

Analysis on lost energy in small solar power plants – Comparison of cumulative loss of energy ratios between curtailment and improper management

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

小規模太陽光発電所の逸失電力量分析 ～出力抑制と不適切な管理による累積損失率の比較～

安田 陽^{*1‡}奥山 恭之^{*2}大門 敏男^{*3}

Abstract

Although the curtailment of solar energy in Japan remains at an appropriate level by international comparison, it is often considered serious because of the possibility that the amount of loss of energy due to curtailment may affect business operations. On the other hand, analysis of time-series data from more than 200 small-scale solar power plants compiled by the authors indicates that the amount of loss of energy due to improper maintenance is not negligible and has reached a level more serious than curtailment at some power plants. This report quantitatively evaluates the lost power generation from these two perspectives, proposing cumulative curtailment ratio as a novel indicator.

Keywords: curtailment, degradation, lost energy, Cumulative loss of energy ratio, Operation and Maintenance (O&M)
キーワード: 出力抑制, 経年劣化, 逸失電力量, 累積損失率, 運用保守 (O&M)

1. はじめに

太陽光および風力といった変動性再生可能エネルギー(VRE)の出力抑制(定義は後述)は, 入手可能な統計データによると世界中で2007年頃から報告されている^{1,2)}. 日本では2018年に九州エリアで初めて発生し, 本項執筆時点(2024年2月末)で東北, 中国, 四国, 九州の4エリアで出力抑制が本格的に行われていることが統計データから確認されている(文献3-11)から筆者調べ. ただし年間抑制率が0.1%のエリアを除く. また, 離島および沖縄エリアを除く).

日本では, 2018年に出力抑制が行われたことが初めて公表されて以来, 特にメディアを中心として, 出力抑制に対する報道が以下のように多数取り上げられている.

- 太陽光発電の「出力制御」 これでも「主力化」なのか¹²⁾
- 太陽光の停止 電力捨てない工夫を¹³⁾
- 燃料費のかからない再エネをあえて「捨てる」の

はもったいない気も¹⁴⁾

- 再生可能エネルギーを使いきれず無駄にしているに等しく, 普及に向けた課題となっている¹⁵⁾
- 再生エネ, 原発5基分ムダ¹⁶⁾
- 太陽光や風力でつくった電気を使わない出力制御が九州地方で深刻化している¹⁶⁾
- 全国で頻発する出力制限が首都圏に広がれば, 国の再生可能エネルギーの普及計画にも支障が出かねない¹⁷⁾
- 出力制御, 嘆く再エネ業者 減収, 倒産の恐れも¹⁸⁾

そこで本論文では, 上記のような「もったいない」「無駄にしている」「普及に向けた課題となっている」「深刻化している」「支障が出かねない」「倒産の恐れも」という日本における出力抑制に対する言説が学術の見地から妥当かどうかを検証するために, 出力抑制に関する国際統計比較と国際議論を精査し, 定量分析を行う.

具体的には, 発電所の経営や投資という観点から, 運転開始時からの「累積抑制率」を定義し, 出力抑制の長期的な影響を評価する指標を提案する. これが本論文の最も独

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

*2 Energy Vision Co. Ltd.

*3 Japan O&M Association for Renewable Energy

Received: March 1 2024, Accepted: May 17 2024

*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@mem.iece.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: 2024年3月1日, 受理日: 2024年5月17日)

自性のある部分である。

また、特に小規模太陽光発電所に着目すると、不適切な発電所管理による逸失電力量の増加が無視できないレベルとなっている¹⁹⁾。従って、出力抑制による累積抑制率と不適切な管理による累積損失率の定量的比較を行うことにより、太陽光発電所の逸失電力量増加(発電電力量低下)の主要因を洗い出すことを試みる。これらの定量分析によって、日本の健全な太陽光発電普及のためのリスクマネジメントや科学コミュニケーションのあり方も提案する。

2. 出力抑制の国際動向

2.1 出力抑制の定義と用語

出力抑制 (curtailment) は、「利用可能な資源があるのに、通常、不本意的に、電源が出力する量を減少させること」と定義される²⁰⁾。また一般に、出力抑制は送電系統運用者からの指令により出力を低下させられることで、多くの国では無報酬で行われる。また、英語圏では出力抑制はしばしば dispatch down とも表現され²¹⁻²³⁾、この名称は系統運用者からの給電指令 (dispatch) の一部であることを示唆している。

また、市場における発電事業者の意思による出力低減の行動も「自主的出力抑制 (voluntary curtailment)」あるいは「経済的出力抑制 (economic curtailment)」と呼ばれることもある。本来、これらの市場行動と系統運用者からの指令による「出力抑制」は峻別されることが望ましいが、オーストラリア、デンマーク、米国、オーストリアにおける統計データでは両者が区別されずに公開されている¹⁾。

より厳密な定義としては、アイルランド共和国および英国北アイルランドでは、出力抑制 (curtailment) と出力制限 (constrain) の 2 種類が厳密に分けられており、前者は系統全体の需給調整や予備力に関わるもの、後者はローカルな系統混雑や擾乱に関わるものと分類される²⁴⁾。しかしながら、このような定義を取る国や地域はアイルランド共和国および英国北アイルランド以外では見られない(日本でも「出力制御ルール」に「需給バランス制約(需給制約)による出力制御」と「送電容量制約(系統制約)による出力制御」という分類も見られるが²⁵⁾、一般送配電事業者が公表する統計データでは両者は区別されていない)。そのため、本論文ではこの定義は採用せず、curtailment と constrain の両者を合わせて出力抑制(curtailment)として取り扱う。

英語圏で使われる curtailment は日本では「出力制御」と訳されることが多く、政府文書やメディア等でも多く用いられるが、これは訳語としては誤訳に近い。

なぜなら、curtailment を例えば英英辞典で引くと“the action or fact of reducing or restricting something”という意味が得られ²⁶⁾、類義語辞典(Thesaurus)で調べると“reduction, cut, cutback, decrease, lessening, diminution, retrenchment, shrinkage; shortening, truncation, guillotine;

restriction, limitation”という類義語が提示されるが²⁷⁾、そこに control という意味合いは見られないからである。英和辞典でも「削減」「切り詰め」「減らす」「抑制」「縮小」「短縮」という訳語が見られるのみであり²⁸⁾、ここでも「制御」という意味合いを見出すことができない。

このように、誤訳に近い訳語が放置され、政府文書でもメディアでも無自覚に使い続けられるということは、その時点で日本での議論が海外で長年蓄積された出力抑制に関する一次資料を十分精査しておらず、基礎理論や国際議論から乖離しやすいリスクが存在することを意味している。したがって本論文では、特に参考文献からの引用文の中で登場するもの以外は「出力抑制」で用語表現を統一することとする。

