

FIP制度の詳細設計③

2020年12月7日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項

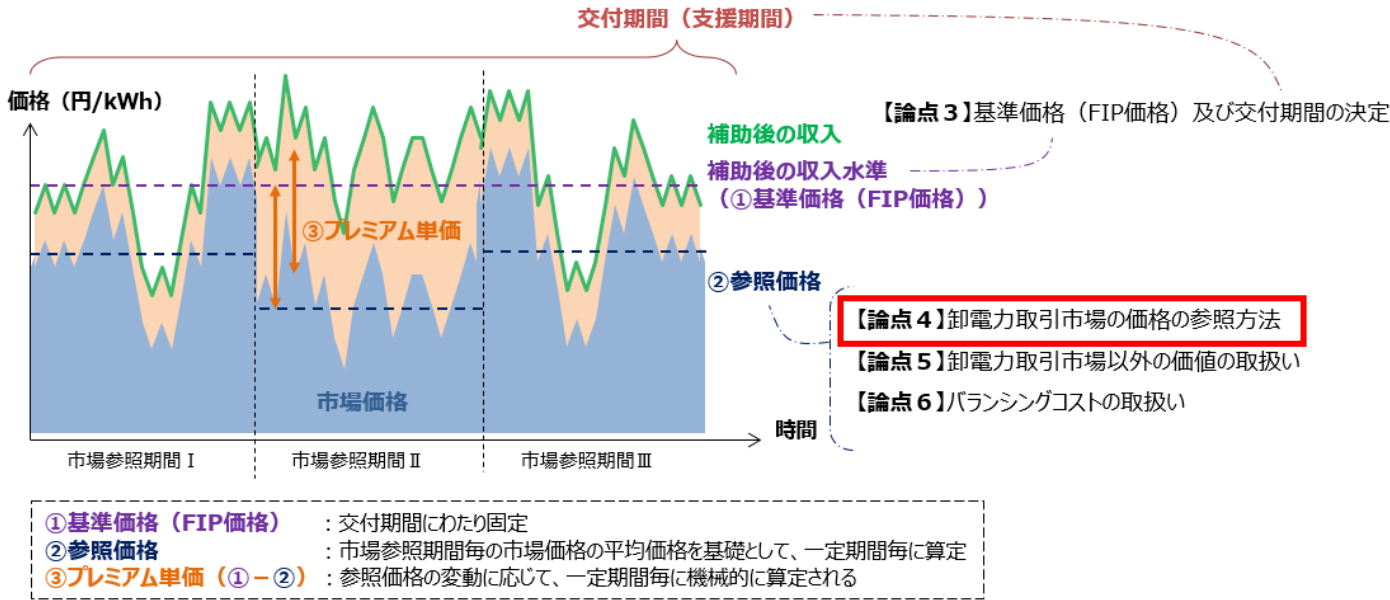
- 本日は、以下赤枠の論点を中心に、御審議いただきたい。

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



【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】オフテイクーリスク対策 (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

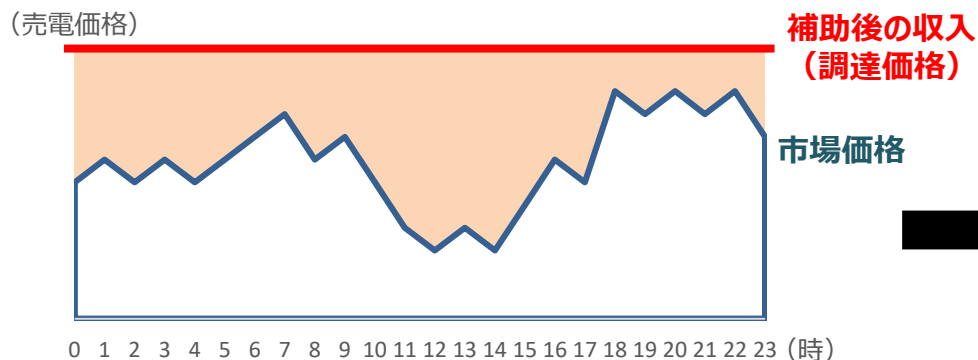
(参考) 市場連動型の導入支援 (FIP制度)

