

再エネの大量導入に向けて

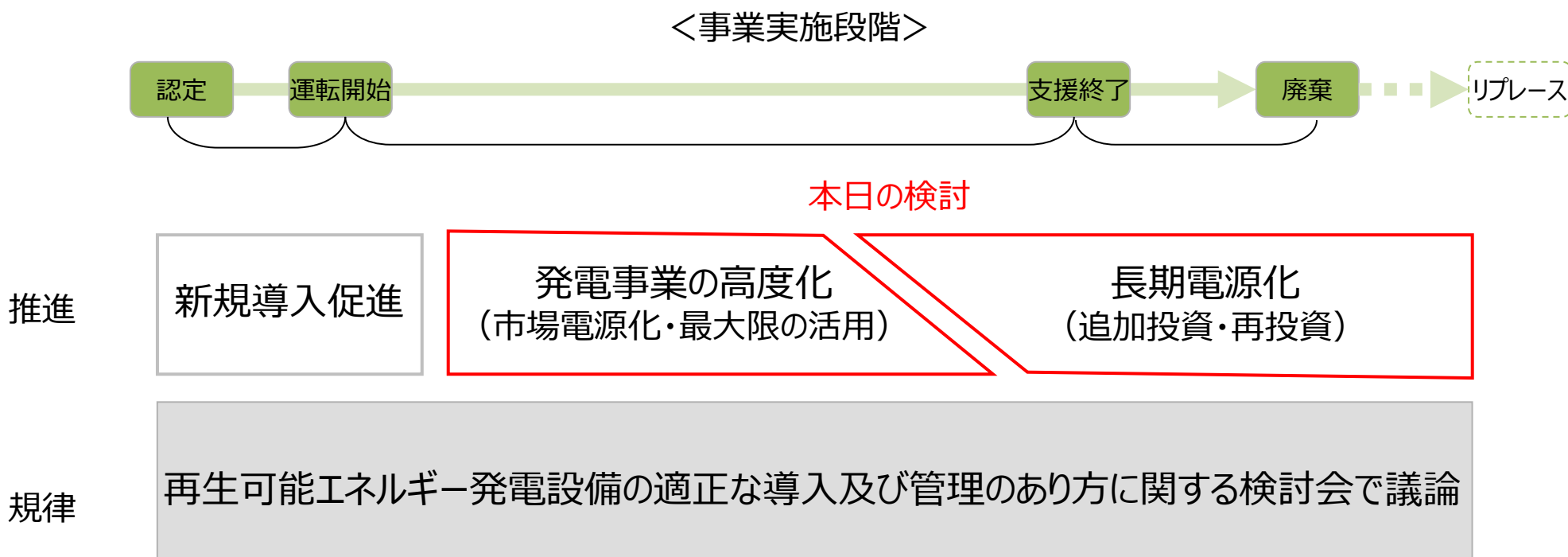
2022年6月7日
資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい内容

- 4月7日、26日の本委員会においては、経産省・農水省・国交省・環境省が一体となって、再エネ比率36～38%という野心的な目標の達成のために、再エネの大量導入を促す具体的な取組についてご議論をいただいた。
- 国産エネルギー源である再生可能エネルギーの拡大、有効活用はエネルギーの安全保障にも資するため、再エネ比率36～38%、さらにその先の2050年カーボンニュートラルの実現の観点から重要。
- このため、新規の導入促進によって再エネ容量を増やしていく取組に加えて、既存再エネの市場電源化や最大限の活用といった再エネ発電事業の高度化の後押し、適正な管理、廃棄や再投資につなげることで有効活用していく主体の創出を促していくことが重要である。
- 本日はこうした観点から、既存再エネの発電事業高度化や、長期電源化を促すための今後の対応について御議論をいただく。

再エネ大量導入に向けた取組

- 再エネの大量導入を進めていくためには、再エネの事業実施段階を念頭に、**推進と規律強化にむけた取組を一体的に検討**していくことが必要。
- こうした中で、**既存の再エネについては市場電源化や最大限の活用を進めるための発電事業の高度化や長期電源化を促すための追加投資・再投資の取組**について検討を深めることが必要ではないか。
- なお、規律強化に向けては、再生可能エネルギー発電設備の適正な導入及び管理のあり方に関する検討会における検討と連携していく。



(参考) 電源別のFIT認定量・導入量

- 2021年3月末時点で、FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備は、**約6,140万kW**（制度開始前の約3倍）。FIT認定容量は、**約9,820万kW**。
- FIT認定容量のうち、運転開始済の割合は**約62%**。FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備の**約91%**、FIT認定容量の**約77%**を太陽光が占める。

＜2021年3月末時点のFIT認定量・導入量＞

設備導入量（運転を開始したもの）

再生可能 エネルギー 発電設備 の種類	固定価格買取 制度導入前	固定価格買取制度導入後									認定容量
	2012年6月末 までの 累積導入量	2012年度 (7月～3月末) ・2013年 度の 導入量	2014年度 の 導入量	2015年度 の 導入量	2016年度 の 導入量	2017年度 の 導入量	2018年度 の 導入量	2019年度 の 導入量	2020年度 の 導入量	制度開始後 合計	固定価格買取 制度導入後
太陽光 (住宅)	約470万kW	207.4万kW (476,577 件)	103.5万kW (228,697 件)	85.7万kW (179,408 件)	79.1万kW (161,356 件)	65.9万kW (133,279 件)	73.2万kW (146,685 件)	76.8万kW (152,239 件)	75.8万kW (141,551 件)	767.5万kW (1,619,792件)	791.8万kW (1,659,416件)
太陽光 (非住宅)	約90万kW	677.2万kW (123,730 件)	837.2万kW (152,807 件)	815.2万kW (115,962 件)	544.5万kW (72,578 件)	474.8万kW (53,363 件)	490.7万kW (54,828 件)	488万kW (49,174 件)	500万kW (33,322 件)	4,827.7万kW (655,764件)	6,757.9万kW (781,979件)
風力	約260万kW	11万kW (21件)	22.5万kW (24件)	14.8万kW (58件)	31万kW (152件)	17.8万kW (322件)	17万kW (517件)	46.8万kW (340件)	36.2万kW (268件)	197万kW (1,702件)	1,306.3万kW (8,006件)
地熱	約50万kW	0万kW (2件)	0.4万kW (9件)	0.5万kW (10件)	0.5万kW (8件)	0.7万kW (23件)	0.9万kW (10件)	4.8万kW (6件)	1.3万kW (8件)	9.1万kW (76件)	15.9万kW (103件)
中小水力	約960万kW	0.6万kW (39件)	8.5万kW (56件)	9.3万kW (87件)	7.9万kW (101件)	7.5万kW (86件)	6.1万kW (86件)	13.3万kW (89件)	16.6万kW (79件)	69.7万kW (623件)	156万kW (820件)
バイオマ ス	約230万kW	8.7万kW (46件)	18万kW (48件)	31.4万kW (57件)	35.1万kW (67件)	49.1万kW (75件)	30.7万kW (61件)	48.0万kW (62件)	44.2万kW (56件)	265.1万kW (472件)	796.2万kW (734件)
合計	約2,060万kW	904.8万kW (600,415 件)	990.2万kW (381,641 件)	957万kW (295,582 件)	698.1万kW (234,262 件)	615.8万kW (187,148 件)	618.5万kW (202,187 件)	677.6万kW (201,910 件)	674.2万kW (175,284 件)	6,136.1万kW (2,278,429件)	9,824.2万kW (2,451,058件)

62.4%

※ バイオマスは、認定時のバイオマス比率を乗じて得た推計値を集計。 ※ 各内訳ごとに、四捨五入しているため、合計において一致しない場合がある。

※ 改正再エネ特措法による失効分（2021年3月時点で確認できているもの）を反映済。

1. 再エネ発電事業の高度化

2. 再エネの長期電源化

再エネ発電事業の高度化

- FIT制度では、再エネ発電事業の実施にあたり、電力会社による買取義務やインバンスリスクの遮断といった措置により市場取引が免除されている。これにより再エネ発電事業への参入障壁を下げる効果があり大量導入が進展した。一方で、市場取引の免除され固定価格での買取が保証されることにより、電気の需給状況やそれを反映した市場価格を踏まえず、発電を行っていた。
- こうした課題に対応し、再エネ発電事業者による需給や市場価格を反映した供給や発電予測精度の向上など電力システム全体のコスト低減に資する再エネ発電事業の高度化、それらを担うプレイヤーの育成を進めていくために、2022年度からFIP制度が開始されたところ。こうしたFIP制度の推進のために対象の拡大や移行の促進を進めているところだが、更に再エネ発電事業の高度化を推進していくためには、アグリゲーター等の役割が期待される。特に太陽光などの変動電源を念頭おけば、蓄電池の設置を促すことが重要。
- また、今後の再エネの導入を進めていくために、マスタープランなどの計画的な系統増強による連系の円滑化と合わせて、需給バランスによる出力制御やノンファームの運用など、系統の状況を踏まえて再エネ事業者が自身を柔軟に制御することも必要となってくる。
- こうした状況を踏まえれば、新規認定のみならず既存再エネ（例えば太陽光発電であれば約60GW）も含めて、蓄電池等を活用した再エネ発電事業の高度化を進めていくことで、既存再エネの有効活用を進めていくとともに、これに伴う社会全体の調整力コストの低減に促していくべきではないか。

FIT制度とFIP制度の違い

- FIP制度は、再エネ自立化へのステップアップのための制度であり、**電力市場への統合**を促しながら、投資インセンティブの確保と、国民負担の抑制を両立していくことを狙っている。

FIT制度 (固定価格での買い取り)

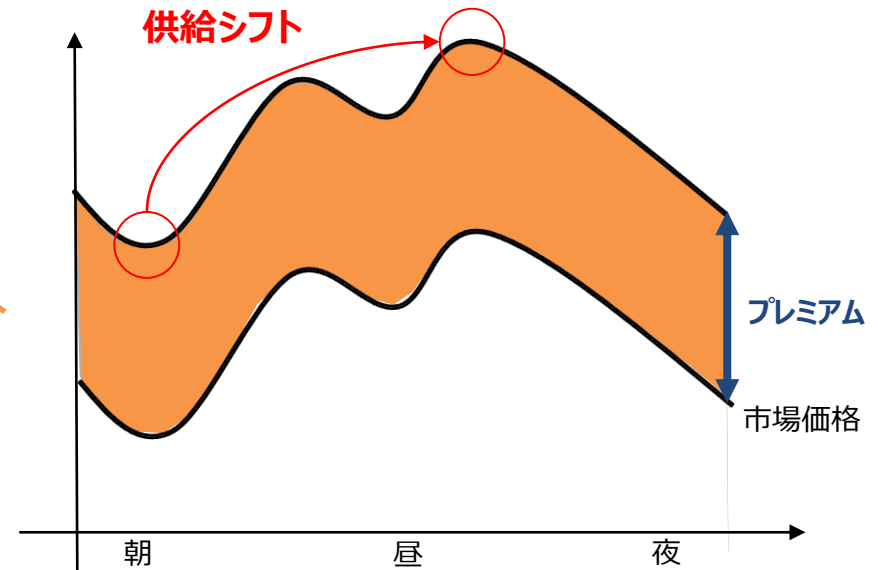
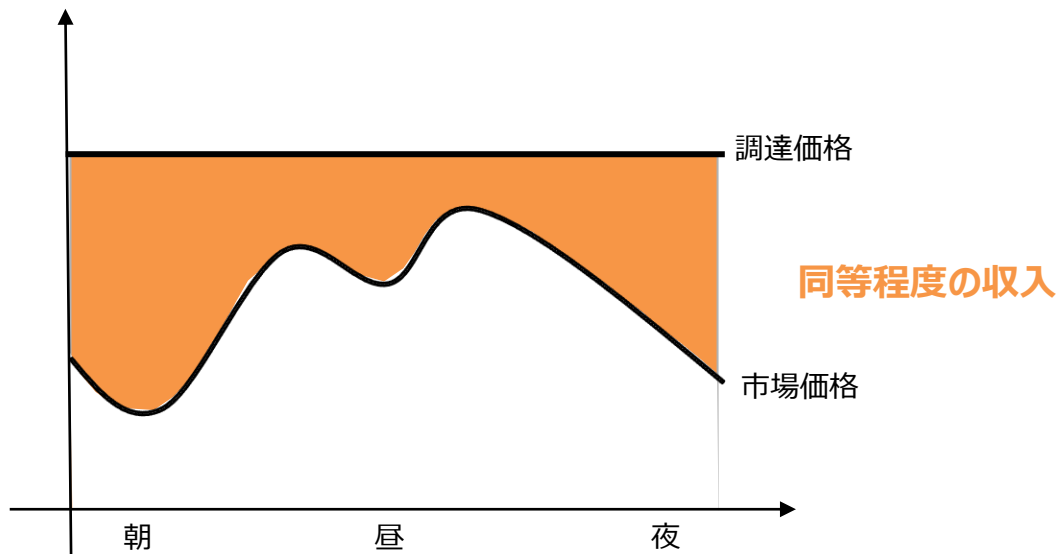
- どの時間帯に売電しても収入は一定であり、市場価格変動リスクを遮断
- 電力会社による全量買取が前提
- 市場価格によるシグナリングがないため、需給バランス維持には、他電源による調整が必要