2.2 柔軟性の選択肢の中の出力抑制の位置付け

出力抑制の国際的な統計データと評価は国際エネルギー機関 (IEA) の風力技術協力プログラム (Wind TCP) 第 25 部会 (Task25) 「変動電源大量導入時のエネルギーシステムの設計と運用」²⁹⁾によって長年に亘って継続的に調査されている^{1),30-33)}。例えば文献 1)では、出力抑制を以下のように評価している。

- 出力抑制は必ずしも「悪」ではない。
- 風力発電事業者は、利用可能なエネルギーの一部が出力抑制されたときに上方予備力を提供することができる。
- 発電電力量を失うことで、結果的にこれらの価値ある系統サービスを提供することができる。
- 風力発電を最適に配分することで、風力発電はエネルギー供給源としてだけでなく、柔軟性や系統サービスの提供者としての役割も果たす。

ここからも明らかな通り、第 1 章で挙げた日本の多くのメディアが語る「もったいない」「無駄にしている」といった表現は、上記のような学術的・国際的な出力抑制の評価と大きく乖離していることがわかる。それは何故かと理解するためには「柔軟性」という新たな用語と概念の導入が必要となる。

「系統柔軟性 (grid flexibility)」または単に「柔軟性 (flexibility)」は、VRE や需要など系統内の変動性を管理する能力であり、2010 年代から国際的に議論が進んでいる³⁴⁾。VRE の出力抑制は、VRE 自身が系統に供給できる柔軟性の選択肢の一つとして位置づけられている。例えば文献 35)や 36)などの種々の国際機関による資料では蓄電池の選択よりも前に出力抑制を位置づけており、社会コストや社会的便益の観点からは、出力抑制を(概ね 10%未満の範囲内で)戦略的に選択することもあり得ることが推奨されている。

欧州の電力システムの設計や運用に関する政策の多くは費用便益分析(CBA)などの経済学的定量評価に基づいている³⁷⁻³⁸⁾。しかし、日本ではこのような社会コストと社会的便益に関する定量評価の考え方が希薄であり³⁹⁾、ま

た「柔軟性」という再生可能エネルギー大量導入を支える21世紀型の新しい概念そのものが十分に浸透しているとは言えない状況にある³⁴⁾。

序章で述べたような「もったいない」「無駄にしている」という考え方は、限界費用がゼロの風力や太陽光からの電力量（エネルギー）を捨てるという点に着目していると推測されるが、比較的少量の電力量を回収するために結果的に高コストな柔軟性の手段を選択すると、社会コスト全体が上がってしまう結果になりかねない。このように、短期的視野で社会コスト全体を考えない場合に、一部の事業者や産業界の意見のみを代弁するかのような感性的・感情的な論調が先行してしまいがちなものと推測される。

もちろん、出力抑制は限界費用がゼロの電力量を捨てるため、過剰であることは望ましくないが、出力抑制を無理に低くしたりゼロを目指すことが必ずしも全体最適解でないという理解が必要である。

2.3 太陽光発電の出力抑制の国際比較

このような観点から出力抑制の国際比較を行うと、図1のような結果となる。太陽光発電の出力抑制に関する統計データを公表する国は限られており、IEA Wind Task25が調査する限りでは、ドイツ、スペイン、英国北アイルランド、米国テキサス(ERCOT)、米国カリフォルニア(CAISO)、日本、豪州南オーストラリア州で現在データが入手可能である。

図1は年間発電電力量シェア（導入率）と出力抑制率の相関図（C-Eマップ）であり、各国・エリアの歴史的推移が折れ線で視覚的に示されている。ここで年間発電電力量シェアとは各国・エリアの年間消費電力量（総発電電力量ではないことに留意）に対する太陽光発電の年間発電電力量の比率である¹⁾（日本を含む多くの国では屋根置き太陽光の統計データは十分に計測・公表されておらず、この太陽光シェアの値は過小評価となる場合があることに留意）。また、出力抑制率とは、太陽光発電の出力抑制による年間逸失電力量を、年間発電電力量に出力抑制による年間逸失

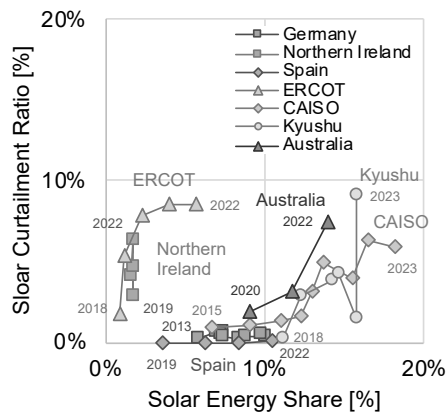


Fig. 1 C-E map of solar in selected countries/areas in the world

図1 世界の太陽光発電のC-Eマップ
 (文献33)のグラフに最新データを追加して筆者作成)

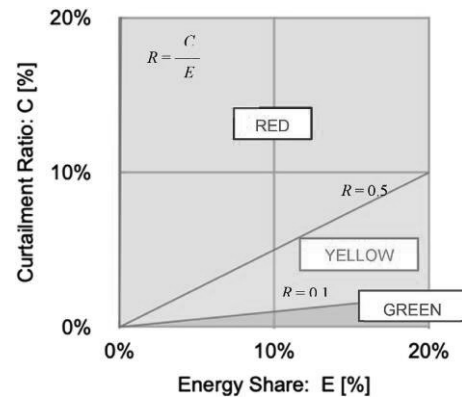


Fig. 2 Conceptual illustration of C-E ratio in a C-E map¹⁾

図2 C-EマップにおけるC-E比の概念図

電力量を足したもので割った値として定義される¹⁾。

この図からわかる通り、日本の中で最も出力抑制を発生させている九州エリア（次章で詳述）は、2022年までは太陽光発電のシェアを伸ばしながらも抑制率を比較的低いレベルに維持しており、シェアが低い段階で抑制率が高い他の国やエリア（ERCOT および北アイルランド）と比較すると、決して劣悪な状態でないばかりかむしろ優秀と評価することもできる状況であった。しかしながら、2023年には年間抑制率を9.1%と大きく上昇させる結果となっている（なお、日本政府や一般送配電事業者が公表する値は年度単位であり、本項で国際比較のために取り扱う暦年単位と数値が異なる場合があることに留意）。