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。

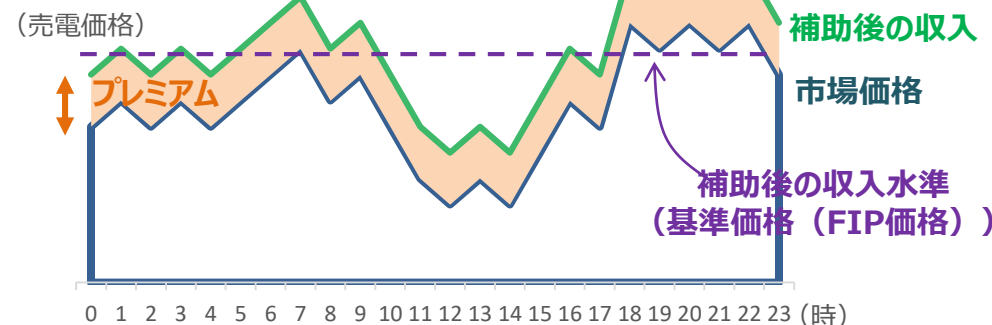
FIT制度

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

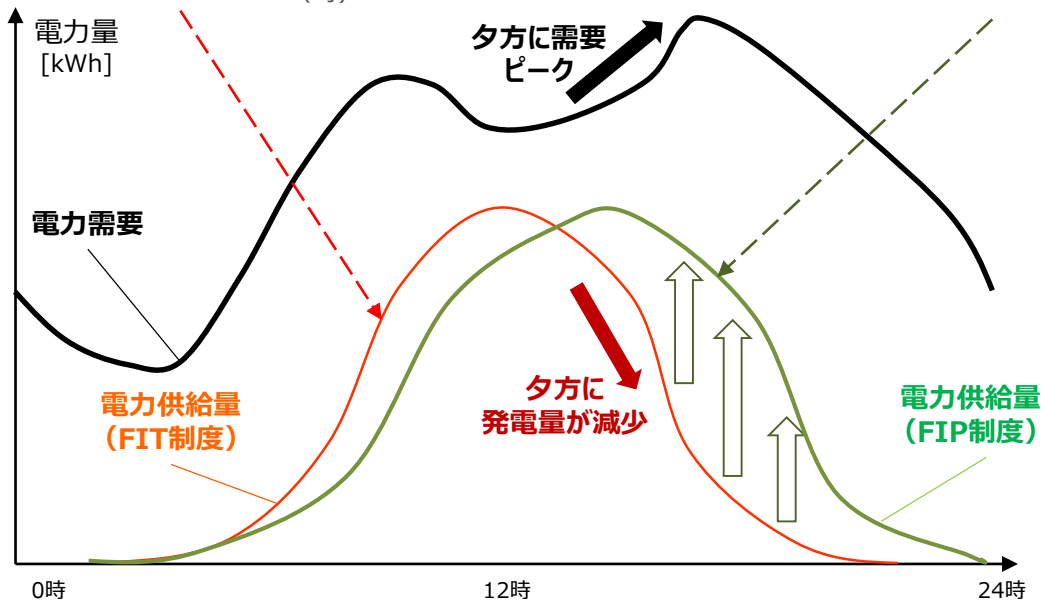


FIP制度

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



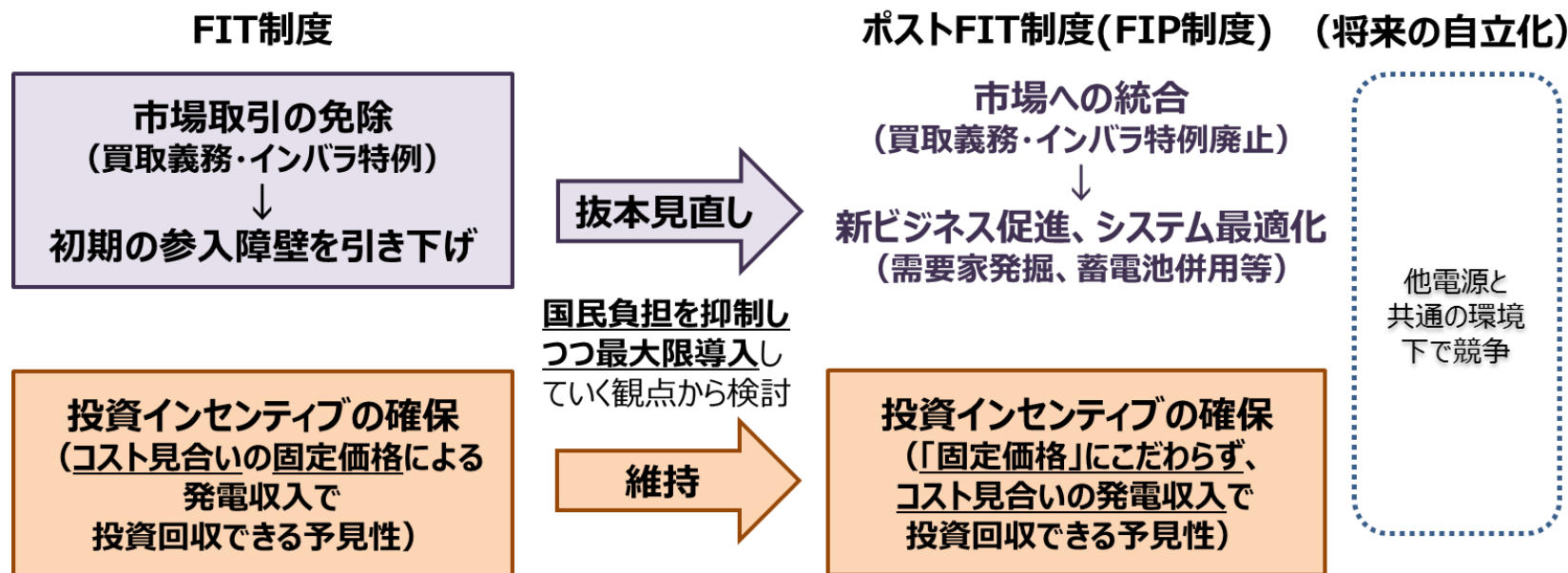
1日の電力需要と太陽光発電の供給量



(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い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。



(参考) 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

※「交付対象区分等」= FIP制度の対象区分等

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）

- 本年2月の再エネ主力化小委員会中間取りまとめでは、「競争電源に係るFIP制度の対象となる区分等、またその対象区分等のうちFIP価格に関する入札を実施する区分等については、**市場への統合による効果が期待できるもの**を念頭に置きつつ、**各電源の案件の形成状況や市場環境等**を踏まえ、調達価格等算定委員会の意見を尊重して決定することが適切である」と整理されたところ。
- 今後、これらの決定に当たり、「市場への統合による効果が期待できるもの」、「各電源の案件の形成状況」、「市場環境等」として、**どのような観点をふまえて評価・分析を行うべきか。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。
- また、FIP制度の対象区分等のうち**入札を実施する区分等**の指定に当たっては、FIT制度において入札実施区分等を指定してきたのと同様、入札によって**競争がより進み、コスト低減が促され、国民負担の抑制に資すると期待できるものを対象としていくことが重要**。電力市場への統合を円滑に進めつつ、国民負担の抑制と再エネの最大限の導入を進めるため、FIP制度の対象区分等のうち入札を実施する区分等を指定するに当たり、**どのような観点到留意していくことが望ましいか**。

再エネ主力化小委員会 中間取りまとめ（2020年2月）（抜粋）

I. 電源の特性に応じた支援制度

i. 競争電源に係る制度の在り方

(2) 対象となる電源区分

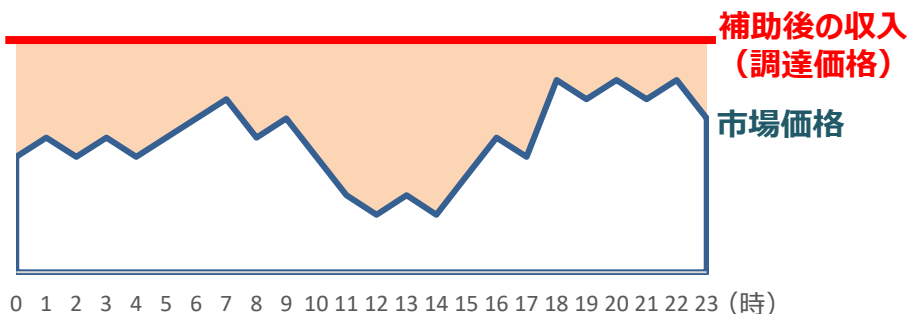
競争電源に係るFIP制度の対象となる区分等、またその対象区分等のうちFIP価格に関する入札を実施する区分等については、市場への統合による効果が期待できるものを念頭に置きつつ、各電源の案件の形成状況や市場環境等を踏まえ、調達価格等算定委員会の意見を尊重して決定することが適切である。また、各区分等におけるFIP価格による支援水準や支援期間についても、FIT制度同様、調達価格等算定委員会の意見を尊重して決定することが適切である。

(参考) 基準価格 (FIP価格) 及び交付期間の決定

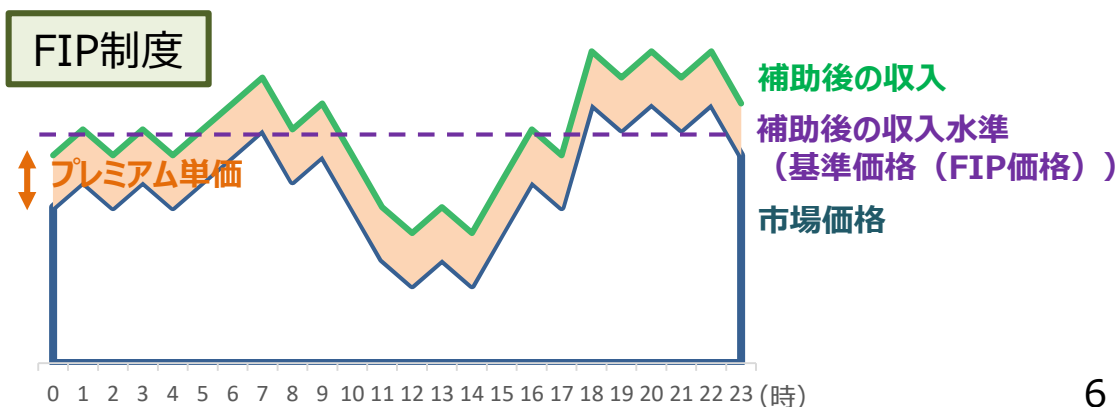
2020/08/31 再エネ大量導入・次世代NW小委員会 (第19回) ・再エネ主力化小委員会 (第7回) 合同会議 資料 1

- FIP制度における基準価格 (FIP価格) は、FIT制度における調達価格と同じく、当該区分等における再生可能エネルギー電気の供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用及び当該供給に係る再生可能エネルギー電気の見込量を基礎とし、価格目標、再エネ電気供給量の状況、適正な利潤その他の事情を勘案して定めるものとされている。
- FIP制度では、再エネ発電事業者が、電力需給に応じて変動する市場価格を意識し、市場価格が高いときに売電する工夫をすることで、より収益を拡大できる。このため、FIP制度の基準価格 (FIP価格) とFIT制度の調達価格は、対象区分等の違いによる価格差に加え、事業者ノウハウの成熟によって差が出てくる。他方、FIP制度導入当初は、再エネ発電事業や周辺ビジネスが電力市場への統合に向けて動き出そうとするところであり、積極的なFIP制度への参入を促して電力市場への統合を進めるためにも、最初は、FIP制度の基準価格 (FIP価格) を、FIT制度の調達価格と同じ水準とする方向で、調達価格等算定委員会で審議いただくこととしてはどうか。
- また、FIP制度における交付期間 (= 支援期間) は、FIT制度における調達期間と同じく、当該区分等に該当する再生可能エネルギー発電設備による再生可能エネルギー電気の供給の開始の時から、その供給の開始後最初に行われる再生可能エネルギー発電設備の重要な部分の更新の時までの標準的な期間を勘案して定めるものとされている。これを踏まえ、交付期間については、FIT制度における調達期間と基本的に同じとする方向で、調達価格等算定委員会で審議いただくこととしてはどうか。

