

# 再生可能エネルギーの長期安定的な 大量導入と事業継続に向けて (FIP制度関係)

2024年2月7日

資源エネルギー庁

# 本日御議論いただきたい事項

- 本小委員会においては、昨年11月以降、再生可能エネルギーの長期安定的な大量導入と事業継続に向けて、以下の論点を中心に、議論を行っているところ。
  - ① **再エネの長期電源化に向けた事業環境整備**（既設再エネへの再投資や事業集約の促進等）
  - ② **再エネ電源が有する便益が適切に評価される事業環境整備**（非化石価値市場、オフサイトPPA、自家消費等）
  - ③ **FIP制度の活用促進などの再エネ電源の電力市場への統合**
  - ④ **導入状況等の把握を事業規律の確保**
- 本日の会合では、**論点③のうちFIP制度の活用促進**について、御議論をいただきたい。

# 再生可能エネルギーの長期安定的な大量導入と事業継続に向けて

第56回再エネ大量導入・次世代NW小委員会（2023年11月7日）資料1より抜粋

- 2012年のFIT制度開始により、再エネ導入量は大幅に増加しているが、2030年再エネ比率36-38%を実現し、更に2050年カーボンニュートラルを達成していくためには、地域との共生を前提に、再生可能エネルギーを長期安定的に大量導入・事業継続させていくことが重要である。このためには、FIT・FIP制度等による支援が無い状況下でも、自立的な新規投資・追加投資・運転維持が行われるよう、電源としての着実なステップアップが必要である。
- この観点から、本日は、以下のような論点に関する直近の状況・政策動向等を整理した上で、今後の検討の論点について御議論いただくこととしてはどうか。

## 【1. 再エネの長期電源化に向けた事業環境整備】

- まずは、とりわけFIT・FIP制度に基づき国民負担による支援を受けた既設の再エネ電源について、その調達期間・交付期間の終了後も、長期安定的に事業が継続されることが重要となる。このため、国民負担の抑制の観点に留意した上で、既設再エネへの再投資や事業集約を促進することが必要ではないか。
- 具体的には、再投資や事業集約に係るファイナンスの円滑化、適切に事業集約が行われるための基盤整備、再エネ発電事業を長期安定的に継続することのできるプレーヤーや、住宅用太陽光の卒FIT等を契機とした複数の再エネ電気をアグリゲートするプレーヤーなどの多様な事業主体の創出・育成といった論点がポイントではないか。
- 加えて、地熱発電や中小水力発電など、特に長期間の稼働が可能な再エネ電源について、調達価格等算定委員会における議論等も踏まえつつ、その支援の在り方について検討を深めるべきではないか。

## 【2. 再エネ電源が有する便益が適切に評価される事業環境整備】

- FIT・FIP制度によらずに事業採算性が確保される形で再エネ電源を自立化させていくためには、再エネ電源の更なるコスト低減と併せて、再エネの便益（非化石価値、自家消費による節電効果等）が適切に評価され、その便益が事業に内在化されることが重要となる。このためには、例えば、非化石価値市場の活用促進や、オフサイトPPAや自家消費型の事業が促進される環境整備といった論点がポイントではないか。

# 再生可能エネルギーの長期安定的な大量導入と事業継続に向けて

第56回再エネ大量導入・次世代NW小委員会（2023年11月7日）資料1より抜粋

## 【3. FIP制度の活用促進などの再エネ電源の電力市場への統合】

- 再エネ電源についても、他の電源と同様に、電力市場への統合を図る、すなわち、電力市場における需給の状況等に応じた行動が自ら取られるよう促していくことが重要となる。
- この点、2022年4月に開始したFIP制度は、FIT制度と同水準の投資インセンティブを確保しながら市場と連動した収益が得られる支援制度であるが、段階的に自立化を図っていく観点からもFIT制度からの移行も含め、FIP制度の一層の活用を促進していくことが必要となる。このためには、例えば、FIP事業に対するファイナンスの円滑化や、先行的にFIP制度を活用している事業者におけるベストプラクティスの横展開といった論点がポイントではないか。

## 【4. 導入状況等の把握と事業規律の確保】

- 上記1～3の大前提として、FIT・FIP制度以外の電源についても、導入状況・稼働状況を適切に把握した上で、地域との共生や再エネ発電設備の適正な廃棄・リサイクルを徹底することが重要となる。
- 具体的には、非FIT・非FIPの新規電源や卒FIT・卒FIP電源の捕捉や、再エネ特措法の対象とならない非FIT・非FIP電源に対する事業規律の強化や、廃棄等費用の確保・適正な廃棄等の担保といった論点がポイントではないか。

# (参考) FIP制度の導入

- FIP制度は、投資インセンティブを確保しながら、電力市場のメカニズムを活用しつつ、再エネ電源の電力市場への統合を図るもの。2022年4月に制度を開始した。
- FIP制度における発電事業者収入は、電力市場での売電価格等にプレミアムを加えたものが基本となるため、市場価格に連動。また、この際のプレミアムは以下の算定式で算出。

$$\text{プレミアム} = \text{基準価格} (\ast 1) - \text{参照価格} (\ast 2) - \text{非化石価値相当額} (\ast 3)$$

