

**第18回ESIシンポジウム**

**太陽光発電の電力システムへの統合に向けた  
課題とチャレンジ**

**2023年12月7日**

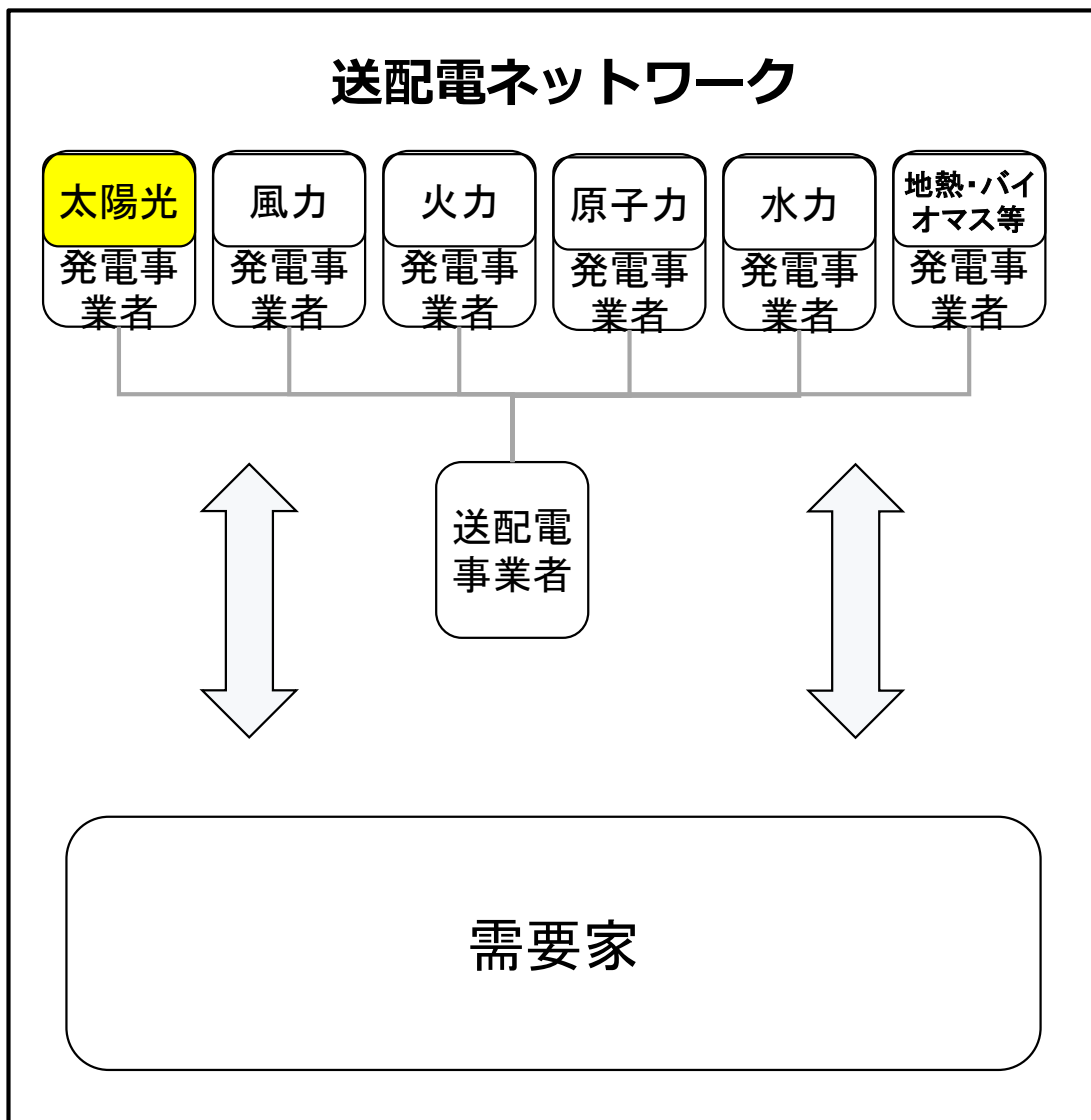
**一般社団法人 太陽光発電協会**

**増川武昭**

# 電力需給システムを何かに例えたとすると？

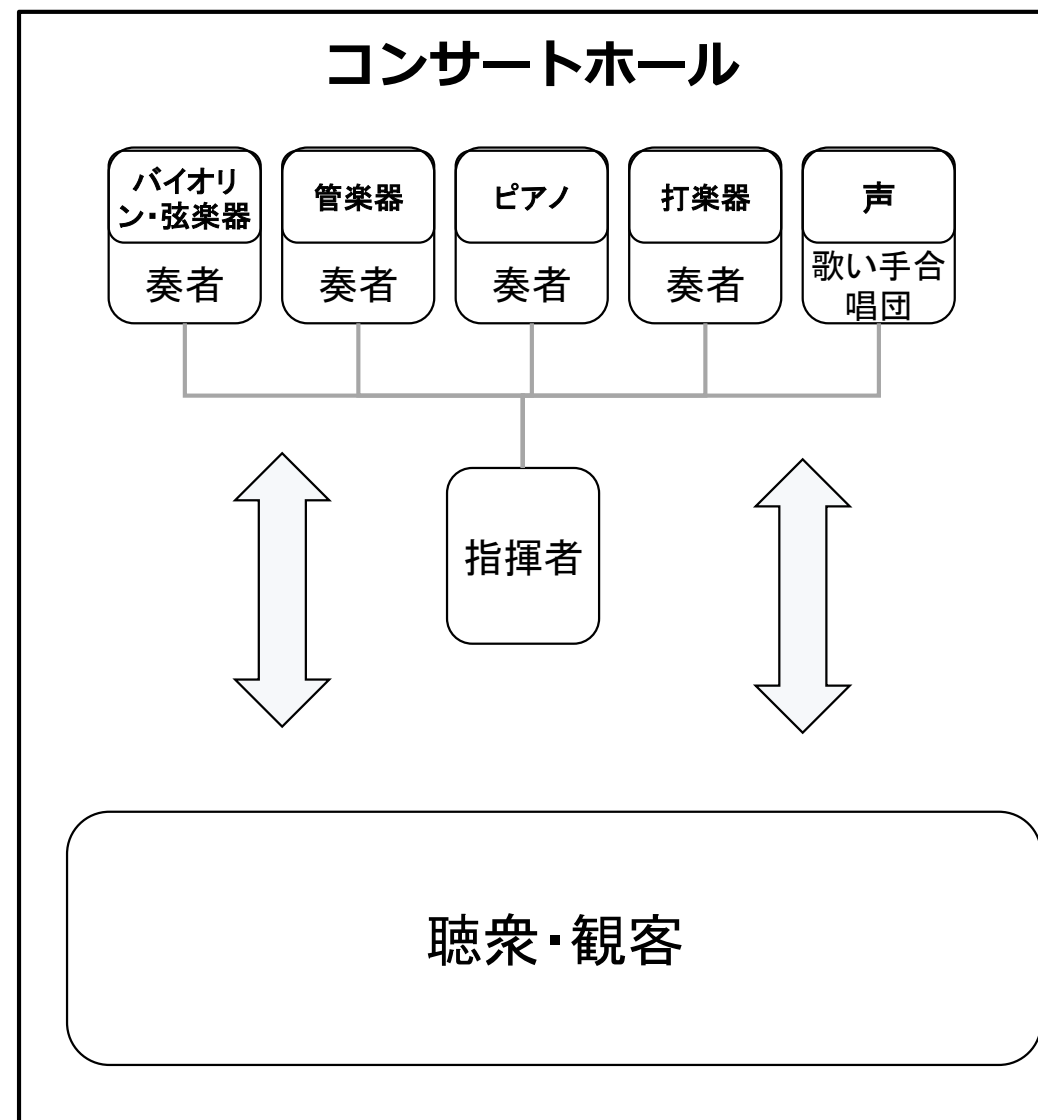
## 電力需給システム

豊かな暮らしと経済発展のために & CN



## オーケストラ

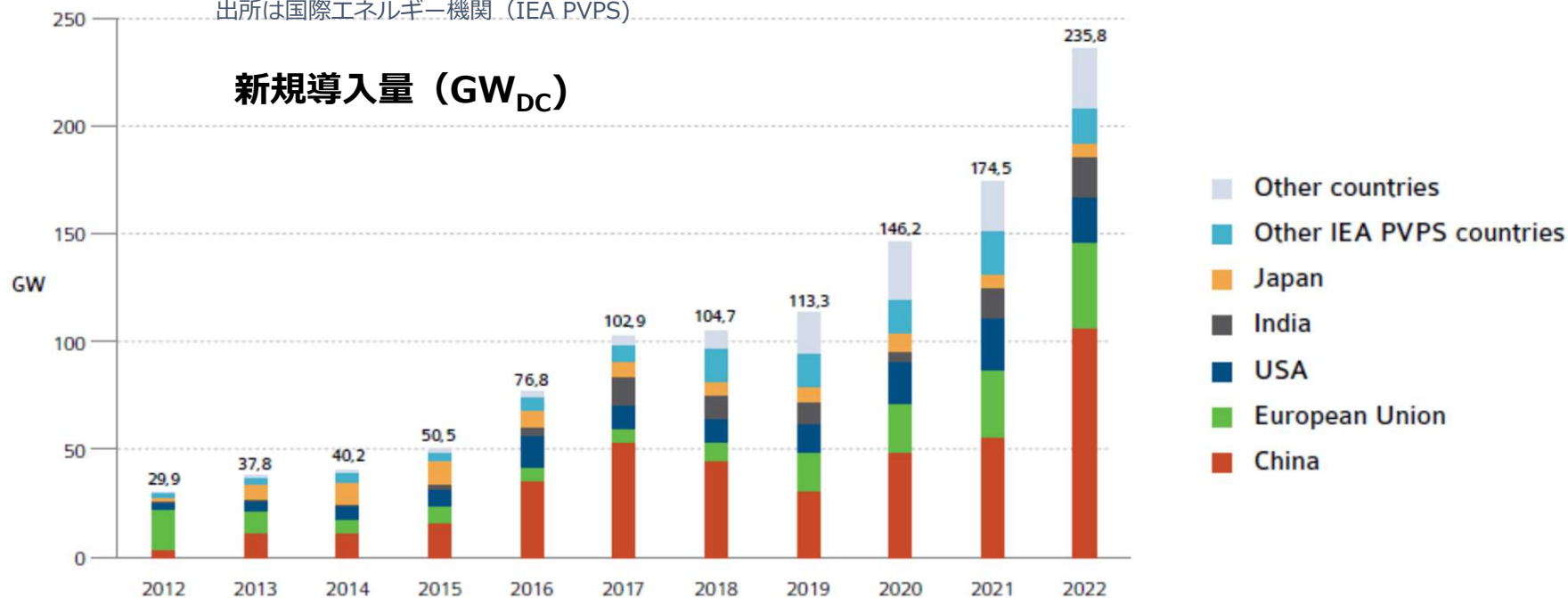
豊かな人生と明日への活力のために



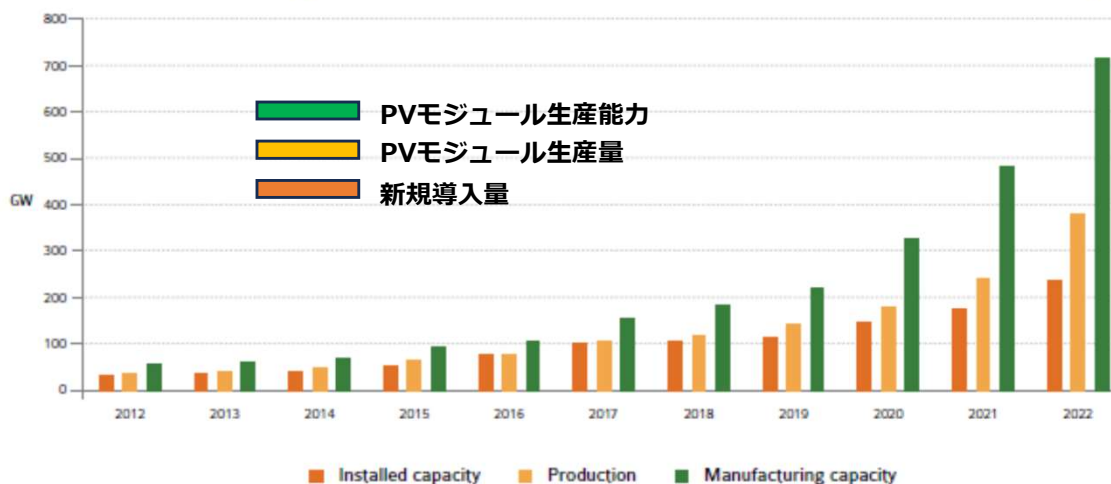
# 世界で急拡大を続ける太陽光発電

- 2022年の新規導入量は約236GW<sup>※</sup><sub>DC</sub>（日本の最大電力需要の1.5倍程度）で前年比1.35倍
- 太陽電池モジュールの生産能力は導入量の約3倍の700GW超

※：容量の単位：GW（ギガワット=100万kW）、GW<sub>DC</sub>は直流出力（太陽電池モジュールの合計出力）  
出所は国際エネルギー機関（IEA PVPS）



YEARLY PV INSTALLATION, MODULE PV PRODUCTION AND MODULE PRODUCTION CAPACITY 2012 - 2022 (GW)

