

Sensitivity Analysis on Business Profitability considering Cumulative Loss of Energy Risk in Small Solar Power Plants

Yoh YASUDA^{*1}Toshiyuki OKUYAMA^{*2‡}Toshio DAIMON^{*3}

小規模太陽光発電所の累積損失率を考慮した 事業収益リスクの感度分析

安田 陽^{*1‡}奥山恭之^{*2}大門敏男^{*3}

Abstract

Feed-in Tariff (FIT) schemes in Japan are designed to ensure an Internal Rate of Return (IRR) of approximately 4–6%. However, unexpected energy losses due to curtailment and inadequate maintenance represent significant risk factors, particularly for small-scale solar power plants under 1 MW. This paper focuses on the IRR, conducting a sensitivity analysis of project profitability while accounting for cumulative energy losses from future possible curtailment and inadequate maintenance. While profitability analysis is commonplace in business, implementing sensitivity analysis and risk visualisation holds academic value, benefits many owners and O&M operators of small-scale solar plants, and contributes to healthy and sustainable businesses in decarbonisation.

Keywords: curtailment, Cumulative loss of energy ratio, Operation and Maintenance (O&M), Internal Rate of Return (IRR)
キーワード：出力抑制, 累積損失率, 保守運用(O&M), 内部利益率 (IRR)

1. はじめに

日本の固定価格買取 (FIT: Feed-in Tariff) 制度では、「適正な利潤」として内部収益率(IRR: Internal Rate of Return)が 4~6%となるように、調達価格等算定委員会によって FIT 調達価格が決められている¹⁻¹⁴⁾。

例えば、2012 年度の FIT 調達価格を定めるための調達価格等算定委員会の委員会案では、当時の市場を調査した結果、10 kW 以上の事業用太陽光発電の建設費(CAPEX: Capital Expenditure)は 32.5 万円/kW、1 年当たりの運転維持費(OPEX: Operation Expenditure)は 10 千円/kW、IRR(税前)は 6%、調達期間を 20 年とし、その結果として 40 円/kWh(税抜)という調達価格が提案されている¹⁾ (ただし、同資料では設備利用率の想定数値は見られない)。

また、直近の 2026 年度の FIT 調達価格の案では、地上設置 50 kW 以上入札対象範囲外の太陽光の調達価格が 8.6 円/kWh との案が出されたが、その算定根拠は資本費の内

訳がシステム費用 11.3 万円/kW、土地造成費 0.9 万円/kW、接続費用 1.35 万円/kW、運転維持費 0.42 万円/kW/年、廃棄等費用(DEPEX: Decommissioning Expenditure)の総定額 1 万円/kW、設備利用率 18.3%、運転年数 25 年、調達期間 20 年、調達期間終了後の売電価格 9.6 円/kWh、IRR 4%と公表されている¹⁴⁾。

この「適正な利潤」としての IRR 4~6%は、脱炭素(カーボンニュートラル、ネットゼロ)達成の有力手段としての再生可能エネルギーへの政策的・経済的インセンティブであるとも解釈できるし、まだ十分に成熟していない新しい産業分野において、将来発生しうる不確実性に対応するためのリスク緩和策であるとも解釈することができる。

小規模太陽光発電所(本論文では、定格出力が 10 kW 以上 50 kW 未満の小規模事業用電気工作物、および定格出力が 50 kW 以上 2,000 kW 未満の事業用電気工作物の発電所を「小規模太陽光発電所」と定義する)において発生しやすいリスクとして、文献 15)および 16)では、不適切管理による累積損失率の増大が指摘されている。

発電所の運転開始前の発電計画に対して期待通りに発

*1 Senior Researcher, Institute for Sustainable Energy Policies
Yotsuya Saneicho 16-16, Shinjuku, Tokyo 160-0008, Japan
‡e-mail: yasuda_yoh@isep.or.jp

*2 Energy Vision Co. Ltd.

*3 Japan O&M Association for Renewable Energy

Received: November 26 2025, Accepted: March 31 2026

*1 環境エネルギー政策研究所 主任研究員 (〒160-0008 東京都新宿区四谷三栄町 16-16) ‡e-mail: yasuda_yoh@isep.or.jp

*2 (株)エナジービジョン

*3 新エネルギーO&M協議会

(原稿受付: 2025 年 11 月 26 日, 受理日: 2026 年 3 月 31 日)

電できず、発電電力量が低下する場合がある。この発電電力量の低下の要因は、パネルの自然劣化といった既知の物理現象で予め想定されているものや、出力抑制といった発電所所有者・運用者に起因しないものも含まれるが、本論文ではそれ以外の発電電力量の低下を招く要因を「不適切管理」と定義する。また、「累積損失率」とは、運転開始前の発電計画に基づく累積発電電力量に対して、実際に発電された累積発電電力量との差異である累積逸失電力量の比率と定義される。筆者らが調査した限りでは、小規模太陽光発電事業者の発電計画にパネルの自然劣化が盛り込まれているかどうかはまちまちである。したがって安全側に考えるため、本論文では発電計画にパネルの経年劣化が盛り込まれていないケースを想定する。もしパネルの経年劣化以外の他の要因による損失がない場合は、運転年あたりの累積損失率は経年劣化率と等しくなる。

不適切管理は、例えばパネルの汚れを放置する、雑草や周辺樹木の繁茂による影を放置する、パワーコンディショナの不調による出力低下を放置するなどが挙げられる。また、発電電力量の低下を招く事故や故障も、本来、発電所所有者・運用者の責務としてそれを未然に防ぐ管理が必要であるという点で不適切管理に含むこととする。万一事故や故障が発生した際もそれらが早期に発見・対応できれば発電電力量の低下はわずかで済むが、監視不足により事故や故障を長期間放置した場合、発電電力量が大きく低下する。このようなケースも不適切管理のひとつに含まれる。建物や樹木などによる影、または手前のアレイにより発生する影（いわゆる自己影）による発電電力量の低下も、発電所建設時にそれらを想定していれば発電計画に盛り込まれるので予期せぬ発電電力量の低下にはなり得ないが、盛り込まれていなかったとしたら、発電所所有者・運用者の責務として不適切管理に含むのが適当である。

文献 16)によると、日本全国の 272 の小規模太陽光発電所を調査した結果、運転年あたりの累積損失率の中央値は 1.08%/年となり、経済産業省等が想定している太陽光パネルの経年劣化率 0.5%/年よりも大きな値となっていることが明らかになっている。この値は、運転開始後 20 年経った時点で累積損失は 21.6%にも上ることになり、小規模太陽光発電事業者にとって経営の根幹に関わる大きなリスクとなる。累積損失の全てが必ずしも不適切管理に起因するものではないが、パネル性能劣化など発電事業者の行動に起因しない他の要因に比べはるかにその割合が大きい可能性が高い。このような不適切管理は、いわゆるメガソーラーなどの大規模太陽光発電所や風力発電所ではほとんど考えられない事態ではあるが、個人所有者や委託管理が多い小規模太陽光発電所では、上記のような深刻な事態が日本全体で発生していることが文献 15-16)の調査から明らかになっている。

