

# FIP制度の詳細設計と アグリゲーションビジネスの更なる活性化④

2021年1月13日

資源エネルギー庁

# 本日御議論いただきたい事項

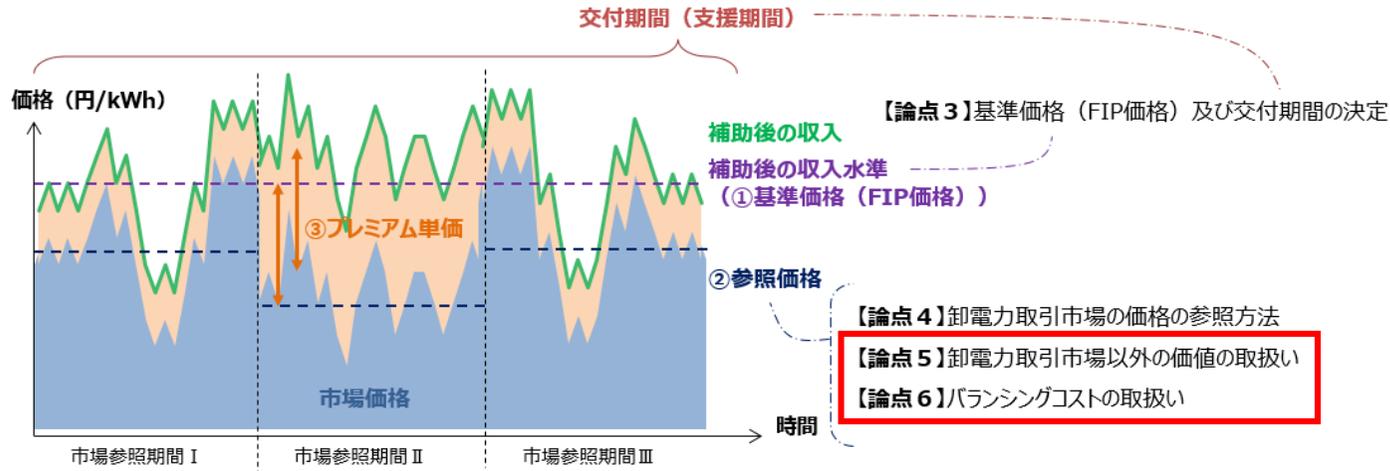
- 本日は、以下赤枠の論点を中心に、御審議いただきたい。

## 1. FIP制度の詳細設計

□ 今回の本合同会議で御議論いただきたい論点

【論点1】FIP制度の詳細設計に向けた基本的な方針

【論点2】交付対象区分等の決定及び入札を実施する交付対象区分等の指定



- ①基準価格 (FIP価格) : 交付期間にわたり固定
- ②参照価格 : 市場参照期間毎の市場価格の平均価格を基礎として、一定期間毎に算定
- ③プレミアム単価 (①-②) : 参照価格の変動に応じて、一定期間毎に機械的に算定される

【論点7】出力制御におけるFIP電源の取扱い

【論点8】蓄電池併設の取扱い

【論点9】オフテイクリスク対策 (一時調達契約)

【論点10】離島・沖縄地域の扱い

【論点11】発電事業計画及び定期報告

【その他の論点】出力制御発生時のプレミアム

## 2. アグリゲーションビジネスの更なる活性化

【論点12】再エネのアグリゲーションを促すための課題

# (参考) 市場連動型の導入支援 (FIP制度)

2020/07/22 再エネ大量導入・次世代NW小委員会 (第18回) ・再エネ主力化小委員会 (第6回) 合同会議 資料2 (一部加工)

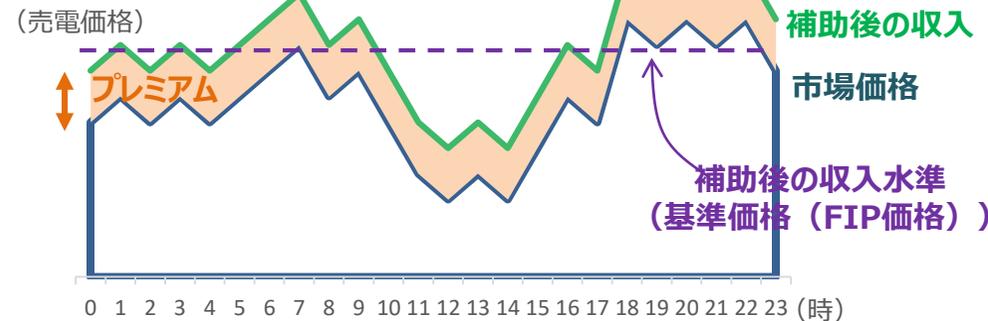
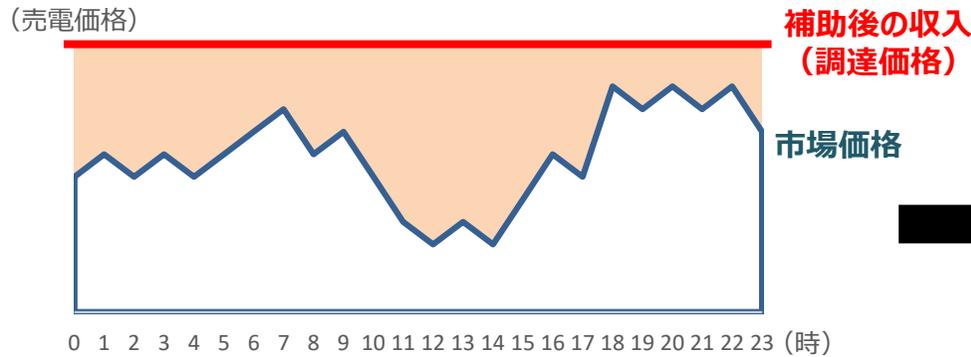
- 大規模太陽光・風力等の競争力ある電源への成長が見込まれるものは、欧州等と同様、電力市場と連動した支援制度へ移行。

## FIT制度

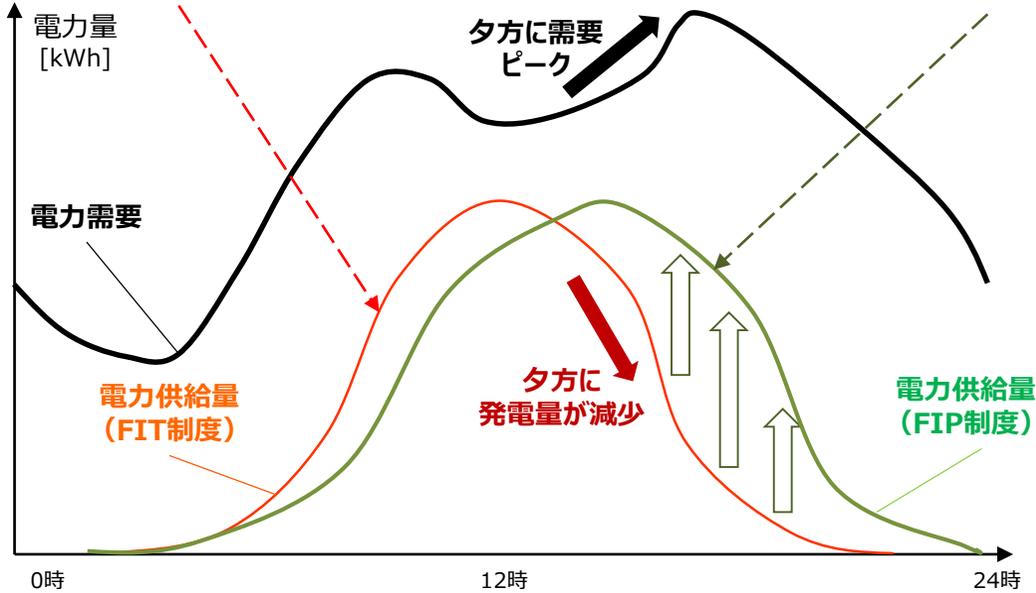
価格が一定で、収入はいつ発電しても同じ  
 → 需要ピーク時 (市場価格が高い) に供給量を増やすインセンティブなし

## FIP制度

補助額 (プレミアム) が一定で、収入は市場価格に連動  
 → 需要ピーク時 (市場価格が高い) に蓄電池の活用などで供給量を増やすインセンティブあり  
 ※補助額は、市場価格の水準にあわせて一定の頻度で更新



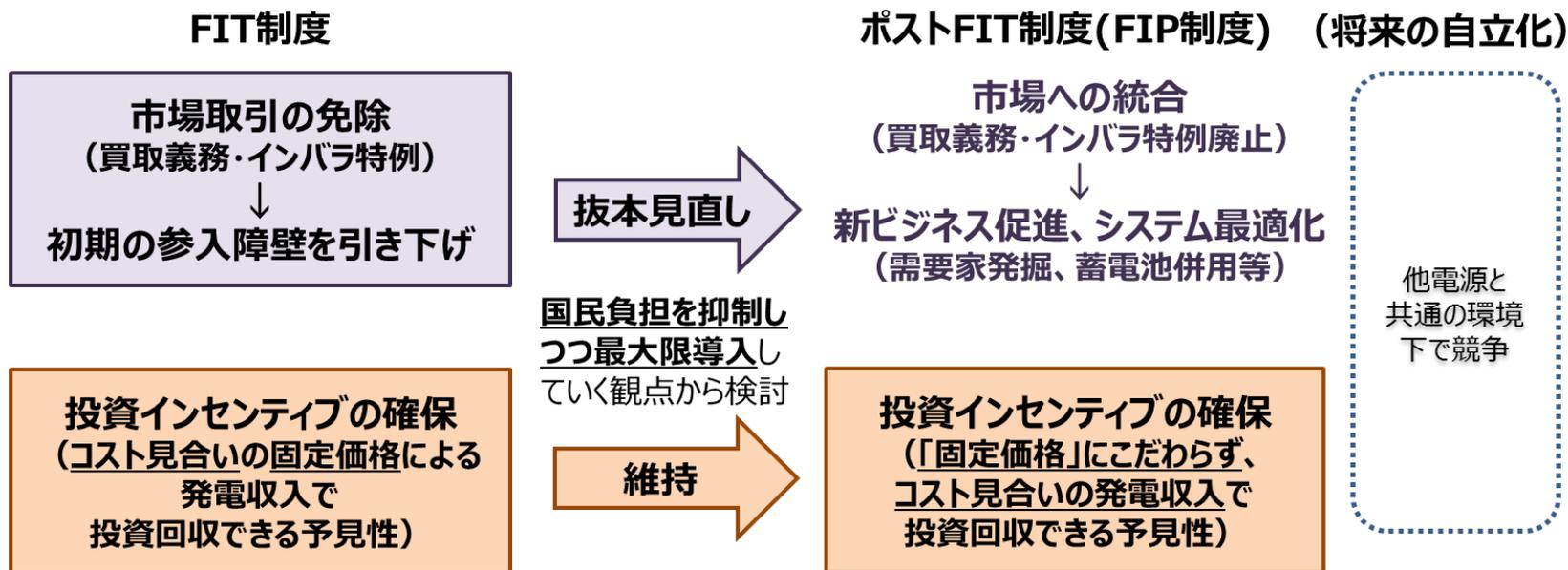
## 1日の電力需要と太陽光発電の供給量



# (参考) FIP制度の詳細設計に向けた基本的な方針

2020/08/31 再エネ大量導入・次世代NW小委員会 (第19回)・再エネ主力化小委員会 (第7回) 合同会議 資料 1

- FIP制度は、再エネの自立化へのステップとして、電力市場への統合を促しながら、投資インセンティブが確保されるように支援する制度。**FIP制度が、FIT制度から他電源と共通の環境下で競争する自立化までの、途中経過に位置付けられるもの**であることを踏まえれば、**FIP制度を構成する各要素について、FIT制度から他電源と共通の環境下で競争するまでの途中経過に位置付けられるよう、詳細設計すべきではないか。**
- また、再エネをFIP制度を通じて電力市場への統合を進めていく趣旨からは、詳細設計に当たっては、電力市場への統合が進むか、電力市場全体のシステムコストが低減する方向に働くか、といった観点が重要。こうした点を踏まえると、**FIP制度を取り巻く各要素が電力市場をなるべく的確に反映すべきである**。同時に、再エネ電源がまだ自立しておらず、かつ、国民負担を抑制しながら再エネを最大限導入していく観点からは、**過度に不確実性が高くなるようにすることも大切**。さらに、利用しやすい制度とするためにも、**詳細設計においてはシンプルに仕上げる観点も重要**。
- FIP制度の詳細設計に当たっては、これらを基本的な方針としながら進めていくべきではないか。



# 目次

**【参考 1】調達価格等算定委員会における議論**

【論点12】再エネのアグリゲーションを促すための課題  
（【論点 6】balancing costの取扱い）

【論点 5】卸電力取引市場以外の価値の取扱い

【論点 9】オフテイクーリスク対策（一時調達契約）

【参考 2】これまでのFIP制度に関する議論の整理

# 2022年度（施行初年度）におけるFIP対象電源（新規認定）

- 現在、調達価格等算定委員会において審議されている、**2022年度（FIP制度施行初年度）における「交付対象区分等」（新規認定）の方向性**は、以下の表のとおり。
- **電源によって、一定規模以上は新規認定でFIP制度のみ認められるようになることに加え、新規認定でFIT制度が認められる対象についても、50kW以上については、事業者が希望する場合はFIP制度の新規認定を選択可能**とする方向で審議されている。

電源	2022年度（FIP制度施行初年度）における新規認定の 特定調達区分等（FIT）・交付対象区分等（FIP）・入札の対象の方向性		
太陽光	FIT（非入札） 注)	FIT（入札）	FIP（入札）
	FIP（非入札） ※選択可能		
風力	FIT（非入札）	FIT（入札）	
	FIP（非入札） ※選択可能		
地熱	FIT（非入札）		FIP（非入札）
	FIP（非入札） ※選択可能		
中小水力	FIT（非入札）		FIP（非入札）
	FIP（非入札） ※選択可能		
バイオマス （一般木質等）	FIT（非入札）		FIP（入札）
	FIP（非入札） ※選択可能		
バイオマス （液体燃料）	FIP（入札）		
バイオマス （その他）	FIT（非入札）		FIP（非入札）
	FIP（非入札） ※選択可能		
	0 kW	50 kW	250 kW
			1,000 kW
			10,000 kW

注）太陽光の2022年度の入札対象の閾値については、2021年度の閾値をそのまま仮定していることに留意。

## 2022年度（施行初年度）におけるFIP対象電源（移行認定）

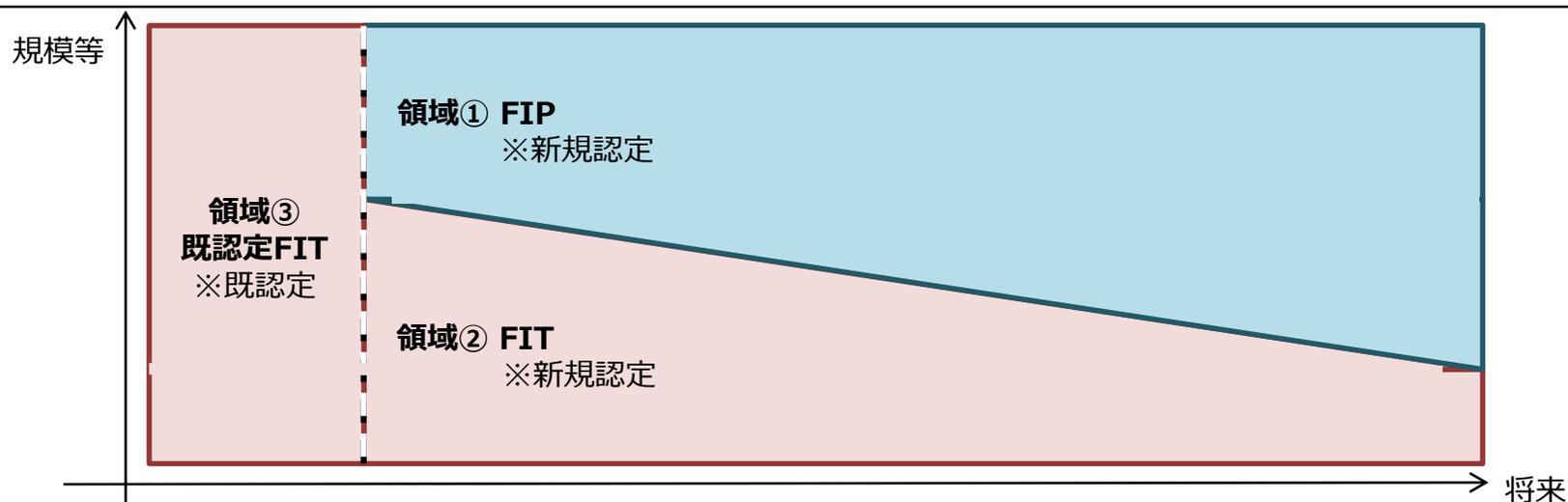
- 既にFIT認定を受けている電源については、FIP制度への移行を促して、アグリゲーション・ビジネス活性化や再エネ市場統合を進めるという視点が重要であることから、**FIT認定事業者が希望するのであれば、FIP制度への移行認定を認める**方向で、調達価格等算定委員会で審議されている。
- また、移行認定を認める範囲については、多数かつ多様な事業者がFIT認定を受けていることを踏まえ、FIP制度導入当初は、全電源共通で50kW以上（高圧・特別高圧）に限ることとし、FIP制度の運用状況を見極めながら、その範囲拡大を検討する方向で、審議されている。

### <移行認定を認める対象となる50kW以上のFIT認定事業（2020年6月末時点）>

電源種別	認定件数（件）	認定容量（kW）
太陽光発電	38,278	45,469,990
風力発電	402	8,896,197
地熱発電	54	99,884
中小水力発電	498	1,298,181
バイオマス発電	622	8,260,355
<b>合計</b>	<b>39,854</b>	<b>64,024,606</b>

## (参考) FIP制度の対象 (選択・移行含む) の電源共通の方向性①

- **昨年度の本委員会では、FIT制度の抜本見直しに当たり、電源ごとの特性に応じた支援制度の構築を進めて「競争電源」と「地域活用電源」に分けて考えるという方向の下、地域活用電源に求める地域活用要件を可能な限り明確化した一方、FIP制度の詳細が決定していないことをふまえ、FIP制度との整合性確保や制度複雑化を防ぐため、2021年度以降については新規の取扱いを決定をしない。**
- その後、再エネ大量導入・次世代NW小委員会と再エネ主力化小委員会の合同会議（以下、合同会議）で**FIP制度の詳細設計が進んできた**。これを踏まえ、今年度の本委員会では、再エネの主力電源化を目指すなかで、**改正法の施行当初からFIP制度に移行すべき対象と、事業環境整備の状況等も踏まえて徐々に移行すべき対象等**を具体的に整理していく必要があるが、その検討にあたっては以下の①～③に分けて扱いを考えてはどうか。また、**その際に領域②や③においてもFIP事業を志向する事業者がいる可能性**がある中で、FIPの市場統合の価値も踏まえて、**こうした事業者をどのように取り扱うべきか**。
  - ・ 領域① 新規認定：FIP制度の対象とする領域
  - ・ 領域② 新規認定：FIT制度の対象とする領域（※FIP制度に基づく事業を希望する事業者をどのように取り扱うか。）
  - ・ 領域③ 既認定：既にFIT認定を受けている（※FIP制度への移行を希望する事業者をどのように取り扱うか。）