FIT制度



FIP制度



(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】	4 0 円	3 6 円	3 2 円	2 9 円※1 2 7 円 ※1 7/1～（利潤配慮期間終了後）	2 4 円	入札制（2,000kW以上）		入札制 (500kW以上)	入札制 (250kW以上)		7 円 (2025年)
						2 1 円 (10kW以上 2,000kW未満)	1 8 円 (10kW以上 2,000kW未満)	1 4 円 (10kW以上 500kW未満)			
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	4 2 円	3 8 円	3 7 円	3 3 円 3 5 円※3 ※3 出力制御対応機器設置義務あり(2020年度以降は設置義務の有無にかかわらず同区分)	3 1 円 3 3 円※3	2 8 円 3 0 円※3	2 6 円 2 8 円※3	2 4 円 2 6 円※3	2 1 円		卸電力 市場価格 (2025年)
風力 【20年】※4	2 2 円(20kW以上)/ 5 5 円(20kW未満)					21円 (200kW以上)	2 0 円	1 9 円	1 8 円		8 ～ 9 円 (2030年)
	3 6 円(洋上風力（着床式・浮体式）)						3 6 円（着床式）	入札制 (着床式)			
バイオマス 【20年】 ※ 4 ※ 6 ※ 7	2 4 円(バイオマス液体燃料)				2 4 円 (20,000kW以上)	2 1 円 (20,000kW以上)	入札制	入札制		FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す	
	2 4 円(一般木材等)				2 4 円 (20,000kW以上)	2 1 円 (20,000kW以上)					
					2 4 円 (20,000kW未満)	2 4 円 (10,000kW未満)	2 4 円 (10,000kW未満)				
	3 2 円(未利用材)			3 2 円(2,000kW以上)							
				4 0 円(2,000kW未満)							
	その他（ 1 3 円(建設資材廃棄物)、 1 7 円(一般廃棄物その他バイオマス)、 3 9 円（メタン発酵バイオガス発電 ※ 5））										
地熱 【15年】※4	2 6 円(15,000kW以上)										
	4 0 円(15,000kW未満)										
水力 【20年】※4	2 4 円(1,000kW以上30,000kW未満)				2 4 円	2 0 円(5,000kW以上30,000kW未満)					
						2 7 円（1,000kW以上5,000kW未満）					
	2 9 円(200kW以上1,000kW未満)										
	3 4 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・水力のリリースについては、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う。

※ 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、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。

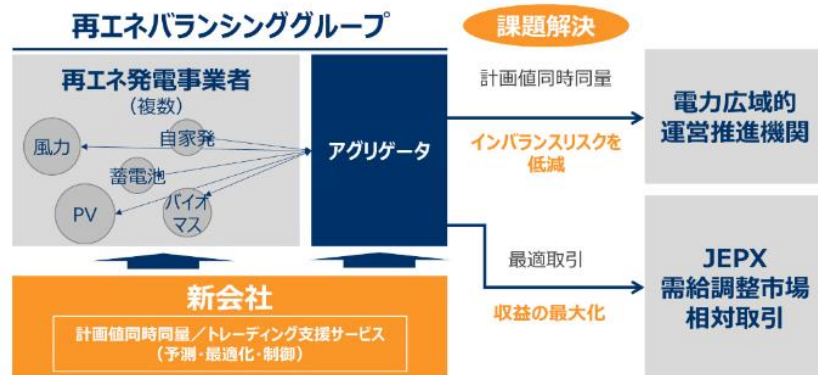
※ 7 石炭（ごみ処理焼却施設で混焼されるコース以外）との混焼を行うものは、2019年度（一般廃棄物その他バイオマスは2021年度）からFIT制度の新規認定対象とならない。また、2018年度以前（一般廃棄物その他バイオマスは2020年度以前）に既に認定を受けた案件が容量市場の適用を受ける場合はFIT制度の対象から外す。

2020/11/27 第63回調達価格等算定委員会 資料 1

- FIP制度において想定されるkWh価値の主な取引方法としては、①自ら卸電力取引市場における取引を行う方法、②小売電気事業者との相対取引を行う方法、③アグリゲーターを介して卸電力取引市場における取引又は相対取引を行う方法が想定される。特に、発電予測や出力調整が難しい自然変動電源や小規模電源を中心に③の取引方法が指向されると予想されるところ、FIP制度の導入にあたっては、アグリゲーション・ビジネスの活性化が重要である。
- また、アグリゲーターにとっては、FIP制度の導入により、①再エネ電気の供給タイミング等の工夫により売電収益を向上するインセンティブ、②インバランス発生を抑制するインセンティブが出てくることが、ビジネス・チャンスになると考えられる。こうしたなか、FIP制度の詳細設計が具体化するにつれ、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も徐々に活発化してきている。

■ また、アグリゲーターにとっては、FIP制度の導入により、①再エネ電気の供給タイミング等の工夫により売電収益を向上するインセンティブ、②インバランス発生を抑制するインセンティブが出てくることが、ビジネス・チャンスになると考えられる。こうしたなか、FIP制度の詳細設計が具体化するにつれ、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も徐々に活発化してきている。

東芝ネクストクラブトベルケ(株)

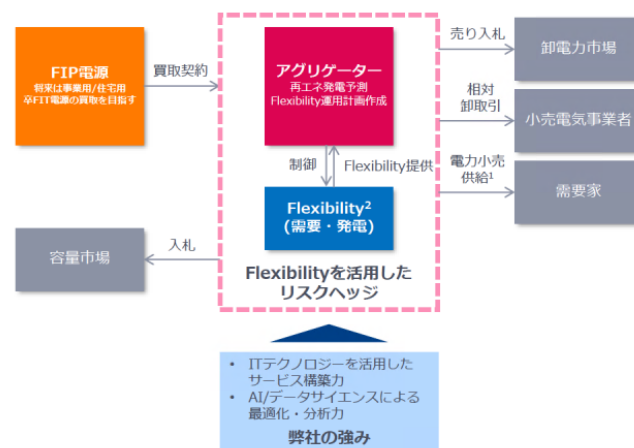


- ✓ 日本国内を中心にバーチャルパワープラント（VPP）技術を活用し、再生可能エネルギー発電事業者や需要家、発電事業者を束ねるアグリゲーター向けに、計画値同時同量への対応や電力の需給調整市場における最適なトレーディング運用などの支援サービスを提供。
- ✓ FIP以降の環境下で、発電事業者に課される計画値同時同量への対応を支援。

✓ 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

(株)ディー・エヌ・エー



✓ ゲーム会社として培った強みを生かし、2022年のFIP制度導入と同時に、FIP発電事業者から電力を買取り、電力市場や小売電気事業者等に卸供給する**FIP買取アグリゲーターとしての参入**を目指す。

(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 8

目次

【論点 4】卸電力取引市場の価格の参照方法

【その他の論点】出力制御発生時のプレミアム

【論点10】離島・沖縄地域の扱い

(参考) 卸電力取引市場の価格の参照方法

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

- FIP認定事業者がkWh価値を取引をする際には、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になると考えられるが、参照価格をFIP制度対象事業に広く適用することをふまえると、**kWh価値に係る参照価格については、卸電力取引市場の価格をベースに参照することが適切**である。
- 卸電力取引市場の価格の参照方法に係る論点について、以下の方向性で、次回以降、検討を進めてはどうか。