一方、日本では 2018 年から九州エリアで、2023 年以降はその他のエリアでも出力抑制が発生しており、出力抑制のリスクが発電所経営に深刻な影響を与えるかのよう

な懸念が大きく流布されている（例えば文献 17-23)）。文献 16)では発電所運転開始時からの累積損失率を定義し、出力抑制率が最も高い九州エリアにおいても、例えば 2013 年に運転開始した発電所の 11 年目の出力抑制による累積損失率は 1.8%であることを明らかにしている。文献 16)では全累積損失率の中に含まれる出力抑制に起因する割合は分離できていないが、出力抑制に起因する累積損失は小さいことが明らかになっているため、不適切管理に起因する損失が相当に大きな割合を占めると推測できる。

そこで本論文では、IRR に焦点を当て、上記の出力抑制や不適切管理による累積損失率が IRR にどのように影響を与えるかについて、事業収益分析を行うことにより、リスクを定量化・可視化することを試みる。

一般に事業収益分析は、ビジネス分野では一般的であり、太陽光発電の分野でも当然ながら多く用いられていると予想される。しかし、このような分析は財務情報であるため通常は非公開の場合が多く、具体的な定量分析やリスク分析の公開事例は非常に少ない。数少ない例外として、例えば文献 24-25)が挙げられる。文献 24)はスコットランドの風力発電所の事業評価報告書であり、事業収益評価だけでなく地域経済への社会的便益の評価が開示されている。また、文献 25)では、風力発電所の保安停止が IRR に与える影響が分析されている。

本論文では、出力抑制の将来予測や不適切管理による累積損失率の不確実性に関わるパラメータを変化させ、感度分析を行う。この出力抑制や不適切管理といった不確実性を考慮したリスク分析こそが本論文の目的であり、最も新規性のある点である。また、このように感度分析を実施し、そのリスクを定量化・可視化することで、小規模太陽光事業者や保守運用(O&M: Operation and Maintenance)業者へのリスク認知やリスク対策を促し、日本全体で健全かつ持続可能な再生可能エネルギーの発展に貢献することができる。この点で、本論文の方法論は社会的意義の大きな有用性があるものと考えられる。

2. モデル発電所の事業収益分析

感度分析を実施するにあたり、まずは小規模太陽光のモデル発電所を設定し、ベースケース(リスクなしケース)について分析を行うこととする。本論文におけるモデル発電所は、調達価格等算定委員会の各年の FIT 調達価格の算出根拠となる CAPEX, OPEX, DEPEX, 設備利用率, 運転期間と同一の諸元を持つものと仮定する。表 1 に、2012 年度から 2026 年度までの太陽光の FIT 調達価格(2018 年度までは 10 kW 以上, 2019 年度以降は 50 kW 以上)および算定根拠の諸元一覧を示す。表中、太字の情報は、第 3 章以降の感度分析において用いるパラメータである。

次章以降の分析では、出力抑制率、累積損失率、IRR な

Table 1 FIT price and underlying CAPEX, OPEX, DEPEX, and IRR of Small Solar Power Plants in Japan
(summarised by the authors after Refs.1-14))

approved year (fiscal year)	Class	FIT price [JPY/kWh] (excl. tax)	CAPEX [JPY/kW]	OPEX [JPY/kW/y]	DEPEX [JPY/kW]	capacity factor	operation period	IRR (before tax)
FY2012	10 kW and more	40	325,000	10,000	17,000	—	20	6%
FY2013		38	295,000	9,000	15,000	12%		
FY2014		32	292,500	8,000		13%		
FY2015		29	307,500	6,000	14%			
April-June July-		27						
FY2016		24	278,500	13,000	15.1%			
FY2017		21	271,500		17.1%			
FY2018		18	238,500		12,000			
FY2019	50 kW – 500 kW	14	199,500	5,000	10,000	17.2%	25	4%
FY2020	50 kW – 250 kW, excl. auction	12	169,500			—		
FY2021		11	—			—		
FY2022		10	—			—		
FY2023		9.5 (9.4*)	144,500			17.7%		
FY2024		9.2 (10.1*)	138,500			18.3%		
FY2025		8.9 (11.6*)	—					
FY2026		50 kW –, excl. auction	8.6 (9.6*)			135,500		

* selling price after FIT procurement period (20 years).

どのパラメータおよび出力結果は全て百分率で表現されるため、発電所の規模(設備容量)は結果には影響せず、本分析手法はどのような設備容量の太陽光発電所にも適用可能である。ただし、ここでは特に不適切管理による累積損失率に着目するため、それが発生しやすい小規模太陽光発電所を想定することとする。

本論文で採用するモデル発電所には、FIT 認定年・運転開始年によって、下記のように 3 つの異なるモデル発電所を設定する。

- モデル発電所 1: 2014 年度 FIT 認定, 2015 年運転開始
- モデル発電所 2: 2019 年度 FIT 認定, 2020 年運転開始
- モデル発電所 3: 2024 年度 FIT 認定, 2025 年運転開始

ここでは計算の単純化のため、それぞれ各年度の早期に認定を受け、その年に建設工事を完了して認定年の翌年 1 月 1 日に第 0 期として運転開始し、第 19 期(ただしモデル発電所 3 は第 24 期)の 12 月 31 日に運転終了したのち、第 20 期(ただしモデル発電所 3 は第 25 期)に発電所を撤去するものと仮定する。運転開始日や会計期間の期首が 1 月 1 日でない場合、会計期間の年間出力抑制率の値が暦年のそれと異なり、収益の現在価値が異なってくる可能性がある。ただしその場合でも、IRR は 0.数%とわずかである。

なお、日本の FIT 制度では、運転開始年ではなく認定年で調達価格が決まるため、認定を受けた翌年ではなくそれ以降の年に遅れて運転開始する発電所も少なくない。そ

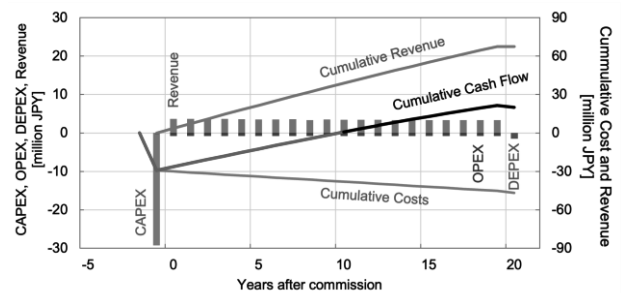


Fig. 1 Profitability analysis of model plant 1
(no-risk case).

