小規模事業用太陽光発電の価値向上と長期安定電源化にむけて

リパワリングやオンライン化は価値向上のチャンス!!

2022年12月13日

一般社団法人　太陽光発電協会（JPEA)

１．長期安定電源としての位置づけ

２．LCOEとPR値で発電水準を確認

３．出力向上へむけた様々なリパワリング

４．出力制御のオンライン化のメリット

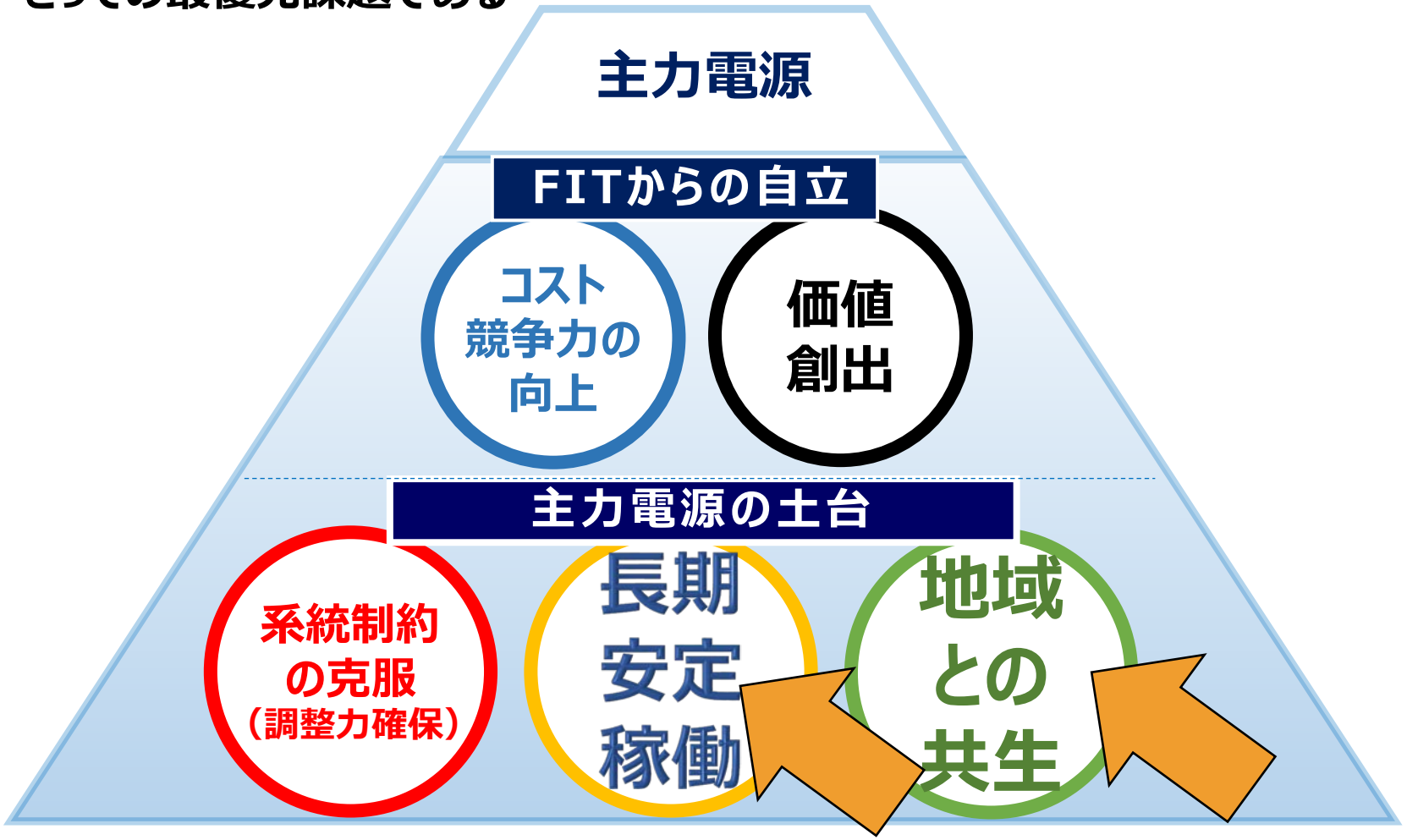
５．さいごに

1．長期安定電源としての位置づけ

1） 地域との共生無くして太陽光発電は主力電源になれない

■ JPEAでは自立した主力電源になるための5つのチャレンジをかかげている！

➢ 「地域との共生」「長期安定稼働」は主力電源の土台であり、太陽光発電にとっての最優先課題である

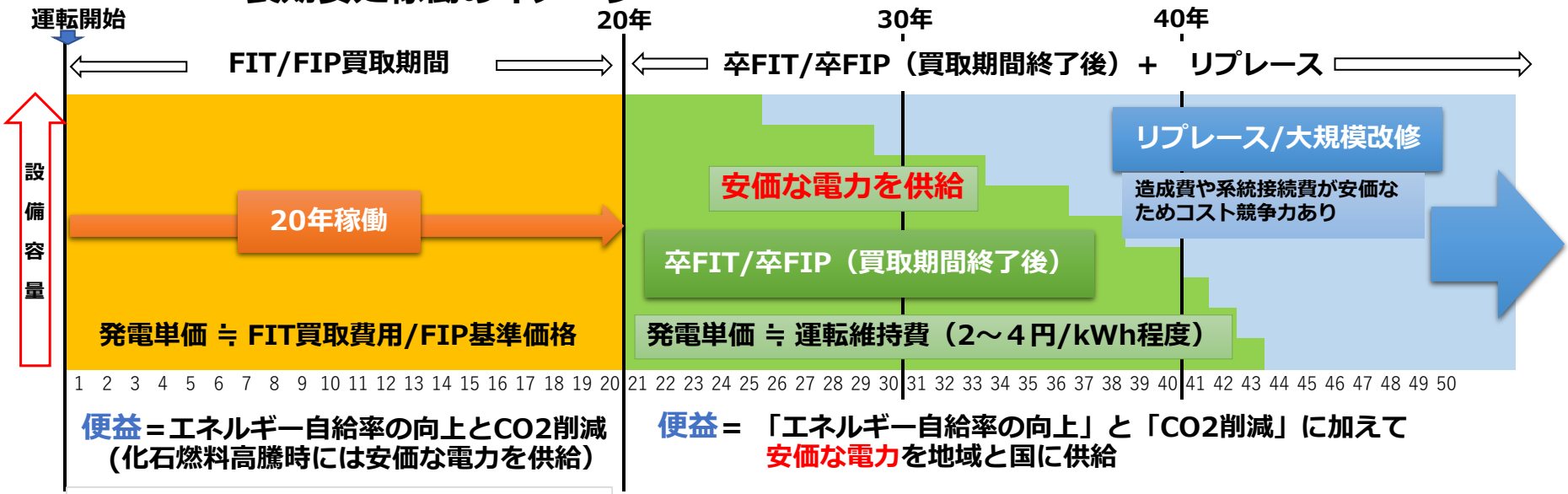


2） 長期安定稼働の重要性：国と地域と将来世代のために

稼働済み太陽光発電設備がFIT買取期間終了後においても長期間稼働を継続すること！

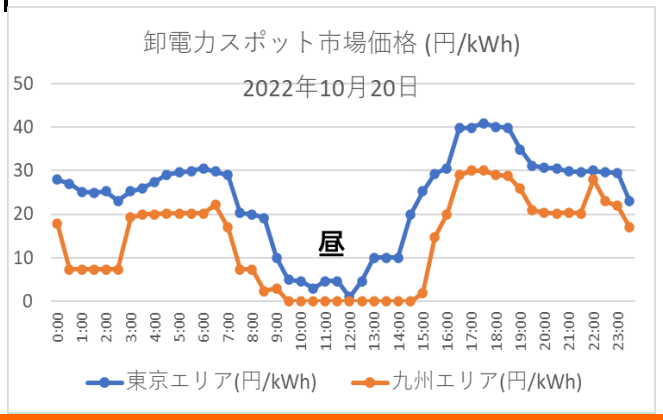
- **エネルギー自給率の向上や脱炭素化、電力コストの低減**といった**国民の便益を最大化**し、
- さらには使用済み太陽電池パネルの排出量の低減にも繋がる

長期安定稼働のイメージ



便益＝エネルギー自給率の向上とCO2削減
（化石燃料高騰時には安価な電力を供給）

便益＝ 「エネルギー自給率の向上」と「CO2削減」に加えて
安価な電力を地域と国に供給



太陽光発電によって昼に安くなった電気（余剰時は出力を抑制される再エネ電気）を地域でより活用できれば地域経済にとってもプラス。

２．LCOEとPR値で発電水準を確認

１）LCOE
　　バスタブカーブ
　　劣化率のインパクト

２）PRを算定
　　トレンド管理
　　稼働率管理

2　LCOEとPR値で発電水準を確認

1）LCOE（Levelized Cost Of Electricity）は、発電量当たりにかかるコスト均等化発電原価ともよばれ、自分の発電所の発電価値評価の重要な指数！

長期安定電源として価値を上げていくには、**①生涯発電の最大化**、と　**②運転維持費の適格化**（リスク回避対策や予防保全含む）の実施次第で発電価値が変わります。
セカンダリー販売の際には、発電性能評価記録や予防保全が価値向上の決め手になる。

