FIP 制度における不確実性と定量評価の重要性

～オープンデータを用いた発電プロファイルリスクの確率的評価手法～

2026 年 9 月 30 日
電力・エネルギー本部
大谷尚徹
直井宏樹

1. 背景

1.1 FIP 制度下で顕在化する発電プロファイルリスク

カーボンニュートラル社会の実現に向けて、再生可能エネルギーの一層の導入拡大が求められている。こうした中、2022 年 4 月に FIP 制度が開始された。従来の FIT 制度では、再生可能エネルギー発電事業者の収入は、原則として、固定された買取価格に発電電力量を乗じることで決定されていた。そのため、事業収入の主な変動要因は、設備利用率、出力抑制など、発電量に関する要素に限られていた。これに対し、FIP 制度では、発電事業者が卸電力市場または相対取引を通じて kWh 価値を得るとともに、制度上のプレミアムを受け取る仕組みとなっている。すなわち、FIT 制度では固定されていた売電単価が、FIP 制度では市場価格およびプレミアム交付条件に依存するため、収入構造の不確実性は FIT 制度よりも高くなる。

ここでいう不確実性とは、一定期間の発電電力量が同じであっても、各時間帯の卸電力価格、プレミアム交付対象の有無、出力抑制の発生状況によって、実際に得られる収入が変動することを指す。特に、卸電力市場における 0.01 円/kWh コマでは、市場収入が極めて小さいだけでなく、FIP プレミアムの交付対象電力量からも除外されるため、当該時間帯の発電電力量は収入形成にほとんど寄与しない。本稿では、このような収入変動を生じさせる要因の一つとして、発電プロファイルリスクに着目する。図 1 に示すとおり、FIP 制度下では、発電プロファイル、kWh 価値、FIP プレミアムが相互に関係することで、同じ発電電力量であっても収入が異なる。このため、発電量がどの時間帯に発生するかは、単なる発電電力量の多寡とは別に、FIP 制度下の実質的な発電単価を左右する要素となる。したがって、時間別の発電プロファイルを用いて、どの時間帯にどれだけ発電できるかを定量的に評価する必要がある。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

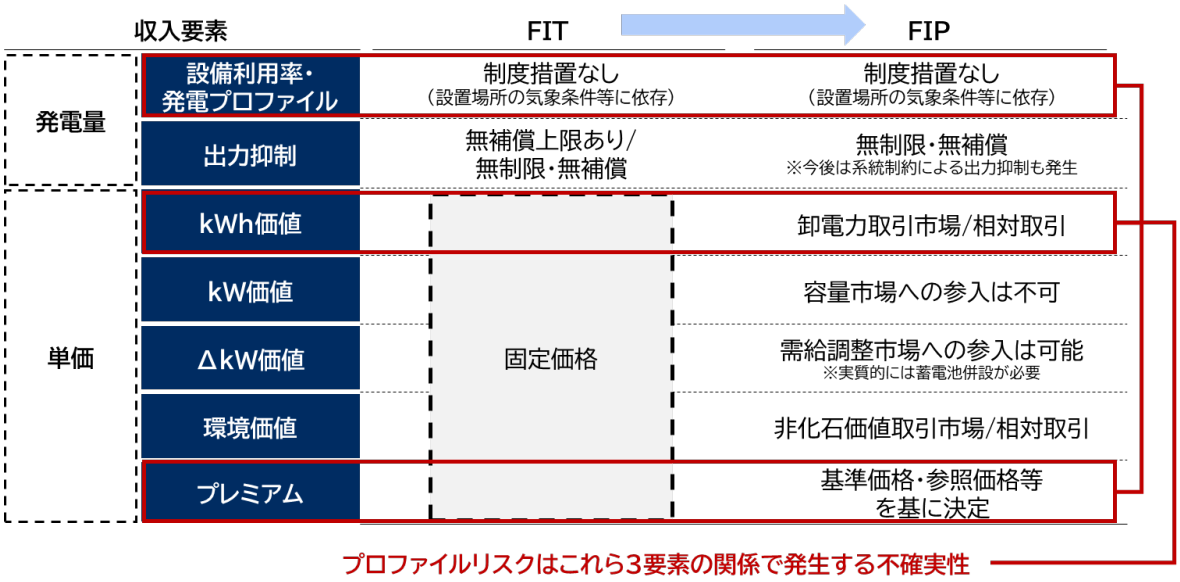


図 1 FIP 制度移行に伴う収入構造の変化と発電プロファイルリスクの関係

1.2 個別プロファイルの必要性とオープンデータの活用

以前のコラムでは、この不確実性に関して、発電プロファイルリスクの確率的評価手法（FIP 制度における不確実性と定量評価の重要性：前編 プロファイルリスクの事例 | MRI 三菱総合研究所）を紹介した。発電プロファイルリスクは、個別設備の時間別発電量が、エリア平均プロファイル、市場価格、プレミアム交付対象コマとどのように対応するかによって発生する。このため、発電プロファイルリスクを定量的に評価するためには、評価対象となる発電アセットの時間別発電実績が必要となる。