のような発電所も想定するために、第 5 章では運転開始年を固定して FIT 認定年を変化させた場合の感度分析も行うこととする。同様に、表 1 にあるような標準的な CAPEX, OPEX, 設備利用率とは異なる諸元を持つ発電所に対しても、それらのパラメータを変化させた場合の感度分析を第 5 章にて実施することとする。

図 1 は、例として 100 kW の設備容量(交流)を持つ 2014 年度に FIT 認定され 2015 年に運転開始した発電所(すなわち、モデル発電所 1)の事業評価分析の結果を示す。ここでは次章以降で分析するような出力抑制や不適切管理による損失、パネル劣化や事故等による収益減少や OPEX 上昇は発生しないと仮定している(すなわち、リスクなしケース)。図では各年の収益および費用がそれぞれ正方向・負方向の棒グラフ(目盛は左縦軸)で示されており、累積収益および累積費用、さらにその差である累積利益(いわゆる累積キャッシュフロー)が折れ線グラフ(目盛は右縦軸)で描かれている。

このような事業収益分析を行うことにより、IRR を用いて収益性を評価することが可能となる。ここで IRR と

は、投資によって得られる将来キャッシュフローの現在価値と投資額の現在価値が等しくなる割引率を表す。IRR は次式、

$$\sum_{0}^n \frac{C_n}{(1+r)^n} = 0 \quad \dots\dots\dots (1)$$

を解くことによって得ることができ、本論文では IRR は Microsoft Excel の IRR 関数を用いて各年のキャッシュフローから IRR を計算した。ここで n は運転開始後の年次、 C_0 は CAPEX、 C_n は n 年目のキャッシュフロー、 r は IRR である。

図 1 に示したモデル発電所 1 のリスクなしケースにおける IRR は、7.23%と見込まれる。同様に、モデル発電所 2 およびモデル発電所 3 のリスクなしケースの IRR は、それぞれ 4.85% および 4.91% と算出される。IRR は将来のインフレ率が IRR の値を超えない限り利益を見込むことができる値と解釈することができる。また、小規模太陽光発電所の場合、発電所建設にあたって金融機関からローンを組んでいる個人所有者も多く、その場合は IRR がそのローン金利を下回らなければ利益を見込むことも解釈できる。

次章以降では、このモデル発電所に対して、出力抑制および不適切管理による累積損失率の上昇といった不確実性を考慮しながら、事業リスクの感度分析を行っていくこととする。

3. 出力抑制が IRR に与えるリスク

3.1 出力抑制の将来予想

出力抑制が日本の電力システムにおいて将来どの程度発生するかについては、直近では 2024 年 12 月に開催された経済産業省 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会/電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ(第 53 回)にて、表 2 のように長期見通しが公表されている(なお、経済産業省の呼称では「出力制御」だが、本論文では国際的な用語 “curtailment” の訳語である「出力抑制」と表記する。沖縄エリアは小規模離島系統であるため、本論文では対象としない)。

系統ワーキンググループの長期見通しでは、「太陽光と風力について、2024 年度供給計画 2033 年の導入量の伸びの 1.3 倍程度まで導入された場合を想定したもの。需要は 2024 年度供給計画 2033 年の見通しの 1.1 倍想定」¹⁹⁾ という条件で、無制限無補償ルール事業者の再エネ出力制御見通しが提示され(表 2 では “Business-As-Usual Case” と表記)ている。また、それに対して需要対策、供給対策、系統対策を行った場合の出力抑制率の差分が百分率で示されている。例えば北海道エリアおよび九州エリアで需要対策、供給対策、系統対策が全て適切に実施された場合、

Table 2 Long-Term Outlook of Curtailment (arranged by the authors after Ref.26))

Area	Business-As-Usual case	Demand-side measures	Supply-side measures	Grid-side measures
Hokkaido	26%	-3%	-3%	-17%
Tohoku	44%	-4%	-6%	-32%
Tokyo	1%	0%	-1%	0%
Chubu	2%	-1%	-1%	0%
Hokuriku	5%	-1%	-2%	0%
Kansai	4%	-1%	-1%	0%
Chugoku	7%	-2%	-2%	0%
Shikoku	6%	-2%	-1%	0%
Kyushu	20%	-5%	-2%	-4%

2033 年の出力抑制率はそれぞれ 26% - 3% - 3% - 17% = 3%, 20% - 5% - 2% - 4% = 9%となる。

本論文の不確実性を考慮した感度分析では、以下の 3 通りのシナリオを想定し、将来の出力抑制率の不確実性の幅を設定する。

- 低位 (Low) シナリオ: 需要対策, 供給対策, 系統対策が全て適切に実施された場合
- 中位 (Medium) シナリオ: 系統対策のみが実施された場合
- 高位 (High) シナリオ: 対策が全くなされなかった場合

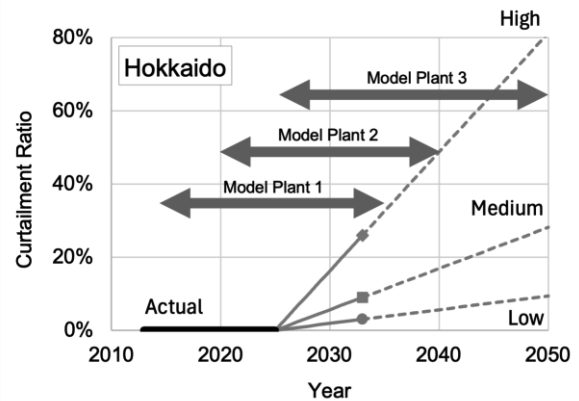


Fig. 2 Long-term outlook of curtailment ratio in Hokkaido area.

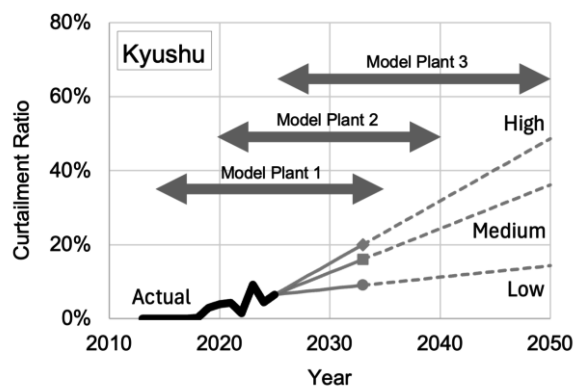


Fig. 3 Long-term outlook of curtailment ratio in Kyushu area.

図 2 に、北海道エリアにおける出力抑制率の将来予想曲線を低位・中位・高位シナリオに分けて描いたものを示す。また図 3 に九州エリアにおける同様のグラフを示す。図では参考までに、前節で設定した 3 つのモデル発電所の運転期間(それぞれ 2015~2034 年、2020~2039 年、2025~2049 年)も矢印で示している。

ここでは、2012~2025 年の同エリアでの出力抑制率の実績値も描かれているが、これは文献 27-28)から筆者らが集計した暦年の値であり(ただし、2025 年は過去の実績値の傾向を元に、上半期の実績値を 0.6 倍して年間出力抑制率を推計)、各一般送配電事業者や経済産業省が公表する年度単位の値とは若干異なることに留意が必要である。北海道では本稿執筆時点までに出力抑制は数回しか実施されておらず、年間抑制率は 0.1%未満である。また、九州エリアでは 2018 年以降出力抑制が実施されており、2023 年に年間抑制率が 9.1%に達したものの、2024~2025 年はそれよりも低い値に抑えられている。

将来予想曲線は、系統ワーキンググループによる 2033 年断面での試算値に基づいた各シナリオの出力抑制率見通しの値をプロット点で示しており、2025 年実績値から 2033 年まで線形的に上昇すると仮定した。また 2033 年以降も 2025~2033 年までの直線を外挿し、さらに線形的に上昇すると仮定した。