運転管理を適確に実施で価値UP！
・定期診断と診断記録の分析
・定期補修と予防保全（スペアパーツなど）
・O&M契約の見直し（突発事故や保険）

LCOE 均等化 発電原価

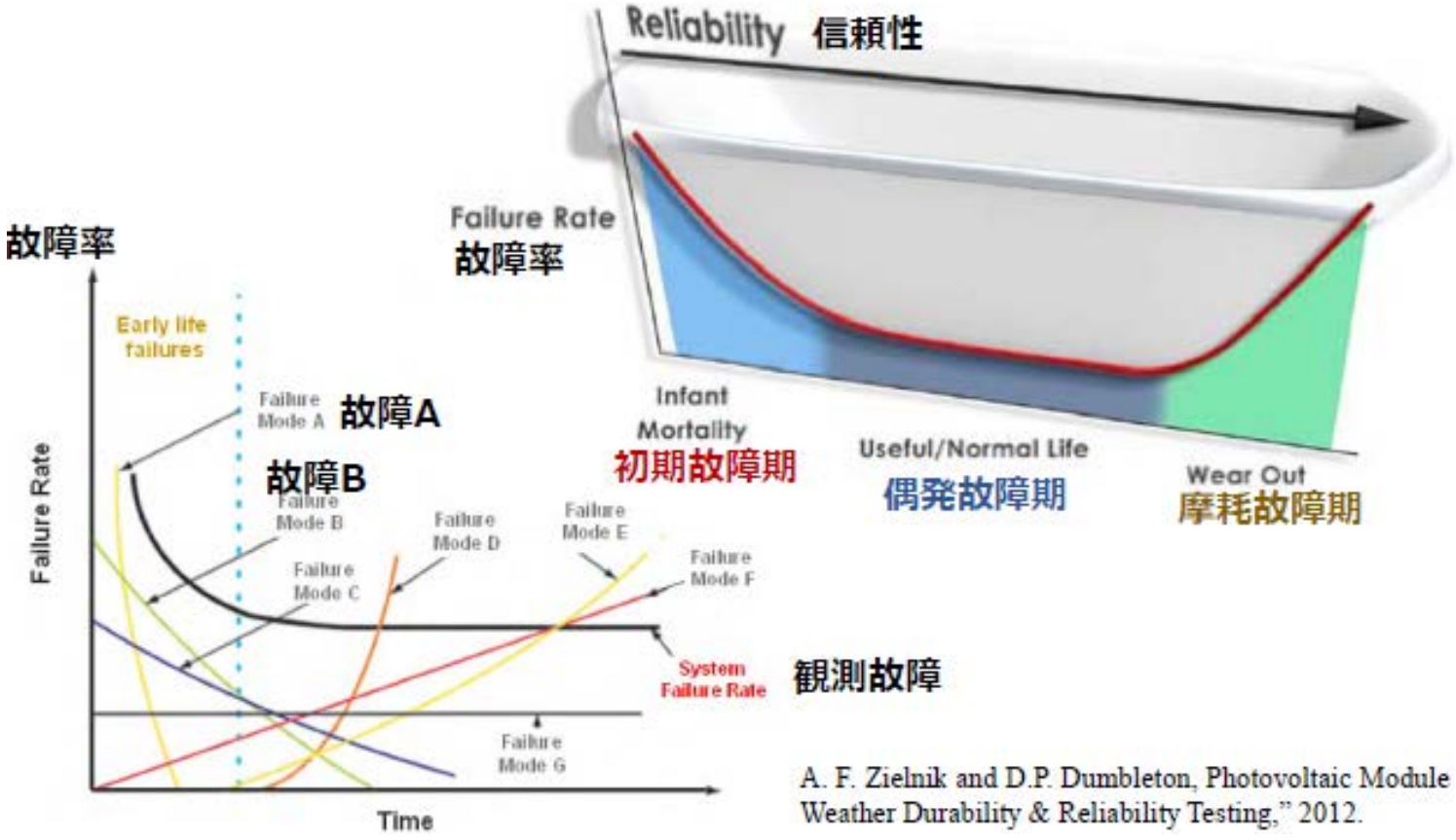
初期資本費 ＋ **運転維持費**

生涯発電量（kWh）

生涯発電量を拡大することで、価値UP!
・システム効率向上（PR管理、劣化低減)
・システム性能維持（性能劣化対策)
・運転管理状況で予防対応
・運転期間の最大化

バスタブカーブ・故障率曲線

- 多くのシステムが、導入初期時と、システム寿命に近づく時期でのシステム故障率が高く、経時変化がバスタブのように曲線になります。
- 初期段階のしっかりとしたメンテや、経年後期の予防保全が長期電源化に貢献。



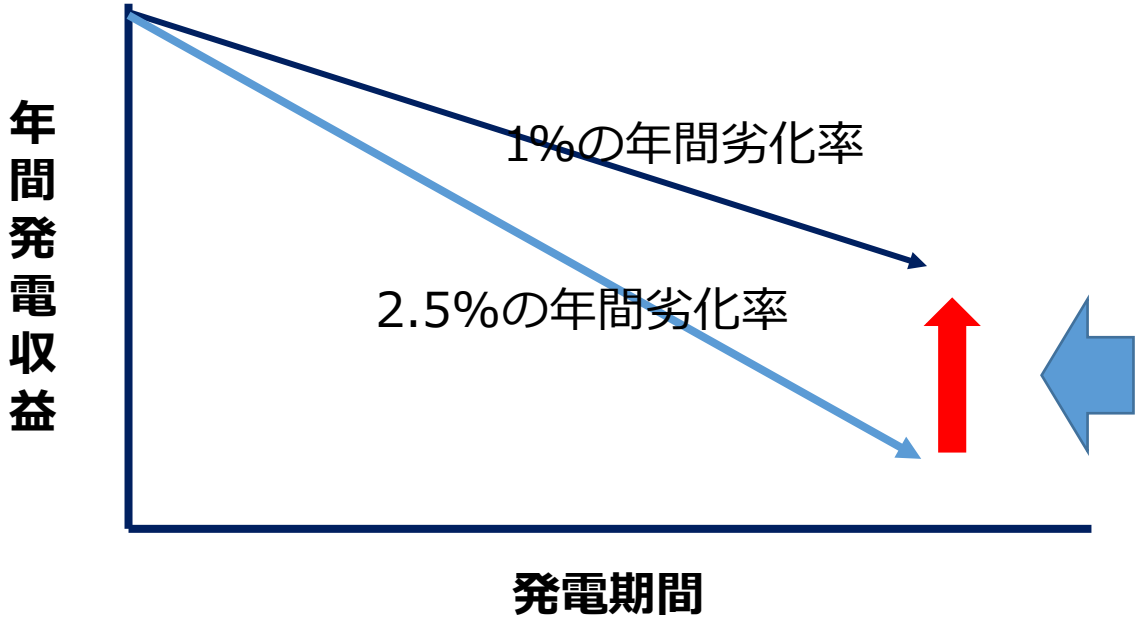
産業技術総合研究所再生可能エネルギー研究センター太陽光システムチーム　棚橋紀悟氏　2022.11.28のセミナー発表資料から引用

劣化のインパクト

- システム損失をいかに押さえられるかが、メリット向上になる。
- 導入初期のシステムは、年間劣化率は、2.5 %を超える例が多い。
- 保守点検のほか、システム劣化を要因を分析して年間劣化率をいかに低減させられるかで、損失を最小化できる。

運転管理を適確に実施で価値UP
・定期診断と診断記録の分析
・定期補修と予防保全（スペアパーツ）
・O&M契約の見直し（突発事故や保険）

・システム効率向上
（PR管理、劣化低減）
・システム性能維持
・運転期間の最大化



年間劣化率を
2.5%→1.0%へ改善
できれば,50kW規模
20年で
40円/kWh　560万円
24円/kWh　340万円
の損失を最小化できる

参考：維持管理コスト（年間平均例）

50kW クラスのメンテコストについては、システム形態、設置場所、設置状況によっても大きく変化するため、あくまで参考としての例を示した。

50kWシステムの維持管理のための代表的なコスト例

項目	年あたり	一般的な例	想定価格幅
草刈	70,000	毎年2回実施　35,000円X2	4万円（１回）～７万円（２回）、地域特性や、植生によって、大きく差があるが、少なくとも最低年1回が実施が必要。草刈時に、目視で異常がないかの確認も重要
パネルクリーニング	オプション	汚れ状況によって判断、通常1回当たり50,000～60,000円	パネルクリーニングは、様々な方法がある。洗浄人件費が主な費用となる。設置場所や条件で実施するか判断も含め、4年～6年に1回程度の費用対効果で判断
電子計測点検	17,500	70,000円４年に１回を原則、計測年１回は草刈も含む例多い	精密点検は、事業者によって異なるが、平均的に、法定電気測定ならびに、発電量簡易診断、５万円～10万円／４年に一回（併せて、目視点検、草刈も同時で効率化）
遠隔監視出力制御	10,000	遠隔監視アラート通告で年間約10,000円	遠隔監視と出力制御がEMSで一体となっているケースやそれぞれが別のケースもある。
出力制御機器	10,000	EMSで年間10,000円　PCS組込の場合は設定変更費用が別途発生	通信費込みで、10年10万円などの契約もあるので、内容や契約を確認する必要がある。 遠隔監視と出力制御機器を、いかにうまく選定するかが重要
緊急駆け付け費用	10,000	駆けつけは、2年に1回程度と想定 1回は約15,000～20,000円	2年に1回程度と想定、1回は1.5万円から2万円程度と想定。円遠隔監視で、発電トレンドや、発電状況の定期確認をおこなうことで異常診断を判断 (定期的な保守点検によって駆けつけを最小化)
電気料金	7,000	待機電力使用料金	夜間の待機電力を系統から購入　年間6000円から8000円程度
動産保険他	30,000	動産総合保険、施設賠償責任保険、売電保障他	動産総合保険（火災保険）10年分を初年度発生、11年目に次の10年分、21年目に次の10年分方式で割引が多い、動産保険では2～3万円／年、施設賠償責任保険は5千円／年程度

尚、採算計算でのランニングコストは、税、返済利息、租税公課（償却資産税）、減価償却、廃棄予備費用などを加え、発電収入その他キャッシュフローを計算して、LCOEの基礎になる。

2）PR値(Performance Ratio)・システム出力係数

一般的に発電量評価で用いられる指標で、太陽電池の公称最大出力（Pmax）に対して、どのくらい発電量が得られたかを示します。
発電予測や、実績発電評価に活用し、値が大きいほど、設備としての発電効率が高いことを表します。　日射量は、設備を設置する場所によって異なるので日射計がない場合には近隣の気象データを代用します。
月次の、トレンドをトレースすることで、正常か異常かの想定をします。

PR値

$$\frac{\text{パワコンからの発電電力量kWh} \times \text{標準試験状態の日射強度　kW/m2}}{\text{アレイ面の日射量kWh/m2} \times \text{太陽電池アレイの出力kWp}}$$