しかし、個別アセットの実績データを用いた評価には実務上の制約がある。既に発電設備を保有している事業者であれば、過去の発電実績を用いて発電プロファイルリスクを評価できる。一方で、検討エリアにアセットを保有していない事業者や、新規地点での建設を検討している段階の事業者は、評価対象地点に対応する発電実績を取得できない場合が多い。この場合、個別設備の実績データに基づく確率的評価をそのまま適用することは難しい。

この課題に対して、近年整備が進むオープンデータは有効な代替手段となり得る。電力システム分析では、入力データの透明性、再現性、利用可能性を高める観点から、公開データを集約・加工し、分析に利用可能な形で提供するデータ基盤の重要性が高まっている。例えば、地域エネルギー需給データベース[1,2]は、日本全国の市区町村単位でエネルギー資源に関するデータを取得できる点に特徴がある。個別の発電アセットに係る実績データが存在しない場合でも、同データベースを用いることで、市区町村粒度の発電プロファイルを代替データとして利用し、地点間のばらつきやエリア平均プロファイルとの乖離を評価できる可能性がある。本コラムでは、上記データベースのデータを用いて FIP プロファイルリスクの確率的評価を行う。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

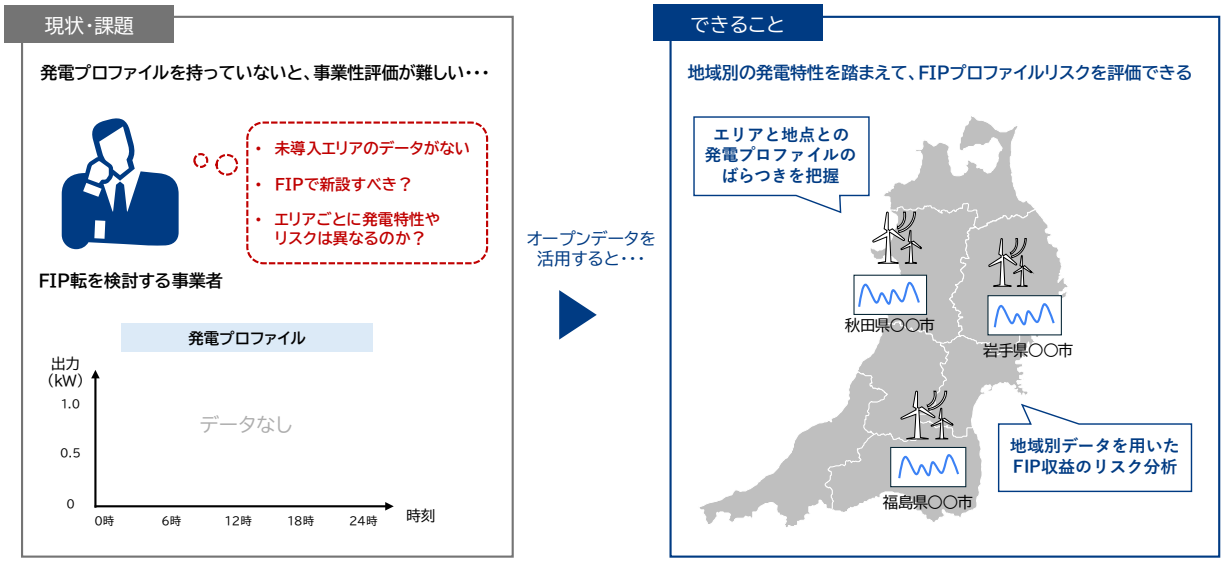


図 2 FIP プロファイルリスク分析におけるオープンデータの活用イメージ

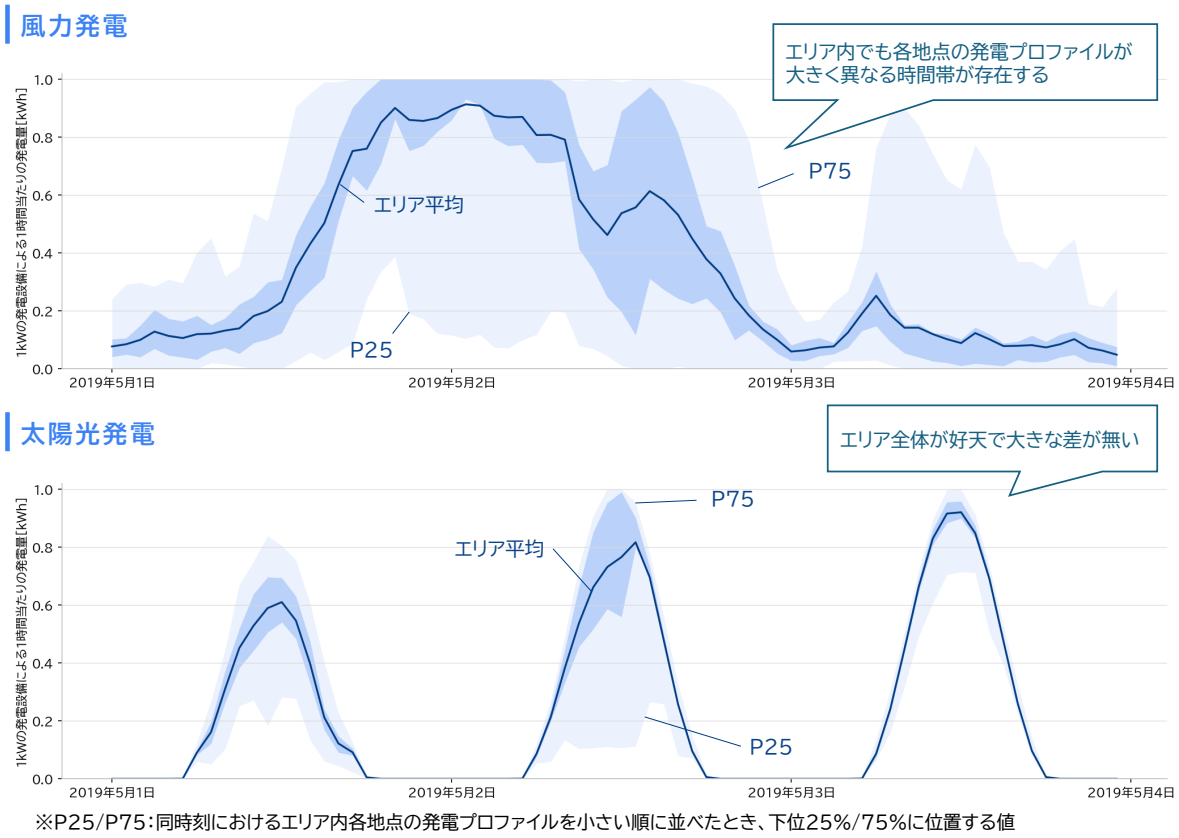
1.3 エリアと地点の発電プロファイルに乖離が生じる可能性