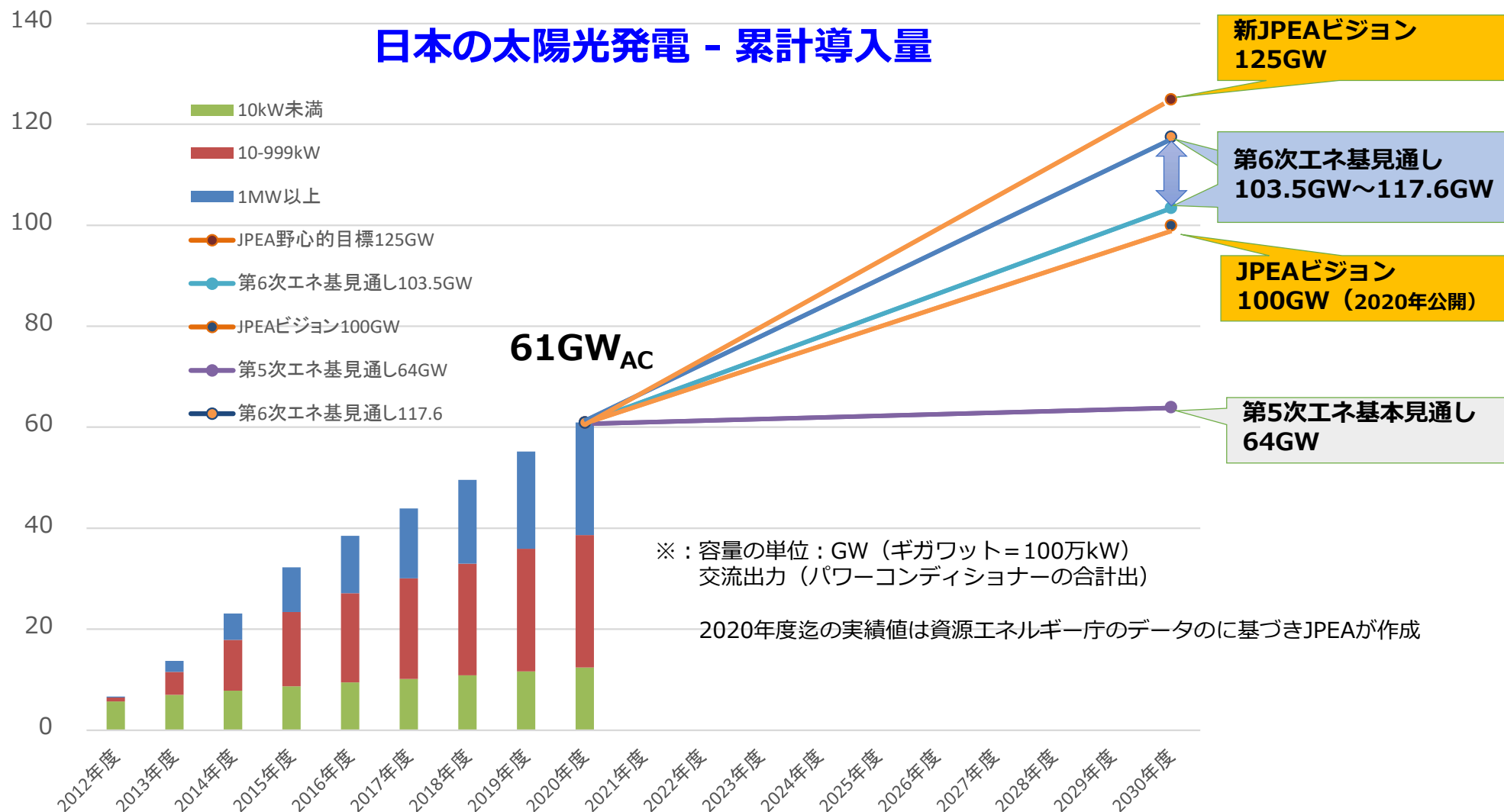


# 国内の太陽光発電 導入目標：2030年46%削減に向けて

- 第6次エネルギー基本計画における2030年度の見通しは**103.5~117.6GW<sub>AC</sub>**（電源構成の14~16%）
- 2020年度末の累計導入量は約**61GW<sub>AC</sub>**（電源構成の7~8%）
- JPEAにおいても従来の2030年公開ビジョンの100GW<sub>AC</sub>から新たな**目標125GW<sub>AC</sub>**を設定

注釈) GW（ギガワット=100万kW）、GW<sub>AC</sub>は交流出力（パワーコンディショナー（PCS）の合計出力）

## 2030年の野心的目標達成には、**2020年度実績から2倍程度**に増やす必要がある



## JPEAの2050年に向けた新ビジョンの概要

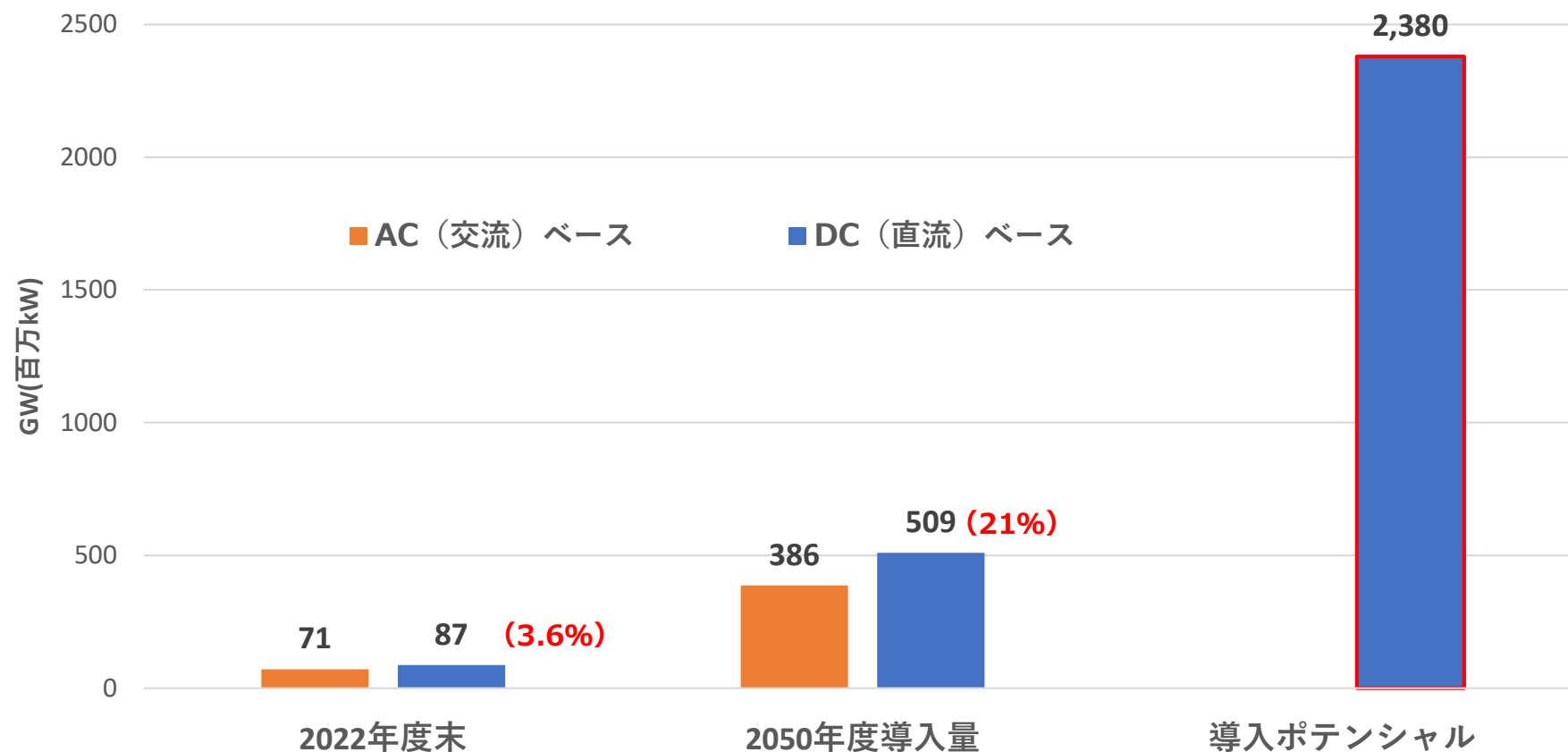
- 技術的導入ポテンシャル
- 経済性を考慮した導入量見通し

- 2020年公開のビジョン“PV OUTLOOK 2050”は温室効果ガス80%削減を前提として策定。
- 今回は、カーボンニュートラル（CN）の実現を前提とした新しいビジョンを策定。