このような線形的な出力抑制率の上昇は、特に高位シナリオの場合、現実には「ほぼあり得ない」予想ではある。ここでほぼあり得ないと判断するのは、下記の 3 つの理由が挙げられる。

- ① 欧州各国の過去の出力抑制の動向を見ると、現時点で変動性再生可能エネルギー(VRE: Variable Renewable Energy)導入率が 30~40%に達している国やエリアでも、出力抑制率は概ね 10%程度に維持されている²⁹⁻³⁰⁾。
- ② 他エリアとの連系線容量が小さく、ほぼ孤立エリアとみなせる南オーストラリアでも VRE 導入率が 70%に達する中で出力抑制率は 10%未満に抑えられているという実績がある³⁰⁾。
- ③ 各国のこれまでの柔軟性技術の導入状況³¹⁻³²⁾や今後の電力技術の進展を考えると、全くの無対策というシナリオは、戦争や大災害、大恐慌といった日本全体の経済や社会インフラ設備が大規模に毀損されるような極端に稀頻度の事象が発生しない限り、考えることができない。

しかしながら、図 2 および 3 のような線形的上昇以外の想定(例えば、ある数値で飽和するなど)は、分析者の恣意性が混入しやすいため、ここでは数学的に最も単純な仮定として線形的上昇を採用することとした。また、「ほぼあり得ない」想定をも排除せず想定するのが、リスクマネジメントの考え方とも言える。

ただし、想定はするものの、発生確率(可能性)は極めて

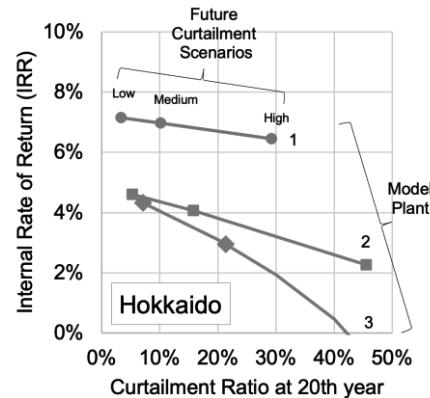


Fig. 4 Sensitivity analysis on curtailment risk in Hokkaido area.

低く、この高位シナリオの結果の数値だけが一人歩きして不安が拡散することは望ましくない。原子力発電所の事故など、稀頻度ではあるが発生すると社会全体に大きな負の影響を与える稀頻度リスク(いわゆるブラックスワン現象)であれば「ほぼあり得ない」事象に関しても十分な対策を準備しておく必要がある。「想定外」は許されることではない。しかし、小規模太陽光発電などの事業の場合、このような稀頻度の事象が万一発生したとしても企業の事業の範囲に留まり、社会全体に大きな負の影響を与える外部不経済の発生はほとんど考えられない。企業の事業の範囲に留まるリスクは、それこそ各企業の経営判断の範疇であり、他の複数の発電所・発電方式とポートフォリオを組んでリスクヘッジするなど、経営者の経営方針に基づく意思決定の問題である。また、この稀頻度の事象が政策の不備や不作為に基づくものであるとすれば、企業や産業界は適切な科学的根拠を元に政策決定に参画することが望ましく、それが根拠に基づく政策決定(EBPM: Evidence-Based Policy Making)の理想的な形である。

したがって、蓋然性の高い将来予想としては、低位シナリオから中位シナリオの間の範囲が「現実的な」予想であるとみなすことができる。

3.2 出力抑制のリスク感度分析

本節では、出力抑制が IRR に与える影響を見るために、横軸に運転開始後 20 年目(第 19 期)に予想される出力抑制率を、縦軸にその場合に得られる IRR の値を張った相関グラフを評価することとする(モデル発電所 3 では運転期間は 25 年であるが、他のモデル発電所との比較のために FIT 調達終了年の第 19 期に揃えていることに留意)。また、第 2 章で示した 3 つのモデル発電所および 3.1 節で示した 3 つの出力抑制将来シナリオについて、感度分析を実施し、不確実性に対応したリスク評価を行うこととする。

図 4 に北海道エリアにおける 3 つのモデル発電所および 3 つのシナリオに従って、将来の出力抑制率が変化した場合に IRR に与える影響を示す。

この図から観察できることとして、まず 2015 年に運転開始した発電所(モデル発電所 1)では、上位シナリオの場

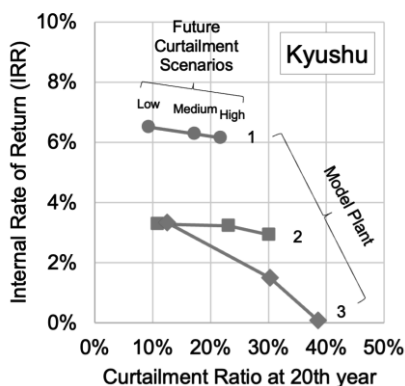


Fig. 5 Sensitivity analysis on curtailment risk in Kyushu area.

合でも IRR は 6%以上を確保できる結果となった。この理由は、北海道エリアでは 2025 年まで出力抑制率はほぼ 0%であり、モデル発電所 1 では運転開始後約 10 年に亘って出力抑制のリスクを受けていないことが挙げられる。また、IRR の定義上、運転開始から時間が経過するごとに現在価値が低くなるため、運転期間の後半に出力抑制が増えたとしても、IRR にはそれほど大きな影響を与えないという点も理由として挙げられる。

また、2020 年に運転開始した発電所(モデル発電所 2)では、高位シナリオにおいても IRR が 2%を確保できる結果となった。このことは、運転開始後 20 年後に出力抑制率が 50%という「ほぼあり得ない」場合でも、ある程度の利益が確保できるとも解釈できるし、将来のインフレ率が 2%以上見込まれる場合(もしくはローン金利が 2%を超える場合)は利益が確保できないと解釈することもできる。

2025 年に運転開始した発電所(モデル発電所 3)では、中位シナリオでは IRR が 3.0%となる結果となった。また、高位シナリオ(第 19 期において予想される出力抑制率 61.8%)における IRR の計算は収束せず、結果を得ることができなかった。そのため、第 19 期において出力抑制率が仮に 40%、50%になった場合を内挿して予想曲線を描いたところ、約 44%で IRR がゼロになる結果が得られた。特にモデル 3 で曲線が大きく非線形になるのは、IRR の計算は本文中式(1)を求解することによって計算されるため、必ずしも線形にならないからである。また、IRR は単純に運転開始から 20 年後の抑制率で決まるのではなく、それまでの累積(積分)で決まるため、運転開始から 20 年後の抑制率が大きく運転年が長いほど、曲線の傾き(低下率)が大きくなっていくことが理解できる。さらに、モデル発電所 3 において中位シナリオ以上の出力抑制率の想定時に IRR が大きく下がるのは、2025 年に発電を開始した発電所はそれまで同エリアで出力抑制率がほぼ 0%であった恩恵を受けておらず、運転開始直後から出力抑制率が徐々に大きく上昇するからだと考えられる。

同様に、九州エリアでの出力抑制率と IRR の関連グラフを描くと、図 5 のようになる。九州エリアも北海道エリ

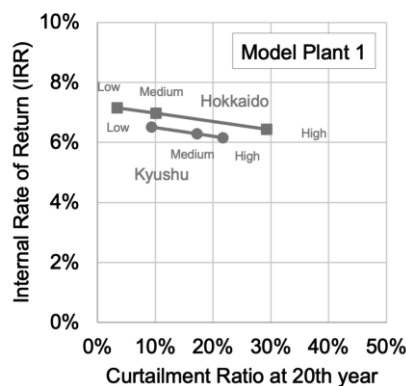


Fig. 6 Comparison of curtailment risks between Hokkaido and Kyushu areas for model plant 1 (commissioned in 2015).