地点別の発電プロファイルとエリア平均プロファイルにはどのくらいの乖離が発生するのか。これを確認するため、図 3 では、東北エリアにおける地点別（市区町村別）の太陽光発電および風力発電の発電プロファイルを整理した。図中の青線はエリア平均プロファイル、青色の帯は地点別プロファイルのばらつきを示している。

図から、太陽光発電と風力発電で、発電プロファイルのばらつき方が大きく異なることがわかる。太陽光発電では、晴天日にエリア平均プロファイルが明瞭な山型を示し、地点間のばらつきも比較的小さい。一方で、曇天日・雨天日などの天候のばらつきが大きくなりやすい日には、発電量の水準やピーク時刻に地点間の差が生じる。風力発電では、同じ東北エリア内であっても、地点別プロファイルのばらつきが太陽光発電より大きく、時間帯によってエリア平均から大きく乖離する地点が存在する。特に、風況の地域差により、エリア平均では一定の発電が見込まれる時間帯であっても、個別地点では発電量が大きく異なる可能性がある。

この結果は、FIP 制度下の収益評価において、エリア平均プロファイルのみを用いることに限界があることを示している。FIP 制度下の収入は、発電電力量の総量だけでなく、卸電力価格が相対的に高い時間帯、0.01 円/kWh コマ、プレミアム交付対象コマ、出力抑制時間帯と、個別設備の発電量がどのように重なるかによって変動する。したがって、地点別プロファイルがエリア平均から乖離する場合、平均的な評価では、実際の kWh 価値やプレミアム交付対象電力量を過大または過小に評価する可能性がある。発電プロファイルのばらつきは、単なる発電量の差ではなく、FIP 制度下の実質的な発電単価を左右する収益リスクとして扱う必要がある。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.