(注) あくまで概念図であり、電源や事業環境によっては当初は領域①がないケースや、領域②がなく、全てが領域①となる可能性を排除したものではない。

## (参考) FIP制度の対象 (選択・移行含む) の電源共通の方向性②

### <領域① (新規認定：FIP制度の対象とする領域) >

- 合同会議では、「FIP制度の対象区分等の決定に当たっては、電源毎の状況 (例えば、発電特性、規模、国内外コスト動向) や 事業環境 (例えば、卸電力取引市場の取引条件、アグリゲーター動向) といった観点を参考にすることが考えられる」と整理されたことをふまえて、電源別に検討していくこととしてはどうか。

### <領域② (新規認定：FIT制度の対象とする領域) >

- FIP制度は、再エネの自立化へのステップとして電力市場への統合を促していくものであり、FIT制度から他電源と共通の環境下で競争する自立化までの途中経過に位置付けられるもの。これをふまえると、新規認定でFIT制度が認められる対象についても、事業者が希望し、制度として対応可能であれば、FIP制度の新規認定を選択可能とすべきではないか。これによってFIP電源が増加すれば、アグリゲーション・ビジネスの活性化にも資すると考えられる。

### <領域③ (既認定：既にFIT認定を受けている領域) >

- FIP新規認定事業が稼働するまでには一定の時間を要すること、FIT既認定事業は全体で90GW以上あることをふまえると、FIT既認定事業のFIP制度移行を促して、アグリゲーション・ビジネス活性化や再エネ市場統合を進めるという視点も重要。その動機付けとしては、現在合同会議で検討されているbalancing cost等が考えられるが、いずれにせよ、FIT認定事業者が希望するのであれば、FIP制度への移行認定を認める方向とすべきではないか。

## (参考) FIP制度の対象 (選択・移行含む) の電源共通の方向性③

### <FIP制度の選択・移行について>

- 希望する事業者について、自由にFIP制度の新規認定/移行認定を認めることとする場合、**多数かつ多様な事業者がFIP制度の対象となりえ混乱する等の事態が発生する可能性**がある。そこで、**FIP制度の運用状況を見極めながらFIP制度の新規認定/移行認定を認める範囲拡大を検討**することとし、**FIP制度導入当初は50kW以上(高圧・特別高圧)**に限ってFIP制度の新規認定/移行認定を認めることとしてはどうか。
- 加えて、混乱を回避するためには、FIT制度からの**移行を認めるときには、一定の要件\***を課すといったことも考えられるところ、そうした移行認定要件について、検討の必要があるのではないか。
  - ※ 例えば、誤ってFIP制度への移行認定を提出してしまう認定事業者が出現するリスクを回避するため、取引方法が定まり、かつ、相対取引による供給をする事業については供給先が確定していることを要件にすることなどが考えられる。
- また、再エネの自立化や電力市場への統合を促す趣旨をふまえると、**FIP制度の新規認定/移行認定を受けた事業**については、**FIT制度への移行を認めないこととすべきではないか。**

## 基準価格（FIP価格）及び交付期間

- 調達価格等算定委員会において、新規認定に係る基準価格及び交付期間について、各区分等の**基準価格は、FIP制度導入当初は、各区分等の調達価格と同水準**とし、また、各区分等の**交付期間は、各区分等の調達期間と同じとする**方向で、審議されている。
- 既認定が移行する場合については、FIP制度への移行は価格変更される事業計画の変更に該当せず、基準価格は調達価格と同水準とし、また、交付期間は、調達期間の残存期間とする方向で、審議されている。

2020/11/27 第63回調達価格等算定委員会 資料1（一部加工）

### <基準価格、交付期間について>

- 新規認定に係るFIP制度の下における基準価格、交付期間については、合同会議での議論をふまえると、**各区分等の基準価格は、FIP制度導入当初は、各区分等の調達価格と同水準**とし、また、**各区分等の交付期間は、各区分等の調達期間と同じ**とすることが適切ではないか。
  - ※ ただし、地域活用要件に対応するために調達価格が高く設定されている場合については、その分の扱いについては整理することが必要。
- 既認定しているものが移行する場合については、**FIP制度への移行は価格変更される事業計画の変更に該当せず、基準価格は調達価格と同水準**とし、また、**交付期間は、調達期間の残存期間とすべきではないか**。
  - ※ 事業用太陽光については、FIP制度では、適用される基準価格がしっかりとコスト低減された太陽光発電に限り、事後的な蓄電池の併設を、基準価格の変更なしに認めることとしているところ、FIP制度への移行を認めるときの事後的な蓄電池の併設の扱いについて、検討する必要があるのではないか。

# (参考) FIT制度における調達価格及び調達期間

電源 【調達期間】	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	価格目標	
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	40円	36円	32円	29円※1 27円※1 ※1 7/1~(利潤配慮期間終了後)	24円	入札制(2,000kW以上)		入札制 (500kW以上)	入札制 (250kW以上)		7円 (2025年)	
						21円 (10kW以上 2,000kW未満)	18円 (10kW以上 2,000kW未満)	14円 (10kW以上 500kW未満)				12円 (50kW以上 250kW未満)
												13円※2 (10kW以上 50kW未満)
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※3	31円 33円※3	28円 30円※3	26円 28円※3	24円 26円※3	21円		卸電力 市場価格 (2025年)	
風力 【20年】※4	22円(20kW以上)/55円(20kW未満)					21円 (20kW以上)	20円	19円	18円		8~9円 (2030年)	
	36円(洋上風力(着床式・浮体式))					36円(着床式)		入札制 (着床式)	36円(浮体式)			
バイオマス 【20年】 ※5 ※6 ※7	24円(バイオマス液体燃料)					24円 (20,000kW以上)	21円 (20,000kW未満)	入札制		入札制	FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す	
	24円(一般木材等)					24円 (20,000kW以上)	21円 (20,000kW未満)	入札制 (10,000kW以上)	入札制 (10,000kW以上)	24円 (10,000kW未満)		
	32円(未利用材)					32円(2,000kW以上)						
	その他(13円(建設資材廃棄物)、17円(一般廃棄物その他バイオマス)、39円(メタン発酵バイオガス発電※5))					40円(2,000kW未満)						
地熱 【15年】※4	26円(15,000kW以上)					40円(15,000kW未満)						
水力 【20年】※4	24円(1,000kW以上30,000kW未満)					24円	20円(5,000kW以上30,000kW未満)					
						27円(1,000kW以上5,000kW未満)						
	29円(200kW以上1,000kW未満)					34円(200kW未満)						

※2 10kW以上50kW未満の事業用太陽光発電には、2020年度から自家消費型の地域活用要件を設定する。ただし、営農型太陽光は、10年間の農地転用許可が認められ得る案件は、自家消費を行わない案件であっても、災害時の活用が可能であればFIT制度の新規認定対象とする。  
 ※4 風力・地熱・水力のリブレースについては、別途、新規認定より低い買取価格を適用。 ※5 主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電は、一般木材区分において取扱。  
 ※6 新規燃料については、食料競合について調達価格等算定委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を行った上で、その判断のための基準を策定し、当該基準に照らして、食料競合への懸念が認められる燃料については、そのおそれがないことが確認されるまでの間は、FIT制度の対象としない。食料競合への懸念が認められない燃料については、ライフサイクルGHG排出量の論点を調達価格等算定委員会とは別の場において専門的・技術的な検討を継続した上で、ライフサイクルGHG排出量を含めた持続可能性基準を満たしたものは、FIT制度の対象とする。  
 ※7 石炭(ごみ処理焼却施設で混焼されるコース以外)との混焼を行うものは、2019年度(一般廃棄物その他バイオマスは2021年度)からFIT制度の新規認定対象とならない。また、2018年度以前(一般廃棄物その他バイオマスは2020年度以前)に既に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外す。

# 目次

【参考 1】調達価格等算定委員会における議論

**【論点12】再エネのアグリゲーションを促すための課題  
（【論点 6】balancingコストの取扱い）**

【論点 5】卸電力取引市場以外の価値の取扱い

【論点 9】オフテイクカーリスク対策（一時調達契約）

【参考 2】これまでのFIP制度に関する議論の整理

# 再エネのアグリゲーションを促すための課題

- 本日は、再エネアグリゲーションビジネスの活性化に向け、ビジネス振興の基盤となる制度整備や、アグリゲーションする再エネ電源（FIP電源）の拡大に向けた方策について御審議いただきたい。

## ＜御審議いただく内容＞

- (1) 柔軟なBG組成（FIPとFIP以外のリソースとの同一BG組成）
- (2) FIT制度からFIP制度への移行
  - ① インセンティブの在り方【論点6】
  - ② 移行に際しての認定要件
  - ③ 事後的な蓄電池併設の取扱い

## ＜FIP制度の導入を機にアグリゲーション・ビジネスに参入しようという動き＞

### 東芝ネクストクラフトベルケ(株)

課題解決

計画値同時同量  
インバランリスクを低減  
最適取引  
収益の最大化

電力広域的  
運営推進機関  
JEPX  
需給調整市場  
相対取引

新会社  
計画値同時同量/トレーディング支援サービス  
(予測・最適化・制御)

### (株)ディー・エヌ・エー

FIP電源  
（発電は事業用/住宅用  
が主で電量の調整を目的とする）

容量市場

買取契約  
入札

アグリゲーター  
再エネ発電電源  
Flexibility運用は主力

Flexibility2  
(需要・発電)

Flexibilityを提供

Flexibilityを活用した  
リスクヘッジ

売入札  
相対  
卸取引  
電力小売  
供給

卸電力市場  
小売電気事業者  
需要家

ITテクノロジーを活用した  
サービス構築力  
AI/データサイエンスによる  
最適化・分析力  
弊社の強み

- ✓ 日本国内を中心にバーチャルパワープラント（VPP）技術を活用し、再生可能エネルギー発電事業者や需要家、発電事業者を束ねるアグリゲーター向けに、計画値同時同量への対応や電力の需給調整市場における最適なトレーディング運用などの支援サービスを提供。
- ✓ FIP以降の環境下で、発電事業者に課される計画値同時同量への対応を支援。

(出典) 東芝エネルギーシステムズ(株)HP

(出典) 第2回 スマートメーター仕様検討ワーキンググループ 資料1-1

## （参考）アグリゲーションビジネス活性化の必要性

- 再エネの主力電源化に向けて、再エネについて、蓄電池等も活用しつつ、適切な需給管理を行い、従来型の電源等と共通の環境下で競争できるビジネス環境を整備することが重要。
- これまで現行FIT制度の下で導入されてきた再エネは、一般送配電事業者がインバランスリスクを負っているケースが多く、再エネの需給管理を行うノウハウを有する再エネ発電事業者や小売電気事業者は少ない。
- 一方、今後、卒FITの増加や、FIP制度の導入に伴い、再エネ事業者も需給管理の責任を行う必要が出てくる。大規模な再エネ事業であれば、このような需給管理を自ら行うことも考えられるが、**小規模な再エネ事業については、それらを束ね、蓄電池等の分散型リソースと組み合わせて需給管理を代行するといったようなアグリゲーションビジネスの発展が重要**であると考えられる。
- また、アグリゲーターは需給管理以外にも様々な価値を提供することができる。例えば、**再エネの主力電源化に伴い柔軟な調整力の重要性が高まる**と想定されているが、欧州等の先進的な電力市場では、アグリゲーターが需給調整市場等での取引を通じてこうした価値を提供し、再エネの主力電源化を下支えしている。
- このため、FIP制度と併せ、**多様なアグリゲーションビジネスの活性化策**について御議論いただきたい。

# (1) (参考) 柔軟なBG組成 (FIPとFIP以外のリソースとの同一BG組成)

- 現行、FIT制度では、FIT電源のインバランスの精算方法が、FIT電源以外の電源と異なるため、FIT電源のみで独立したBG組成を求められている。
- これに対し、**FIP制度**は、再エネの更なる導入拡大のため、調整力を効率的に確保しながら国民負担を抑制していく観点から、再エネの投資インセンティブを確保しつつ、**再生可能エネルギーの電力市場への統合、更には将来的な自立化を目指す仕組み**。
- これらを踏まえ、本合同会議（2020/08/31）において、「**FIP電源について、FIP制度の適用を受ける電源の量が増えるまでに時間がかかることも踏まえ、FIP電源以外の一般電源や他のリソースと一緒に発電バランシンググループ（BG）を組成することを認めるか**、といった取扱いを検討してはどうか。」と検討の方向性をお示しさせていただいたところ。

2020/08/31 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第19回）・再エネ主力化小委員会（第7回）合同会議 資料1（抜粋）

再エネのアグリゲーションを促すための課題と検討の方向性	
課題	検討の方向性
柔軟なBG組成	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>FIP電源について、FIP制度の適用を受ける電源の量が増えるまでに時間がかかることも踏まえ、FIP電源以外の一般電源や他のリソースと一緒に発電BGを組成することを認めるか</b>、といった取扱いを検討してはどうか。</li> </ul>
FIT制度からFIP制度への移行	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 再エネの電力市場への統合を進める観点でも意義があることから、希望があれば、<b>既認定FIT電源のFIP電源への移行を認める</b>べきではないか。</li> </ul>
FIP電源をアグリゲートした場合も含む環境価値の取扱い	<ul style="list-style-type: none"> <li>● FIP電源の環境価値（非化石証書）については相対取引またはオークションによって販売していく仕組みとすべきとされているところ（2020年2月 再エネ主力化小委中間取りまとめ）、<b>FIP電源をアグリゲートした場合も含め、その詳細の取扱いについて、制度検討作業部会にて検討いただくこと</b>としてはどうか。</li> </ul>

## (1) 柔軟なBG組成 (FIPとFIP以外のリソースとの同一BG組成) (案)

- 前頁のような柔軟なBG組成を実現するためには、再エネ特措法に基づく費用負担調整機関（2022年度からは電力広域機関）において、これまでのFIT制度における交付金の算定業務とは異なる業務が必要となるため、**体制の拡充やシステムの整備が必要**となる。

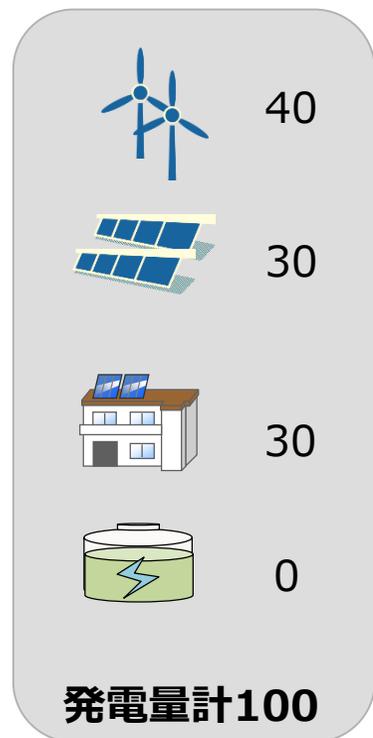
※具体的には、前回までに御議論いただいたプレミアム額を算定するにあたって、各BGの中からFIP電源の発電実績を特定・抽出し、FIP認定事業者からの申請内容と照合する等のための体制・システムが必要と考えられる。

- しかしながら、
  - FIP電源は自然変動電源が太宗を占めると予想されることをふまえれば、**FIP電源のみで発電計画を立て、計画値同時同量を満たすように市場取引を行うことは容易ではない。**
  - 一方、FIP認定事業者やアグリゲーターは、**自然変動電源、調整可能電源、DRや蓄電池等を組み合わせたBGを組成し、市場価格やインバランス料金を参照しつつ、市場価格等が高いと見込まれるとき（システム全体の供給力が逼迫しているとき）には出力を上げ、低いと見込まれるとき（システム全体の供給力が余剰しているとき）には出力を下げるといった行動を取る**ことにより、**市場を通じてシステム全体の需給が緩和され、ひいては再エネのためのバックアップ電源の削減等を通じて、社会全体のコストの低減につながる**ことが期待される。
  - また、発電BGの**規模が大きくなると**、需給管理に必要となるkWhあたりの**固定費を抑えることが可能**となり、BGを組成する**電源の数が増えると**、変動電源の出力変動に対する**均し効果が発揮**される。さらに、発電BGを組成する**電源の種類が多様化すると**、変動電源の出力変動を**同じ発電BGに属する調整可能な電源等によって調整**しやすくなる。このように、**柔軟なBG組成を認めることは、BGによる調整の効率化につながる**と考えられる。
  - 加えて、実際にアグリゲーションビジネスを目指す**事業者からも、こうしたニーズが寄せられている**こともふまえれば、このような体制及びシステムの整備は、再エネの市場統合、ひいては国民負担抑制のために必要と考えられる。
- このため、**FIP電源については、FIP電源以外の一般電源や他のリソースと一緒に発電BGを組成することを認める方向で体制及びシステムの整備を進める**こととしてはどうか。

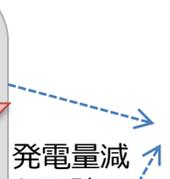
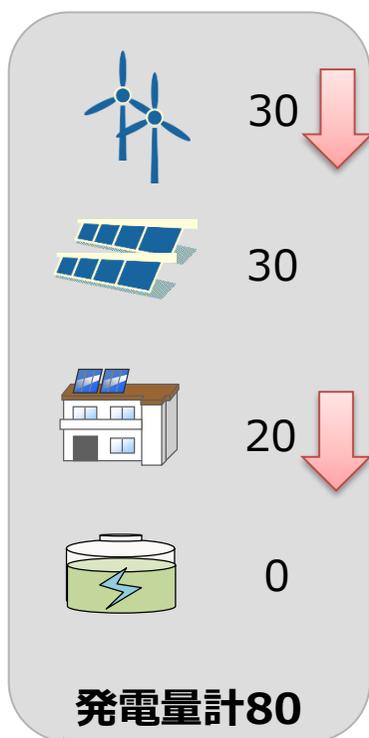
# (1) (参考) 柔軟なBG組成 (FIPとFIP以外のリソースとの同一BG組成)

- 正確に発電量を予測し、蓄電池等の調整リソースを運用すれば、市場価格の安い時間帯に電気を貯め、高い時間帯時間帯（全体の需給が逼迫する時間帯）に多くの電力量を販売するという運用が可能。
- 他方、発電量の予測に修正が生じた場合、GC前までは発電計画の修正が必要。GC後は、発電BG内の他リソースの出力増により、インバランスを回避することが必要となる。