発電所PCS　：50kW
太陽電池　　：70kWp
X月日射量　：110.0kWh/m2
X月のPCS積算発電量：6,420kWh

→ **PR=83.4%**

簡易的なPR値の活用

本稿では、太陽エネルギー学会で発表された「小規模太陽光発電所の遠隔監視システムによる発電電力量監視サービスの開発」、簡易的なPR評価を紹介する。

・本来PR値は、システム出力係数を正確に求めるには発電所構内で取得した日射量データだけでなく発電所の定格出力の情報も必要となるが、この検討では、
・小規模事業者を対象としてできるだけ少ない情報で劣化・故障の推測・勧告を行うことを目的として
・月間発電電力量を近隣観測地点の月平均日射量データで除した数値の12ヶ月退移動平均を正規化した値で評価すると、近似的なPR値に近似する手法を活用している、
・発電事業者から日射量データや定格容量、運転開始日などの情報提供が無くとも経年の傾向が把握できるため、この簡易的なＰＲを評価して活用されている。

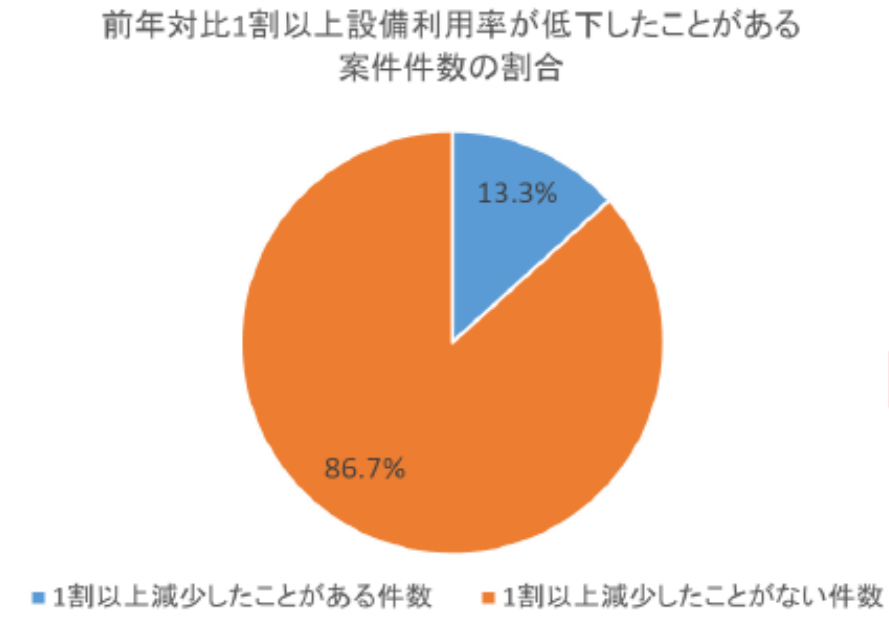
Degradation level	Drop ratio per year	Number of plants	Percentage
I	Under 1%	39	27.1%
II	1—2%	48	33.3%
HI	2-4%	35	24.3%
IV	more than 4%	22	15.3%
(Sum)	–	144	100%

・144 サイトの分析結果が、左図に示す
・低下率を4段階にわけ評価している
・２%から4%を超える、データが4割近くあることがわかった。
・特に、著しい低下があった発電所はPCSのトラブルに加え、竹林による、パネルに汚れが影響したとの報告である。
・時系列的に、PR値を分析していくことでシステム変化をとらえ、継続的な保守が運営できるといえる。

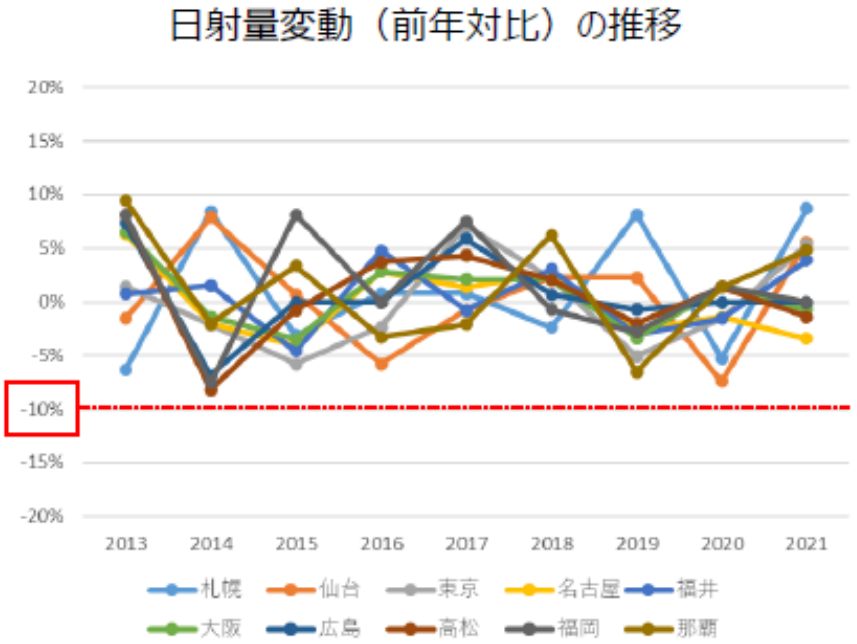
参考出典・引用
日本太陽エネルギー学会論文集　2021　　安田陽（京都大学）、大門敏夫（新ｴﾈﾙｷﾞｰO＆M協議会、奥山恭之（エナジービジョン）

設備不良について（METI報告・設備利用率から）

- 審議会では、事業用太陽光発電設備のうち、**対前年比でこれまで１割以上設備利用率が低下したことがある案件**は、**全体の13.3%**。
- こうした**設備利用率の大幅な低下の要因**としては、**設備不良や管理不全の可能性**が考えられる。このため、**適切なパネルの貼り替え・増設やO&Mの実施によるkWhの増加**によって事業性が改善することが期待できる。



(出典)FIT認定情報より資源エネルギー庁作成
※20年6月～21年5月の12ヶ月間稼働している事業用太陽光を対象に、各年6月から翌5月までの発電実績で対比。
※設備不良や管理不全の他日射量の影響等も含まれている。
※稼働率の異常値(50%以上）を記録している案件は除外。



（出典）気象庁 全天日射量データより資源エネルギー庁作成

経産省、再エネ大量導入次世代NW小委員会資料から引用

３．出力向上へむけた様々なリパワリング

１）まずは発電所の出力低下・劣化の原因となる要因は何かを想定

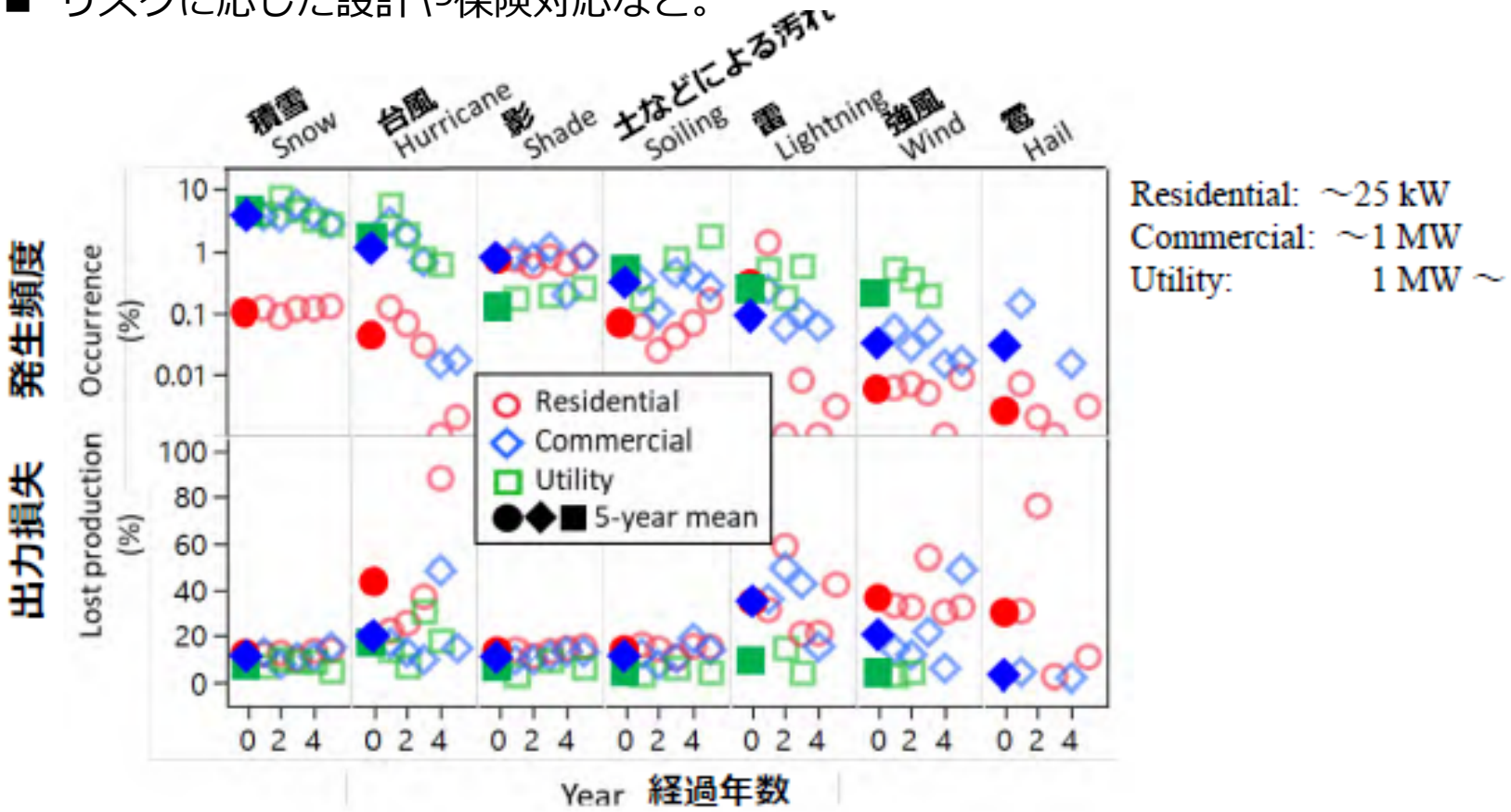
２）劣化を最小化し、出力向上への様々な方向
- システム診断で健全化(バラツキ管理)
- PCS保守点検・交換の機会に入れ替え
- EMSの導入（遠隔監視やオンライン化）
- 配線・ケーブル・配列見直し
- その他