※P25/P75：同時刻におけるエリア内各地点の発電プロファイルを小さい順に並べたとき、下位25%/75%に位置する値

図 3 東北エリアにおける発電プロファイルの地点間ばらつき

1.4 本コラムの目的

ここまでの整理では、FIP 制度下の変動性再生可能エネルギーの事業性評価では、発電電力量の総量だけでなく、発電プロファイルの不確実性を考慮する必要があることを確認してきた。特に、同じエリア内であっても地点間で発電プロファイルに差が生じるため、個別地点の発電プロファイルはエリア平均プロファイルと必ずしも一致しない。したがって、FIP 制度下の収益評価では、各地点における発電プロファイルの上振れ・下振れの傾向を把握し、卸電力価格、プレミアム交付対象コマ、出力抑制との時間的な対応関係を評価することが重要となる。

本コラムでは、オープンデータを用いた発電プロファイルリスクの確率的評価方法を紹介する。具体的には、地域エネルギー需給データベースで公開されている市区町村単位・電源種別の再生可能エネルギー発電プロファイルを用いて、エリア平均プロファイルと地点別プロファイルの乖離を定量化し、個別地点の発電プロファイルが FIP 制度下の収益評価に与える影響を分析する。そのうえで、発電アセットの実績データを保有していない段階でも、オープンデータを用いて発電プロファイルリスクを把握するための実務的な評価手法とその分析結果の一例を示す。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

2. モンテカルロシミュレーションによる FIP プロファイルリスクの確率的評価方法

2.1 分析の前提

本分析では、東北エリアのある地点を対象に、太陽光発電および陸上風力発電の FIP プロファイルリスクを評価する。具体的には、エリア平均プロファイルを基準としたときに、地点別プロファイルの収入はどのような確率分布で増減する可能性があるのかを評価する。発電プロファイルには、地域エネルギー需給データベースで公開されている市区町村単位・電源種別の発電プロファイルを用いる。なお、本コラムで対象とした具体的な地点は非公開とさせていただきたい。

分析ケースを図 4 に示す。本分析では、出力抑制および 0.01 円/kWh コマの設定が異なる 2 ケースを設定した。(a)実績をもとにしたケースでは、市場価格、出力抑制、0.01 円/kWh コマのいずれも 2019 年度[1]実績を用いた。(b)出力抑制が増加するケースでは、市場価格の水準は 2019 年度実績を用いたまま、出力抑制については、一般送配電事業者が公開している 2034 年度を対象とした出力抑制見通しの算定結果(ケース②)を参照した[3]。また、簡易的な想定として、2034 年度見込みに基づく出力抑制コマを 0.01 円/kWh コマとして扱う。

この設定により、同一の市場価格水準の下で、出力抑制および 0.01 円/kWh コマの増加が、FIP 制度下の収益評価に与える影響を比較する。特に、発電プロファイルが 0.01 円/kWh コマまたは出力抑制コマと重なる場合、市場収入が低下するだけでなく、プレミアム交付対象電力量にも影響が生じる。このため、図 4 の 2 ケースを比較することで、発電プロファイルの地点間差が将来の収益不確実性にどの程度影響し得るかを評価する。

項目	(a)実績をもとにしたケース	(b)出力抑制が増加するケース
対象エリア	東北エリア	
市場価格の水準	2019年度実績	
対象地点	東北エリアのある市町村 (具体的な地点名は非公開とする)	
対象の電源種	太陽光発電/陸上風力発電	
出力抑制	2019年度実績	2034年度見込み
0.01円コマ	2019年度実績	2034年度相当 ＊簡易的に抑制コマを0.01円コマとする

図 4 分析対象ケースの概要

2.2 FIP プロファイルリスクの確率的評価方法

確率的評価方法の流れを図 5 に示す。本分析では、まず、地域エネルギー需給データベースに含まれる地点別発電プロファイルを用いて、エリア平均プロファイルからの乖離を確率分布として整理する。次に、こ

[1] 新型コロナウイルス感染症拡大前の年であり、平常時の需給状況を反映していることから、2019 年度を基準年として採用した。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

の確率分布に基づいて仮想的な発電プロファイルを生成する。最後に、生成した仮想プロファイルを卸電力価格およびプレミアム交付条件と対応付け、FIP 制度下の収入を算定する。

この一連の計算を多数回繰り返すことで、発電プロファイルの上振れ・下振れが収益評価に与える影響を確率分布として把握する。本分析では、モンテカルロシミュレーションの試行回数を 1 万回とした。これにより、エリア平均プロファイルを用いた評価に対して、個別地点の発電プロファイルがどの程度の収益上振れまたは下振れを生じ得るかを評価できる。なお、モンテカルロシミュレーションによる FIP プロファイルリスク評価の基本的な考え方については、既往コラム「FIP 制度における不確実性と定量評価の重要性：後編 モンテカルロシミュレーションによる FIP プロファイルリスクの確率的評価方法例 ｜MRI 三菱総合研究所」を参照されたい。