投資インセンティブ確保

国民負担の抑制

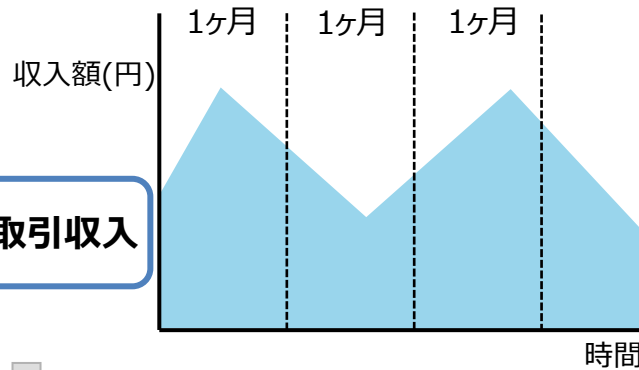
FIP制度 (市場価格に一定のプレミアムを交付)

- 市場価格に応じて収入が変動するが、収入額はFITと同等程度（**供給シフト**による増収機会あり）
- 再エネ事業者が売り先を決める柔軟なビジネス
- 市場価格を踏まえた供給シフト等により、他電源の調整コストを抑制



FIP制度の収入イメージ

FIP制度



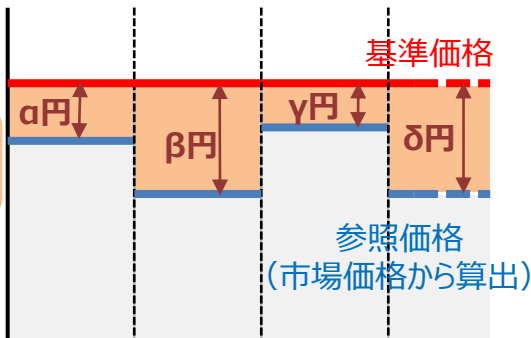
電力の取引

- JEPX（卸電力取引市場）での取引
- 相対契約での取引
- 非化石価値取引

市場取引収入



プレミアム収入



プレミアム（下記算定式にて毎月算出）

$$= (\text{基準価格} - \text{参照価格}) \times \text{kWh}$$

基準価格※FIT調達価格と同じ価格

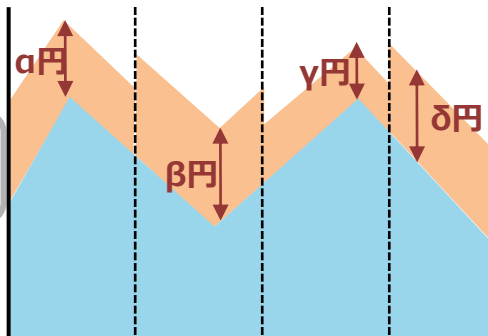
$$\Rightarrow \frac{\text{総費用（資本費＋運転維持費）} + \text{利潤}}{\text{総発電電気量}}$$

参照価格

⇒前年度年間平均市場価格
+ (当年度月間平均市場価格 - 前年度月間平均市場価格)

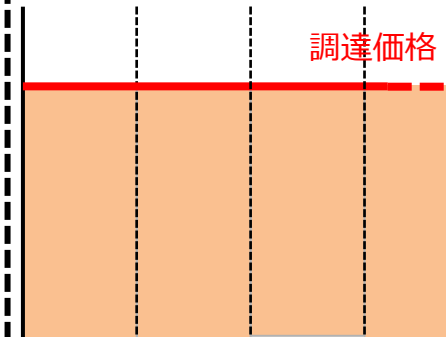
※その他非化石価値やバランシングコストを勘案

FIP収入



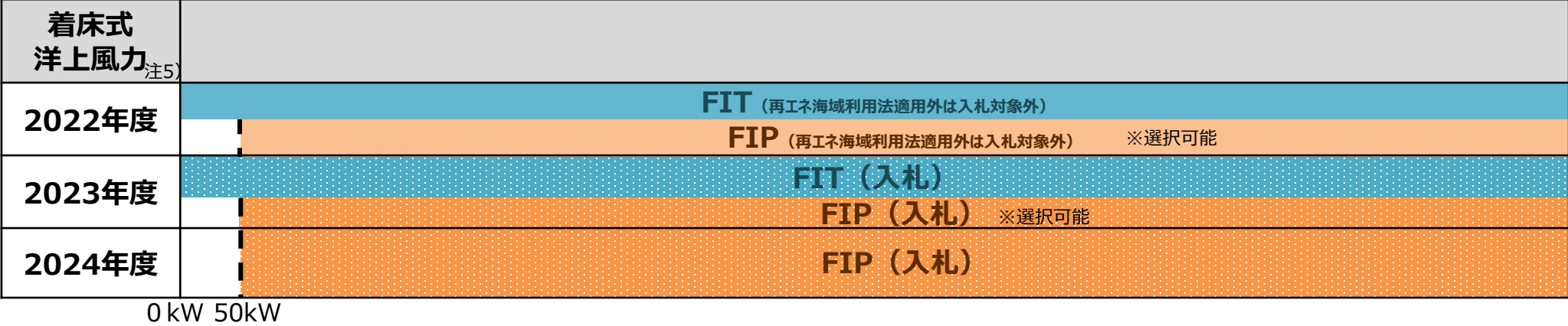
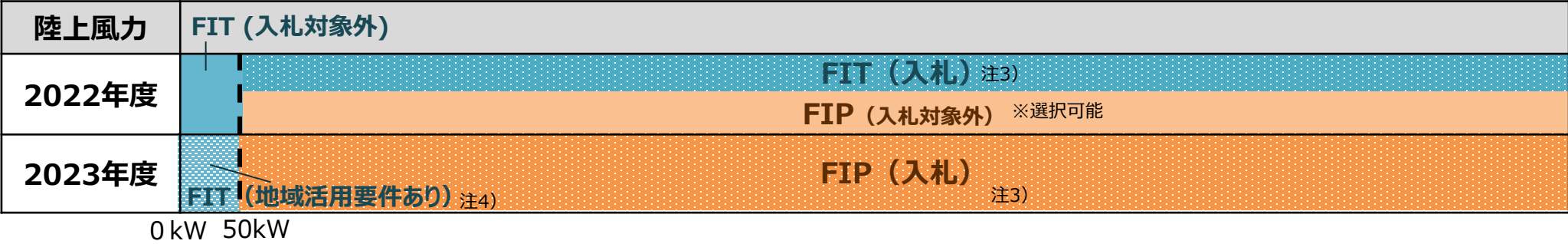
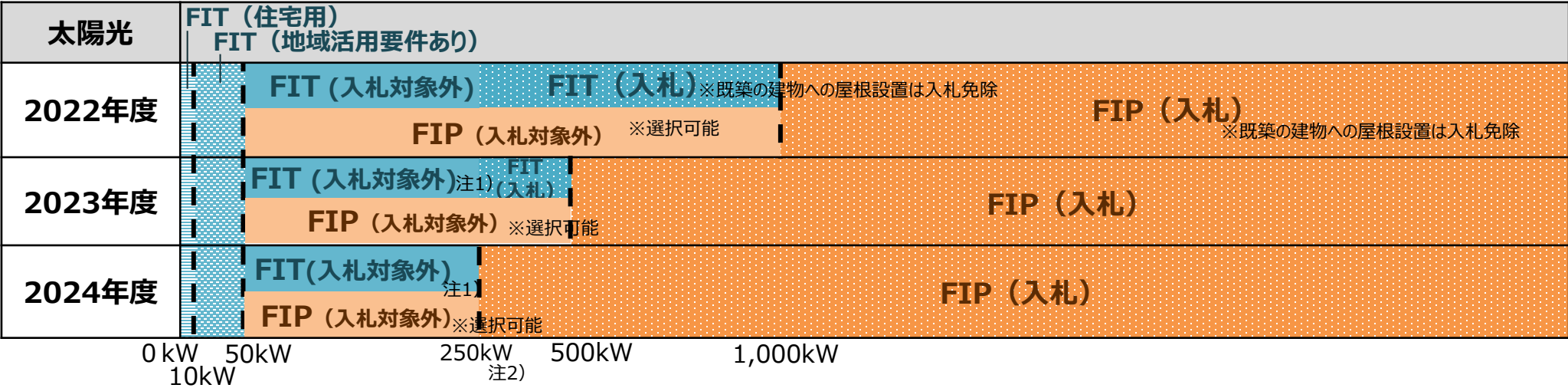
FIT制度

