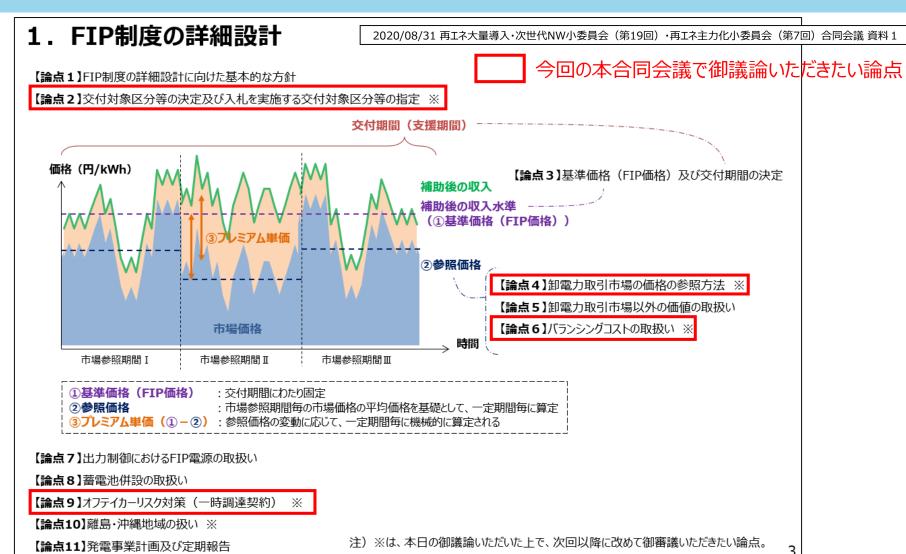


FIP制度の詳細設計②

2020年10月9日 資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項

- 前回の本合同会議において、FIP制度の詳細設計に係る論点の全体像をお示しさせていただき、今後の議論の 方向性について御審議いただいた。
- 本日は、前回会議で「次回以降に改めて御審議いただきたい論点」としたものを中心に、御審議いただきたい。



(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 再工 六大量導入·次世代NW小委員会(第19回)·再工 不主力化小委員会(第7回)合同会議 資料 1

- 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が、次回以降、そういった観点をより具体的に検討してはどうか。
- 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、どのような観点に留意していくことが望ましいか、次回以降、併せて検討してはどうか。

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) 交付対象区分等の決定に係る再エネ促進法の条文(部分抜粋)

(供給促進交付金の交付)

- 第二条の二 経済産業大臣は、経済産業省令で定める再生可能エネルギー発電設備の区分、設置の形態及び規模(以下「再生可能工 ネルギー発電設備の区分等」という。)のうち、これに該当する再生可能エネルギー発電設備を用いて発電した再生可能エネルギー電気 について、卸電力取引市場(電気事業法第九十七条に規定する卸電力取引所が開設する同法第九十八条第一項第一号に規定する 卸電力取引市場をいう。第二条の四第二項第二号及び第十五条の三第三号において同じ。)における売買取引又は小売電気事業者 (同法第二条第一項第三号に規定する小売電気事業者をいう。以下同じ。)若しくは登録特定送配電事業者(同法第二十七条の 十九第一項に規定する登録特定送配電事業者をいう。以下同じ。)への電力の卸取引(以下この章及び第三十二条第四項において 「市場取引等」という。)による供給を促進することが適当と認められるもの(以下「交付対象区分等」という。)を定めることができる。
- 2 **認定事業者は、**交付対象区分等に該当する認定発電設備を用いて発電した再生可能エネルギー電気を、市場取引等により供給するときは、当該再生可能エネルギー電気の供給に要する費用を当該供給に係る期間にわたり回収するための交付金(以下「供給促進交付金」という。)の交付を受けることができる。
- 3 (略)
- 4 経済産業大臣は、交付対象区分等を定めるときは、あらかじめ、当該交付対象区分等に該当する再生可能エネルギー発電設備に係る所管に応じて農林水産大臣、国土交通大臣又は環境大臣に協議し、及び消費者政策の観点から消費者問題担当大臣 (内閣府設置法(平成十一年法律第八十九号)第九条第一項に規定する特命担当大臣であって、同項の規定により命を受けて同法第四条第一項第二十八号及び同条第三項第六十一号に掲げる事務を掌理するものをいう。次条第七項及び第三条第八項において同じ。)の意見を聴くとともに、調達価格等算定委員会の意見を聴かなければならない。この場合において、経済産業大臣は、調達価格等算定委員会の意見を尊重するものとする。
- 5 経済産業大臣は、交付対象区分等を定めたときは、遅滞なく、これを告示しなければならない。
- 6~7 (略)

(入札を実施する交付対象区分等及び特定調達対象区分等の指定)

- 第四条 **経済産業大臣は、交付対象区分等**又は特定調達対象区分等**のうち**、供給することができる再生可能エネルギー電気の一キロワット時当たりの価格(以下この節において「供給価格」という。)の額についての入札により第九条第四項の認定を受けることができる者を決定することが、再生可能エネルギー電気の利用に伴う電気の使用者の負担の軽減を図る上で有効であると認められるものを指定することができる。
- 2 経済産業大臣は、前項の規定による指定をするときは、あらかじめ、当該指定に係る再生可能エネルギー発電設備に係る所管に応じて農林水産大臣、国土交通大臣又は環境大臣に協議し、かつ、調達価格等算定委員会の意見を聴かなければならない。この場合において、経済産業大臣は、調達価格等算定委員会の意見を尊重するものとする。

 $3\sim5$ (略)

交付対象区分等及び入札対象区分等を決定する際の指標について①

● 前回の本合同会議において、「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」と整理したところ。国内における電源毎の状況や卸電力市場との関係を整理すると、以下のとおり。

項目	太陽光	風力	地熱	中小水力	バイオマス
発電特性	天候や季節によって出力 が大きく変動する、 自然 変動再エネ 。	天候や季節によって出力 が大きく変動する、 自然 変動再エネ 。	坑井から天然の蒸気を噴 出させるため、昼夜を問 わず、継続的な稼働が可 能(出力が安定)	渇水リスクを除けば、自 然条件や昼夜を問わず、 継続的な稼働が可能 (出力が安定)	燃料さえあれば安定的な 発電が可能であり、 出力調 整が可能。
2022年度に地域活用電 源となりうる最大規模	(10kW以上50kW未 満は2020年度から地域 活用電源)	_		1,000kW未満	10,000kW未満
卸電力取引市場の 最小取引単位※との関係 ※現行では50kWh/コマ(30分)	I I		然変動再エネを中心に季節 取引するためには、想定設備 とに留意 する必要がある。	節・時間等によって出力が3 備利用率で出力変動なく発	変動 する。このため、 に電したと仮定した 以下の

(参考)電源別のFIT認定量·導入量(2020年3月末時点)

- 2019年3月末時点で、FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備は、<u>約5,460万kW</u>(制度開始前の約2.7倍)。FIT認定容量は、<u>約9,330万kW</u>。
- FIT認定容量のうち、運転開始済の割合は<u>約59%</u>。FIT制度開始後に新たに運転を開始した設備の<u>約</u> 92%、FIT認定容量の<u>約80%</u>を太陽光が占める。