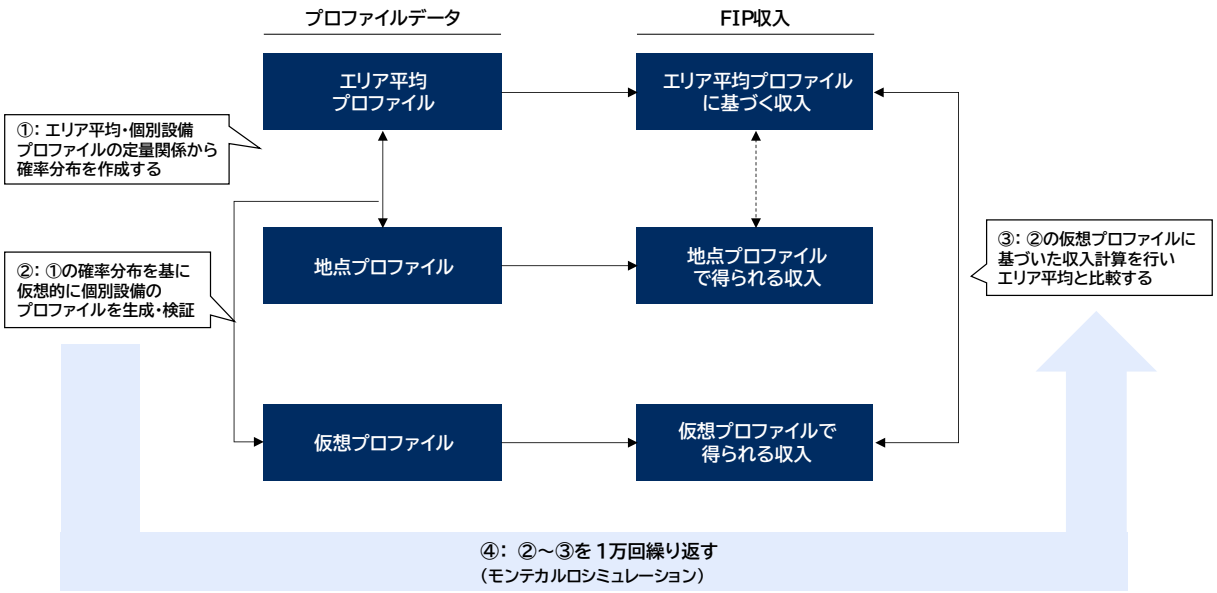


図 5 FIP プロファイルリスクの確率的評価方法

2.3 モンテカルロシミュレーションに用いる仮想プロファイルの作成

仮想プロファイルの作成手順を図 6 に示す。発電プロファイルには、単に各時点の発電量がばらつくだけでなく、前後の時刻との連続性や、天候・風況に起因する時系列的な特徴が含まれる。このため、本分析では、その時系列特性に基づくクラスタリングを行ったうえで、各クラスターに属する地点別プロファイルのばらつきを反映し、仮想的な発電プロファイルを作成した。この方法により、エリア平均プロファイルからの乖離を単純な独立乱数として扱うのではなく、実際の地点別プロファイルにみられる時系列的な変動特性を反映できる。

作成した仮想プロファイルの妥当性を確認するため、エリア平均プロファイルと仮想プロファイルの相関係数を算定し、地点別プロファイルとの比較を行った。その結果、仮想プロファイルは、実際の地点別プロファイルと同程度の相関係数を再現できることを確認した。これにより、本手法が、地点別発電プロファイルのばらつきを確率的に評価するための入力データとして利用可能であることを確認した。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