３）制度変更をとらえたリパワリングについて
- モジュールの３%ルール変更
- 蓄電池の導入と補助支援強化（FITからFIPへ）
- FIT終了後を目指して、長期運転へ

参考：蓄電池活用例

1）原因の想定：さけられない要因

- 台風や、豪雪、竜巻、風害、水害ななど、異常災害など、避けられない要因もありますが、あらかじめ、発生リスクとを想定した対策も必要。
- リスクに応じた設計や保険対応など。



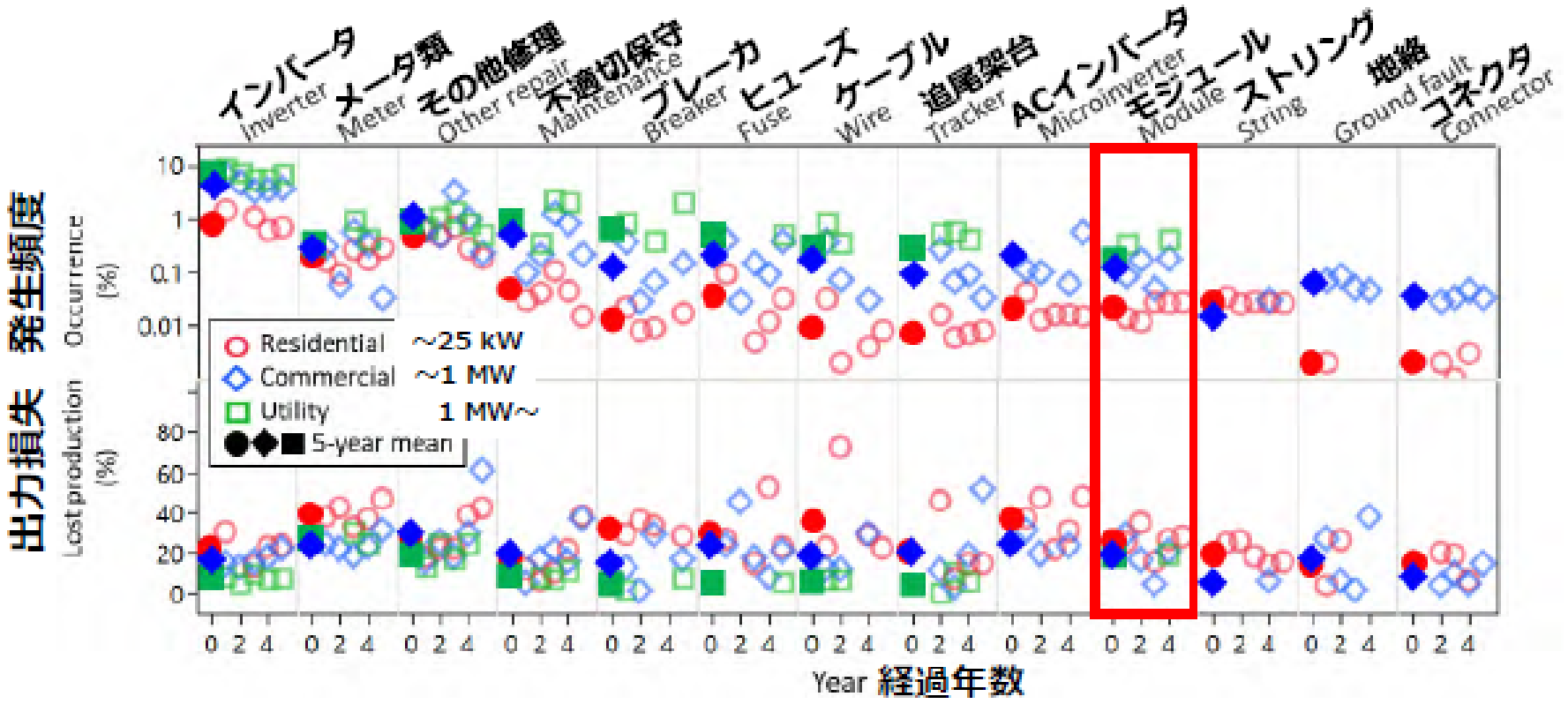
D. C. Jordan, B. Marion, C. Deline, T. Barnes, and M. Bolinger, "PV field reliability status—Analysis of 100 000 solar systems," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 28, no. 8, pp. 739–754, Aug. 2020.

産業技術総合研究所再生可能エネルギー研究センター太陽光システムチーム　棚橋紀悟氏　2022.11.28のセミナー発表資料から引用

1）原因の想定：劣化・不具合のさまざまな要因を調査

- PR値などや、発電量低下などで、システム全体の性能劣化が想定されます
- PCS毎のバラツキ、アレイ毎のバラツキ、季節による影の影響など、遠隔監視データーを分析して原因を探ります。

劣化の要因はさまざま： 5年間の大規模追跡調査によると・・・



産業技術総合研究所再生可能エネルギー研究センター太陽光システムチーム　棚橋紀悟氏　2022.11.28のセミナー発表資料から引用

2)　劣化を最小化し、出力向上への様々な方向

2)-1　既存システムの出力向上

・アレイモジュールのバラツキを改善、配線回路の見直し（MPPTの最適動作領域も含む）
・Hot スポットやBDなど確認
・ケーブル配線などの見直し
・定期メンテナンス（草刈、洗浄、予兆による事前対応）

２)-2　機器保全、機器入れ替えで出力と信頼性を向上

・高効率モジュール入替え
・PCS保守点検の機会にPCS交換
（影などが常時発生するシステムなどは、分散型MPPTの効果によって出力向上の可能性高い）
・オンラインシステムと遠隔監視の見直し（EMS)
・蓄電池の導入（過積載効果など）

３）制度変更に対応した、再エネの有効活用

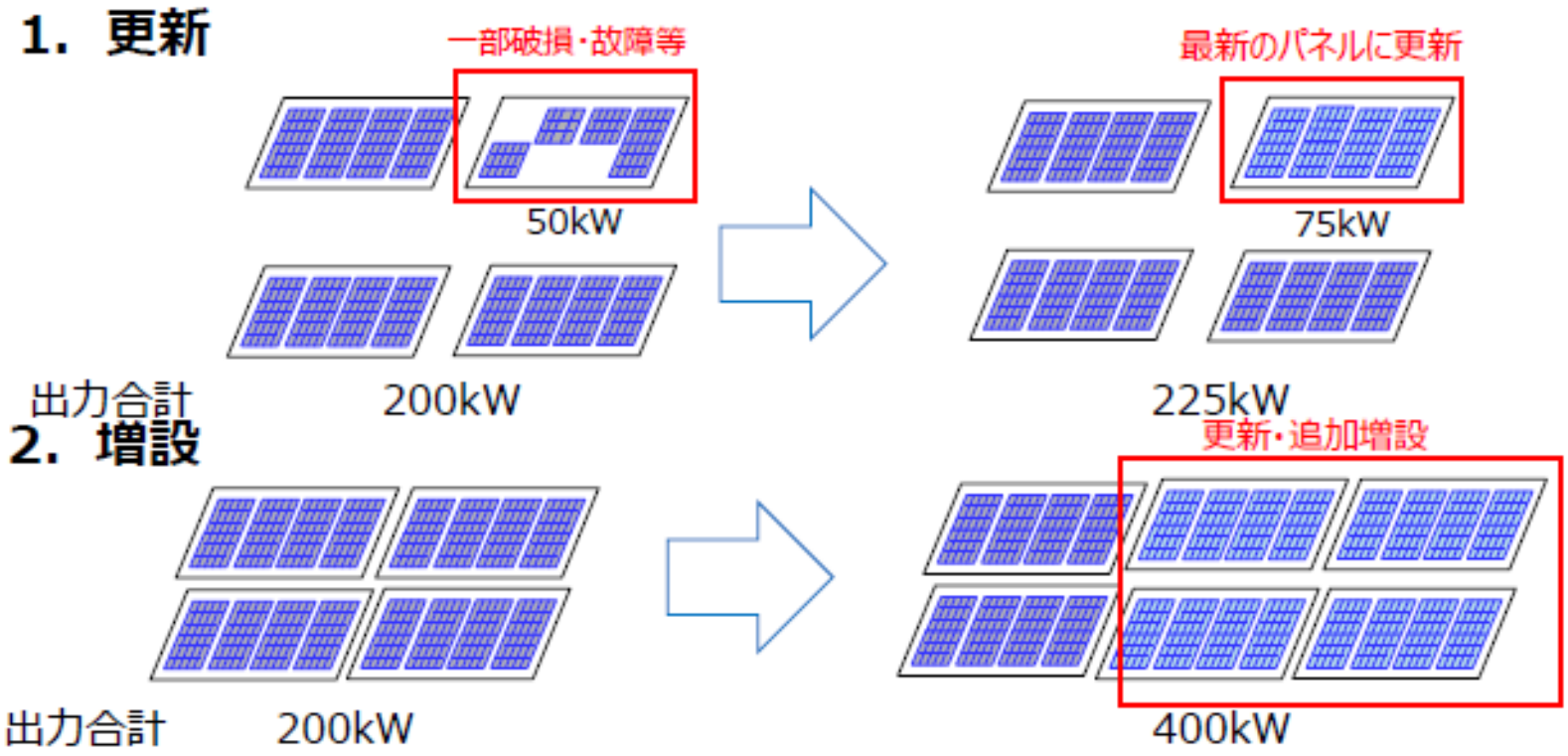
太陽光発電設備のパネル更新/増設
　過去10年でモジュール変換効率は5%以上向上
　価格低下も進行

FIT制度とFIP制度の選択可能へ
　FIPに移行しても、アグリゲーター経由での
　価格固定が可能、電力市場統合で賦課金低減

蓄電池の導入
　太陽光発電の併設蓄電池支援が、補正予算から
　実施予定、事前に、需要パターンに応じた
　シミュレーションで導入効果を見ることを推奨

太陽光発電設備のパネル更新/増設（＝既設再エネの有効活用）

- 現在は、太陽電池の出力が3kWかつ3%を超える際には、国民負担の増大抑止の観点から、設備全体の調達価格/基準価格が最新価格へ変更される
- 今回の制度見直しでは、更新/増設といった運用は既存再エネ等の有効活用という観点からは促進する方向で検討中
- 負担の増大を抑止することを前提に、こうした価格変更ルールの見直し予定