<2020年3月末時点のFIT認定量・導入量>

	設備導入量(運転を開始したもの)									
再生可能 エネルギー	固定価格買取 制度導入前				固定価	格買取	制度導	入後		
エベルギー 発電設備 の種類	2012年6月末 までの 累積導入量	2012年度 の導入量 (7月~3月末)	2013年度 の導入量	2014年度 の導入量	2015年度 の導入量	2016年度 の導入量	2017年度 の導入量	2018年度 の導入量	2019年度 の導入量	制度開始後 合計
太陽光 (住宅)	約470万 kW	9 6.9万 kW (211,005 件)	130.7万 kW (288,118 件)	8 2.1万 kW (206,921 件)	8 5.4万 kW (178,721 件)	7 9.4万 kW (161,273 件)	6 6.1万 kW (133,205 件)	kW	KW	691. 3万kW (1,477,974件)
太陽光 (非住宅)	約90万kW	7 0.4万 kW (17,407 件)	573.5万 kW (103,062 件)	8 5 7.2万 kW (154,986 件)		5 4 3.7万 kW	477.2万 kW (53,417 件)	kW	KW	4329. 5万kW (622,280件)
風力	約260万 kW	6.3万kW (5件)	4.7万kW (14件)	2 2.1万 kW (26件)	1 4.8万 kW (61件)	3 1.0万 kW (157件)	17.5万 kW (322件)	17.2万 kW (517件)	4 6.8万 KW (335件)	160. 4万kW (1,437件)
地熱	約50万kW	0.1万kW (1件)	0万kW (1件)	0.4万kW (9件)	0.5万kW (10件)	0.5万kW (8件)	0.6万kW (22件)	0.9万kW (11件)	4.8万KW (6件)	7.8万kW (68件)
中小水力	約960万 kW	0.2万kW (13件)	0.4万kW (27件)	8.3万kW (55件)	7.1万kW (90件)	7.9万kW (100件)	7.5万kW (86件)	4.8万kW (85件)	14.7万 KW (89件)	50. 9万kW (545件)
バイオマス	約230万 kW	1. 7万kW (9件)		15.8万 kW (48件)	2 9.4万 kW (56件)	3 3 . 3万 kW (67件)	4 0.9万 kW (77件)			2 19. 8万kW (418件)
合計	約2,060万 kW	175.6万 kW (228,440 件)	7 1 4 . 2万 kW (391,260 件)	9 8 6 . 0万 kW (362,045 件)		695.8万 kW	6 0 9.9万 kW (187,129 件)	631.2 万kW	6 7 9 . 2万 kW (201,752 件)	5,459.7万kW (2,102,722 件)

初心	定容量
	(価格買取 度導入後
	年7月~ 20年3月末
	712.0万kW
	(1,515,145件)
6,	719. 4万kW
	(776,888件)
	907. 1万kW
	(7,965件)
	10.1万kW
	(88件)
	129. 3万Kw
	(715件)
	853.1万kW
	(690件)
9,	331.1万kW
	(2,301,491件)

58.5%

※ 改正FIT法による失効分(2020年3月時点で確認できているもの)を反映済。

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

(参考) FIT制度の調達価格

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
						入札制(2,0	000kW以上)	入札制 (500kW以上)	入札制		
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	40円	36円	3 2円	2 9円※1 2 7円 ※1 7/1~ (利潤	24円配慮期間終了後)	21円 (10kW以上 2,000kW未満)	18円 (10kW以上 2,000kW未満)	14円 (10kW以上	(250kW以上) 12円 (50kW以上 250kW未満)		7円 (2025年)
						2,000K**/N/IIII)	2,000KW7/N/III)	S00kW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	3 7円	33円 35円※3 ※3出力制御対応機器	31円 33円 _{※3} ^{器設置義務あり(2020年}	28円 30円※3 度以降は設置義務の有	2 6 円 2 8 円※3 無にかかわらず同区分)	2 4 円 2 6 円 _{※3}	21円		卸電力 市場価格 (2025年)
風力		2 2	円(20kW以上),	/55円(20)	‹W未満)	21円 (20kw以 上)	20円	19円	18円		8~9円
【20年】※4			3	6円(洋上風ブ	力(着床式・浮体	本式))	3 6円	(着床式) 3 6円(浮体式)	入札制 (着床式)		(2030年)
		2 4	円(バイオマス液・	体燃料)		2 4円 2 1円 (20,000kW以上) 2 4円 (20,000kW未満)	入	札制	入札制		
バイオマス 【20年】 ※4 ※6 ※7		2	4円(一般木材	排)		24円 21円 (20,000kW以上) 24円	(10,00	札制 0kW以上) 4円 10kW末満)	入札制 (10,000kW以上) 24円 (10,000kW未満)		
A	(20,000kW未満) (10,000kW未満) (1								FIT制度 からの 中長期的な		
地熱	2 6 円(15,000kW以上)						自立化を目指す				
【15年】※4					40円(15	,000kW未満) 2.4円	2.0円(5,000kW以上30,000	ルW未満)		шта
水力		2 4 🖰](1,000kW以上30,0	00kW未満)	2 О П/ол			(1,000kW以上5,000			
【20年】※4						以上1,000kW未満) 200kW未満)					

^{※2 10}kW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。

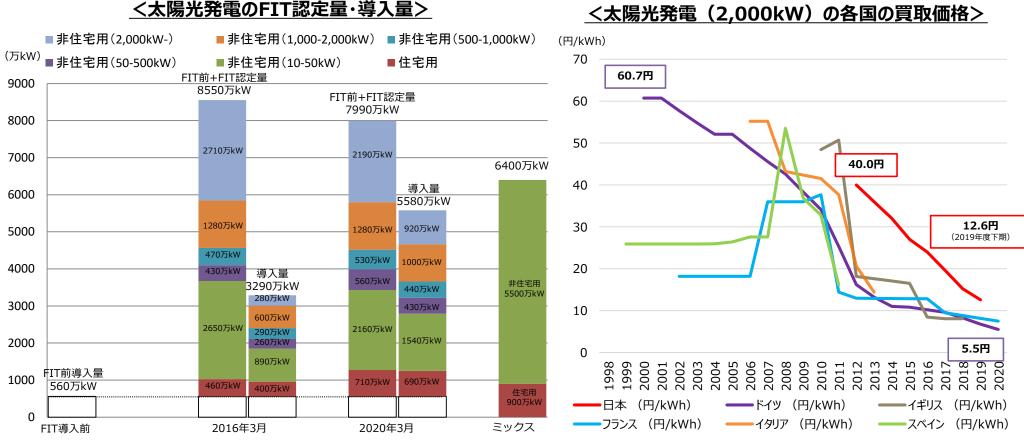
^{※4} 風力・地熱・水力のリプレースについては、別途、新規認定より低い買取価格を適用。※5 主産物・副産物を原料とするメタン発酵バイオガス発電は、一般木材区分において取扱う。

^{※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クス以外)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。

(参考)電源別動向:太陽光発電

- 太陽光発電については、エネルギーミックス(6,400万kW)の水準に対して、現時点のFIT前導入量 + FIT認定量は7,990万kW、導入量は5,580万kW。10kW~50kWの小規模太陽光案件が多く、事業用太陽光発電の全件数に占める割合は、FIT認定件数・導入件数ベースともに95%程度となっている。
- 2020年度の買取価格は、住宅用(10kW未満)が21円/kWh、事業用(50kW以上250kW未満)が12円/kWhなどであるが、海外の買取価格と比べて高い。事業用(250kW以上)は入札対象となっている。2019年度下期入札(500kW以上が対象)の加重平均落札価格は12.57円/kWhである。

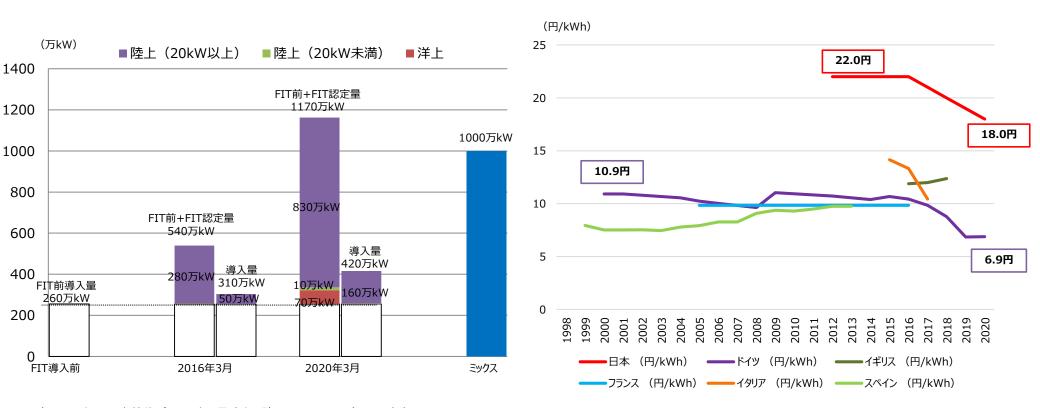


(参考) 電源別動向:風力発電

- 風力発電については、**エネルギーミックス(1,000万kW)**の水準に対して、現時点のFIT前導入量+FIT認定量は **1,170万kW**、導入量は**420万kW**。洋上風力(着床式・浮体式)発電については、現時点では導入案件は少ないものの、今後の導入拡大が見込まれる。
- 買取価格は、陸上風力発電が**18円/kWh** (2020年度)、洋上風力発電が36円/kWh (2019年度)であるが、海外の買取価格と比べて高い。2020年度から着床式洋上風力発電(再エネ海域利用法適用外)は入札制となっている。

