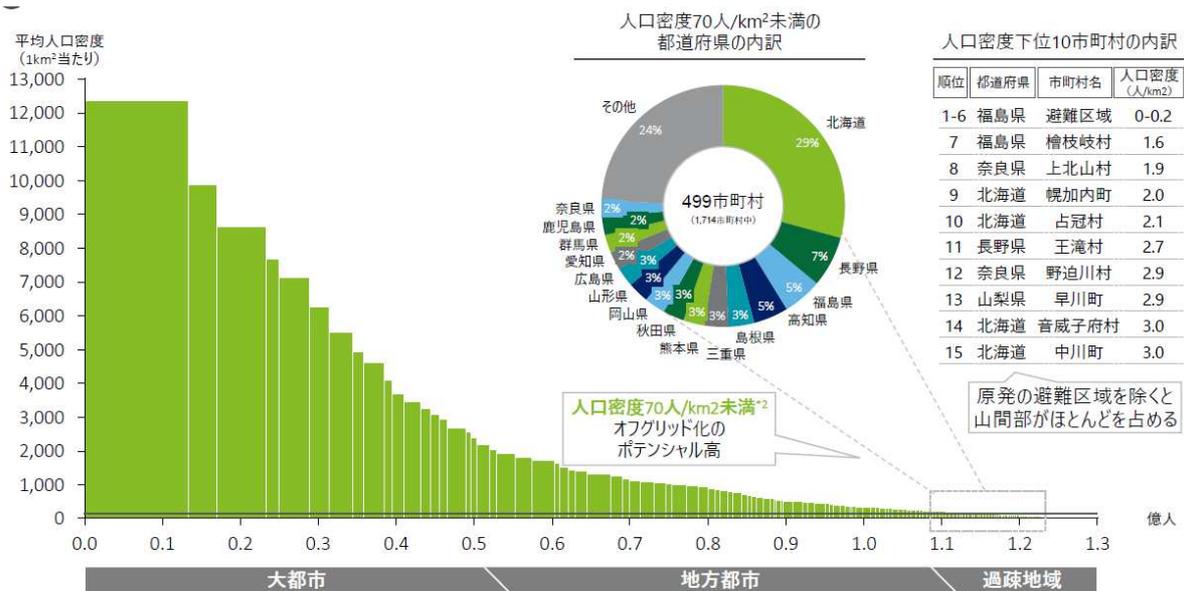
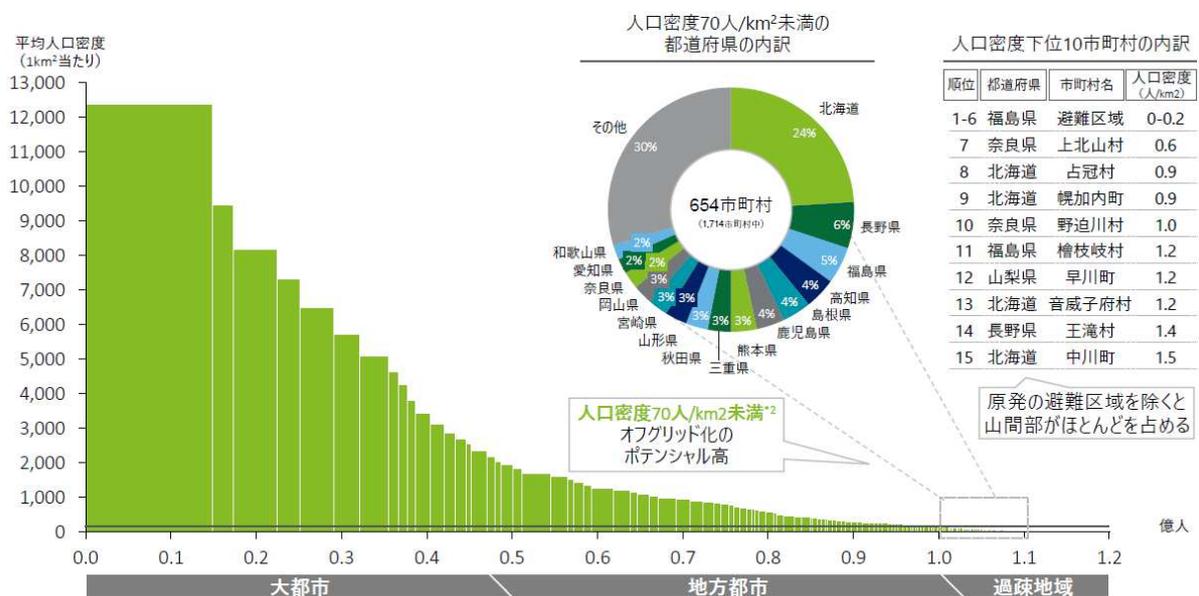


図 1.2.4(2)-3 地域別の配電線 1km あたりの配電量と総配電量における配電単価との相関



出所：固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト、*1:サンプル数が膨大なため、全国の市町村を人口密度順に並び、10市町村ごとにグルーピングした。グルーピングに際しては、人口密度はグループ内の市町村の平均値、人口はグループ内の市町村の合計値を取った、*2:独立行政法人福祉医療機構による過疎地域の人口密度の定義（約70人/km²）

図 1.2.4(2)-4 全国の人口密度（2015）



出所：固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト、*1:サンプル数が膨大なため、全国の市町村を人口密度順に並び、10市町村ごとにグルーピングした。グルーピングに際しては、人口密度はグループ内の市町村の平均値、人口はグループ内の市町村の合計値を取った。なお、2040年における全国の人口は国立社会保障・人口問題研究所をもとに作成した。福島県は2040年の市町村別人口が未記載のため、2015年の県内市町村別人口割合をもとに人口を割り付けた、*2:独立行政法人福祉医療機構による過疎地域の人口密度の定義（約70人/km²）

図 1.2.4(2)-5 全国の人口密度（2040）



*1: Google mapより抽出、*2: 総務省統計局「平成27年国勢調査人口等基本集計」をもとに算出

図 1.2.4(2)-6 過疎地域に該当する市町村の事例

過疎地域における FIT 終了後の事業形態のポテンシャル推計 (2040) を図 1.2.4(2)-7、図 1.2.4(2)-8 に示す。人口密度 70 人/km² 未満の地域は 499 箇所 あることからオフグリッド化に伴う PV の導入ポテンシャルは 19GW 程度と考えられる。

過疎地域における地上設置型 PV の導入量 (2015 年) の推計結果を図 1.2.4(2)-9 を示す。オフグリッド化のポテンシャルが高い地域とした市町村における既存の地上設置型 PV の導入量は 4,774MW である。

過疎地域における地上設置型 PV の導入量 (2040 年) の推計結果を図 1.2.4(2)-10 に示す。2040 年にはオフグリッド化のポテンシャルがある市町村における導入量は 28,784MW となり全国の PV 導入量の 18%になった。

将来の PV の絵姿を決定づける要因について図 1.2.4(2)-11 に示す。2040 年以降に FIT 切れ PV の大量発生や系統設備の更新に加え過疎地域の拡大が複合的に発生することが予想される。また、将来の PV の絵姿を図 1.2.4(2)-12 に示す。FIT 切れの発生とグリッド更新時期の到来を契機に過疎地域でオフグリッド化が進行することが想定される。

グリッドの更新コスト推計方法を図 1.2.4(2)-13 に示す。檜枝岐村における 1 人当たりの配電設備更新費用は 159 万円程度になると想定され、現状の電気料金で投資回収するためには 55 年程度の期間を要することがわかる。