調達価格での
固定収入



(参考) FIT/FIP・入札の対象 (太陽光・風力) のイメージ

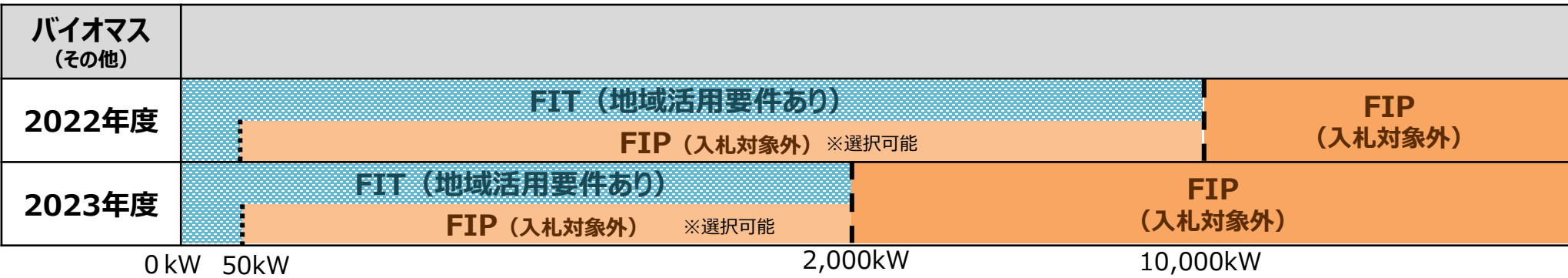
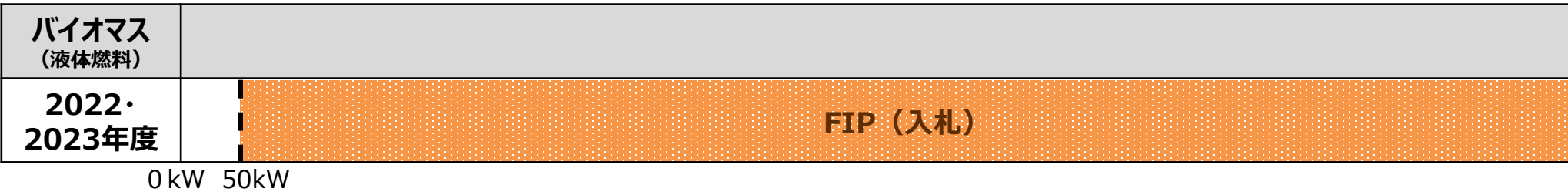
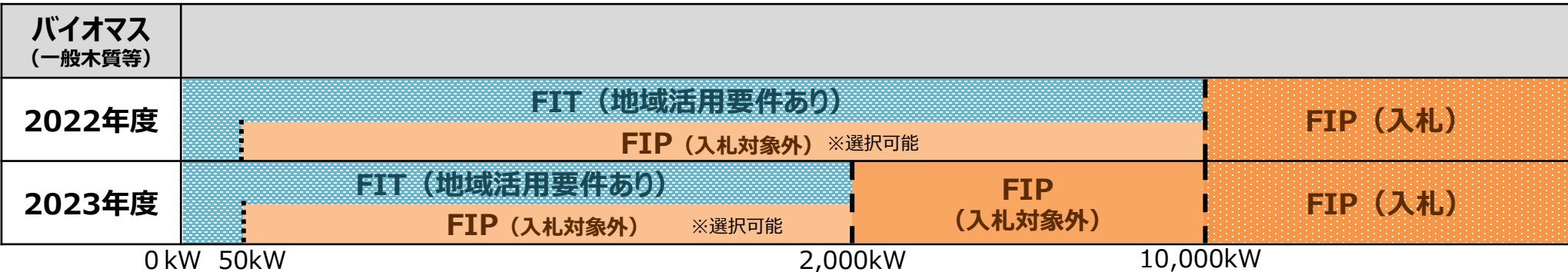
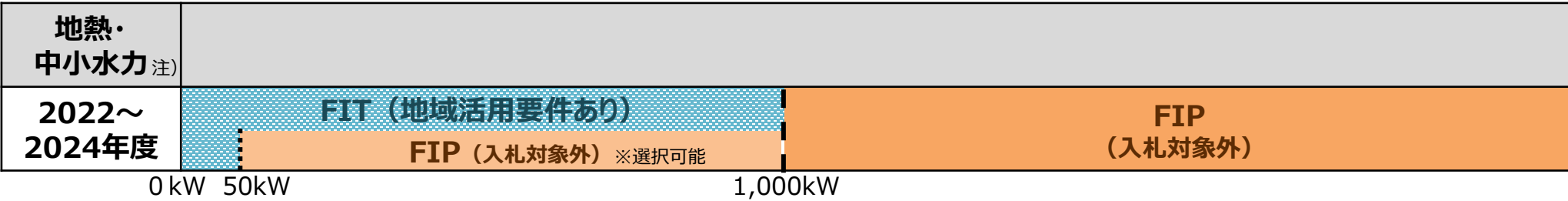
調達価格等算定委員会「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」より抜粋



注1) 太陽光の2023年度、2024年度の入札対象の閾値は、2022年度の閾値をそのまま仮定していることに留意。 注2) 2024年度にFIP制度のみ認められる対象は原則250kW以上
注3) リプレースは入札対象外。なおかつ1,000kW未満は、FIT/FIPが選択可能。 注4) 沖縄地域・離島等供給エリアは地域活用要件なしでFIT制度を選択可能とする。 注5) 浮体式洋上風力については、FIT/FIPが選択可能。

(参考) FIT/FIP・入札の対象 (地熱・中小水力・バイオマス) のイメージ

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」より抜粋



(参考) 2022年度の再エネ出力制御見込み量

- 九州地方では2022年度に年間約7億kWh（年間再エネ発電量の約5%）が制御されている。今後、より一層の再エネの導入拡大を進める中で、制御対象エリアが拡大していく可能性がある。

第35回系統WG （2021年12月）参考資料より抜粋

(参考) 各エリアの再エネ出力制御見通し等

出典：各エリア一般送配電事業者

	北海道	東北	四国	九州	沖縄
出力制御率見通し（2022年度） 100%連系線利用の場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	-	0.33% [3,137万kWh]	0.01% [44万kWh]	5.2% [73,000万kWh]	0.2% [97.6万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)]	-	0.07% [674万kWh]	-	4.9% [68,000万kWh]	0.05% [20.8万kWh]
出力制御率見通し（2022年度） 50%連系線利用の場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	0.35% [144万kWh]		1.1% [5388万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)]	0%		0.3% [1334万kWh]		
最低需要（2020年度） [万kW]	226.5	595.6	191	622.6	55.6
変動再エネ導入量（2020年度） [万kW]	252	817	321	1088	43.0
変動再エネ導入量/最低需要(%) （2020年度）	111%	137%	168%	175%	77%

※1 本表に掲載のない5エリアについては、2022年度に出力制御が発生する蓋然性は低い。

※2 「-」で示している部分は、出力制御が発生しない見通し。また、斜線を引いている部分は、見通しの算定を実施していない

(参考)2022年度の再エネ予測誤差に対応する調整力確保費用の金額水準

- 2022年度の交付金活用については、**2021年の取引実績（重複計上額を除く）を踏まえてた調達単価に、インセンティブ付けした必要量を掛ける**ことで、エリア毎の交付金活用額を算出。

エリア別調達単価 [円/ΔkW・h]		×	補正後の必要量※ [億ΔkW・h]		=	2022年度交付金見込額※ [億円]	
北海道	12.6		北海道	7.3		北海道	91.6
東北	2.5		東北	23.7		東北	59.9
東京	1.3		東京	51.1		東京	66.4
中部	6.0		中部	29.9		中部	181.9
北陸	6.3		北陸	3.4		北陸	21.3
関西	5.8		関西	23.5		関西	135.8
中国	3.2		中国	20.6		中国	65.3
四国	2.3		四国	17.1		四国	39.2
九州	3.8		九州	36.8		九州	140.0
沖縄	1.4		沖縄	1.7		沖縄	2.4
平均	3.9		合計	215.0		合計	802.8

※実際の交付額単価は、F I T 設備の見込量で計算した交付金額を、エリアごとに2022年度の買取電気量の見込値で割り戻し、決定されるものであることに留意が必要。

※沖縄については需給調整市場が開場していないため、2021年度交付金算定時と同じ考え方のもと、交付金を算定する。

FIP制度の推進に向けた蓄電池設置促進

- 太陽光や風力といった変動再エネが電力市場を意識した行動とる場合、蓄電池を活用することが考えられる。FIP制度の推進を加速化させ、再エネ発電事業の市場統合を進めるにあたって、蓄電池の設置促進は重要な取組。
- 他方、蓄電池の価格は発電事業者にとって高い水準となっており、採算性がとりづらいことが導入に当たっての課題となっている。
- このため蓄電池設置促進にあたってはコスト低減に向けた取組を進めると同時に、発電事業者やアグリゲーターの創意工夫を引き出し、収益性の向上を促すことが重要。
- こうした取組は事業者の事業性向上だけでなく、電力システム全体のコスト低減に資することから、現行の発電側併設蓄電池設置ルールの見直しを行いFIP制度の推進を加速化させていってはどうか。

(参考)簡易的なタイムシフトシミュレーション（基準価格30円/kWh）

<タイムシフトシミュレーションの仮定>

- ✓ 発電設備の出力 **3時間分**の発電量をシフト。
- ✓ コマ毎の発電量が一定の発電設備（1ヶ月間あたりの出力が1kWh）
- ✓ **毎日11時～14時（6コマ）に発電した電気を17時～20時（6コマ）へ固定した時間帯をタイムシフト**
- ✓ 上記タイムシフトを1ヶ月行った場合の収益は**1.36円/kWh**

	N年度												合計	年度平均 市場単価
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月		
市場収入	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	30.0	30.0	8.0	8.0	140.0	11.67
プレミアム収入	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	0.0	0.0	22.0	22.0	220.0	
タイムシフト収入	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	16.3	
単月合計	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	376.3	

	N+1年度												合計	年度平均 市場単価
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月		
市場収入	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	96.0	8.00
プレミアム収入	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	30.0	30.0	18.3	18.3	243.3	
タイムシフト収入	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	16.3	
単月合計	27.7	27.7	27.7	27.7	27.7	27.7	27.7	27.7	39.4	39.4	27.7	27.7	355.7	

2年間合計収益 732.0円 **(タイムシフトによる収益が32.6円)**

- ※ 2021年4月1日～2022年3月31日のシステムプライスの全48コマごとの平均価格のうち価格下位6コマ(3時間)から上位6コマ(3時間)へシフトした際の価格差を使用。
1日シフトをおこなったときの1kWhあたりの収益は平均価格(17時～20時)20.11円/kWh－平均価格（11時～14時）9.23円/kWh＝10.88円/kWh
- ※ 1ヶ月あたり1kWhの取引量に補正すると1.36円（＝10.88円/kWh×3時間÷24時間）
- ※ バランシングコスト、非化石価値は勘案していない。
- ※ タイムシフトの方法は貯水式の水力発電など電源特性によって様々な手段が考えられる。例えば蓄電池を設置することも考えられるが、その際は蓄電池を設置するコストがかかる点とピークシフト以外の活用法からコスト回収をはかっていくことが考えられる点に留意。

(参考) 現行の太陽光発電設備併設蓄電池設置ルール

- FIP新規認定案件、2022年度以後に取得したFIT認定からFIP認定に移行した案件を除く認定案件では、当初想定されていなかった国民負担の増大を防止するという観点から、事後的に蓄電池併設し、当該蓄電池に充電して売電する場合、以下のルールが適用されている。
 - ① 蓄電池からの発電量を区分計量できない場合、**設備全体についてその時点の最新の調達価格に変更**することを条件に、事後的な蓄電池の併設を認める。
 - ② 例外的に蓄電池に一度充電した電気を売電する際に、その電気を認定事業者にて**区分計量し、FIT外で売電する場合、調達価格の変更なし**に事後的な蓄電池の併設を認める。
- また、FIP制度下の新規認定案件では、蓄電池併設により**FIP制度の趣旨である電力市場への統合が促進**されること、**国民負担の増大の防止**というFIT制度での上記扱いの趣旨を踏まえ、十分にコスト低減された基準価格が適用される太陽光発電に限り、**基準価格の変更なしに、事後的な蓄電池併設を認めている**。
- 一方、**系統電気を蓄電池に充電することは認めていない**。

	太陽光発電設備からの蓄電			系統からの蓄電
	認定時蓄電池設置	認定後蓄電池設置		
		PCSより系統側に設置	PCSよりPV側に設置	
・FIP新規認定 ・FIP移行案件（2022年度認定～）	○	○	○	<u>×</u>
・FIP移行案件（～2021年度認定） ・FIT認定			<u>最新価格への変更※</u>	