文献1)では、図2に示すように発電電力量シェア E と年間抑制率 C との関係を見るためにC-E比 R という指標を導入し、各国のこれまでの事例から経験的に、 $R \leq 0.1$ の領域であれば“Green”， $0.1 < R \leq 0.5$ の範囲であれば“Yellow”， $R \geq 0.5$ であれば“Red”という分類基準を提案している（前述の通り、出力抑制は必ずしも「悪」ではないため，“Green”、“Yellow”、“Red”というやや抽象的な分類名が選択されていることに留意）。この分類基準に照らすと、日本の九州エリアは2023年に初めて“Red”ゾーンにわずかに突入したことになり、出力抑制がこれ以上増えないかどうか、引き続き注意が必要である状況にあると言える。

3. 日本の出力抑制の定量分析

3.1 日本の各エリアの出力抑制

出力抑制は日本では2018年に九州エリアで初めて発生して以来、2023年には東北、中国、四国、九州の4エリアで数%台の年間抑制率が見られるようになった（実質的に2022年から開始されたが2022年の年間抑制率は0.1%程度で無視できる水準であった）。北海道、中部、北陸、関西の4エリアでは出力抑制は年間抑制率0.1%未満と極めて少ない水準であり、東京エリアでは本項執筆時（2024年2月末）の段階でまだ実施されていない（文献3-11）から筆

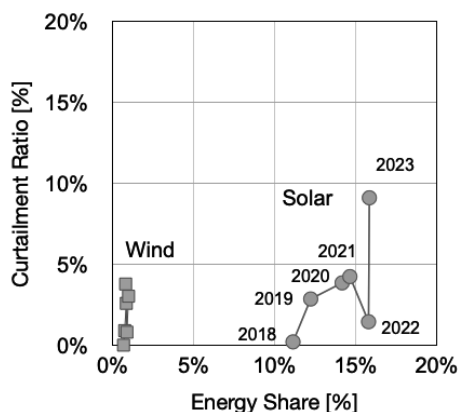


Fig. 3 C-E map of Solar in Kyushu area in 2018-2023
 図3 九州エリアの太陽光発電および風力発電の C-E マップ (2018~2023 年) (文献 11)から筆者作成)

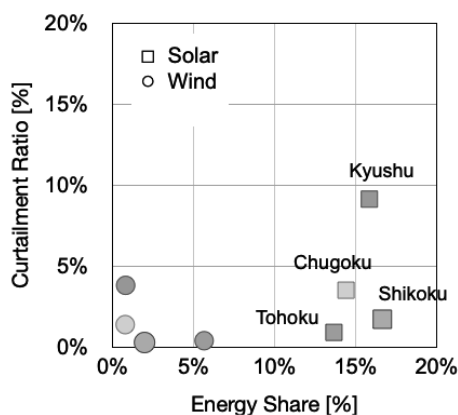


Fig. 4 C-E map of Solar in 4 areas in Japan in 2023
 図4 日本の4エリアの太陽光発電および風力発電の C-E マップ (2023 年) (文献 4, 9-11)から筆者作成)

者調べ)。

九州エリアにおける太陽光発電の 2018~2023 年の年間発電電力量シェアと抑制率の推移は図 1 に示した通りであるが、風力発電のそれと共に図 3 に再掲する。

本論文のスコープの範囲外であるが、風力発電の出力抑制に注目すると、九州エリアにおける風力発電は、シェアが未だ低い水準にあるにも関わらず比較的大きな年間抑制率となっており、2020 年の時点で既に図 2 の基準の“Red”ゾーンに突入していることがわかる。これはシェアの大きな太陽光発電の影響でシェアの小さな風力発電に対して過度な出力抑制が強いられていることを意味しており、図 1 の ERCOT や北アイルランドの太陽光で見られる現象とちょうど逆のパターンと言え。一般に出力抑制は VRE 発電所に平等になるように実施される傾向にあるが、電源種としてみると極めて不平等な結果となる。このような現象は、文献 33)の調査によると世界中で日本の九州エリアと英国北アイルランド、米国テキサス(ERCOT)のみにしか見られず、これらのエリアでは今後出力抑制の運用の改善

が必要となる。

図 4 に 2023 年の東北、中国、四国、九州エリアの比較 C-E マップを示す。九州エリアに次いで 2023 年の太陽光発電の年間抑制率が高かった中国エリアは 3.5%であり、図 2 の基準の“Yellow”ゾーンに分類される。また、四国エリアの年間抑制率は 1.7%であり、 $R = 0.102$ とわずかに“Yellow”ゾーンに突入した形となる。東北エリアは 0.9%となり、“Green”ゾーンに分類される。

このように、九州エリアは 2023 年に初めて“Red”ゾーンに突入し、今後要注意であるものの、それ以外は国際的にみても十分低位なレベルに維持されていると定量的に評価することができる。

3.2 出力抑制による累積逸失電力量

ところで、九州エリアでは 2018 年から、九州以外の 3 つのエリアでは 2023 年になって初めて出力抑制が本格化したという点こそ、本来着目しなければならない事実である。なぜならば、第 1 章で紹介したように、もし出力抑制に起因する逸失電力量が「国の再生可能エネルギーの普及計画にも支障が出かねない」¹⁷⁾ や「倒産の恐れも」¹⁸⁾ といったように発電所の経営や投資に深刻な影響を与えるとするならば、投資回収や損益分岐点の観点から月毎や年毎ではなく当該発電所の運転開始後の累積で評価しなければならないからである。

そこで、本論文では、運転開始からこれまでの運転期間の「累積抑制率」という指標を新たに提案する。累積抑制率は、厳密には下記のようにいくつかの分類および定義が必要である。

- ① **発電所累積抑制率**：ある発電所の運転開始からこれまでの運転期間の間に本来発電できた電力量（すなわち累積発電電力量+累積抑制電力量）に対する抑制電力量の比率として定義される。

しかしながら、特に本論文で対象とする小規模太陽光発電所では、抑制電力量に関する十分信頼できるデータが長期に亘って計測・保管されていないことが多いため、厳密に知り得ることは困難である。

- ② **エリア累積抑制率**：当該発電所が所属するエリア全体の累積抑制率。当該発電所の運転開始月の翌年（もしくは翌年度）から直近の観測時の前年（もしくは前年度）までの累積発電電力量+累積抑制電力量に対する累積抑制電力量の比率として定義される（2.3 節で述べた通り抑制率は年単位で評価することが望ましいため、運転開始直後および直近の歴年あるいは年度の 1 年間に満たない期間は無理に評価に含めないことが望ましい）。これらのデータは各一般送配電事業者のウェブサイトに掲載されており、容易に入手可能である。