	2020年公開版 “PV OUTLOOK 2050”	2023年度公開 新“PV OUTLOOK 2050”
<b>導入ポテンシャル 技術的導入可能量</b>  <b>(11月7日公開)</b>	過去のNEDO等の検討結果を踏まえJPEAが独自に算定。  課題：データが古い、農地利用等が不明確、将来の技術進展・用途開発等が反映しきれず。算定的前提条件等は非公開	最新のデータに基づき、将来の技術進展（変換効率の向上等）・用途開発（EVやBIPV）や未利用地（道路・鉄道・駐車場）、水上・農地利用等を精査してポテンシャルを再評価。前提条件等を開示。
<b>導入量見通し 経済性等を考慮</b>  <b>(11月7日公開)</b>	<b>2050年GHG80%削減が前提</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2030年：100 GW</li> <li>・ 2050年：300 GW</li> </ul> 電力セクターのGHG排出量を8割程度削減するのに必要と思われる導入量からのバックキャストを軸に策定。	<b>2050年CN実現を前提とする</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2030年：125 GW</li> <li>・ 2035年：171 GW</li> <li>・ 2050年：386 GW</li> </ul> IRRに基づく経済性分析を軸に普及曲線や年間導入量の制約等の組み合わせで推計。
<b>電力需給見通し 費用・便益評価 経済波及効果等</b>  <b>(現在策定中)</b>	2050年断面の電力需給シミュレーションを行い300GWが実現可能であること、並びに必要とされる電力貯蔵量等を推計。費用便益評価も実施	2030年、2035年、2050年断面の電力需給シミュレーションを行い導入見通しが実現可能であることを検証。需要側対策の重要性とセクターカップリングの効果等を定量評価。費用便益評価の他、経済波及効果も推計。

- 国内の太陽光導入ポテンシャルの推計結果は**2,380GW<sub>DC</sub>**（国内の電力需要の2倍程度か？）
- 2022年度末の導入実績（累計）**87GW<sub>DC</sub>**<sup>※1</sup>は導入ポテンシャルの**3.6%**
- 2050年度の導入見通し**509GW<sub>DC</sub>**導入ポテンシャルの**21%**

## 導入ポテンシャルと導入見通しの比較 – 累計導入量(GW)



※：IEA（国際エネルギー機関）公表のデータに基づきJPEAが試算。GW（ギガワット=100万kW）、GW<sub>DC</sub>は直流出力（太陽電池モジュールの合計出力）

# 《参考》 導入ポテンシャル分析結果 - 内訳詳細

## ■技術ポテンシャル

単位：GW<sub>DC</sub>

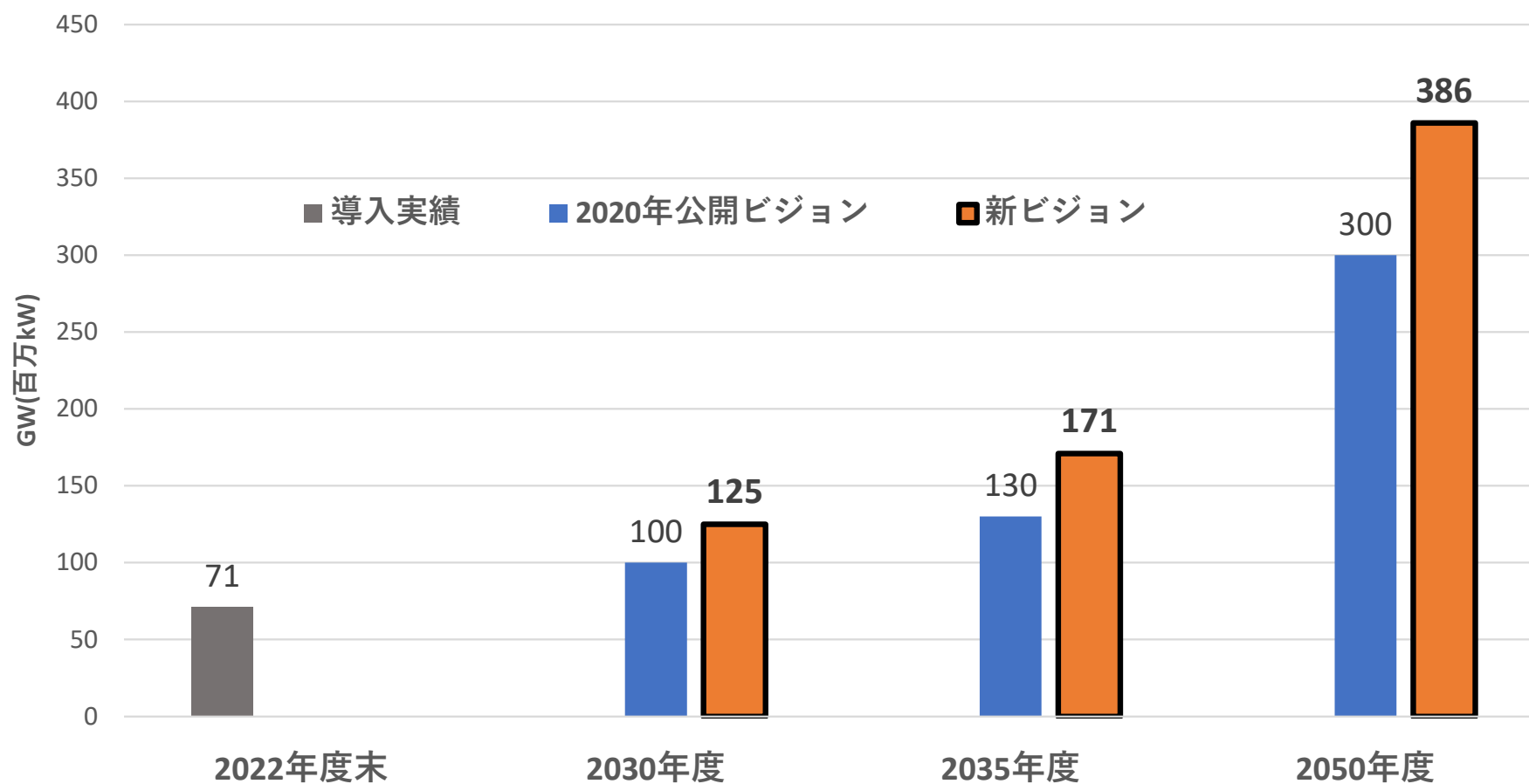
大分類	中分類	今回分析	NEDO	環境省R01 (レベル1)	環境省R01 (レベル2)	環境省R01 (レベル3)	環境省R03
住宅	戸建住宅	201	49	44	121	159	167
	集合住宅	22	42	15	38	47	8
	BIPV (住宅)	17	0	0	0	0	0
非住宅建物	商業系建築物	3	24	1	3	3	0
	公共系建築物	27	9	7	14	15	19
	産業系建築物	37	17	16	23	33	25
	その他建築物	259	0	0	0	0	235
	BIPV (非住宅)	66	0	0	0	0	0
地上設置 (農地除く)	施設用地	17	24	2	17	19	4
	駐車場	12	24	0	0	0	0
	道路関連施設	4	2	0	4	11	0
	空港関連施設	3	2	0	0	0	0
	鉄道関連施設	2	1	0	0	4	0
	公園・山林等	5	0	1	1	2	0
農業関連	耕作地	1,276	381	591	1,183	2,365	771
	荒廃農地	286	34	20	41	82	230
	その他農地	30	22	0	0	0	0
水上関連	水上空間	87	73	1	2	5	4
その他設置形態	EV車両	27	2	0	0	0	0
合計		2,380	706	699	1,447	2,746	1,465

容量の単位：GW（ギガワット=100万kW）、GW<sub>DC</sub>は直流出力（太陽電池モジュールの合計出力）



- 2030年度は100GW<sub>AC</sub>から**125GW<sub>AC</sub>**、2035年度は130GW<sub>AC</sub>から**171GW<sub>AC</sub>**に見直され、
- **2050年**は300GW<sub>AC</sub>（電力需要の31%）から**386GW<sub>AC</sub>**（電力需要の40%程度か？）に増加

## 導入量見通し (ACベース) - 新ビジョンと2020年公開版

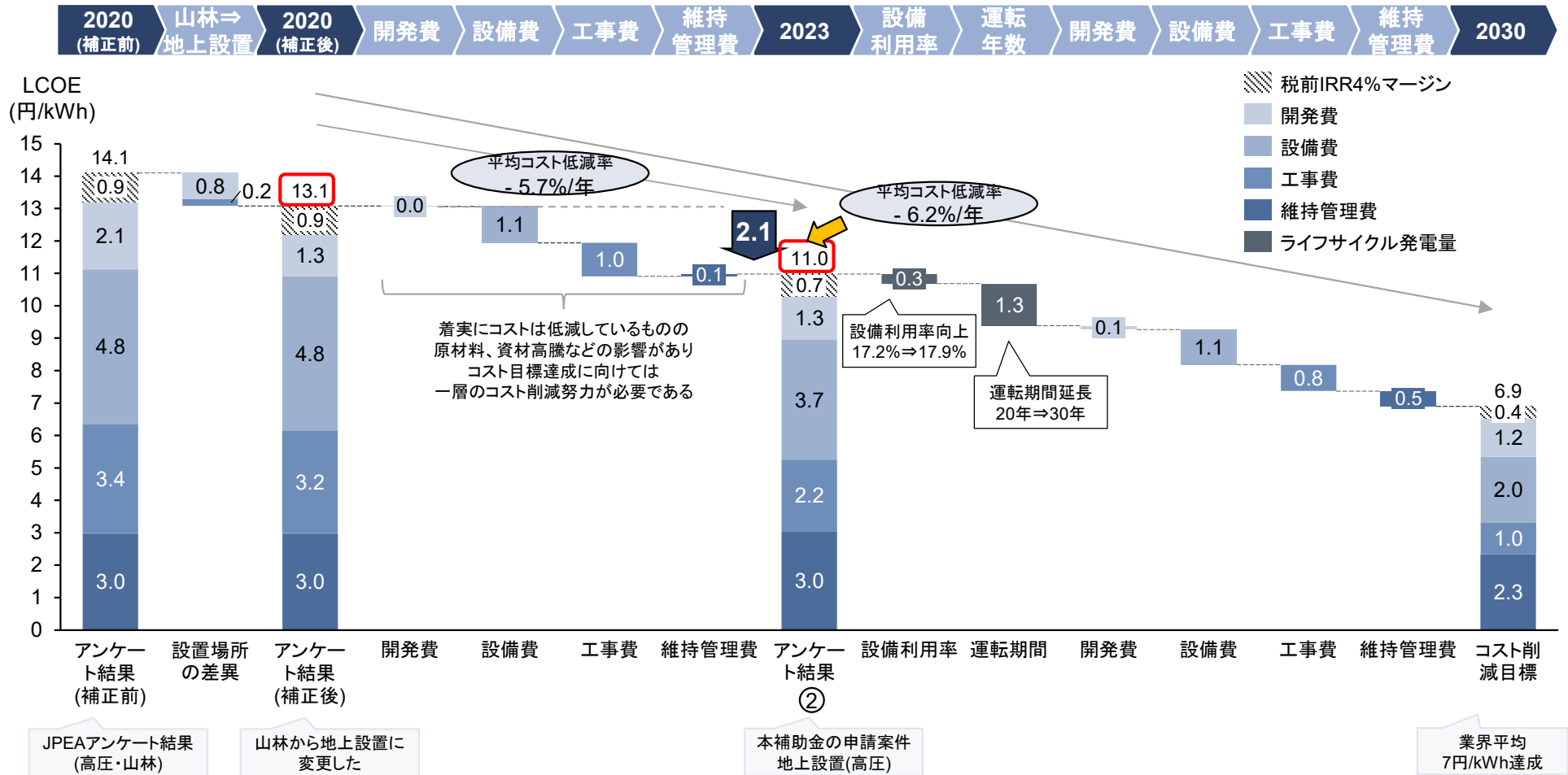


注釈) GW (ギガワット=100万kW)、GW<sub>AC</sub>は交流出力 (パワーコンディショナー (PCS)の合計出力)