架電線の更新タイミングと PV の FIT 認定切れ予測との関係を図 1.2.4(2)-14 に示す。架電線は高度経済成長期に大量に整備されておりこれらの設備更新と FIT 認定切れ PV の増加するタイミングがほぼ一致することが想定される。

電力需給状況の算出方法を図 1.2.4(2)-15 に示す。全国の PV 発電電力量と電力消費量をもとに需給バランスを算出した。

2040 年における全国の電力需給状況の推計結果を図 1.2.4(2)-16 に示す。都市部では電力消費量が PV による発電電力量を上回り、送配電網の維持・更新が必要であると想定される。

2040 年における過疎地域の電力需給状況の推計を図 1.2.4(2)-17 に示す。人口密度 70 人/km² 未満の市町村では PV 発電電力量が電力消費量を下回る場合が最も多く、オフグリッド化のためには PV の増設もしくは他地域からの PV 移設が必要であると考えられる。

全国における電力需給状況 (2040 年) の推計結果を図 1.2.4(2)-18 に示す。人口密度の低い市町村ほど余剰電力が多く発生するためオフグリッド化のポテンシャルが高く需要過多の市町村への PV 移設やモビリティなどによる電力輸送方法の検討も必要となると考えられる。

PV 発電コスト、蓄電池コスト推計 (2040 年) 方法を図 1.2.4(2)-20 に示す。また、PV・蓄電池コストの将来予測を図 1.2.4(2)-21 に示す。

都市部と過疎地域の将来の需要モデル比較結果を図 1.2.4(2)-22 に示す。過疎地域では地域ごとに小規模ネットワークが形成され、将来的には PV と蓄電池でオフグリッド化したほうが系統を更新するよりも安価になるケースが想定される。

図 1.2.4(2)-23～図 1.2.4(2)-25 には海外の類似事例を示している。

項目	前提条件				推計結果			
PV導入量	=	2040年における 全国のPV導入量 164,000MW	×	2020年における全国の導 入量に占める過疎地域の 市町村別PV導入割合 18% (過疎地域全体)	=	過疎地域の市町村別 PV導入量 28,784MW (過疎地域全体)		
PV発電量	=	1日当たりの PV稼働時間 4時間/日 (設備利用率16.7%)	×	365日/年	×	過疎地域の市町村別 PV導入量 28,784MW (過疎地域全体)	=	市町村別 年間PV発電量
電力消費量	=	1人当たりの平均 月間電力消費量 494 kWh/月 ^{*1}	×	12か月/年	×	2040年における 市町村毎の人口 524万人 (過疎地域全体)	=	市町村別 年間電力消費量
FIT終了後の 事業形態	=	市町村別 年間PV発電量	> <	市町村別 年間電力消費量	→	供給過多 251市町村 (24,066MW) 需要過多 403市町村 (4,718MW)	→	セクターカップリング 24,066MW PV増設の上 マイクログリッド化 4,718MW

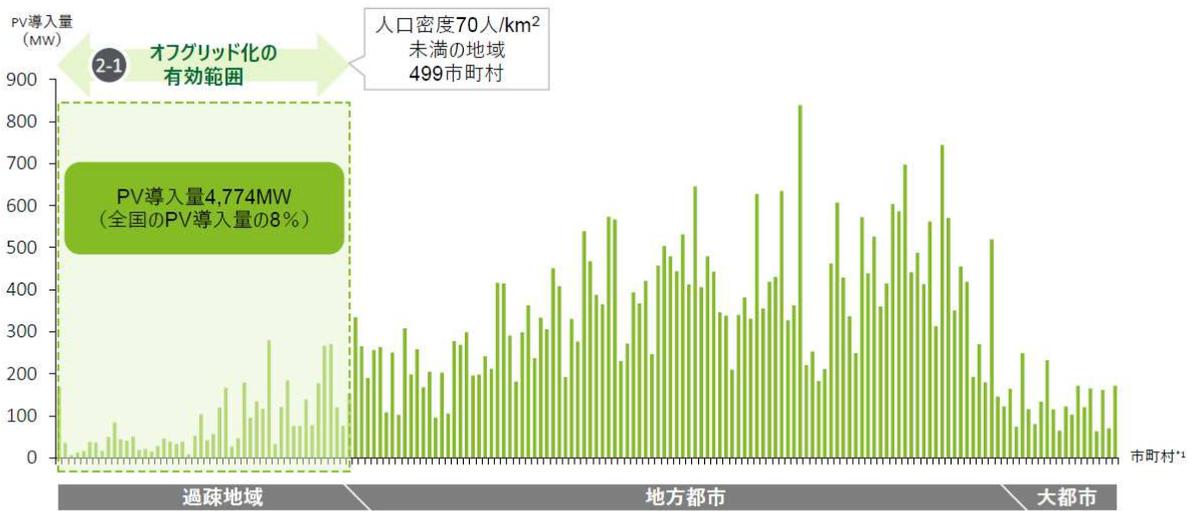
図 1.2.4(2)-7 過疎地域における FIT 終了後の事業形態のポテンシャル推計 (2040)

項目	前提条件				推計結果							
1人当たり 電力消費量	=	1人当たりの平均月間 電力消費量 494 kWh/月 ^{*1} (北海道の1人当たり 電力消費量)	×	12か月/年	=	1人当たりの平均年間 電力消費量 5,934 kWh/年						
PV発電量	=	1日当たりの PV稼働時間 4時間/日 (設備利用率16.7%)	×	365日/年	×	1人当たり必要となる PV設備容量 4.1 kW	=	1人当たりの年間 PV発電量 5,934 kWh/年				
蓄電容量	=	1日当たりの 充放電回数 1.0 サイクル/日	×	365日/年	×	1人当たり必要となる 蓄電容量 8.1 kWh	=	1人当たりの年間 蓄電容量 2,967 kWh/年				
オフグリッド化 ポテンシャル	=	70人/km ² 未満の 市町村数 499市町村 ^{*2}	×	70人/km ² 未満の 市町村の平均人口 9,431人/市町村 ^{*2}	×	70人/km ² 未満の 市町村の平均人口 9,431人/市町村 ^{*2}	×	70人/km ² 未満の 市町村の平均人口 9,431人/市町村 ^{*2}	=	PV設備容量 4.1 kW/人 蓄電容量 8.1 kWh/人	=	PV : 19,127 MW 蓄電池 : 38,254 MWh

注: 土地の余っている地域が多いため、導入は都市部と比較して容易
消費電力を全てPVで賄うと仮定
発電量の半分を蓄電すると仮定
ポテンシャルを推計
PVの導入ポテンシャルは現在の導入量の約4倍(現在: 4,774MW^{*3})