<計画時 (GC前)>



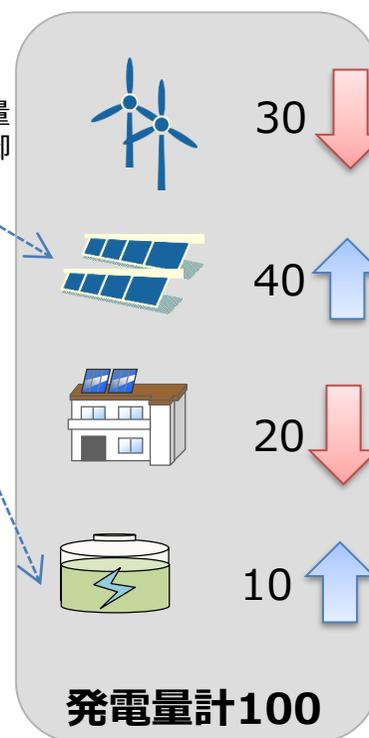
<直前 (GC後)>



発電量増制御

放電量増制御

<制御後>



# (1) (参考) 同一BG組成に対する事業者等からのニーズ

## 同一BG組成に対する事業者等からのニーズ

### ＜アグリゲーションビジネスを検討する事業者からのニーズ（事務局ヒアリング）＞

- 自社の火力等を同一のBGにすることで、特にゲートクローズ後に、発電量を調整することによりインバランス量を最小化できる。
- 火力を持ち合わせている小売電気事業者も多く、こうした事業者の能力を活用すべきである。

### ＜ERAB検討会での議論 第13回ERAB検討会（2020年10月21日）＞

- 発電BGをFIP電源だけで構成すると、蓄電池の設置が前提となる。蓄電池はまだ高価であるため、事業性を考えるとFIP電源と他の電源を同一BGで扱えるような制度設計を考える必要がある。
- 既に非FITにおいては同様な取り組みは行われていると認識しているが、今後もFIP制度導入に伴って継続して検討を頂きたい。

## (2) (参考) FIT制度からFIP制度への移行認定

- すでにFIT認定を受けている電源がFIP制度へ移行することについては、本合同会議（2020/08/31）において、再エネアグリゲーションを促すため、「再エネの電力市場への統合を進める観点でも意義があることから、希望があれば、**既認定FIT電源のFIP電源への移行を認める**べきではないか。」という検討の方向性に特に異論はなかった。
- この検討の方向性を受け、第63回調達価格等算定委員会（2020/11/27）において、**FIT認定事業者が希望するのであれば、FIP制度への移行認定を認める**方向で審議されている。（詳細はスライド7参照）

2020/08/31 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第19回）・再エネ主力化小委員会（第7回）合同会議 資料1（抜粋）

再エネのアグリゲーションを促すための課題と検討の方向性	
課題	検討の方向性
柔軟なBG組成	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>FIP電源について</b>、FIP制度の適用を受ける電源の量が増えるまでに時間がかかることも踏まえ、<b>FIP電源以外の一般電源や他のリソースと一緒に発電BGを組成することを認めるか</b>、といった取扱いを検討してはどうか。</li> </ul>
FIT制度からFIP制度への移行	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 再エネの電力市場への統合を進める観点でも意義があることから、希望があれば、<b>既認定FIT電源のFIP電源への移行を認める</b>べきではないか。</li> </ul>
FIP電源をアグリゲートした場合も含む環境価値の取扱い	<ul style="list-style-type: none"> <li>● FIP電源の環境価値（非化石証書）については相対取引またはオークションによって販売していく仕組みとすべきとされているところ（2020年2月 再エネ主力化小委中間取りまとめ）、<b>FIP電源をアグリゲートした場合も含め、その詳細の取扱いについて、制度検討作業部会にて検討いただくこと</b>としてはどうか。</li> </ul>

## (2) FIT制度からFIP制度への移行についての基本的な考え方

- アグリゲーションビジネスを活性化し、再エネ電源の円滑な電力市場への統合を促進する観点からは、
  - ✓ 既にFIT認定を受けている者のうち、**FIP制度へ移行することにより、積極的に市場統合を目指そうとする者に対して適切なインセンティブを付与**するとともに、
  - ✓ **FIT認定事業者が正しく制度を理解した上で制度を移行**でき、更には**最終的に国民負担の抑制につながる仕組み**としていくことが重要と考えられるのではないか。
- 上記を踏まえ、下記の点について御議論いただきたい。
  - ① インセンティブの在り方 【論点6】
  - ② 移行に際しての認定要件
  - ③ 事後的な蓄電池併設の取扱い

## (2) ① (参考) FIT制度からFIP制度へ移行しようとする者へのインセンティブの在り方

- 2020年2月の再エネ主力化小委中間取りまとめでは、以下の整理とされたところ。

- 電力システム全体の調整コスト削減効果を最大限引き出すため、FIT 制度で設けられてきたインバランス特例を改め、**再エネ発電事業者もインバランスの発生を抑制するインセンティブを持たせるべき**である。
- 発電予測技術や小売電気事業者・アグリゲーターとの契約ノウハウを持っていなかった再エネ発電事業者が新たに市場に出てくることを踏まえ、環境整備を進めるとともに、**現行FIT制度では買取義務者にインバランスリスク料が交付されていることも参考に、再エネ発電事業者のインバランス負担軽減のための経過措置等も検討すべき**である。
- ただし、**軽減の程度を徐々に減らすなど、インバランス抑制のインセンティブとも両立させる工夫が必要**である<sup>1</sup>。

---

1 委員からは、**再エネを主力電源として位置付けるためには、インバランスを抑制する責任を負うのは当然**であり、現状、FIT インバランス特例が及ぼす影響が極めて大きいことを踏まえれば、経過措置の期間設定は非常に重要なポイントであるとの意見があった。

## (2) ① (参考) バランシングコストの取扱い

2020/08/31 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第19回）・再エネ主力化小委員会（第7回）合同会議 資料 1

- 通常、発電事業者は、発電バランシンググループ（BG）単位で、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ており（計画値同時同量制度）、計画値と実績値の差分が発生した場合には、その差分調整に係る費用の負担（インバランス負担）が課されている。
- 本年2月の再エネ主力化小委員会中間取りまとめでは、FIP制度について、「再エネ発電事業者もインバランスの発生を抑制するインセンティブを持たせるべきである。」と整理されつつ、「発電予測技術や小売電気事業者・アグリゲーターとの契約ノウハウを持っていなかった再エネ発電事業者が新たに市場に出てくることを踏まえ、環境整備を進めるとともに、現行FIT制度では買取義務者にインバランスリスク料が交付されていることも参考に、再エネ発電事業者のインバランス負担軽減のための経過措置等も検討すべきである。ただし、軽減の程度を徐々に減らすなど、インバランス抑制のインセンティブとも両立させる工夫が必要である。」と整理されたところ※。
- FIP制度において、再エネの電力市場への統合を促進する観点から、参照価格の算定に当たっては、計画値同時同量に対応するためのコスト（バランシングコスト）にも配慮することが適当ではないか。その際、これまで市場取引のノウハウを持つ再エネが少なかったなかで、FIP制度導入初期の事業環境をどのように整備するか※※という短期的視点や、今後増加していく卒FITも計画値同時同量制度への対応が求められることをふまえ、再エネが円滑に電力市場に統合されるためにどうあるべきかという中長期的視点などを、考慮していくべきではないか。

※環境整備に向けた動きとしては、本合同小委員会においてアグリゲータービジネスの活性化に向けた検討を進めていくことに加え、電力・ガス基本政策小委員会において時間前市場の活性化や $\Delta kW$ の低減に向けた検討が始められている。また、電力・ガス取引監視等委員会にて、スマートメーターにより計測された発電電力量データ（速報値）の発電事業者等への提供の実現に向けた検討がなされ、2022年度のできるだけ早期のデータ提供の開始に向け、各一般送配電事業者等に準備を進めていただく方針がまとまったところ。

※※FIT制度は、交付金により、発電コストを買取義務者経由で支援する一方、FIP制度は、交付金により、発電コストを認定事業者に直接支援するもの。FIP制度の交付金交付先はFIP認定事業者に限定される。FIP認定事業者が、自身ではなくアグリゲーター等の第三者と契約することで需給管理や市場取引等を代行してもらうことも想定されるが、その場合は、FIP認定事業者が、自身が受け取る売電収入やプレミアムをふまえて、第三者に代行料等を支払うことになると考えられる。

## (2) ① (参考) バランシングコストの考え方

2020/10/9 再エネ大量導入・次世代NW小委員会 (第20回) ・再エネ主力化小委員会 (第8回) 合同会議 資料1

- バランシングコスト (計画値同時同量に対応するためのコスト) に配慮するにあたっては、**インバランスを抑制させるインセンティブを持たせ、事業者が当該コストを下げるよう努力する設計**にすることが重要。このため、個々の再エネ発電事業者が実際に発生させたインバランスに対して負担軽減される仕組みではなく、現行FIT制度におけるインバランスリスク料と同様に、再エネ電気**の供給量に応じてkWh当たり一律の額を交付することによって、インバランスを抑制した方がコスト・メリットが出るような仕組みにすべき**ではないか。
- 例えば、実ビジネスとして再生可能エネルギーの需給調整に取り組んでいる事業者としては、現行FIT制度においてインバランス特例②を選択している小売電気事業者等が挙げられる。実際、**太陽光発電のみからなる発電BGを形成してインバランスリスクも負っている株式会社エコスタイル**をはじめとした小売電気事業者に**数社ヒアリング**したところ、現状において、**0.5～1.0円/kWh程度**が、需給管理にかかる発電予測・計画作成等とインバランス料金による、負担コストの目安であるとのことだった。
- また、**諸外国の事例**では、現在、**自然変動再エネは0.4～0.5円/kWh程度、自然変動再エネ以外は0.3円/kWh程度**が、バランシングコスト (管理プレミアム) として交付されている。また、ドイツについては、FIT制度からFIP制度からの移行を促す観点から、FIP制度導入初年は1.5円/kWhとし、その後、約3年間で段階的に引き下げた。なお、これらの国における平均的なインバランス料金は、日本におけるインバランス料金※と概ね同水準である。
- このように、日本におけるバランシングコストを検討するにあたっては、現在、**実ビジネスとして再生可能エネルギーの需給調整に取り組んでいる事業者**や、**諸外国におけるバランシングコスト (管理プレミアム) の事例**を参考にするといった方法が考えられるがどうか。

※ <参考> 日本のインバランス料金

2019年度：**8.39円/kWh** (「スポット市場と1時間前市場の加重平均値 $\times\alpha + \beta$ 」の全エリア単純平均値)

## (2) ①FIT制度からFIP制度へ移行しようとする者へのインセンティブの在り方 (案)

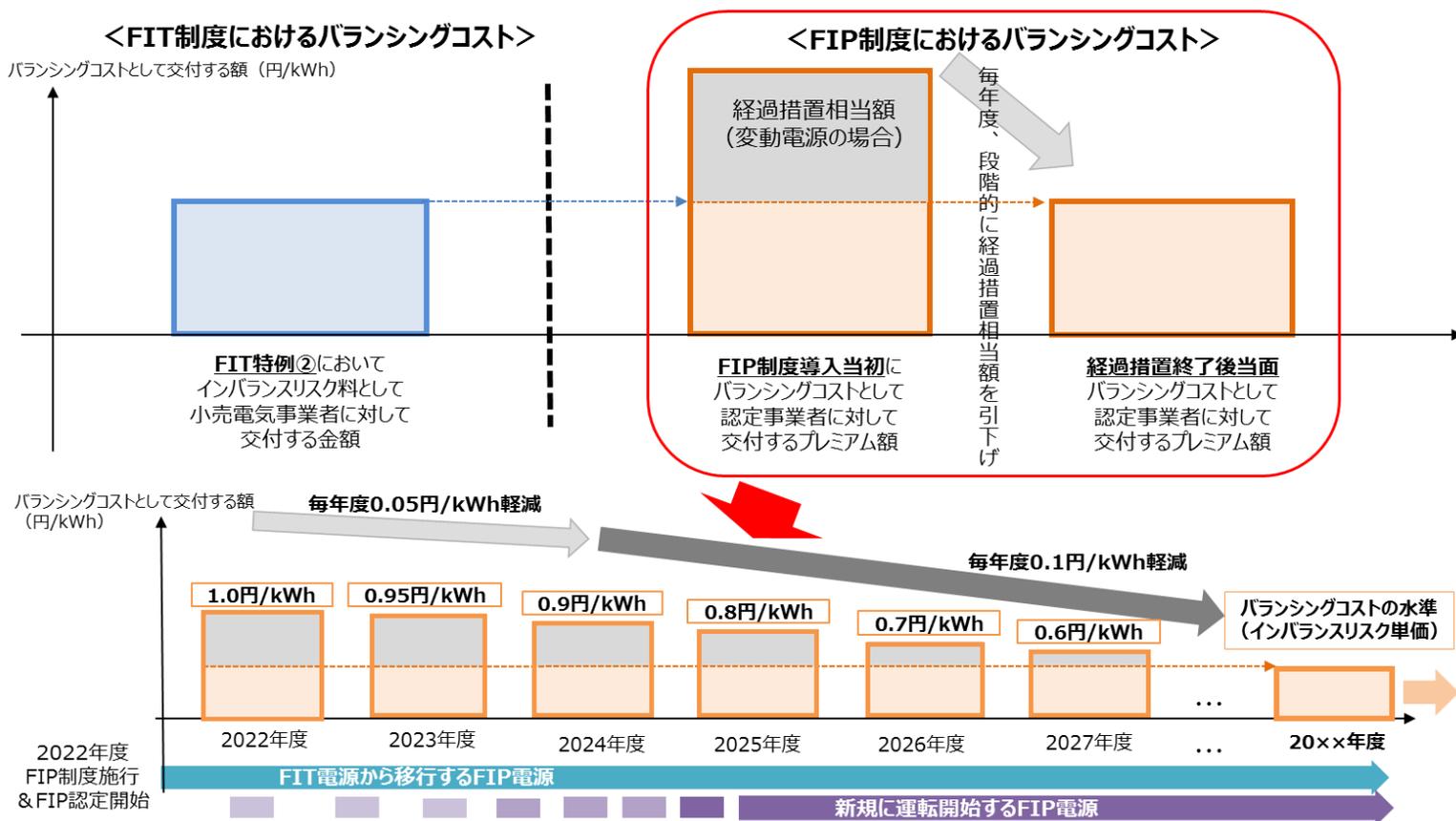
- 再エネ事業者にとって、発電量の全量を固定価格で買い取ってもらえるFIT制度に対し、FIP制度に移行する際には、以下のような追加的な業務やリスクが発生。
  - a) **発電計画**の作成 : 気象予測データなどにより発電量を予測、計画を作成、電力広域機関に提出。  
気象状況の変化等に伴い、実需給に向けて、計画値を修正。
  - b) **インバランス精算** : 発電計画と発電実績の差分に応じ、インバランス精算を実施。
  - c) **プロファイリングリスク** : FIP制度は、各エリアで平均的な電源の供給量を基礎としてプロファイリングを実施するため、変動電源については、個別電源ごとに収益に差異が発生し得る。  
※非変動電源においては、b)及びc)のリスクは限定的。
- また、現在のFIT制度においては、上記の業務やリスクのうち、a)及びb)については、FITインバランス特例② (※) を選択している小売電気事業者には、「FITインバランスリスク料」が交付されている。
  - (※) FITインバランス特例①を選択する小売電気事業者は、a)発電計画の作成や、b)インバランス精算を行うことなく、FIT電源による供給量の全量を買取することができる。その際、当該電源については、a)及びb)を行う送配電事業者に対し、「FITインバランスリスク料」が交付されている。  
これに対し、FITインバランス特例②を選択する小売電気事業者は、自ら、a)発電計画の作成や、b)インバランス精算を行う代わりに、これらの業務に要する額として「FITインバランスリスク料」が交付されている。
- さらに、事業者ヒアリングによれば、これらの業務やリスクに要する費用は0.5～1.0円/kWh程度であるとの声がある。加えて、ドイツではFIP制度の導入当初、これらの業務等に応じて1.5円/kWhの交付が行われていた。
- 以上を踏まえ、
  - ✓ プレミアムを計算するための「参照価格」の算定に当たっては、a)及びb)の業務やリスクのため、「FITインバランスリスク料」に相当する額 (balancing costの目安) を勘案することを基本としつつ、
  - ✓ 特に、変動電源については、制度開始当初は、上記a)～c)に係る技術やノウハウの蓄積が必要と考えられるため、事業者の声や諸外国の例に倣い、経過措置として一定の配慮を行い、
  - ✓ 年限とともに、経過措置を減じることにより、早期にFIT制度からFIP制度へ移行するインセンティブを付与する仕組みとしてはどうか。

## (2) ①FIT制度からFIP制度へ移行しようとする者へのインセンティブの在り方 (案) (続)

- 具体的には、**2022年度は1.0円/kWh**とし、現在、認定取得後の運転開始期限は最短の事業用太陽光で3年間であることを鑑み、**FIP制度施行から3年間は、経過措置の水準を緩やかに0.05円/kWhずつ低減**、新規に運転開始するFIP電源も増えてくることが見込まれる**4年目以降は0.1円/kWhずつ低減**させることで、「**バランシングコストの目安 = FITインバンスリスク料と同額**」を目指すこととしてはどうか。加えて、中長期的には、周辺ビジネスの環境に応じて、バランシングコスト自体の低減を目指すこととしてはどうか。

※運転開始期限：事業用太陽光3年、風力4年（いずれも環境影響評価法に基づく環境アセスメントが不要な場合）

※バランシングコストは、インバンスリスク料同様、当該年度の交付額であり、当該年度に認定を取得すれば交付期間を通じて当該額を交付されるわけではない。



## (2) ① (参考) FITインバランス特例とインバランスリスク料

- FITインバランス特例により、バランシングに係るコストについては、買取事業者が費用負担する仕組みであるが、FIT電源により生じるインバランス（計画値と実績の発電量（kWh）のズレ）については、インバランスリスク料としてFIT交付金から手当てする仕組みとなっている。
- **インバランスリスク単価については、本来、以下の算定式により、30分コマ毎に算出されるもの。**  

$$\text{FITインバランスリスク料} = \text{FIT買取電力量} \times \text{インバランスリスク単価}$$

$$\text{インバランスリスク単価} = (\text{当該コマのインバランス料金} - \text{回避可能費用}) \times \text{当該コマのインバランス発生率}$$
- **現状は、一般送配電事業者のシステムでは30分コマ毎の算定ができないため、システム対応が可能になるまでの期間は、暫定措置として、年度ごとに算定を行い、年度ごとの単価を設定している。**そのため、精緻なインバランスリスク補填が実現できておらず、自ら発電計画を策定し、調整を行う**FITインバランス特例②を利用するインセンティブが限定されているものと考えられる。**
- 今後、一般送配電事業者のシステム改修や費用負担調整機関との連携を通じて、2022年度からの対応を目指して、早期に30分コマ値化へ移行の準備を進めていく。

(参考) インバランスリスク単価の推移

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
変動電源	0.16円/kWh	0.00円/kWh	0.04円/kWh	0.04円/kWh	0.07円/kWh
非変動電源	0.01円/kWh	0.00円/kWh	0.01円/kWh	0.01円/kWh	0.02円/kWh

(参考) FITインバランス特例の種別と概要

	発電計画の作成主体	インバランス精算主体	インバランスリスク料の交付対象
特例①	一般送配電事業者	小売電気事業者（リスクなし）	一般送配電事業者
特例②	小売電気事業者	小売電気事業者（リスクあり）	小売電気事業者
特例③	送配電事業者	送配電事業者	送配電事業者