論点	方針（案）
市場価格指標として、 システムプライスとエリアプライス をどのように参照すべきか。	エリアをまたぐ取引量が地域間連系線の送電可能量を上回る場合、エリア間で市場が分断され、約定価格もシステムプライス※ではなく個々に約定処理を行った場合のエリアプライスが適用される。このため、参照する卸電力取引市場の価格についても、 エリアプライスをもとに算定 することで、概ね異論はなかった（2020/08/31）。※連系線制約を考慮しない全国統一約定価格
卸電力取引市場の参照価格が変更される頻度（ 市場参照期間 ）をどうすべきか。	市場価格の変動に対応する発電・売電行動を促す仕組みとするため、① 事業者がどのような行動の工夫をすることが期待できるか （例えば、蓄電池の併設、メンテナンス実施時期の調整、燃料調達や発電出力の調整など）、② 過度に不確実性が高くないか 、といった観点をふまえて、次回以降、検討すべきではないか。
市場価格指標として、 スポット市場や時間前市場等 をどのように参照すべきか。	電力市場価格をより的確に反映しつつ、FIP制度の目的である、市場価格の変動をふまえた発電事業者の発電・売電行動を促すという趣旨からも、より実需給断面に近いタイミングで取引が行われる スポット市場と時間前市場の価格を加重平均 することで、大きな異論はなかった（2020/10/09）。
どの時期の市場価格を参照（ 市場参照時期 ）すべきか。	電力市場価格をより的確に反映する観点を重視しつつ、卸電力取引市場の価格変動をふまえた工夫余地とリスクをどう考えるべきか、プレミアムの額が確定するまでにどのくらいの時間を要するか、といった観点が影響することから、上述の 市場参照期間をふまえて、次回以降、決定することとしてはどうか 。
どのくらいの頻度でプレミアムを精算して交付する（プレミアムの 交付頻度 ）べきか。	
自然変動電源の発電特性 （プロフィール）をふまえて、どのように市場価格を参照すべきか。	太陽光発電や風力発電といった自然変動電源 は、発電特性に起因して、 季節又は時間帯による再生可能エネルギー電気の発電量が大きく変動 する。このため、卸電力取引市場価格を単純平均すると、太陽光発電や風力発電が卸電力取引市場から確保することが期待される収入水準とは、大きく乖離する可能性がある。 本年 2 月の再エネ主力化小委員会中間取りまとめでは、参照価格の決定について、諸外国におけるFIP制度と同様、「電源毎の発電特性が異なる点にも留意」していくことが取りまとめられている。 これらをふまえ、 発電特性をふまえて、市場価格を参照するため、具体的な方法を検討すべきではないか 。

今回の本合同会議で御議論いただきたい論点

（１）交付頻度、市場参照期間、市場参照時期の在り方について

- 10月9日の本合同会議において、参照価格の算定方法に関する、交付頻度、市場参照期間、市場参照時期について、「市場参照期間は全電源一律に1ヶ月、市場参照時期は当期、プレミアムの交付頻度は1ヶ月」という事務局案をお示したところ、委員・オブザーバーから、以下の御意見をいただいた。
- 本件について、本日、改めて御審議いただきたい。

＜委員＞

- FIP制度の市場参照期間を1ヶ月とする事務局案は、需要期にプレミアムを少なくし、不需要期にプレミアムを多くするものであり、合理的な提案ではないため賛成しかねる。1ヶ月毎でみればこの問題は発生しないかもしれないが、季節毎に市場価格が大きく異なる場合には問題。春に市場価格が低くて、夏に高いということは事業者も十分予見可能であり、事業者リスクではない。
- プレミアムの額は、市場価格が上がっているときに多く、価格が下がっているときには少なくすべき。
- FIP制度の市場参照期間について、例えば1年とし、参照年の月平均市場価格と実年の当該月平均市場価格の差分をプレミアムの額に調整する仕組みにすれば、1ヶ月毎の精算が可能であり、かつ、春にプレミアムが高くて夏にプレミアムが低いという状態をなくすることができるのではないかと。
- FIP制度では、再エネが夕方に多く発電するようなインセンティブが必要。蓄電池への投資を促進する観点からも、夕方のプレミアムを高くするなど工夫すべき。
- FIP制度の市場参照期間について、需要が無いときはスポット価格も下がるので、1ヶ月毎に参照するということでよいのではないかと。設計が難しくなるようにはしなくてもよいのではないかと。
- 政策的に再エネを増やしていかなければならないという観点からは、事務局案もわるくない。季節間の再エネの発電調整ができるのかという点、例えば水素の利用が拡大する余地があれば調整も可能となると思うが、今の状況下ではなかなかその余地はない。

＜オブザーバー＞

- FIP制度の設計上、事業者にとって重要なのは総受取金額であり、交付頻度についてはモデルのパターンが決まっていれば事業者は対応可能。
- FIP制度の市場参照期間について、制度導入当初は1ヶ月が妥当。FIP制度が定着し、制度の効果やリスクを勘案して、期間を延ばすなど検討いただきたい。

（１）交付頻度、市場参照期間、市場参照時期の在り方について（検討）

交付頻度

- 交付頻度については、事業者や金融機関へのヒアリングを行ったところ、1ヶ月程度の頻度で支払いが発生する運転維持費もあり、資金繰りを安定化させる観点から、交付頻度を1ヶ月とすることへの要望がある。
- 事業者にとって、資金繰りは、事業を遂行する上で非常に重要な要素であり、交付頻度を1ヶ月とする点は、引き続き重視すべきと考えられる。

市場参照期間・市場参照時期

- 他方、市場統合を進める観点からは、電気の需要が少ない季節には卸市場価格が安くなるといった価格シグナルが事業者に伝わるようにすることが重要であり、市場参照期間を1ヶ月とすることは、誤ったシグナルを発することにつながるとの御意見を頂いた。
- この点について、事業者や金融機関へのヒアリングでは、事業リスクの観点から、1ヶ月等の短期参照を望む声もある。
- しかしながら、事業リスクの本質は、月ごとに収益変動が生ずることではなく、事業期間全体を通じて、期待収入が確保されないことと考えられるところ、参照価格の算定方法を次頁のように工夫することにより、適切な価格シグナルの形成と、事業者にとっての基本的な期待収入の確保を両立させることができると考えられるのではないかと。

(1) 交付頻度、市場参照期間、市場参照時期の在り方について (案)

参照価格の算定方法 (案)

①前年度年間平均市場価格を算出

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）をとることにより算出。

※前年度年間平均市場価格を基本とすることにより、プレミアムが需要期に小さく、不需要期に大きくなるといった不適切な価格シグナルを回避。

②月間補正価格を算出

1)当年度月間平均市場価格を算出

当年度の1ヶ月分の30分コマ市場価格を、発電特性を踏まえて加重平均（非自然変動電源は単純平均）。

2)前年度月間平均市場価格を算出

上記と同様の計算を前年同月分について実施。

3)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とする。

※月ごとに補正を行うことにより、実質的に、当期の市場価格の実績を参照価格に反映。年間を通じて見れば、基本的な期待収益を確保。

③参照価格は、①前年度年間平均市場価格 + ②月間補正価格により算定。これを1ヶ月毎に交付する。

- このような算定方法とすることにより、FIP認定事業者が燃料調達の工夫やメンテナンスを不需要期に実施する等、季節を跨いだ行動の変容を促すインセンティブとなることが期待される。

計算イメージ（2022年5月の参照方法を例に） ※金額は仮定

① 2021年度年間平均市場価格：10円/kWh

※ 2021年度のエリア別30分コマ市場価格について、発電特性を踏まえ加重平均した価格（非自然変動電源は単純平均）

② 月間補正価格： - 1円/kWh

- 1) 2022年5月の平均市場価格：6円/kWh
- 2) 2021年5月の平均市場価格：7円/kWh
- 3) 6円/kWh - 7円/kWh = - 1円/kWh