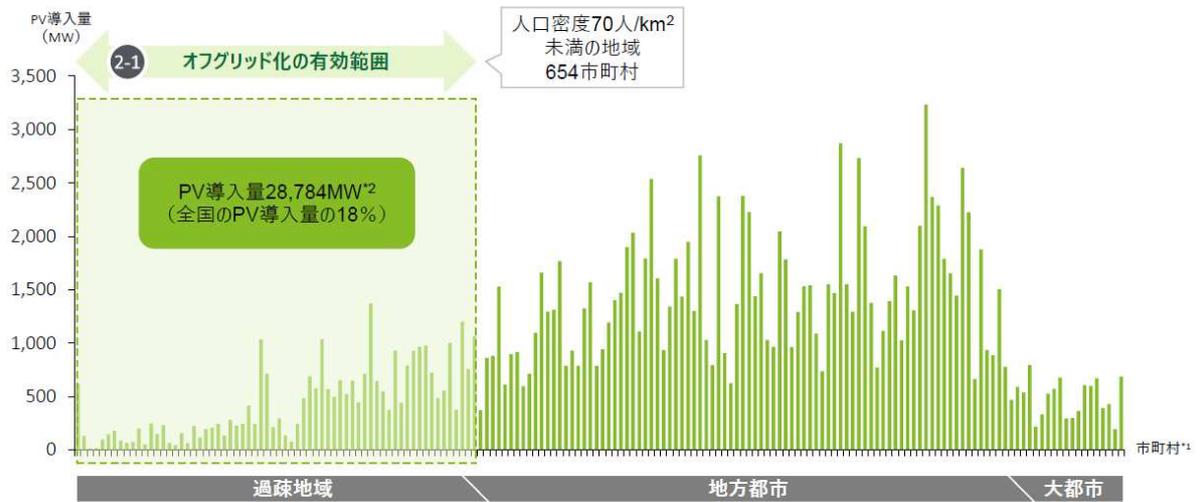
*1: 資源エネルギー庁「都道府県別エネルギー消費統計」より2015年の北海道における電力消費量をもとに算出
*2: 総務省統計局「平成27年国勢調査人口等基本集計」をもとに算出、*3: 詳細はP.39のAppendix参照

図 1.2.4(2)-8 オフグリッド化のポテンシャル推計



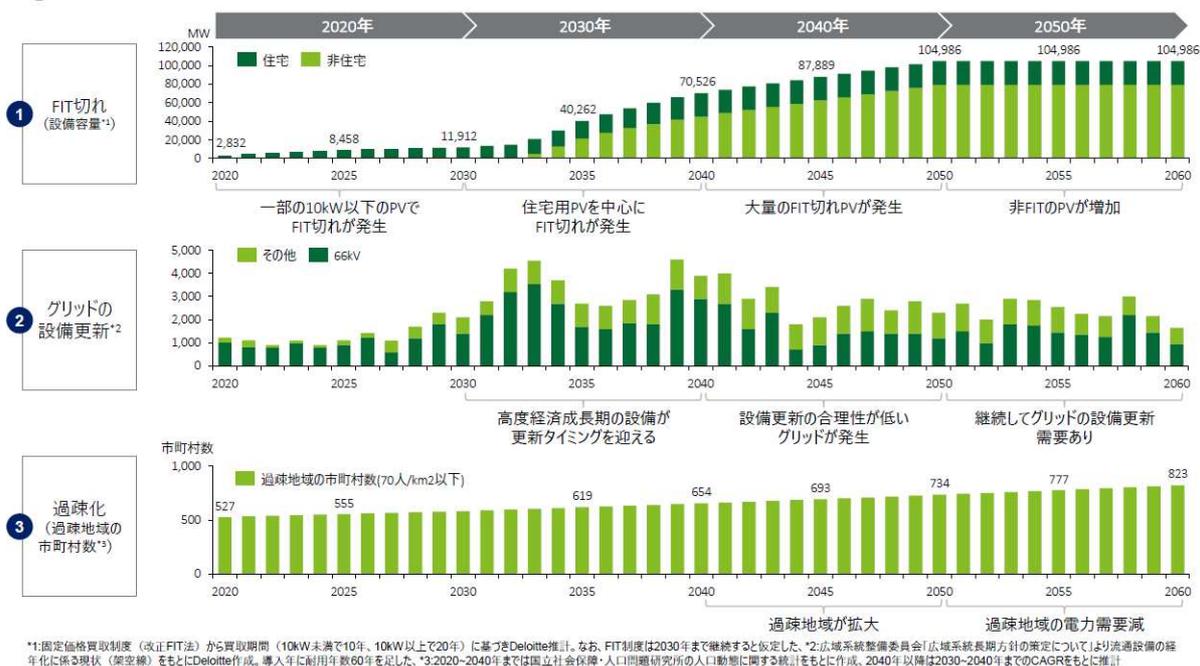
出所：固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト、*1:サンプル数が膨大なため、全国の市町村を人口密度順に並べ、10市町村ごとにグルーピングした。グルーピングに際しては、人口密度はグループ内の市町村の平均値を、PV導入量はグループ内の市町村の合計値を取った

図 1.2.4(2)-9 過疎地域における地上設置型 PV の導入量 (2015 年)



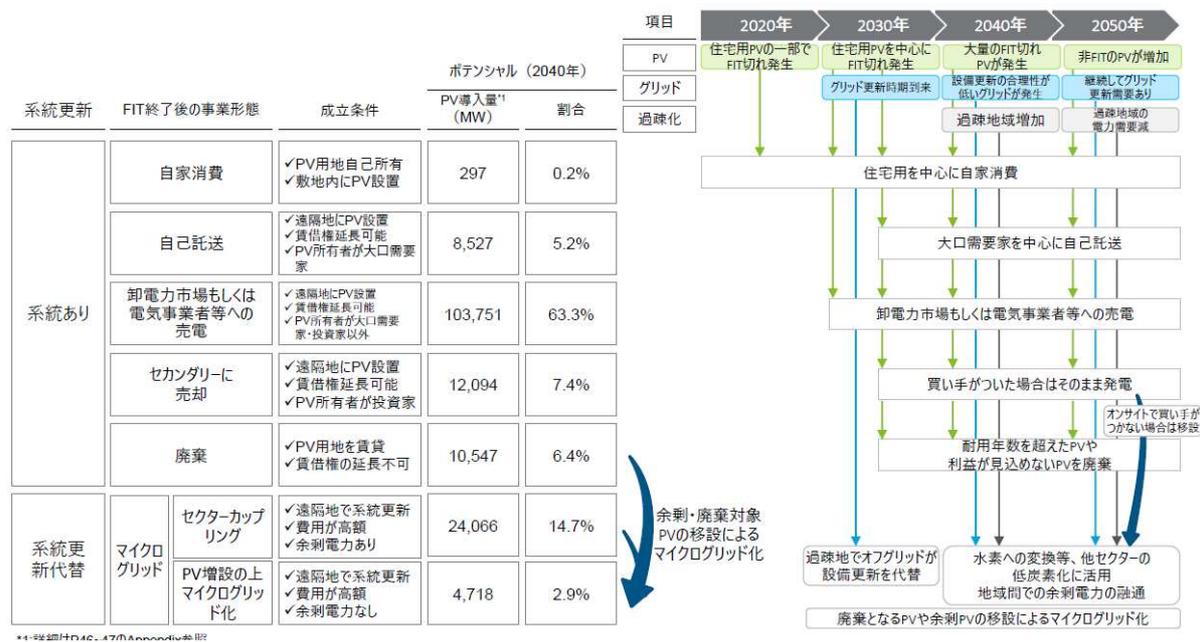
出所：固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト、*1:サンプル数が膨大なため、全国の市町村を人口密度順に並べ、10市町村ごとにグルーピングした。グルーピングに際しては、人口密度はグループ内の市町村の平均値を、PV導入量はWEO2020における2040年の導入量予測値に対して、各グループの2015年の導入量が2015年の総導入量に占める割合を掛けて算出した値を取った

図 1.2.4(2)-10 過疎地域における地上設置型 PV の導入量 (2040 年)