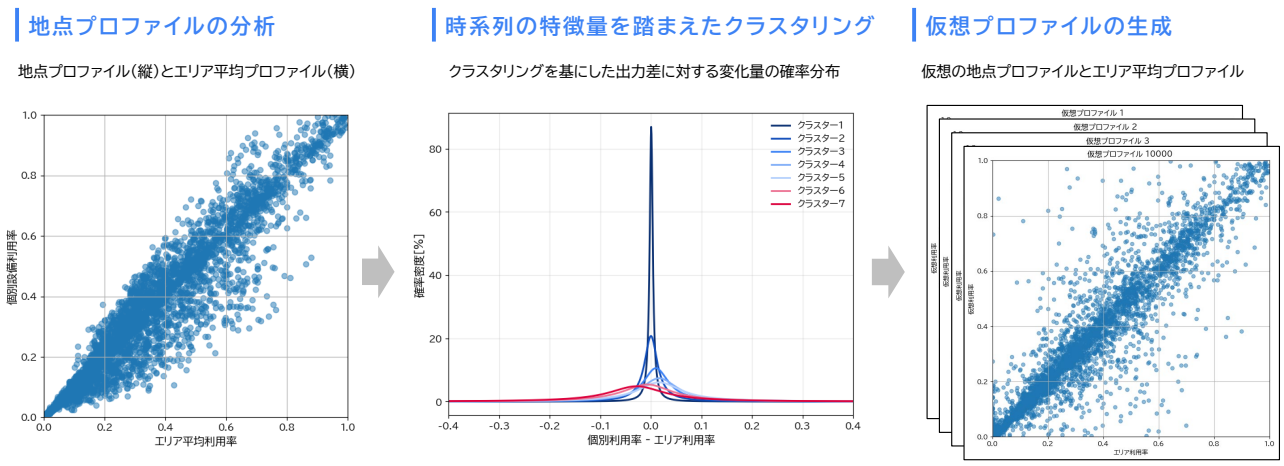


図 6 モンテカルロシミュレーションに用いる仮想プロファイルの作成手法

※クラスタリング例(太陽光):太陽光発電量の大きさは日の出/日の入りからの時間に影響を受けると想定し、日の出/日の入りからの経過時間でクラスターを生成。

3. FIP プロファイルリスクの確率的評価の算定結果

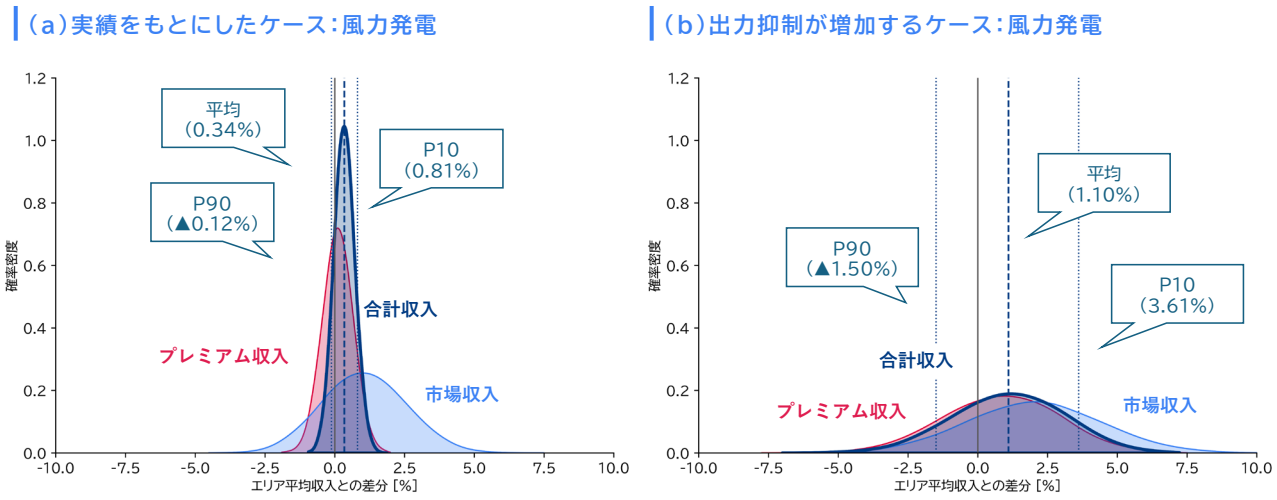
図 7 に、太陽光発電および風力発電を対象とした FIP プロファイルリスクの確率的評価結果を示す。各図では、エリア平均プロファイルを用いた場合の収入を基準とし、地点別プロファイルを用いた場合の市場収入、プレミアム収入、合計収入の差分を示している。横軸が正であればエリア平均評価に対して収入が上振れすることを、負であれば下振れすることを意味する。

分析の結果、第一に、発電プロファイルの地点間差は、FIP 制度下の収入差として顕在化することが確認された。すなわち、同じ東北エリア内であっても、地点別プロファイルを用いた場合の収入はエリア平均プロファイルを用いた評価と一致しない。これは、発電量の総量だけでなく、発電する時間帯が卸電力価格およびプレミアム交付対象コマとどのように重なるかによって、実質的な発電単価が変化するためである。

第二に、太陽光発電よりも風力発電の方が、収入差分の分布幅が大きくなる傾向が確認された。太陽光発電は、発電時間帯が日中に限定され、晴天時にはエリア内で類似した日変化を示しやすい。一方、風力発電は、風況が地形や地点条件に強く依存するため、同じエリア内でも発電プロファイルの時間的な差が大きくなりやすい。このため、風力発電では、エリア平均プロファイルと個別地点プロファイルの乖離が大きくなり、FIP 制度下の収入差として現れやすい。