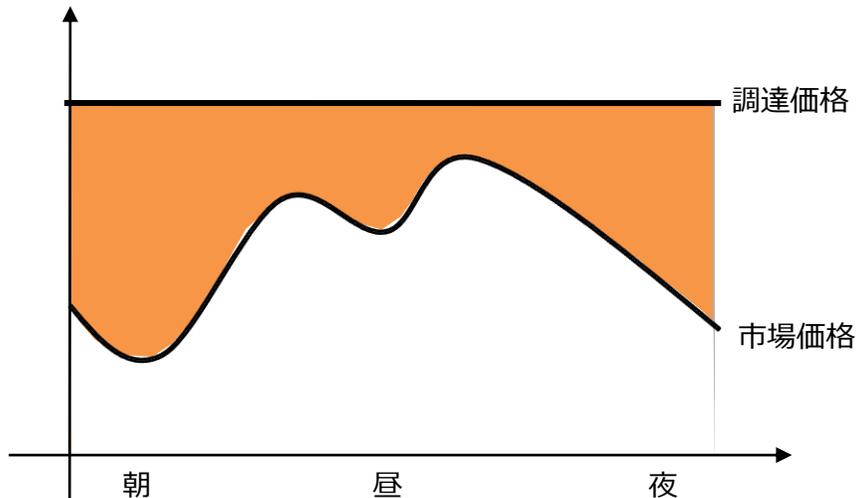
(※1) FIT制度の調達価格と同水準に設定。交付期間にわたって固定。

(※2) 市場価格をベースに、月ごとに機械的に算定。

(※3) 再エネ発電事業者が自ら非化石価値取引を行い、その収入が再エネ発電業者に帰属することを前提に、非化石価値相当額を割引。

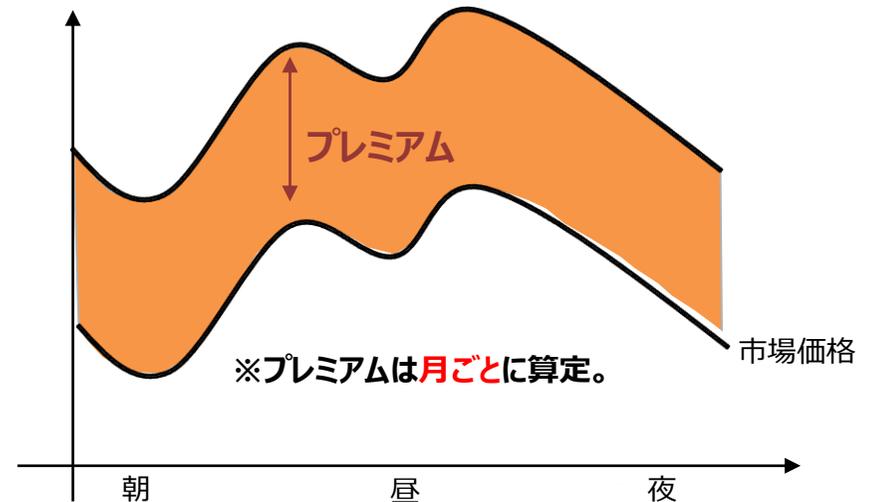
## FIT制度における発電事業者収入

$$\text{調達価格} \times \text{発電量}$$



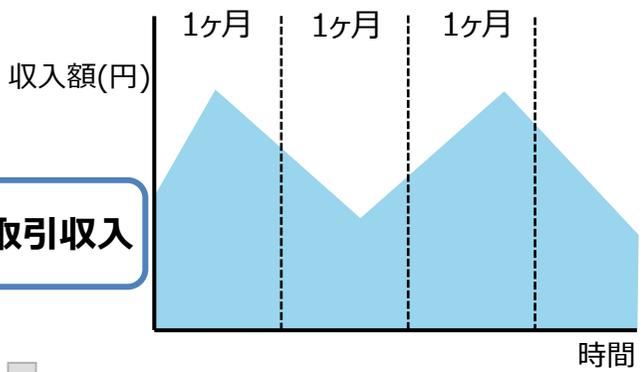
## FIP制度における発電事業者収入

$$(\text{売電価格} + \text{プレミアム}) \times \text{発電量} + \text{非化石価値取引の収入}$$



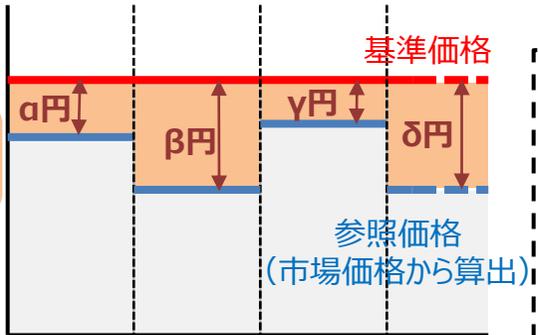
## FIP制度

市場取引収入



- 電力の取引
- JEPX (卸電力取引市場) での取引
  - 相対取引
  - 非化石価値取引

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  

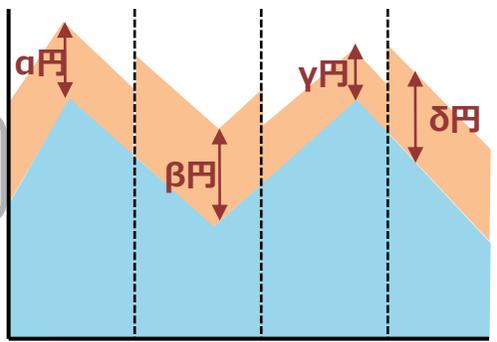
$$\Rightarrow \frac{\text{総費用 (資本費 + 運転維持費)} + \text{利潤}}{\text{総発電電気量}}$$

**参照価格**  

$$\Rightarrow \text{前年度年間平均市場価格} + (\text{当年度月間平均市場価格} - \text{前年度月間平均市場価格})$$

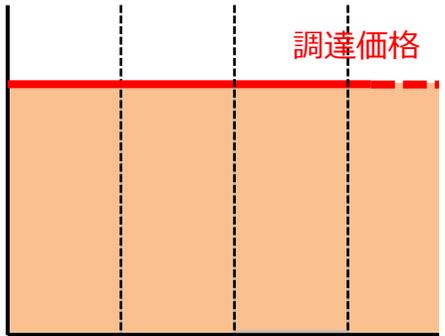
※その他非化石価値やバランシングコストを勘案

FIP収入



## FIT制度

調達価格での  
固定収入



## (参考) FIP制度の活用状況

第56回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会  
(2023年11月7日) 資料1を抜粋

- 2023年10月1日時点のFIP導入量は、全電源の合計で、**275件・約986MW**。
- 新規認定・移行認定ともに太陽光発電が最も多いが、**新規認定では水力発電、移行認定ではバイオマス発電の利用件数が多い傾向**。

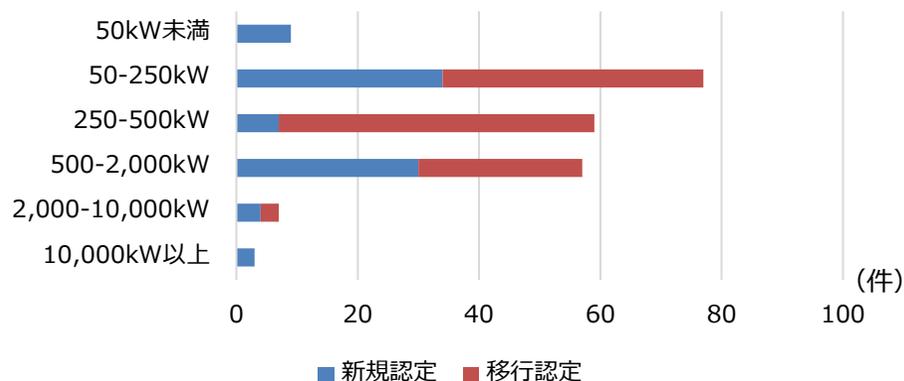
電源種	新規認定		移行認定		合計	
	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数	出力 (MW)	件数
太陽光	176.4	87	55.2	125	231.5	212
風力	211.5	5	131.8	9	343.3	14
地熱	2.4	1	0.0	0	2.4	1
水力	150.6	19	1.1	2	151.6	21
バイオマス	10.0	1	247.2	26	257.3	27
合計	550.9	113	435.2	162	986.1	275

- ※ 2023年10月1日時点。バイオマス発電出力はバイオ比率考慮後出力。
- ※ 「移行認定」は、当初FIT認定を受けた後に、FIP制度に移行したものを指す。

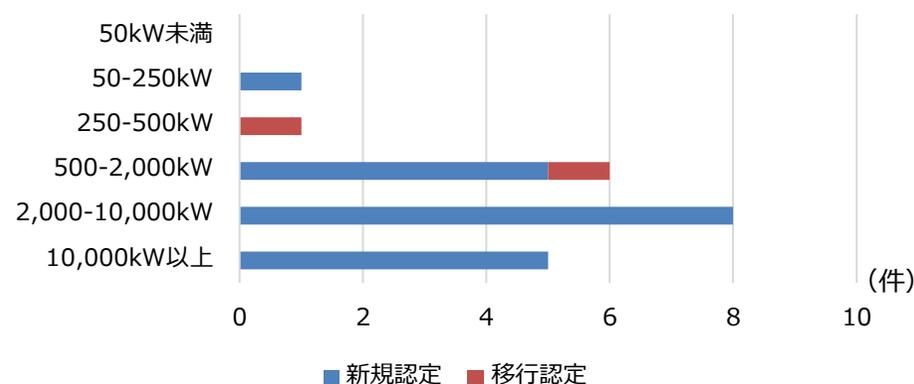
# (参考) FIP制度の活用状況 (規模別の詳細)