③ 2022年5月の参照価格：9円/kWh

$$10\text{円/kWh} + (-1\text{円/kWh}) = 9\text{円/kWh}$$

※仮に、基準価格が12円/kWhであったとすれば、2022年5月のプレミアムは、12円/kWh - 9円/kWh = 3円/kWhと算定される。

（参考） 諸外国の類似制度における卸電力取引市場の価格の参照方法

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

	ドイツ	フランス	英国	オランダ	イタリア
支援制度	FIP制度	FIP制度 ※Cfd形式	Cfd制度	FIP制度 ※SDE+制度	Cfd制度
参照する 卸電力市場 ※注 1	スポット市場	スポット市場	■間欠性電源（風力・太陽光等） ：スポット市場 ■非間欠性電源（地熱、水力、バイオマス等）：先渡市場	スポット市場	スポット市場
市場参照期間	1ヶ月	■太陽光、陸上風力：1ヶ月 ■水力、地熱：1年 ※注 2	■間欠性電源：1時間 ■非間欠性電源：6ヶ月	1年	1時間
市場参照時期	当期	当期	■間欠性電源：当期 ■非間欠性電源：当期	当期	当期
交付頻度	月次	月次 ※ 容量市場分のプレミアム控除や、 ネガティブ価格時のプレミアム控除 は年次精算。	日次 ※ 電力供給日の28日以内に精算。	年次 ※ 月次での前払い制度あり。年次で 実績値をもとに精算。	月次
発電特性を ふまえた 参照価格の 算出方法	■陸上風力、洋上風力、太陽光： 電源別平均 ※電源別に、当該市場参照期間の a. オンライン集計した1時間あたり の発電量×当該1時間あたり の卸電力市場の平均価格 を合計し、 b. オンライン集計した当該市場 参照期間の発電量 で除すことにより、算出する。 ■上記以外：単純平均	■太陽光、陸上風力：加重平均 ■水力：単純平均	■間欠性電源：単純平均 ■非間欠性電源：加重平均 ※ LEBA（London Energy Brokers' Association）の Baseload Forward Season Contractsの加重平均価格。	■加重平均 ※ 電源別の平均的なプロフィール （発電特性）コストを差し引く という考え方。	■単純平均

注 1：ドイツ、フランス、英国、オランダは、卸電力市場の価格指標が全国一律。イタリアは、エリア別の価格をもとに算定。
注 2：フランスでは、FIP制度の対象は入札によって決定するが、太陽光・陸上風力・水力、地熱以外のエネルギー源は、FIP制度施行以降に募集された入札が確認できていないため詳細不明（2020年8月時点）。
(出典) 各種公表資料より作成

（２）出力制御が発生するような時間帯におけるプレミアム

- 10月9日の本合同会議において、出力制御発生時に、出力制御の対象とならなかった電源へプレミアムを交付すべきか否かについて、以下のとおり、委員・オブザーバーから様々な御意見を頂いた。
- 本件について、本日、改めて御審議いただきたい。

- FIP制度において、出力制御発生時にプレミアムを交付すべきではない。出力制御発生時に不交付とする場合に事業者のリスクが大きくなり、予見可能性が下がるというのは理解できない。事業者にとって大きなリスクは、出力制御自体を受けること。出力制御自体をどのくらい受けるかの予見可能性が非常に低い状況では、出力制御対象とならなければ払われていたプレミアムが出力制御を受けることで支払われないことは、予見可能性を下げることになる。他方、出力制御発生時にプレミアムを不交付とする場合、出力制御自体の対象ではなくても0.01円/kWhなどの電気の価値しもらえないため、出力制御自体の対象になるかどうかによらず低収益となる。このため、単純に収益性が下がるだけで、むしろ予見可能性は上がり、収益多寡の分散が下がる。
- 出力制御発生時のプレミアムについて、市場価格はシグナルであるべき。市場価格が0円になるときの発電は追加的な価値が全くないということであり、プレミアム交付は間違ったメッセージとなる。
- FIT制度で再エネが育った一方で、国民負担をこれ以上増やさない中で再エネを拡大すべく知恵を絞ってきた。不要な電気に対してプレミアムを交付するのは納得いかない。限られた国民負担を如何に効率的に使うかという観点から、納得のいく説明が必要。
- 出力制御発生時にプレミアムを払わないとするのであれば、なんらかの見合う措置が必要。ドイツやイギリスでも一定の保証の仕組みが入っている。
- FIP制度において、出力制御発生時のプレミアムは交付して良い。出力制御発生時にプレミアムを交付しないと、投資回収の予見可能性が下がり、ファイナンスコストを上昇させ、結果的に再生可能エネルギーのコスト低減を遅らせることを懸念。
- 出力制御発生時のプレミアム交付は、市場参照期間の議論とセットで考えるべき。出力制御は突然発生するので、プレミアム不交付とすると、事業計画が狂うのは間違いない。
- FIP制度における出力制御発生時のプレミアムについては、出力制御時間帯において供給された電気に対して交付されるはずであったプレミアムの額を正しく評価し、他の時間帯で措置する等の仕組みの導入により、投資回収の予見性を損なわない制度設計ができれば、事業者にとっても受け入れ可能ではないか。

(参考) これまでの御議論①

- 出力制御の発生時に、出力制御の対象とならなかった電源へプレミアムを交付することについて、本合同会議（2020/10/09）において、委員・オブザーバーから多様な御意見をいただいたところ。

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

【その他の論点】出力制御発生時のプレミアム

出力制御が発生するような時間帯におけるプレミアムの扱い①

- 前回の本合同会議において、「出力制御が発生している際に、プレミアムを交付し発電インセンティブを高めることは不適切ではないか。」という御意見をいただいた。

※ なお、前回の本合同会議で御議論いただいたとおり、出力制御の発生時に、出力制御対象となった電源については無補償で応じていただく（このためプレミアムも交付されない）ことは前提であり、出力制御の対象とならなかった電源へのプレミアムの交付についてどう考えるかが論点。

- 諸外国においては、卸電力市場の価格がマイナスになる国においては、スポット市場価格がマイナスになった場合や一定時間以上マイナスが継続した場合に、プレミアムが交付されないことになっている事例がある。
- 日本では、九州エリアにおいて、出力制御の実績があり、その回数はここ数年で急激に増えている。そうした出力制御が発生するような時間帯（例えば、スポット市場価格が0.01円/kWhのコマ）に電気を供給するFIP認定事業者に対し、プレミアムを交付しないことにすれば、事業者が当該時間帯に電気供給を控え、他の時間帯に電気供給するインセンティブが増える。
- 他方、FIP制度は、電気供給が効率的に実施される場合に通常要する費用について、投資回収の予見可能性を確保する制度である。このため、仮に、出力制御が発生するような時間帯における電気供給にプレミアムを交付しないのであれば、それ以外の時間帯のプレミアムの額を増やす等の措置により、投資費用を回収できる制度設計とする必要がある。この制度設計が不十分な場合は、投資回収の予見可能性を失うことにより、事業者の投資回収リスクを高め投資が停滞する可能性がある。

(参考) これまでの御議論②

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

【その他の論点】出力制御発生時のプレミアム

出力制御が発生するような時間帯におけるプレミアムの扱い②

- すなわち、出力制御時に電気を供給するインセンティブを高めないことが重要である一方、
 - ① FIP制度の運用実績がない中で、投資回収の予見性を損なわない制度設計が可能か（出力制御時間帯において供給した電気に対し交付されるはずだったプレミアムの額を正しく評価し、その分を他の時間帯で措置する等の仕組みの構築が可能か。例えば、電源種ごと、年度ごとにプレミアム単価が異なるところ、これらの電気供給量を導出し、それぞれに適用されるプレミアム単価を乗じ、交付されるはずだったプレミアムの額を算定する等の計算を行うことが考えられるが、電源数も多く、かなりの計算量が必要か）。
 - ② 前述の案のとおり参照期間を1ヶ月にした場合には、市場価格変動により、出力制御時に発電を控えるインセンティブは一定程度ある中で、プレミアムを交付しないことにより事業者にどの程度追加的なインセンティブがあるか（諸外国の事例においては卸市場価格がマイナスになったときの措置であり、我が国では0.01円/kWhが最低価格となっており、当該事例のある諸外国の市場設計とは異なっている）。