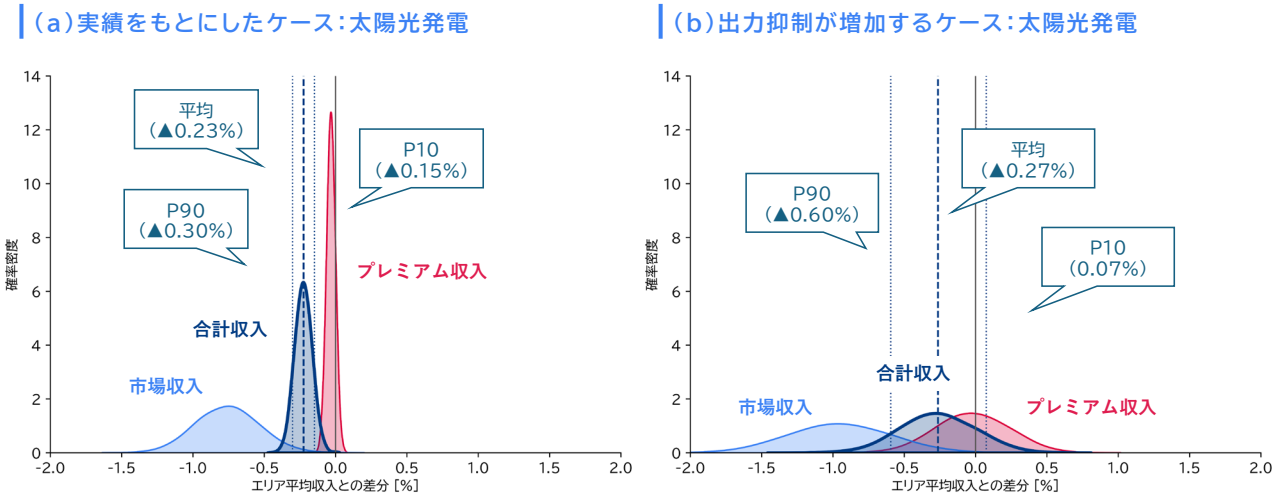
第三に、出力抑制が増加するケースでは、プレミアム収入の下振れリスクが大きくなることが確認された。これは、出力抑制コマの増加に伴い 0.01 円/kWh コマ(＝プレミアム不交付コマ)が増加すると、発電量がプレミアム交付対象外となる時間帯に重なる場合が増えるためである。FIP 制度下では、0.01 円/kWh コマの発電量は市場収入が限定的となるだけでなく、プレミアム交付対象電力量からも除外される。したがって、出力抑制が増加する条件では、発電プロファイルの違いがプレミアム収入の差としてより明確に現れる。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.



※太陽光発電と風力発電でスケールが異なることに留意が必要

図 7-1 FIP 収益における確率的評価の結果（風力発電）



※太陽光発電と風力発電でスケールが異なることに留意が必要

図 7-2　FIP 収益における確率的評価の結果（太陽光発電）

4. 考察

個別地点の発電プロファイルの違いは、卸電力価格、0.01 円/kWh コマ、プレミアム交付対象電力量、出力抑制との時間的な重なりを通じて、FIP 制度下の収入の上振れ・下振れを生むことが確認された。また、オープンデータを用いることで、個別アセットの実績データがない段階でも、地点別プロファイルのばらつきと収益影響を確率的に把握できる可能性が示された。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

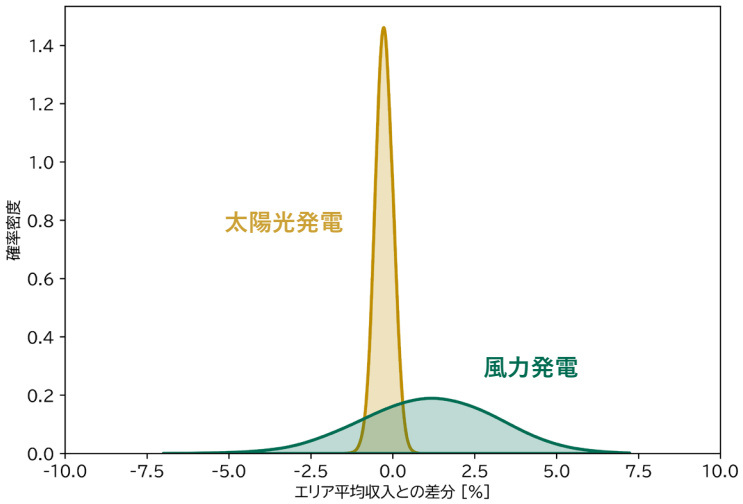


図 8 電源種別の評価結果(出力抑制が増加するケースの合計収入)

電源種による発電プロファイルリスクの違いを図 8 に示す。太陽光発電は昼間に限定して発電し、出力変化も比較的規則的であるため、発電プロファイルはエリア平均プロファイルと類似しやすい。この結果、風力発電と比較するとエリア平均プロファイルとの差分は相対的に小さく、発電プロファイルリスクも小さいと考えられる。実際、太陽光発電では、晴天時にはエリア内で類似した発電パターンを取りやすく、地点間差は主に雲量、日射条件、設置条件の違いとして現れる。一方で、風力発電は、風況が地形や地点条件に強く依存するため、同じエリア内でも発電する時間帯や発電量の変動が大きく異なる。このため、風力発電はエリア平均プロファイルとの差分が大きくなり、FIP 制度下の収入差として顕在化しやすいと考えられる。