¹1.固定価格買取制度（改正FIT法）から買取期間（10kW未満で10年、10kW以上で20年）に基づきDeloitte推計。なお、FIT制度は2030年まで継続すると仮定した。²2.広域系統整備委員会「広域系統長期方針の策定について」より流通設備の経年化に係る現状（架空線）をもとにDeloitte作成。導入年に耐用年数60年を足した。³3.2020~2040年までは国立社会保障・人口問題研究所の人口動態に関する統計をもとに作成。2040年以降は2030~2040年までのCAGRをもとに推計

図 1. 2. 4 (2)-11 将来の PV の絵姿を決定づける要因



¹⁾ 総額104,986MWを参照

図 1. 2. 4 (2)-12 将来の PV の絵姿



*1 資源エネルギー庁「エネルギー白書 2020」の「第122-2-16 地中設備と地上設備の建設コスト比較」より架空配電設備コストを抽出
 *2 北海道電力ネットワーク株式会社 HP「託送供給等約款適用料金相当額 2020年10月1日以降」より高圧における託送料金を抽出

図 1. 2. 4 (2)-13 グリッドの更新コスト推計

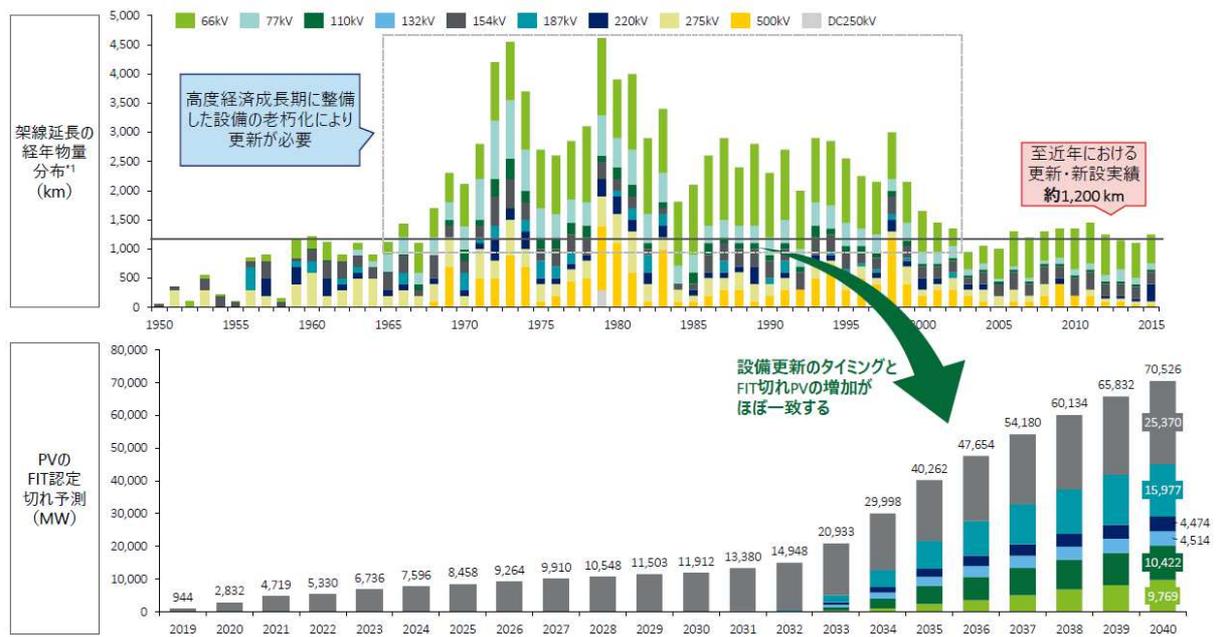
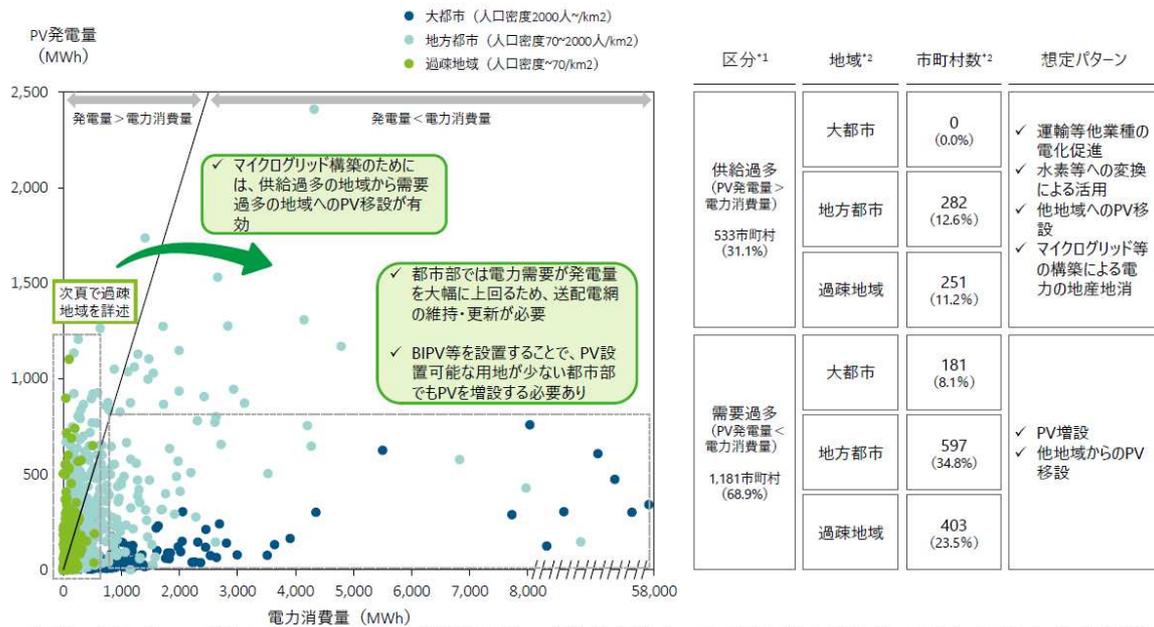


図 1. 2. 4 (2)-14 架電線の更新タイミングと PV の FIT 認定切れ予測



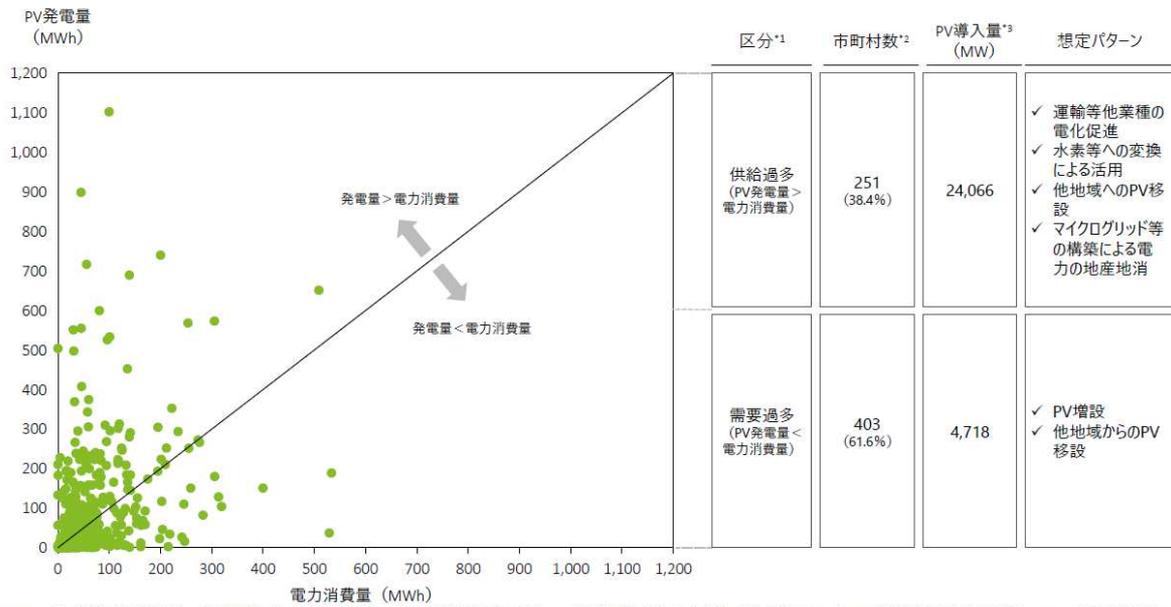
*1:資源エネルギー庁「都道府県別エネルギー消費統計」より2015年の北海道における電力消費量をもとに算出、*2:IEA, "World Energy Outlook"より2040年のPV導入量の総計を抽出し、2020年時点の総PV導入量に占める各市町村に設置されたPVの導入量の割合を掛け算出、*3:国立社会保障・人口問題研究所Websiteより2040年の市町村の人口を抽出