- FIP制度を活用している事業の規模について、例えば太陽光発電では、**FIT/FIPの選択を可能としている規模 (2023年度：500kW未満、2024年度：250kW未満)** においても、**相当程度の件数がFIP制度を活用しているなど、比較的小さな規模の活用**が見られる。

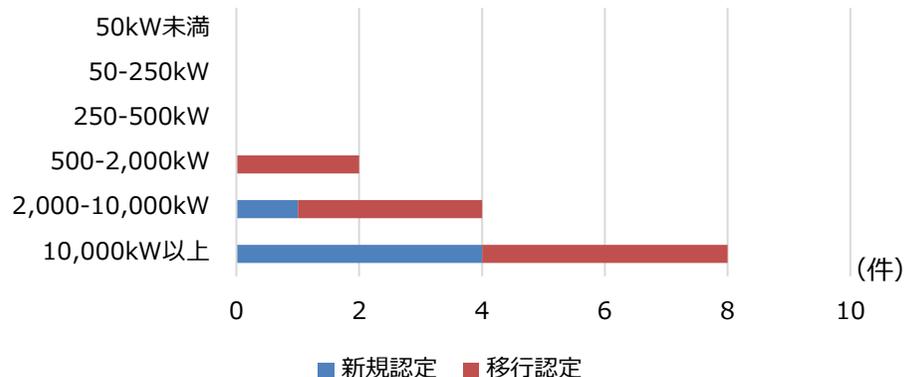
### <太陽光発電>



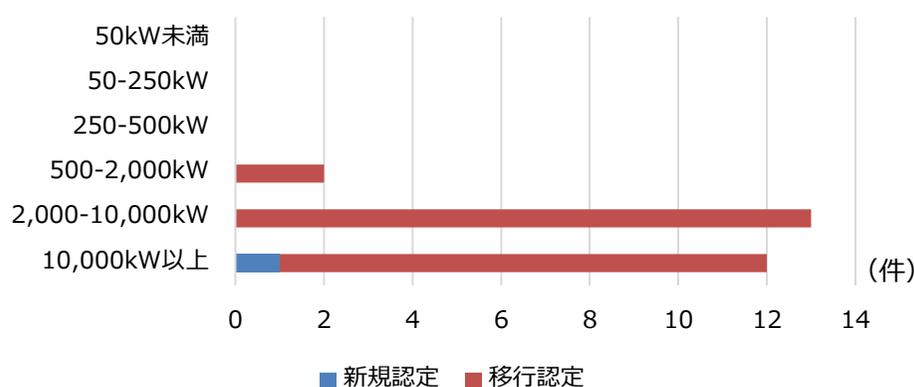
### <中小水力発電>



### <風力発電>

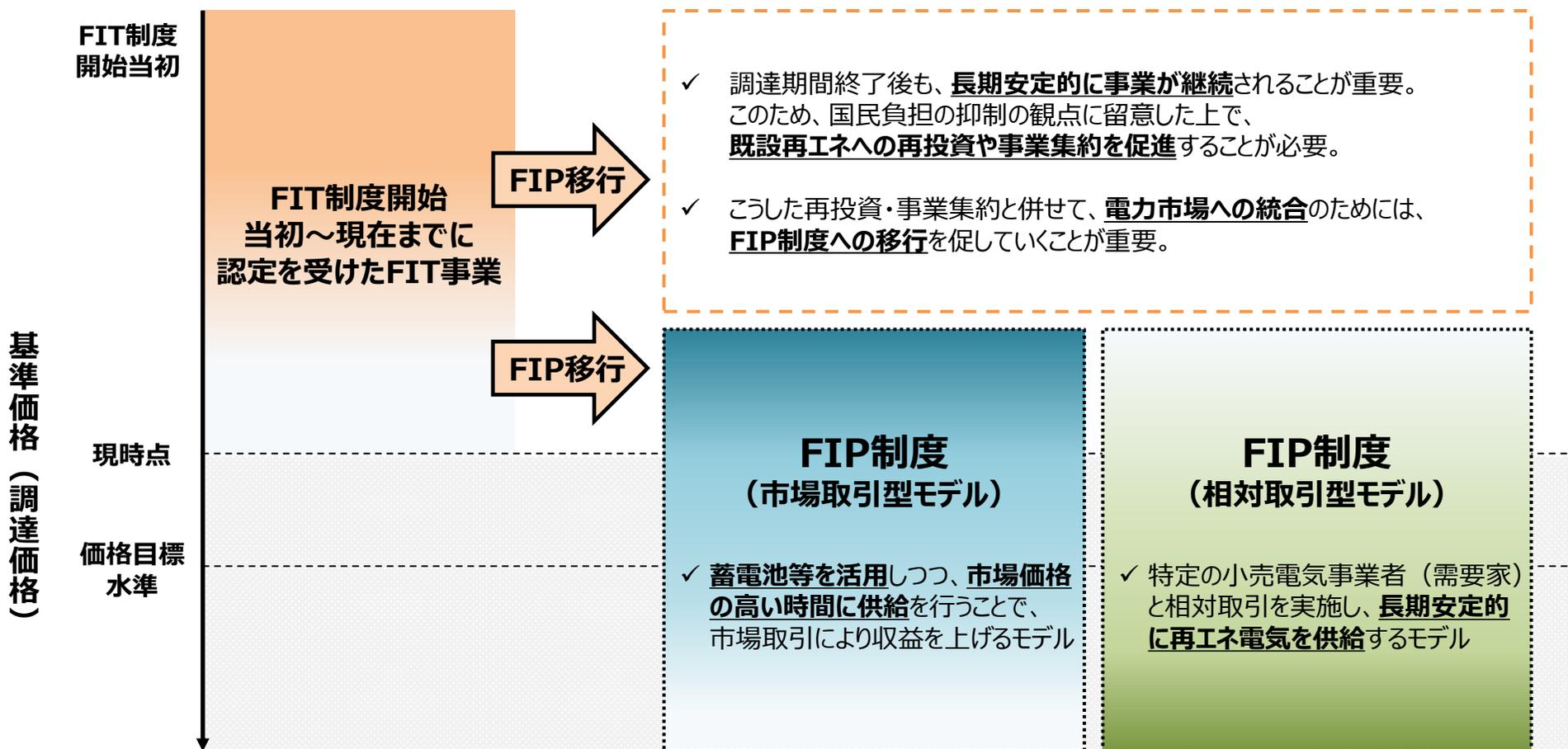


### <バイオマス発電>



# (参考) FIP制度の活用イメージ

- 現時点で既にFIT認定を受けている事業については、再投資・事業集約などの取組と併せて、電力市場への統合の観点から、FIP移行を促進していくことが重要。
- また、FIP制度によるビジネスモデルとしては、蓄電池等を活用しながら卸電力市場で収益を上げるモデル（市場取引型モデル）と、特定の小売電気事業者（需要家）と相対取引を実施して長期安定的に再エネ電気を供給するモデル（相対取引型モデル）が考えられる。