# 地上設置太陽光の発電コストの低減の可能性

「需要家主導による太陽光発電導入促進に関する調査（2023年3月）」より

50kW以上の高圧地上設置の発電コスト（LCOE）は**11.0円/kWh**（2023年運開）であり、JPEAが2022年2月に公開した調査結果の**13.1円/kWh**（2020年運開）と比べて**2.1円/kWh**コスト低減が進んでいる。しかしながら、この低減ペースでは、**7.0円/kWh**のコスト目標の達成が2030年より先になることが懸念される。



\*JPEA「太陽光発電コスト低減可能性調査報告書(2022年2月25日)」を参照。2020年に運開した高圧山林のLCOEについて、本事業の高圧地上設置と同条件でLCOEの比較をするにあたり、山林から地上設置に変更した場合のコストダウンを見込んでコストを補正したLCOEと、本事業の高圧地上設置のLCOEとの差を分析した。なお、LCOE算出方法は発電コスト検証ワーキンググループに倣った。

- コスト・設備利用率：「需要家主導による太陽光発電導入促進補助金」報告書の結果・諸元を採用（設備費は習熟率20%でコスト低減想定）
- カーボンプライス：IEA/World Energy Outlook 2022/APSシナリオの想定値を採用。
- 売電単価：余剰分は卸電力単価で売電する想定で、契約電力単価との加重平均値を採用。

## ■分析諸元：事業用（自家消費型）

※コスト等の基準である2020年値も参考として掲載

	(2020)	2025	2030	2035	2040	2045	2050	備考
資本費 [万円/kW]	17.9	13.9	11.8	10.9	10.4	10.2	10.0	
設備費 [万円/kW]	9.8	7.1	5.9	5.0	4.5	4.3	4.1	JPEA殿報告書の想定値 (習熟率20%でコスト低減)
開発費 [万円/kW]	3.9	3.6	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	JPEA殿報告書の想定値(2030以降横ばい)
工事費 [万円/kW]	4.2	3.2	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	JPEA殿報告書の想定値(2030以降横ばい)
運転維持費 [万円/kW/年]	0.48	0.42	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	JPEA殿報告書の想定値(2030以降横ばい)
設備利用率 [%]	17.2%	17.5%	17.9%	17.9%	17.9%	17.9%	17.9%	JPEA殿報告書の想定値(2030以降横ばい)
耐用年数 [年]	25	25	25	25	25	25	25	直近における標準的な耐用年数
LCOE [円/kWh]	10.0	8.1	6.9	6.6	6.4	6.3	6.2	上記諸元より試算(利潤含まず、出力抑制考慮)
発電側課金 [円/kWh]	0.00	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26円/kWhより試算(kWh課金のみ想定)
カーボンプライス [円/kWh]	0.0	3.3	5.6	6.4	7.2	7.7	8.2	IEA/WEO2022/APSの想定値を換算
売電単価 [円/kWh]	19.7	19.5	19.2	19.1	18.9	18.8	18.6	自家消費率を70%と想定して、契約電力単価 と卸電力単価を加重平均して試算
想定IRR [%]	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	発電コスト検証WGの想定値

- コスト・設備利用率：「需要家主導による太陽光発電導入促進補助金」報告書の結果・諸元を採用（設備費は習熟率20%でコスト低減想定）
- カーボンプライス：IEA/World Energy Outlook 2022/APSシナリオの想定値を採用。
- 売電単価：卸電力単価の想定値を採用。

## ■ 分析諸元：事業用（オフサイト型）

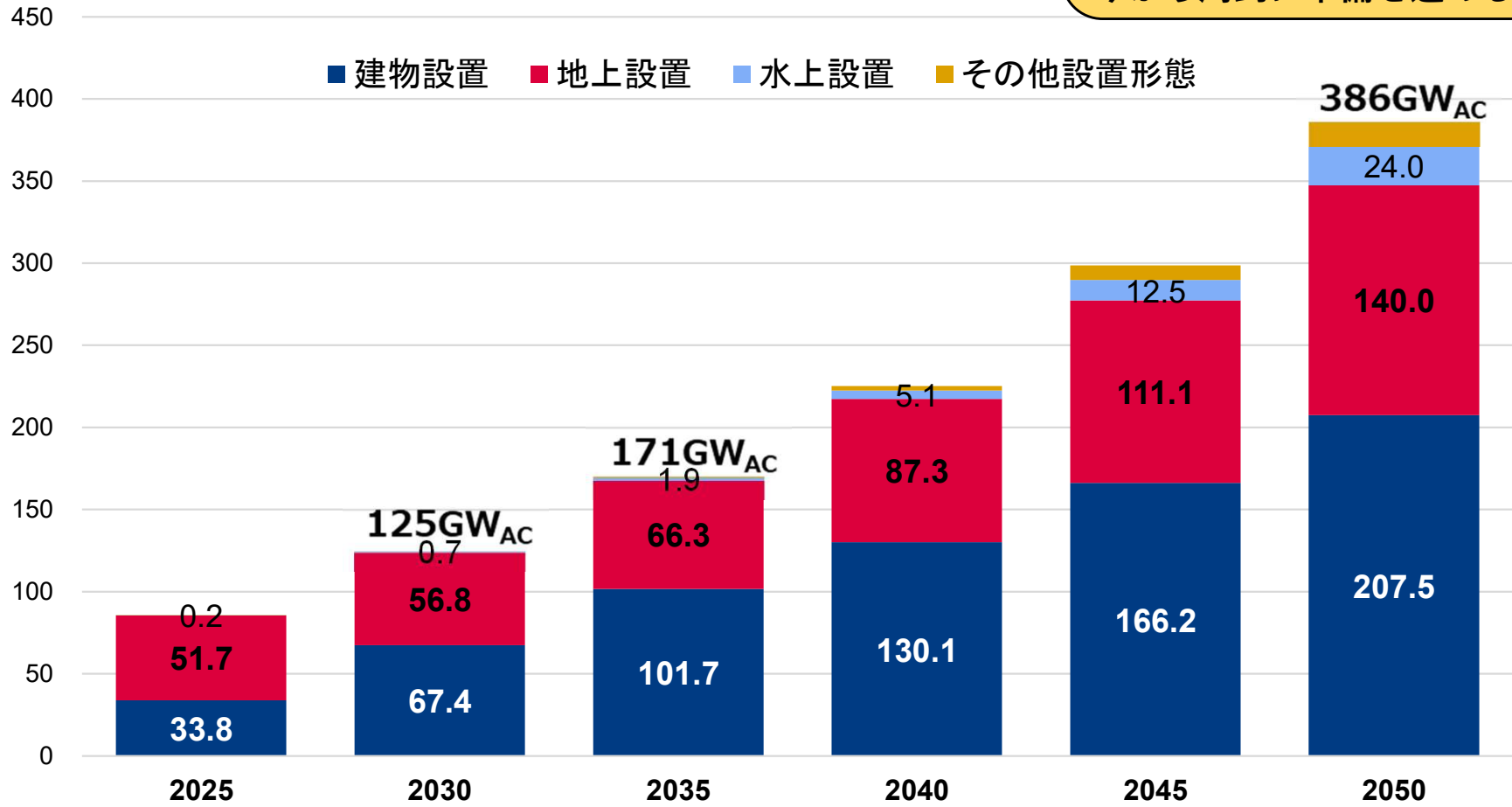
※コスト等の基準である2020年値も参考として掲載

	(2020)	2025	2030	2035	2040	2045	2050	備考
資本費 [万円/kW]	17.9	13.9	11.8	10.9	10.4	10.2	10.0	
設備費 [万円/kW]	9.8	7.1	5.9	5.0	4.5	4.3	4.1	JPEA殿報告書の想定値 (習熟率20%でコスト低減)
開発費 [万円/kW]	3.9	3.6	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	JPEA殿報告書の想定値(2030以降横ばい)
工事費 [万円/kW]	4.2	3.2	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	JPEA殿報告書の想定値(2030以降横ばい)
運転維持費 [万円/kW/年]	0.48	0.42	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	JPEA殿報告書の想定値(2030以降横ばい)
設備利用率 [%]	17.2%	17.5%	17.9%	17.9%	17.9%	17.9%	17.9%	JPEA殿報告書の想定値(2030以降横ばい)
耐用年数 [年]	25	25	25	25	25	25	25	直近における標準的な耐用年数
LCOE [円/kWh]	10.0	8.4	7.4	7.1	6.9	6.8	6.7	上記諸元より試算(利潤含まず、出力抑制考慮)
発電側課金 [円/kWh]	0.0	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	75.13円/kW、0.26円/kWhより試算
カーボンプライス [円/kWh]	0.0	3.3	5.6	6.4	7.2	7.7	8.2	IEA/WEO2022/APSの想定値を換算
売電単価 [円/kWh]	8.0	7.3	6.5	6.0	5.5	5.0	4.5	卸電力単価の想定値を採用
想定IRR [%]	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	発電コスト検証WGの想定値

- IRR分析結果および普及曲線、年間導入量を加味した導入見通し（ACベース）は、2030年度で**125GW<sub>AC</sub>**、2035年度は**171GW<sub>AC</sub>**、2050年度には**386GW<sub>AC</sub>**と推計された。
- 今後導入される太陽光発電の大半は建物設置、地上設置ともに**配電系統に接続される高圧・低圧**となる見込み