※PV出力がPCS出力を下回っている場合もしくは蓄電池からの放電分を区分計量し、非FIT/非FIPで売電をする場合価格変更せずに設置が可能。

発電併設蓄電池への系統電気の充電について

- 現状の再エネ特措法の運用では、国民負担により支援する電氣量を明確に区別する観点から、交付金の算定の基礎となる電氣量が認定発電設備から発電された電氣量に限定されるように、系統から発電設備に電氣が流れ込まないような措置を講じることを求めている。このためFIT発電設備に併設された蓄電池に系統電氣を引き込むことはできない運用となっている。
- 他方、発電側から充電だけでなく、系統側からも充電することは蓄電池の稼働率を向上させ、自ら市場価格等を踏まえて発電を行うFIP制度の促進につながる。

再生可能エネルギー特別措置法 第九条

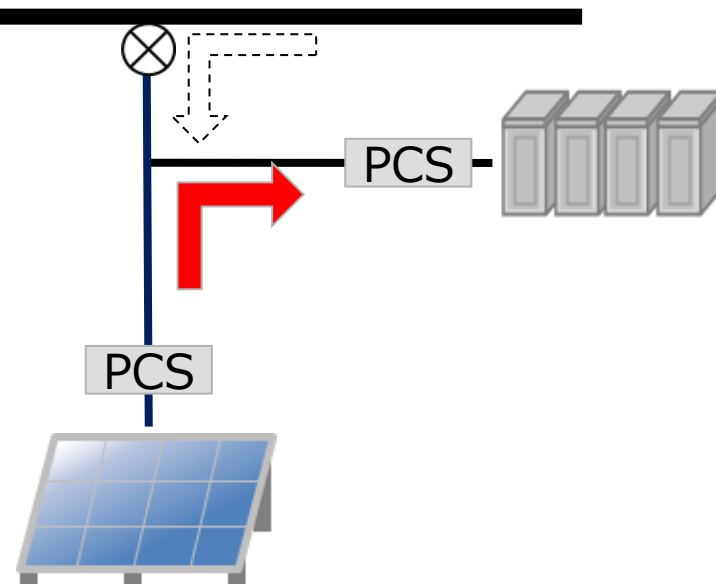
第四項 経済産業大臣は、第一項の規定による申請があった場合において、その申請に係る再生可能エネルギー発電事業計画が次の各号のいずれにも適合するものであると認めるときは、その認定をするものとする。

三 再生可能エネルギー発電設備が、安定的かつ効率的に再生可能エネルギー電氣を発電することが可能であると見込まれるものとして経済産業省令で定める基準に適合すること。

再生可能エネルギー特別措置法施行規則 第五条

第二項 法第九条第四項第三号の経済産業省令で定める基準は次の通りとする。

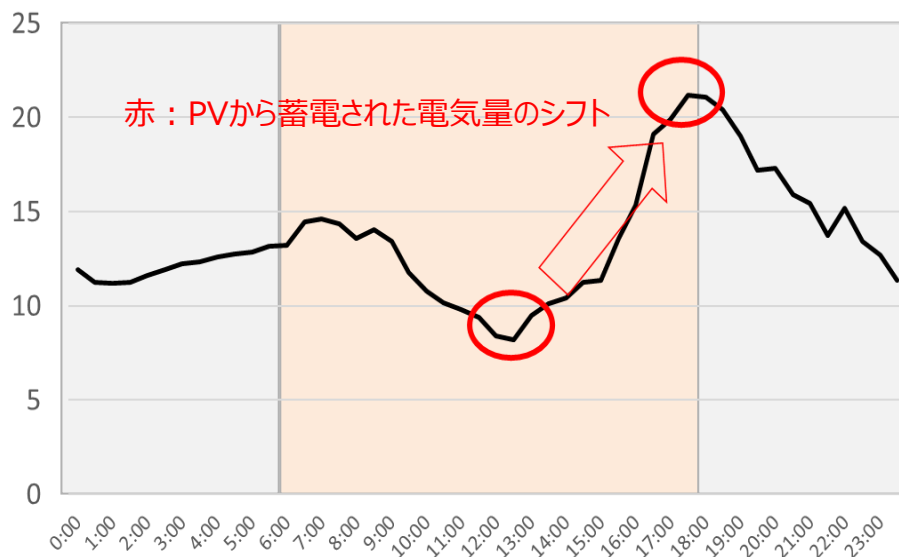
四 当該認定の申請に係る再生可能エネルギー発電設備において使用する電氣については、当該発電設備を用いて得られる再生可能エネルギー電氣をもって充てる構造であること。



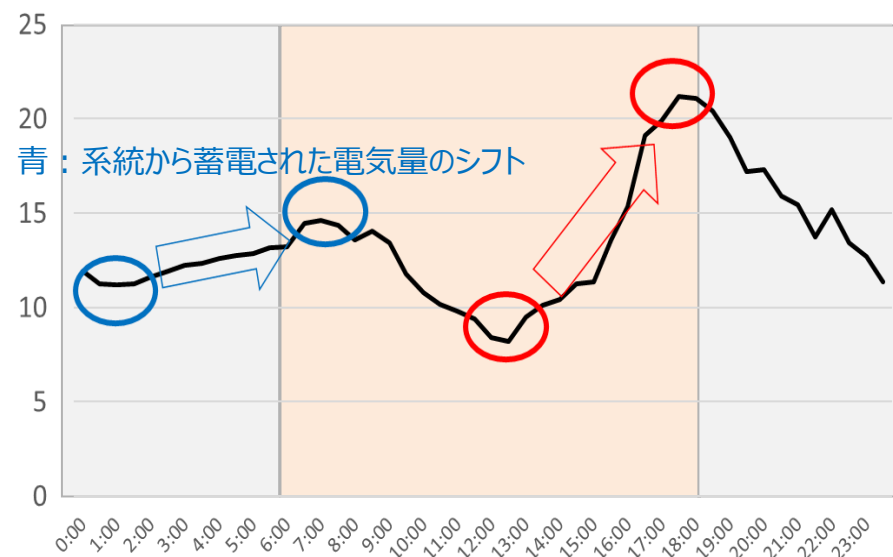
(参考) 蓄電池の運用方法と稼働率

- 発電事業者は蓄電池等を用い供給タイミングのシフトをすることで市場価格が高い時間帯に売電し、再エネ電気を効率的に活用していくことが可能になる。
- 例えば太陽光発電の場合、昼間→夕方のタイムシフトが考えられるが、日没後は発電しないため当該太陽光発電設備からの充電に限った運用をしている場合、蓄電池が使用されない。
- 系統側からの蓄電が可能になる場合、日没後の太陽光発電が稼働しない時間帯においても充電が可能となり蓄電池の稼働率が向上する。