## 前回会合（12月19日）における委員からの指摘事項

- 事務局案は、現行のバランシングコストの制度に比べ、より早期にFIP制度に移行・参入するインセンティブを高める仕組みとなっており、事務局案に賛同する。
- 事務局案は、FIP移行に当たって、発電事業者が発電量予測等を行うことに伴い生じる負担を軽減する提案であり、違和感はない。
- 事務局案は合理的だが、今後バランシングコスト低減につながるノウハウが民間に浸透していく方法については、継続的に検討してもらいたい。
- FIP移行を促す効果がどれだけあるのかという点については論点となり得る。
- バランシングコストは、電源種やプロジェクト規模により大きく異なるため、この点にも留意が必要。
- バランシングコスト見直しについては、事業者の実態をさらに詳しく把握し、引き続き、本委員会（大量導入小委員会）でも議論が必要。
- FIT制度とFIP制度のそれぞれの対象電源に対する出力制御の取扱いについて検討してはどうか。FIP制度の対象電源は、市場からのシグナルに応じて自ら供給量を調整することができることも踏まえ、取扱いに差異を設けることもあり得るか。

**1. FIP制度への移行に関する足下の状況について  
(追加的なアンケート調査結果等)**

2. バランシングコストについて

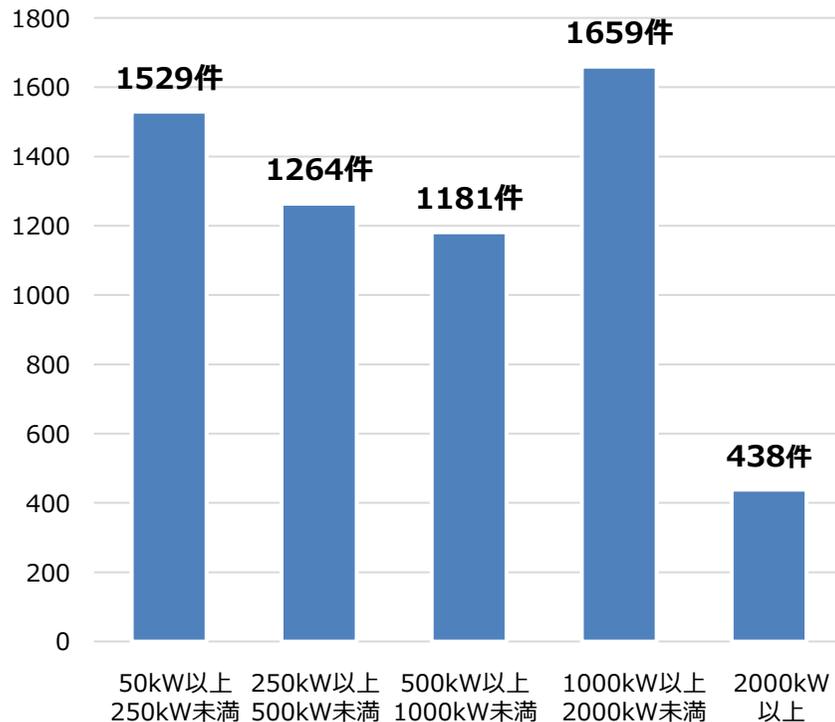
# FIT制度からFIP制度への移行に関する調査の実施

第93回調達価格等算定委員会  
(2024年1月29日) 資料1を修正

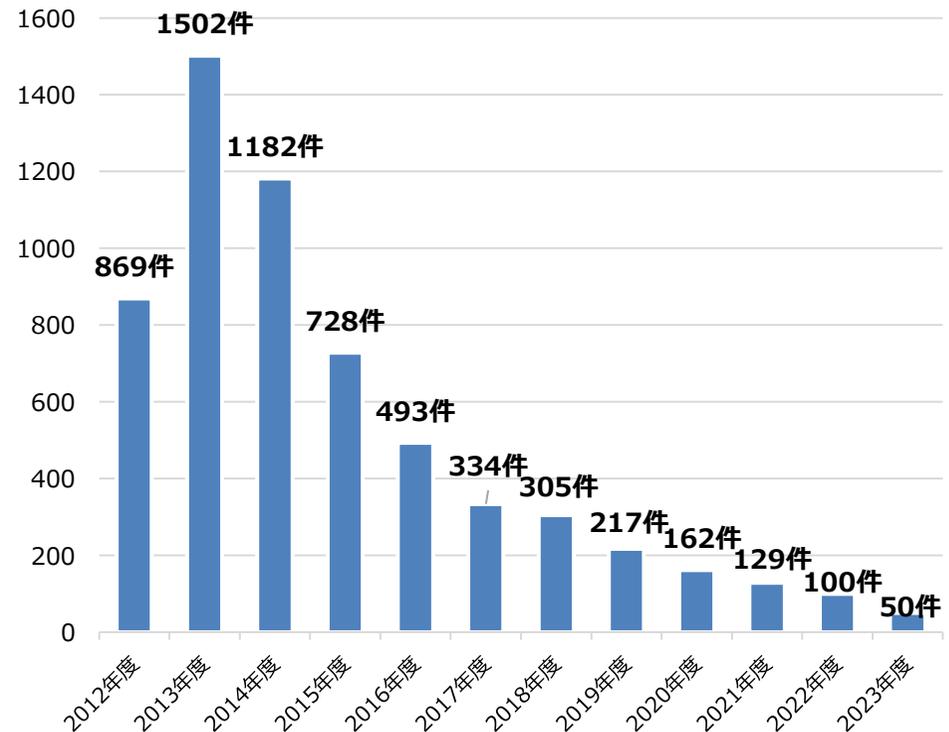
- FIT制度について、前回会合においては、委員から、**現在FIT制度を活用している（＝FIP制度には現時点では移行していない）事業者からの情報収集を含め、更なる調査を行うべき**との御意見を頂いた。
- これを踏まえ、資源エネルギー庁では、2024年1月11日～17日の期間で、**運転開始済の変動電源のうち、FIT認定を受けている案件（35,448件）**に対して、メールでのアンケート調査を実施した。
- このうち、**6,071件**（太陽光5934件、風力137件）から回答を得た（回答率17.1%）。