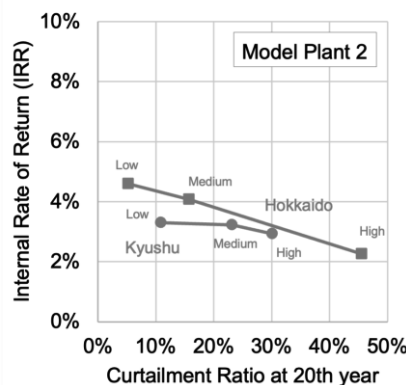


Fig. 7 Comparison of curtailment risks between Hokkaido and Kyushu areas for model plant 2 (commissioned in 2020).

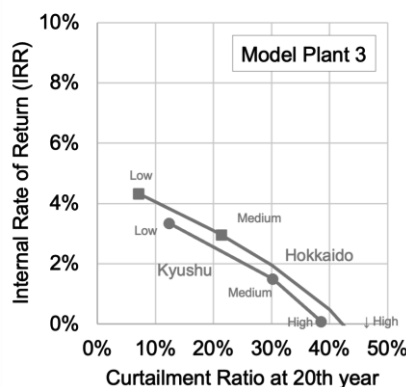


Fig. 8 Comparison of curtailment risks between Hokkaido and Kyushu areas for model plant 3 (commissioned in 2025).

アとほぼ同様の傾向を示すが、北海道エリアよりも高位シナリオの出力抑制率の値が低いため、高位シナリオにおいても IRR がゼロを下回らないことが相違点として挙げられる。また、低位シナリオにおいてモデル発電所 3 の IRR がモデル発電所 2 よりわずかに上まっていることが認められるが、その理由は、2025 年に運転開始したモデル発電所 3 では、運転期間が 25 年とモデル発電所 2 より長い運転期間を想定していることが挙げられる。

なお、前節において、恣意性を排するために出力抑制率は2033年以降も線形に上昇すると過程したが、現実的に考えられる想定として、出力抑制がある一定の水準で飽和する（維持される）という想定もあり得る。その場合、例えば図4においてモデル発電所1の高位ケースの抑制率が30%に達した後一定になると仮定すると、高位シナリオのプロット点はモデル発電所1の曲線よりもやや下方に位置することになる（20年後の抑制率が同じでも、IRRは各年の抑制率の積分に影響されるため）。本論文で提案した手法はそのように抑制率の上昇が非線形の場合も考慮できるが、ここでは恣意性を極力排除した感度分析という観点から、抑制率が線形的に上昇するという仮定を用いてグラフ化している。

3.3 出力抑制リスクのエリア比較

前節では、北海道エリアと九州エリアを例に取り、将来の出力抑制がIRRに与える影響をそれぞれ評価した。この2つのエリアを例に取った理由は、北海道エリアが現時点(2025年)までに日本の中で最も出力抑制の少ないエリアの一つであり、九州エリアが最も出力抑制の多いエリアだからである。本論文では誌面の制約上、他のエリアの分析結果を全て提示することはできないが、両エリアの傾向を1枚のグラフの中で比較すると、他のエリアの傾向も容易に類推することができる。

図6～8は、モデル発電所1～3(それぞれ運転開始年が2015, 2020, 2025年)ごとに分けた北海道エリアと九州エリアの比較図である。両エリアの曲線は近接しているが、他のエリアの傾向は、この両曲線の間に位置することとなる。表2では東北エリアの高位シナリオは北海道エリアのそれよりも高いが、北海道エリアの曲線をグラフ右方に外挿した曲線となることが容易に理解できる。それ以外のエリアは全て北海道エリアと九州エリアの両曲線の間に位置することになり、このことは他のエリアの発電所のリスクを類推する上で有用である。

4. 不適切管理による累積損失がIRRに与えるリスク

4.1 不適切管理による累積損失の将来予想

文献16)によると、小規模太陽光発電所の運転年あたりの累積損失率の中央値は1.08%/年となり、20パーセンタイル値は0.63%、80パーセンタイル値は1.93%という統計分析結果が得られている。したがって、この運転年あたりの累積損失率の仮定の元に運転開始後20年目(第19期)の年間損失率を予測すると、20パーセンタイル値、中央値、80パーセンタイル値の期待値はそれぞれ11.9%、20.4%、36.7%になると予想できる。この期待値の元に、不適切管理による累積損失がIRRに与える影響として感度分析の結果を図示すると、図9のようになる。

なお、文献16)の分析結果では、発電所の規模や位置(緯度・経度)と累積損失率の間に統計的に有意な相関が見ら

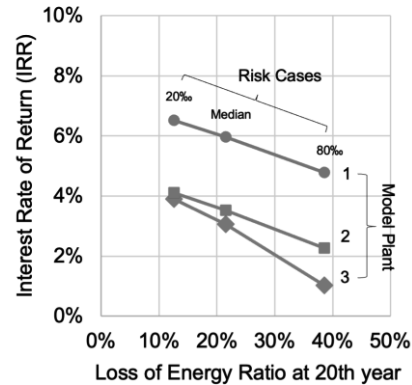


Fig. 9 Sensitivity analysis on loss of energy risk due to inadequate maintenance.

れないことが明らかになっているため、図9の結果はエリアによらず共通であると理解できる。

図から分かる通り、2015年に運転開始するモデル発電所1では過去の統計データの80パーセンタイル値という比較的大きな累積損失を出したとしても、IRRの値は5%台を維持できることがわかる。これは、FIT制度の初期(2012年度～2015年5月末まで)においては、太陽光発電所の商用運転のリスクのノウハウが十分蓄積されていないため、さまざまなトラブルがあったとしても対応できるように、優遇の経過措置として高いIRRが設定されていたため、と解釈できる。

また、2020年および2025年に運転開始したモデル発電所2,3は、初期よりは低いIRRが織り込まれ、それまでの期間に蓄積されたノウハウや知見を元に適切なメンテナンスが制度設計上要求されていると理解することができる。この時期に運転開始した発電所で中央値以上の累積損失率を発生させてしまうとすれば、本来蓄積されたノウハウや知見を学ばずに自らの不作為によって発生させてしまった自己責任の誹りを免れないだろう。幸い、本論文の分析は過去の統計データに基づく将来リスク予測であるため、この分析結果を元に多くの事業者が適切にリスク認知し、自己の努力により将来の累積損失を大きく低減して、その結果本分析の将来予測が大きく外れることになれば、それは本分析の目的を十分果たしたことになる。