<風力発電のFIT認定量·導入量>

<風力発電(20,000kW)の各国の買取価格>



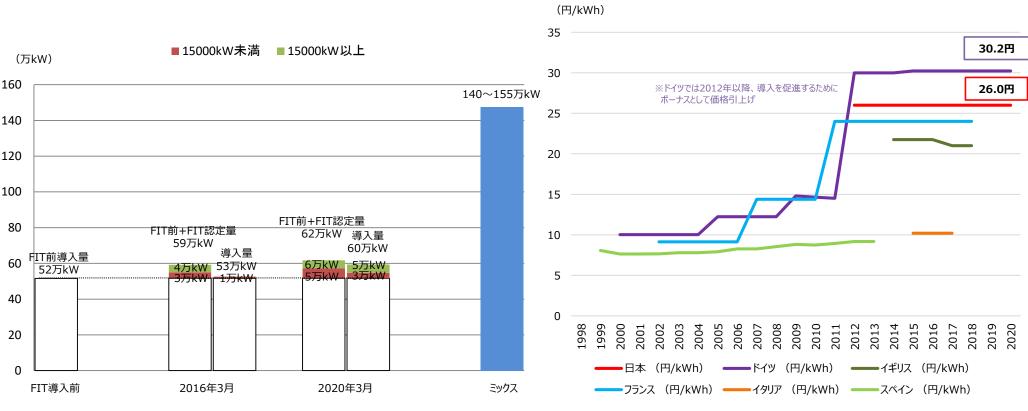
[※] 改正FIT法による失効分(2020年3月時点で確認できているもの)を反映済。

(参考) 電源別動向: 地熱発電

- 地熱発電については、エネルギーミックス(140万~155万kW)の水準に対して、現時点のFIT前導入量 + FIT認定量は62万kW、導入量は60万kW。
- 2020年度の買取価格は、15,000kW以上で26円/kWh、15,000kW未満で40円/kWhである。

<地熱発電のFIT認定量·導入量>

<地熱発電(30,000kW)の各国の買取価格>



※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。 欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。ただし、 イギリスは落札者なしのため入札上限価格。また、イタリアは落札価格非公表のため、入札上限価格。 フランスは12,000kW以上は支援対象外のため、12,000kW設備の価格。

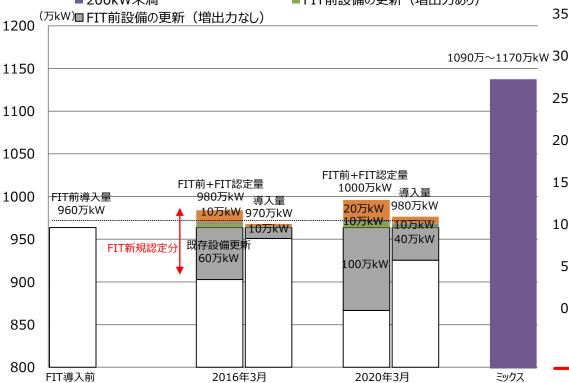
(参考) 電源別動向:中小水力発電

- 中小水力発電については、エネルギーミックス(1,090万~1,170万kW)の水準に対して、現時点のFIT前導入量+FIT認定量は1,000万kW、導入量は980万kW。
- 2020年度の買取価格は200kW以上1,000kW未満で29円/kWhなどであるが、海外の買取価格と比べ て高い。

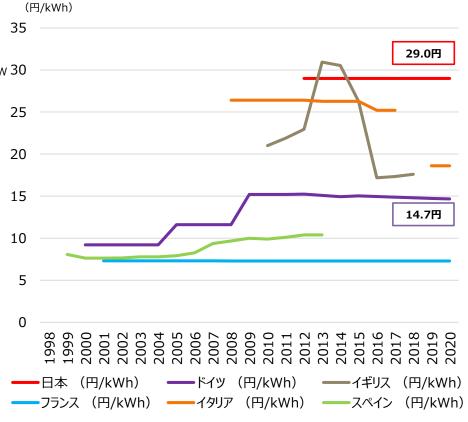
<中小水力発電のFIT認定量・導入量>

■1000kW以上30000kW未満 ■200kW以上1000kW未満

■ 200kW未満 ■ FIT前設備の更新(増出力あり)



<u><中小水力発電(200kW)の各国の買取価格></u>

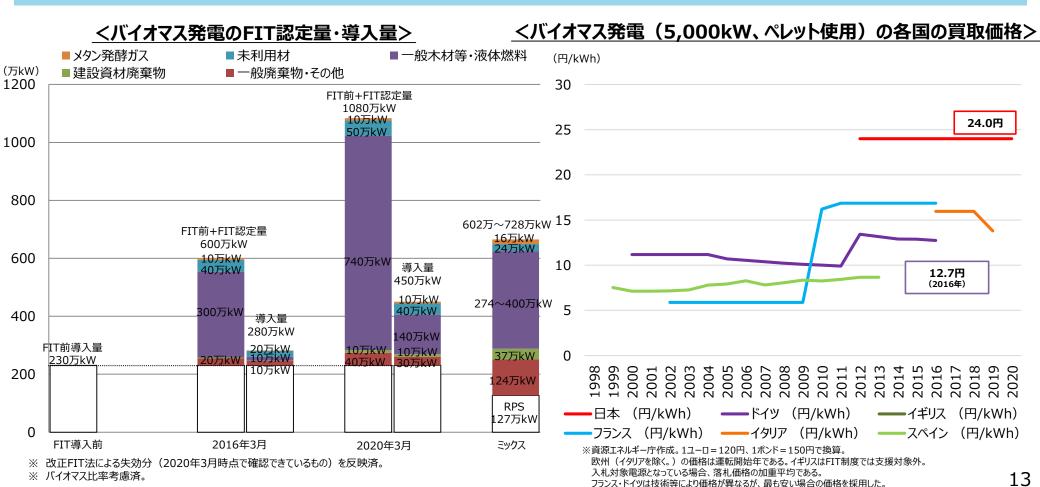


- ※ 改正FIT法による失効分(2020年3月時点で確認できているもの)を反映済。
- ※ 新規認定案件の75%は既存設備の更新(増出力なし)、5%は既存設備の更新(増出力あり)と 仮定している。

※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。 欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均である。 フランスは発電効率等により価格が異なるが、最も安い場合の価格を採用した。

(参考) 電源別動向:バイオマス発電

- バイオマス発電については、エネルギーミックス(602万~728万kW)の水準に対して、現時点のFIT前導入量+FIT認定量は1,080万kW、導入量は450万kW。2016~2017年度に輸入材を中心とした大規模な一般木材等バイオマス発電のFIT認定量が急増した。
- 2020年度の買取価格は、一般木材等(10,000kW未満)が24円/kWhなどであるが、海外の買取価格と比べて高い。一般木材等(10,000kW以上)とバイオマス液体燃料(全規模)については、2018年度より入札制に移行している。



(参考) 地域活用電源に係る制度の考え方

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

地域活用電源については、レジリエンスの強化・エネルギーの地産地消に資するよう、電源の立地制 約等の特性に応じ、FIT認定の要件として、自家消費や地域一体的な活用を促す地域活用要件を 設定。

小規模太陽光

(立地制約:小)