## <回答事業者のプロファイル>

【認定出力】

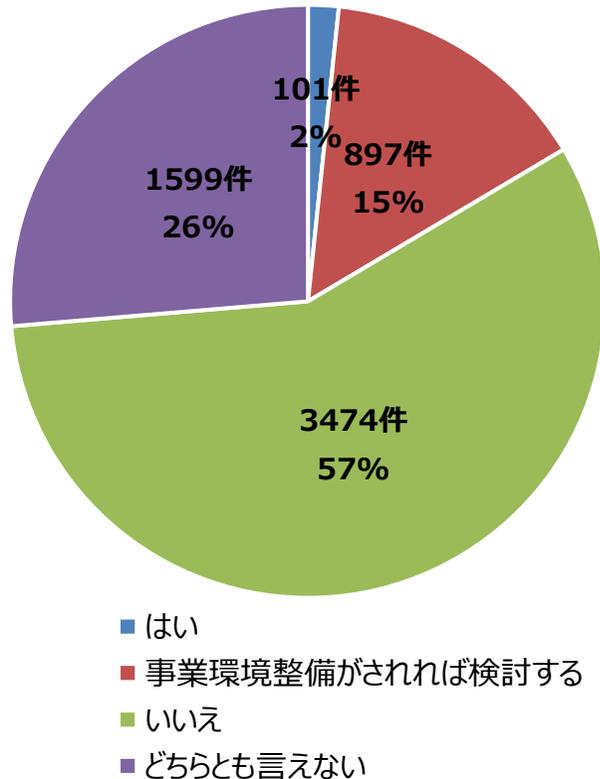


【認定年度】

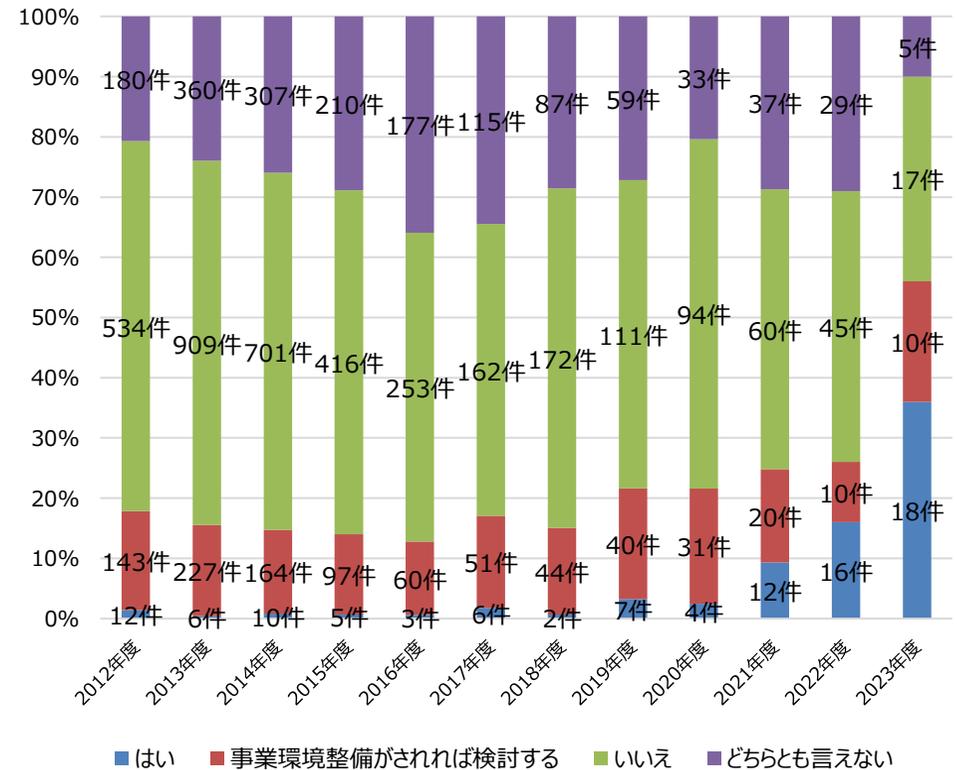


- 現時点におけるFIP制度への移行の考えの有無について質問したところ、「いいえ」と回答した件数は57%であった一方、「**事業整備がされれば検討する**」と回答した事業者は**15%存在**している。また、「**はい**」と回答した件数も**100件を超えている**。
- 特に、**認定年度が新しくなればなるほど、FIP制度への移行に前向きな回答が多い傾向**にあった。

## Q. 現在、FIPへの移行を考えていますか。

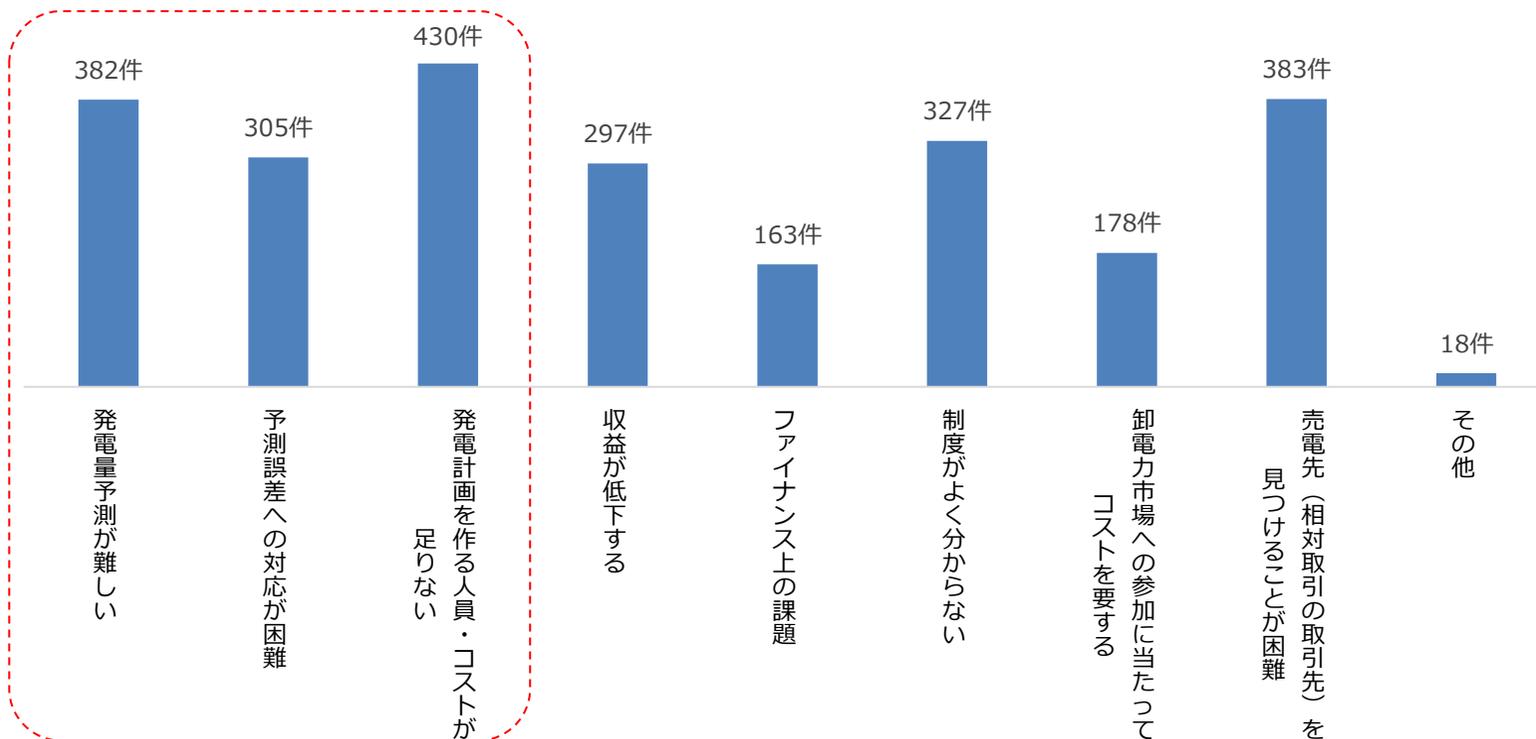


## <認定年度ごとのFIP移行の意向について>



- 現時点におけるFIP制度への移行の考えの有無について、「事業環境が整備されれば検討する」と回答した案件に対して、**FIPへの移行のボトルネックについて質問した（複数回答可）**ところ、以下の回答が多かった。
  - **発電量予測が難しい**
  - **予測誤差への対応が困難**
  - **発電計画を作る人員・コストが足りない**
- この結果を踏まえると、FIP制度の活用を更に促進していくためには、**発電事業者側において、発電量予測・予測誤差への対応・発電計画の策定等を効率的に実施するための方策等を検討していく必要がある。**