4.2 不適切管理による累積損失リスクと出力抑制リスクの比較

本節では、前節の不適切管理による累積損失のリスク分析と、前章で行った出力抑制によるリスク分析を比較することとする。このような比較を行うことによって、異なる要因によるリスクの影響の度合い(どちらのリスクにより注意を払うべきか)が定量的・視覚的に明らかになる。

図10～12に、モデル発電所1～3(すなわち運転開始年がそれぞれ2015, 2020, 2025年)における北海道エリアにおける出力抑制リスク、九州エリアにおける出力抑制リスク、不適切管理による累積損失リスクの3つの異なるリスク要因を1枚のグラフに重ねたものを示す。

各図では、蓋然性の高いリスク領域を(i)~(iii)の四角枠で視覚的に示してある(図10の(i),(ii)および図11の(ii)の領域のみ、グラフ上の視認性のために本来定量的に得られる面積よりも大きめに表示させている)。

ここで「蓋然性の高いリスク領域」とは、出力抑制リスクに関しては低位~中位シナリオの2つのプロット点を対角とする長方形の領域であり、不適切管理による累積損失リスクに関しては20~80パーセントの2つのプロ

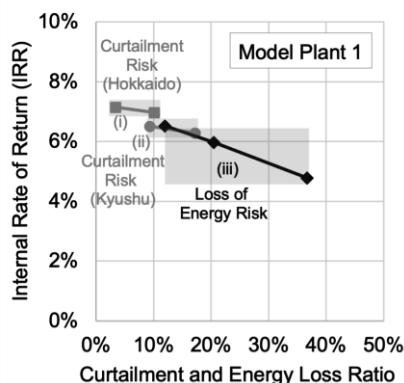


Fig. 10 Comparison of curtailment risks and cumulative energy losses for model plant 1 (commissioned in 2015).

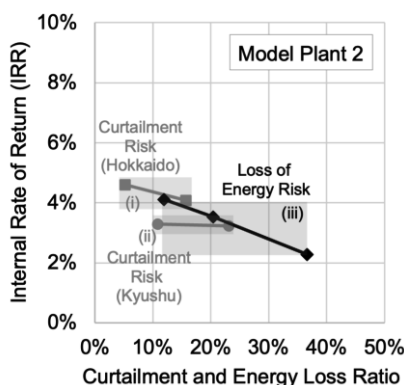


Fig. 11 Comparison of curtailment risks and cumulative energy losses for model plant 2 (commissioned in 2020).

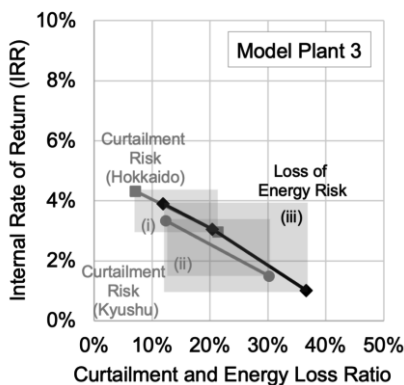


Fig. 12 Comparison of curtailment risks and cumulative energy losses for model plant 3 (commissioned in 2025).

ット点を対角とする長方形の領域を選定している. この領域を蓋然性が高いリスク領域とした理由は、出力抑制リスクに関しては 3.1 節で述べた通り高位シナリオは極めて稀頻度のリスクであり、不適切管理による累積損失リスクに関しては20~80パーセントの間に実に6割もの発電所が該当するからである。

図10および11を見ると、出力抑制による蓋然性の高いリスクよりも、不適切管理による蓋然性の高いリスクの方がIRRの低下を招きやすいことがわかる。これは、3.2節で分析した通り、2015年(およびそれ以前)に運転開始した発電所では、累積出力抑制率が低いためである。

一方図12では、九州エリアの出力抑制による蓋然性の高いリスクは不適切管理による蓋然性の高いリスクと同程度になっていることが認められる。このことから、特に九州エリアにおいて2025年以降に運転開始した太陽光発電所では、今後の出力抑制の緩和策など一般送配電事業者や政府審議会の議論を注意深く観察する必要があるとともに、自らの不作為や不注意で発生しうる不適切管理による累積損失を可能な限り低減することが必要とされる。

また、九州以外のエリアでは、東北エリアの出力抑制将来見通しの中位シナリオが九州エリアのそれと近い値であるため、2025年以降に運転開始した発電所にとって蓋然性の高い出力抑制リスクは、不適切管理による蓋然性の高いリスクと同等となる。しかし、その他のエリアでは過去の累積出力抑制率の推移から北海道エリアの曲線に近くなるため、中位シナリオ程度の出力抑制が発生したとしても、北海道エリアと同等あるいはそれより高いIRRが維持でき、リスクもそれほど大きくないと推測できる。このようなエリアにおいては、やみくもに出力抑制を不安視するのではなく、より高いリスク要因である不適切管理による累積損失の低減にこそ注意を払うことが望ましい。

5. CAPEX, OPEX, 設備利用率, FIT 調達価格などに対する感度分析

本論文の分析の最後として、モデル発電所の設定で与えられたCAPEX, OPEX, 設備利用率, FIT価格などに対する感度分析を行う。この感度分析は、調達価格等算定委員会のFIT調達価格の算定根拠となる諸元とは異なる諸元を持つ発電所の所有者・運用者に有益な情報となる。

調達価格等算定委員会が公表するFIT調達価格の算定根拠となる諸元は、その当時の市場価格動向や関係者へのヒアリングの結果、標準的なものが選ばれているが、発電所によってはその標準値より高い場合や低い場合もある。そのため、本章では、運転開始後20年目(第19期)に不適切管理によって発生し得る累積損失率の期待値の中央値である20.4%(図9の中央のプロット点)をベースケースとし、モデル発電所1~3の外性的パラメータであるCAPEX, OPEX, 設備利用率などをそれぞれ-10%および+10%変化させた場合(FIT認定年のみ、認定年を-1

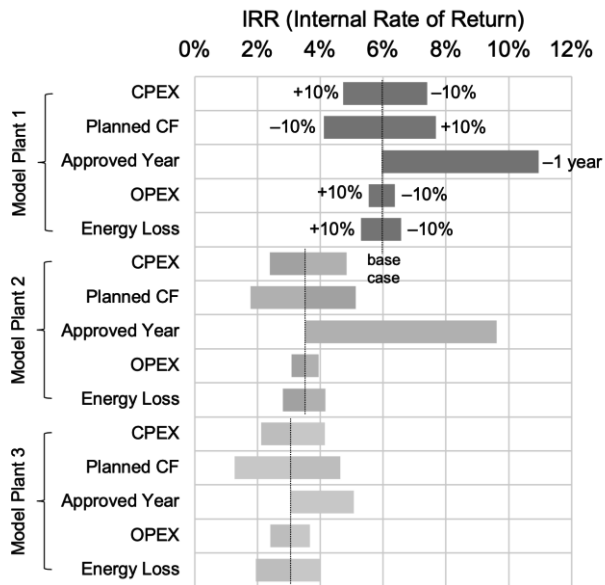


Fig. 13 Sensitivity analysis on CAPEX, OPEX, Capacity Factor (CF), Approved Year and Energy Loss for model plants 1-3. (Base case: median of expected value of energy losses)