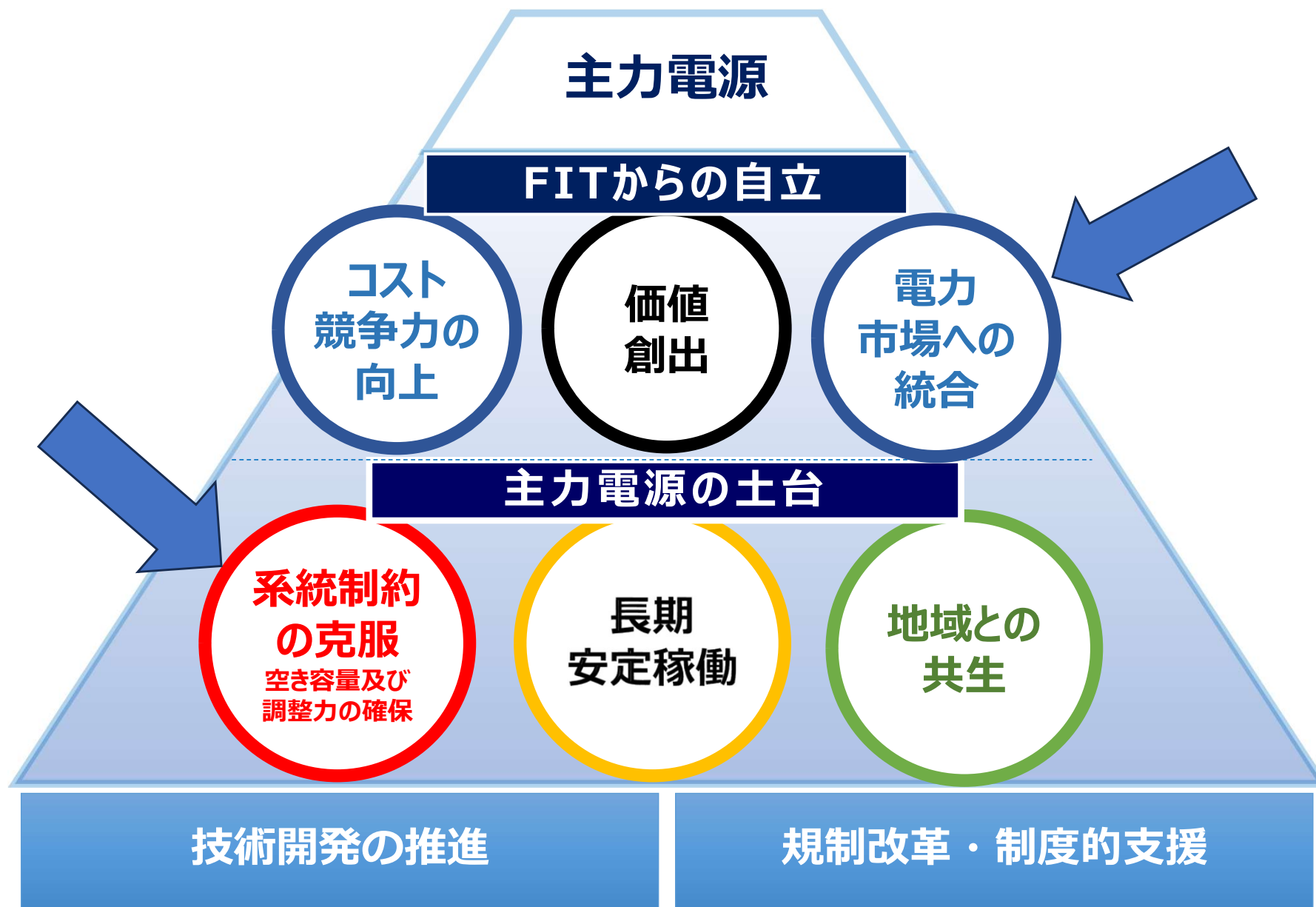
配電系統に接続されるPV、需要設備、蓄電池を最大限活用し、系統全体の最適化・コスト低減・脱炭素化に貢献できるような配電システムシステムの構築が不可欠。今から周到に準備を進めるべきでは？

導入見通し(ACベース)



# 2050年のビジョン実現に向けた 課題とチャレンジ

- 2030年までに、先ず達成すべきことは「FITから自立した主力電源になること」
- ビジョン実現に向けた **6つのチャレンジ**とは

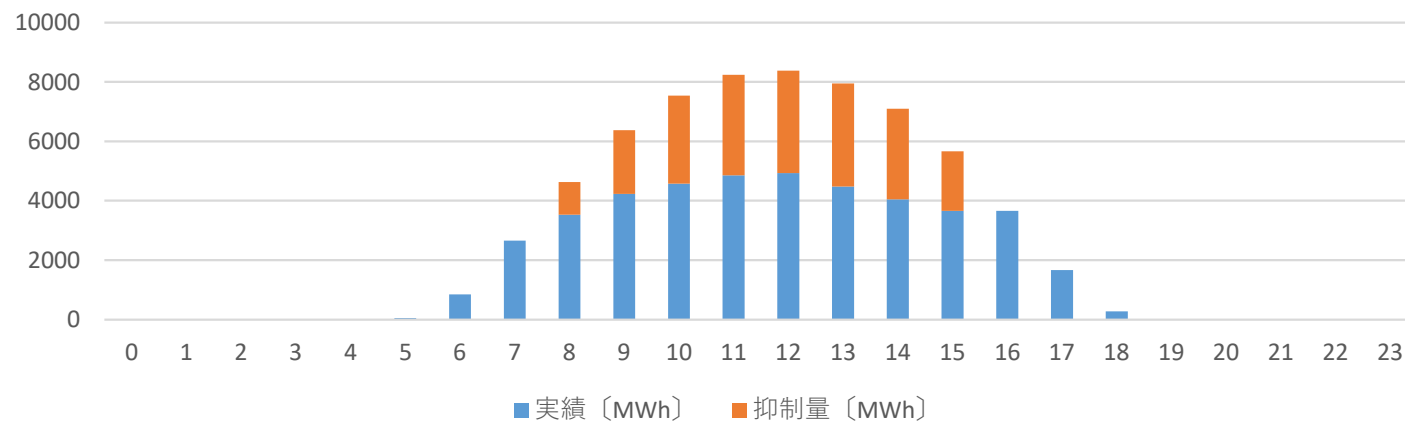


	FIT制度下のビジネス	FITから自立後のビジネス	課題と対応策の例
kWh価値 (エネルギー価値)	◎ 固定買取価格	△ 市場価格を前提とした事業	変動価格、昼間価格低下への対応： <ul style="list-style-type: none"> <li>・需給一体型モデル（自家消費）</li> <li>・PPAモデル（RE100企業等へ供給）</li> </ul>
インバランス・リスク	無し FIT特例制度	<b>リスク発生</b> (計画値（30分）同時同量ルール下発生するリスク）（前日・時間前市場）	リスク最小化の対策 <ul style="list-style-type: none"> <li>・発電量予測精度の向上</li> <li>・スポット市場活用（時間前）</li> <li>・VPP等の活用・他電源との組み合わせ</li> <li>・アグリゲーターの育成</li> </ul>
NWコスト 発電側課金	実質負担無し	<b>負担有り</b> (kW課金+kWh課金、10kW未満は当面免除)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・割引エリアでの新規開発（立地誘導）</li> <li>・自家消費型</li> <li>・高積載化</li> </ul>
ΔkW価値 (調整力)	無し	<b>困難だが将来は可能性有り</b> (需給調整市場等)	出力抑制中は「上げ・下げ」調整力の提供が可能？
kW価値 (供給力)	無し	<b>可能性有り</b> (容量市場等)	調整係数が適用されるが制度上は可能。蓄電池等と組み合わせることで供給力の価値を高められる可能性有り
環境価値	無し	<b>有り</b> (非化石価値取引市場等)	非化石価値取引市場の活用や、RE100企業等への供給



九州エリア 太陽光発電量 & 抑制量

2021年5月3日



九州エリアスポット価格

2021年5月3日



# 出力制御の状況①2023年度の各エリアの再エネ出力制御見通し等

2023年度の再エネ出力制御見通しは、（様々な理由があるが）当初予想を上回る数字となっている。

	北海道	東北	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
<b>出力制御率見通し (2023年度更新)</b> 出力制御率(%) ※2 [制御電力量(kWh)]	<b>0.01%</b> [50万 kWh]	<b>0.93%</b> [1.47億 kWh]	<b>0.26%</b> [0.41億 kWh]	<b>0.55%</b> [1,062万 kWh]	<b>0.20%</b> [0.18億 kWh]	<b>3.8%</b> [3.50億 kWh]	<b>3.1%</b> [1.63億 kWh]	<b>6.7%</b> [10.3億 kWh]	<b>0.14%</b> [74.3万 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	0.66% [1.04億 kWh]	0.20% [0.32億 kWh]	0.47% [894万 kWh]	0.13% [0.12億 kWh]	2.9% [2.63億 kWh]	2.6% [1.34億 kWh]	6.7% [10.3億 kWh]	0.11% [64.1万 kWh]
連系線利用率 ※4	50%	北本50%/ 東北東京 80%	-20%	10%	-20%	10%	20%	100%	-
<b>最低需要 ※5 (2021年度) [万kW]</b>	292	724	1,031	217	1,143	495	229	688	73.8
<b>変動再エネ導入量 (2021年度) [万kW]</b>	272	914	1,066	131	672	652	340	1,154	39.1
<b>変動再エネ導入量/最低 需要 (2021年度) [%]</b>	93%	126%	103%	60%	59%	132%	148%	168%	53%
(参考) 出力制御率見 通し (2023年度当初想 定) ※6 出力制御率(%)	0.01%	0.56%	0.01%	0.02%	-	0.67%	0.48%	4.8%	0.12%

※1 2023年4~6月（北海道は4月、5月）の実績を反映。本表に掲載のない東京エリアについては、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。

出力制御率 [%] = 変動再エネ出力制御量 [kWh] ÷ (変動再エネ出力制御量 [kWh] + 変動再エネ発電量 [kWh]) × 100

※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。-はエリア外からの受電。

※5 4月から5月9日までの昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の最低需要とする。

※6 出所：第43回 系統WG（2022年11月30日）

2023年8月3日 経産省 第47回 系統WG 資料1より

# 出力制御の状況②再エネ出力制御低減対策の効果

太陽光・風力が2023年度供給計画2032年度導入量の1.4倍程度まで導入された時を想定し、各種の対策が講じられた場合の算定結果が示されたが、事業者としてはかなり厳しい結果となっている。

- 仮に以下の対策が各々講じられた場合に、各エリアの出力制御率※がどのように変化するかを試算したところ、下表の結果となった。 ※無制限無補償ルール事業者に対する出力制御率
- ・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：火力等発電設備の最低出力を30%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→東北200万kW・東北→東京200万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②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② ※1,2,3,4 において見込まれる 出力制御率	54.8	54.9	3.5	3.9	2.7	5.3	14.2	2.8	30	0.08
需要対策	48.2 (▲6.6)	50.7 (▲4.2)	3.2 (▲0.3)	2.6 (▲1.3)	2.3 (▲0.4)	4.7 (▲0.6)	10.9 (▲3.3)	1.7 (▲1.1)	23 (▲7)	0 (▲0.08)
供給対策	47.7 (▲7.1)	46.0 (▲8.9)	0.8 (▲2.7)	3.2 (▲0.7)	2.2 (▲0.5)	2.8 (▲2.5)	9.7 (▲4.5)	2.4 (▲0.4)	28 (▲2)	0 (▲0.08)
系統対策 50%分活用	1.8 (▲53.0)	26.9 (▲28.0)	—	—	—	—	—	—	19 (▲11)	—
100%分活用	1.0 (▲53.8)	11.4 (▲43.5)	—	—	—	—	—	—	12 (▲18)	—

出所：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2023年度供給計画2032年の導入量の伸びの1.4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