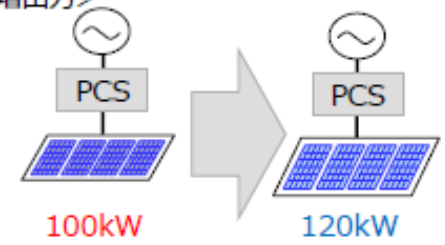
経産省、再エネ大量導入次世代NW小委員会資料から引用

太陽電池出力増加時の現行ルール見直し

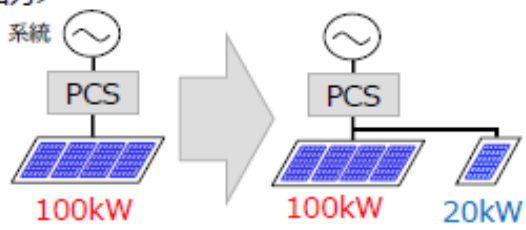
- 具体的には、張り替え・増設をする際に、**認定出力のうち当初設備相当分は価格維持する**こととし、**増出力分相当は十分に低い価格を適用する方向**で調達価格等算定委員会において議論。また、**張り替え・増設後の設備も含めて当初設備の調達期間等を維持する**。
- こうした張り替え・増設時には**関係法令遵守の再確認**や、新しく設置したパネルも含む適切な**廃棄費用の積立を担保**することで**引続き検討を深めていく方向**。

○見直し後価格変更イメージ

<張り替えによる増出力>



<増設による増出力>



<諸元>
- ✓ 当初設置されていたパネル出力：100kW
- ✓ 増設･張り替えによる増出力：20kW
- ✓ PCS容量･系統容量：100kW(不変)

<価格変更式>

$$\frac{\text{当初の設備分}\ 20\text{円/kWh}\times 100 + \text{増出力分}\ 10\text{円/kWh}\times 20}{\text{太陽電池の総出力}\ 120} = \mathbf{18.33\text{円/kWh}}$$

※十分に低い価格（例えば最新の価格以下）

経産省、再エネ大量導入次世代NW小委員会資料から引用

低圧（10～50kW）太陽光は、FIT制度とFIP制度の選択可能へ

- **現在FIP制度の対象区分は、50kW未満は認められていない。**
- **現在、国の審議では、低圧（10kW～50kW）太陽光については一層の長期電源化や市場統合を進める観点から、**小売電気事業者やアグリゲーターと連携し**一定の条件で、低圧太陽光発電設備について新規認定・既認定ともに、FIT制度（地域活用要件あり）に加えて、FIP制度を選択可能とする方向**で、本年度の調達価格等算定委員会で検討中。
- 今後、低圧発電設備の取引方法に関する混乱が生じないように留意すべく
  例えば認定基準として以下いずれかの要件を求めることが考えられる。
  ① 相対契約により供給を行う場合であり、直接の供給先が電気事業法上の届出をしている特定卸供給事業者（アグリゲーター）や電気事業法上の登録をしている小売電気事業者である場合等
  ② 同一認定事業者で**保有する認定発電設備の出力合計値が一定規模以上**である場合等

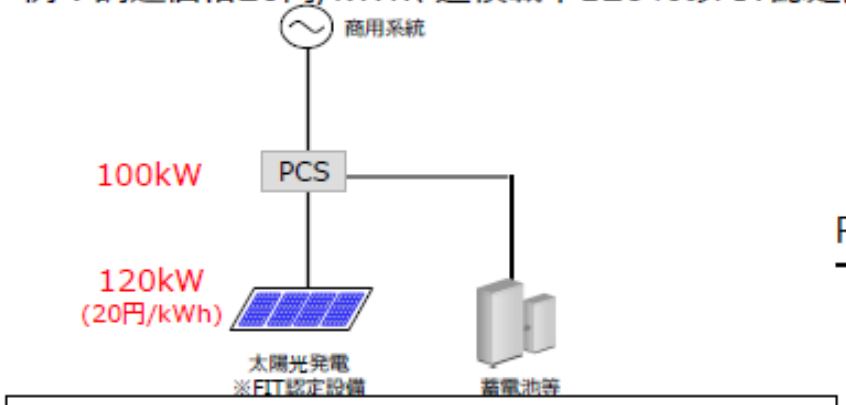
- また、低圧太陽光案件がFIP制度を選択する場合には、**こうした案件の地域に対するあり方**についても再検討される方向。

FIP移行認定発電設備に事後的蓄電池設置可能へ

- FIP移行認定発電設備に事後的にPCSよりも太陽電池側に蓄電池を設置した際、太陽電池の出力がPCSの出力を上回っている場合には、発電設備の出力（PCS出力と過積載部分の太陽電池出力）と基準価格（蓄電池設置前価格と十分に低い価格）の加重平均値に価格変更する方向で検討する。
- JPEAからは、過積載150%とみなしても、実際には発電量が1.６%程度であり、低い価格（例えば10円／kWh）が適用されると、平均単価が2割近く下がるため、デスインセンティブになるため、蓄電地支援の補助だけではなく、加重平均での単価の改善を求めている。

再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第44回）（2022年8月17日）資料1より抜粋

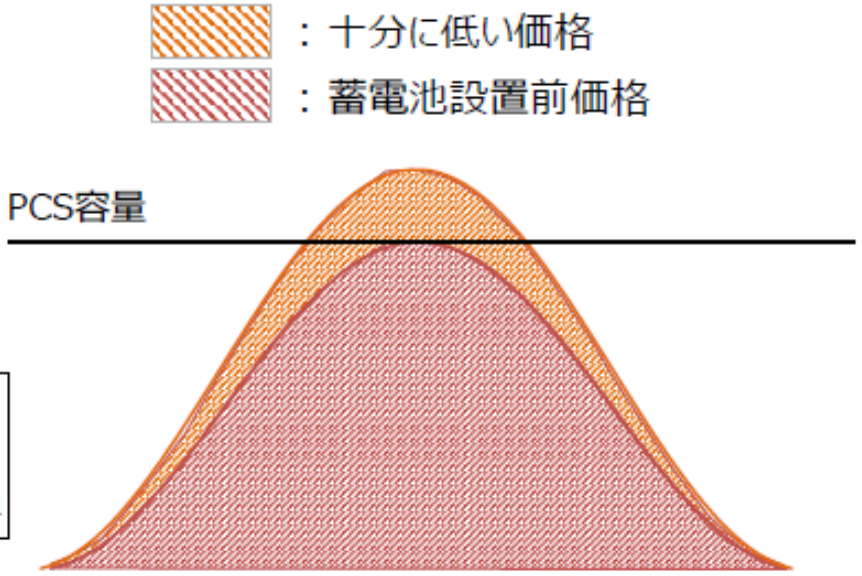
例：調達価格20円/kWh、過積載率120%のFIT認定設備に蓄電池を設置してFIP制度に移行する場合



<蓄電池設置後供給価格算出イメージ>

$$\frac{20\text{円/kWh}\times 100 + 10\text{円/kWh}※\times 20}{120} = \underline{\mathbf{18.33\text{円/kWh}}}$$

※十分に低い価格



経産省、再エネ大量導入次世代NW小委員会資料から引用

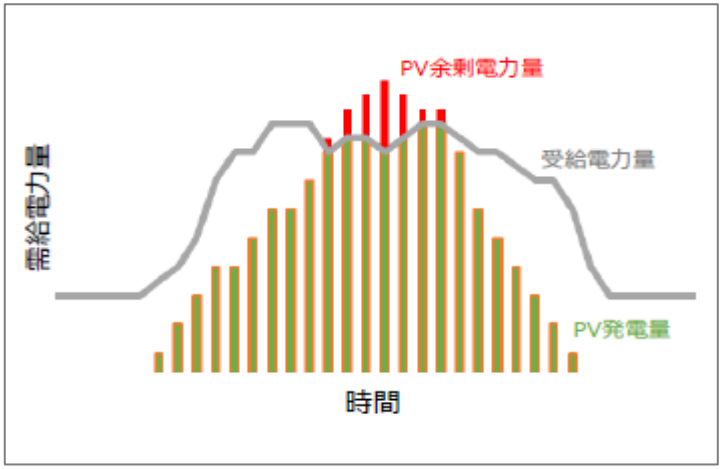
参考：蓄電池の導入ついて

■ 代表的な目的として以下の3つが考えられる

① **余剰電力活用**　太陽光の余剰電力を充電し、夜間等に活用することを目的に導入
② **ピークカット**　契約電力（デマンド）の削減を目的に導入
③ **BCP対策**　停電等のバックアップとしての活用を目的に導入