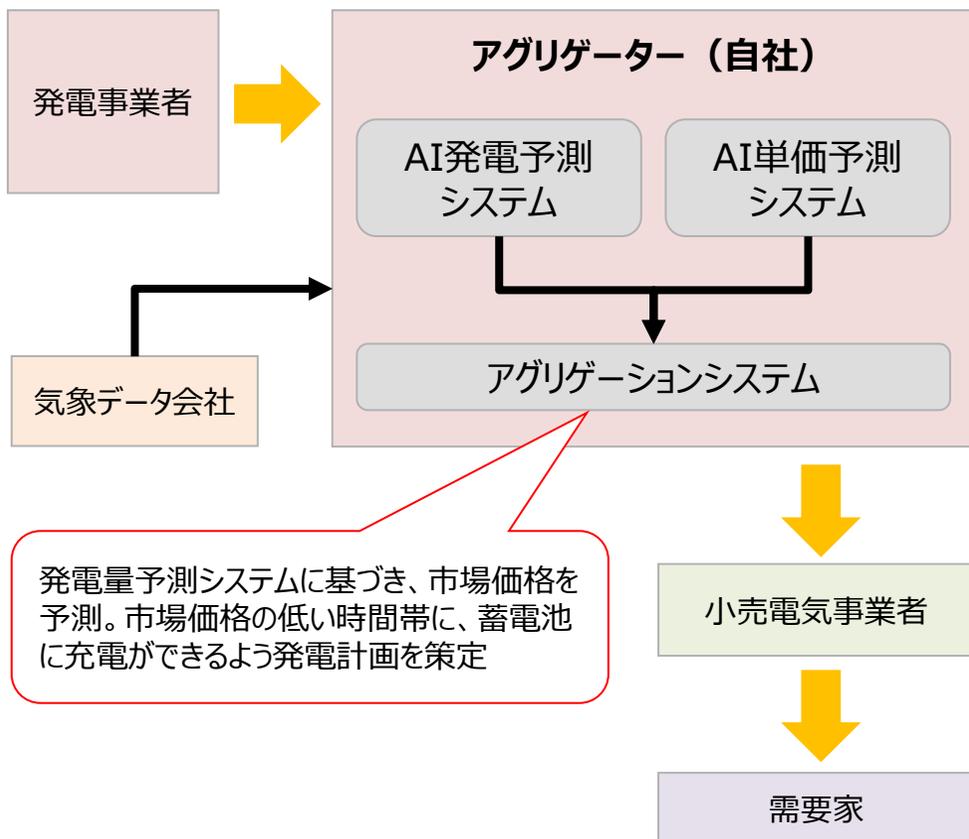
＜「事業環境整備がされれば検討する」と回答した事業者におけるFIPへの移行のボトルネック＞



# (参考) FIP制度の先行的な活用事例①

- 約250kWの太陽光発電設備（2016年度FIT認定）について、2023年度にFIP制度に移行。
- システムを活用して、市場価格・発電量等の予測を行いつつ、FIP制度による事業を実施。

## <事業スキーム>



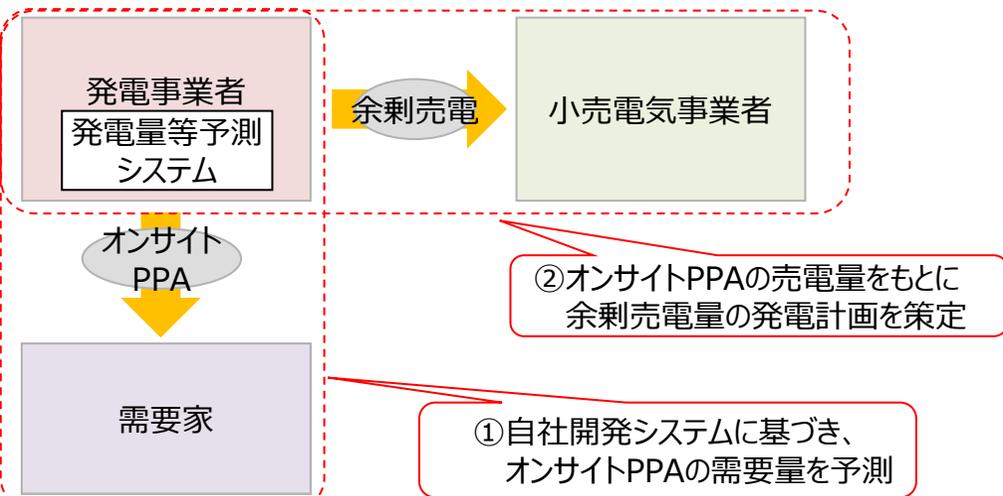
## 【ヒアリング結果】

- ✓ システム開発企業と共同出資で「**発電量予測システム**」を運用。蓄電池を活用しつつ、発電計画の精度を向上させることでインバランス量の抑制を図る。
- ✓ 発電予測値に対する実発電量の乖離を小さくするため、予測の補正を行い、精度向上に努めている。
- ✓ スポット市場の単価が0.01円の時間帯は、蓄電池に充電する運用をしており、市場価格の高い時間帯に供給をシフト。
- ✓ 発電した電気は、**小売電気事業者と相対取引により供給**。**再エネ電気を求める需要家に供給**している。

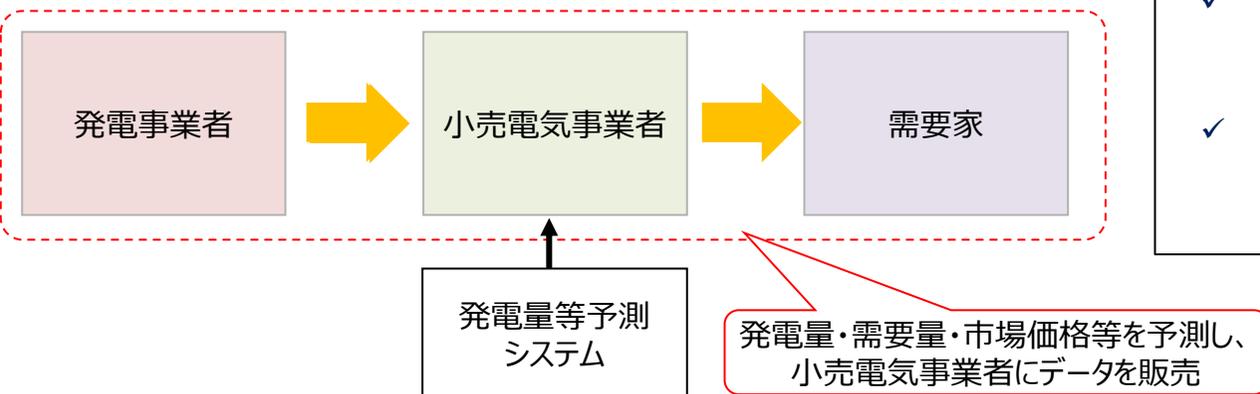
## (参考) FIP制度の先行的な活用事例②

- 発電量・需要量・市場価格等を予測する自社開発のシステムを用いて、FIP制度の下で屋根置き太陽光の余剰売電を実施。
- 自らが発電事業者となる場合のシステムの活用はもちろん、国内外の送配電事業者等に対して予測データを販売するビジネスも展開。