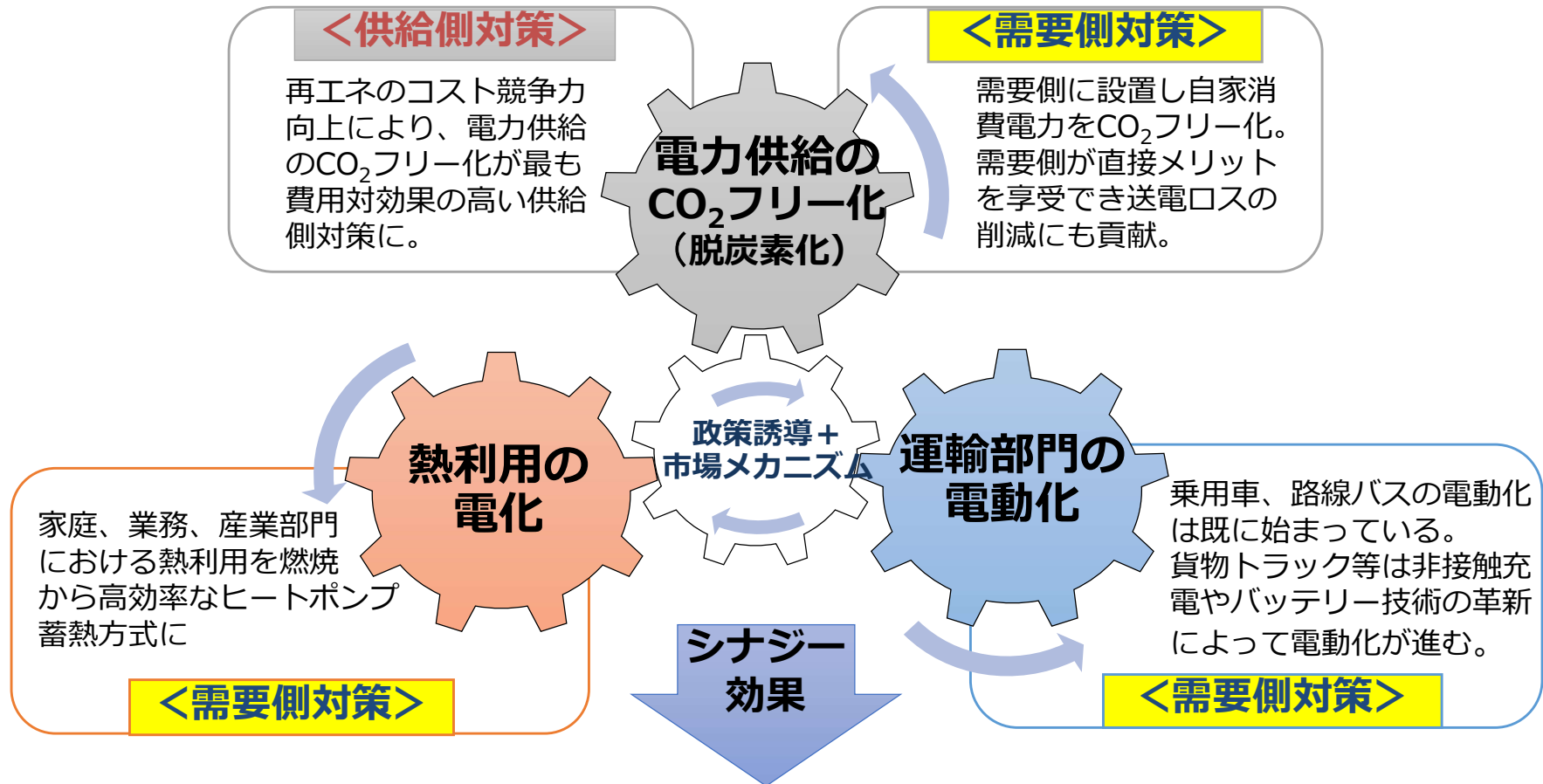
※2 「無制限無補償ルール事業者の再エネ出力制御見直し」（2022年度実績ベース） ※3 連系線活用量100%の場合（北陸は50%、中三社は0%）

※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

- 出力抑制の低減に向けた抜本的な解決策として、従来からの取組・施策に加えて、下記のような思い切った対策を検討・実施すべきではないか。
- ① **系統増強**：マスタープランで示された、西日本地域の連系線・地内系統、並びにFC変換所の増強工事の早期実施に向けた費用便益評価と詳細設計の前倒し。
- ② **電力市場改革**：価格シグナルに応じた**供給側及び需要側の行動変容を適切に促す**ことを目的に、欧米では従来から実施されている**卸電力市場におけるマイナス価格導入の早期実現**に向けた検討。
- ③ **小売料金メニュー**：**需要側の行動変容を促す小売料金メニュー**設定の推進。上記②との相乗効果により、家庭・業務・産業部門の熱供給設備や下水の汚泥処理等、従来埋もれていたDRリソースの掘り起しに繋がるのではないか。
- ④ **出力抑制ルール**：太陽光発電では既に制度化されている、オンライン代理制御を長期固定電源にも対象を広げ、**電源間の公平性**を確保するための検討。
- ⑤ **託送料金制度**：卸電力スポット価格が0.01円/kWh等に低下した場合は、需要側の託送料金を割引く等により、**需要の喚起と需要設備の立地誘導**を図る。
- ⑥ **電化の推進**：余剰電力の活用が可能なヒートポンプ給湯器やEV等の導入促進。
- ⑦ **再エネの調整力活用**：下げ調整力の不足に対応するために、火力電源を起動させておくといったような従来の系統運用から、オンラインにより追加抑制が可能な**再エネの下げ調整力を活用**することで、再エネの出力抑制量を減らせないか。また、**出力抑制中の再エネであれば、上げ調整力を提供することも可能**であり、このような調整力を活用すれば電力コストを低減できるのではないか。

## 系統制約の克服と電力市場への統合を可能にするセクターカップリング

- 電力供給、熱利用、運輸の3つのセクターにおいて高効率化と脱炭素化を一体的に推進。
- 再エネ由来電気の需要が増大し、同時に出力変動を吸収する蓄エネ能力が飛躍的に向上。
- 需要側のありとあらゆる場所に設置できる太陽光発電は、「セクターカップリング」の推進、そして「需給一体型のエネルギーインフラ」の要となり得る。



需要側と供給側が一体となって  
「脱炭素化」「エネルギー利用効率と自給率の大幅な向上」  
を同時達成

## 将来の再エネ大量導入に向けて 太陽光発電ができること（やるべきこと）

- ・ 変動性再エネの調整力活用の可能性
- ・ 両面PVの垂直設置の普及拡大

- また、第9回本小委員会（2019年3月5日）において、平常時には自然体で下げ $\Delta$ kWが確保されること、加えて、エリア内の供給量が需要量を上回ることが見込まれる時には優先給電ルールにより下げ $\Delta$ kWを確保することができることから、当面、下げ調整力（下げ $\Delta$ kW）については市場調達しないと整理している。

## まとめ

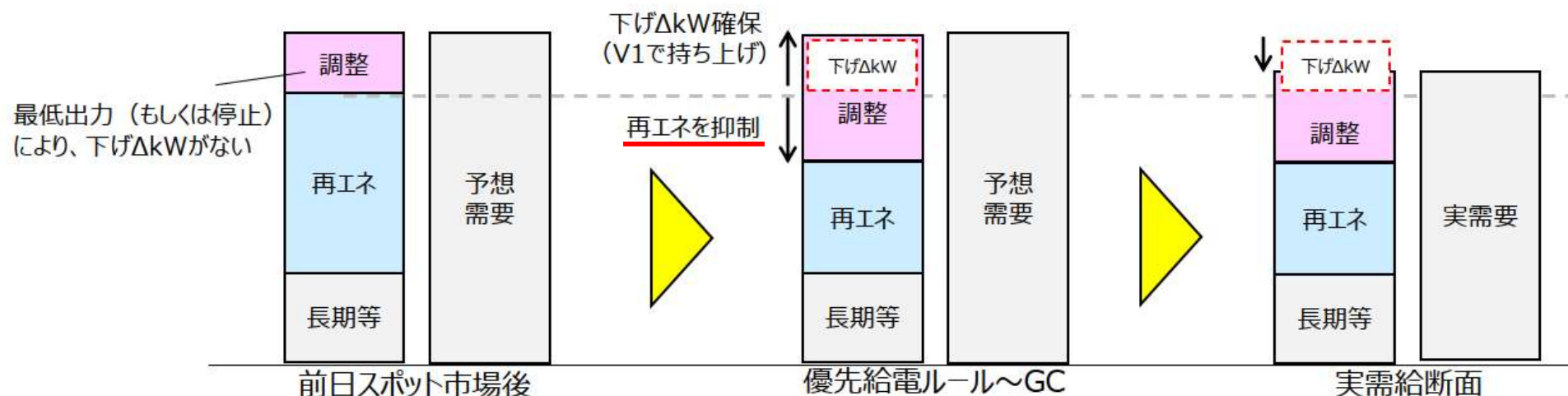
21

- エリア内で供給量が需要量を上回ることが見込まれる際に適用される優先給電ルールは、抑制順位に基づいて自然変動電源以外の電源の抑制可能量（下げ $\Delta$ kW）を確保して、自然変動電源の出力抑制量を定めるという考え方であり、これを前提として以下のとおり対応することとなる。
  - 平常時
    - ✓ 発電事業者がメリットオーダーにもとづく発電計画を作成すると、安価な調整電源等から順に定格出力になると考えられるため、十分な量の下げ $\Delta$ kWを備えた調整電源等が自然に生じる。
    - ✓ このため、下げ調整力について $\Delta$ kWをあらかじめ市場で調達する必要性はない。
    - ✓ なお、これは余力活用の仕組みにより、下げ調整力の $\Delta$ kW調達を行われていない調整能力を持った電源等の下げ余力を十分活用できることを前提としている。ただし、余力活用に関する契約に実効性を持たせるには、発電事業者が余力活用に応じるインセンティブ性についての検討が必要となる。
  - エリア内の供給量が需要量を上回ることが見込まれる時
    - ✓ 優先給電ルールによる抑制順位に基づいて自然変動電源以外の電源の抑制可能量（下げ $\Delta$ kW）を確保して、自然変動電源の出力抑制量（下げ $\Delta$ kW）を決めることで下げ $\Delta$ kWを確保することができる。
    - ✓ このため、下げ調整力について $\Delta$ kWをあらかじめ市場で調達する必要性はない。
    - ✓ なお、これはエリア内で供給量が需要量を上回ることが見込まれる際に適用される優先給電ルールがあることを前提としており、この前提を変更する場合には国の審議会にて検討が必要。
- 以上より、下げ $\Delta$ kWをあらかじめ調達することなく運用が可能と考えられるため、下げ $\Delta$ kWについては当面市場調達しないこととしてはどうか。

現状の下げ余力が不足すると思われる供給余剰時は、再エネ等を抑制した上で調整電源（火力等）の出力を予め持ち上げることで下げ $\Delta$ kWを確保している。

- この点、現状においても、下げ $\Delta$ kW（下げ調整力）が不足すると思われる供給余剰時においては、一般送配電事業者は、電源Ⅱ運用により事前に調整電源の出力を持ち上げることで下げ $\Delta$ kWを確保し、事後的にその精算（対価の支払い）を行っている\*。
- 具体的には、現状、調整電源の大宗が火力等電源であることを踏まえると、スポット市場が安価（ex.0.01円）となる供給余剰時においては、スポット市場で差し替えることが経済合理的（下げ $\Delta$ kWを有していない状況）となる。
- この際、前日スポット市場後のバランス策定（供給力の積上げ時）において、下げ $\Delta$ kWが存在していないことから、再エネ等を抑制したうえで、調整電源を持ち上げる（再エネ等と持ち替える）ことで、下げ $\Delta$ kWを確保している。
- その後の実需給断面において、下げ調整が行われなかった（下げ $\Delta$ kWとして確保したものの使われなかった）場合、V1単価で精算されるため、これが下げ $\Delta$ kW確保に対する対価の支払いと見做すことができる。
- 他方で、こうした（必要な）下げ $\Delta$ kW確保を、需給調整市場を通じて調達すべきか（合理的かどうか）が、今回の検討における論点となる。