⇒ 低圧太陽光(10-50kW)は、

2020年4月から**自家消費型**にFIT適用 (注1)

(需給一体型モデルの拡大:住宅から店舗/工場へ)

<自家消費型要件>=①②の両方

- ① 再工ネ発電設備の設置場所で少なくとも30%の自家消費等を 実施すること (注2)
- ② 災害時に自立運転を行い、給電用コンセントを一般の用に供す **る**こと

小規模水力・小規模地熱・バイオマス

(立地制約:大)

⇒ 一定規模未満 (注3) は、

2022年4月から<mark>地域一体型</mark>にFIT適用 (注4)

(レジリエンス強化・エネルギー地産地消を促進)

<地域一体型要件> = ①~③のいずれか(今後更に検討)

- ① 災害時に再工ネ発電設備で発電された電気を活用することを、 自治体の防災計画等に位置付け
- ② **災害時に**再工ネ発電設備で産出された**熱を活用**することを、 自治体の防災計画等に位置付け
- ③ 自治体が自ら事業を実施するもの、 又は**自治体が事業に直接出資**するもの





へ位置付け

災害時 防災計画等

(例)

・ 地域新電力へ売電

通常時

- ・工場内で自家消費
- ・ 隣接施設で熱利用

避難所等

携帯電話充電や 熱利用(シャワー設備)

- (注1)高圧(50kW)以上の太陽光は、地域での活用実態を踏まえて、今後、地域活用の在り方を検討。
- 域活用電源となり得る可能性がある規模:1.000kW未満の小規模水力、2.000kW未満の小規模地勢、
- (注4) 目冢消費型の要件も認めることとし、その詳細は、今後引き続き検討。

交付対象区分等及び入札対象区分等を決定する際の指標について②

- 諸外国におけるFIP類似制度では、対象電源について、全電源一律としている事例もあれば一部電源を除外している 事例もある。対象規模については、特にFIP制度を先行的に導入した国においては、徐々に対象規模を拡大してきている。また、ドイツの事例では、FIP制度の導入と並行して市場取引が徐々に活発化してきた。
- 以上のような国内における電源毎の状況、事業環境、諸外国の事例をふまえながら、交付等対象区分等及び入札対象区分等を、調達価格等算定委員会にて検討いただくこととしてはどうか。

/J2/E/			<u>o cio e 515</u> º	
	<諸外国	国におけるFIP制度の類似制度	をの適用状況について>	(出典)各種公表資料より作成
	ドイツ	フランス	英国	イタリア
支援制度(導入年)	FIP制度(2012年)	FIP制度 ※CfD形式 (2016年)	CfD制度(2014年)	FIP/CfD制度(2013年)
FIP等対象	 全電源について、すべての規模が、FIT制度とFIP制度を選択可 2014年8月~ 全電源について、500kW超(新規)は、FIP制度のみ選択可に変更 2016年1月~ 全電源について、100kW超(新規)は、FIP制度のみ選択可に変更 	 以下※を除く全電源・規模(新規)について、FIP制度のみ選択可 ※除外対象 太陽光:500kW未満の屋根設置型 洋上風力:浮体式洋上風力 水力:500kW以下 バイオガス:500kW未満 	 全電源について、5MW超(新規)は、CfD制度のみ選択可。 ※5MW以下の陸上風力、太陽光、水力、嫌気性消化は、別制度で支援。 	 ※ 太陽光は支援対象外。 2016年~ ・ 全電源について、500kW超(新規)は、FIP制度のみ選択可(入札対象電源以外はCfD形式)。 ※ 太陽光は支援対象外。 2019年~ ・ 全電源について、250kW超(新規)は、CfD制度のみ選択可。 ※ 太陽光を支援対象に追加。
FIP等対象のうち 入札対象	2017年~	 500kW以上の太陽光 300kW超のバイオマス 500kW以上のバイオガス 洋上風力 2017年~ 陸上風力: 7基以上のウインド 	2014年~全電源について、すべての規模が、 入札対象	 2013年~ 5MW超の風力、バイオガス、 10MW超の水力、20MW超の地 熱は、入札対象。 2016年~ 全電源について、5MW超(新規)は、入札対象。 ※ 太陽光は支援対象外。 2019年~ 全電源について、1MW超(新規)は、入札対象。 15

(参考)ドイツにおけるFIP制度導入前後の事業環境等について

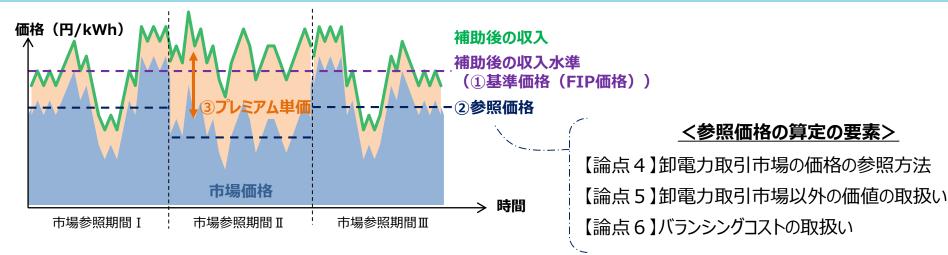
	IT IQ (ACO.	143/3 7 43 ,	/\DJ 1X	77 7	とうじょう に ン	V · C		
項目				状況				
		水力	太陽光	陸上風力	洋上風力	バイオマス	地熱	
各電源の導入容量	2012年	5,607 MW	34,077 M	W 30,711 M	IW 268 MW	6,753 MW	19 MW	
(支援対象外含む)	2014年	5,580 MW	37,900 M	W 37,620 M	IW 994 MW	7,260 MW	33 MW	
	2016年	5,598 MW	40,679 M	W 45,283 M	IW 4,152 MW	7,681 MW	38 MW	
アグリゲーター数・ アグリゲーターとの契約設備	程度のシェス ● 2019年時	程度のシェア。						
	参加登録	者数	2010年	2012年	2014年	2016年	2018年	
卸電力取引所	EPEX Spot	(スポット)	175	194	207	204	198	
参加登録者数の推移	EEX(先	物)	157	169	177	221	237	
当日市場取引量		20)10年	2012年	2014年	2016年	2018年	
	当日市場取	引量	10 TWh	16 TWh	26 TWh	41 TWh	53 TWh	
当日市場GC スケジュール変更状況	2009年 ● 当日市場の 2011年	 当日市場のゲートクローズ時間(実需給断面からの時間差) 2009年~:45分前 → 2015年~:30分前 → 2017年~:5分前 						

【論点4】卸電力取引市場の価格の参照方法

(参考) 参照価格の算定方法

2020/08/31 再工之大量導入·次世代NW小委員会(第19回)·再工之主力化小委員会(第7回)合同会議 資料 1

- 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「再工ネ電気供給量」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
- <u>参照価格の算定</u>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<u>電力市場をなるべく的確に反映</u>すること、②<u>過度に不確実性が高くならない</u>こと、③<u>シンプルな制度設計</u>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】



- 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

(参考) 卸電力取引市場の価格の参照方法

☑2020/08/31 再工ネ大量導入·次世代NW小委員会(第19回)·再工ネ主力化小委員会(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、 <u>システムプライスとエリ</u> 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が適当ではないか。※連系線制約を考慮しない全国統一約定価格
(2)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 <u>どのような行動の工夫をすることが期待できるか</u> (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 <u>過度に不確実性が高くならないか</u> 、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。
(1)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。	
(3)どの時期の市場価格を参照(<u>市場参照</u> <u>時期</u>)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 。
(4)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 <u>交付頻度</u>)べきか。	
(5) 自然変動電源の発電特性 (プロファイル)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