しかしながら、一般に各エリアの太陽光の年間発電電力量は毎年増加しており、年毎の年間発電電力量が（気象の長期変化による日射量の増減やパネルの経年劣化等があったとしても）ほぼ一定の特定の

発電所の累積抑制率を推測するには適さない可能性がある。

- ③ エリア簡易累積抑制率：当該発電所の運転開始月の翌年（もしくは翌年度）から直近の観測時の前年（もしくは前年度）までの各年の当該エリアの年間抑制率を単純平均したものと定義される。

これによってエリア全体の年毎の年間抑制率から、特定の発電所の累積抑制率を（気象の長期変化による日射量の増減やパネルの経年劣化等による若干の誤差があったとしても）相当程度推測することができる。

図5～8に、上記の③エリア簡易累積抑制率で計算した九州、中国、四国、東北エリア内に設置された太陽光発電所の累積抑制率の推測値を示す。

これらの図では、運転開始年ごとに累積抑制率がどのように推移したかが示されている。図中数値は運転開始年を意味し、直近の2023年は短く左端にあり、最も古い運転開始年である2013年の発電所は原点から右端まで伸びていることが図から読み取れる。このように図から視覚的にわかる通り、2023年に数%程度の抑制率が発生したとしても、それ以前の年の抑制率はそれよりも小さい（もしくはゼロであった）ため、累積抑制率は運転開始年が早いほど全体的に低い傾向となる。

例えば九州エリアでは、累積抑制率が2023年の年間抑制率と同じ9.1%となるのは、2023年に運転開始した発電所（図5の最も左側の直線端）のみとなり、運転開始年が早いほど累積抑制率は低減傾向にあることが図から読み取れる。2013年1月に運転開始した九州エリアにある太

陽光発電所における2023年末（運転開始後11年）までの累積抑制率（図5の最も右側の折れ線端）は1.8%と計算される。

もし今後毎年9%程度の水準の抑制率が続くと仮定した場合、累積抑制率は運転開始年が遅い発電所ほど早い段階で9%程度に近づくことになるが、2017年以前に運転開始した発電所の累積抑制率が9%に到達することは計算上ありえない（年間抑制率がゼロだった年もあるため）。すなわち、早期に運転開始した発電所ほど抑制率ゼロの年を長く経験しており累積抑制率が低くなる（出力抑制による逸失利益が少ない）という事実が定量的に明らかになる。

同様に、中国、四国、東北エリアにおいて2023年1月に運転開始した発電所の1年目の累積抑制率（図6～8の最も左側の2023年を示す直線端）はそれぞれ3.5%、1.7%、0.9%となり、2013年1月に運転開始したそれぞれエリアにある太陽光発電所の累積抑制率（図6～8の最も右側の2013年を示す折れ線端）は0.34%、0.17%、0.01%と算出される。

4. 不適切な管理による累積損失率

4.1 簡易的なシステム出力係数(sPR)による小規模太陽光発電所の累積損失率の分析

文献19)では、全国272の小規模太陽光発電所（この論文では定格出力が10kW以上50kW未満の小規模事業用電気工作物だけでなく、定格出力が50kW以上2000kW未満の事業用電気工作物の発電所も「小規模太陽光発電所」として取り扱われている）の月毎の発電電力量データが精

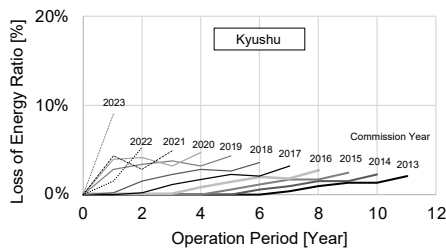


Fig. 5 Cumulative curtailment ratio in Kyushu Area
 図5 九州エリアにおける出力抑制による累積抑制率
 (文献11)から筆者作成

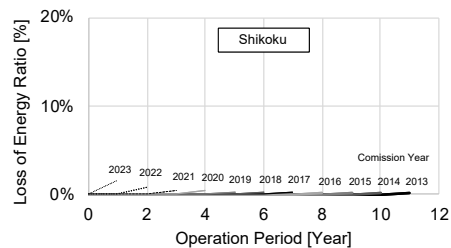


Fig. 7 Cumulative curtailment ratio in Shikoku Area
 図7 四国エリアにおける出力抑制による累積抑制率
 (文献10)から筆者作成

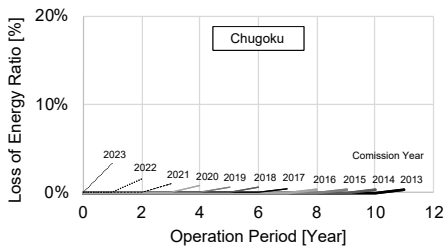


Fig. 6 Cumulative curtailment ratio in Chugoku Area
 図6 中国エリアにおける出力抑制による累積抑制率
 (文献9)から筆者作成

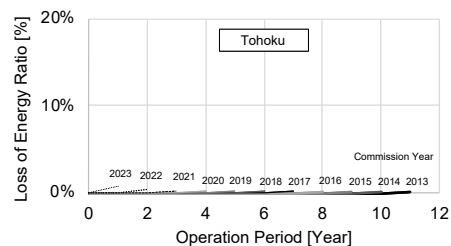


Fig. 8 Cumulative curtailment ratio in Tohoku Area
 図8 東北エリアにおける出力抑制による累積抑制率
 (文献4)から筆者作成

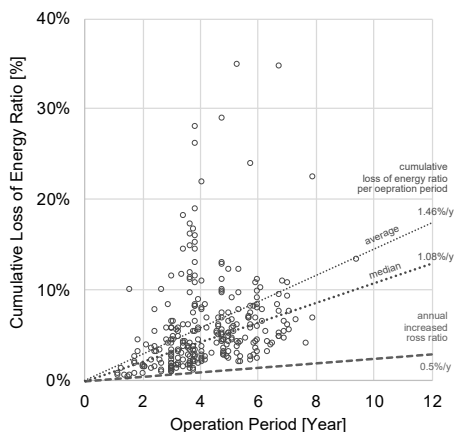


Fig. 9 Cumulative loss of energy ratio of 272 small solar power plants in Japan

図9 日本の272小規模太陽光発電所の累積損失率 (文献19)のデータから筆者ら作成)