2021年度 日中平均市場価格※



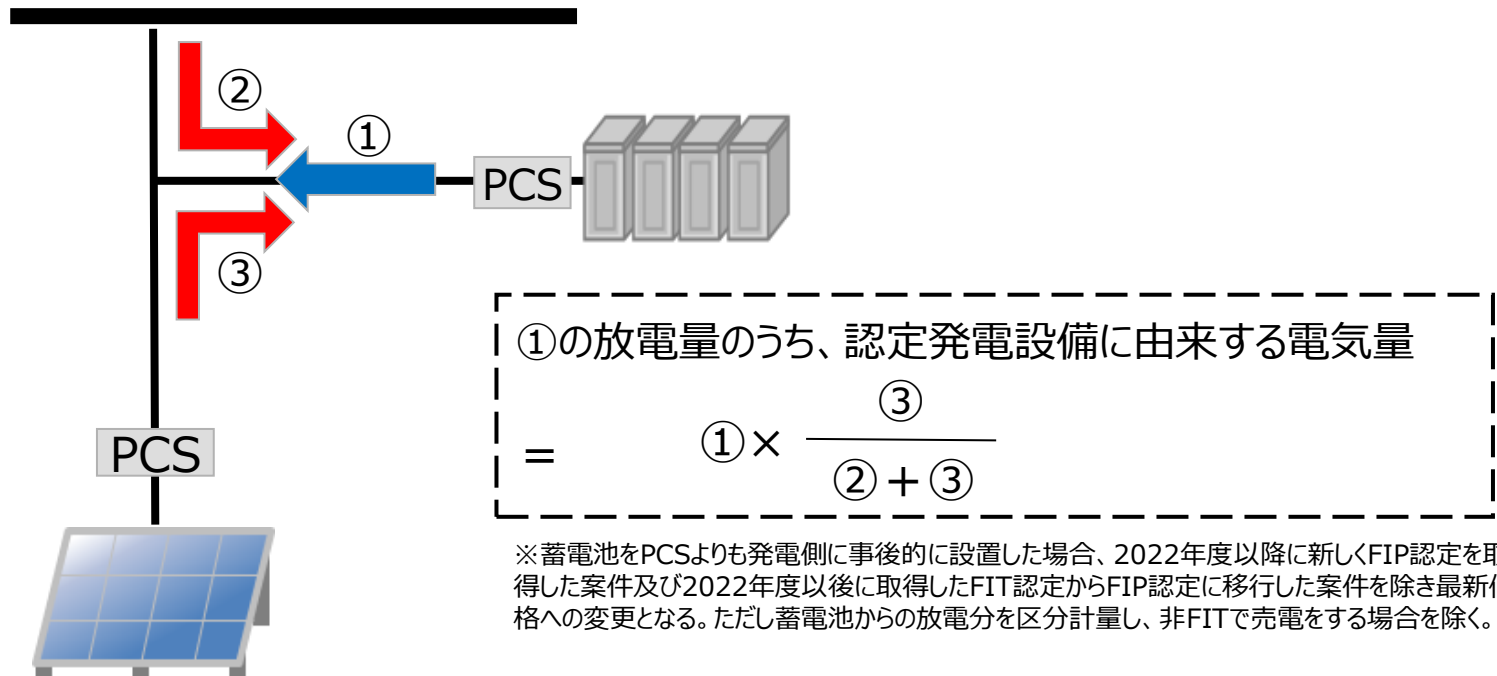
2021年度 日中平均市場価格※



※2021年度の各コマの平均市場価格の平均値を元にしたプライスカーブ

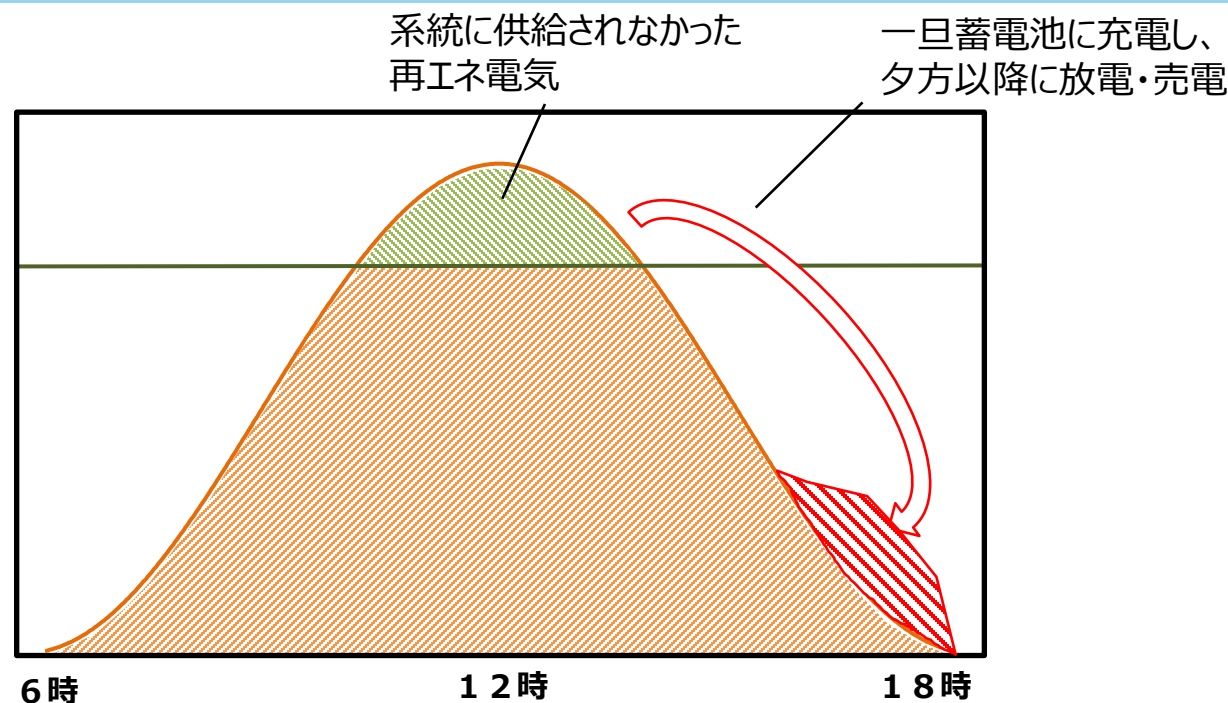
発電併設蓄電池の系統電気分の取り扱い

- 系統側から蓄電池に充電され放電された電気量については認定発電設備から発電された電気ではないので、FIT買取/FIPプレミアム交付対象外となる。このため蓄電池から放電された電気量を**充電された電気量で按分することで観念することはできないか**。
- 具体的には、蓄電池から放電された電気量（①）について、系統側から蓄電池に充電された電気量（②）と発電側から蓄電池に充電された電気量（③）を計量し、その比率で按分することで、発電側由来の電気量を算定することが可能となる。その上で、**認定発電設備由来の電気量についてFIT買取/FIPプレミアム交付の対象とする方向で検討を進めてはどうか**。
- **資源エネルギー庁、広域機関、送配電事業者においてこうした運用に必要なシステム改修等や計量に関する実務的な整理を早急に行うこととし、併せて資源エネルギー庁においては年度内を目途に必要な規定類等の改正を行う。**



FIP移行認定案件の事後的な蓄電池併設の取扱いについて

- 蓄電池を事後的に設置したうえでFIP制度へ移行する取り組みは、FIP制度の趣旨である電力市場への統合に資するため促進するべきと考えられる。またこうしたFIP移行はFITインバランス特例によって生じる三次調整力②の負担減少にも繋がる。
- 他方で蓄電池の事後設置を認めた場合、これまで実際には系統に供給されなかった過積載分の再エネ電気に対して交付金を支払うことになるため、当初想定していなかった国民負担が生じる恐れがあるため、原則最新の調達価格に変更することとしている。
- このためFIP移行認定案件の事後的な蓄電池設置の緩和については、再エネの大量導入や主力電源化に加え、国民負担抑制の観点も踏まえて調達価格等算定委員会とも連携してご議論いただくこととしてはどうか。



1. 再エネ発電事業の高度化

2. 再エネの長期電源化

長期電源化の推進を検討する上での視点

- 2030年の36～38%、2050年カーボンニュートラルを見据えれば、既存の再エネの追加投資・再投資を促すことで、長期電源化を促すことも重要。2019年度以降の住宅用太陽光の支援終了後は、自家消費への切り替えや、小売電気事業者の卒FITメニューなどでの相対契約が結ばれているところ。
- 今後の事業用太陽光等の支援終了や追加投資・再投資の促進も見据えれば、小売電気事業者との契約等の更新による運転延長に加えて、既存の発電事業者も含めた多様な主体による追加投資・再投資の具体的な取組を促していくことが必要では無いか。例えば、発電事業者による既存再エネの補修、増出力、再投資など様々な取組が考えられるため、事業実施段階も念頭におきつつこうした取組の促進のあり方を検討する必要がある。
- 一方で、現状のFIT認定案件においては、低圧の事業用太陽光が件数ベースで大宗を占めていることや、地域とのトラブル案件を抱えていることを踏まえれば、こうした追加投資・再投資を促す中、中長期的に地域と共生する責任あるプレイヤーの創出等の観点からも、検討を深めていくことが必要。

「余剰電力買取制度」等による支援終了後の状況

- 2009年11月に開始した「余剰電力買取制度」による支援期間は10年間であることから、2019年11月以降、買取期間が順次満了。
- 買取期間の終了した発電事業者が選択し得る対応は、①自家消費または②相対・自由契約にての売電などがあるところ、②については、売電を希望する発電事業者と電気の購入を希望する小売電気事業者のマッチング支援サイト「どうする？ソーラー」（2018年10月より運用開始）を通じて促進。現在、売電可能な事業者名を合計63社掲載中。
- 買取終了した案件のうち、新電力を含めた幅広い小売事業者へ買取事業者を変更した割合は、本年3月末時点で約14%となっている。

「どうする？ソーラー」に掲載されている
買取メニューの一例

A社	支援終了後の太陽光余剰電力を 9.5円/kWh～23円/kWh （蓄電池購入プラン）で買取るメニューを各種展開。
B社	支援終了後の太陽光余剰電力を 8.5円/kWh～11.5円/kWh で買取るメニューを各種展開。
C社	支援終了後の太陽光余剰電力を 11円/kWh～15円/kWh （同社電気・灯油・ガス利用プラン）で買取るメニューを各種展開。

買取事業者を変更した割合

	卒FIT件数	変更した件数	変更割合
全国	約103万	約14万	約14%

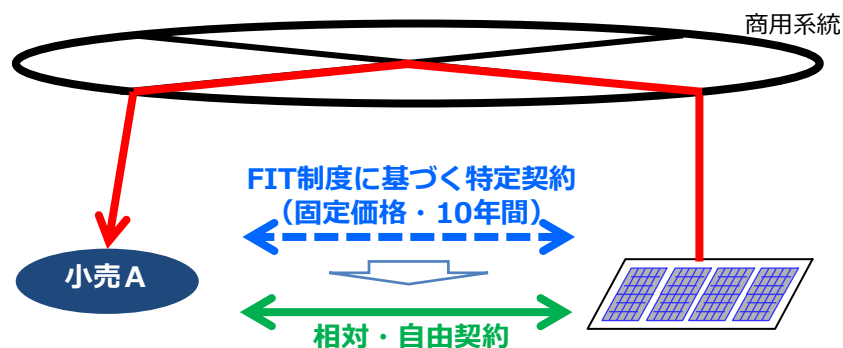
（注）2022年3月末時点

(参考) 住宅用太陽光のFIT買取期間終了後の基本的な考え方

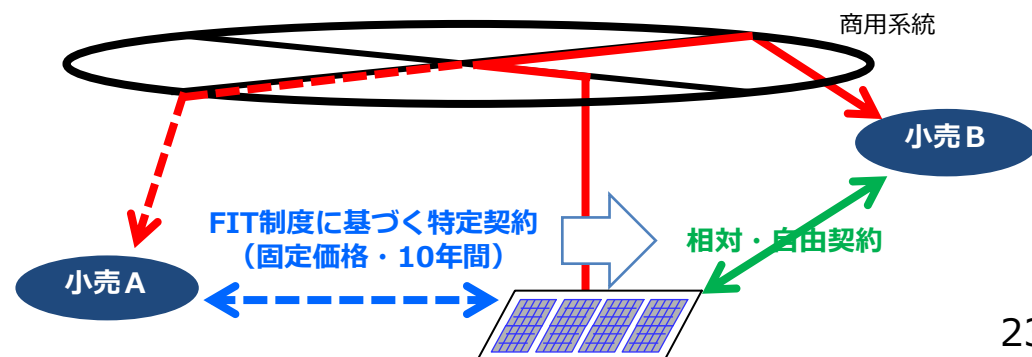
第1回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料4 (2017年12月)

- 2009年に開始された余剰電力買取制度の適用を受け導入された住宅用太陽光発電設備は、2019年以降順次、10年間の買取期間を終えることとなる。
 - FIT制度による買取期間が終了した電源については、法律に基づく買取義務はなくなるため、
 - 電気自動車や蓄電池と組み合わせるなどして**自家消費**すること
 - 小売電気事業者やアグリゲーターに対し、**相対・自由契約**で余剰電力を**売電**することが基本。
 - こうした環境変化は、
 - 住宅用太陽光発電設備を設置している需要家にとっては、**自家消費型のライフスタイルへの転換を図る契機**となり、
 - 小売電気事業者やアグリゲーターにとっては、**新たな供給力と需要を獲得するビジネスチャンス**となる（例：余剰電力の買取と小売供給をセットで提供）
- ことから、FIT制度からの自立に向けた市場環境を醸成するためにも、**買取期間の終了とその後のオプション等について、官民一体となって広報・周知を徹底**することが重要ではないか。