(参考) 前回の本合同会議における論点4に係る主な御意見

<委員>

- プレミアムが国民負担であることを鑑み、需要が少ない時に大きなプレミアムを支払うことの是非は、よく検討してほしい。<u>不確実性を低減させる必</u>要性は理解するが、収入が月単位でなく、年単位で見通すことができれば問題ないのではないか。
- 市場参照期間は、当期 1 ヶ月が望ましい。予見性を確保する観点と資金繰りを考慮する必要がある。
- <u>過去の卸電力取引市場価格を参照してプレミアムの単価を決める場合は、期ズレが生じてしまう。当期の市場価格を確認することができないか</u>。
- 卸電力取引市場の価格の参照方法について、エリアプライスかつ<u>電源別の加重設定することが望ましい</u>。
- プレミアムについて、参照価格をどう設計するかが、発電事業者の行動変容のためにも重要。<u>出力制御が発生しそうなときに、なお発電しないよう</u>にすべき。
- プレミアムが負になる場合について、発電事業者からプレミアムの徴収は行わないと整理されたが、将来の収入から相殺する選択はあり得る。もし それも行わないということであれば、基準価格の算定にあたり、十分に考慮すべき。

<オブザーバー>

- 卸電力取引市場の価格の参照方法について、電源毎の発電特性を踏まえて検討してほしい。
- 市場参照期間について、参照する期間を長くすれば、需要が少ない時期に支払うプレミアムを抑制することができると思う。

(参考) 再エネ主力化小委員会中間取りまとめ(2020年2月)(抜粋)

● 参照価格の決定について

市場での電力取引を行う発電事業者の売電収入は、時間帯・季節による市場変動に加え、長期の気候変動や長期的な市場価格の下落などにより、投資回収の予見性を著しく損なうリスクにさらされている。参照価格の期間や算定方法の決定に当たっては、こうした長期的な変動リスクを最小化する必要があり、電源毎の発電特性が異なる点にも留意しつつ、日中・季節変動の中で価格に応じた発電・売電行動(価格が安い季節に定期メンテナンスをする、蓄電池を活用する等)に誘導できるような設定を行う必要がある。

その際、仮に、参照する市場価格の期間を長くして、かつ、プレミアムを長期的に固定した場合、直前の参照期間の平均市場価格を参照すると、当該期間の 平均市場価格が大きく増加(または減少)した場合に市場価格がもともと高い期間に高いプレミアムを付与すること(またはその逆)になる。また、当該期間の 平均市場価格を参照することとすると、プレミアムの額の決定が事後的になる。こうした点も考慮しながら、参照する市場価格の時期を決定する必要がある。

なお、FIP 制度は再工ネ導入支援のための価格支援制度であることを踏まえれば、FIP 価格が参照価格を下回る場合であっても、再工ネ発電事業者にネガティブ・プレミアムの支払いを求めないことを基本とすることが、合理的と考えられる。また、FIP 価格や参照価格の在り方などについては、制度開始後においても、調達価格等算定委員会が電源毎の実態や入札結果等を踏まえながら適切な見直しをして、ファインチューニングを行うことができる制度とすることが望ましい。

(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

		MIPSIXICUSIV &			
	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		■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ァイル (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)。

(1) 市場価格指標(参照する卸電力取引市場)について

- kWh価値を取引する卸電力取引市場には、スポット市場や時間前市場などがある。
- FIT小売買取における回避可能費用は、2016年度以降、スポット市場価格と時間前市場価格の加重平均によって算定されている。これは、1時間前市場での電源調達の実態を反映できてスポット市場価格だけよりも精緻な価格指標になると考えられること、現行のインバランス料金の考え方とも整合的であること、を踏まえたものである。
- 諸外国におけるFIP類似制度では、スポット市場価格のみを参照して参照価格を算出しているケースが多い。 一方、例えばドイツにおいては、近年、時間前市場における取引が活性化してきている。また、日本でも、FIP制度の導入にあたっては時間前市場取引の環境整備が重要といった声が出ており、今後、特に太陽光発電や風力発電については、発電出力が変動した場合の調整を時間前市場で行うことが想定される。
- なお、kWh価値を取引する卸電力取引市場には、先渡市場やベースロード市場もあるが、これらの市場における取引は現時点では非常に少ない状況である。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が適切ではないか。

ここでは電力市場の一つとして記載。

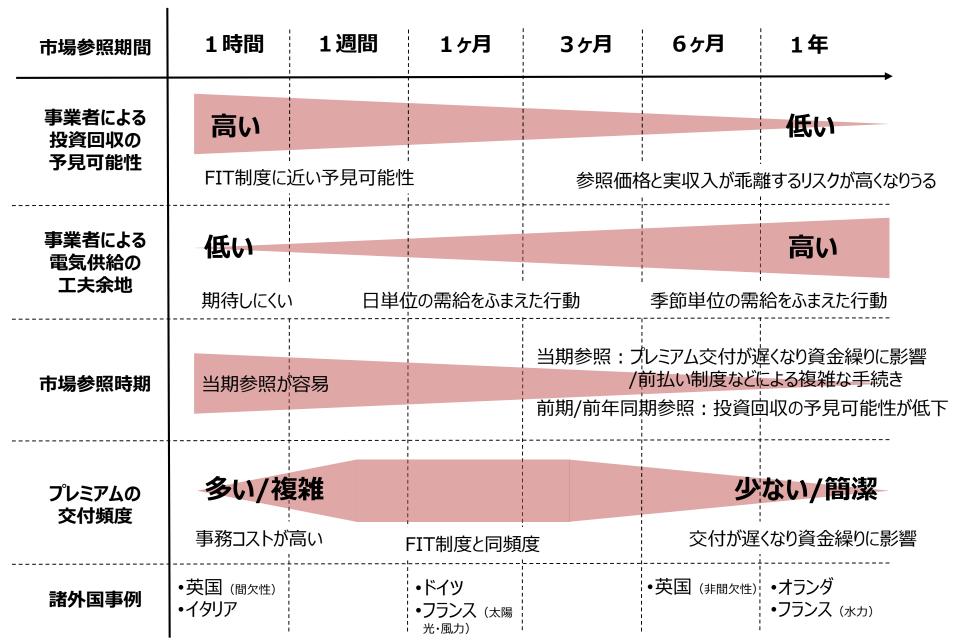
(参考) 卸電力取引市場におけるkWh価値を取引する各市場等について

2020/8/4 電力・ガス取引監視等委員会 電力・ガス取引監視等委員会の検証に関する専門会合(第1回) 資料5(抜粋) 電気の実需給 当日 実需給 1年以上前 数か月前 数週間前 3日前 前日 GC までの時間軸 先渡市場 将来に受渡する電気の取引を行う市場。供 給力の確保や価格変動リスクヘッジするため の取引を行う。 時間前 前日スポット ベースロード市場 前日スポットによ 翌日に受渡する ベースロード電源(石炭 る電気の取引後、 電気の取引を行う 火力、一般水力(流れ込 取引所 発電機のトラブル 主要な市場。一 み式)等)の取引を行う。 や需要急増と 日を30分単位に いった需給の誤 区切った48コマに 差に対応するた 取引を行う場 先物市場(※) ついて取引を行う。 めの取引を行う。 **卸電力取引所の商品の前日スポット価格を** 参照した電力先物取引を行う市場。価格 変動リスクをヘッジするための取引を行う。 相対契約 相対 取引所を介さず、発電事業者と小売電気事業者との間で個別の条件により行う契約。 (※) 先物市場は現物は扱わないが、電気事業者等に対して先行指標価格の形成機能と価格変動リスクのヘッジ機能を提供していることから、