# (2) ① (参考) 諸外国のバランシングコストとインバランス料金単価について

2020/10/9 再エネ大量導入・次世代NW小委員会 (第20回) ・再エネ主力化小委員会 (第8回) 合同会議 資料 1

諸外国の事例では、現在、**自然変動再エネは0.4～0.5円/kWh程度**、**自然変動再エネ以外は0.3円/kWh程度**が、バランシングコスト (管理プレミアム) として交付。ドイツでは、FIP制度導入初年から約3年間で段階的に引き下げた。

	ドイツ	フランス	英国	オランダ	イタリア
管理プレミアムの水準 (変動)	<太陽光・陸上風力・洋上風力> 注1 2012 : 1.2€€/kWh <b>(1.5円/kWh)</b> 2013 : 0.75€€/kWh <b>(0.94円/kWh)</b> 2014 : 0.6€€/kWh <b>(0.75円/kWh)</b> 2015～ : 0.4€€/kWh <b>(0.5円/kWh)</b>	<太陽光> バランシングコストもふまえた基準価格を、事業者が入札する。  <風力> 0.28€€/kWh <b>(0.35円/kWh)</b>	バランシングコストもふまえた基準価格を、事業者が入札する。	<太陽光・陸上風力> 0.4€€/kWh <b>(0.5円/kWh)</b>	バランシングコストもふまえた基準価格を、事業者が入札する。
管理プレミアムの水準 (非変動)	<水力・バイオマス> 2012 : 0.3€€/kWh <b>(0.38円/kWh)</b> 2013 : 0.28€€/kWh <b>(0.35円/kWh)</b> 2014 : 0.25€€/kWh <b>(0.31円/kWh)</b> 2015～ : 0.2€€/kWh <b>(0.25円/kWh)</b>	<水力、地熱> 0.2€€/kWh <b>(0.25円/kWh)</b>			
(参考) インバランス料金単価平均 (2018年)	<不足時> 81.28€/MWh <b>(10.16円/kWh)</b>  <余剰時> 1.62€/MWh <b>(0.20円/kWh)</b>	<不足時> 注2 54.41€/MWh <b>(6.80円/kWh)</b>  <余剰時> 注2 46.34€/MWh <b>(5.79円/kWh)</b>	<不足時> 78.84 £ /MWh <b>(10.64円/kWh)</b>  <余剰時> 41.39 £ /MWh <b>(5.59円/kWh)</b>	注3	注3

注1 : オンライン制御が可能な電源の管理プレミアム。

注2 : ENTSO-E Transparency Platformデータより、30分コマのインバランス料金を単純平均して算出。

注3 : オランダ・イタリアのインバランス料金単価については、確認できていないため詳細不明。

※1ユーロ (€) = 125円、1ポンド (£) = 135円で換算。

## (2) ① (参考) 2020/10/9 の本合同会議における論点6に係る主な御意見

### <委員>

- FIP制度のbalancing costについて、市場統合を目指す再エネ事業者のためにも、ロードマップを合わせて示すことが重要。
- FIP制度のbalancing costについて、本来は発電事業者が自ら負担すべきであることを考慮した上で、インセンティブとなる設計が必要。経過措置を設けるという事務局案に違和感はないが、経過措置の終了時期は明確にすべき。先行事業者や諸外国の事例を参考にしつつ、適切な水準を設定すべき。
- FIP制度においては、アグリゲーターや小売電気事業者が担う役割が重要。効率的な市場統合を図る観点から、再エネの需給調整はアグリゲーターや小売電気事業者などの電源を集約する立場の事業者が行うものとして、インバランスの低減にインセンティブを付与する仕組みとすべき。
- 日本では、ドイツと異なりアグリゲーターが育っていないため、balancing costを当初は2円/kWhなどに設定した上で、徐々に下げていく方法が良いのではないかと。

### <オブザーバー>

- 再エネ発電事業者含めたbalancing groupでインバランスを負担することで、新しいビジネスを促し、より少ないコストで再エネを大量に導入できるようになる。FIP制度のbalancing costについて経過措置を工夫しつつ、出来るだけ早く市場統合に近づいてもらうようお願いしたい。
- FIP制度のbalancing costについては、新しいインバランス制度を含めた検討が必要。また、長期的な事業の予見性の確保の観点から、調達期間にわたるbalancing costの付与の必要性に加え、ドイツの管理プレミアムなども参考に、FIP制度導入当初は水準を高くするなど検討いただきたい。

## (2) ② (参考) FIT制度からFIP制度への移行認定 (移行認定要件) (資料再掲)

2020/11/27 第63回調達価格等算定委員会 資料1 (一部加工)

### <FIP制度の選択・移行について>

- 希望する事業者について、自由にFIP制度の新規認定/移行認定を認めることとする場合、**多数かつ多様な事業者がFIP制度の対象となりえ混乱する等の事態が発生する可能性がある**。そこで、**FIP制度の運用状況を見極めながらFIP制度の新規認定/移行認定を認める範囲拡大を検討**することとし、**FIP制度導入当初は50kW以上(高圧・特別高圧)に限ってFIP制度の新規認定/移行認定を認めること**としてはどうか。

- 加えて、混乱を回避するためには、FIT制度からの**移行を認めるときには、一定の要件※を課す**といったことも考えられるところ、そうした移行認定要件について、検討の必要があるのではないか。

※ 例えば、誤ってFIP制度への移行認定を提出してしまう認定事業者が出現するリスクを回避するため、取引方法が定まり、かつ、相対取引による供給をする事業については供給先が確定していることを要件にすることなどが考えられる。

- また、再エネの自立化や電力市場への統合を促す趣旨をふまえると、**FIP制度の新規認定/移行認定を受けた事業**については、**FIT制度への移行を認めないこととすべきではないか**。

### <基準価格、交付期間について>

- 既認定しているものが移行する場合については、**FIP制度への移行は価格変更される事業計画の変更に該当せず、基準価格は調達価格と同水準とし、また、交付期間は、調達期間の残存期間とすべきではないか**。

※ 事業用太陽光については、FIP制度では、適用される基準価格がしっかりとコスト低減された太陽光発電に限り、事後的な蓄電池の併設を、基準価格の変更なしに認めることとしているところ、FIP制度への移行を認めるときの事後的な蓄電池の併設の扱いについて、検討する必要があるのではないか。

## (2) ②FIT制度からFIP制度への移行認定（移行認定要件）（案）

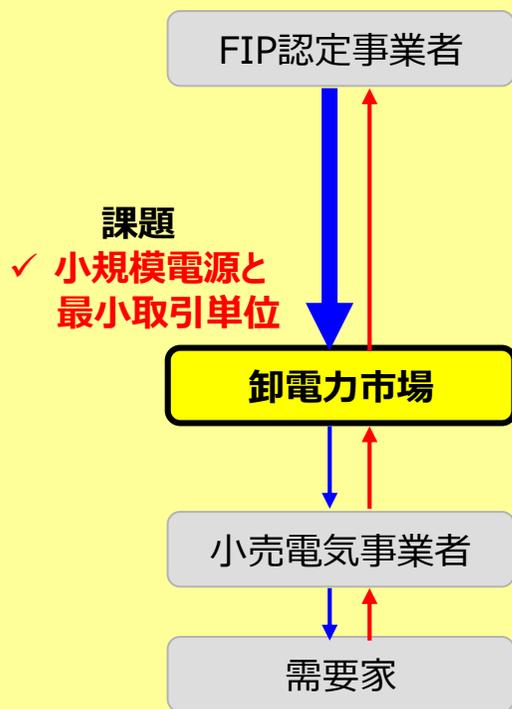
- FIT制度からFIP制度への移行を認めるに当たっては、FIT制度に参入している多数かつ多様な事業者がFIP制度導入当初からFIP制度の対象となり得、詳細を理解せずにFIP制度へ移行してしまい、その後にFIT制度に移行することも認められないため、混乱する等の事態が発生する可能性がある。
- このようなリスクを回避するため、**FIP制度の下で長期的・安定的な電気供給を適切に実施できると認められる事業に限り、移行を認めることとしてはどうか。**一方で、FIP制度への移行を積極的に推進する観点からは、過度な移行認定要件の設定により、いたずらにその対象を限定すべきではないことにも留意が必要である。
- 具体的には、FIP制度の下では、事業者が自ら市場で電気を取引することが必要であることから、移行を希望する事業が、以下の要件を満たしていることを確認してはどうか。
  - ✓ **供給しようとする電気の取引方法が定まっていること**
    - ・卸電力市場で直接供給する事業については当該事業者が日本卸電力取引所の会員となっている又はなる見込みがあること
    - ・相対取引による供給をする事業についてはその供給先が具体的に想定されていること 等
- また、本合同会議（2020/08/31）にて、移行を認める場合には、当該事業が、**すでにオンライン制御の対象であること、もしくはオンライン制御の対象となる予定であること**を前提条件とする必要があると整理いただいたが、オンライン制御が拡大するとともに多様な取引方法が認められるなかでサイバーリスクが一層高まると予想されることを踏まえ、以下の要件も満たしていることを確認してはどうか。
  - ✓ 当該事業者が、**系統連系先の一般送配電事業者が定める系統連系技術要件におけるサイバーセキュリティに係る要件を遵守する事業者であること。**
- 上記の要件該当性については、FIT認定事業者によるFIP移行認定の申請時に、申請必須項目とすることにより、確認することとしてはどうか。

## (2) ② (参考) FIP認定事業者の想定されるkWh価値の主な市場取引方法

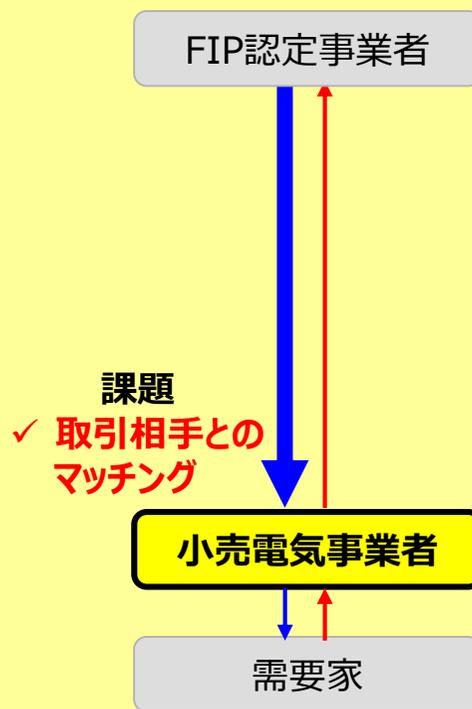
2019/10/15 再エネ主力化小委員会 (第2回) 資料1 (抜粋)

### <想定されるkWh価値の主な市場取引方法と主な課題>

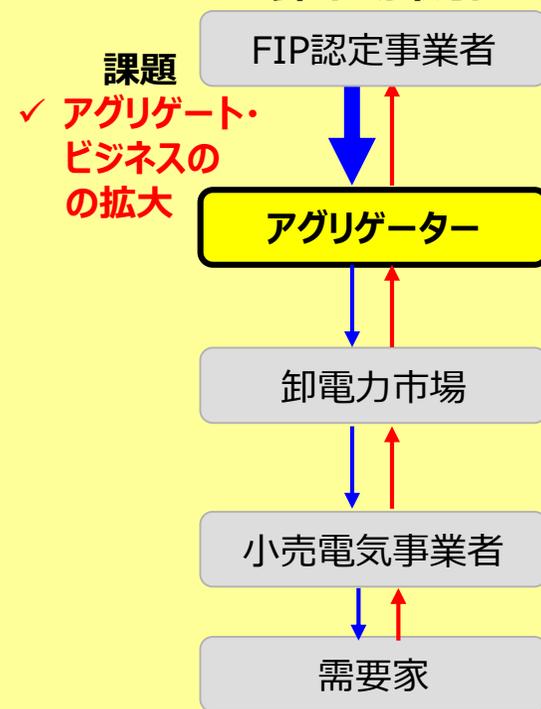
#### I. 自ら卸市場取引



#### II. 相対取引



#### III. アグリゲーターを介した卸市場取引



対象規模

大～中規模

大～小規模

## （２）②（参考）出力制御におけるFIT電源の取扱い

- **FIT制度の下では**、年間30日（または太陽光360時間、風力720時間）の出力制御の上限内で系統連系が可能な量として「30日等出力制御枠」を定め、この範囲内で接続契約を締結した事業者は、年間30日（または太陽光360時間、風力720時間）は無補償で出力制御に応じる義務がある。また、30日等出力制御枠を超過して太陽光及び風力の連系が見込まれるエリアにおいては、一般送配電事業者が「指定電気事業者」に指定され、その後に接続契約を締結した事業者は**無制限無補償で出力制御に応じる義務**がある。※<sup>1</sup> さらに、試行ノンファーム適用のFIT電源は、系統混雑時には無補償で出力制御に応じるといった義務がある。
- こうした**出力制御は**、FIT制度の下に限らず、**FIP制度の下でも同じ義務が適用されることが適切ではないか。**
- また、**現在では、新たに接続契約を締結する事業者はオンライン化が義務づけられているところ、FIP制度の下で新規連系する事業者もオンライン化を義務づけることとしてはどうか。**※<sup>2</sup>
- なお、電力広域的運営推進機関において、優先給電ルールに基づき出力制御が実施された場合、発電計画の修正や発電販売計画の再提出は不要と整理されている。その際、出力制御が実施された電源について、当該時間帯における計画値からのズレは、給電指令として、インバンス料金での精算対象となる。

※<sup>1</sup> なお、本年7月の系統ワーキンググループにおいて新規連系する発電事業者を含めた事業者間・電源間の公平性を確保する観点から可能な限り早期に指定電気事業者制度を廃止し、全エリアについて無制限無補償ルールを適用することとされた。

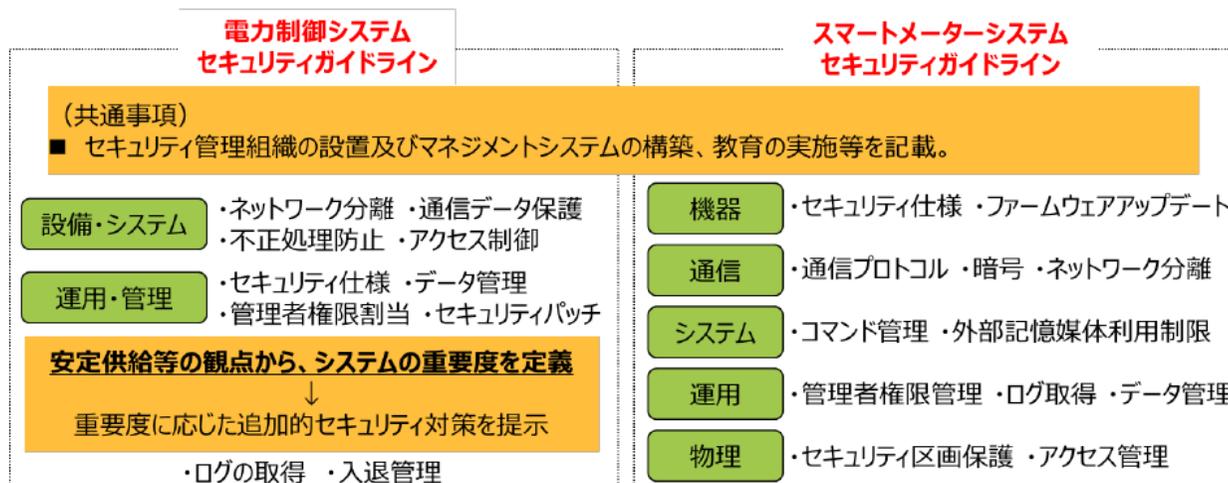
※<sup>2</sup> 仮に、既にFIT認定を受けている事業についてFIP制度への移行を認めることとする場合には、オンライン制御がエリア全体の出力制御量低減に資することを踏まえ、オンライン事業者であること、もしくはオンライン化することを移行の前提条件のひとつとしていく必要がある。

## (2) ② (参考) 再生可能エネルギー発電設備に求められるサイバーセキュリティ

2020/06/11 第25回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 資料5

### 系統連系に際してサイバーセキュリティ対策を求める必要性

- 電気事業法に基づく電気設備に関する技術基準を定める省令第15条の2において、**一般送配電事業、送電事業、特定送配電事業及び発電事業の用に供する電気工作物の運転を管理する電子計算機**について、**サイバーセキュリティの確保**が規定されている。  
※技術基準の解釈として、『電力制御システムセキュリティガイドライン』及び『スマートメータシステムセキュリティガイドライン』を参照
- 一方で、**上記の定義に該当しない設備（小規模発電設備等）**（※）についても、サイバーセキュリティ対策は重要。今後、電源の分散化やオンライン制御の拡大を見据えれば、**サイバーリスクはより一層高まっていくと考えられる**。  
（※）接続最大電力の合計が1万kW未満の発電設備
- したがって、こうした**小規模発電設備等を含め、発電設備を系統に接続する際には、すべからく一定のセキュリティ対策を求めることが必要**と考えられる。



## (2) ② (参考) 再生可能エネルギー発電設備に求められるサイバーセキュリティ

2020/06/11 第25回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 資料5 (一部加工)

### (1) 事前防御

- **(1) 事前防御**の観点からは、再生可能エネルギー発電設備は現在はオフラインの設備が多いものの、今後、オンライン化の進展に伴い、多くが**インターネット接続型のシステム構成**になっていくことを見据えると(次頁参照)、こうした**ネットワークを通じた攻撃をいかに防ぐか**が重要となる。
- こうした観点からは、以下の対策が必要と考えられるのではないか。
  - ① **ネットワーク接続点の保護**  
発電設備の制御を行うシステム(制御システム)とインターネットとを分離する等の措置により、外部からの不正侵入を防止し、また、他のネットワークでのインシデントが制御システムに伝播することを防止する。
  - ② **データの保存・転送を行う機器・端末等のマルウェア対策**  
マルウェアの感染によりシステムに不具合が発生し、制御システムが利用できなくなることを防止する。

※オンライン制御に対応した再エネ発電設備については、技術仕様上、これらの要件に対応できるようになっている。

### (2) 事後対応(早期発見、迅速な対処)

- **(2) 事後対応(早期発見、迅速な対処)**の観点からは、設備設置者と系統運用者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い、速やかに必要な措置を講ずる必要がある。
- このため、設備設置者の負担を考慮した上で、系統運用者が適切な情報に基づいたインシデント対応を行えるようにするために最低限必要な事項として、③「**連系先系統運用者に対する、セキュリティ管理責任者の氏名及び緊急時連絡先の通知**」を求めるべきではないか。

## (2) ② (参考) 再生可能エネルギー発電設備に求められるサイバーセキュリティ

2020/06/11 第25回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 資料5

### 【論点3】系統連系に係る対策事項の規定方法・施行時期

- 現在、系統に接続する全ての者が従うことになっている規定として、**一般送配電事業者の策定する「系統連系技術要件」(託送供給等約款別冊)**が存在。この系統連系技術要件は、策定及び変更にあたって**経済産業大臣の認可**を受ける必要があることから、系統連系に係る一連の規程の中で、**実効性及び手続の適正性を有するもの**と整理されている。
- したがって、論点2(1)、(2)で整理したサイバーセキュリティ対策について、**「系統連系技術要件」に追記することを一般送配電事業者に求めることとしてはどうか。**
- これらの対策は**速やかに対応を求めることが必要**。他方、系統接続の検討期間が原則3か月であることから、この周知期間にも配慮した上で、**2020年10月から実施を求めていますどうか。**(※)