新たな売電契約に切り替え、小売電気事業者Aへの売電を継続



買取期間の終了を機に、条件の良い小売電気事業者Bへ売電契約を切替え

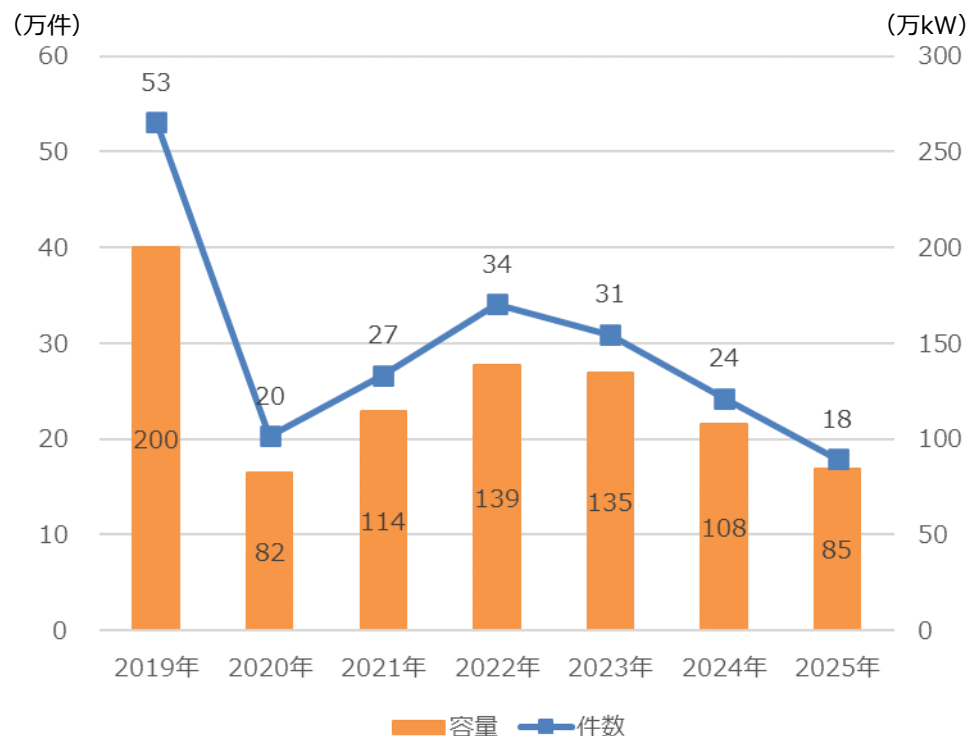


(参考) 住宅用太陽光の買取期間終了後の状況

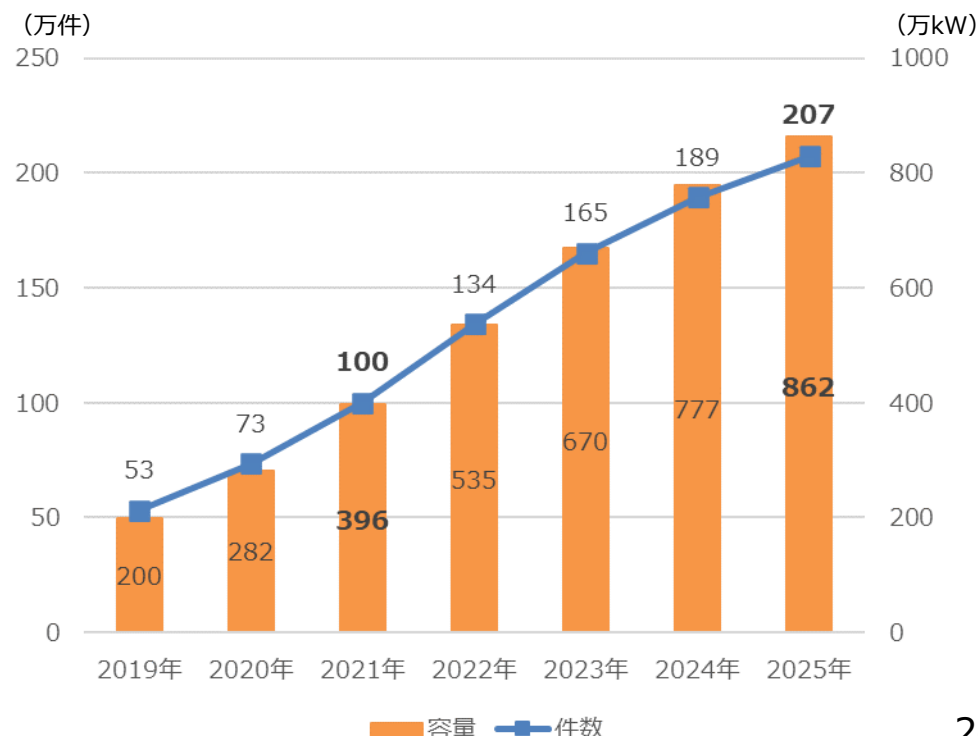
第40回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料1 (2022年4月)

- 2009年に余剰電力買取制度が導入された太陽光発電については、2019年11月から買取期間が順次終了。※2012年に開始したFIT制度は2022年7月から買取期間が順次終了。
- その数は、**2021年までに累積約100万件・約400万kW**となっており、今後、**2025年には約200万件・860万kWに達する**見込み。
- こうした買取終了案件については、低圧の太陽光など**小規模な案件も多数存在**するため、**終了後の適切な運転やメンテナンスを促す**ためには、**アグリゲーション等の電源の集約化を行う**ことが重要。

<買取期間終了後の太陽光発電の推移（年別）>



<買取期間終了後の太陽光発電の推移（累積）>

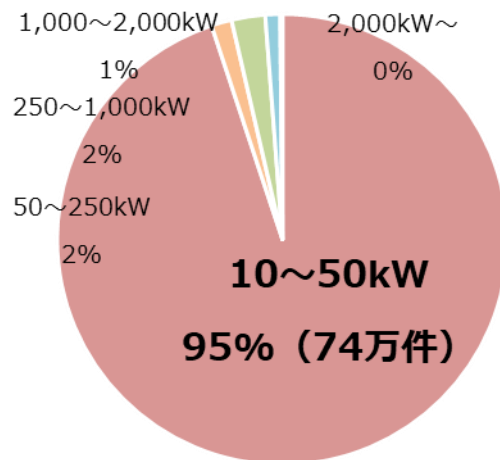


事業用太陽光発電の規模内訳（2021年9月末時点）

第1回 再生可能エネルギー発電設備の適正な導入及び
管理のあり方に関する検討会 資料3 （2022年4月）

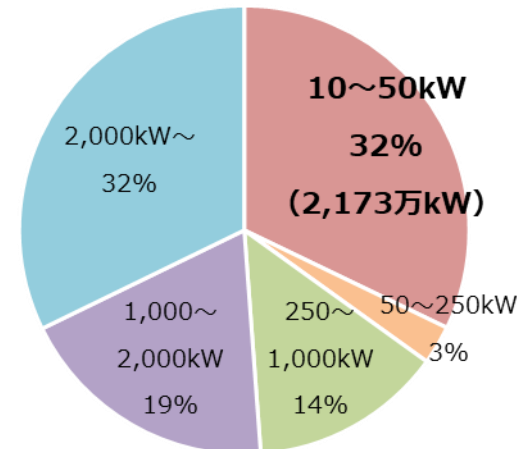
- 事業用太陽光発電については、10-50kWの小規模案件が件数ベースでは約95%と大半（認定74万件、導入63万件）を占め、容量ベースでも30～40%程度存在する。
- 2,000kW以上の認定容量は全体の32%となっているが、導入容量では全体の25%に止まる。

認定件数（計78万件）



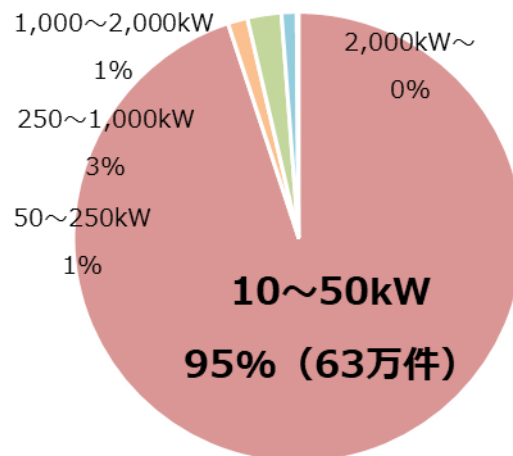
	認定件数 (件)
10～50kW	742,375
50～250kW	11,449
250～1000kW	18,884
1000～2000kW	8,383
2000kW～	1,177

認定容量（計6,759万kW）



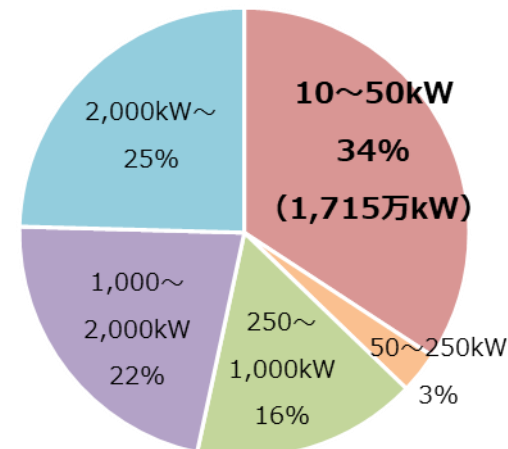
	認定容量 (MW)
10～50kW	21,730
50～250kW	1,887
250～1000kW	9,386
1000～2000kW	12,805
2000kW～	21,778

導入件数（計67万件）



	導入件数 (件)
10～50kW	633,442
50～250kW	9,476
250～1000kW	16,269
1000～2000kW	7,297
2000kW～	795

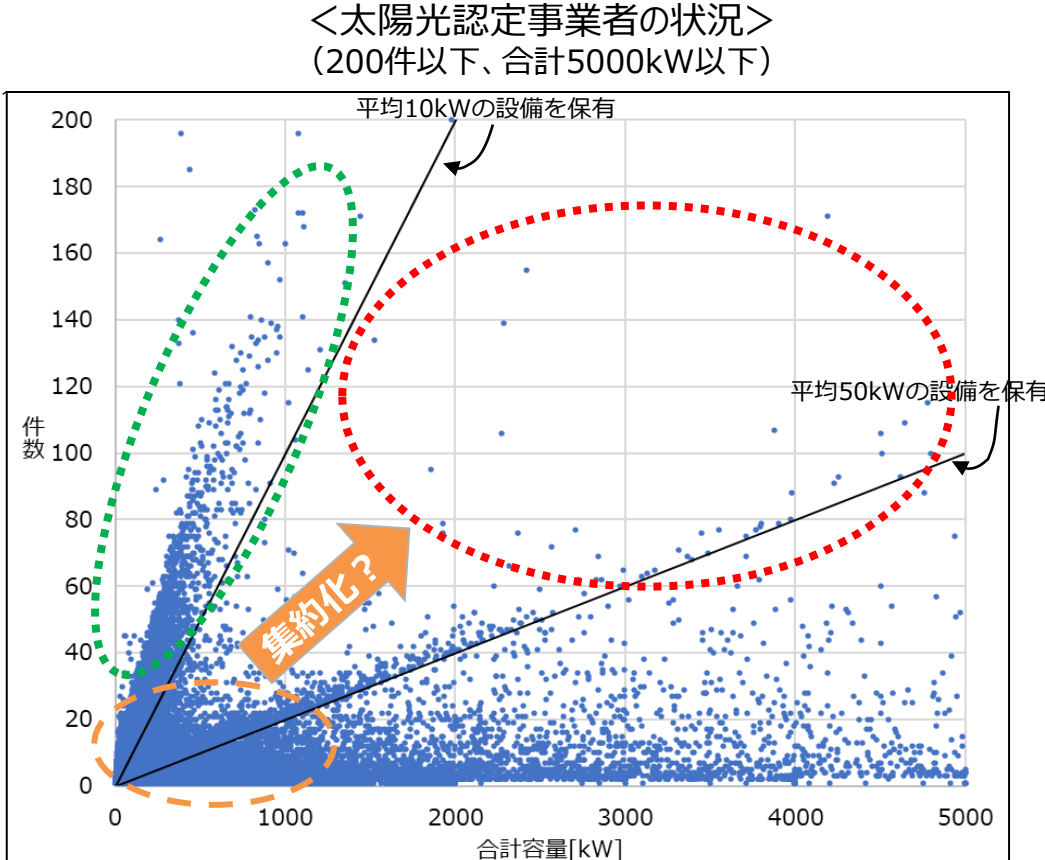
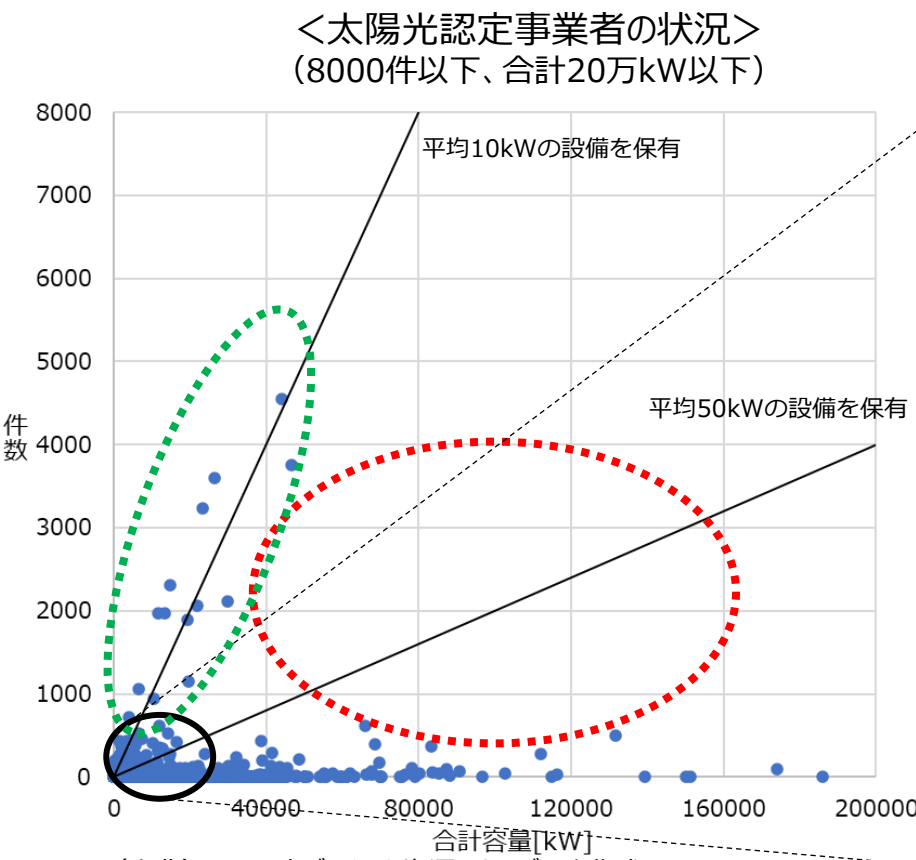
導入容量（計5,010万kW）