■ 各々の目的における容量設計の考え方

① 余剰電力活用 ：太陽光の余剰電力を充電し、夜間等に活用することを目的に導入

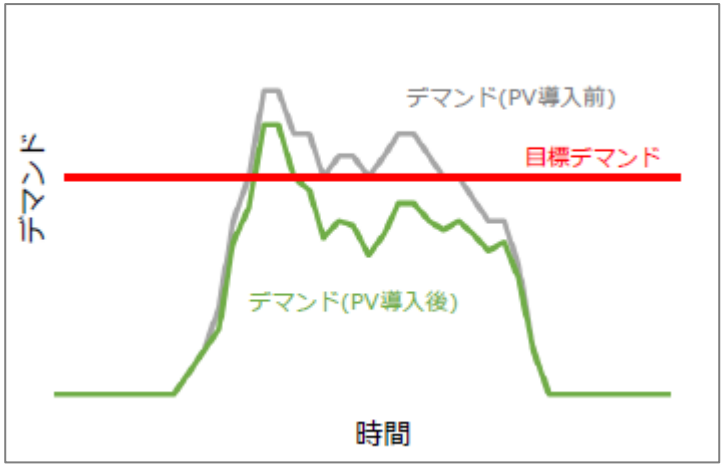


① 現在の受給電力量とPV導入後のPV発電量より、PV余剰電力量を算出する
② 余剰電力量をどの程度活用するか目標を設定する

余剰電力発生要因として下記2つが考えられる。
①発電量が需要を超える場合
②太陽電池容量(kWdc)がパワコン容量(kWac)より大きい場合（過積載状態）

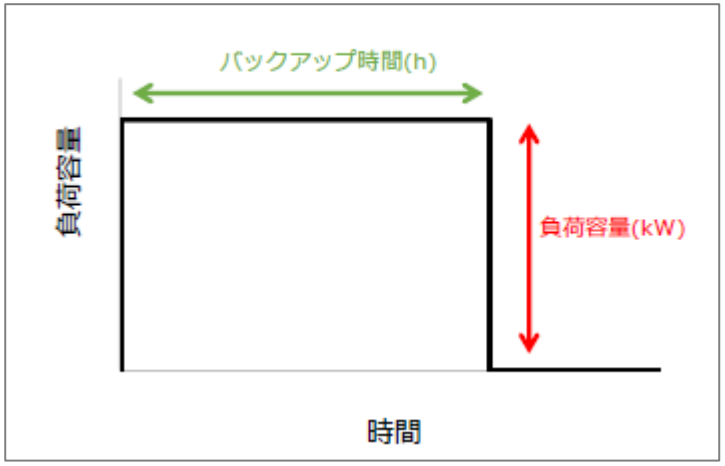
蓄電池の導入目的と容量の考え方

② ピークカット：契約電力（デマンド）削減を目的に導入



① 現在のデマンドからPV導入後のデマンド値を算出する
② 目標デマンドからピークカット電力を設定する
＊ **需要カーブのピーク形状が鋭いほどピークカット効果が出やすい**

③ BCP対策：停電時のバックアップとしての活用を目的に導入

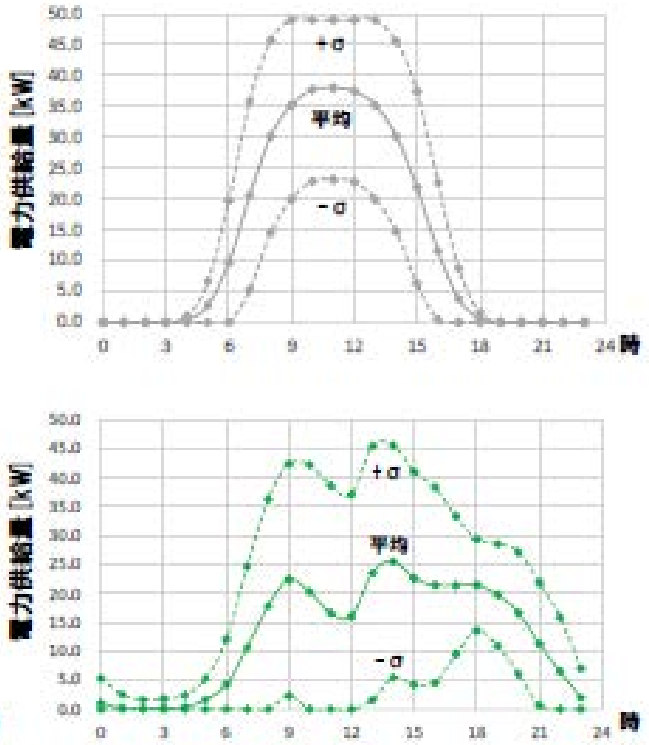


① 災害時にバックアップしたい負荷容量(kW)を決める
② 電力供給するバックアップ時間(h)を決める

49kW太陽光発電に過積載・蓄電池を導入FIPで運用の試算紹介

- 自然エネルギー財団が、2022年11月「エネギー機器を踏まえた電力システム改革の提言」報告の参考資料２で標記の試算をおこなっているので参考に取上げた。
- 太陽光発電など変動型自然エネルギー発電所へ蓄電池を設置し、FIP制度と併用するならば、太陽光発電所が電力の安定供給へより貢献することになる。既存発電所の過積載化ならびに事後的蓄電池を導入した場合の発電事業者における経済性については、FIP制度の設計次第と考察。　注：需要家の需要プロファイルにより、大きく変化する為、事業シュミレーションでメリットを判断することを推奨する。

前提（ケース２を紹介）
太陽光発電所　：
容量：PCS 49kW（既設）
　　PV98kW（過積載増設時）
蓄電池諸元ケース２
　25kW/135kWh
・日照データ NEDO 日照データ
・市場価格：　2020 年度 JEPX
　前日スポット市場（東京）
・蓄電池運用：現時点価格と
　先 5 時間平均価格を比較し
　蓄電・放電を決定
・系統からの充電：行わない



４．出力制御のオンライン化のメリット

１）拡大する出力制御とオンライン化の推奨

２）出力制御見通し（エリア需給バランス制約）
　2030年度長期見通しと2023年の制御見通し

３）オンライン化のメリット

参考：今後想定される出力制御について

4．出力制御のオンライン化のメリット

1） 拡大する出力制御とオンライン化の推奨

- 出力制御は2023年3月までは九州エリアで実施されてきたが、 2022年4月以降は、北海道、東北、中国、四国のエリアに拡大され、2023年度においては、中部、北陸、沖縄エリアへの拡大が想定されている。

- 再エネの出力制御は社会的コスト全体を抑制しつつ、再エネの最大限の導入を進めるうえで必要な措置であるが、その増大は、再エネ事業者にとっては事業予見性が損なわれ、またCNの実現に向けた再エネの最大活用にとっても望ましくないため、可能な限り出力制御を減らすための取組みが系統WGで議論され推進されている。

- 出力制御の低減に向けた取組は、
「地域間連系線の増強・最大活用」、「火力電源等 の最低出力引き下げ」、「揚水式水力や蓄電池の活用」、「需要創出」等があり、
再エネ電源が出来ることとしては「オンライン制御化」等がある。

- 太陽光発電のオフライン制御は前日16時に制御量を確定し、発電事業者自らが当日8～16時に発電を停止する。一方、オンライン制御は当日2時間前の需給予測に応じた柔軟な調整が可能であり、必要時間帯のみ制御されるため、オフライン制御に比較して制御量の低減が可能となる。

- 九州エリアではオンライン制御化により再エネ制御量を約3割低減できたとの報告（2018年度実績）があり、今後、他のエリアにおいても、長期見通しに示されるように制御率の拡大が想定されており同様の効果が期待できる。

- 更に、今後想定される混雑管理にともなう制御についても、あらかじめオンライン制御機器の導入を行えば、多くの機器は、EMS等プログラム変更で対応でき追加費用を最小化できる可能性がある。

- 旧ルールの太陽光発電所の場合、オンライン制御化は義務ではないが、オンライン化に伴う費用よりも制御量削減のメリットが上回る可能性が十分あるため、あらかじめ、本資料を参考に費用とメリッ トの定量化・評価を実施頂きたい。

旧ルールの事業者様では、遠隔監視装置の設置がないケースなどは出力制御装置と合わせて、オンライン化を行うことで、コスト効率的な運用ができる可能性があります。
設置者が、恒常的に発電性能を評価していくことで、性能保持や異常リスク低減化がはかれ、事業メリットや価値向上につながります。

2）-1　出力制御の長期見通し（約10年見通し）

出力制御の長期見通しは、毎年系統WGで供給計画（2030年度）までの導入量（先行き約10年）の見通しを参考に、各エリアごとに示されている。

前提条件

- ■ 需要対策：各エリア最低需要の10%分について、蓄電池が6時間容量分の需要創出と仮定
- ■ 供給対策：電源Ⅰ～Ⅲの火力発電設備の最低出力（現行概ね30%、一部50%）を20%（バイオマスは40%）としたと仮定
- ■ 系統対策：現在建設中の地域間連系線の増強に加え、マスタープラン中間整理において増強の必要性が高いとされた地域間連系線が増強されたと仮定　（北海道→東京＋400万kW、北海道→東北＋30万ｋW、九州→中国+278万kW 、東北→東京＋455万ｋW）

<出力制御率(%)>

※表中括弧内の数値は各社ケース③において見込まれる出力制御率（赤枠）に対する差分

(%)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
各社ケース③ ※1,2,3,4 において見込まれる出力制御率	49.3	41.6	6.3	5.8	3.7	8.8	28.6	2.1	34	1.7
需要対策	49.0	37.8	–	4.2	3.1	–	17.4	1.0	28	0.1
	(▲0.3)	(▲3.8)	–	(▲1.6)	(▲0.6)	–	(▲11.2)	(▲1.1)	(▲6)	(▲1.6)
供給対策	38.3	22.9	0.2	3.7	2.4	0	13.2	1.9	31	0.0
	(▲11.0)	(▲18.7)	(▲6.1)	(▲2.1)	(▲1.3)	(▲8.8)	(▲15.4)	(▲0.2)	(▲3)	(▲1.7)
系統対策 50%分活用	0.9	8.4	–	–	–	–	–	–	22	–
	(▲48.4)	(▲33.2)	–	–	–	–	–	–	(▲12)	–
100%分活用	0	0.6	–	–	–	–	–	–	12	
	(▲49.3)	(▲41.0)							(▲22)	

出典：各エリア一般送配電事業者

※1　太陽光と風力について、足下から2021年度供給計画2030年の導入量の伸びの1.5倍程度まで導入された場合を想定したもの。導入量については、機械的に伸ばしたものであり、将来的な地域の偏在性を想定するものではない。
※2「無制限無補償ルール事業者の再エネ出力制御見通し」（2020年度実績ベース）※3　連系線活用量100%の場合（中三社は連系線活用量0%）
※4　各一般送配電事業者試算のうち、太陽光・風力を統合した出力制御率を提示