といった論点がある中で、どのように本論点の取扱いを考えるべきか。

<参考> 九州（本土）における再エネ出力制御とスポット市場のエリアプライス

（1）九州（本土）でこれまで年度毎に出力制御が発生した回数 / 当該年度のスポット市場の九州エリアプライスが0.01円/kWhのコマ数

- ・2017年度以前： 0回 / 0コマ
- ・2018年度： 26回 / 39コマ（＝ 19時間30分）
- ・2019年度： 74回 / 693コマ（＝ 14日10時間30分）

（2）2019年度の再エネ出力制御による再エネ逸失電力量比率

$$\text{再エネ逸失電力量比率} = \text{再エネ制御量} \div (\text{再エネ制御量} + \text{再エネ発電量}) \times 100 = 4.1\%$$

(2) 出力制御が発生するような時間帯におけるプレミアム（検討）

- 市場統合を進めるためには、電気の需要が少ない時間帯には卸市場価格が安くなるといった価格シグナルが事業者に伝わるようにすることが重要。この観点からは、出力制御が発生するような時間帯においてプレミアムを交付することは、制度趣旨に沿わず適当ではないと考えられる。
- 他方、出力制御が発生するような時間帯においてプレミアムを交付しない場合、FIP制度が、電気供給が効率的に実施される場合に通常要する費用について、投資回収の予見可能性を確保する制度であることを踏まえれば、それ以外の時間帯のプレミアムの額を増やしたり、交付期間を延長したりすることなどにより、期待収入を回収できる制度設計とする必要がある。
- 逆にいえば、こうした措置によって投資回収漏れをするリスクを軽減できれば、出力制御が発生するような時間帯にプレミアムの交付がなくとも、ファイナンスコストが過度に上がったり、投資回収の予見可能性が大きく損なわれるという懸念には、対処できるのではないか。
- また、事業者に対して電気の需給を反映した価格シグナルを発するとともに、事業者がこの価格シグナルを受け、より多くの収入を受けることのできる時間帯に発電量をシフトする等の行動を促すことができることも重要。
- 以上を踏まえ、一定の投資回収の予見可能性を保ち、また、全時間帯を通してみると再エネ電気をより多く供給するインセンティブが働くような具体的な対応として、次頁のように、
 - － 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、形で、プレミアムの算定を行うこととしてはどうか。

(2) 出力制御が発生するような時間帯におけるプレミアムの具体的な対応（案）

プレミアムの算定方法（案）

- 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算定。

調整後プレミアム単価

= 調整前プレミアム単価

× 電源別エリア全体当月実績（0.01円/kWhコマ含むすべてのコマ）合計の電気供給量

÷ 電源別エリア全体当月実績（0.01円/kWhコマ除く）合計の電気供給量

※平均的な電気供給をすれば、0.01円/kWhの各30分コマ・エリアも対象に含めてプレミアムを交付する場合と同程度の収入を確保。
- このような算定方法とすることにより、FIP認定事業者が、蓄電池併設や太陽光パネル設置方法の工夫などにより、エリア全体で自然変動電源が余剰し、出力抑制を余儀なくされるような時間帯の電気供給を避け、これ以外の時間帯に電気供給を行うインセンティブとなることが期待される。

計算イメージ（2022年5月の参照方法を例に） ※金額は仮定

<前提条件：認定太陽光発電設備 A、供給エリア B>

➤ 2022年5月の0.01円/kWhコマを含むすべてのコマの
Bエリア全体の太陽光電気供給量：120万kWh

➤ 2022年5月の0.01円/kWhコマ除く
Bエリア全体の太陽光電気供給量：90万kWh

調整前プレミアム単価
= 3円/kWh

調整後プレミアム単価
= 3円/kWh × 120万kWh/90万kWh
= 4円/kWh

※ Bエリアプライスが0.01円/kWhのコマはプレミアムを
不交付とする場合の、それ以外のコマのプレミアム単価。

(参考) 諸外国におけるマイナスの卸市場価格や出力制御とプレミアムについて

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

	ドイツ	フランス	英国	オランダ	イタリア
卸市場価格が ネガティブのときの プレミアム （日本は 卸市場価格が マイナス にならない）	＜プレミアムがゼロになる場合＞ ■ 卸電力市場のスポット市場の1時間コマの取引価格について、ネガティブプライスが6時間以上継続した場合（継続開始から終了まで） ＜対象外＞ ● 2016年1月以降に新設された設備以外。 ● 風力：3MW以下 ● その他全電源：500kW以下	＜プレミアムがゼロになる場合＞ ■ 卸電力市場のスポット価格について、ネガティブプライスになった場合。 ■ ただし、年間あたりの上限時間（例．太陽光：15時間、入札対象陸上風力：20時間）を超過して卸電力市場がネガティブプライスになった場合、それ以降は減額されたプレミアムを受け取れる	＜プレミアムが減額される場合＞ ■ 卸電力市場のスポット価格について、ネガティブプライスになった場合、プレミアム最大額は基準価格。 ＜プレミアムがゼロになる場合＞ ■ 卸電力市場のスポット価格について、ネガティブプライスが6時間以上継続した場合（継続開始から終了まで）	＜プレミアムがゼロになる場合＞ ■ 卸電力市場のスポット価格について、ネガティブプライスが6時間以上継続した場合（継続開始から終了まで） ＜対象外＞ ● 2015年12月以前に支援を申請した設備。 ● 風力：3MW以下 ● その他全電源：500kW以下	＜プレミアムがゼロになる場合＞ ■ 当該発電設備が立地するエリアの卸電力市場のスポット価格について、ネガティブプライスが6時間以上継続した場合（継続開始から終了まで） ■ ただし、上記によりプレミアムが交付されなかった期間分、プレミアム交付期間も延長される
出力制御を 指示されたときに 当該事業者に対する プレミアム （日本は 無補償）	■ （2012年1月以降に稼働した設備については）出力抑制による逸失収入が年間収入の1%未満であれば逸失収入の95%を、1%を上回る部分は全額を補償	■ （取決めを確認できず）	■ 出力抑制分の補償を申請可	■ 取り決めなし	■ 風力発電について、出力抑制によってプレミアムが交付されなかった期間分、プレミアム交付期間も延長される

(3) 自然変動電源の発電特性をふまえた価格の参照方法（案）

- 10月9日の本合同会議において、自然変動電源の発電特性を踏まえた価格の参照に当たり、「エリアの供給実績」を基礎とする案をお示したところ、「個別発電所毎に考慮すべき」、「同じエリア内でも発電プロファイルが異なるため、より細かい区域で参照すべき」との御意見を頂いたところ、以下のとおり、考え方を整理した。
- 以下の考え方を踏まえ、前回お示したとおり、**「エリアの供給実績」を基礎として参照価格を算定すること**としてはどうか。

＜「個別発電所ごとに考慮すべき」との御指摘についての考え方＞

- ◆ 仮に、個別発電所毎の供給実績を利用して加重平均を取る場合、蓄電池の併設や設備の配置などにより発電・売電を工夫しても、各事業者の実際の供給実績をふまえた参照価格が算出されるため、事業者の収益は増えず、市場価格をふまえた事業者行動は促されず、F I T 制度と等価となる。
- ◆ このため、発電事業者の行動変容を促し、再エネの自立電源化を目指すという F I P 制度の趣旨を踏まえれば、「エリアの供給実績」を基礎とすることが適切と考えられるのではないかと。