(2) 市場参照期間・(3) 市場参照時期・(4) 交付頻度について

- (2) 市場参照期間について、自然変動電源である風力発電・太陽光発電は、諸外国の事例では1時間や 1ヶ月といった短期の市場参照期間が設定されているものが多い。他方、市場参照期間を1時間にしてしまうと、蓄電池併設や太陽光パネル設置方法の工夫による1日のなかでの電気供給タイミングの工夫が促されない。
- また、ベースロード型や安定的な発電ができる地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電は、諸外国の事例では、1時間や1ヶ月のみならず、6ヶ月や1年といった長期の市場参照期間が設定されているものが複数ある。長期の市場参照期間に設定することで、例えば、燃料調達の工夫による季節を跨いだ電気供給の工夫が促される可能性がある。
- 他方で、<u>市場参照期間が長期</u>の諸外国の事例では、**先渡市場価格のみを参照したり前払い制度を設けたり** することによって、参照価格の確定やプレミアムの交付が遅くならないようにしており、複雑な制度設計が必要となる点に留意が必要。
- (3) <u>市場参照時期</u>については、投資回収の予見可能性を確保するためにも<u>当期の市場価格の参照を望む声がある</u>が、仮に、長期の市場参照期間を設定する場合には、参照価格の確定やプレミアムの交付が遅れることによる資金繰りへの影響を許容するか、前払い制度を設けるなどして複雑な手続きをしなければ、当期の市場価格を参照することはできない。
- 加えて、(4) プレミアムの交付頻度については、頻度が多いと手続きが煩雑になり、頻度が市場参照期間と同じであればプレミアムの額が事業者も含め分かりやすく、頻度が少ないと認定事業者等の資金繰りへの影響が大きい。なお、現行FIT制度では1ヶ月単位で交付している。
- これらを総合的に勘案すると、FIP制度の目的や、卸電力市場価格をより的確に反映すること、過度に不確実性が高くならないようにすること、シンプルな制度設計にすること、といった方針をふまえ、(2) 市場参照期間は全電源一律に1ヶ月とし、(3) 市場参照時期は当期とし、また、(4) プレミアムの交付頻度は1ヶ月としてはどうか。

(参考) 市場参照期間等の検討に当たっての観点(イメージ)



(参考)市場参照期間や工夫余地等に関する事業者の声

市場参照期間/参照時期/交付頻度に関する声

- ◆市場参照期間は、1ヶ月であれば、20年間で考えたときに収入は安定すると考えている。
- ◆市場参照期間は、事業に大きく影響する。**収益が下回らない水準**を示せることが重要。
- ◆市場参照期間が3ヶ月や6ヶ月で、それに併せてプレミアムの交付も遅くなると、資金繰りへの懸念がある。
- ◆交付頻度について、プロジェクトファイナンスの場合、半年ごとの利息の支払いになることが多い。このため、それより長期間にわたり キャッシュが入らない制度になると、金融機関への元利金返済に不安が出る等、発電事業者のリスクが高まる。

発電・売電の工夫に関する声

- ◆卸電力市場に供給する場合、**蓄電池併設により、高値の時間帯に電気を供給することは考えられる**。ただし、**蓄電池は導入コスト が高いため**、どのようにコストを下げていけるかが課題。(太陽光関係)
- ◆パネルを西向きに設置したり、両面パネルを採用するといった**パネルの設置の工夫**により、昼間よりも朝夕に電気を供給する工夫を考 えている事業者もいる。(太陽光関係)
- ◆現状、**定期メンテナンスは、半年に1回(年に2回)、風の弱い季節に実施**している。電力需要は卸電力市場価格に影響を与え るが、電力需要よりも風況のほうが予見性が高いことに加え、収入への影響も卸電力市場の価格差よりも風況が大きい。また、卸電 力市場価格でメンテナンスをするためには、メンテナンスの人員が不足していることへの対応も必要。(風力関係)
- ◆ベースロード的に発電するため、時期をずらして供給するというのは考えていない。**メンテナンスは重負荷期を避けて年単位**の頻度で 実施。(地熱関係)
- ◆流れ込み式の水力は調整機能がなく、発電は自然任せ。**工事やメンテナンスは数年に1度、渇水期に1週間程度の期間で実施 するのが一般的**。(中小水力関係)
- ◆定期点検以外はフル稼働し続けたほうが、設備利用率を高く維持でき、kWh当たりの発電コストを抑えられる。メンテナンスは法定 点検(2週間程度)を、5月の連休中や11月といった需要の少ない時期に実施。(バイオマス関係)
- ◆調整力としての活用もありうる。徐々に出力を下げていくかたちで調整力を生むことが可能。(バイオマス関係)

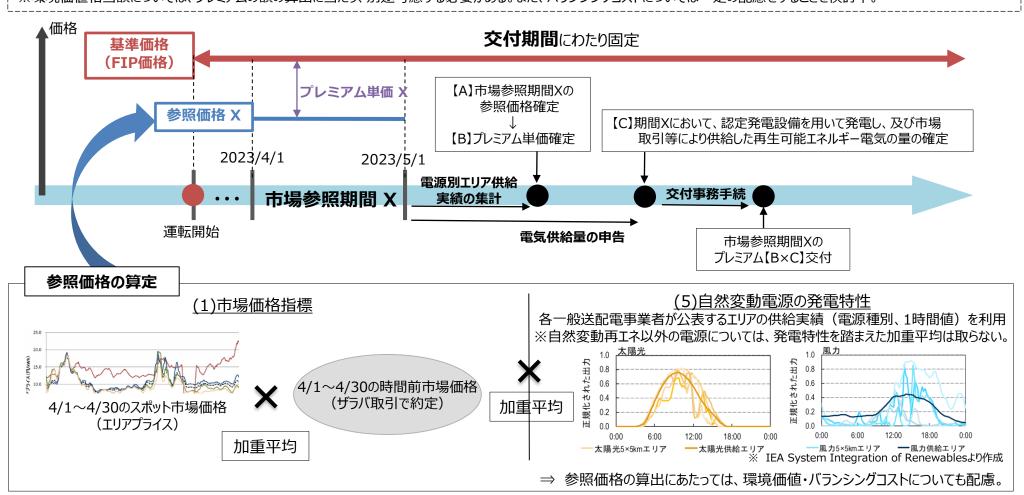
(5) 自然変動電源の発電特性をふまえた価格の参照方法について

- **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月の再工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、プレミアムの交付にかかるフロー (イメージ)

<仮定条件>

- (1)市場価格指標(参照する卸電力取引市場):スポット市場価格と時間前市場価格の加重平均
- (2)市場参照期間: 1ヶ月(3)市場参照時期: 当期(4)交付頻度: 1ヶ月
- (5)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
- ※環境価値相当額については、プレミアムの額の算出に当たり、別途考慮する必要がある。また、バランシングコストについては一定の配慮をすることを検討中。



【論点6】バランシングコストの取扱い

(参考) バランシングコストの取扱い

2020/08/31 再工不大量導入·次世代NW小委員会(第19回)·再工不主力化小委員会(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月の再工ネ主力化小委員会中間取りまとめでは、FIP制度について、「再工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工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、再工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、再工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 <u>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</u>。その際、これまで市場取引のノウ ハウを持つ再工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、再工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ΔkW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。

(参考)前回の本合同会議における論点6に係る主な御意見

<委員>

- 再エネ発電事業者が、<u>インバランス抑制のノウハウを持たない状況を解消するための中長期的な視点が必要</u>。その上で<u>短期的な政策</u> として配慮することは必要。
- 再エネ発電事業者がインバランスによるペナルティを容易に回避できるよう、当日市場の活性化に向けた検討も必要となる。<u>インバラン</u> スのペナルティリスクを金融機関が評価できるようにすることも重要。
- インバランスの抑制については、太陽光や風力を念頭におくと、蓄電池が高いなかでは工夫余地が少ないため、供給量を調整したらメリットが出るように、制度設計に工夫をしてほしい。
- <u>インバランス特例の残置とならないよう</u>にしてほしい。バランシングコストは、本来は事業者で負担するものであり、インセンティブを与えるということではなく、既に存在する規律を執行するということではないか。

<オブザーバー>

- バランシングコストについて、インバランス負担軽減に配慮してほしい。
- インバランス負担軽減の経過措置について、発電予測技術の拡充等も必要。<a href="Employ: Employ: Employ:

バランシングコストの考え方

- 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、**自然変動再工ネは0.4~0.5円/kWh程度**、**自然変動再工ネ以外は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×α+β」の全エリア単純平均値)