※ 2024年度以降においても、緊急時（下げ $\Delta$ kW不足時）と見做し、余力活用契約によって同様の運用を行う。





# 調整力の状況②将来（2050年）の対応コスト試算結果

再エネ導入量が増大すると、調整力費用も増加すると試算されている。変動性再エネが調整力を持つことで、少しでもこの費用を低減し、ひいては電気代の低減につなげたいと考える。

- 再エネ導入量が増大する長期展望のシナリオにおける調整力必要量を、再エネ設備量及び再エネの時間内変動・予測誤差・出力制御等を踏まえて推計し、それをもとにシミュレーションを実施し検討を行った。
- その結果、現状よりも多くの調整力が必要となり、系統整備が行われない場合（Without）の条件において、そのコストは数千億円/年程度の規模感となった。
- 系統整備が行われる場合（With）の条件においては、調整力の広域調達等の影響によりΔkW費用は減少する結果となった。一方、系統増強に伴い再エネの出力制御量が減少して発電量が増加することから、その予測誤差等が増えることで、結果的にkWh費用は増加する結果となった。その結果、全体の調整力費用はWithの方が増加する傾向となった。

※1※2※3

費用【億円/年】	ベースシナリオ Without	ベースシナリオ With
ΔkW費用	630	572
調整力kWh費用	2,902	3,652
合計	3,532	4,224

全体の調整力費用の一部でも、変動性再エネが調整力として貢献できれば良いと考える。

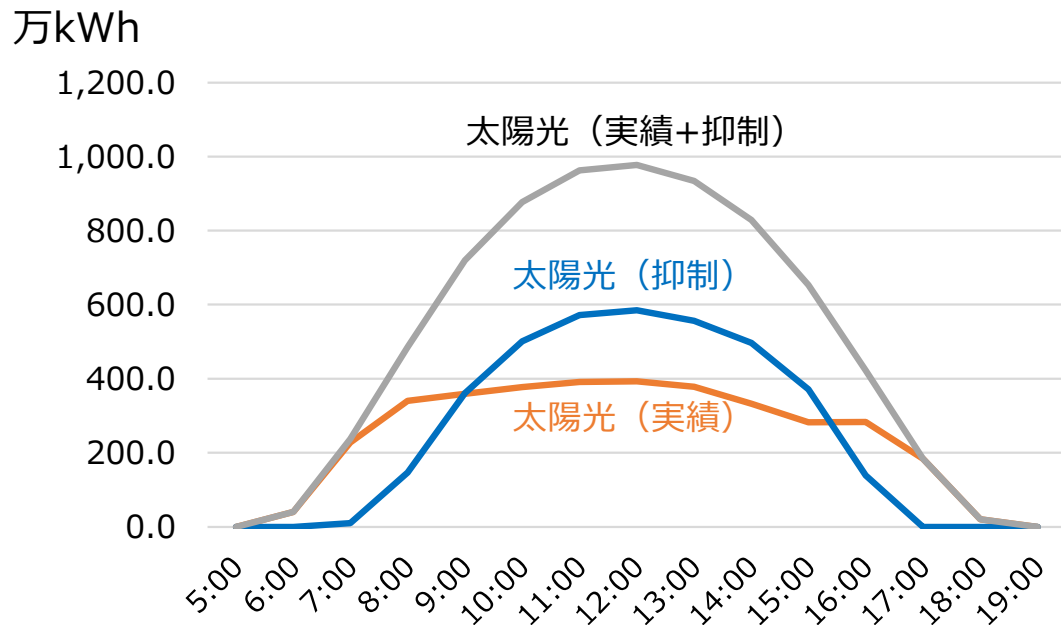
※東3社の費用試算結果を2倍し全国での費用を概算した様子。  
 詳細は、OCCTO「第81回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」の資料を参照。  
 「起動費」「燃料費」で試算しており、火力を想定していると考え。

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei\\_jukyu\\_81\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_81_haifu.html)

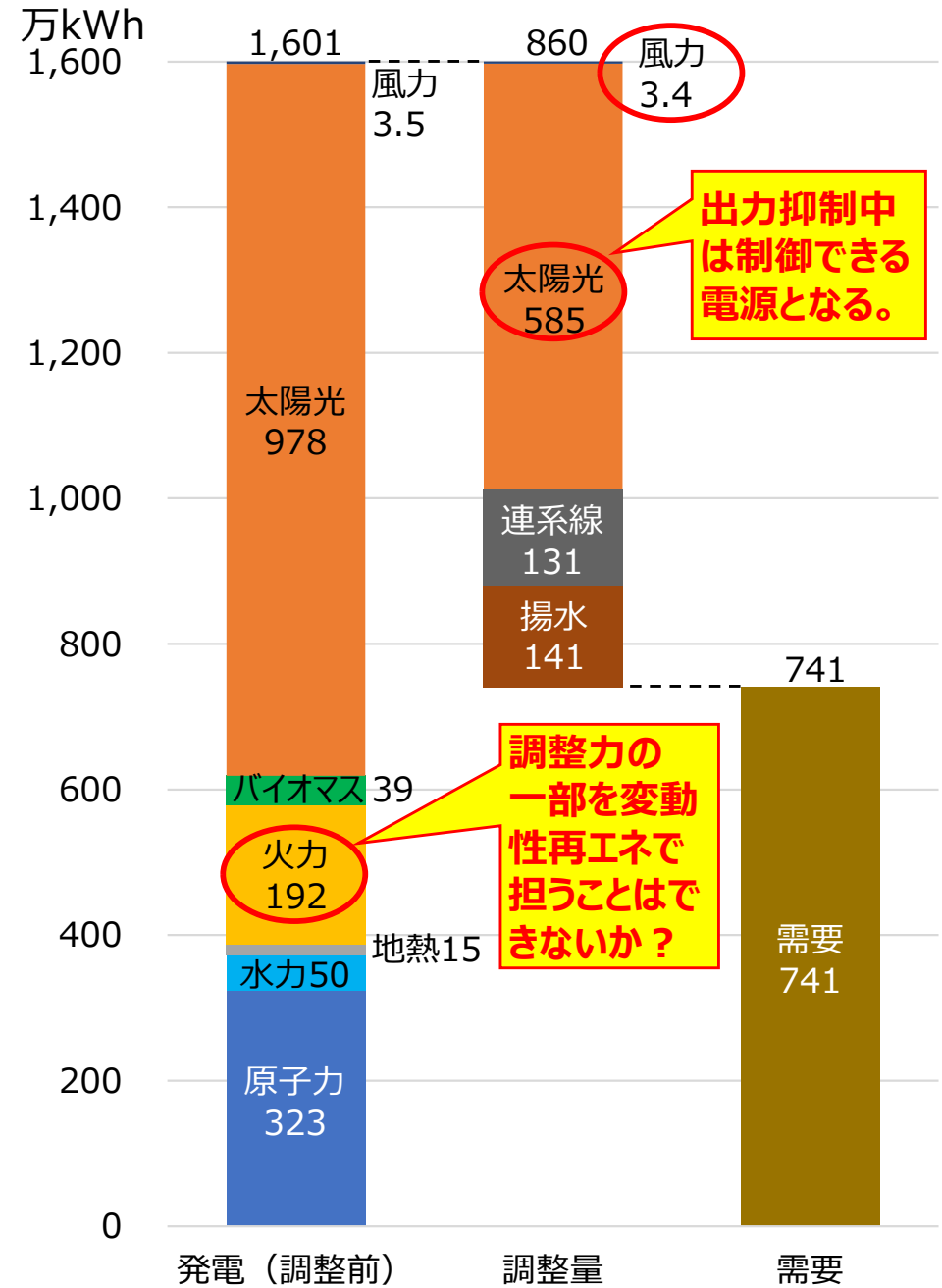
- ※1 ベースシナリオ（Without及びWith）での試算結果であり、需要見通しの変化や再エネ出力制御の状況変化によっては、結果が変わることに留意
- ※2 発電費用（起動費、燃料費）についてはベースシナリオ（Without及びWith）の想定値を使用
- ※3 上げ調整単価、下げ調整単価は2019年度から変更が無いという前提での試算結果であり、2019年度の調整力kWh費用を将来の変動実績相当で乗算した試算結果であることに留意

# 調整力の状況③九州エリア23年4月9日の需給実績 (23年出力抑制量最大時)

- 2023年4月9日は、晴天かつ日曜日であり、変動性再エネ（太陽光、風力）の大部分が抑制されている。
- 火力は、ほとんどが最低出力まで下げられていると予想するが、調整力確保のために、最低出力に下げていない発電所もあると考える。
- 現在主に火力が担っている調整力について、**変動性再エネが一部でも担うことができれば、出力抑制が多少でも低減することができる**と考えている。



23年4月9日の九州エリア太陽光の発電・抑制実績

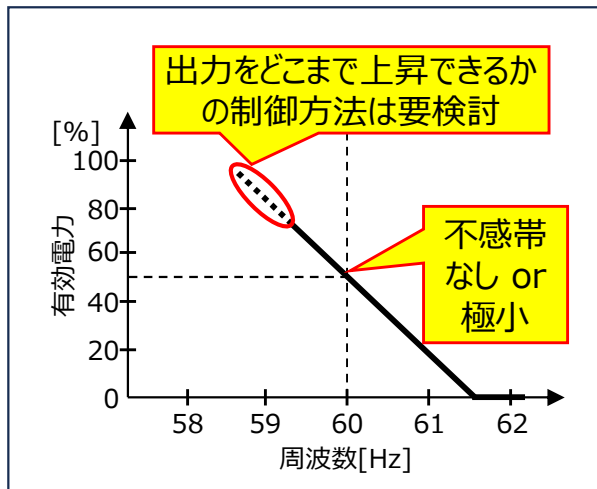


23年4月9日12:00～13:00の九州エリア需給実績 **26**

# 《参考》 将来の新しい制度 / 市場に対応したPCSの開発

- OCCTOグリッドコード検討会における「周波数変化の抑制対策（上昇側）（低下側）」は、フェーズ2（2025年）として要件化される方向で進んでいる（下図参照）。
- 例えば、一次調整力（GF、自端制御）であれば、常時調整力を供給するため下図特性の不感帯をなし、または極小とし、同様な特性カーブで動作させれば、調整力にも対応可能と考える。
- ただし、LFSM-U（周波数低下）の**出力最大値は、太陽光 / 風力の最大発電量を求めながら（探しながら）**制御する方法について検討が必要。