図 1. 2. 4 (2)-15 電力需給状況の算出方法



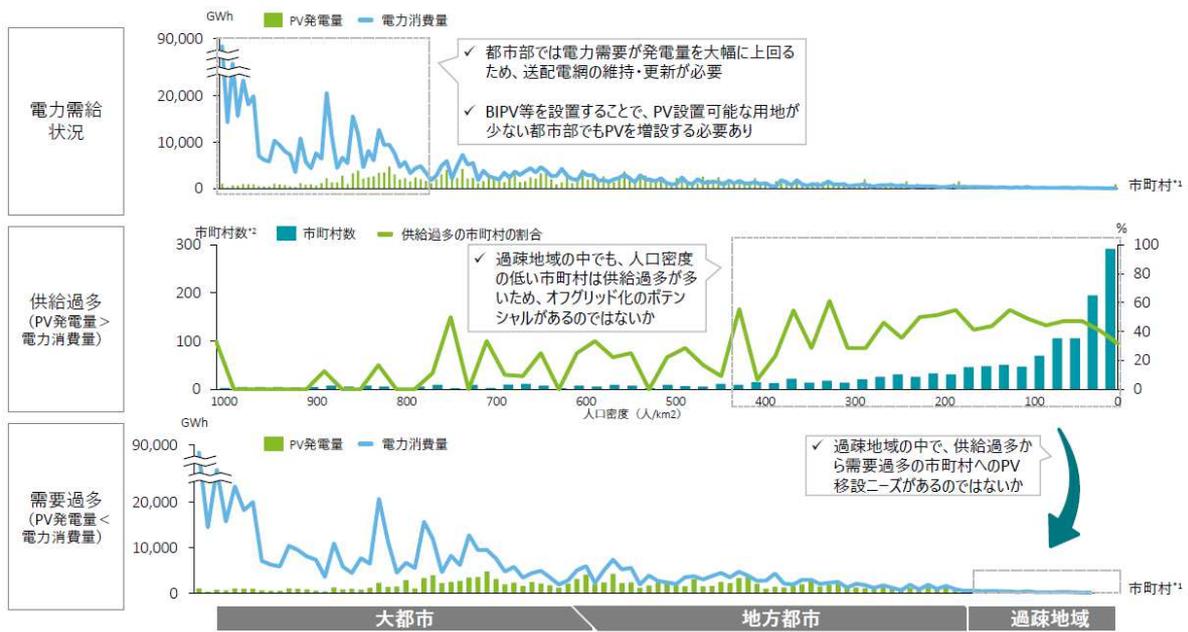
*1:2040年における電力消費量がPV発電量よりも多い場合は需要過多、少ない場合は供給過多とした、*2:大都市と過疎地域の人口密度の定義として独立行政法人福祉医療機構による定義を用いた。なお、地方都市は大都市と過疎地域のどちらにも該当しない都市とした

図 1. 2. 4 (2)-16 2040年における全国の電力需給状況



*1:2040年における電力消費量がPV発電量よりも多い場合は需要過多、少ない場合は供給過多とした、*2:オフグリッド化ポテンシャルが高いとした人口密度70人/km2以下の市町村を対象に集計、*3:2020年時点における対象となる市町村のPV導入量が全国のPV導入量に占める割合を2040年の全国の導入量予測値に掛けて算出

図 1. 2. 4(2)-17 2040年における過疎地域の電力需給状況



出所：固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト、*1:サンプル数が膨大なため、全国の市町村を人口密度が高い順に並べ、10市町村ごとにグルーピングした。グルーピングに際しては、人口密度はグループ内の市町村の平均値を、PV導入量はグループ内の市町村の合計値を取った、*2:市町村を人口密度20人/km2ごとにグルーピングした。各グループにおける供給過多の市町村数を集計し、人口密度が高い順に並べた

図 1. 2. 4(2)-18 全国における電力需給状況 (2040年)