(※) 新たな系統連系技術要件は、新たに系統に連系する場合又は既存設備のリプレイス等の場合に適用されることとなるが、少なくとも、③「連系先系統運用者に対する、セキュリティ管理責任者の氏名及び緊急時連絡先の通知」については、既に系統に連系しているものも含め、発電設備の設置者において、今般の系統連系技術要件の見直し後速やかに実施されることが望ましい。

また、システム改修を伴うこととなる①「ネットワーク接続点の保護」及び②「データの保存・転送を行う機器・端末等のマルウェア対策」については、既存設備のリプレイス等のタイミングを活用して順次新たな対応を求めていくことが望ましい。

なお、新たな要件は、2020年10月以降に契約申込みを行うもの(電源接続案件募集プロセス対象の設備にあっては、2020年10月以降に入札を実施するもの)を対象に実施を求める。

<参考> 電気事業法(抜粋)

(託送供給等約款)

第十八条 一般送配電事業者は、その供給区域における託送供給及び電力量調整供給(以下この条において「託送供給等」という。)に係る料金その他の供給条件について、経済産業省令で定めるところにより、託送供給等約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。これを変更しようとするときも、同様とする。

2~12 (略)

## (2) ③FIT制度からFIP制度への移行認定（事後的蓄電池の併設）（案）

- FIT制度では、認定取得後に過積載太陽光発電設備のパワコンより太陽光パネル側に蓄電池を新增設する場合、当初想定されていなかった国民負担の増大につながるから、
  - ✓ 蓄電池に一度充電した電気を逆潮流させる際に、その電気を認定事業者にて区分計量し、FIT外で売電することを条件に、FIT制度においても事後的な蓄電池の併設を認めることとし、
  - ✓ そのような区分計量ができない場合には、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こととしている。
- 一方、FIP制度における事後的蓄電池の併設については、本合同会議（2020/08/31）において、電力の需給状況や市場価格を意識した電気の供給が促されることに加え、インバランスについても蓄電池を活用することでその発生を抑制しやすくなることから、**適用される基準価格がしっかりとコスト低減された太陽光発電に限り、基準価格の変更なしに認める**、と整理されたところ。
- 第63回調達価格等算定委員会（2020/11/27）においては、「FIP制度への移行は価格変更される事業計画の変更に該当せず、**基準価格は調達価格と同水準**とし、また、交付期間は、調達期間の残存期間とすべき」と整理されたため、FIT制度からFIP制度へ移行する電源については、しっかりとコスト低減されていないFIT調達価格がそのまま基準価格となり、事後的蓄電池を併設すると、懸念されている国民負担の増大につながる事が想定される。
- 以上を踏まえ、FIP制度施行が2022年度であることをふまえ、**FIP制度において、太陽光発電の事後的蓄電池の併設が価格変更なしに認められるのは、2022年度以降に新規にFIT認定またはFIP認定を取得する事業とし、2021年度以前にFIT認定を受けた事業がFIP制度に移行した場合には、蓄電池の事後的併設は価格変更事由に該当する（FIT制度と同様の取扱い）** こととしてはどうか。

※ ここでの蓄電池の事後的併設とは、FIP制度の下で、太陽光発電設備のパワコンより太陽光パネル側に蓄電池を新增設し、かつ、蓄電池に充電した電気を逆潮流させる際に区分計量してFIP外で売電できないものを指す。

## (2) ③ (参考) FIP制度における蓄電池併設の取扱い

2020/08/31 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第19回）・再エネ主力化小委員会（第7回）合同会議 資料1（一部加工）

- FIT制度では、認定取得後に過積載太陽光発電設備のパワコンより太陽光パネル側に蓄電池を新增設する場合、当初想定されていなかった国民負担の増大につながることから、
  - ✓ 蓄電池に一度充電した電気を逆潮流させる際に、その電気を認定事業者にて区分計量し、FIT外で売電することを条件に、FIT制度においても事後的な蓄電池の併設を認めることとし、
  - ✓ そのような区分計量ができない場合には、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こととしている。

しかし、**FIP制度では**、事業者が蓄電池を活用して効率的に売電することにより、**電力の需給状況や市場価格を意識した電気の供給**が促されることに加え、**インバランスについても**蓄電池を活用することでその**発生を抑制しやすくなる**。このように**FIP制度の趣旨である電力市場への統合が促進**されることに加え、FIT制度における事後的蓄電池への対応が国民負担の増大を懸念したものであったことをふまえ、適用される基準価格がしっかりとコスト低減された太陽光発電に限り、**FIP制度の下で**、太陽光発電設備のパワコンより太陽光パネル側に蓄電池を新增設する場合についても、**事後的な蓄電池の併設を、基準価格の変更なしに認めることとしてはどうか**。

# 目次

【参考 1】調達価格等算定委員会における議論

【論点12】再エネのアグリゲーションを促すための課題  
（【論点 6】balancing costの取扱い）

**【論点 5】卸電力取引市場以外の価値の取扱い**

【論点 9】オフテイクーリスク対策（一時調達契約）

【参考 2】これまでのFIP制度に関する議論の整理

# FIP制度と非化石価値取引市場に係る論点の進め方（案）

- 本日は、2020/08/31の本合同会議における整理をふまえ、非化石価値取引制度におけるFIP電源の位置付けや、FIP制度における非化石価値相当額の参照方法について、**具体案を御議論いただきたい。**

※今後ここでの審議の方向性を踏まえ、具体案を制度検討作業部会で御審議いただく予定。

2020/08/31 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第19回）・再エネ主力化小委員会（第7回）合同会議 資料1（一部加工）

## 【論点5】卸電力取引市場以外の価値の取扱い

- 参照価格の算定に当たっては、卸電力取引市場に加え、電力市場をなるべく的確に反映するという観点からも、FIP制度の下で発電事業者がどの市場から収入を確保できるかを踏まえる必要がある。そこで、**各電力市場（非化石証書取引市場、容量市場、需給調整市場）へのFIP電源の参入可否について検討するとともに、市場とFIP制度の双方からの価値二重取りにならないよう、FIP電源が参入し、自ら収入を確保できると整理された市場について、適切な参照方法を検討していくべきではないか。**
- 各FIP電源が参入選択可能な市場については、以下の表のように整理してはどうか。その上で、**各電力市場でのFIP電源の具体的な取扱いについては、これらの市場に係る検討がこれまでも行われてきた制度検討作業部会にて検討いただくこととしてはどうか。**

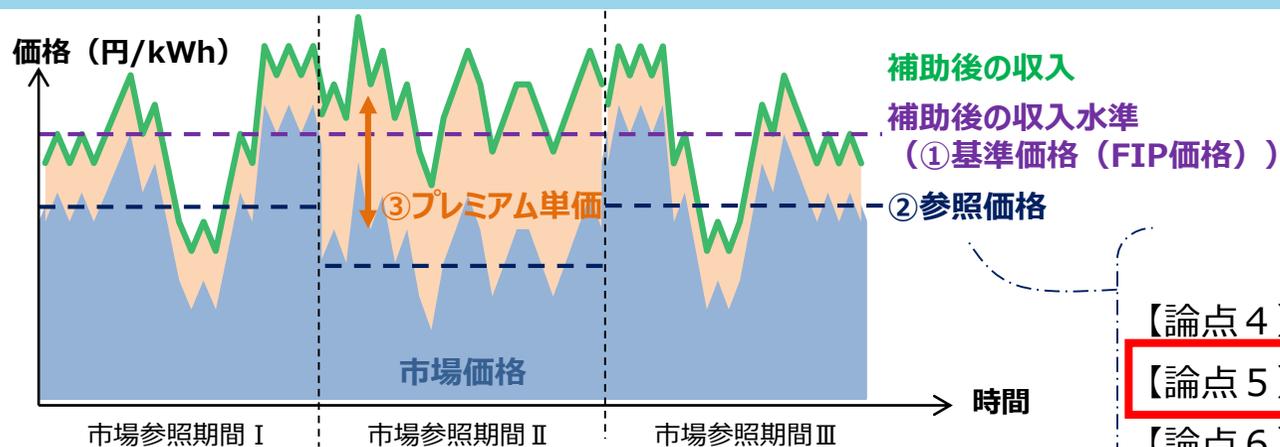
＜各FIP電源が参入選択可能な市場（案）＞

	卸電力取引市場	非化石価値取引市場	容量市場	需給調整市場
FIT電源	× ※買取義務者による取引は可	× ※GIOがFIT非化石証書を取引	× ※FIT電源は一律不可	× ※買取義務者に認められていない電気の供給・使用方法
FIP電源	○	○ ※証書の種類は要検討	(案) × ※FIP電源は一律不可	(案) ○ ※リクワイアメントを満たせば可
FIP電源の参入可否及び価格参照検討の観点(案)	前頁のとおり、FIP電源については、kWh価値を、主に卸電力取引市場における売買取引又は小売電気事業者等への電力の卸取引により供給することを前提とされている。なお、価格参照については前頁にて検討。	本年2月の再エネ主力化小委員会中間取りまとめで、「FIP制度は自立化へのステップとして、再エネの市場統合を目指すものであることを踏まえると、FIP制度においても、 <b>再エネ発電事業者が自ら環境価値を相対取引又はオークションによって販売していく仕組みとすべきである。</b> なお、FIT制度の下で販売された電気は、費用負担調整機関がFIT非化石証書を販売しその収入を国民負担の抑制に充てていることの整合性の観点から、詳細設計に際しては、 <b>非化石価値相当額が再エネ発電事業者自らの収入となることを踏まえた上でプレミアムの額を設定する等の留意が必要</b> である。」と整理されている。	(案) 市場とFIP制度の双方からの <b>kWh価値二重取り防止、シンプルな制度設計</b> の観点から、容量市場に <b>参入可能な対象電源から除外すること</b> としてはどうか。	(案) FIP制度は自立化へのステップとして、 <b>再エネの市場統合を目指すもの</b> であること、また、需給調整市場への参入を認めることは価値の二重取りにはならないと考えられるため、 <b>FIP電源の参入を認めるべきではないか。</b>  ※需給調整市場はΔkW価値とkWh価値を持つ。ΔkW価値は、調整能力を有する電源に対してのみ付与される価値であり、FIP制度で評価される価値とは別ものである。kWh価値は、指令に応じた供給への対価として与えられる価値であり、需給調整市場に参入する場合の取引分は、卸電力取引市場でのkWh取引から減少することから、当該kWh価値にFIP制度のプレミアムを付与しても、kWh価値の二重取りにはならないと考えられる。
他電源	○	○（非FIT非化石証書）※非化石電源のみ	○ ※リクワイアメントを満たせば可	○ ※リクワイアメントを満たせば可

# (参考) 参照価格の算定方法

2020/08/31 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第19回）・再エネ主力化小委員会（第7回）合同会議 資料1（一部加工）

- プレミアム（供給促進交付金）の額は、「**基準価格（FIP価格）【論点3】**」から「**参照価格※**」を控除した額（**プレミアム単価**）に「再エネ電気供給量」を乗じた額を基礎として、一定期間（＝交付頻度）毎に決定される。  
※市場参照期間毎の市場価格の平均価格を基礎に、対象区分等ごとの季節又は時間帯による再生可能エネルギー電気の供給の変動その他の事情を勘案して算定された額
- **参照価格の算定**に当たっては、再エネの市場統合と市場参加者の事業環境整備を目指す観点から、①**電力市場をなるべく的確に反映**すること、②**過度に不確実性が高くない**こと、③**シンプルな制度設計**とすることに留意しつつ、以下の要素について、詳細な算定方法を設計していく。
  - ✓ 卸電力取引市場の価格の参照方法【論点4】
  - ✓ **卸電力取引市場以外の価値の取扱い【論点5】**
  - ✓ バランシングコストの取扱い【論点6】



## <参照価格の算定の要素>

- 【論点4】卸電力取引市場の価格の参照方法
- 【論点5】卸電力取引市場以外の価値の取扱い
- 【論点6】バランシングコストの取扱い

### ①基準価格（FIP価格）

：交付期間にわたり固定

### ②参照価格

：市場参照期間毎の市場価格の平均価格を基礎として、一定期間毎に算定

### ③プレミアム単価（①－②）

：参照価格の変動に応じて、一定期間毎に機械的に算定される

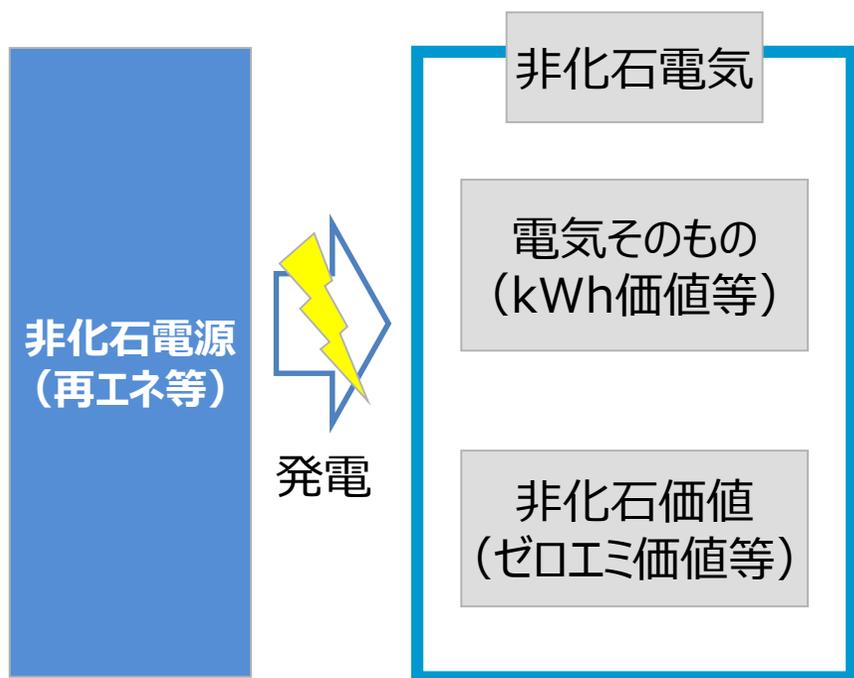
## FIP制度における環境価値の取扱いに関する基本的な考え方

- FIT制度では、電力の需給の状況によらず、発電した電気を必ず買い取ることにより、投資予見性を確保しており、また、再エネ発電事業に通常要する費用に適切な利潤を勘案して買取価格を決定していることから、再エネ発電事業者が買取額以上の収入を得ることは、国民負担抑制の観点から適切ではない。そのため、FIT電源の持つ価値は、環境価値も含め全て、賦課金を負担する国民に帰属することとしている。
- FIT電源の環境価値については、買取義務者を經由して、費用負担調整機関（一般社団法人低炭素投資促進機構：GIO）が集約し、一括して非化石価値取引市場で取引を行い、得られた収入により国民負担（賦課金）を軽減する仕組みとなっている。
- 一方、FIP制度は、FIT制度と異なり、再エネ発電事業者が、FIP電源の持つ価値について市場取引を行い、収入を得ることを前提に、プレミアムを上乗せすることで、投資予見性を確保する制度であり、プレミアム分が国民負担となる。
- FIP制度においては、市場において再エネ発電事業者が取引し、収入を得ることができる価値をどのように定義するかが重要であるが、FIP制度の目的が再エネの電力市場への統合であることを踏まえ、FIP電源の持つ環境価値は、再エネ発電事業者が市場で取引し収入を得るべき価値としプレミアムには含まない、とこれまで本合同会議において整理してきたところ。

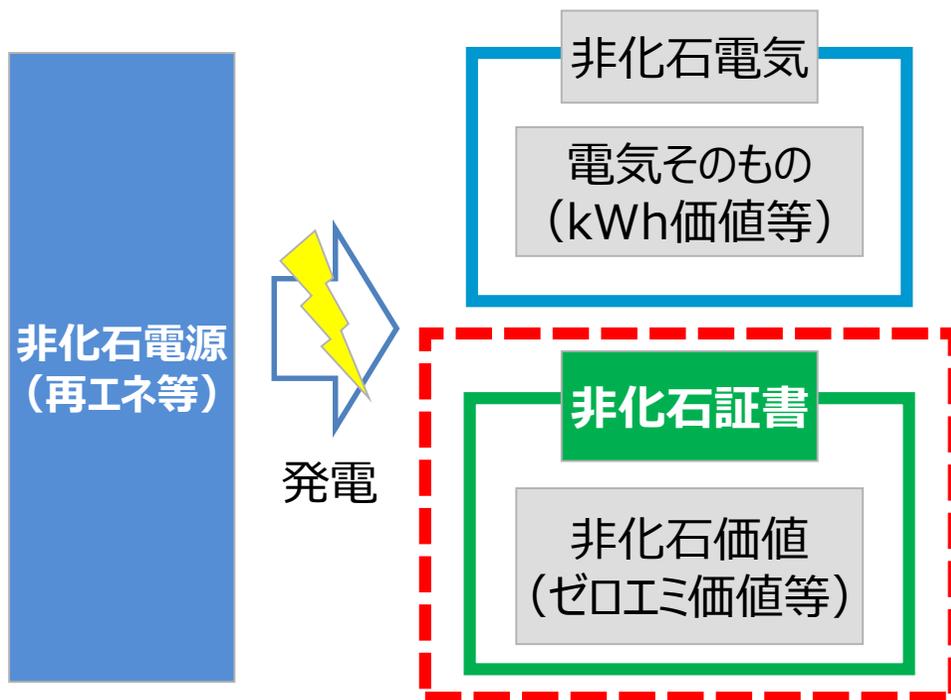
## (参考) 非化石電気が有する非化石価値の証書化について

- 従来、非化石電源（再エネ等）から発電された電気には以下が含まれてきた。
  1. 電気そのものが有する価値（kWh価値等）
  2. 非化石としての価値（ゼロエミ価値等）
- このうち非化石としての価値を、電気そのものが有する価値と切り離し、非化石証書として電気と環境価値を別々で取引可能になった。