第43回系統ワーキンググループ（11.30）の審議資料を参考に作成

2）-2　短期：2023年度各エリアの出力制御見通し

短期の出力制御見通しは、毎年2回・系統WGで示される。第43回での試算では、23年度から、新たに中部・北陸・沖縄での制御見通しの可能性が加わった。

	北海道	東北	中部	北陸	中国	四国	九州	沖縄
出力制御率見通し（2023年度） 出力制御率(%) ※2 [制御電力量(kWh)]	**0.01%** [50万kWh]	**0.56%** [8,857万kWh]	**0.01%** [175万kWh]	**0.02%** [43万kWh]	**0.67%** [6,168万kWh]	**0.48%** [2,490万kWh]	**4.8%** [7.4億kWh]	**0.34%** [188.8万kWh]
仮に、エリア全体がオンライン化した場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	- ※3	0.27% [4,358万kWh]	- ※3	0.02% [36万kWh]	0.44% [4,059万kWh]	0.33% [1,719万kWh]	4.8% [7.4億kWh]	0.06% [29.9万kWh]
連系線利用率 ※4 （100%/50%/0%）	50%	100%	0%	50%	50%	50%	100%	–
最低需要 ※5 **（2021年度）[万kW]**	292	724	1031	217	495	229	688	73.8
変動再エネ導入量（2021年度）[万kW]	272	914	1066	131	652	340	1154	39.1
変動再エネ導入量/最低需要（2021年度）[%]	93%	126%	103%	60%	132%	148%	168%	53%
（参考）出力制御率見通し（2022年度） ※6 出力制御率(%)	0.03%	0.36%	-	-	0.21%	0.58%	3.0%	0.3%

※1 本表に掲載のない2エリア（東京、関西）については、2023年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。
※2 出力制御率は変動再エネ（太陽光・風力）の数値。
※3 「-」で示している部分は、 2023年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。
※4 各エリアで出力制御が発生する場合に蓋然性が高い連系線利用率の値を採用。
※5 最低需要とは、４月から５月9日までの休日（GWを含む）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とする。
※6 2022年度の数字は2022年4~6月の実績を反映したもの。出所：第41回 系統WG（2022年9月14日）

2)-3　2023年度出力制御見通し（エリア別、ルール別内訳）

		出力制御率（太陽光発電・風力発電それぞれの主力制御率）					
		旧ルール		新ルール	無制限・無保障ルール	制御対象設備計	全設備
		オフライン	オンライン				
北海道電力ネットワーク	2023年度見込み	**0.06%** 太陽0.05% 風力0.07%	**0.0%** 太陽0.00% 風力0.00%	**0.0%** 太陽0.00% 風力0.00%	**0.0%** 太陽0.00% 風力0.00%	**0.01%** 太陽0.02% 風力0.01%	**0.01%** 太陽0.01% 風力0.01%
	Ｅリア全体オンライン化	0%　エリア全体出力制御なし					
東北電力ネットワーク	2023年度見込み	**1.22%** 太陽1.42% 風力0.7%	**0.10%** 太陽0.12% 風力0.07%	**0.07%** 太陽0.0% 風力0.07%	**0.12%** 太陽0.12% 風力0.07%	**0.69%** 太陽0.89% 風力0.33%	**0.56%** 太陽0.66% 風力0.01%
	Ｅリア全体オンライン化	0.31%		0.18%	0.36%	0.3%	0.27%
中部電力パワーグリッド	2023年度見込み	**0.051%** 太陽0.057% 風力0.027%	**0.0%** 太陽0.00% 風力0.00%	**0.0%** 太陽0.0% 風力0.0%	**0.0%** 太陽0.0% 風力0.0%	**0.015%** 太陽0.014% 風力0.026%	**0.012%** 太陽0.011% 風力0.025%
	Ｅリア全体オンライン化	0.00%　エリア全体出力制御なし					
北陸電力送配電	2023年度見込み	**0.06%** 太陽0.06% 風力0.06%	**0.02%** 太陽0.02% 風力0.00%	**0.01%** 太陽0.01% 風力0.00%	**0.01%** 太陽0.01% 風力　－	**0.03%** 太陽0.03% 風力0.04%	**0.02%** 太陽0.02% 風力0.04%
	Ｅリア全体オンライン化	0.02%		0.04%	0.02%	0.02%	0.00%

第43回系統ワーキンググループ（11.30）の審議資料を参考に作成

2)-3　2023年度出力制御見通し（エリア別、ルール別内訳）

		出力制御率（太陽光発電・風力発電それぞれの主力制御率）					
		旧ルール		新ルール	無制限・無保障ルール	制御対象設備計	全設備
		オフライン	オンライン				
中国電力ネットワーク	2023年度見込み	**1.40%** 太陽1.51% 風力0.59%	**0.54%** 太陽0.54% 風力　－	**0.54%** 太陽0.54% 風力　－	**0.54%** 太陽0.54% 風力0.59%	**0.95%** 太陽0.97% 風力0.59%	**0.67%** 太陽0.67% 風力0.59%
	Ｉリア全体オンライン化	0.51%		0.55%	0.55%	0.53%	0.44%
四国電力送配電	2023年度見込み	**1.29%** 太陽1.43% 風力0.58	**0.16%** 太陽0.36% 風力0.04%	**0.31%** 太陽0.36% 風力0.04 %	**0.36%** 太陽0.36 % 風力 --	**0.89%** 太陽0.98% 風力0.38%	**0.48%** 太陽0.50% 風力0.38%
	Ｉリア全体オンライン化	0.38%		0.40%	0.45%	0.40%	0.33%
九州電力送配電	2023年度見込み	**8.6%** 太陽9.8% 風力2.4%	**6.0%** 太陽6.1% 風力1.7%	**1.7%** 太陽　-- 風力1.7%	**6.0%** 太陽6.1% 風力1.7%	**6.7%** 太陽7.1% 風力2.1%	**4.8%** 太陽５.0% 風力2.1%
	Ｉリア全体オンライン化	5.7%		1.7%	6.0%	5.8%	4.8%
沖縄電力	2023年度見込み	**0.53%** 太陽0.53% 風力0.17%	**0.32%** 太陽0.32% 風力0.0%	**0.28%** 太陽0.32% 風力0.17%	**0.27%** 太陽0.41% 風力0.17%	**0.47%** 太陽0.49% 風力0.17%	**0.34%** 太陽0.35% 風力0.17%
	Ｉリア全体オンライン化	0.08%		0.07%	0.06%	0.08%	0.06%

第43回系統ワーキンググループ（11.30）の審議資料を参考に作成

3）オンライン化のメリット

旧ルール太陽光のオンライン制御化の初期費用の想定目安

発電設備規模	PCSﾒｰｶｰ立会 調整費	制御機器 通信機器	現場設置調整 工事費用	初期費用合計 概算の目安
低圧（10～50kW）	施工店実施	10～20万円	販売施工店	20～50万円
高圧（50～500kW）	PCSﾒｰｶで異 なる別途見積	20～100万円	施工店・制御機器 ﾒｰｶｰの別途見積	50～300万円

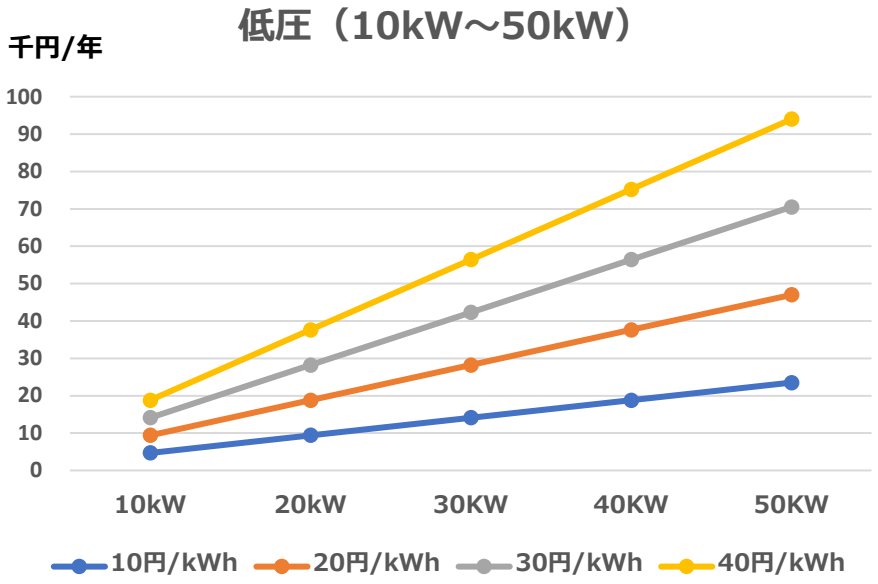
旧ルール太陽光のオンライン制御化の初期費用の想定目安

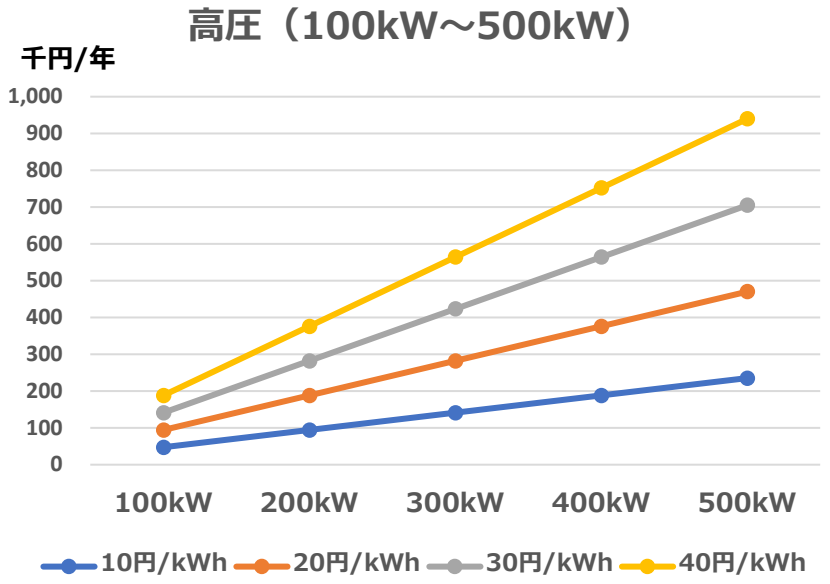
- オンライン化による経済的メリットは、制御一回当たりの制御時間が、オフラインよりも短くなることに加え、現地操作が不要となり実務上の負担軽減や人件費削減が挙げられる。
- 制御時間短縮による経済的リットについては、「個別発電所の発電量」見通し、エリア内の「オンライン化によって低減できる制御量の割合」見通し「個別発電所の売電単価」等の要因によって異なるため、個別の前提を用いて計算する必要があるが、式で表すと以下の通り。
  1年間の経済的メリット（円）＝個別発電所の年間発電量見通し（kWh）× 個別発電所の売電単価(円／kWh)
  × オンライン化によって低減できる制御量の割合見通し(%)
- ここでは、出力制御が発生している九州エリアを例に、参考として制御時間の短縮による経済的メリットを算定。なお、オンライン化により技術者の現地派遣費を削減できる場合があるが、専用の機器設置により、遠隔で出力を停止できる別の手段もあるため、経済的メリットの算定には含めていない。（もし、そのような専用の機器を導入していない場合はメリットに含められる）
- 算定するにあたって想定した前提条件は以下の通り
  □ オンライン化によって削減できる出力制御の割合の見通し:総発電量の3.7%（系統WGの2023年見通しかた）
  □ 発電所の設備利用率:14.5%（調達価格等算定委員会の資料より、10kW以上全体の平均値）
  □ 売電単価:10円/kWh～40円/kWh
  例えば、発電所の設備容量500kW、売電単価24円／kWhとした場合
  年間発電量（kWh）＝ 500kW×8760時間×14.5% ＝ 635,100kWh
  従って、1年間の経済的メリット（円）＝ 635,100kWh × 24 円／kWh × 3.7% = 563,969円