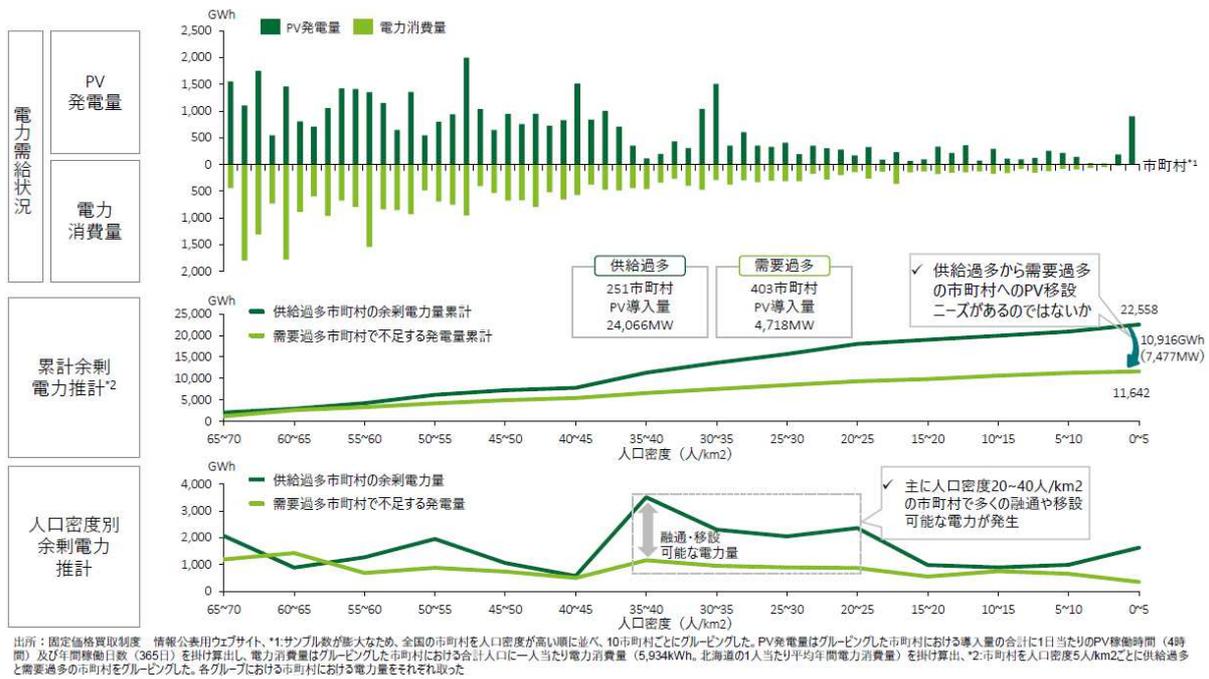


図 1. 2. 4(2)-19 過疎地域における電力需給状況（2040年）



図 1. 2. 4(2)-20 PV 発電コスト、蓄電池コスト推計（2040年）

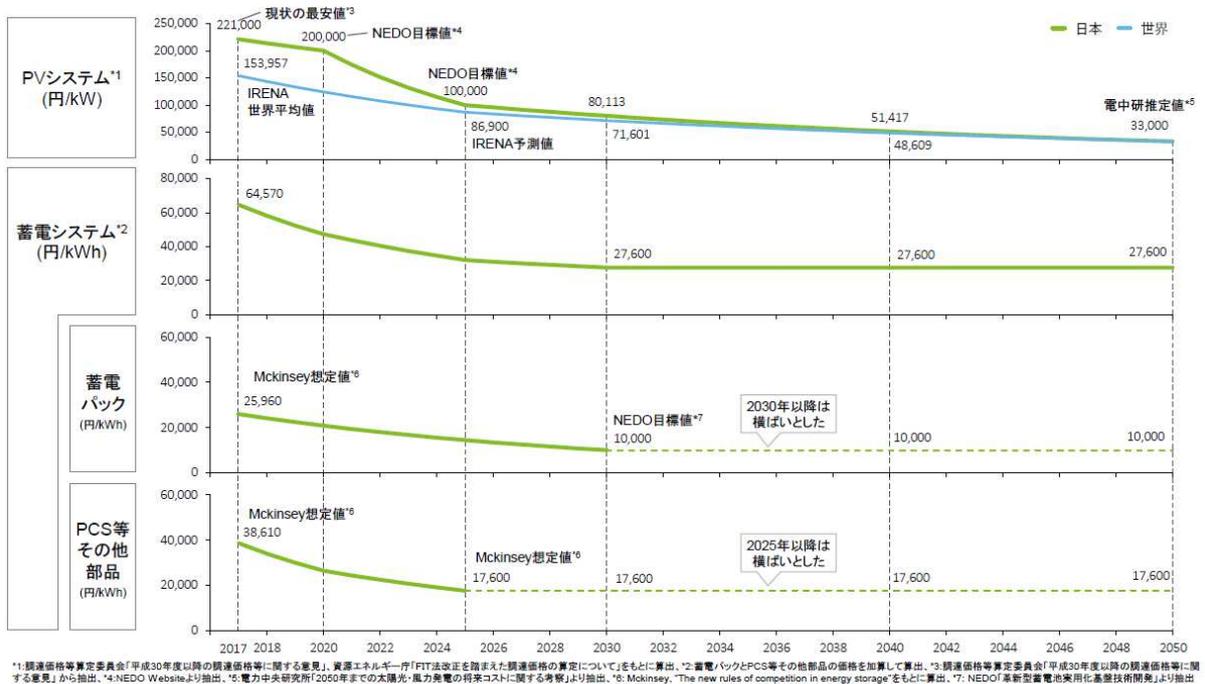


図 1.2.4(2)-21 PV・蓄電池コストの将来予測

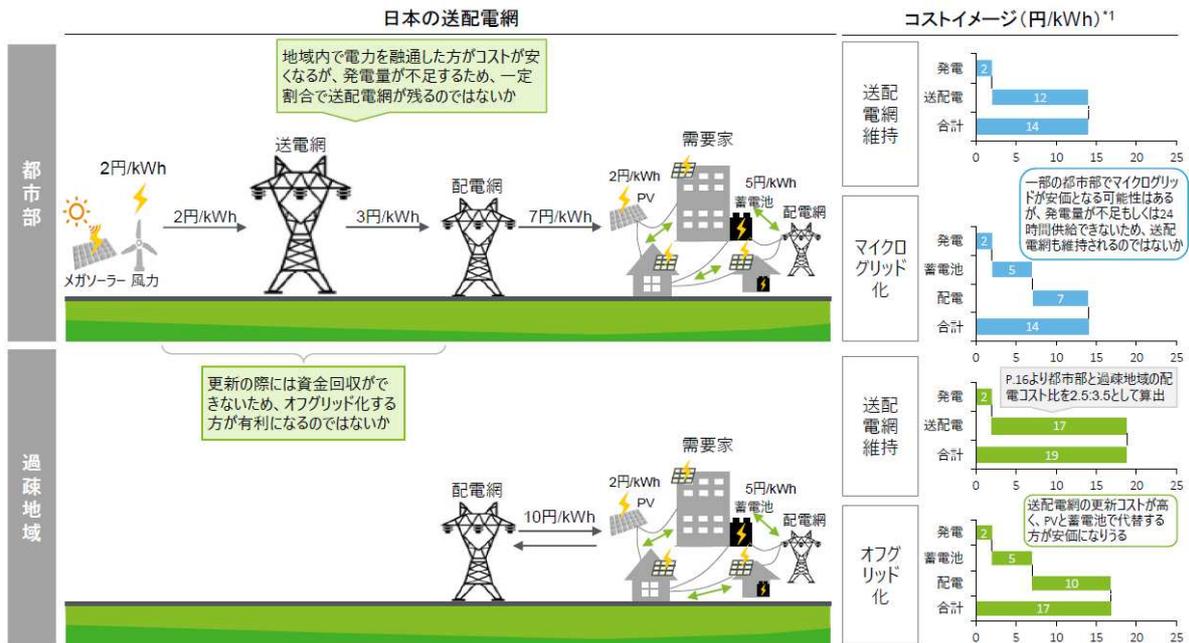


図 1.2.4(2)-22 都市部と過疎地域の将来の需要モデル比較

2-3 オフグリッド化の事例（米国Emerald Lake State 州立公園）



バーモント州内の州立公園

Emerald Lake State 州立公園

事業者 Green Mountain Power (米国)

GREEN MOUNTAIN POWER
Sustainable Power for Vermont

背景 ✓ 公衆トイレの電力供給に利用していた配電線の老朽化により、年に何度も停電が生じており、設備更新する必要があった

効果 ✓ オフグリッドシステムを配電線の更新よりも20%程度低いコストで導入し、年間のメンテナンス費用\$7,000~8,000を削減した

オフグリッド化事業の概要



図 1. 2. 4(2)-23 オフグリッド化の事例（米国）

2-3 オフグリッド化の事例（シンガポール・SPORE Project^{*1}）



プロジェクト実施場所

シンガポール・セマカウ島

事業者 Schneider Electric (ドイツ) Engie (フランス)

Schneider Electric
ENGIE

背景 ✓ シンガポールの電力系統から切り離されており、これまでディーゼル発電によって電力が賅われてきたが、燃料コストが重荷になっており、再エネをベースとするオフグリッド構築ニーズがあった