＜「同じエリア内でも発電プロファイルが異なるため、より細かい区域で参照すべき」との御指摘についての考え方＞

- ◆ スポット市場の約定価格は、エリア毎に形成されているところ、再エネが他電源と共通の環境下で卸電力市場取引した場合、期待収入はエリア別で考えられることになり、この価格に基づく期待収入を反映して投資回収の予見性を確保するという案を本合同会議（2020/08/31）にお示し、概ね異論はなかった。
- ◆ また、電源種別の発電量が公表されているデータはエリア毎であり、エリアの供給実績であれば、こうした公表データに基づき検証が可能となる。逆に、これより細かい区域での算定は、検証可能性の観点から課題がある。
- ◆ さらに、「エリアの供給実績」を基礎とすれば、同エリア内において、より発電量の大きな場所に立地する誘因が働くことが考えられ、こうした行動を促す仕組みは合理的と考えられる。
※同様の考え方に基づき、参照価格について、「エリアプライス」ではなく「システムプライス」を基礎とすることも考えられるが、F I P 事業者が実際に売電できる価格は「エリアプライス」であり、「システムプライス」とすると、投資回収の予見性が大きく損なわれることとなる。
- ◆ 以上のとおり、価格形成単位との整合性、検証可能性、及び行動変容の合理性の観点から、「エリアの供給実績」を基礎とすることが適切と考えられるのではないかと。

(参考) 発電特性をふまえた価格の参照方法にかかる2020/10/09の事務局案

2020/10/09 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

【論点4】卸電力取引市場の価格の参照方法

(5) 自然変動電源の発電特性をふまえた価格の参照方法について

- 自然変動再エネ以外の電源の参照価格は、参照する卸電力取引市場価格の平均を取り、これを基準価格から控除することによりプレミアムを算定することとなる。
- 一方で、太陽光発電や風力発電といった自然変動電源は、発電特性に起因して、季節又は時間帯による再生可能エネルギー電気の発電量が大きく変動する。このため、卸電力取引市場価格を単純平均すると、太陽光発電や風力発電が卸電力取引市場から確保することが期待される収入水準とは、大きく乖離する可能性がある。
- 本年2月の再エネ主力化小委員会中間取りまとめでは、参照価格の決定について、諸外国におけるFIP制度と同様、「電源毎の発電特性が異なる点にも留意」していくことが取りまとめられている。
- また、諸外国の事例でも、太陽光発電や風力発電については、参照市場価格が1時間という短期に設定されている国を除き、平均的な発電特性をふまえた加重平均を取っている。
- これらをふまえ、発電特性を考慮した卸電力市場価格を参照するため、太陽光発電と風力発電については、現在、電力広域的運営推進機関の送配電等業務指針に基づいて各一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績（電源種別、1時間値）を利用して、(1)市場価格指標の加重平均を取ることとしてはどうか。
- なお、発電特性をふまえた卸電力市場価格を参照する場合であっても、同一の市場参照期間においては、交付されるプレミアム単価は固定されることになるため、市場価格の変動をふまえた発電事業者の発電・売電行動を促すという効果は、同様に期待される。

（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＞

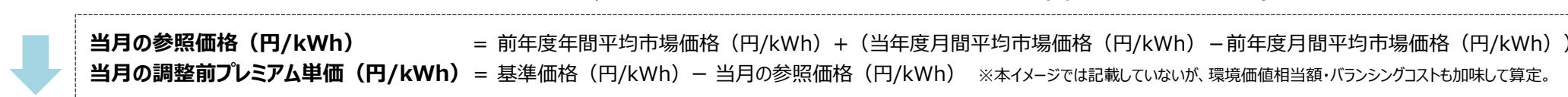
① 前年度年間平均市場価格の確定

：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。



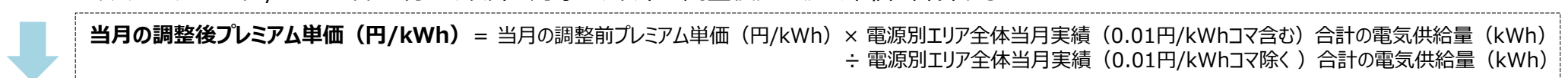
② 当月の参照価格・調整前プレミアム単価の確定

：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。

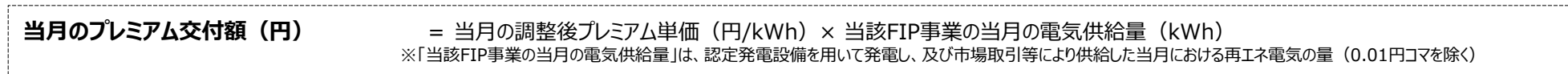


③ 当月の調整後プレミアム単価の確定

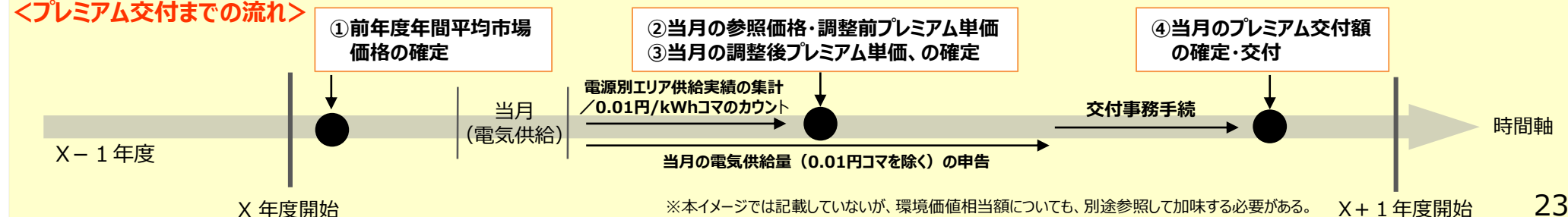
：エリア別に、0.01円/kWhの各30分コマ以外を対象に、以下の調整後プレミアム単価を計算する。



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＞



目次

【論点 4】卸電力取引市場の価格の参照方法

【その他の論点】出力制御発生時のプレミアム

【論点10】離島・沖縄地域の扱い

(参考) 離島・沖縄地域の扱い

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

- 電気事業法では、離島の需要家に対しても他の地域と遜色ない料金水準で電気を供給することを、一般送配電事業者に義務付けている。電気事業法にもとづく離島供給が行われている離島では、①卸電力取引市場での売買取引ができないことに加え、②小売電気事業者もしくは登録特定送配電事業者への電力の相対取引による供給の機会も限られている。
- また、沖縄地域では、他地域の電力系統と連系されておらず、広域融通の枠外であり、卸電力取引所を通じた電力取引ができず、kWh価値の取引方法が相対取引に限られる。
- このため、こうした地域について、FIP制度の対象区分等を決定したり適用する際、または、kWh価値の取引方法や参照価格を検討する際には、そうした特殊性をふまえた検討が必要ではないか。

沖縄地域の扱いの方向性（案）

- FIP制度の導入に伴い、再エネ事業者自ら又は再エネ電気の供給を受けるアグリゲーター等は、市場で電気を取引し、計画値同時同量に対応することが求められる。しかし、沖縄地域では卸電力取引所が存在せず、スポット市場や時間前市場における電力取引ができないため、kWh価値の取引方法が相対取引に限られ、インバランス回避の手段も他の供給区域と異なり限定される。
- このような環境では、アグリゲーター等の参入も難しく、FIP制度の下で再エネの適切な導入拡大を期待することが厳しくなり、沖縄地域における再エネ導入が滞ることが危惧される。このため、沖縄地域においては、他の地域では新規認定でFIP制度のみ認められる対象についても、少なくともFIP制度開始当初においては、FIT送配電買取を引き続き適用できることとしてはどうか。

※事業者が、沖縄地域でFIP制度の適用を希望する場合に参照する卸電力取引市場の価格は、沖縄地域のFIT制度における回避可能費用としてシステムプライスが適用されていることを参考に、システムプライスとしてはどうか。
- なお、沖縄地域においても再生可能エネルギーの電力市場への統合を進めていくことは必要であり、沖縄地域における電力市場の競争環境等を注視しつつ、必要に応じて上記の取扱いを見直すこととしてはどうか。