年変化させた場合)に、IRR がどのように変化するかを感度分析することとする。

さらに、第 4 章の分析結果からの知見として、運転開始後 20 年目(第 19 期)の不適切管理による累積損失率が-10% および +10% 増減した場合に IRR がどのように変化するかも示すこととした。これらの結果をまとめたグラフを図 13 に示す。

5.1 CAPEX および設備容量に対する感度分析

グラフ中の変動パラメータのうち、CAPEX および設備容量は、計画時あるいはファイナンス組成時に確定している値である。これらのパラメータの感度分析は、調達価格等算定委員会の提示する標準的な諸元とは異なる発電所の IRR 減少リスクを類推する際に有用である(ただし、変化率は線形ではないことに留意)。例えば、モデル発電所 1 と同じく 2014 年度に FIT 認定を受け 2015 年に運転開始した発電所でも、CAPEX を標準価格よりも-10%安く抑えることができた発電所は、IRR が 1.4%ポイント向上することが見込まれる。同様に、モデル発電所 1 と同じだが日照条件に恵まれ設備利用率が標準値よりも+10%多く見込めるサイトがあるとすれば、IRR が 1.7%ポイント向上する。

5.2 FIT 認定年に対する感度分析

FIT 認定年に対する感度分析については、認定年を -1 年変化させた場合の感度分析を行った。すなわち、モデル 1 では 2013 年に FIT 認定を受け 2015 年に運転開始するケースに相当し、その場合の FIT 調達価格は +6 円/kWh 増加する。同様に、モデル 2 では 2018 年に FIT 認定を受け 2020 年に運転開始するケースであり、FIT 調達価格は +4 円/kWh の増加となる。また、モデル 3 では 2023 年に FIT 認定を受け 2025 年に運転開始するケースに対応し、

FIT 調達価格の増加は +0.3 円/kWh となる。

FIT 認定年を -1 年変化させる、すなわち認定年と運転開始年の間が 1 年開くと、市場価格の下落やパネルの性能向上によってより安い CAPAX やより高い設備利用率が見込め、より高い FIT 調達価格での買取が保証されることとなる。今回の感度分析の結果でも、たった 1 年運転開始時期を遅らせただけで、大きな IRR の増加を見込める結果が図 13 からはっきり認められる。

本来、理想的な FIT の制度設計では FIT 調達価格は運転開始年で決定されることが望ましく、多くの国では運転開始日(年)を基準に FIT もしくは類似の支援政策の価格が決定されている。図 11 中 FIT 認定年に関する感度分析の結果からは、この認定年と運転開始年の差は事業者にとってはより大きな利益を得る魅力的な手段として映るが、これは棚ぼた利益(windfall profit)に過ぎず、日本の FIT 制度の欠陥であるとも言える。

事実、この FIT 認定年と運転開始年の乖離は、「未稼働案件」として社会問題となり、経済産業省も対応に追われる結果となった³³⁾。この FIT 認定年に関する感度分析は、本論文の目的である出力抑制や不適切管理による累積損失のリスクとは直接関係ないが、このように感度分析を行うことにより、事業者にとってのリスクだけでなく、制度設計の不備による政策リスク(すなわち国民全体へのリスク)をも可視化できる。

5.3 OPEX および累積損失に対する感度分析

図 13 中、OPEX と累積損失に関しては、発電所の運転開始後も、発電所所有者・運用者の努力や経営判断によって能動的に変化させることができる外性的パラメータである。例えば OPEX を標準価格より+10%増やした場合(モデル発電所 1 では、8,000 円/kW/年×0.10 = 800 円/kW/年)、0.4%ポイントの IRR の低下が見込まれる。仮にその OPEX の増加によって不適切管理が解消され、累積損失率を-10%抑えることができれば、モデル発電所 1 の場合、IRR は 0.6%ポイント向上する。これは、モデル発電所 1 の運転開始後第 19 期における累積損失率の中央値は 20.4%であるところを、18.5%に低減できることに相当する。損失率の年変化率に換算すれば、1.02%から 0.93%と約 0.1%ポイントの低減である。したがって、OPEX の増加は追加負担ではなく、比較的短期に利益を生み出しやすい(現在発生している損失を緩和できる)投資と考えることもできる。

OPEX の増加は、不適切管理に起因して不本意に発生する場合もある。管理不足で事故や故障を多発させた場合、その後保険料が大幅に引き上げられたり、保険契約の引受を拒否される(その場合、事故や故障の修理費用が全額負担になり OPEX が相当に上昇することになり、累積損失の低減に貢献しない OPEX が不必要に増加するケースも十分考えられる。

不適切管理は発電所所有者・運用者にとって極めて重要なパラメータであり、その感度分析も運用や経営に重要な

意味を持つ。第 3 章および 4 章で議論した出力抑制と不適切管理による損失は同時に発生し得る。したがって、同時発生を考慮するならば、図 4~8 の出力抑制による IRR 低下曲線に対して仮に不適切管理によって更に 10% の累積損失を発生させた場合、図 13 で示した累積損失（図中では Energy Loss）の低下分だけ図 4~8 の IRR 低下曲線が下方に移動すると考えればよい。図 13 の感度分析は必ずしも線形関係ではないが、おおよその半定量的なリスク把握に役立つこととなる。

逆に、不適切管理の多くが単純に監視不足に起因するため、適切なリスク認知と最小限の行動変容のみで OPEX の追加コストなく累積損失率を大きく改善できる可能性もある。文献 15) のような適切な監視・メンテナンス方法を選択すれば、却って当初計画時に見込まれた OPEX を低減させながら、効果的に累積損失率を低減させることができる可能性もある。したがって、この感度分析の中では、OPEX と累積損失率の 2 つの変動パラメータこそが、発電所所有者・運用者の自らの情報収集能力・技術力・判断力でコントロールでき、発電開始後の IRR の低下リスクの緩和に大きく貢献するパラメータであることがわかる。

6. まとめ

本論文では、小規模太陽光発電所に発生しうるリスクが発電所経営にどのように影響を与えるかを定量的に把握し、可視化するために、内部利益率(IRR)に着目して事業評価のリスク分析を行った。

IRR に着目した事業評価分析は一般にビジネス分野ではよく見られる手法であるが、財務情報は非公開の場合がほとんどであり、定量的情報はなかなか開示されない。また、不確実性を考慮したリスク分析の情報も少なく、多くの小規模太陽光発電事業者が発電所に起こり得るリスクを科学的・定量的に把握しているとは言い難い状態である。

そこで本論文では、小規模太陽光発電所に発生しうる蓋然性の高いリスクとして、出力抑制と不適切管理による累積損失を取り上げ、感度分析をそれらの不確実性を定量化・可視化することを試みた。

その結果、小規模太陽光発電所で懸念されるリスクは、

- (i) 出力抑制のリスク：蓋然性の高い低位～中位シナリオを考える限りは、東北および九州エリアで 2025 年以降に運転開始する発電所以外は、IRR の低下にそれほど大きな影響を与えない。
- (ii) 不適切管理による累積損失のリスク：過去の統計分析結果を当てはめると、20~80 パーセントの範囲が蓋然性の高いリスクだとみなすことができ、小規模太陽光発電所の実に 6 割以上が IRR を 2~3%ポイント低下させてしまう大きなリスクがある。