査され、簡易的なシステム出力係数(sPR)という指標が導入され統計分析が行なわれている。

この sPR は、発電所の月毎の発電電力量と近隣気象観測所からの日射量データのみで算出でき、十分な監視システムを持たない小規模事業者でも簡易的に発電電力量の推移、ひいては経年劣化や不適切な管理による逸失電力量を試算することができるという特徴を持つ¹⁹⁾。なお、不適切な管理による逸失電力量とは、パネル清掃不良や雑草の影響などのメンテナンス不足や、モニタリング不足によって何らかの故障後にその故障が速やかに除去されず出力低下や発電停止状態が長期に亘ることによる発電電力量低下を意味しており、パネルの経年劣化による損失といった合理的な理由のある損失は含まない。

累積損失率は、この sPR から容易に推定することができる。すなわち、sPR が1の状態を常に維持する理想状態に対して、当該発電所の sPR の低下分を運転開始から直近までの期間に亘り積分することで累積損失率を得ることができる。ただし、この方法で求めた累積損失率は、あくまで発電電力量の月毎実測値を用いるため、出力抑制による抑制電力量を正確に分離することができず、出力抑制も含む全ての要因による逸失電力量による累積損失率を示していることに留意が必要である。この272発電所の累積逸失電力量を試算した結果を図9に示す。

図のプロット点は、272発電所の運転期間（正確には発電電力量計測開始月から直近の観測データが提供された月までの期間）に対する当該発電所の sPR から推測された累積損失率を表している。

一見して明らかな通り、発電所によっては運転後わずか数年で逸失電力量が10~30%台の大きな累積損失率を招いているものも少なくない。これはパネルの汚れや雑草などの阻害要因そのものだけでなく、監視や保守点検作業の不備により発電電力量の低下に気がつかず長期間放置さ

れたケースも多く含まれている。

一方、グラフの各プロットと原点を結んだ直線の傾き（運転開始後の測定期間に対する累積損失率の比率）を「運転年あたりの累積損失率」と定義すると、運転年あたりの累積損失率の272発電所平均値は1.46%（図の細い点線）、中央値は1.08%（図の太い点線）であった。なお、中央値が平均値よりも低いということは、分散が上下方向で対称でなく、比較的少数の発電所が高い「運転年あたりの累積損失率」を出していることを意味している。

また、図ではパネル経年劣化による逸失電力量の年増加率が0.5%/年であった場合の試算（図の太い鎖線）も描かれている（「損失率の年増加率」が0.5%/年で一定に上昇する場合、「運転年あたりの累積損失率」は0.5%/年÷2=0.25%/年と計算できるため、グラフでは0.25%/年の傾きで描画されている）。この数値は、経済産業省の発電コスト検証や価格算定や太陽光発電協会などの産業団体が想定している数値である^{40),41)}（一方で、発電電力量の劣化率を0.3%/年と仮定するリスク分析も見られる⁴²⁾）。この直線と272発電所の結果を比較すると、今回調査対象となった全ての小規模太陽光発電所で年増加率0.5%/年（運転年あたりの累積損失率0.25%/年）を上回る結果となった。したがって、今回計測対象となった全ての小規模太陽光発電所が経済産業省や太陽光発電協会が想定する発電電力量低下の水準を全く維持できておらず、それ以上の損失率を発生させていることがわかる。

4.2 出力抑制および累積損失率の比較

前章および前節までに出力抑制および経年劣化による逸失電力量の分析を行なったが、どちらの方が影響が大きだろうか？ この答えは、2つのグラフを重ねてみれば明らかである。

図10~11に、九州、中国エリアにおける運転開始年毎の累積出力抑制率曲線と小規模太陽光発電所の累積損失

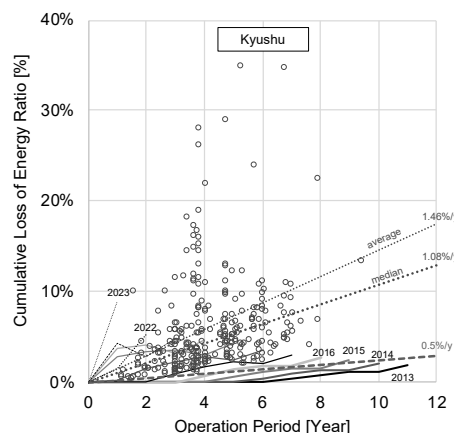


Fig. 10 Comparison between cumulative loss of energy ratio by curtailment and improper management in Kyushu area

図10 九州エリアにおける出力抑制および累積損失率の比較 (図5と図9の合成図)

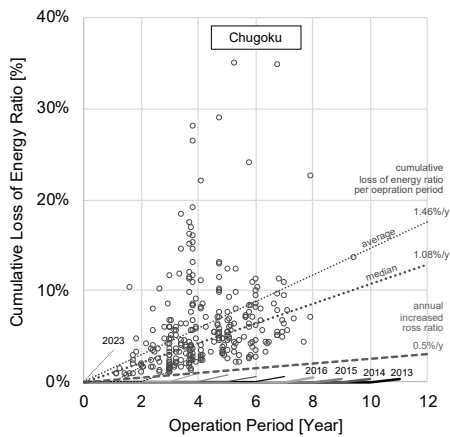


Fig. 11 Comparison between cumulative loss of energy ratio by curtailment and improper management in Chugoku area

図 11 中国エリアにおける出力抑制および累積損失率の比較 (図 6 と図 9 の合成図)

率の合成グラフを示す。ここで小規模太陽光発電所の累積損失率を示す各プロットは当該エリアに存在する発電所だけではなく、日本全国に散らばる対象 272 発電所全てをプロットしてあるが、これは太陽光発電の発電効率が気温の影響を受けることは一般によく知られているものの、sPR や損失率と緯度や経度 (すなわち場所) との間には統計的に有意な相関関係が見られない¹⁹⁾からである。すなわち、このような不適切な管理を含む累積損失率の増大は、どのエリアでも起こり得る可能性がある。

図 10 から明らかに見て取れる通り、日本で最も出力抑制を多く発生させている九州エリアにおいてさえも、多くの発電所でそれ以上に不適切な管理を含む累積損失率の方が多いたことがわかる。

一方、2022 年以降に運転開始した発電所については、不適切な管理を含む累積損失率と比較して累積抑制率が大きく、今後の出力抑制の動向に注視しなければならない。他方、2017 年以前に運開した発電所に関しては出力抑制の影響は相対的に軽微であり、それよりも多くの発電所において不適切な管理による逸失電力量の発生の可能性の方がはるかに深刻であることが図 10 から読み取れる。図 11 の中国エリアにおける比較を見ると、その傾向は更に大きくなることわかる。四国・東北エリアでもその傾向はより大きくなる。