(参考) 沖縄県におけるFIT認定・導入状況

2020年6月末時点

	太陽光						風力	地熱	
区分	10kW未満	10～50kW	50～500kW	500～1,000kW	1,000～2,000kW	2,000kW以上	－	15,000kW未満	15,000kW以上
認定容量(kW) 認定件数(件)	51,810kW (8,643件)	262,369kW (11,794件)	38,883kW (165件)	8,997kW (11件)	36,537kW (22件)	18,500kW (2件)	7,091kW (127件)	0kW (0件)	0kW (0件)
導入容量(kW) 導入件数(件)	47,726kW (8,043件)	208,367kW (10,222件)	26,546kW (116件)	7,451kW (9件)	32,088kW (19件)	18,500kW (2件)	1,531kW (4件)	0kW (0件)	0kW (0件)

	中小水力				バイオマス					
区分	200kW未満	200～1,000kW	1,000～5,000kW	5,000～3万kW	メタン発酵ガス	未利用材 2,000kW未満	未利用材 2,000kW以上	一般木質・ 農作物残さ	建設廃材	一般廃棄物・ 木質以外
認定容量(kW) 認定件数(件)	66kW (2件)	319kW (1件)	1,007kW (1件)	0kW (0件)	2,520kW (5件)	0kW (0件)	0kW (0件)	49,000kW (1件)	0kW (0件)	830kW (1件)
導入容量(kW) 導入件数(件)	66kW (2件)	319kW (1件)	1,007kW (1件)	0kW (0件)	1,970kW (4件)	0kW (0件)	0kW (0件)	0kW (0件)	0kW (0件)	830kW (1件)

※いずれも新規認定のみ
※バイオマス発電については、バイオマス比率を考慮したもの

(出典) 資源エネルギー庁 固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト

離島等供給エリアの扱いの方向性（案）

- 電気事業法にもとづく離島等供給が行われる地域（現行の離島に加え、2022年4月からは指定区域供給制度により指定された地域）では、卸電力取引市場での売買取引ができないことに加え、小売電気事業者もしくは登録特定送配電事業者への電力の相対取引による供給の機会も限られる。
- こうした環境では、発電された再エネ電気を買取る事業者は恒常的に送配電事業者にはほぼ限られることをふまえると、離島等供給エリアにおいても、沖縄以外の地域では新規認定でFIP制度のみ認められる対象についても、少なくともFIP制度開始当初においては、FIT送配電買取を引き続き適用できることとしてはどうか。
- 離島等供給エリアが変更になる場合には以下のように考えることとしてはどうか。
 - － 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こととしてはどうか。
 - － 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、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、事業途中で当初想定されなかった設備・体制の追加整備を求められることは予見性確保の観点から望ましくないため、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FIP制度への移行を義務的には求めないこととしてはどうか。

(参考) 指定区域供給制度

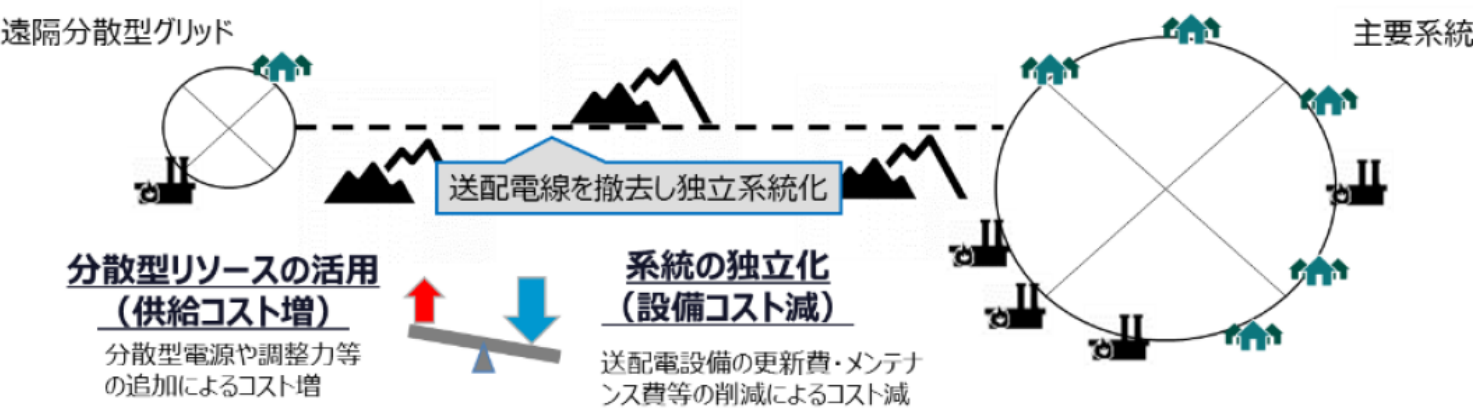
2020/10/9 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第20回）・再エネ主力化小委員会（第8回）合同会議 資料 1

- 2022年度から、以下の指定区域供給制度（遠隔分散型グリッド）が電気事業法に位置づけられる。

2. 電力システムの分散化と電源投資

(2) 指定区域供給制度（遠隔分散型グリッド）の概要

- 台風による停電復旧の課題や電力需要の変化を踏まえ、山間地などの一部においては、今後、長距離の送配電線を維持・運用することより、特定の区域を独立系統化して地域分散電源による電力供給を行う方が、送配電網の維持・運用コストの削減に伴い電力システム全体のコストは下がり、同時に災害への耐性（レジリエンス）も高まるエリアが出てくることが想定される。
- 事業者の申請に基づき国が指定した区域を主要系統から切り離して独立系統化し、一般送配電事業者が系統運用と小売供給を一体的に行う仕組みとして、指定区域供給制度を電気事業法に位置づけ。
- 指定区域における需要家においても、適正な料金の下で電気の供給が受けられるよう、現行の離島における供給と同様のスキームを導入。



（参考） 離島等供給エリアに係る改正電気事業法（2022年4月1日施行）の条文

（定義）

第二条 この法律において、次の各号に掲げる用語の意義は、当該各号に定めるところによる。

一～七（略）

八 一般送配電事業 自らが維持し、及び運用する送電用及び配電用の電気工作物によりその供給区域において託送供給及び電力量調整供給を行う事業（発電事業に該当する部分を除く。）をいい、当該送電用及び配電用の電気工作物により次に掲げる小売供給を行う事業（発電事業に該当する部分を除く。）を含むものとする。

イ その供給区域（**離島**（その区域内において自らが維持し、及び運用する電線路が自らが維持し、及び運用する主要な電線路（第二十条の二第一項において「主要電線路」という。）と電氣的に接続されていない離島として経済産業省令で定めるものに限る。）**及び同項の指定区域（ロ及び第二十一条第三項第一号において「離島等」という。）**を除く。）における一般の需要（小売電気事業者又は登録特定送配電事業者（第二十七条の十九第一項に規定する登録特定送配電事業者をいう。）から小売供給を受けているものを除く。ロにおいて同じ。）に应ずる電気の供給を保障するための電気の供給（以下「最終保障供給」という。）

ロ その供給区域内に離島等がある場合において、当該離島等における一般の需要に应ずる電気の供給を保障するための電気の供給（以下「離島等供給」という。）

九～十八 （略）

2（略）

（指定区域の指定等）

第二十条の二 経済産業大臣は、一般送配電事業者の申請に基づき、当該一般送配電事業者の供給区域内の区域であつて、次に掲げる基準のいずれにも適合すると認められるものを、指定区域として指定することができる。

- 一 主要電線路から独立して当該区域内における電線路を維持し、及び運用することが、一般送配電事業の効率的な運営に資すること。
 - 二 主要電線路から独立して当該区域内における電線路を維持し、及び運用することが、当該区域内の電気の安定供給を阻害するおそれがないこと。
- 2 経済産業大臣は、前項の規定による指定をしたときは、遅滞なく、経済産業省令で定めるところにより、その旨及び当該指定区域を公表するものとする。
- 3 経済産業大臣は、指定区域が第一項各号に掲げる基準のいずれかに適合しなくなつたと認めるときは、当該指定区域の指定を解除するものとする。この場合においては、前項の規定を準用する。