	導入容量 (MW)
10～50kW	17,148
50～250kW	1,483
250～1000kW	8,107
1000～2000kW	11,053
2000kW～	12,307

太陽光FIT認定事業者の現状

- 太陽光発電のFIT案件は10~50kWの低圧事業用太陽光が多く、これらが独立して各地に存在している状況。平均10kW程度の住宅用太陽光を集約しているハウスメーカー等（**緑**）は一定程度存在するものの、低圧事業用太陽光を多く保有する認定事業者（**赤**）は限定的。
- こうした状況を踏まえれば、長期電源化を促す手段として、発電事業者による自発的な追加投資・再投資に加えて、低圧事業用電源の集約化促進などの方法も考えられるか。

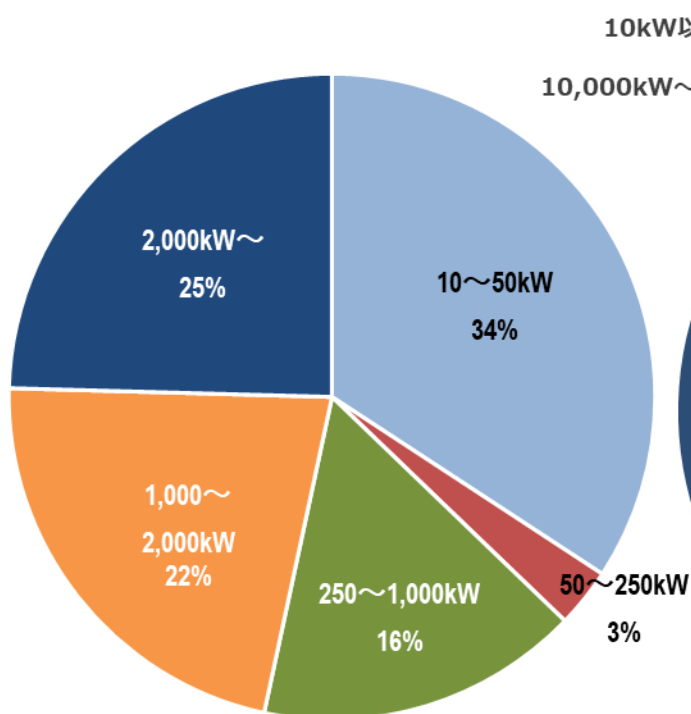


(出典) FIT認定データより資源エネルギー庁作成
※大型案件はSPCを設立する場合が多く、案件ごとに事業者が異なっているが実態としては同一とみなせるケースがあることには留意が必要。

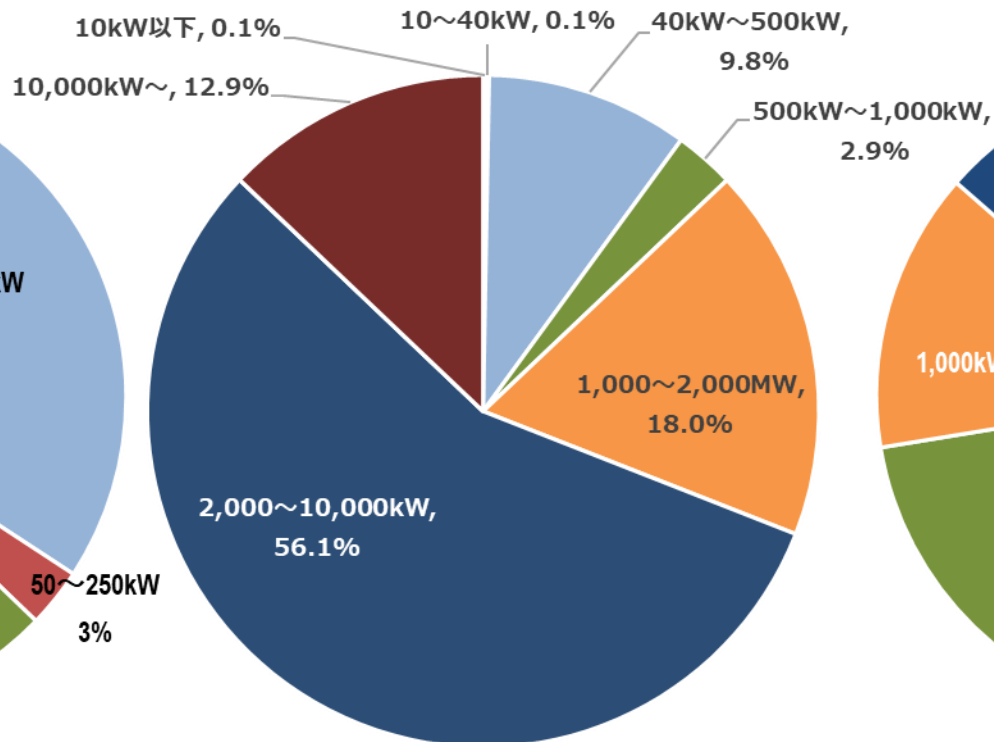
(参考) 事業用太陽光発電の事業規模の比較

- 日本では、50kW未満の小規模案件の導入容量が34%を占めている。一方でドイツでは500kW以上の案件が全体の90%（うち、2,000kW以上が69%）、イタリアでは200kW以上の案件が全体の73%を占めており、諸外国において事業用太陽光発電は日本に比べて大規模な案件が多い。

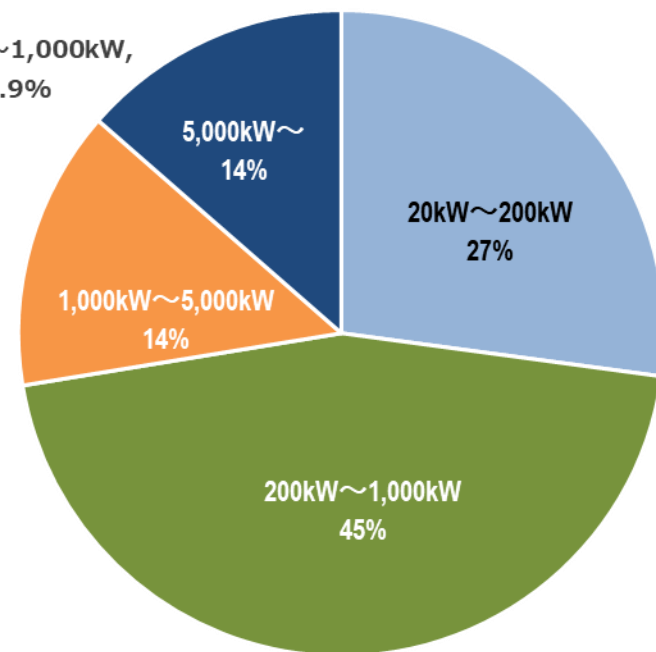
日本



ドイツ



イタリア



※日本は2021年9月末時点の累積導入量。

※ドイツは2019年12月末時点の累積導入量（ドイツ連邦ネットワーク庁公表のEEG in Zahlen 2019のデータに対して、2019年度の地上設置の割合を乗じて推定。）。

※イタリアは2020年12月末時点での累積導入量（イタリアGSE Rapporto Statistico）。

（参考）不適切案件に関する情報提供フォーム（資源エネルギー庁HP）への相談内容

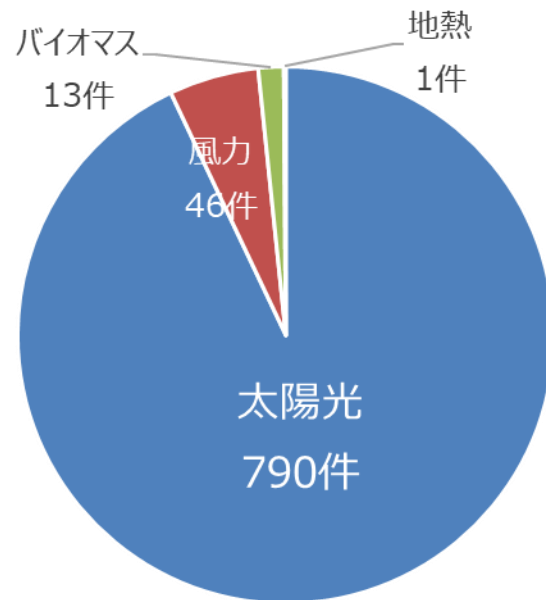
- 地方自治体や住民の方々からの懸念事例の相談を受け付けるため、2016年10月から、資源エネルギー庁のHP上に「**不適切案件に関する情報提供フォーム**」を設置している。
- 2022年2月末までの相談件数850件のうち、**9割以上を太陽光発電が占めている**。

＜主な相談事項＞

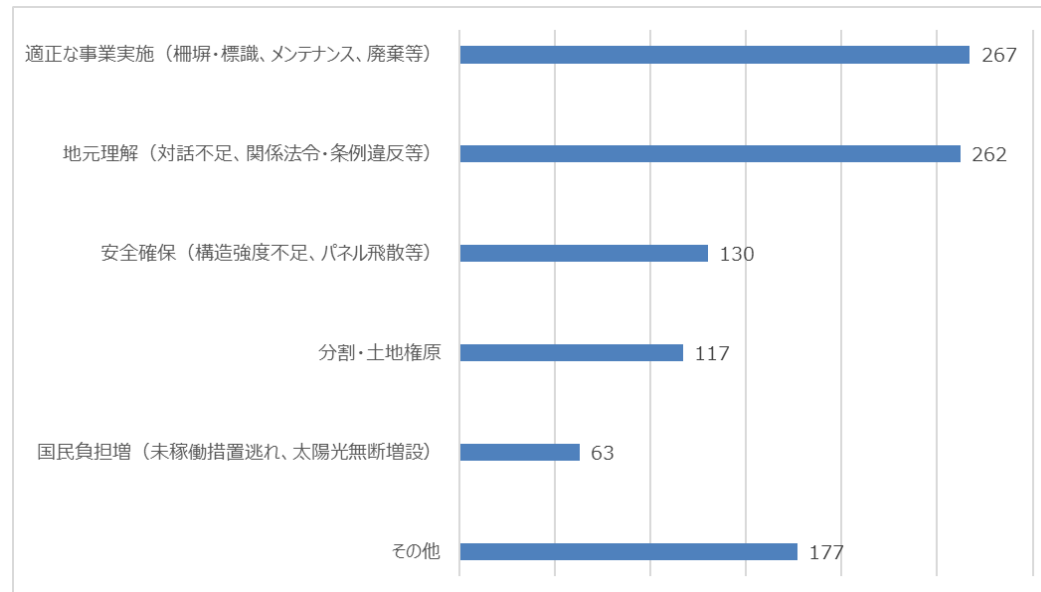
- **適正な事業実施への懸念**（事業当初～事業中の柵塀・標識の未設置やメンテナンス不良、事業終了後の廃棄）
- **地元理解への懸念**（事業者の情報が不透明、説明会の開催や住民への説明等の対話が不十分）
- **事業による安全確保への懸念**（構造強度への不安、パネル飛散等）