累積損失率の内訳を推計すると、例えば九州エリアで 2014 年 1 月に運転開始した太陽光発電所が運転開始後 10 年の 2023 年末時点での累積損失率は平均的な発電所で $1.46\%/年 \times 10 年 = 14.6\%$ となる。一方、当該発電所が当該エリアで 2023 年末までに受けた出力抑制による累積抑制率は図 10 より 2.2% と計算される。更に、パネル経年劣化の年増加率を $0.5\%/年$ とすると、運転開始後 10 年の累積損失率は $0.5\%/年 \times 10 年 \div 2 = 2.5\%$ となる (単年の損失率ではなく線形で上昇する損失率の累積 (積分) なの

で 2 で割ることに留意)。したがって、 $14.6\% - 2.2\% - 2.5\% = 9.9\%$ が実に不適切な管理による累積損失率と概算できる。すなわち、文献 19)での統計分析に基づく、不適切な管理による累積損失率は、出力抑制や想定されるパネル経年劣化に起因する損失よりも遥かに大きな損失をもたらしていることが定量的に明らかになる。

4.3 損失係数との比較

国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)の報告書によると、太陽光発電システム全体の損失係数は 2000 年時点の 0.73⁴³⁾ から 2020 年の資料に見られる 0.92⁴⁴⁾ までと幅がある。一方、一般に多くの太陽光関係の情報ウェブサイトではこの損失係数を 0.73~0.85 とやや保守的に想定している⁴⁵⁻⁴⁷⁾。この損失係数の値は、年平均損失率の期待値が 15%~27%であることに相当する。また、損失係数は時間に依存しないパラメータであるため、発電所の運転開始後からの累積損失率の期待値も 15%~27%と同じ値となる。仮に全ての太陽光発電事業者が上記のウェブサイトなどで得られる損失係数の情報に基づいて事業計画を策定したとすると、損失係数 0.73~0.85 (すなわち累積損失率 15%~27%) までの発電電力量低下であれば十分事業計画時の想定範囲内であることになる。

現在 (2024 年 2 月末時点) で最も累積損失率が高い太陽光発電所は図 10 に示すように九州エリアに 2023 年に設置した発電所となり、累積損失率は 9.1%となる。一方、図 9 からは運転年あたりの累積損失率の平均値が 1.46%と得られているため、2023 年から運転開始後 1 年の発電所の累積損失の期待値は 1.46%となる。そのため、不適切な管理に起因する損失率より出力抑制による逸失率の方が非常に大きくなり、九州エリアで 2023 年以降に運転開始した発電所所有者・運用者こそは、まさに出力抑制に対する懸念が募るところである。しかしこの場合でも、一般に太陽光発電事業者の間で想定されている損失係数の想定値 (すなわち年平均損失率 15~27%) よりも十分下回ることになる。このことは、第 2 章で九州エリアが「出力抑制がこれ以上増えないかどうか、引き続き注意が必要である状況にある」と評価されていることと、平仄が合う。

第 1 章でも紹介した文献 18)の記事では、「減収、倒産の恐れ」として (九州エリアでなく) 中国・四国エリアに発電所を持つ発電事業者の声が取り上げられているが、もし累積抑制率が 0.2~3.5%に過ぎないこれらのエリアにおいて現時点で「倒産の恐れ」があるとしたら、それは必ずしも出力抑制に起因するものではなく、他の理由に起因する可能性も検証しなければならないだろう。

特に小規模太陽光発電所では、文献 19)で対象とした全ての発電所の累積損失率が経済産業省等の想定するパネル劣化の年増加率 0.5%/年の水準を超えており、監視や保守メンテナンスは適切であったかをまず検証する必要がある。さらには、当初の事業計画時に損失係数を過少に見積もっていなかったか、発電電力量を過剰に見積もってい

なかったか、ファイナンスの組み方は適切であったか、なども検証する必要があるだろう。

この損失係数と4.1節で議論した「運転年あたりの累積損失率」の平均値1.46%/年を比較すると、悲観的な解釈と楽観的な解釈が成り立つ。前者の悲観的な解釈の理由は、このまま無対策で現状を放置すると、小規模太陽光発電所での20年間の運転期間での累積損失率の期待値が1.46%/年 \times 20年 = 29.2%となるからである。この数値は、太陽光発電事業者の間で一般に想定されている損失係数0.73~0.85（すなわ年平均損失率15%~27%）の範囲を超え、多くの小規模太陽光発電所で投資回収ができない可能性が出てくる。後者の楽観的な解釈の根拠は、これらの損失の大半が発電所所有者・運用者が自ら対処できないパネル劣化や出力抑制ではなく、自身の不適切な管理に起因する可能性が極めて高いため、発電所所有者・運用者が自らの意識と行動によりすぐにも改善可能という点である。文献19)でも、一時期大きく逸失電力量を発生させた発電所が、適切な対策により不具合を解消させ、発電電力量を適正な値まで復活させた事例も紹介されている。

経済産業省の『事業計画策定ガイドライン(太陽光発電)』でも、「保守点検及び維持管理に関する計画の策定及び体制の構築」として「発電設備の事故発生、運転停止、発電電力量の低下などの事態が発生した時の対応方針を関係者間で事前に定め、発生時に関係者との連携が円滑に実施できる体制を構築すること」との勧告があり⁴⁸⁾、ガイドライン違反がないかを検証することは最優先課題である。さらには、エネルギー生産というインフラ設備に対して十分な理解や責務感が不足した投資家や発電所所有者・運用者に対する教育啓発、またそれらの認定取得・販売を許してしまった制度設計に漸次加えられている適正化の厳格な実施が重要である。

5. 議論と提言

第1章で紹介したさまざまなメディアの出力抑制に関する報道は、本論文で実施した客観的定量評価の結果からは大きく乖離している。これらの記事を精査すると、十分な客観的根拠を提示せずに恣意的な判断を下す論調が多く見られる。中には、数字を挙げてはいるものの、科学的・学術的観点からは不適切な取り上げ方でチェリーピッキング(数多くの事例の中から自らの主張に有利な証拠のみを選び、それと矛盾する証拠を隠したり無視する行為)となっているケースも多く見られる。

出力抑制に関して不適切な数字と取り上げ方の代表例としては、

- 特定の時間だけの抑制電力 (kW) を提示する (さらにそれを他の電源容量と比較する)
- 特定の月だけの逸失電力量 (kWh) を提示する
- 特定の月だけの逸失利益を提示する
- 特定の月や年間の発生回数だけを提示する

- 前年との増加率を提示する (前年の実績値がゼロに近い場合、比率は極端に大きくなりやすい)