(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

諸外国の事例では、現在、<u>自然変動再エネは0.4~0.5円/kWh程度</u>、<u>自然変動再エネ以外は0.3円/kWh程度</u>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キ²€/kWh <u>(1.5円/kWh)</u> 2013:0.75キ²€/kWh <u>(0.94円/kWh)</u> 2014:0.6キ²€/kWh <u>(0.75円/kWh)</u> 2015~:0.4キ²€/kWh <u>(0.5円/kWh)</u>	<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キ²€/kWh (0.35円/kWh)	バランシングコストもふ まえた基準価格を、事	<太陽光・陸上風力> 0.4キ²€/kWh (0.5円/kWh)	バランシングコスト もふまえた 基 準価
管理プレミアム の水準 (非変動)	〈水力・バイオマス〉 2012:0.3ギ€/kWh <u>(0.38円/kWh)</u> 2013:0.28ギ€/kWh <u>(0.35円/kWh)</u> 2014:0.25キ゚€/kWh <u>(0.31円/kWh)</u> 2015~:0.2キ゚€/kWh <u>(0.25円/kWh)</u>	<水力、地熱> 0.2キ ^{>} €/kWh <u>(0.25円/kWh)</u>	業者が入札する。		格を、事業者が入札する。
(参考) インバランス 料金単価平均	<不足時> 81.28€/MWh (10.16円/kWh) <余剰時> 1.62€/MWh (0.20円/kWh)	<不足時>注2 54.41€/MWh (6.80円/kWh) <余剰時>注2 46.34€/MWh (5.79円/kWh)	<不足時> 78.84 £ /MWh (10.64円/kWh) <余剰時> 41.39 £ /MWh (5.59円/kWh)	— 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。

(出典) 各種公表資料より作成

(参考) FITインバランス特例の類型

2019/04/22 再エネ大量導入·次世代NW小委員会(第13回)資料 1 (一部加工)

- 計画値同時同量制度とFIT制度との整合性を保つため、FIT認定事業者の代わりに送配電事業者または小売電気事業者が発電計画を作成し、インバランスリスクを負うFITインバランス特例が設けられている。
- FITインバランス特例制度①③の下では、FIT認定事業者を含む発電BGは、発電計画作成やインバランスリスクを負わない。

特例制度	計画発電量	インバランス	FIT小売買取		FIT送配電買取	
の類型	の設定	精算主体等	適用の有無	適用の有無	引き渡し形態	
特例制度①	一般送配電 事業者	小売電気事業者 (リスクなし)	0	0	電源を特定した小売電気事業者との相対 供給	
特例制度②	小売電気 事業者	小売電気事業者 (リスクあり)	0	0	※①②については小売に選択権あり	
特例制度③	送配電 事業者	送配電事業者	_	0	市場経由の引渡し 電源を特定しない小売電気事業者との相対 供給	

[※] 発電者の立場からは、いずれの場合においても、計画値同時同量制度における特例制度を選択しないことも可能。

[※] 電源を特定しない小売電気事業者との相対供給の場合、個別のFIT電源が特定されず、発電BGを設定できないため、特例制度③の適用となる。

[※] バイオマス発電のうち、化石燃料を混焼しているものは、特例制度①の対象外。(ただし、ゴミ発電など化石燃料混焼ではない混焼バイオマスは特例制度①の対象。)

[※] インバランスリスク分も引き続きFIT交付金対象。

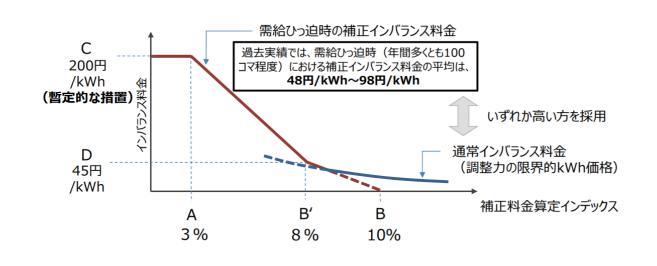
(参考) 2022年度以降のインバランス料金について

● インバランス料金は、2022年度以降、30分コマ毎に、インバランス対応のために用いられた調整力の限界的な kWh価値を引用するとともに、需給ひっ迫時には、補正によりインバランス料金が上昇する仕組みが導入される。

2019/12/17 電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第44回) 資料 3-1 (抜粋)

補正インバランス料金の設定(案)のまとめと今後の方針

- 事務局の提案をまとめると、以下のとおり。
- 2022年度から2023年度までの2年間は暫定的な措置として、Cの設定を200円/kWhとする。 暫定措置期間終了後は、C=600円/kWhに変更することを原則とする。ただし、暫定措置期間 中のインバランスの発生状況やインバランス料金の状況なども確認したうえで、必要に応じ、暫定的 な措置の延長や段階的変更を検討することとする。
- なお、一般送配電事業者のインバランス対応に係る調整力のkWhコストについては、収支均衡を原則とし、今後の収支状況を踏まえ、その管理方法等について検討を行う。



15

【論点9】オフテイカーリスク対策(一時調達契約)

(参考) オフテイカーリスク対策(一時調達契約)

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

- オフテイカーリスク対策について、再エネ主力化小委員会第5回における具体的な方向性に係る審議をふまえ、本年2月の同小委員会中間取りまとめにて、「小規模事業者が外生的かつ予見困難な事情により市場取引をできなくなった場合の、次の取引先が見つかるまでの一時的な緊急避難措置についても、FIP 制度による市場への統合を妨げないように、利用可能期間や買取りの価格について、FIP 制度の下で市場取引を行うことにインセンティブが働くようにしつつ、制度を設計することが適切である。」と整理されたところ。また、これを受けて、改正法においては一時調達契約が規定されている。
- 一時調達契約は、FIP制度の交付期間内において、認定事業者の責めに帰することができない事情により再工 ネ電気の供給に支障が生じた場合に、認定事業者が、経済産業省令で定める期間・価格により、FIT送配電 買取のようなスキームで電気事業者※に対し電気の買取りを申し込むことができる契約。
- 一時調達契約の詳細設計に際しては、上記の観点やFIP制度の骨格を踏まえつつ、利用可能な対象、条件、期間、一時調達価格、供給方法などについて、詳細設計を進めるべきではないか。
- ※ ここでの電気事業者とは、一般送配電事業者、配電事業者、特定送配電事業者を指す。電気事業者は、自らが維持し、及び運用する電線路と認定発電設備とを電 気的に接続する認定事業者から、当該再生可能エネルギー電気について一時調達契約の申込みがあったときは、その内容が当該電気事業者の利益を不当に害するお それがあるときその他の経済産業省令で定める正当な理由がある場合を除き、一時調達契約の締結を拒んではならない。

(参考) 一時調達契約に係る再エネ促進法の条文(部分抜粋)

(一時調達契約の申込み)

- 第二条の七 認定事業者は、交付期間中に市場取引等により再生可能エネルギー電気の供給を行うことに支障が生じた場合において、 当該支障が認定事業者の責めに帰することができないものとして経済産業省令で定めるものに該当するときは、電気事業者に対し、 交付期間を超えない範囲内において経済産業省令で定める期間にわたり、当該認定事業者が電気事業者に対し再生可能エネルギー電気を供給することを約し、電気事業者が、経済産業省令で定める方法により算定した価格(第十五条の三第一号において「一時調達価格」という。)により再生可能エネルギー電気を調達することを約する契約(以下この章、第三十二条第五項及び第三十五条第二項において「一時調達契約」という。)の申込みをすることができる。
- 2 認定事業者は、市場取引等により再生可能エネルギー電気の供給を行うことができるようになったときは、一時調達契約を解除することができる。

(特定契約及び一時調達契約の申込みに応ずる義務)

第十六条(略)

2 **電気事業者は、**自らが維持し、及び運用する電線路と認定発電設備とを電気的に接続する認定事業者から、当該再生可能エネルギー電気について一時調達契約の申込みがあったときは、その内容が当該電気事業者の利益を不当に害するおそれがあるときその他の経済産業省令で定める正当な理由がある場合を除き、一時調達契約の締結を拒んではならない。

3~5 (略)

(再生可能エネルギー電気の供給又は使用の義務)