＜情報提供フォーム（資源エネルギー庁HP）への相談内容（電源種別）＞

※2016年10月～2022年2月末までの通報内容



＜情報提供フォーム（エネ庁HP）への相談内容＞

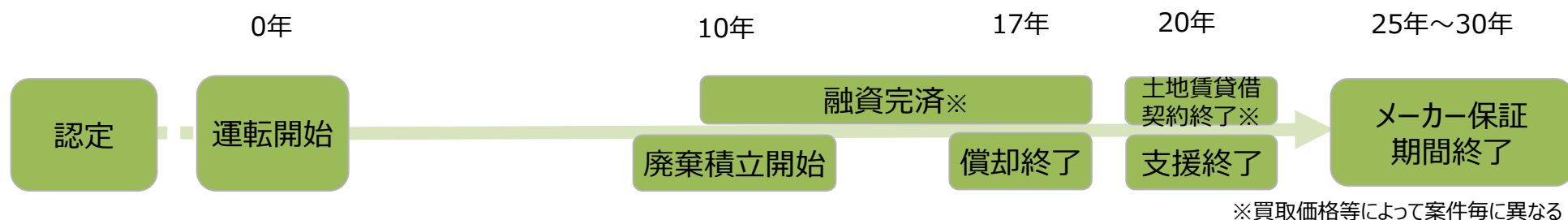


※ 1つの相談内容を複数の項目でカウントしているため、総相談件数と一致しない

太陽光発電設備の事業性判断のタイミング

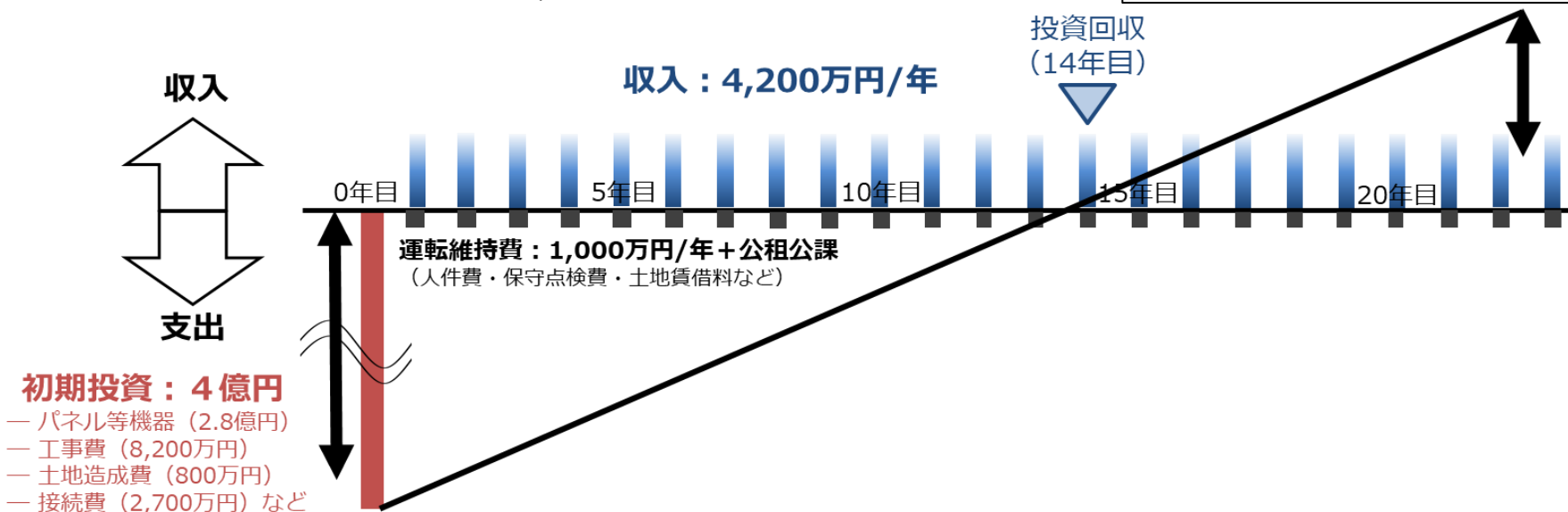
- 太陽光発電事業における事業判断は融資契約や土地の賃貸借契約、事業収支状況、設備の償却期間などによって複合的な観点から判断されるため、支援期間終了以前にも、事業判断を行うことは考えらる。
- 既存再エネの追加投資や再投資を促す検討にあたっては、こうした事業者による事業性判断を行うタイミングを念頭におき、具体化を図るべきではないか。

<事業用太陽光発電の事業実施段階（例）>

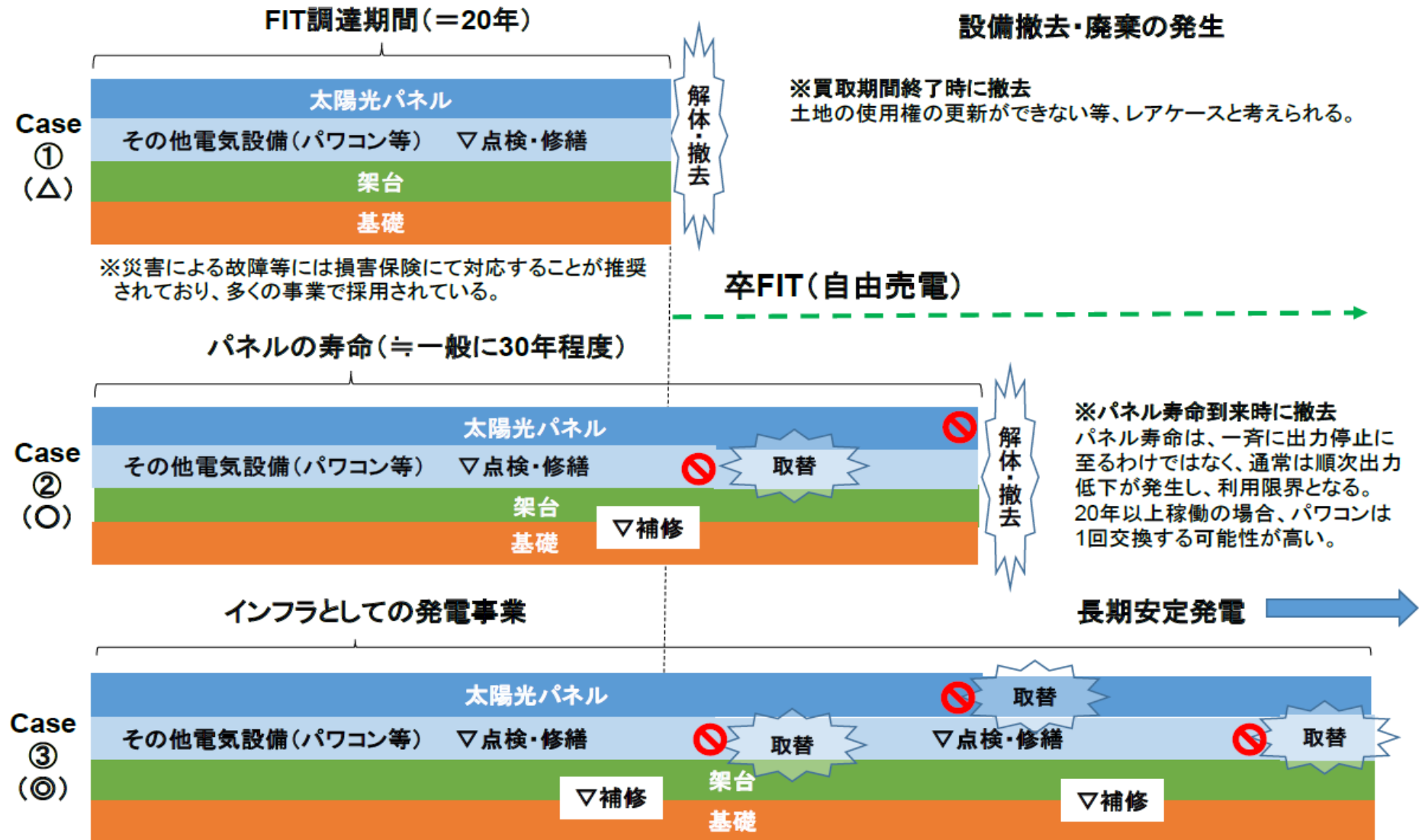


太陽光発電（調達価格14円、出力2,000kW）の収支

第30回基本政策分科会 資料1 抜粋・加工（2019年8月）



太陽光発電「事業」のライフサイクル (≠ 設備のライフサイクル)



※太陽光パネルは、寿命が来る前に予防保全的に取り替える場合もありうる。この場合、古くとも発電可能なパネルがリユースされる可能性もある。

追加投資・再投資の重要性

- 国土が狭く山間部の多い日本においては太陽光発電の導入が進む中で、新規の案件開発においては適地制約が顕在化している。一方、既存再エネは土地が確保できており系統も存在するため、追加投資・再投資は適地の有効活用を通じて安価で効率的な再エネ比率維持・向上の実現につながる。また、再投資を促すことは、電源の適切な廃棄を促すことにも資する面もある。
- 一方で、こうした既存再エネには地域とのトラブルを抱えているものも存在するため、地域と共生した適地においての追加投資・再投資を促すといった視点も重要である。また、接続容量の追加/再確保や関係する他法令の手續などにも留意が必要。
- 事業の各実施段階を踏まえれば、事業者として追加投資・再投資を行う判断を下すタイミングは個別に異なるが、このようなタイミングにおいて、事業者の追加投資・再投資に向けられた自主的取組を後押しすることが重要。また、中長期的に地域と共生する責任ある事業者による追加投資・再投資を推進していくことも必要。
- このような観点から、どのような追加投資・再投資のあり方を促していくべきか、またそれを支えるためどのような事業環境整備が必要か。

(参考) 再エネ発電設備の設置に関する関係法令

第6回グリーン転換推進小委員会／2050年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会 合同会合 資料1 (2022年4月)

- 再エネ設備の設置に際しては、**土地造成の安全性確保、電気設備の安全性確保、環境の保全**など、地域のニーズや実情も踏まえつつ、**各関係法令に基づいて多面的な観点から規制**。
- 今後、**再エネ発電設備の適切な導入及び管理**に向けた施策の方向性について、**関係省庁とも連携しつつ、検討**を進めていく。

土地造成の 安全性確保

- **森林法【農水省】** **都道府県が林地開発許可。**
 - 太陽光パネルを含め、地域森林計画の対象となる民有林（保安林を除く）における**1ha超の開発行為（盛土・切土等）を規制**
- **宅地造成等規制法【国交省】** **都道府県等が許認可**
 - 太陽光パネルの設置に伴う工事も含め、**宅地造成工事規制区域内**で一定規模以上の盛土・切土を伴う**宅地造成を規制**
- **砂防三法（砂防法・地すべり等防止法・急傾斜地法）【国交省・農水省（地すべり等防止法に限る）】** **都道府県が許認可**
 - 太陽光パネルの設置に伴う工事も含め、**砂防指定地、地すべり防止区域、急傾斜地崩壊区域で特定の行為（切土・盛土等）を規制**

電気設備の 安全性確保

- **電気事業法【経産省】** **国（地方監督部）が許認可等**
 - 太陽光パネルの**電気設備としての安全性を規制**

環境の 保全

- **環境影響評価法及び電気事業法【環境省・経済産業省】** **事業者が環境配慮、国が許認可等**
 - **大規模な太陽電池発電所（三万kW以上）**を法の対象事業に指定（法の対象外の規模の事業も、各地方公共団体の判断によりアセス条例の対象）