3）オンライン化のメリット

オンライン化のメリット算定結果について:九州エリアの例

- 参考までに、九州エリアを例にオンライン化による経済的な年間メリットを、前項で示した結果を示す。前提条件は、(設備利用率14.5%）（オンライン化に出力制御の削減割合3.7%）で算定した。（今後予想される混雑管理による制御は含んでい）
- メリットは、設備容量(kW)と売電単価により大きく異なる。実際のメリットは、エリア毎のオンライン化による出力制御の削減割合見通し、発電所毎の年間発電量見通しと売電単価を用いて算定する必要がある。又、試算では、2023年度想定であり、以降念は更に制御率が増加すれば、オンライン化もメリットは向上する。

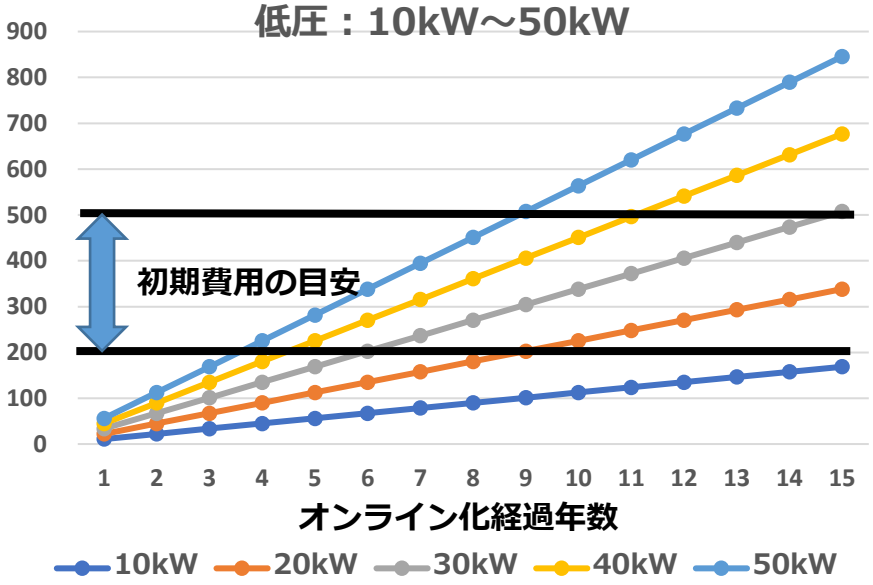


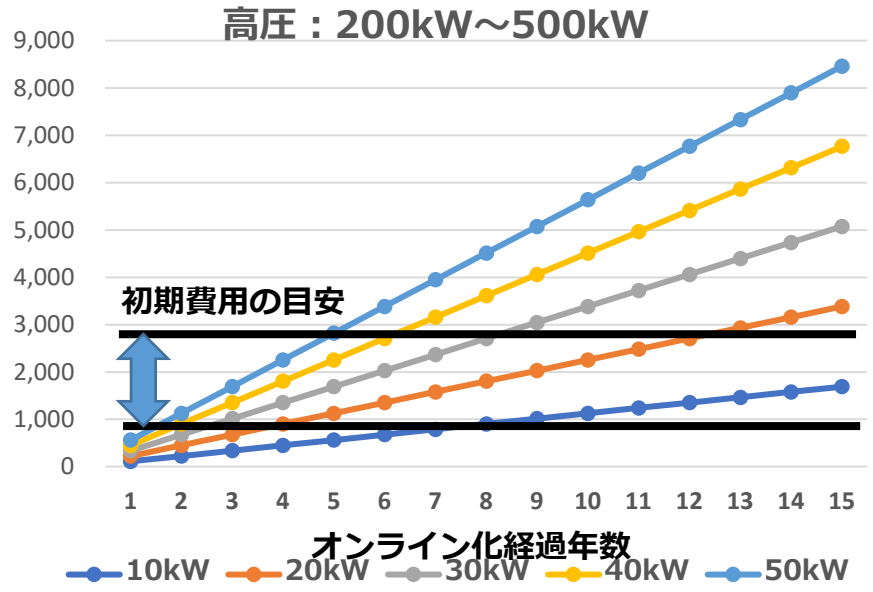


3）オンライン化のメリット

オンライン化による初期費用回収期間の目安：九州エリアの例

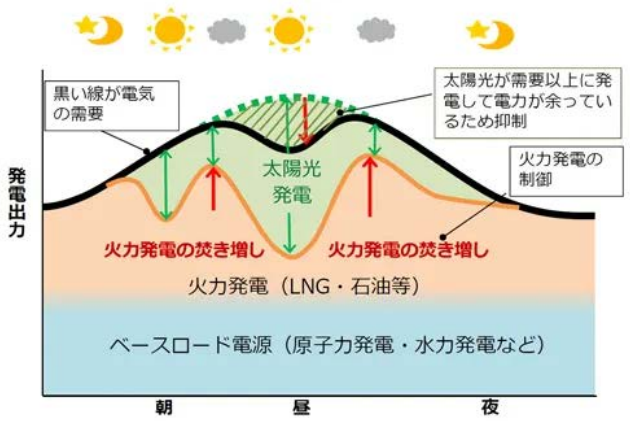
- 九州エリアを例に売電単価24円/kWhのケースでオンライン化による経済的なメリットを前項と同じ前提（利用率14.5%、オンライン化削減割合3.7%）で算出。
- 制御設備の目安とした初期費用を何年で回収できるかを算定した（金利０％で）。
- なお、実際の回収期間は売電単価によって異なるため、個別の算定が必要となる。また、通信費等の初期費用以外のコストは考慮していない。全体として、設備容量が大きい程、費用回収期間が短い傾向。
- 今後予想される混雑管理による制御は含んでない





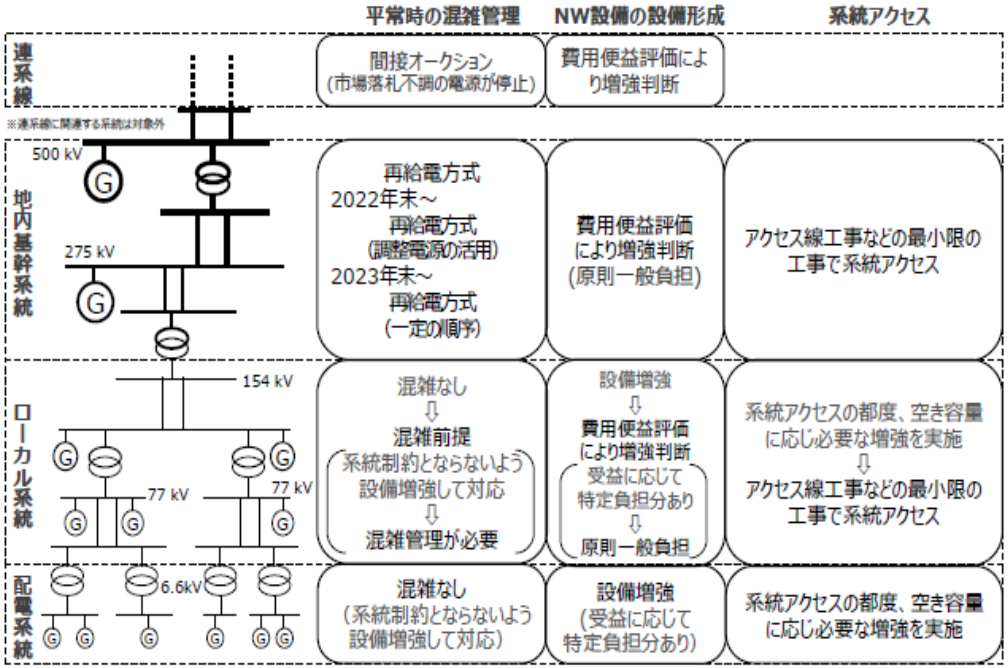
参考：今後想定される出力制御について

1. **需給バランスによる出力制御**
   各エリアで実施されている、エリア需給バランスのための出力制御で、地域間連系線の増強によって大きく低減化可能（但し、完成まで長期間時間必要）



2. **混雑管理での出力調整（ノンファーム接続）**
   新たに系統制約からノンファーム接続が運用されることで、再給電方式での混雑管理による制御が発生する、ノンファームでは再エネで出力調整するケースは当面は基幹系統となるが、火力調整電源が少ない系統やローカル系統で余裕がないエリアでは配電系統への影響がでてくる可能性ある、

3. **調整力を保つための出力制御**
   北海道電力での例にもあるとおり、再エネ電源の拡大にともなう火力・揚水で調整力が必要となるが、今後系統側蓄電池による調整力を、潮流制約から、再エネ出力制御の可能性あり（一部配電NWにも影響）



5．さいごに

１）小規模であっても、事業用の太陽光発電は、社会の脱炭素化の電力インフラを支えていること。

２）発電の長期電源化は、電力需給の安定化・コスト低減化に貢献、更に使用済み太陽光発電の削減となる。

３）定期的なメンテナンスや予防保全は、発電性能の維持や、トラブルリスクを低減できる。

４）今回の小規模事業用電気工作物の位置づけを機会に発電期待値と実績を分析し、追加投資やO&Mの見直しによって、発電価値を更にUPの可能性。

５）太陽光発電は、地域との共生をはかり、地域共創エネルギーとして貢献していくことが基本です。