### 証書化前

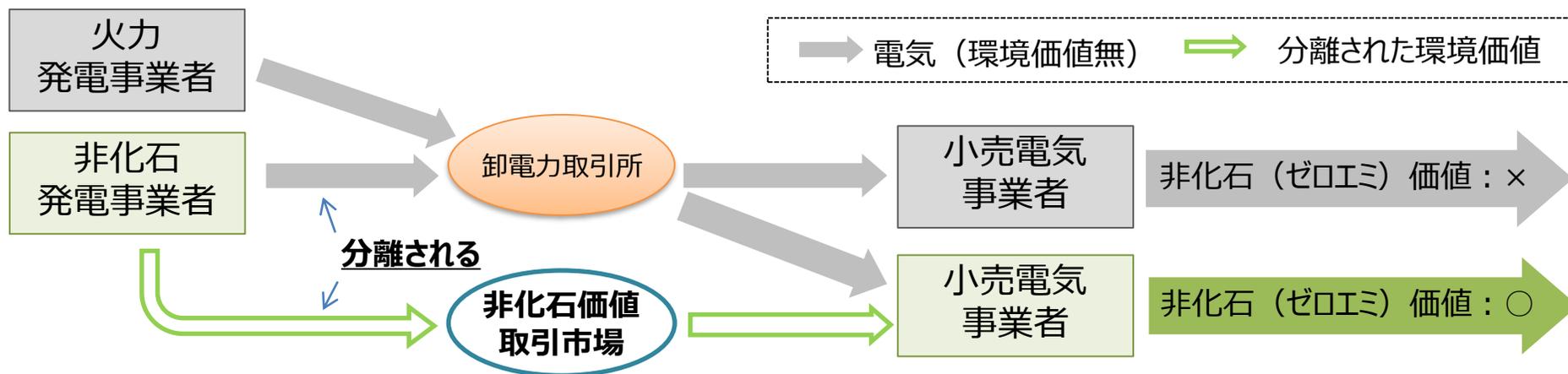


### 証書化後



## (参考) 非化石価値取引市場について

- 小売電気事業者による高度化法の目標達成を後押しするため、非化石電源（再エネ、原子力等）に由来する電気の「非化石価値」を証書化し取引する非化石価値取引市場を創設。
- 市場創設により、非化石電源からの調達機会が限られていた新規参入者にとっても、非化石証書を購入することで目標達成が可能となる。
- 2018年5月よりFIT電源に由来する非化石証書の取引が実施されており、2020年4月より、FIT以外の非化石電源（大型水力等）も含め、全非化石電源に由来する非化石価値が証書化されている。
- また、非化石証書の導入は、再エネ等の非化石電源への投資等の促進や、環境負荷の低い電気の使用を希望する需要家の選択肢拡大（例：RE100）にも資する。

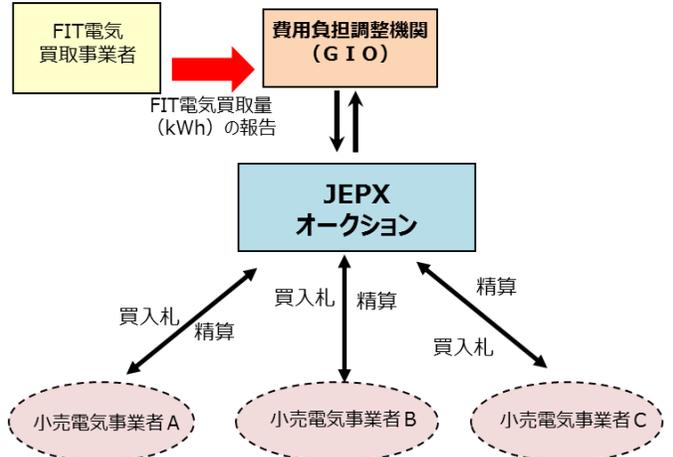


# (参考) 非化石証書の種類

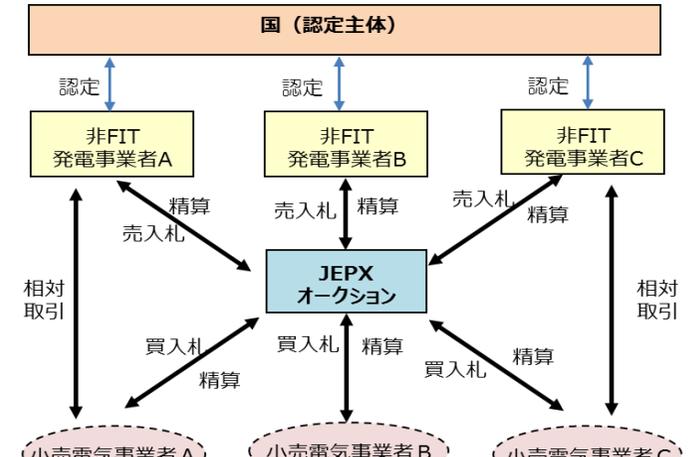
- **非化石証書**は、FIT非化石証書（再エネ指定）、非FIT非化石証書（再エネ指定、指定無し）の**3種類が存在**。
- **FIT非化石証書の売上はFIT賦課金の低減に、非FIT非化石証書の売上は非化石電源の設備投資等の非化石電源の利用促進に充てていくこととされている。**

	再エネ指定		指定無し
	FIT非化石証書	非FIT非化石証書	非FIT非化石証書
対象電源	FIT電源 (Ex. 太陽光、風力、小水力、バイオマス、地熱)	非FIT再エネ電源 (Ex.大型水力、卒FIT等)	非FIT非化石電源 (Ex.原子力等)
証書売手	低炭素投資促進機構※ (GIO)	発電事業者	発電事業者
証書買手	小売電気事業者	小売電気事業者	小売電気事業者
最低価格	1.3円/kWh	-	-
最高価格	4円/kWh	4円/kWh	4円/kWh
価格決定方式	マルチプライスオークション	シングルプライスオークション	シングルプライスオークション

FIT非化石証書の取引スキームイメージ



非FIT非化石証書の取引スキームイメージ

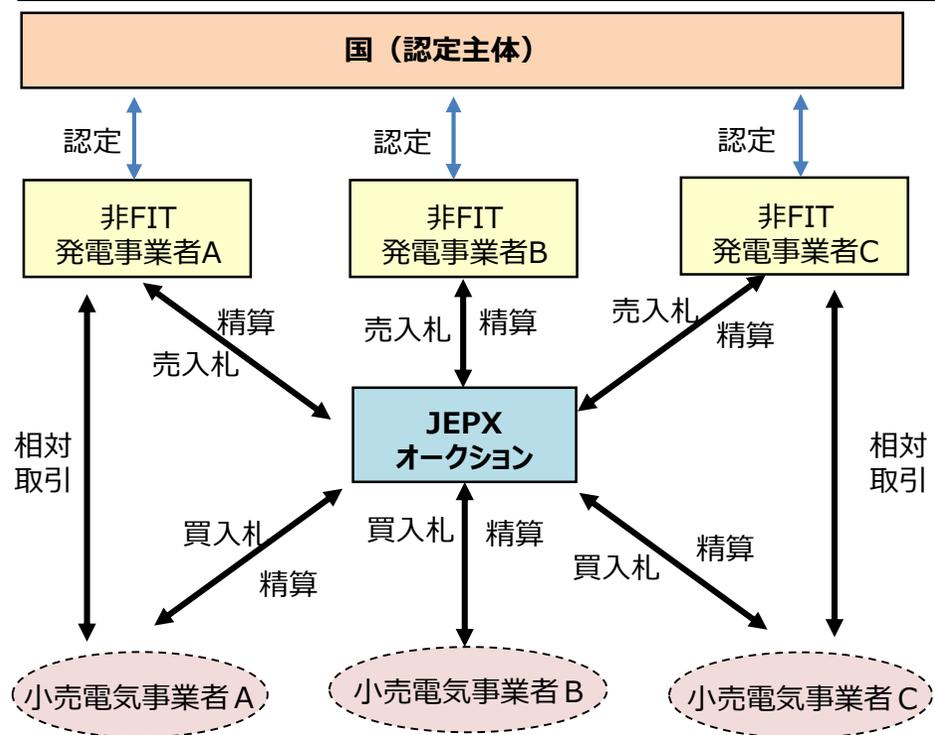


※電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法 (FIT法) に基づく費用負担調整機関

# (参考) 非FIT非化石証書の取引スキームについて

- 非FIT電源に係る非化石証書（非FIT非化石証書）の売手は発電事業者となる。
- 発電事業者は、認定主体である国から電源及び電力量の認定を受けることで非FIT非化石証書を取得することとなる。
- 非FIT非化石証書を取得した発電事業者は、当該証書をオークション（市場取引）あるいは相対取引によって、当該証書を小売事業者へ販売する。

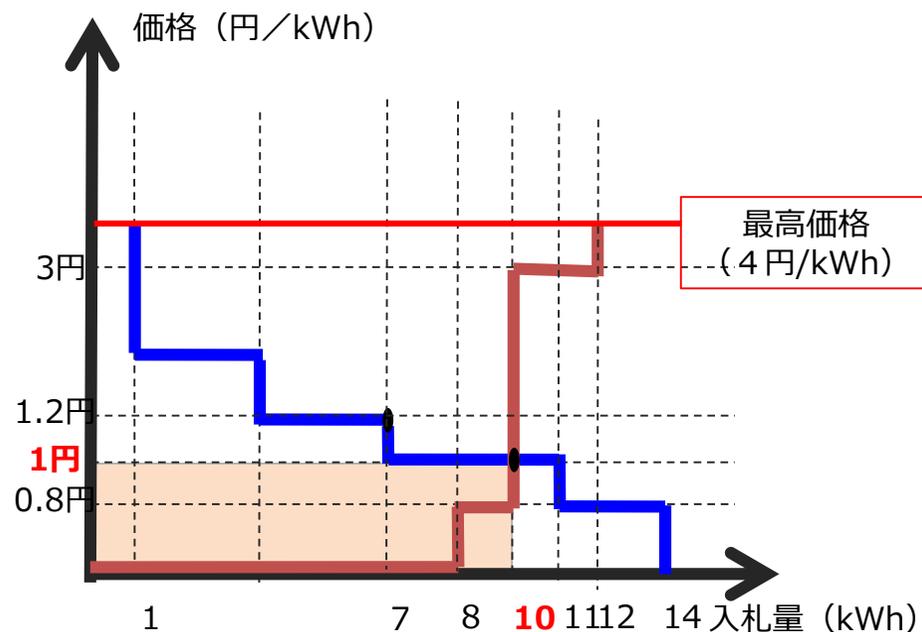
## 非FIT非化石証書の取引スキームイメージ



※小売電気事業者間の転売は不可

## オークション方式

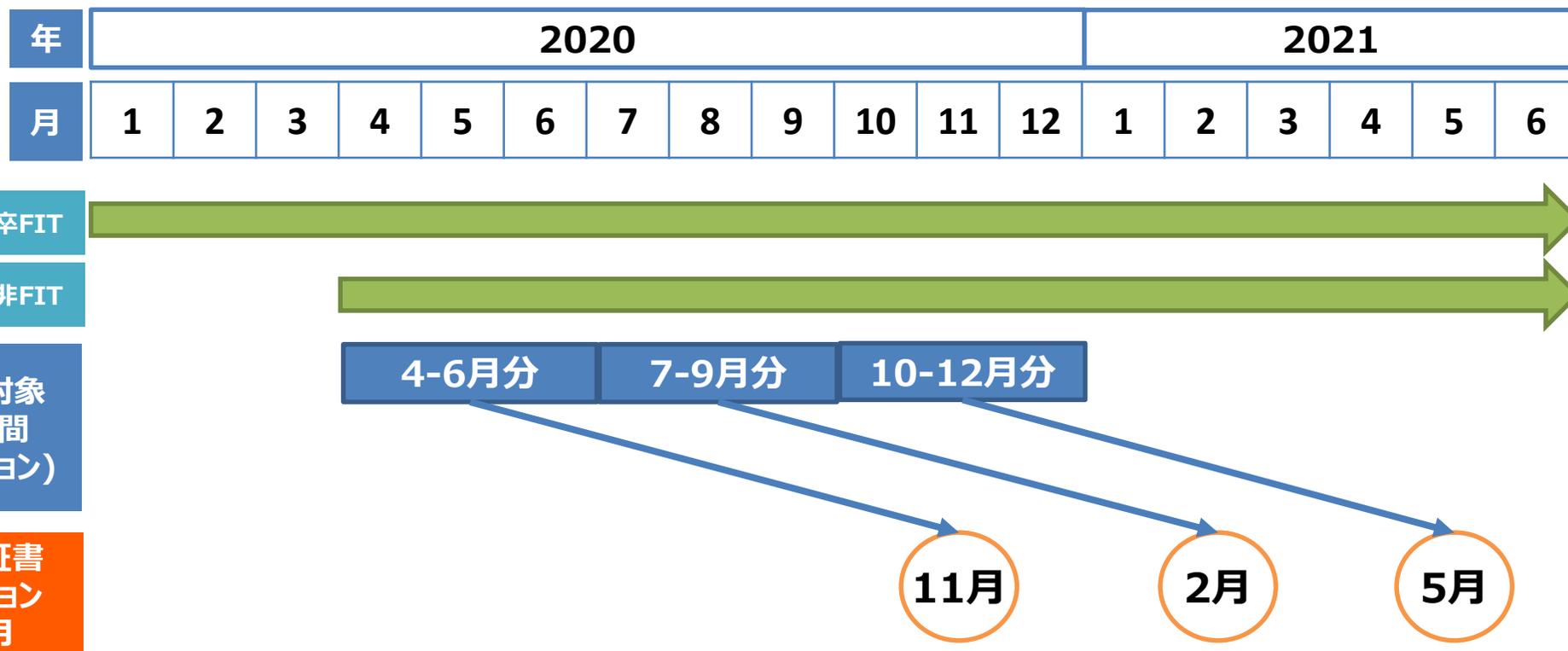
### <シングルプライスオークション方式>



※相対取引については、当事者間によって価格が設定される。

## (参考) 非FIT非化石証書のオークションスケジュール

- 非FIT非化石証書（再エネ指定および再エネ指定なし）の**初回オークションは2020年11月**に開催したところ。
- 2020年度発電分の同証書のオークションによる取引は計3回を予定しているが、2021年度以降は、FIT非化石証書と同様、毎年度計4回を予定している。



※非FIT非化石証書は発電と小売間での相対契約による非化石証書の売買も可能。証書の取得時期は事業者間の契約に基づく。

## (参考) 2020年11月の非化石証書のオークションの結果

- 本年11月の非化石証書のオークションの結果、再エネ指定なし（初回）、再エネ指定（初回）はそれぞれ、kWhあたり1.10円、1.20円の約定価格となった。なお、FIT証書については、2019年度の開催分の総約定量を超える取引量となった。

項目	FIT非化石証書	非FIT非化石証書 再エネ指定	非FIT非化石証書 再エネ指定なし
① 約定処理日 (価格決定日)	11月13日	11月12日	11月11日
② 約定量	5.09億kWh	6.31億kWh	12.47億kWh
③ 約定価格	※1.30円/kWh	1.20円/kWh	1.10円/kWh
④ 約定総額 (=①×②)	6.61億円	7.57億円	13.71億円
⑤ 入札会員数	59	34	32
⑥ 約定会員数	59	18	14

※FIT非化石証書ではマルチプライスオークションを採用しているため、価格は約定加重平均価格を記載している。

# 非化石価値取引制度におけるFIP電源の位置付け（案）

- 前述のとおり、FIP電源の持つ環境価値がプレミアムによる支援対象に含まれない整理を前提とすれば、需要家から見た場合、基本的に、FIP電源と非FIT電源の再エネ価値については等価と考えられる。
- また、FIP制度の対象は、太陽光等、再エネ電源である。
- このため、**FIP電源による非化石価値は、非FIT非化石証書（再エネ指定）**として、整理してはどうか。
- この際、FIP認定事業者が、プレミアムによる補填を前提として、非化石価値を安易に低い価格で取引するようなことがあれば、FIP制度の趣旨である市場への統合の一環として、市場での取引を工夫することにより一定の収入を確保する観点から問題となる。このため、FIP認定事業者が、非化石価値の取引によって収益性を高め、プレミアムへの依存度を低減させていくインセンティブを持たせる措置を講じることが重要ではないか。

## <現行の非化石証書の種類・FIP電源位置付け案>

	再エネ指定		指定無し
	FIT非化石証書	非FIT非化石証書	非FIT非化石証書
対象電源	<b>FIT電源</b> (Ex. 太陽光、風力、小水力、 バイオマス、地熱)	<b>非FIT再エネ電源</b> (Ex. 大型水力・卒FIT電源等) <b>FIP電源</b>	<b>非FIT非化石電源</b> (Ex. 原子力等)
証書売手	GIO	発電事業者	発電事業者
証書買手	小売電気事業者	小売電気事業者	小売電気事業者
最低価格	1.3円/kWh	設定しない	設定しない
最高価格	4円/kWh	4円/kWh	4円/kWh
取引形態	市場取引	市場取引及び相対取引	市場取引及び相対取引

# 非化石価値相当額として参照する価格（案）

## ＜非化石価値相当額として参照する価格＞

- FIP認定事業者は、オークションではなく相対取引によって非化石価値を取引することも可能であり、交付するプレミアムの算定において事業者毎の相対取引額を控除することも考えられるが、相対取引による環境価値相当額を正確に把握することは困難であり、透明性の担保に課題がある。また、前頁のとおり、プレミアムの交付を前提に、環境価値を安易に低く売却することは問題がある。
- このため、
  - － **非FIT再エネ指定の市場価格**を参照するとともに、
  - － FIP認定事業者による市場応札行動が市場価格に影響を及ぼすことを防ぐため、過去の市場価格（例えば、直近1年間（4回開催分）の価格）の平均値（約定量による加重平均）を参照することとしてはどうか。

※このように過去の市場価格を参照する仕組みとすることにより、非化石価値について、市場価格に応じた一定の期待収益を確保しつつ、FIP認定事業者による足下の非化石価値の取引においては、相対取引を含め、少しでも高い収益を得ることが合理的となると考えられるのではないか。

## ＜非化石価値取引制度との関係＞

- 非化石価値取引制度は、需要家の環境価値に対するニーズの高まりに伴い、今後見直しが進められる可能性もあるため、非化石価値取引制度の見直しがあった場合には、上記の取扱いについても、必要に応じて見直しを行うこととしてはどうか。

### ＜（案）直近1年間（4回開催分）の非FIT非化石証書（再エネ指定）オークション価格の平均を参照する場合（イメージ）＞

年度	直近4回												(円/kWh)		
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6
①基準価格													10.0	10.0	10.0
②参照価格（卸市場）													2.0	3.0	4.0
③参照価格（非化石）		1.2		1.1		1.2		1.2		1.2			1.2	1.2	1.2
④プレミアム（①－②－③）													6.8	5.8	4.8

※数字はいずれも例。非FIT非化石証書オークションは年4回開催を仮定。かつ、いずれの回の約定量も同じだったと仮定。

ハイライトされている箇所はプレミアムより控除する際に考慮されるべき約定価格の適用範囲を示す。

# (参考) RE100プロジェクトについて

- 国際NGOが運営する再生可能エネルギー導入拡大を進めるイニシアチブであり、使用する電力を100%再生可能エネルギー由来とすることを旨とする企業で構成。
- 2020年12月現時点で、多くの企業がコミットしており、日本企業も43社が加盟。「再生可能エネルギーとしての付加価値」への需要が高まっている。