が挙げられる。第2章で紹介した通り、本来、出力抑制の客観評価は年間抑制率やさらには発電所運転開始後の累積抑制率といった指標で定量評価することが望ましい。そのような客観評価をせず、上記のような特定の量(特に出力抑制が最も多かった月だけ)を取り上げる行為は、出力抑制を恣意的に過剰に見せていることとなり、客観的指標とはならないばかりか、不安を煽る恣意的な印象論的になりかねない。本来、発電所所有者や運用者は定量的客観手法に基づく冷静なリスクマネジメントが求められ、メディアには科学的方法論に立った冷静な科学コミュニケーションが求められる。

もちろん、他国と比較して出力抑制率が低いから問題がないと安易に判断することは好ましくなく、更なる出力抑制の低減化のための制度設計の議論は必要である。しかし、少なくとも経済産業省も出力抑制に対して長期的見通しを公表しており⁴⁹⁾、「需要対策」「供給対策」「系統対策」など、国際的議論に照らした上でも妥当で合理的な出力抑制低減化の方策が提案されている。これらの方策が適切に導入された場合は、出力抑制は長期的に見ても相当に低減されること(例えば北海道・東北・九州エリアでそれぞれ0%、0.6%、12%)が見通されている。もし将来に亘って太陽光発電所の経営や投資にリスクを感じるのであれば、上記資料の無対策ケース(例えば北海道・東北・九州エリアでそれぞれ49.3%、41.6%、34%)の数値を一人歩きさせ印象論的に不安を煽るのではなく、上記のような提案方策が遅滞なく適切に進んでいるかをウォッチし、その方策を円滑に進めるためにはどのような制度設計にすればよいかという議論に参加することこそが、今後重要となろう。

最後に、本論文の調査対象外であるが、オンライン代理制御の調整金について短く述べる。オンライン代理制御は、本来、効率的に出力抑制を行うために必要不可欠であるが、依然不透明性が残るため、国や一般送配電事業者はこの調整金の額と根拠を速やかに透明性高く公開することが望ましい。一般に、オンライン制御の機能を具備しない発電所に若干高めの調整金が配分される(見かけ上出力抑制が高くなる)のはオンライン制御普及のインセンティブの観点から許容され得るが、透明性の高いルールがないと事業者が疑心暗鬼になり不安が先行し易いという点も指摘しておかなければならない。

6. まとめ

本論文では、出力抑制に関する国際統計比較や国際議論を紹介し、日本で大きく問題視される傾向にある出力抑制について国際比較の観点から検証した。また、一般送配電事業者から公開されるデータを用い、現在本格的に出力抑制が実施されている4エリア(東北、中国、四国、九州エリア)について分析を行い、発電電力量シェア年間出力

抑制率マップ (C-E マップ) や累積抑制率といった客観指標を用いて、日本の出力抑制の現状を定量評価した。

その結果、日本で最も出力抑制が頻発している九州エリアにおける 2023 年の年間出力抑制率は 9.1%であり、国際水準に照らすと今年初めて“Red”ゾーンに突入し要注意の状態であるものの、中国・四国エリアは“Yellow”ゾーン、東北エリアは“Green”ゾーンに留まっており、国際比較の観点からは十分低い水準に留まっていることが明らかになった。

また、発電所の経営や事業リスクに直結する累積抑制率で評価すると、九州エリアで 2022 年に運転開始した発電所の累積抑制率は 9.1%と高いものの、運転開始年が早い発電所ほど累積抑制率が低減する傾向にあり、同エリアで 2013 年に運転開始した 1.8%であることが定量的に示された。中国、四国、東北エリアにおける累積抑制率はこれよりもさらに低く、一般に多くの太陽光事業者が参照する損失係数 0.73~0.85 (すなわち累積損失率 15%~27%) よりも十分低い水準であることが明らかになった。

さらに、特に小規模太陽光発電所における発電電力量低下の調査から、経済産業省等の想定するパネル劣化の年増加率 0.5%/年の水準を超えており、日本全体で多くの小規模太陽光発電所が不適切な管理により累積損失率を増大させている可能性があることが明らかになった。

第 2 章で紹介した通り、国際的には「出力抑制は必ずしも「悪」ではない」と評価されており、社会コストや社会的便益の観点から他の柔軟性供給源の選択肢と定量的な比較評価を行わねばならない。出力抑制の議論が単なる特定業界や特定技術の損得の問題に終始せず、社会的便益の観点から、そしてリスクマネジメントと科学的コミュニケーションの観点から、適切に議論が進むことが望まれる。

参考文献

- 1) 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)
- 2) 安田陽: C-E (出力抑制-電力量シェア) マップ – 風力・太陽光発電の出力抑制を評価するための客観的・定量的手法-, 京都大学再生可能エネルギー経済学講座ディスカッションペーパー, No.46 (2023). (accessed: Feb. 20 2024)
https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/dp046.html
- 3) 北海道電力送配電: 北海道エリアの需給実績. (accessed: Feb. 20 2024)
https://www.hepco.co.jp/network/renewable_energy/fixedprice_purchase/supply_demand_results.html
- 4) 東北電力ネットワーク: エリア需給実績のダウンロード. (accessed: Feb. 20 2024)
<https://setsuden.nw.tohoku-epco.co.jp/download.html>
- 5) 東京電力パワーグリッド: エリア需給実績データ. (accessed: Feb. 20 2024)
https://www.tepco.co.jp/forecast/html/area_jukyu_p-j.html
- 6) 中部電力パワーグリッド: エリア需給実績データ. (accessed: Feb. 20 2024) <https://powergrid.chuden.co.jp/denkiyoho/>
- 7) 北陸電力送配電: エリア需給実績について. (accessed: Feb. 20 2024)
https://www.rikuden.co.jp/nw_jyukyudata/area_jisseki.html
- 8) 関西電力送配電: 関西エリアの需給実績の公表. (accessed: Feb. 20 2024)
<https://www.kansai-td.co.jp/denkiyoho/area-performance.html>
- 9) 中国電力ネットワーク: 供給区域の需給実績. (accessed: Feb. 20 2024) <https://www.energia.co.jp/nw/>
- 10) 四国電力送配電: 系統情報. (accessed: Feb. 20 2024)
https://www.yonden.co.jp/nw/renewable_energy/data/supply_demand.html
- 11) 九州電力送配電: 系統情報. (accessed: Feb. 20 2024)
https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure
- 12) 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
- 13) 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
- 14) 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
- 15) 朝日新聞: 太陽光が急に増えて...電気を「捨てる」出力制御, 全国の大手电で拡大, 2023 年 5 月 10 日
- 16) 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
- 17) 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
- 18) 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
- 19) 安田陽, 奥山恭之, 大門敏男: 小規模太陽光発電所の発電電力量監視サービスのための簡易的なシステム出力係数の提案と長期経年劣化統計分析, *Journal of Japan Solar Energy Society*, **49** (6), 69-79 (2023). (DOI:10.24632/jses.49.6_69)
- 20) Bird, L. *et al.* Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States, Technical Report, NREL/TP-6A20-60983, National Renewable Energy Laboratory (2014).
- 21) EirGrid: Wind Dispatch Down Reports User Guide (2016). (accessed: Feb. 20 2024)
<https://www.eirgrid.ie/site-files/library/EirGrid/New-Wind-DD-Calc-Userguide-v1.1.pdf>
- 22) WindEurope: WindEurope views on curtailment of wind power and its links to priority dispatch (2016). (accessed: Feb. 20 2024)
<https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/WindEurope-Priority-Dispatch-and-Curtailment.pdf>