### <事業スキーム>



### <事業スキーム②>



### 【ヒアリング結果】

- ✓ 外部から購入した複数の気象データ、公表データ、自社設置のデバイスのデータ等を組み合わせ、**自社で発電量予測を実施**。
- ✓ 過去の発電量データ等がない場合にも**一定の予測精度を保持**するため、**新設の発電所においてもシステムを活用**することが可能。
- ✓ 予測精度をより高めていくためには、**予測モデルの継続的な改修が必要**。システム改修に要する費用は、気象データの購入費、インバランス料金と並んで、**発電量予測に要する費用の主要な部分を構成**する。
- ✓ この点、**予測の対象となる発電設備の数を増やしていくことで、発電量予測等に要する費用を下げ**ていくことも可能。
- ✓ 同社システムは、**電力の地域地産地消を目的とした余剰運用や、マイクログリッド構築にも活用**することが可能。

# (参考) 出力制御の対象について

- 現行の出力制御の対象は、次のようになっている。

- ① FIT制度開始当初の太陽光発電設備については、年間30日（旧ルール）もしくは360時間（新ルール）まで無補償での出力制御対象となっている。
- ② その後、出力制御の上限を超えて制御を行わなければ、需給バランスの維持が困難となる可能性があることや、将来系統に連系する事業者の制御に係る負担を軽減し追加的に再エネを受け入れる必要があることを踏まえ、無制限無補償で出力制御に応じることを求めるルールとした。

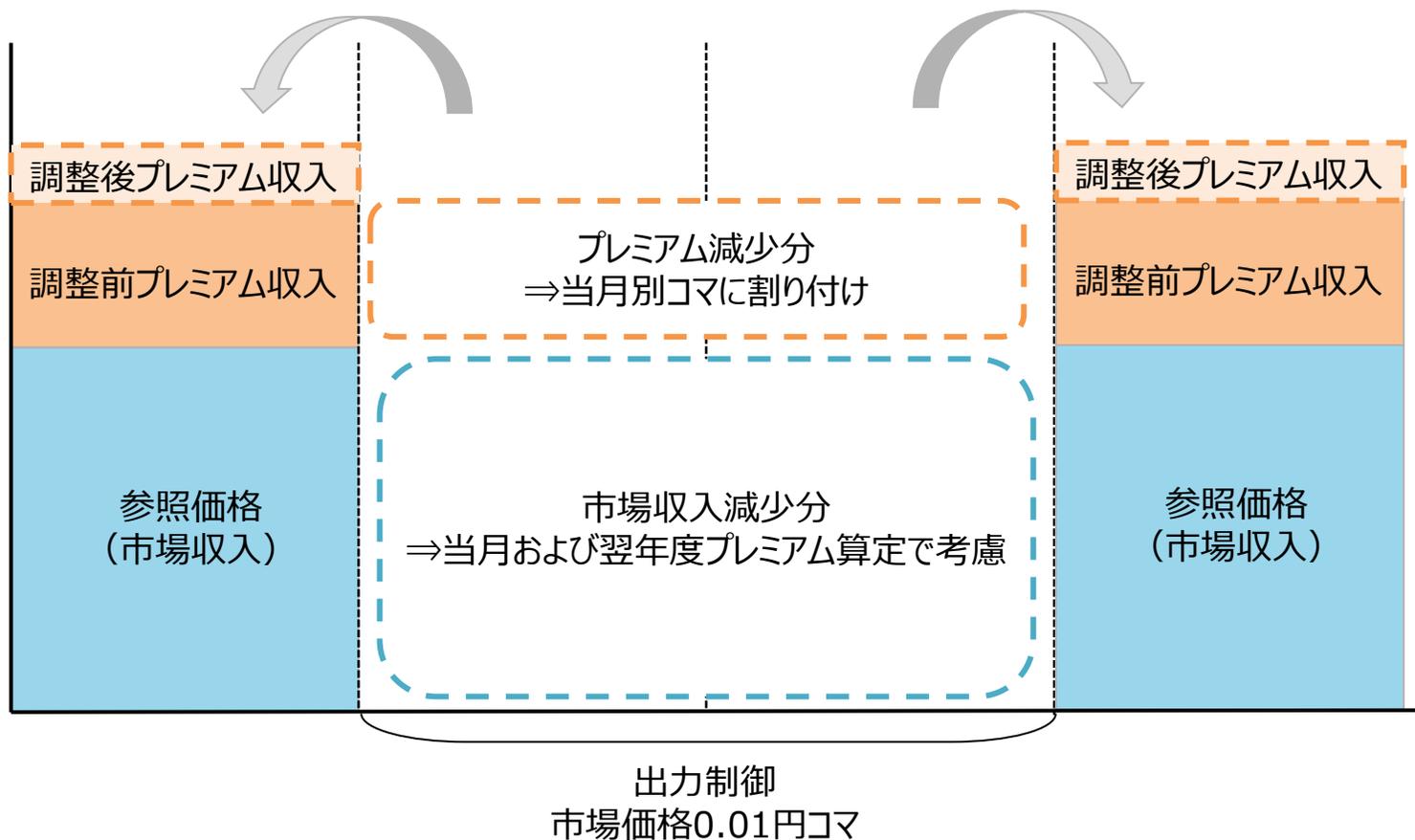
## 【発電設備の出力制御対象範囲】

第47回系統WG（2023年8月3日）資料1  
より抜粋

出力制御区分		旧ルール	新ルール	無制限無補償ルール
出力制御上限 無補償での	500kW以上	年間30日	年間360時間	無制限無補償
	50kW以上 500kW未満	当面の間、 出力制御対象外 ⇒2022年より 出力制御実施対象へ		
	10kW以上 50kW未満			
	10kW未満	当面の間、出力制御実施対象外		

# (参考) FIPプレミアムの出力制御発生時の取扱い

- FIP制度においては、出力制御が発生して市場価格が0.01円となるコマのプレミアムは他の時間帯に交付されることとなる。
- このため、FIP制度に移行し、出力制御の発生時間帯からそれ以外の時間帯に供給をシフトすることにより、収益機会が増加する。