## <RE100参加企業 (242社) >



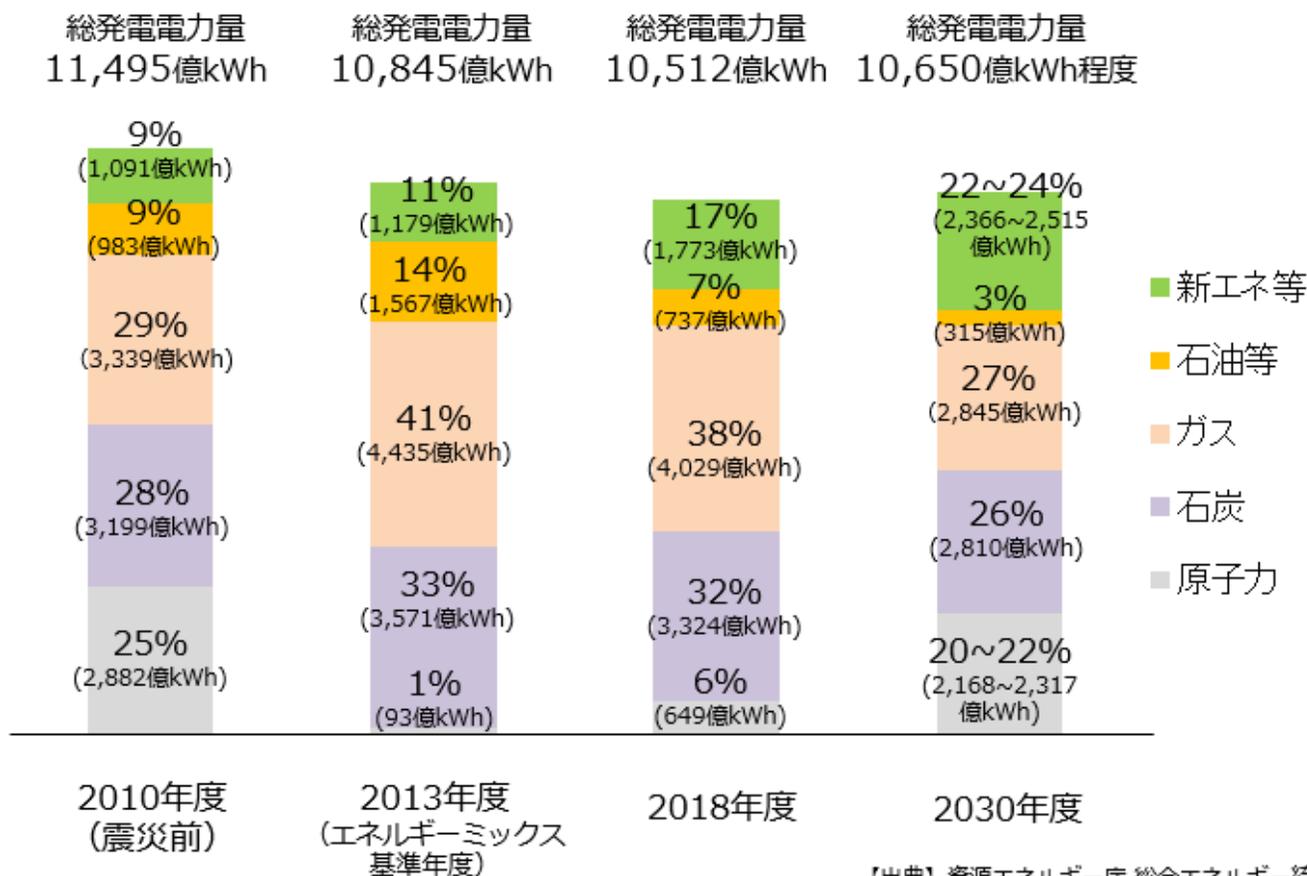
## <再エネ調達手段 (例) >

積水ハウス	太陽光発電設置住宅のオーナーから、FIT買取制度終了後の余剰電力を購入等
大和ハウス	自社未利用地を活用した再生可能エネルギーによる発電事業を推進等
イオン	店舗による太陽光発電設備の導入等
マルイ	FIT買取制度終了後の風力発電所の再エネ電力を中心にブロックチェーン P2P により、個別に受給マッチングして供給等
富士通	海外のデータセンターをはじめ国内外の拠点において、各地域に応じた最適な手段を検討し、再エネ由来の電力調達を拡大等

(出典) 各社公表情報から資源エネルギー庁作成

## (参考) エネルギー供給構造高度化法 (高度化法) について

- エネルギー供給構造高度化法は、エネルギーの安定供給・環境負荷の低減といった観点から、電気事業者に対して、非化石エネルギー源の利用の促進を義務付けている。
- 具体的には、年間販売電力量が5億kWh以上の小売電気事業者に対して、エネルギーミックスを踏まえ、自ら供給する電気の非化石電源比率を2030年度に44%以上にすることを求めている。



【出典】資源エネルギー庁 総合エネルギー統計

# 目次

【参考 1】調達価格等算定委員会における議論

【論点12】再エネのアグリゲーションを促すための課題  
（【論点 6】balancing costの取扱い）

【論点 5】卸電力取引市場以外の価値の取扱い

【論点 9】オフテイクーリスク対策（一時調達契約）

【参考 2】これまでのFIP制度に関する議論の整理

# FIP制度における参照価格の算定方法（案）

- 非化石価値相当額をふまえた参照価格の算定に当たっては、前回の本合同会議で御議論いただいた算定式に、**非化石価値相当額を加算する形で算定することとしてはどうか**。このような参照方法とすることにより、FIP認定事業者が、**非化石価値取引市場で得ることができる収入を、FIP制度のプレミアムの金額に適切に反映することができ**、また、FIP認定事業者が、**相対取引によって非化石価値をより高い価格で取引するといった工夫をするインセンティブとなる**ことが期待されるのではないかと。
- また、バランシングコストは、FIP制度において、kWh価値を供給するにあたり計画値同時同量制度への対応が求められることをふまえ、FIP認定事業者に交付するものである。したがって、当該期のkWh当たりの**バランシングコストを差し引いてkWh当たりの参照価格を算定することで、プレミアムの金額に反映することとしてはどうか**。

## ＜参照価格の算定方法イメージ＞

③調整前プレミアム単価

※ スポット市場が0.01円/kWhのコマにプレミアムを交付しないことによる調整をする前のプレミアム単価

①基準価格

②参照価格

c. バランシングコスト

b. 非化石価値相当額

a. 卸電力取引市場の参照価格

価格 (円/kWh)

補助後の収入

価格 (円/kWh)

補助後の収入

補助後の収入水準

(①基準価格)

(③プレミアム単価

(①-②)

②参照価格

市場価格

時間

1ヶ月

価格 (円/kWh)

市場価格

市場価格

時間

1ヶ月

## ＜具体的な算定イメージ＞

※金額は仮定

- 【前提条件】
- ① 基準価格 : 20.0円/kWh
  - a. 卸電力取引市場の参照価格 : 7.0円/kWh
  - b. 非化石価値相当額 : 1.2円/kWh
  - c. バランシングコスト : 1.0円/kWh

【プレミアム算定】

$$\text{①基準価格 (20.0 [円/kWh])} - \text{②参照価格 (7.0 + 1.2 - 1.0 = 7.2 [円/kWh])} = \text{③調整前プレミアム単価 (12.8 [円/kWh])}$$

# 目次

【参考 1】調達価格等算定委員会における議論

【論点12】再エネのアグリゲーションを促すための課題  
（【論点 6】balancing costの取扱い）

【論点 5】卸電力取引市場以外の価値の取扱い

**【論点 9】オフテイクーリスク対策（一時調達契約）**

【参考 2】これまでのFIP制度に関する議論の整理

## 一時調達契約の利用可能な対象（案）

- 一時調達契約については、本合同会議（2020/10/09）において、**卸電力取引市場の最小取引単位（現行では100kWh/時間）**や資産要件（現行では純資産額1,000万円以上）**を満たさず、卸電力取引市場での取引ができない者に限る**と整理したところ。
- その**利用可能な対象**について、①自然変動電源でも設備容量が1,000kW以上であれば、発電された電気の80%をスポット市場で売電できると見込まれること、②一時調達価格は基準価格の80%と整理させていただいたこと踏まえれば、1,000kW以上の電源であれば、スポット市場への売電により、相応の収益が得られることが期待できることを踏まえ、**1,000kW未満の電源**とすることとしてはどうか。

※ 非変動電源（地熱、中小水力、バイオマス）は、変動電源に比べて設備利用率が高い傾向にあり、出力変動が少ないため比較的安定的に発電することが可能と考えられるが、設備利用率の分散が大きいことや、地熱や中小水力は、新規認定でFIP制度の適用のみ認められる規模が太陽光と同様に1,000kW以上であること、シンプルな制度設計という観点等を考慮。

2020/10/9 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第20回）・再エネ主力化小委員会（第8回）合同会議 資料1（一部加工）

項目	方針
<p><b>利用可能な対象</b></p>	<p>FIP制度は、「再エネ発電事業者もインバランスの発生を抑制するインセンティブを持たせるべき」という考えにもとづくものであることから、一時調達契約を利用可能な小規模事業者は、<b>卸電力取引市場の最小取引単位（現行では100kWh/時間）※や資産要件（現行では純資産額1,000万円以上）を満たさず、卸電力取引市場での取引ができない者に限るべきではないか。</b>また、一時調達契約を申し込むにあたっては、<b>そうした要件をふまえた一時調達契約申込みの適格性についても提出させるべきではないか。</b></p> <p>※ 卸電力取引市場の最小取引単位を満たさず取引ができない者とする具体的な電源・規模については、原則として6ページの卸電力取引市場の最小取引単位との関係を念頭に、調達価格等算定委員会におけるFIP制度の交付対象区分等の決定に向けた動向もふまえつつ、最終的に検討・決定してはどうか。</p>

# （参考）FIP制度の交付対象区分等の決定に向けた動向①

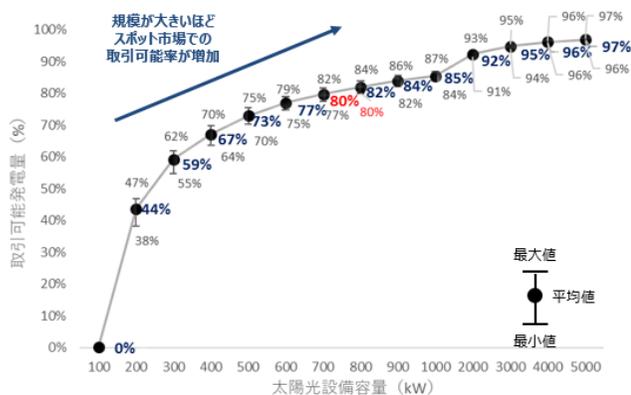
- 自然変動電源である太陽光発電および風力発電は、設備容量が約1,000kW以上であれば、蓄電池等を活用せず、かつ、正確に予測できた場合に、発電された電気の80%をそのままスポット市場で取引できると見込まれる。
- こうした情報もふまえ、調達価格等算定委員会では、太陽光発電について、2022年度は、1,000kW以上は新規認定でFIP制度の適用のみ認められる方向性で審議されている。  
 ※ 風力発電は、2022年度については、新規認定でFIP制度のみ適用が認められる区分等は設けない方向性で審議されている。

## （2）電源毎の状況：卸電力取引市場の最小取引単位との関係

2020/11/27 第63回調達価格等算定委員会 資料1

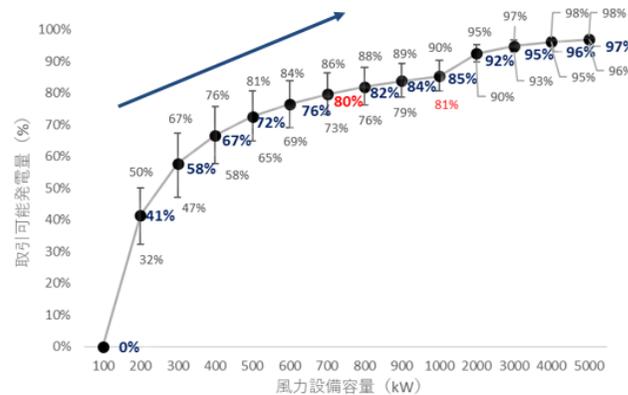
- 卸電力取引市場の最小取引単位（現行では50kWh/コマ（30分））との関係について、太陽光発電および風力発電の実際の発電実績を用いて、蓄電池等を活用せず、かつ、正確に予測できた場合に、発電された電気をそのままスポット市場で取引しようとするときの取引可能発電電力量の割合を算出した。
- 複数の太陽光発電事業について分析したところ、取引可能量が80%以上となるのは約0.7MW以上、同様に、複数の風力発電事業について分析したところ、取引可能量が80%以上となるのは約0.7MW以上となった。
- データのばらつき等を勘案すると、太陽光発電・風力発電のいずれも、スポット市場で80%以上の電気供給量を取引できる設備容量規模は、約1MW以上と見込まれる。

＜太陽光発電システムの場合＞



出所) 複数の太陽光発電所およびNEDO日射量データベースを基に推計した太陽光出力(1年間8760時間)より試算  
 ※スポット市場の最小取引単位は50kWh/30分だがデータ解像度制約で100kWh/1時間で分析

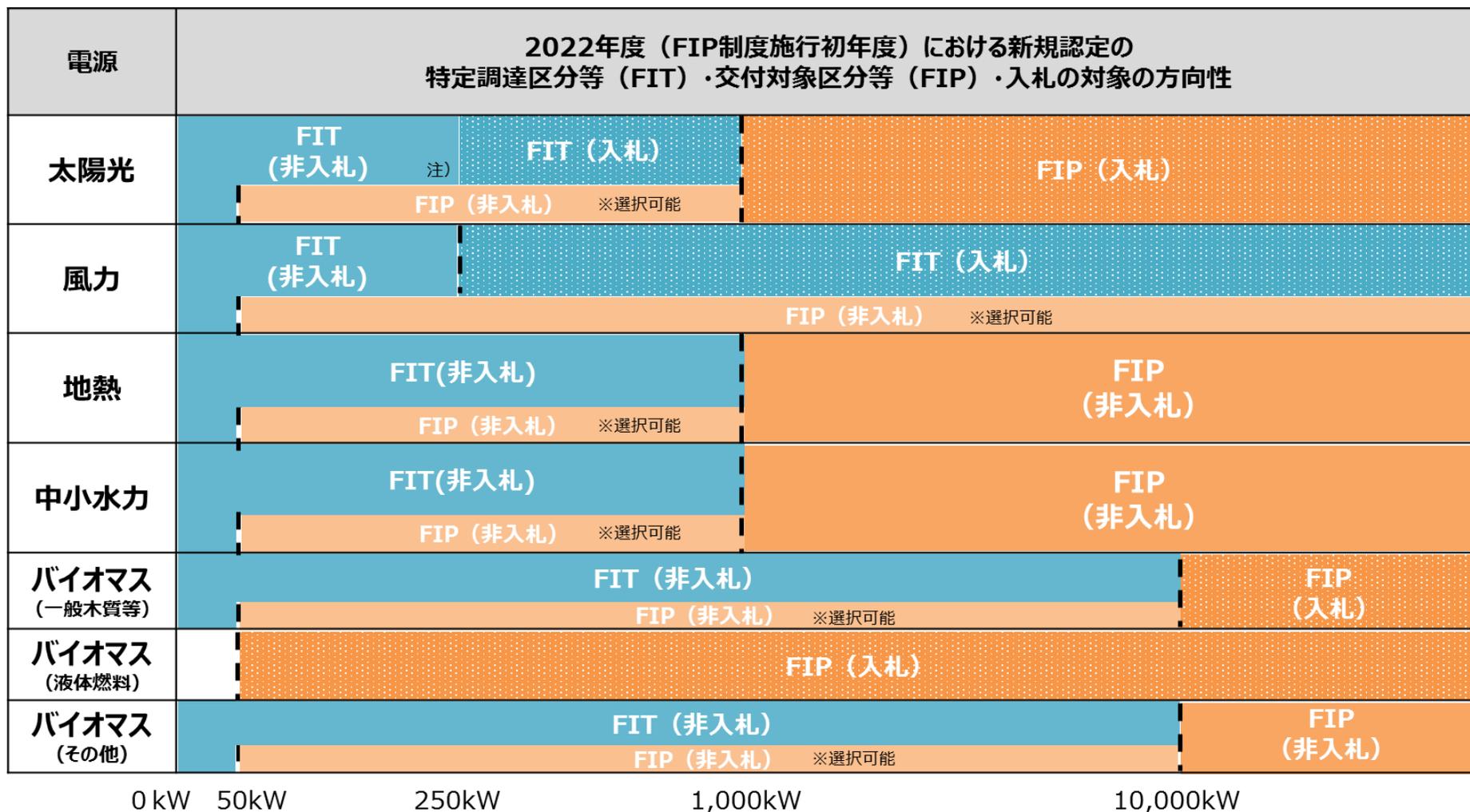
＜風力発電システムの場合＞



出所) 風力発電等データ利用コンソーシアム（主幹事：東京大学 荻本研究室）が保有する複数の風力発電所データ等より試算（およそ1年間）  
 ※スポット市場の最小取引単位は50kWh/30分で分析

## （参考）FIP制度の交付対象区分等の決定に向けた動向②（表は再掲）

- 非変動電源については、電源特性、コスト動向、業界ヒアリング等もふまえ、新規認定でFIP制度の適用のみ認められる規模は、2022年度については、地熱発電・中小水力発電は1,000kW以上、バイオマス発電は液体燃料を除き10,000kW以上とされる方向性で、調達価格等算定委員会で審議されている。