- 23) Alberta Electric System Operator (AESO): Dispatchable Renewables and Energy Storage (2018). (accessed: Feb. 20 2024) <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/AESO-Dispatchable-Renewables-Storage-Report-May2018.pdf>
- 24) EirGrid: Enduring Connection Policy 1, Constraints Report for Area A Solar and Wind (2020). (accessed: Feb. 20 2024) <https://www.eirgrid.ie/site-files/library/EirGrid/ECP-1-Solar-and-Wind-Constraints-Area-A-v1.0.pdf>
- 25) 経済産業省 再生可能エネルギー小委員会, 電力ネットワークの次世代化, 第 52 回資料 2, 2023 年 6 月 21 日 https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kan/pdf/052_02_00.pdf
- 26) Oxford University Press: Oxford Dictionary of English, Apple Dictionary 版, version 2.3.0
- 27) Oxford University Press: Oxford Thesaurus of English, Apple Dictionary 版, version 2.3.0
- 28) 三省堂: ウィズダム英和辞典, Apple Dictionary 版, version 2.3.0
- 29) IEA Wind TCP Task25: Design and Operation of Energy Systems with Large Amounts of Variable Generation (accessed: Feb. 20 2024) <https://iea-wind.org/task25/>
- 30) D. Lew, Y. Yasuda et al.: Wind and Solar Curtailment: International Experience and Practices, *13th Wind Integration Workshop*, WIW13-1146 (2013)
- 31) Y. Yasuda, et al.: International Comparison of Wind and Solar Curtailment Ratio, *15th Wind Integration Workshop*, WIW15-111 (2015)
- 32) L. Bird, Y. Yasuda, et al: "Wind and solar energy curtailment: A review of international experience", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **65**, 577-586 (2016). (DOI: [10.1016/j.rser.2016.06.082](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.082))
- 33) Y. Yasuda, D. Flynn, E. Gómez-Lázaro, H. Holttinen and S. M. Martinez: Latest Wind and Solar Curtailment Information: statistics and future estimations in various countries/areas, *22nd Wind & Solar Integration Workshop*, WISO23-143 (2023)
- 34) 安田陽: 再生可能エネルギー超大量導入を実現する系統柔軟性, *エネルギー・資源*, **45** (1) 34-41 (2024)
- 35) IEA Wind Task25: 風力・太陽光発電の系統連系, ファクトシート No.1, NEDO. (2020) (accessed: Feb. 20 2024) <https://www.nedo.go.jp/content/100923371.pdf>
- 36) IRENA: 変動性再生エネルギー大量導入時代の電力市場設, 環境省, 2019. (accessed: Feb. 20 2024) https://www.env.go.jp/earth/report/sankou2%20saiene_2019.pdf
- 37) 安田陽: 再生可能エネルギーがもたらす便益とは, *科学*, **88** (10), 992-996 (2018)
- 38) 安田陽: 風力発電が社会にもたらす便益, *風力エネルギー*, **44** (1), 32-35 (2020). (DOI: [10.11333/jwea.44.1_32](https://doi.org/10.11333/jwea.44.1_32))
- 39) 安田陽: 再生可能エネルギーの便益が語られない日本 -メデア・政府文書・学術論文における「便益」の出現頻度調査-, 京都大学再生可能エネルギー経済学講座ディスカッションペーパー, No.1 (2019). (accessed: Feb. 20 2024) https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/contents/dp001.html
- 40) 経済産業省: 発電コスト検証に関する取りまとめ(案), 第 8 回発電コスト検証ワーキンググループ資料 2, 2021 年 8 月 3 日. (accessed: Feb. 20 2024) https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/2021/data/08_05.pdf
- 41) 太陽光発電協会: 太陽光発電の現状と 自立化・主力化に向けた課題, 経済産業省 第 79 回調達価格等算定委員会資料 1, 2022 年 11 月 1 日. (accessed: Feb. 20 2024) https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/079_01_00.pdf
- 42) 国立研究開発法人科学技術振興機構低炭素社会戦略センター: 太陽光発電における出力抑制が与える事業影響評価, LCS-FY2015-PP-12 (2016) . (accessed: Feb. 20 2024) <https://www.jst.go.jp/lcs/pdf/fy2015-pp-12.pdf>
- 43) 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO): 太陽光発電導入ガイドブック (2000).
- 44) NEDO: 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). (accessed: Feb. 20 2024) <https://www.nedo.go.jp/content/100933198.pdf>
- 45) エナジービジョン: 太陽光発電の発電量の計算方法を徹底解説!【過積載対応】, 2023 年 6 月 20 日. (accessed: Feb. 20 2024) <https://energyvision.tv/case/7218.html>
- 46) 太陽光発電総合情報: 太陽光パネルの温度と損失係数, 掲載日不明. (accessed: Feb. 20 2024) <https://standard-project.net/solar/hatsudenryo/loss-rate.html>
- 47) 楽エネ: 【初心者向け】太陽光パネルの発電量について徹底解説, 公開日: 2019 年 9 月 4 日, 最終更新日: 2024 年 2 月 5 日. (accessed: Feb. 20 2024) <https://rakuene-shop.jp/columns/beginner-electric-generating-capacity/>
- 48) 資源エネルギー庁: 事業計画策定ガイドライン(太陽光発電), 2023 年 10 月改定. (accessed: Feb. 20 2024) https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/legal/guideline_solar.pdf
- 49) 経済産業省 発電コスト検証ワーキンググループ: 発電コスト検証に関する取りまとめ(案), 第 8 回発電コスト検証ワーキンググループ資料 2, 2021 年 8 月 3 日. (accessed: Feb. 20 2024) https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/s_hin_energy/keito_wg/pdf/045_01_00.pdf