また、出力抑制が増加するケースでは、0.01 円/kWh コマとして扱う時間帯が増えるため、発電プロファイルの違いがプレミアム収入の差として現れやすくなる。特に、発電量が 0.01 円/kWh コマと重なる場合、市場収入が限定的となるだけでなく、プレミアム交付対象電力量からも除外される。このため、出力抑制が増加する条件では、発電量の総量だけでなく、プレミアム交付対象となる時間帯にどの程度発電できるかを評価することが重要となる。

一方で、地域エネルギー需給データベースに掲載されているデータを用いた評価には留意すべき点がある。同データベースの発電プロファイルは、実測された個別アセットの発電実績そのものではなく、衛星データ等を用いて推計されたデータである。このため、本データには、衛星観測値を基に日射量等を推計する過程、気象データを設備利用率・発電電力量へ変換するモデルおよび仮定に由来する推定差異が含まれ得る。また、今回用いたデータは 1 年間の 8,760 時間分であり、複数年にわたる気象変動や極端年の影響を直接評価するものではない。

また、データの集計粒度に起因する均し効果には注意が必要である。市区町村単位の発電プロファイルは、個別地点の発電変動を一定程度ならした値として表現される。このため、地点単位ではより大きな上振れ・下振れが生じる可能性がある場合でも、分析上は分布幅が抑えられる可能性がある。したがって、本分析で示した発電プロファイルリスクは、少なくとも市区町村粒度で確認できるリスクであり、個別アセット単位のリスクを完全に表すものではない。したがって、本手法は個別アセットの実績評価を代替するものでは

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

なく、事業検討初期段階における発電プロファイルリスクのスクリーニング手法として位置付けることが適切である。

以上を踏まえると、オープンデータを用いた確率的評価は、個別アセットの実績データがない段階で、候補地点や電源種ごとの発電プロファイルリスクを比較するための有効な初期評価手法である。より詳細な事業性評価では、実績データを用いた分析をはじめ、需給バランス制約による出力抑制、送電容量制約による出力抑制、優先給電ルールの変更に対応した分析も必要である。

5. 結言

本コラムでは、オープンデータを用いた発電プロファイルリスクの確率的評価方法の一例を示した。分析手法および結果の解釈には下記の留意点があるものの、オープンデータを活用することで、特定地点における時系列の発電プロファイルの不確実性に起因する収入の不確実性を評価できることを示した。したがって、アセットを保有せず、発電実績データを取得できない事業者であっても、発電プロファイルリスクの確率的評価を行うことは可能であると考えられる。再エネ発電事業では、発電総量のみならず地点の特徴を踏まえた発電プロファイルの不確実性に対する分析・評価が重要になるだろう。

本シミュレーションにおける留意点

- 基準価格、バランシングコスト、非化石価値相当額は特定の仮定を置いたうえでの試算結果であり、基準価格の大小に応じて合計収入に占める市場収入とプレミアム収入のバランスが変わり得る。
- 本試算は 2019 年度の卸市場価格ならびに 2034 年度を対象とした出力抑制見通しに基づいた計算結果である。今後は再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、卸市場価格において 0.01 円/kWh コマが多く発生することが想定される。プレミアムが当該コマには付与されない点などを背景に、発電プロファイルの影響がさらに大きくなる可能性がある。
- 実際の発電量においては、出力抑制の影響を踏まえる必要がある。さらに、FIP においては優先給電ルールの影響を受ける可能性があるため、今後はこれらの点の観点を踏まえた評価が必要である。
- 詳細な方法論はさらなる議論・精査の余地があるが、本コラムは発電プロファイルリスクの確率的評価の実現に向けて一つの可能性を示すものである。
- 地域エネルギー需給データベースに掲載されているデータは1月1日から 12 月31日の年単位で整理されている。一方で調整前プレミアム単価は年度単位で算出されるため、今回は年度単位に合わせて計算した。

※本試算は発電プロファイルリスクの確率的評価手法を例示する目的で公表されるものである。本分析結果を使用することで万一損害などが発生した場合にも当社は一切の責任を負いません。

[1] 東北大学大学院工学研究科 中田研究室、“地域エネルギー需給データベース”、閲覧日：2026 年 9 月 16 日、https://energy-sustainability.jp/

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

[2] Ryoga Ono, Hiroaki Onodera, Koyo Kikuchi, Yudai Morita, Rémi Delage and Toshihiko Nakata, Japan Energy Database with hourly and municipal-scale estimates to support local energy system analysis. Scientific Data (2025)
[3] 東北電力ネットワーク、”出力制御の長期見通し算定結果、および算定に用いたシミュレーションデータ”、閲覧日：2026 年 4 月 15 日

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.