1. FIP制度への移行に関する足下の状況について  
(追加的なアンケート調査結果等)

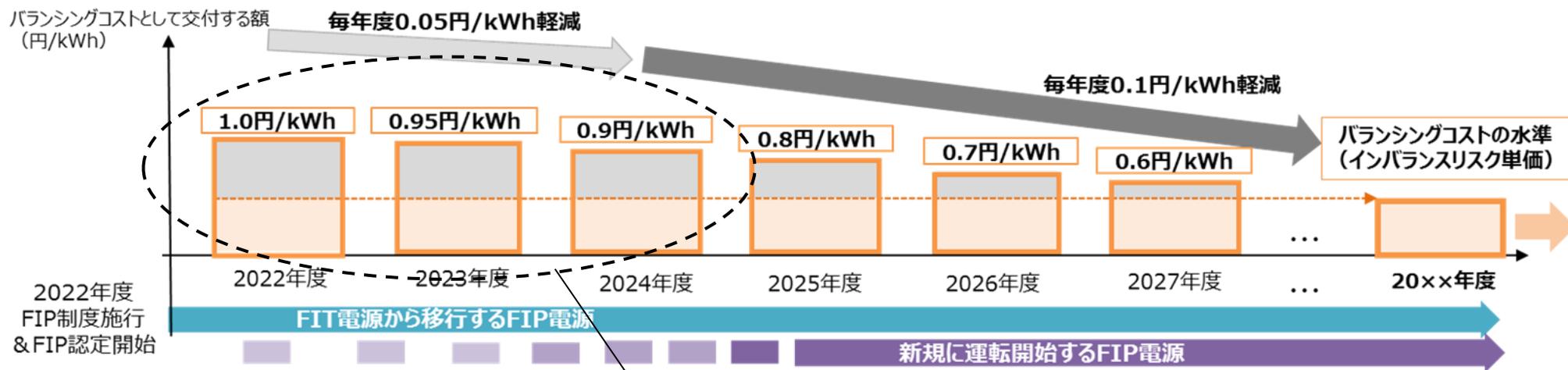
2. バランシングコストについて

# FIP制度のバランシングコスト（現行制度）

第58回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会  
(2023年12月19日) 資料1を抜粋

- FIP制度の下では、再エネ発電事業者は、**通常の発電事業者と同様に**、供給する電気の計画値と実績値を一致させることが求められ（**計画値同時同量**）、計画値と実績値の差分が発生した場合には、その差分調整にかかる費用の負担（**インバンス負担**）をする。
- 上記を勘案し、一定の金額（**バランシングコスト**）を、プレミアムで追加的に手当てするような形で交付する。事業者にとっては、**計画値同時同量を工夫し、そのコストを抑える**ことで、利益を拡大できる。
- 自然変動電源（太陽光・風力）については、早期にFIT制度からFIP制度への移行を促すインセンティブとして、FIP制度が施行される**2022年度は、バランシングコストとして1.0円/kWh**を交付する。そこから3年目までは0.05円/kWhずつ、4年目以降は0.1円/kWhずつ低減させる。

(※) 非変動電源については、2022年度のFIP制度開始から、FIT制度におけるインバンスリスク単価と同額のバランシングコストが交付されている。



制度開始当初は、高い水準の金額がプレミアムに含まれる形で交付される。

# FIP制度のバランシングコスト（案）

- 現在、自然変動電源（太陽光・風力）のFIP認定事業者には、**バランシングコストが交付されている**。その額は、FIP制度が施行される2022年度の1.0円/kWhから、3年目までは0.05円/kWhずつ、4年目以降は0.1円/kWhずつ低減させることとしている（すなわち、**今年度（2023年度）は0.95円/kWh、来年度（2024年度）は0.90円/kWhが交付**）。
  - これは、自然変動電源については、FIP制度開始当初においては、**a)発電計画の作成、b)インバランスの精算、c)プロファイリングリスク等に係る技術やノウハウの蓄積が必要**となる点を踏まえた措置。
- (※) バランシングコストについては、基準価格のように、認定時期等に応じて交付期間（太陽光・風力：20年間）にわたって額が固定されるものではない。例えば、2022年度認定案件について、2022年度に交付されるバランシングコストは1.0円/kWh、2023年度に交付されるバランシングコストは0.95円/kWh、・・・と、交付されるバランシングコストの額は漸減していくこととなっている。
- 再エネ電源の電力市場への統合を促進する観点から、FIP制度の活用を促進していく必要があるが、2022年4月の制度開始からの一年半での認定量は、**新規認定・移行認定を合わせて約300件（約1GW）にとどまっており、一層の活用促進を促していく必要**がある。
  - また、資源エネルギー庁がFIP認定事業者（**既に運転開始済の変動電源の移行認定案件**）に対して調査を実施したところ、発電量予測・予測誤差への対応に要する費用が、**交付されるバランシングコストの額よりも高い**と回答した事業者が多い状況にある（下記参照）。とりわけ、**FIP制度に移行した当初は、特に費用が高くなる**との声があった。
  - 他方で、国民負担の抑制を図る観点からは、**事業者がインバランスを抑制させ、バランシングコストを低減するインセンティブを持たせる**ことが必要であり、特に、中長期的にみた場合に、**交付されるバランシングコストの額が着実に低減していくことが重要**である。

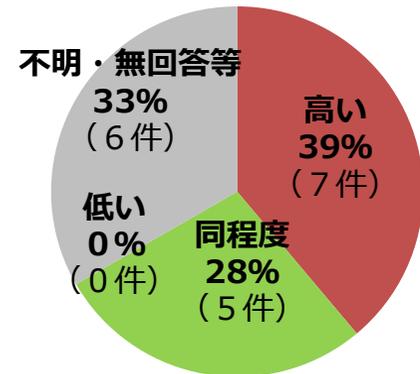
## 【調査事項】

発電量予測・予測誤差への対応に要する費用は、交付されるバランシングコストの額と比べて高いか/低い

## 【調査対象】

既に運転開始済の変動電源のFIP認定（移行認定）事業者31社（太陽光26社・風力5社）に電話調査にて実施（令和5年12月13日）。18社（太陽光13社・風力5社）から回答を得た。

## 【調査結果】



# FIP制度のバランシングコスト（案）

- 加えて、FIT制度の活用事業者へのアンケート結果（p.12-14参照）を踏まえても、FIT制度からFIP制度への移行については、発電量予測や予測誤差への対応、発電計画を作る人員・コストなどがボトルネックとなっており、こうした課題を克服していくことが重要である。
  - 以上の点を踏まえ、事業者がバランシングコストを低減するインセンティブを持たせながらも、FIP制度の更なる活用を促進する観点から、例えば次のような制度とする方向で検討を行うこととしてはどうか。
    - FIP制度として運転を開始した当初は、発電計画の作成等に関して一定のコストを要する中で、必要なバランシングコストを交付し、FIP制度の活用を促進することが必要である。
    - このため、FIP制度として運転を開始した事業に交付するバランシングコストについて、運転開始初年度を1.0円/kWhとした上で、2年目・3年目については段階的に低減させ、4年目以降は現行制度において定められた額とすることとしてはどうか。段階的な低減については、1年目から4年目までに掛けての各年の低減額が均一となるように額を設定する（p.22参照）こととしてはどうか。
    - 上記の措置については、FIP制度の早期活用と迅速な運転開始を促進する観点（例：現行制度における太陽光発電・風力発電の運転開始期限は、それぞれの原則的なケースで、3年・4年）や、2030年度のエネルギーミックスの実現に向けて再エネ導入を加速させる観点を踏まえ、
      - 太陽光発電については、2024～2026年度までの3年間にFIP制度として運転を開始した事業に適用することとしてはどうか。
      - 風力発電については、2024～2027年度までの4年間にFIP制度として運転を開始した事業に適用することとしてはどうか。
- (※) 上記の詳細の検討は、FIP認定事業者が得るべき収益水準に関連することから、調達価格等算定委員会において行うこととしてはどうか。
- 併せて、発電量予測の精度向上・コスト低減を図るため、FIP制度を活用する再エネ発電事業者（アグリゲーター）、金融機関、研究機関、気象予測ビジネスを実施する民間企業等と連携して、具体的手法の検討を加速させることとしてはどうか。

# FIP制度のバランシングコスト (案)

第58回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会  
(2023年12月19日) 資料1を抜粋