効果 ✓ 550kWのオフグリッドの整備により、ディーゼルの発電量の削減による燃料費抑制及び資源価格高騰に対するリスク軽減

オフグリッド事業の概要

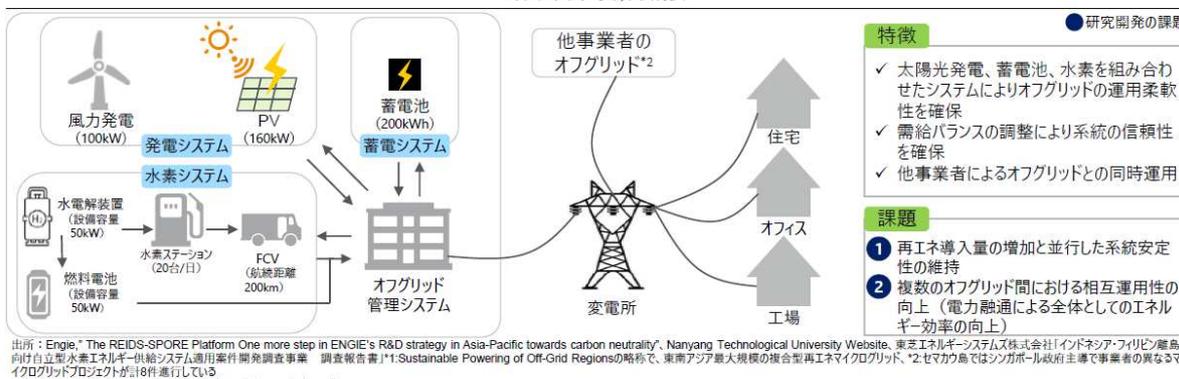


図 1. 2. 4(2)-24 オフグリッド化の事例（シンガポール）

2-3 オフグリッド化の事例（トーゴ共和国Sikpé Afidégnon村）



プロジェクト実施場所		事例内容	
 <p>トーゴ・Sikpé Afidégnon村</p> 		<p>事業者</p> <p>Bboxx Togo (Bboxx*1とEDFが50%ずつ出資した合弁会社)</p> 	
		<p>背景</p> <p>✓ 送配電網が整備されておらず、エネルギーアクセスがない農村の電化率向上（トーゴ目標：2030年までに地方電化率100%）</p>	
		<p>効果</p> <p>✓ 非電化地域の農村（300世帯、4,000人）の電化 ✓ 照明（ローソク等）費用の削減（1世帯当たり月間14ドル→6ドル²）</p>	

オフグリッド事業の概要



図 1. 2. 4(2)-25 オフグリッド化の事例（トーゴ共和国）

(3) 需給一体型モデルの研究開発課題抽出

PV を中心とした需給一体型に関するモデルの研究開発抽出結果を図 1. 2. 4(3)-1 に示す。電力市場を用いた場合は、Headroom 制御を活用し、その後 FIT 終了後の事業形態を分類した上で簡易的な調査結果に基づく研究開発課題の素案を抽出した。図 1. 2. 4(3)-2 には、部分的なマイクログリッド普及に向けた道筋案をまとめた。また、本調査のさらなる深堀として、図 1. 2. 4(3)-3、図 1. 2. 4(3)-4 に 研究開発に向けた今後の課題およびさらなる調査事項についてもまとめた。