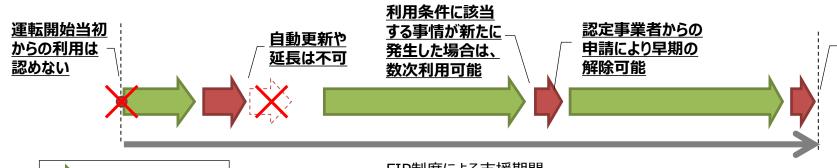
- 第十七条 **電気事業者は、特定契約又は一時調達契約に基づき調達する再生可能エネルギー電気について、電気についてエネルギー 源としての再生可能エネルギー源の利用を促進するための基準として経済産業省令で定める基準に従い、次の各号に掲げる方法の** いずれかにより供給し、又は使用しなければならない。
- 一 卸電力取引市場(電気事業法第九十七条に規定する卸電力取引所が開設する同法第九十八条第一項第一号に規定する卸電 力取引市場をいう。次条第三項第一号において同じ。)における売買取引により供給する方法
- 二 <u>小売電気事業者又は登録特定送配電事業者に対し、その行う小売供給</u>(電気事業法第二条第一項第一号に規定する小売供給をいう。第二十条第一項において同じ。)の用に供する電気として供給する方法
- ※「電気事業者」とは、一般送配電事業者、配電事業者および特定送配電事業者をいう。

(参考) オフテイカーリスク対策としての特別措置

2019/12/12 再Iネ主力化小委員会(第5回)資料1(抜粋)

- FIP制度を利用する再工ネ発電事業者に対してオフテイカーリスク対策としての特別措置を設けるのであれば、FIP制度による市場への統合を妨げることがないよう、利用可能な対象は、卸電力市場取引に参入することが困難な小規模事業者に限定し、利用可能な条件は、契約先の破産といった再工ネ発電事業者にとって外生的かつ予見困難な事情が運転開始後に発生した場合に限定して、再工ネ発電事業者から申請があった場合に限り緊急避難的に利用できるものとしてはどうか。
- 加えて、特別措置のオフテイカーとなる者への負担や制度が複雑化することにも配慮し、廃棄等費用の積立てを含め、**FIT制度の送配電買取をベースとした制度設計**としてはどうか。

<オフテイカーリスク対策の利用のイメージ>



オフテイカーリスク対策利用可能期間よりもFIP制度による支援期間が先に終了する場合、FIP制度による支援期間の終了に併せて終了

FIP制度による支援期間

【論点9】オフテイカーリスク対策(一時調達契約)

(参考)	諸外国の市場取引が必	要な類似制度における:	<u>オフテイカーリスク対策</u>
			2019/12/12 再工ネ主力化小委員会(第5回)資料1(抜粋)
	ドイツ	フランス	英国

利用可能

電力買取先の倒産時や稼働開始直後等

な場合 ※ 例示列挙 電力買取先が見つからないことを発電 事業者が証明できる場合

電力買取先が見つからない場合

基準価格の80%でFIT売電

基準価格の80%以下でFIT売電

市場参照価格からの減額価格で売電

※ 別途のプレミアム支給なし

※ 別途のプレミアム支給なし

+CfDによるインセンティブ ※ 減額は、当該制度開始時は25 £/MWh

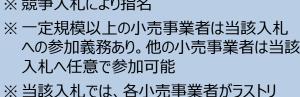
だったが、以降はインフレ率により調整

系統運用者

ラストリゾートの小売事業者 ※競争入札により指名

ラストリゾートの小売事業者 ※競争入札により指名

オフテイカー



ゾートになるにあたっての管理費用を競争し、 連続最長3ヶ月、1年で6ヶ月まで 最長3ヶ月 1年契約

最低額を提示した者が落札(管理費用は

全小売事業者間で平準化) ※ ただし、6ヶ月経過以降、発電事業者の申

請により破棄可能。 ※ 再契約可能(契約の自動更新はなし)

利用可能 な期間

利用実績

方法・

価格水準

246設備、計73MW(2019年7月現在) なし(2019年7月現在)

なし(2017年度末現在)

40

【論点9】オフテイカーリスク対策(一時調達契約)

一時調達契約の具体案

● 一時調達契約については、これまでの御議論や法律上の趣旨をふまえ、**施行当初においては、以下の方針とする こととしてはどうか**。また、機能しない又は乱用されるといったことがあれば、必要に応じて見直すこととしてはどうか。

項目	方針(案)
利用可能な対象	FIP制度は、「再工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、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。また、一時調達契約を申し込むにあたっては、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。 ※ 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。
利用可能な条件 ①の電気供給先が、②の認定事業者の責めに帰することができない事情に該当する場合等	 (①電気供給先>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) 再工や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、 (②認定事業者の責めに帰することができない事情> 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(ご該当する場合に、 一時調達契約の利用を認めてはどうか。 ※なお、一時調達契約はあくまで特別措置であり、認定事業者は、不当な契約解除を回避するような条項を契約に設けておくよう、努めるべきである。
一時調達価格 ・利用可能な期間	諸外国が基準価格の80%以下かつ連続最長 3ヶ月としていること、国内にどのようなオフテイカーが台頭するか市場環境を見極めていく必要があること、市場取引と比べてしっかりとディスインセンティブが働くようにすべきこと、といった観点をふまえ、 【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> 】としてはどうか。

供給または使用 この趣旨に鑑み、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、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)によって、電気を供給または使用すべきではないか。 41

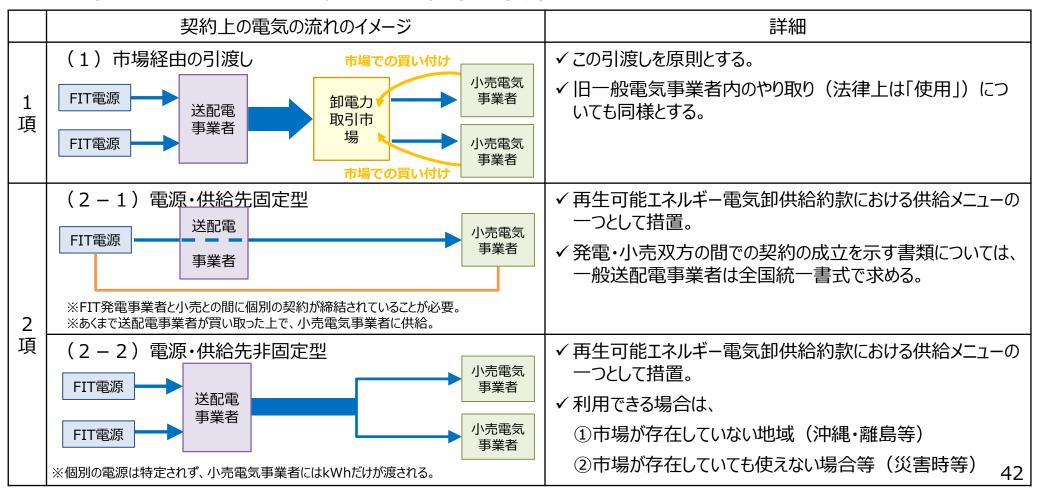
一時調達契約は、市場取引等による電気供給に支障が生じた場合を念頭においたオフテイカーリスク対策である。

(参考) 送配電事業者の買取義務と小売電気事業者への引渡し

2019/04/22 再エネ大量導入·次世代NW小委員会(第13回) 資料:

送配電事業者が買い取ったFIT電気については、①原則として卸電力取引市場を通じた取引により小売電気事業者に供給する、②FIT認定事業者と小売電気事業者との間の合意に基づき、電源を特定した上で相対供給する、③電源を特定せずに小売に相対供給する、という3つの方法を用意している。

<2016年改正FIT法第17条に基づく引渡しの詳細(省令事項)>



【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。

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

再IA选失電力量比率 = 再IA制御量÷(再IA制御量+再IA発電量)×100 = 4.1%

(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

	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	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	 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: 	ーー ■ 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) <対象外> 2015年12月以前に支援を 	<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		■ 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