**対象：**  
太陽光・風力の特高10MW以上  
(北海道・沖縄は2MW以上)



**※注意**

- 需給制約による出力制御時は、出力増加量に制限はないが、系統制約による出力制御時は、出力増加量の制限あり。

特性	整定項目	整定範囲例（刻み幅）	備考
発電可能出力値※1以下の領域で、定められた調定率に従って出力を増加させて運転を行う機能。出力変化率制限機能等、他の制御機能に優先して動作し、可能な限り高速に制御する。	周波数調定率	2~5% (1%)	不感帯超過後は定格出力基準で出力変化
<周波数調定率（例）> $(59.8-56.8)/60 \div ((100-0)/100) \times 100 = 5.0\%$	最小周波数	47.5Hz/57.0Hz (北海道は47.0Hz)	「FRT要件」に準じる
周波数調定率制御機能の特性例 (60Hz系、定格出力の50%出力抑制時) 周波数調定率 5%      不感帯 ±0.2Hz 最低出力 10%          出力増加幅 10%	適用可能な出力	風力:10% (最低出力) ~100% 太陽光:0%~100%	
	開始周波数（不感帯）	49.7~49.9Hz (0.1Hz) 59.7~59.9Hz (0.1Hz)	
	応答速度	2秒以内に出力変化を開始し、10秒以内に出力変化を完了（出力変化量の50%到達にて出力変化の完了とする）	
	整定変更	一送の求めに応じて整定変更可能なこと	
	リザーブ量（出力増加幅）※2	0※3~10% (1%)	当面は「10%」設定

※1: 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況（日射や風速から得られる出力を制限して運転することが可能な状況）

※2: 当面は、最大出力制御時に限定して使用する。

将来的には、発電機会損失等も考慮したうえで、最大出力制御時以外でも使用可能とする。

※3: 0%設定とすることで周波数変動に対する対応や系統制約時などLFSM-Uを使用しない状態とする

当面は出力抑制時に限定としている。

経産省審議会でも、再エネ出力制御の低減に向けた対策パッケージの中に「**変動再エネ（風力・太陽光）の調整力としての活用**」を挙げていただいた。

- 更なる再エネの導入拡大に向けて、費用対効果を踏まえつつ、足元で増加傾向にある再エネの出力制御の抑制に向けて、幅広い取組を行っていく必要がある。
- 2021年末に取りまとめた対策パッケージを補完・強化する更なる取組として、以下に掲げるもののほか、どのような取組が考えられるか。

## <短期対策>

- － 発電設備のオンライン化の更なる推進
- － 全国大での火力の最低出力引下げ等（揚水の最大限活用含む）
- － 蓄電池や水電解装置、ヒートポンプによる需要創出
- － 電源制限装置の設置等による関門連系線の再エネ送電量の拡大

## <中長期対策>

- － 地域間連系線の増強◆
- － **変動再エネ（風力・太陽光）の調整力としての活用**
- － 価格メカニズムを通じた供給・需要の調整・誘導

※◆は2021年末に取りまとめた対策パッケージに同じ。

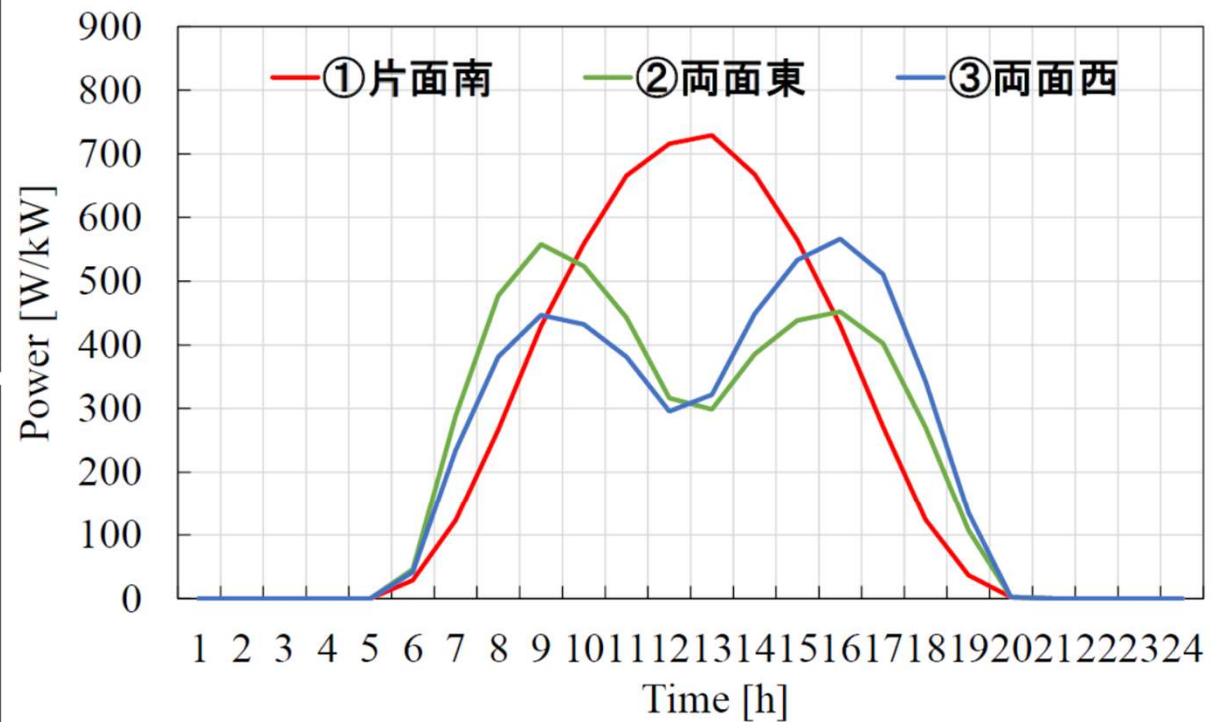
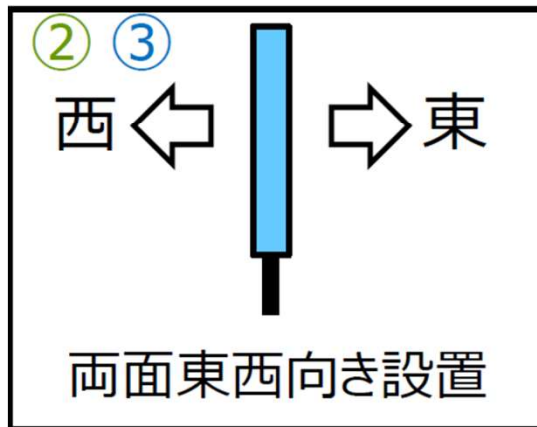
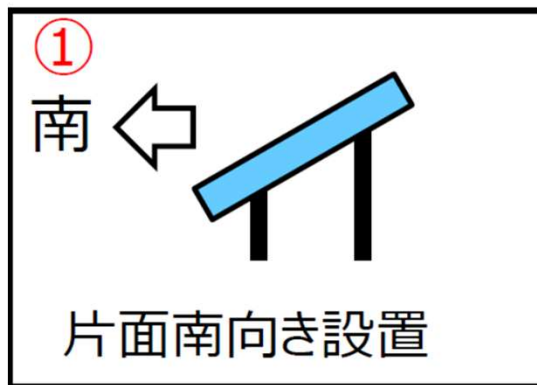
- 需給調整市場では、上げ調整力を調達することと整理されており、下げ調整力については、2024年度以降は余力活用契約により確保される見込み。
- また、現状、変動再エネは、下げ調整力が不足する場合に、優先給電ルールに従って、火力の制御や揚水・連系線の最大活用を行った上で、出力制御されることとなっている。
- 他方で、海外では、変動再エネを上げ下げ両方の調整力として活用している事例も存在する。 ※例えば、スペインでは、必要な調整力の7%を風力が供出（2021年）したとの報告もある。
- 今後、変動再エネの増加に伴い、必要な調整力量も増加していくと考えられるところ、変動再エネを調整力として活用することについて、社会的なコストも踏まえ、どのように考えるか。
- 例えば、出力制御が生じている断面では、スポット価格が0.01円となっている中、これに対する下げ調整力の価値をどのように評価するか。
- また、下げ調整力のみで価値付けすることは、過度な社会コストの増加や安定供給の観点を踏まえれば、上げ下げ両方の調整力を持つことが必要ではないか。

- 変動緩和要件を撤廃した場合においては、自然変動電源の発電事業者にとっては、参入が容易となる一方、社会全体の負担軽減や、あるいは自然変動電源の制御機会を抑えるためにも、自然変動電源そのものも系統全体の周波数維持のために一定の貢献が求められる。
- 本小委員会の第1次中間整理（2018年5月）においても、自然変動電源等が具備すべき調整機能を特定し、具体化に向けた検討を進めることとされており、系統ワーキンググループのグリッドコードの議論において、風力の出力変動緩和対策等の要件のうち、出力変化速度に対する要件など 早期適用可能なものを2019年10月に整理した。
- その後、グリッドコードに関する検討が電力広域機関にタスクアウトされ、これまで、短期的に要件化が必要な技術要件について検討されてきたが、今後、2030年の再エネ目標や2050年カーボンニュートラルを見据えつつ、周波数変化の抑制対策に関する要件など、中長期的な観点から検討を進めていくこととなっている。
- 一方で、再エネ自然変動電源が調整力を提供するためには、特に周波数低下時の調整力としては、平常時から出力増加のためのリザーブを確保する必要が生じる。  
※例えば、グリッドコード検討会において、中長期的要件として議論されている「周波数調定率制御機能」についても、周波数の低下時において同機能の発動が求められるのは、供給過剰による再エネの出力制御時に限定される方向で議論されている。
- 再エネが自ら調整力を提供するためには、どのような技術面、制度面での環境整備が考えられるか。例えば、変動緩和要件を不要とする代わりに、下げ代不足による出力制御時・調整力の不足時に限って周波数維持のために出力を調整することや、平常時から市場に参入すること等についてどのように考えるか。

（出所）第41回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022年4月26日）資料1

## 対象設置ケース

- ① **片面**PV**南**向き（一般的な設置方法） （略：**片面南**）
- ② **両面**PV**東西**（**表面東**）向き （略：**両面東**）
- ③ **両面**PV**東西**（**表面西**）向き （略：**両面西**）  
 （両面PV：裏面の出力は表面の70%）



各ケースのPV出力曲線

## • 電力需給システムとはオーケストラのようなもの

(指揮者の下、其々の奏者が其々の役割を果たし、聴衆と一体となりながら、整ったコンサートホールにおいて、美しいハーモニーを奏でるように。太陽光発電もオーケストラの一員として、国民の豊かな暮らしと経済発展 + CNの実現に貢献できるように、役割を確りと果たすことを忘れてはならない。)

## • 太陽光発電は配電システムを中心に今後も導入量が大きく増えていく

➡分散エネルギーリソース (DER) の最大活用により、発電されたPVの電気を余すことなく使い切れるように、配電システムを含む送配電ネットワークの整備と運用の仕組みの構築に向けて今から周到に準備をしておくべきではないか。

## • 今後増えていく再エネの出力抑制や需給調整力ニーズへの対応が急務

- ➡燃料費のかからない変動性再エネの余剰電力を、全体最適の観点で、システム全体でうまく活用し使いきるかが今後益々重要となる。(業界のエゴを超えて)
- ➡変動再エネとして自ら取り組めること(調整力としての活用や、垂直設置等)があるので、将来を見据え、今から準備を進めるべきではないか。



**ご清聴ありがとうございました**