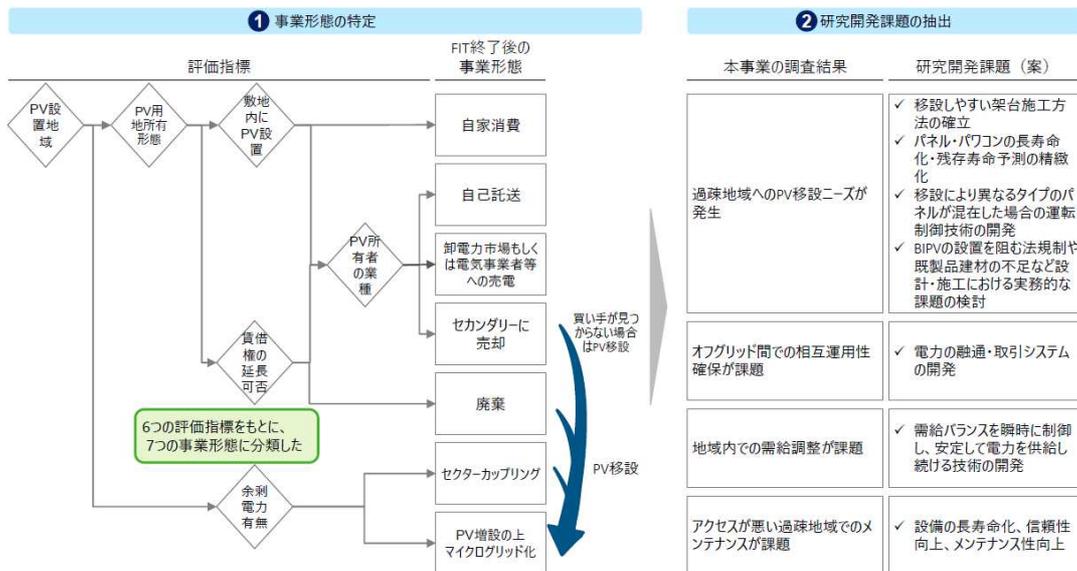


図 1. 2. 4(3)-1 PV を中心とした需給一体型に関するモデルの研究開発抽出

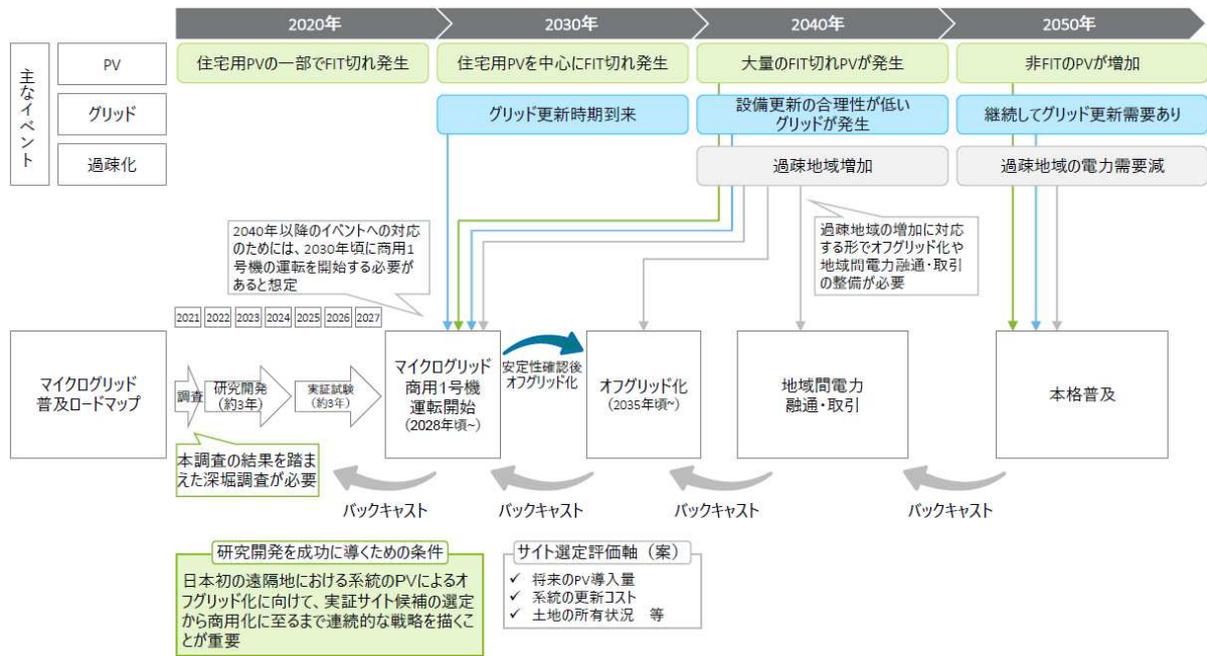


図 1.2.4(3)-2 マイクログリッド普及に向けた道筋



図 1.2.4(3)-3 研究開発に向けた今後の課題

カテゴリ	項目	本調査での調査結果	調査・検討すべき課題	調査方法
1 PV導入見直し	PV導入見直し	2040年までのPV導入見直しを作成	<ul style="list-style-type: none"> 2020年以降のPV導入見直しにおける認定区分別の導入量の内訳は2020年における認定区分別の割合をもとに推計し、認定区分別の導入量の精緻化が必要 アーン成長戦略に基づき導入量が上振れする可能性を検討 	関係機関等へのヒアリングを実施
	FIT認定切れ見直し	移行認定分は導入年が非公開のため余剰電力買取制度化に導入されたと仮定してFIT切れ年毎の設備容量を推計	移行認定分のFIT切れ年の精緻化が必要	移行認定分の導入年が公開されていないため、関係機関にヒアリングを実施
	太陽光発電事業者シェア	50kW未満、1MW未満、1MW以上の区分でそれぞれ導入量上位20社をサンプリングして業種別シェアを作成	サンプリング数増加によるシェアの精緻化が必要	認定区分別の太陽光発電事業者のサンプリング数を増やして調査
	FIT終了後の事業形態	土地の所有形態や設置場所等から3つの区分別にFIT終了後の事業形態を簡易予測	PV用地の所有形態・設置場所（事業所内か否か）・賃借権の延長可否の精緻化が必要	発電事業者へのヒアリングやアンケートを実施
	FIT終了後の事業形態		過疎地域における土地の所有形態や賃借権の延長可否の実態調査が必要	
2 想定しうる事業モデルの市場規模	オフグリッド化のポテンシャル推計	オフグリッド化に伴うPVの導入ポテンシャルを推計	PV稼働日数・時間、蓄電池充放電日数・回数等の精緻化が必要	事業者等へのヒアリングを実施
	オフグリッドタイプ	過疎地域におけるグリッド更新費用を推計	架空配電線敷設コストの精緻化が必要	電線地中化に係る配電コストをもとにした試算であるため、高圧以上の送電網のコストに基づく試算を実施
	オフグリッド化のコスト推計	将来の発電コストと送配電コストを仮定値をおいて推計	<ul style="list-style-type: none"> オフグリッド化の経済性の本格検討が必要 天候や積雪の影響を踏まえた蓄電容量の精緻化等が必要 	オフグリッド化による発電コストや将来的な電力需要減少を反映した送配電コストの算出を実施

研究開発課題の明確化のために必要な調査事項（2/2）

カテゴリ	項目	本調査での調査結果	調査・検討すべき課題	調査方法
3 事例調査	オフグリッド化の事例調査	海外のオフグリッド化の事例を調査し、特徴、オフグリッド化による効果、課題等を整理	事業者ヒアリングによるオフグリッド化事例の詳細調査（システム構成、電力需給調整方法、研究開発課題等）	オフグリッド化の事業者へのヒアリングを実施
4 研究開発の方向性	研究開発要素の特定	事例調査等をもとに研究開発課題の素案を作成	オフグリッド化を前提とした技術開発状況を調査し、網羅的な研究開発要素の把握が必要	文献調査、ヒアリング等による調査を実施
	PV移設	過疎地域の中でPV導入量が電力消費量を下回る市町村のオフグリッド化のためには、PVの新設やFIT終了後に廃棄となるPVや過疎地域の中で余剰となるPVの移設が必要	<ul style="list-style-type: none"> 移設しやすい架台施工方法の確立 パネル・パワコンの長寿命化・残存寿命予測の精緻化 移設により異なるタイプのパネルが混在した場合の運転制御技術の開発 	実証試験等による検証を実施
	都市部向けBIPV増設	都市部では電力消費量が発電量を上回る市町村が多く、マイクログリッド構築のためにはBIPVの増設が必要	BIPVの設置を阻む法規制や既製品建材の不足など設計・施工における実務的な課題の検討	文献調査、ヒアリング、実証試験等による調査を実施
5 実証の組成	実証候補地選定	オフグリッド構築に向けて実施する実証試験の候補地選定が必要	実証に適した候補地を網羅的に調査し、選定を実施	選定基準を策定の上、実地調査を実施
	マイクログリッド実施主体	本調査では未検討	地方における配電ライセンスを付与しても事業性が低いため、実施主体（自治体、企業等）を検討する必要がある	文献調査、ヒアリング等による調査を実施

図 1.2.4(3)-4 研究開発課題の明確化のために必要な調査事項

1.2.5 技術開発課題と必要な実証実験に必要な実験環境まとめ

本事業では、持続的なPV発電事の実現のため、Headroom制御による電源価値向上に向けたフイジビリティスタディを行った。本事業を通じて、下記のような技術的課題を抽出した。

(1) インバランス低減技術

- ・予測誤差を考慮した計画方法の開発
- ・時間内変動の制御方法の検討
- ・バランスンググループにおける計画方法の検討
- ・蓄電池を利用した最適化制御、蓄電池容量低減方法の検討

(2) 需給調整市場への拠出技術

- ・予測誤差を考慮した計画方法の開発
- ・連続した時間帯を想定した検討
- ・30分以下のデータを利用した検討
- ・バランスンググループにおける計画方法の検討
- ・将来の市場価格におけるフイジビリティの検討

(3) Headroom制御の実現

- ・Headroomの期待発電電力推定誤差の影響評価
- ・計測、制御通信遅れの影響評価と移動平均、短期間予測の利用による緩和方法の検討
- ・バランスンググループにすることによる計測・制御の時間遅れなどによる制御誤差。
- ・エリア内日射強度ばらつきによるセンサ利用方法の検討

(4) システム化の検討

- ・パワーコンディショナの通信、制御、計測方法の検討
- ・電力市場システムの計画、実需給断面の計測、制御システムの検討

また、実用化に向けて、下記のような環境を準備して実証実験により有効性を確認する必要がある。

(1) Headroom制御システム構築

- ・日射、温度計測の計測、その値からパワーコンディショナ制御可能なシステム
- ・1秒以下で計測、制御可能なシステム

(2) 電力市場を想定した計画、制御システム構築

- ・スポット市場、需給調整市場を想定した予測、計画が可能なシステム

(3) バランスンググループの計画、制御システム

- ・①、②が複数地点のデータが利用可能なシステム

(4) 蓄電池制御システム

- ・蓄電池との併用もしくは、それを模擬可能な計測、制御システム

2. 研究発表・講演、文献、特許等の状況

(1) 研究発表・講演

発表者	所属	タイトル	雑誌名・学会名・イベント名等	発表年月
石井徹之、 大関崇	電力中央研究所、産業技術総合研究所	リアルタイム気象データによる太陽光発電の供給可能な発電電力推定技術の開発	2020年度日本太陽エネルギー学会研究発表会	2020.11
皆井 健太、植田讓、大関崇	東京理科大学、産業技術総合研究所	調整力確保に向けた太陽光発電所における出力抑制を用いた前日発電計画手法の検討	令和3年電気学会全国大会	2021.3
崔 錦丹、植田 讓、大関 崇	東京理科大学、産業技術総合研究所	PV発電所における電力市場のインバランスリスク低減のための蓄電池運用	令和3年電気学会全国大会	2021.3

(2) 論文

なし

(3) 特許等（知財）

なし

(4) 受賞実績

なし

(5) 成果普及の努力（プレス発表等）

なし

契約管理番号：	20000970-0
	20000971-0