となることが定量的・可視的に明らかになった。

また、OPEX と累積損失の感度分析の結果から、この 2 つの外性的パラメータは発電所の運転開始後も変化させることができるため、累積損失を緩和させるために OPEX を増加させることは経済的に正当性を持つことも明らかになった。

本論文の学術的新規性・有用性は、①調達価格等算定委員会が公表する算定根拠となる発電所諸元を元に、モデル発電所を設定したこと(第 2 章)、②出力抑制と不適切管理による累積損失といった不確実性の度合いを感度分析によって定量化・可視化できたこと(第 3 章および第 4 章)、③CAPEX, OPEX, 設備利用率, FIT 認定年などの外性的パラメータの感度分析を行ったこと(第 5 章)、の 3 点にある。これによって、汎用性・応用性の高い方法論が提案でき、多くの小規模発電所の所有者に対するリスク認知やリスク対策の普及啓発、ひいては持続可能な再生可能エネルギー発電事業の発展と拡大に貢献できるものと期待したい。

参考文献

- 1) 調達価格等算定委員会：平成 24 年度調達価格及び調達期間に関する意見, 2012 年 4 月 27 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/report_001_01_00.pdf
- 2) 調達価格等算定委員会：平成 25 年度調達価格及び調達期間に関する意見, 2013 年 3 月 11 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/report_002_01_00.pdf
- 3) 調達価格等算定委員会：平成 26 年度調達価格及び調達期間に関する意見, 2014 年 3 月 7 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/report_003_01_00.pdf
- 4) 調達価格等算定委員会：平成 27 年度調達価格及び調達期間に関する意見, 2015 年 2 月 24 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/report_004_01_00.pdf
- 5) 調達価格等算定委員会：平成 28 年度調達価格及び調達期間に関する意見, 2016 年 2 月 22 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/report_005_01_00.pdf
- 6) 調達価格等算定委員会：平成 29 年度以降の調達価格等に関する意見, 2016 年 12 月 13 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20161219002_01.pdf
- 7) 調達価格等算定委員会：平成 30 年度以降の調達価格等に関する意見, 2018 年 2 月 7 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20180207001_1.pdf
- 8) 調達価格等算定委員会：平成 31 年度以降の調達価格等に関する意見, 2019 年 1 月 9 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20190109001_01.pdf
- 9) 調達価格等算定委員会：令和 2 年度以降の調達価格等に関する意見, 2020 年 2 月 4 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20200204001_1.pdf
- 10) 調達価格等算定委員会：令和 3 年度以降の調達価格等に関する意見, 2021 年 1 月 27 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20210127_1.pdf

- 11) 調達価格等算定委員会: 令和 4 年度以降の調達価格等に関する意見, 2022 年 2 月 4 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20220204_1.pdf
- 12) 調達価格等算定委員会: 令和 5 年度以降の調達価格等に関する意見, 2023 年 2 月 20 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20230208_1.pdf
- 13) 調達価格等算定委員会: 令和 6 年度以降の調達価格等に関する意見, 2024 年 2 月 7 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20240207_1.pdf
- 14) 調達価格等算定委員会: 令和 7 年度以降の調達価格等に関する意見, 2025 年 2 月 3 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20250203_1.pdf
- 15) Y. YASUDA, Y. OKUYAMA and T. DAIMON, Proposal of Simplified System Performance Ratio for Generation Monitoring Service of Small-scale Photovoltaic Power Plants and Statistical Analysis on Long-Term Degradation, *Journal of Japan Solar Energy Society*, **49** (6), 69-79 (2023).
- 16) Y. YASUDA, Y. OKUYAMA and T. DAIMON, Analysis on lost energy in small solar power plants – Comparison of cumulative loss of energy ratios between curtailment and improper management, *Journal of Japan Solar Energy Society*, **50** (4), 59-68 (2024).
- 17) 毎日新聞: 社説 太陽光発電の「出力制御」これでも「主力化」なのか, 2018 年 10 月 16 日
- 18) 朝日新聞: 社説 太陽光の停止 電力捨てない工夫を, 2018 年 10 月 17 日
- 19) 東京新聞: 電気代高騰中なのに...再生可能エネルギーの電力を「捨てる」? 中部電力が初の「出力制御」, 2023 年 4 月 11 日
- 20) 朝日新聞: 太陽光が急に増えて...電気を「捨てる」出力制御, 全国の大手電で拡大, 2023 年 5 月 10 日
- 21) 毎日新聞: 再生エネ, 原発 5 基分ムダ (その 1) 500 万キロワット, 出力制御 九州, 3~5 月に 9 日間, 2023 年 8 月 8 日
- 22) 日本経済新聞: 東電も再エネ発電制限, 停電回避へ春以降全国で常態化, 2024 年 2 月 4 日
- 23) 朝日新聞: (時時刻刻) 出力制御, 嘆く再エネ業者 減収, 倒産の恐れも「はしご外された」, 2024 年 2 月 10 日
- 24) Scottish Power Renewables & BVG associate: 10 years of Whitelee Windfarm – A decade of economic, environmental and social benefits (2019).
- 25) Y. Yasuda: Sensitivity Analysis on Business Profitability Risk due to Security Shutdown of Wind Turbines, IEEJ Technical Meeting, FTE-25-011, PE-25-086, HV-25-077 (2025).
- 26) 経済産業省 資源エネルギー庁: 再生可能エネルギー出力制御の長期見通し等について, 第 53 回系統ワーキンググループ, 資料 1, 2024 年 12 月 2 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/053_01_00.pdf
- 27) 北海道電力送配電: 北海道エリアの需給実績. (accessed: Feb. 18, 2026)
https://www.hepco.co.jp/network/renewable_energy/fixedprice_purchase/supply_demand_results.html
- 28) 九州電力送配電: 系統情報. (accessed: Feb. 18, 2026)
https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure
- 29) Y. Yasuda, *et al.*: C-E (curtailment – Energy share) map: An objective and quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **160**, 112212 (2022). (DOI: 10.1016/j.rser.2022.112212)
- 30) Y. Yasuda, *et al.*: Latest Wind and Solar Curtailment Information: statistics and future estimations in various countries/areas, *22nd Wind & Solar Integration Workshop*, WISO23-143 (2023)
- 31) Y. Yasuda: Grid Flexibility to Integrate the Massive Amount of Renewables to Power Systems, *Journal of Japan Society of Energy and Resources*, **45** (1) 34-41 (2024)
- 32) Y. Yasuda, *et al.*: Flexibility chart 2.0: An accessible visual tool to evaluate flexibility resources in power systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **174**, 113116 (2023). (DOI: 10.1016/j.rser.2022.113116)
- 33) 経済産業省: 太陽光発電の「未稼働案件」問題をクリアする, 新たな対応が決定, 2019 年 3 月 5 日. (accessed: Nov. 9, 2025)
<https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/mikadou.html>