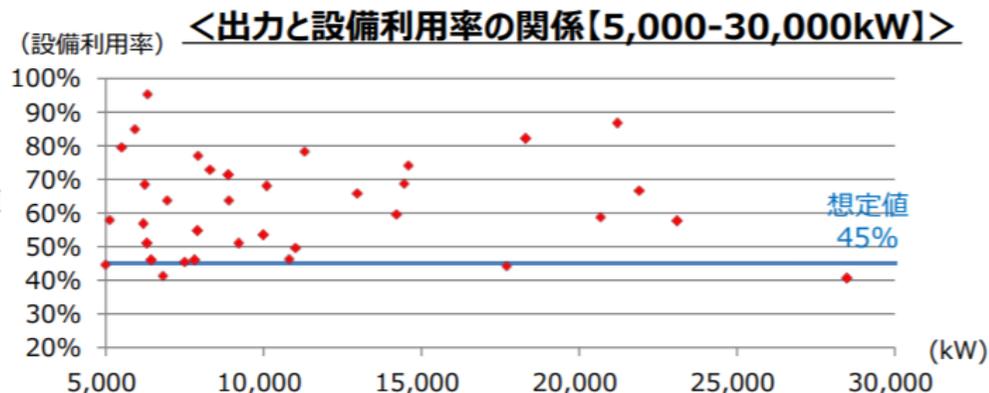
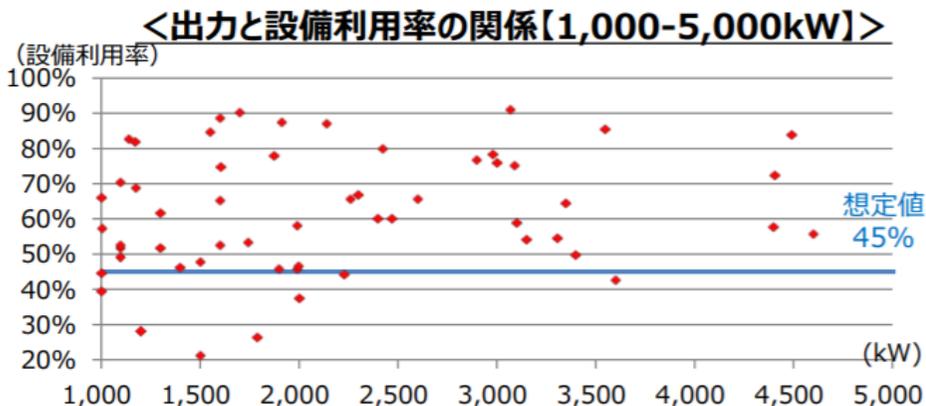
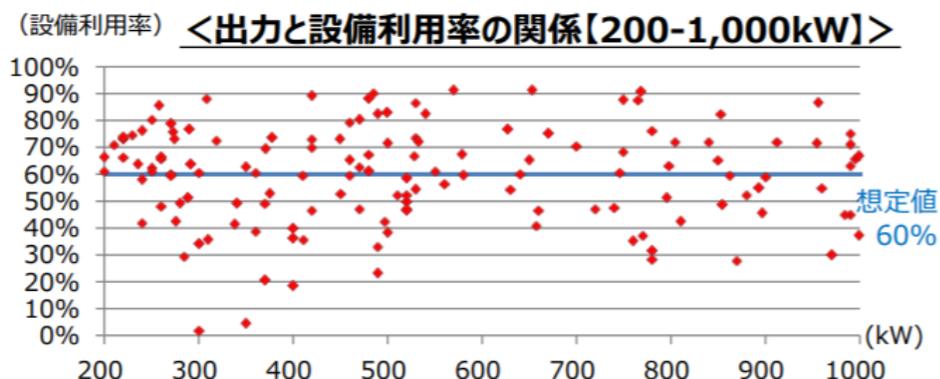
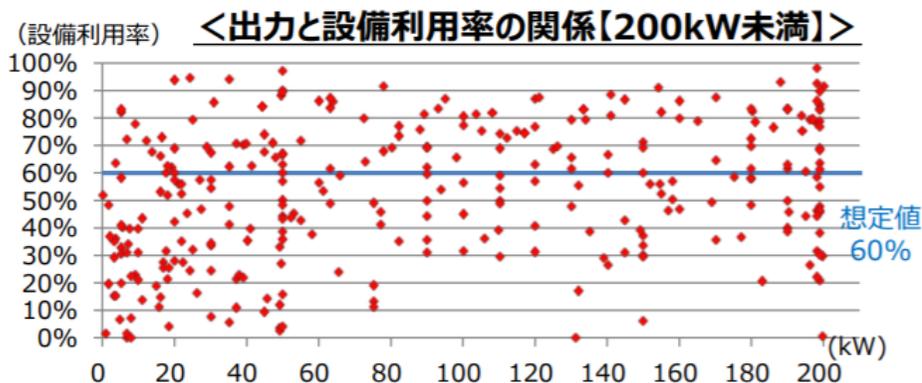


注）太陽光の2022年度の入札対象の閾値については、2021年度の閾値をそのまま仮定していることに留意。

# （参考）中小水力発電の設備利用率

2020/12/23 第65回調達価格等算定委員会 資料3（一部加工）

- 非変動電源のうち、例えば、中小水力発電では、立地制約等もあり、事業によって設備利用率の分散が大きいという実態がある。



出力	件数	平均値	中央値	2021年度想定値
200kW未満	300	52.5%	54.9%	60%
200-1,000kW	139	59.5%	61.0%	60%
1,000-5,000kW	57	61.1%	60.0%	45%
5,000-30,000kW	35	62.1%	59.5%	45%

# 目次

【参考 1】調達価格等算定委員会における議論

【論点12】再エネのアグリゲーションを促すための課題  
（【論点 6】balancing costの取扱い）

【論点 5】卸電力取引市場以外の価値の取扱い

【論点 9】オフテイクーリスク対策（一時調達契約）

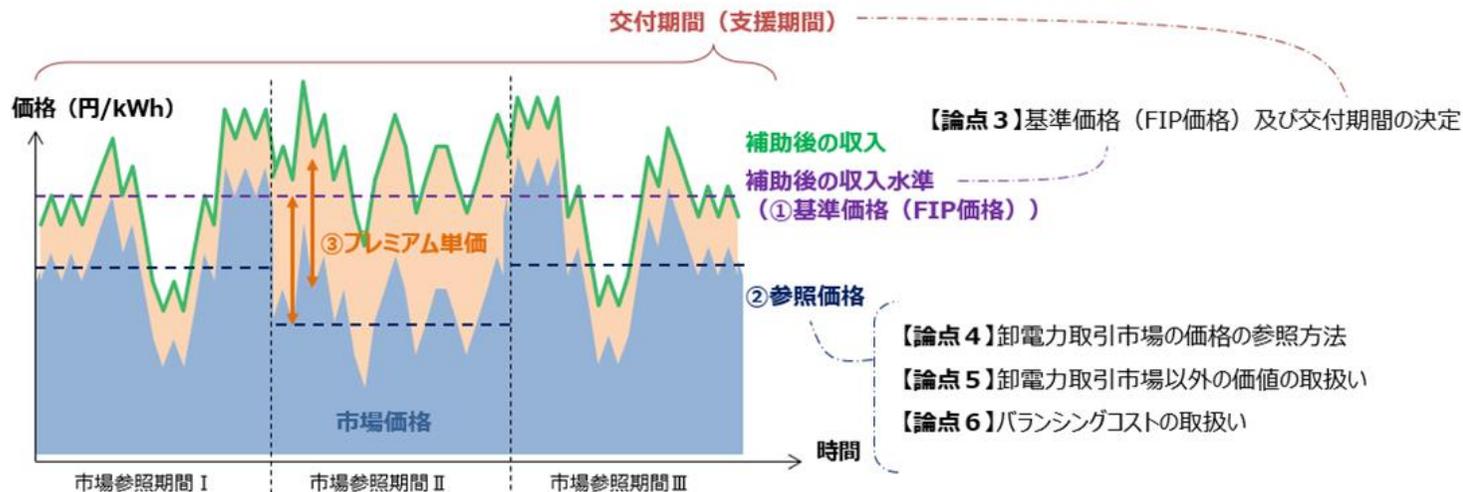
**【参考 2】これまでのFIP制度に関する議論の整理**

# FIP制度の詳細設計

## 1. FIP制度の詳細設計

【論点1】FIP制度の詳細設計に向けた基本的な方針

【論点2】交付対象区分等の決定及び入札を実施する交付対象区分等の指定



- ①基準価格 (FIP価格) : 交付期間にわたり固定
- ②参照価格 : 市場参照期間毎の市場価格の平均価格を基礎として、一定期間毎に算定
- ③プレミアム単価 (①-②) : 参照価格の変動に応じて、一定期間毎に機械的に算定される

【論点7】出力制御におけるFIP電源の取扱い

【論点8】蓄電池併設の取扱い

【論点9】オフテイクリスク対策 (一時調達契約)

【論点10】離島・沖縄地域の扱い

【論点11】発電事業計画及び定期報告

【その他の論点】出力制御発生時のプレミアム

## 2. アグリゲーションビジネスの更なる活性化

【論点12】再エネのアグリゲーションを促すための課題

# FIP制度の詳細設計（これまでご審議いただいた内容の整理）

論点	整理の方向性
<p>【論点1】 FIP制度の詳細設計に向けた基本的な方針</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>電力市場への統合</b>を促しながら、<b>投資インセンティブが確保</b>されるように支援する制度。<b>FIP制度を構成する各要素</b>について、FIT制度から他電源と共通の環境下で競争するまでの<b>途中経過に位置付けられるように詳細設計</b>を行う。</li> <li>● <b>FIP制度を取り巻く各要素が電力市場をなるべく的確に反映</b>する。</li> <li>● <b>過度な不確実性を抑え、シンプルに仕上げる</b>観点も重要。</li> </ul>
<p>【論点2】 交付対象区分等の決定及び入札を実施する交付対象区分等の指定</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 国内における電源毎の状況、事業環境等をふまえながら、調達価格等算定委員会の意見を尊重して決定。（スライド6、7に記載の方向性で審議がなされているところ。）</li> <li>● FIT認定事業者が希望するのであれば、<b>FIP制度への移行認定を認める</b>方向（要件は論点12）。</li> </ul>
<p>【論点3】 基準価格（FIP価格）及び交付期間の決定</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 新規認定：各区分等の基準価格は、<b>FIP制度導入当初は、各区分等の調達価格と同水準</b>。各区分等の<b>交付期間は、各区分等の調達期間と同じ</b>とする方向。</li> <li>● 移行認定：FIP制度への移行は価格変更される事業計画の変更に該当せず、基準価格は調達価格と同水準。交付期間は、調達期間の残存期間とする方向。</li> </ul>
<p>【論点4】 卸電力取引市場の価格の参照方法</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● kWh価値は、<b>卸電力取引市場の価格をベースに</b>、以下のとおり参照する。             <ol style="list-style-type: none"> <li>① 市場価格指標：<b>エリアプライス</b>をもとに、<b>スポット市場と時間前市場の価格を加重平均</b></li> <li>② 自然変動電源の発電特性 ：各一般送配電事業者が公表する<b>エリアの供給実績</b>（電源種別、1時間値）を利用して、<b>市場価格指標の加重平均</b>を取る。</li> <li>③ 市場参照期間・市場参照時期 ：<b>前年度年間平均市場価格 + 月間補正価格（当年度月間平均市場価格 - 前年度月間平均市場価格）</b>により参照価格を算定。</li> <li>④ プレミアムの交付頻度：<b>1ヶ月</b></li> </ol> </li> </ul>
<p>【その他論点】 出力制御が発生するような時間帯におけるプレミアム</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>スポット市場におけるエリアプライスが0.01円/kWhになった各30分コマ・エリアを対象に、プレミアムを交付せず、その分のプレミアムに相当する額を、上記以外の各30分コマ・同一エリアを対象に割り付ける。</b></li> </ul>

# FIP制度の詳細設計（これまでご審議いただいた内容の整理）

論点	整理の方向性
<p>【論点5】 卸電力取引市場以外の価値の取扱い</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>非化石価値取引市場、需給調整市場に参入可能。</b>※需給調整市場はリクワイアメントを満たせば可。</li> <li>● 非化石価値取引市場については、参照価格の算定にあたり、非化石価値相当額として、<b>直近1年間（4回開催分）の非FIT再エネ指定の市場価格オークション価格の平均</b>を参照。 <b>※本日の論点</b></li> </ul>
<p>【論点6】 バランシングコストの取扱い</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 再エネ電気の<b>供給量に応じてkWh当たり一律の額を交付することによって</b>、インバランスを抑制した方がコスト・メリットが出るような仕組みとする。</li> <li>● バランシングコストの<b>目安の水準</b>として、FIT制度の特例において小売電気事業者がバランシングコストを負担する仕組み（<b>特例②</b>）において<b>インバランスリスク料として交付される額</b>を参照。 <b>※本日の論点</b></li> <li>● <b>変動電源</b>は、「<b>バランシングコスト目安</b>」と「<b>経過措置相当額</b>」の合計額として<b>2022年度は1.0円/kWh</b>とし、FIP制度施行から<b>3年間は0.05円/kWhずつ低減、4年目以降は0.1円/kWhずつ低減</b>させることで、「<b>バランシングコスト目安</b>」を目指す。 <b>※本日の論点</b></li> <li>● <b>非変動電源</b>は、FIP制度施行当初から、「<b>バランシングコスト目安</b>」のみ。 <b>※本日の論点</b></li> </ul>
<p>【論点7】 出力制御におけるFIP電源の取扱い</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>出力制御は、FIP制度の下でもFIT制度と同様の義務が適用される。</b></li> <li>● <b>FIP制度の下で新規連系する事業者・FIT制度からFIP制度に移行する事業者にもオンライン化を義務づける。</b></li> </ul>
<p>【論点8】 蓄電池併設の取扱い</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>蓄電池に認定発電設備に係る再エネ電気のみが充電されることが担保される構造</b>になっていれば、蓄電池に充電された当該電気が供給されたときには<b>プレミアムの交付対象</b>とする。</li> <li>● <b>蓄電池への充電後の再エネ電気に対して出力制御を指示することとし、出力制御時に蓄電池に充電された場合も出力制御を実施されたものとみなす。</b></li> <li>● <b>2022年度以降に新規にFIT認定またはFIP認定を取得する太陽光発電に限り、FIP制度の下で、太陽光発電設備のパワコンより太陽光パネル側に蓄電池を新增設する場合についても、事後的な蓄電池の併設（※）を、基準価格の変更なしに認める。</b>（論点12参照）  <ul style="list-style-type: none"> <li>※ FIP制度の下で、太陽光発電設備のパワコンより太陽光パネル側に蓄電池を新增設し、かつ、蓄電池に充電した電気を逆潮させる際に区分計量してFIP外で売電できないものを指す。</li> </ul> </li> </ul>

# FIP制度の詳細設計（これまでご審議いただいた内容の整理）

論点	整理の方向性
<p style="text-align: center;"><b>【論点9】</b> オフテイクーリスク対策（一時調達契約）</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 利用可能な対象：<u>1,000kW未満の電源</u>、または、<u>資産要件（現行では純資産額1,000万円以上）を満たさず、卸電力取引市場での取引ができない者</u>に限る。 <span style="float: right;">※本日の論点</span></li> <li>● 利用可能な条件：<u>①の電気供給先が、②の認定事業者の責めに帰ることができない事情に該当する場合等</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>＜①電気供給先＞                             <p>電気事業法上の a) 小売電気事業者、b) 特定卸供給事業者（2022年4月施行）、c) 日本卸電力取引所（JEPX）取引会員、もしくは、d) 再エネ特措法上の認定発電設備を用いて発電した電気を、認定事業者等から調達し、小売電気事業者、特定卸供給事業者、または、JEPX取引会員に供給する者が、</p> </li> <li>＜②認定事業者の責めに帰ることができない事情＞                             <p>i) 破産、ii) 事業廃止、iii) 契約破棄、もしくは、iv) 当該電気を特定の需要家に供給する契約を締結している場合に当該需要家が、破産、事業廃止、契約破棄に該当する場合。</p> </li> </ul> </li> <li>● 一時調達価格：<u>基準価格の80%</u>／利用可能な期間：<u>連続最長12ヶ月</u></li> <li>● 供給または使用：一時調達契約により電気を調達する電気事業者は、FIT送配電買取における電気の供給または使用のうち、<u>再生可能エネルギー特定卸供給以外の方法（卸電力市場取引、再生可能エネルギー任意卸供給、または、使用）</u>によって、電気を供給または使用。</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b>【論点10】</b> 離島・沖縄地域の扱い</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <u>沖縄地域・離島供給エリア</u>においては、<u>他の地域では新規認定でFIP制度のみ認められる対象</u>についても、少なくともFIP制度開始当初においては、<u>FIT送配電買取を引き続き適用できる</u>。</li> <li>● 離島等供給エリアが変更になる場合には以下のとおり。             <ul style="list-style-type: none"> <li>- <u>FIP認定設備が所在する地域が新たに離島等供給エリアに追加された場合、FIT送配電買取への移行を認める</u>。</li> <li>- FIP制度開始以降、上記に基づきFIT送配電買取を適用した場合において、<u>当該FIT認定設備が所在する地域が離島等供給エリアから除外された場合</u>、離島等供給エリアでFIT送配電買取の認定を取得した事業については<u>FIP制度への移行を義務的には求めない</u>。</li> </ul> </li> </ul>

# FIP制度の詳細設計（これまでご審議いただいた内容の整理）

論点	整理の方向性
<p>【論点11】 発電事業計画及び定期報告</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● FIP制度の適用を受けるための発電事業計画については、<b>電気の取引方法</b>（卸電力取引市場で自ら取引、小売電気事業者へ卸供給等）や<b>需給管理の方法</b>（自ら実施、小売電気事業者に委託等）<b>等について記載を求める。</b></li> <li>● 定期報告において、年間発電量や年間売電量に加え、<b>電気の取引方法別に、年間売電量の提出をを求める</b>などし、再生可能エネルギーの電力市場への統合に向けた動向を捕捉する。</li> </ul>
<p>【論点12】 再エネのアグリゲーションを促すための課題</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● FIT認定事業者が希望するのであれば、<b>FIP制度への移行認定を認める</b>方向（論点2再掲）。</li> <li>● <b>FIP電源については、FIP電源以外の一般電源や他のリソースと一緒に発電BGを組成することを認める方向で体制及びシステムの整備を進める。</b> ※本日の論点</li> <li>● <b>バランシングコスト</b>について、<b>変動電源</b>は、「バランシングコスト目安」と「経過措置相当額」の合計額として<b>2022年度は1.0円/kWh</b>とし、FIP制度施行から<b>3年間は0.05円/kWhずつ低減、4年目以降は0.1円/kWhずつ低減</b>させることで、「バランシングコスト目安」を目指す（論点6再掲）。</li> <li>● なお、<b>FIT制度からFIP制度へ移行するための認定要件</b>として以下を満たすことが必要。 ※本日の論点 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 供給しようとする電気の取引方法が定まっていること。</li> <li>- 当該事業者が、系統連系先の一般送配電事業者が定める系統連系技術要件におけるサイバーセキュリティに係る要件を遵守する事業者であること。</li> </ul> </li> <li>● <b>2022年度以降にFIT認定を受けた事業がFIP制度に移行する場合には、蓄電池の事後的併設（※）は価格変更事由に該当しない。</b> ※本日の論点 <ul style="list-style-type: none"> <li>※ FIP制度の下で、太陽光発電設備のパワコンより太陽光パネル側に蓄電池を新增設し、かつ、蓄電池に充電した電気を逆潮させる際に区分計量してFIP外で売電できないものを指す。</li> </ul> </li> </ul>

# (参考) 市場価格の参照方法、プレミアム交付の流れ (イメージ)

## <市場価格の参照方法>

### ① 前年度年間平均市場価格の確定

：各30分コマのスポット市場と時間前市場の価格をエリア別に加重平均する。この価格（以下、30分コマ市場価格）について、発電特性を踏まえ、1年間分の加重平均（非自然変動電源は単純平均）をする。



### ② 当月の参照価格・調整前プレミアム単価の確定

：当年度当月と前年度同月について、各30分コマ市場価格を発電特性をふまえて加重平均（非自然変動電源は単純平均）し、その差分を補正する。

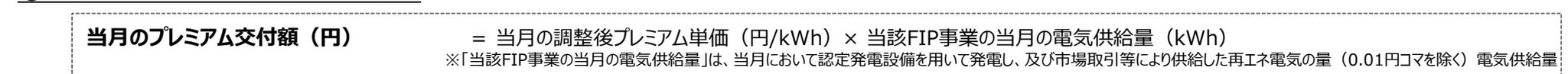


### ③ 当月の調整後プレミアム単価の確定

：エリア別に、0.01円/kWhの各30分コマ以外を対象に、以下の調整後プレミアム単価を計算する。



### ④ 当月のプレミアム交付額の確定



## <プレミアム交付までの流れ>

