

# 適正な市場メカニズムと需給確保の在り方について

2019年2月4日

資源エネルギー庁

# 本日御議論いただきたいこと

- 2018年10～11月に九州エリアにおいて、8回にわたり再生可能エネルギーの出力制御（その大部分はFIT太陽光発電）が実施された。
- この期間の卸市場の動向について、第35回制度設計専門会合において、以下の報告がなされた。
  - ① 該当するコマの九州エリアプライスは、需給状況が適切に反映されていれば、本来は0[円/kWh]近傍で約定することが自然であったと考えられるところ、実際の九州エリアプライスは3～7[円/kWh]前後であった。
  - ② インバランス料金についても需給状況が適切に反映されず、十分低い価格となっていなかった。
- このような状況を踏まえ、同会合においては、以下の整理がなされた。
  - ① 旧一般電気事業者の自主的取組での限界費用入札との関係では、太陽光発電など発電量をコントロールできない電気については、最低入札価格（現行のJEPXシステム上では0.01円/kWh）での入札を求める。
    - ※ 1：発電量をコントロールできない電源の本来の限界費用は0[円/kWh]と考えられる。
    - ※ 2：旧一般電気事業者以外の事業者も、上記の整理による入札を行うことが経済合理的であると考えられる。
  - ② 出力制御実施期間において、余剰インバランス料金がエリアプライスを十分に下回るよう、K、Lの定数による補正の導入に併せて、系統出力制御時における対応についても、手作業に伴う実務的な実現可能性も踏まえつつ、具体的検討を進めていく。
- 本日は、このような議論も踏まえ、出力制御実施期間における余剰インバランス料金の算定方法について御議論いただきたい。

# 1. 本日の議論の背景及び検討の必要性

- 本年10月以降、九州エリアにおいて、8回にわたり再生可能エネルギーの出力制御（その大部分はFIT太陽光発電）が実施された。これらの日における卸市場の状況を分析したところ、以下のような事象が確認された。

- ① 実需給において出力制御が予定されており、九州エリアの供給が上回る見込みにも関わらず、スポット市場（実需給前日に取引）の出力制御期間に該当するコマの九州エリアプライス（3～7円/kWh前後）には、需給の状況が適切に反映されていない。約定価格（エリアプライス）は、市場により決定されるものの、理論的には、0円/kWh近傍で約定することが自然であると考えられる。
- ② 同様に、インバランス料金についても、出力制御の影響が適切に反映された十分に低い価格となっていない。
- ③ 出力制御期間に該当するコマでは、結果として、スポット入札終了時点で連系線に空き容量が発生している。

※注 スポット入札終了後実需給時点前に、広域機関による長周期広域周波数調整（広域融通）が行われ、実需給時点では空き容量は減少し、11月10日の一部のコマ以外の出力制御期間は全てゼロとなっている。なお、長周期広域周波数調整とは、供給区域の下げ調整力が不足し又は下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整のことをいう。以下同じ。

- 本日は、上記のような事象を踏まえ、出力制御時の卸電力市場において公正かつ適正な価格が形成されることを確保するための方策について御議論いただきたい。

FIT出力制御実施日（九州エリア）※出力制御量は確定値に修正

発生日	10月13日（土）	10月14日（日）	10月20日（土）	10月21日（日）
出力制御期間	9：00～16：00	9：00～16：00	9：00～16：00	9：00～16：00
出力制御量（万kW）	38	54	52	93
発生日	11月3日（土）	11月4日（日）	11月10日（土）	11月11日（日）
出力制御期間	9：00～16：00	9：00～16：00	9：00～16：00	9：00～16：00
出力制御量（万kW）	38	93	25	82

### 3. 論点1：太陽光発電に関する限界費用の考え方の整理・明確化

- 太陽光など発電量をコントロールできない電気の限界費用の考え方について、これまで、必ずしも明確には、整理されていなかった。今後、出力制御を要するケースが九州エリア内外で増加することが予想されるため、改めて、FIT太陽光発電及びFIT買取期間終了後（卒FIT）の太陽光発電に関する旧一般電気事業者の自主的取組での限界費用入札について、以下のように整理してはどうか。なお、旧一般電気事業者以外の事業者も、下記の整理による入札を行うことが経済合理的であると考えられる。

- A) 買取事業者が発電量をコントロールできない場合は、限界費用を最低入札価格（現行のJEPXシステム上0.01円/kWh）とすることが適切ではないか。

※注 FIT太陽光については、FIT制度上、発電された分だけ実質買取価格（回避可能費用）が発生する構造となっており、発電量に応じて増大する費用でもある。しかしながら、買取事業者が発電量をコントロールできない以上、実質的には、回避可能費用は固定費に近い性質の費用であると考えられる。このため、現行のインバランス制度の歪みを利用する（＝系統余剰にはインバランスによる一般送配電事業者の買取価格が市場価格より高くなることを利用する）不適切な行為を前提としなければ、限界費用が0円/kWhである以上、約定量が最大化されるように最低入札価格で売ることが最も合理的と考えられる。卒FIT太陽光についても、買取事業者が発電量をコントロールすることができない契約の場合は同様であると考えられる。

- B) また、買取事業者が買取契約上、発電量をコントロールできる場合は、限界費用を買取契約上の買取価格（従量制の場合は、従量料金）とすることが適切ではないか。

※注 卒FIT太陽光については、買取事業者が発電量をコントロールできる場合には、市場価格が買取費用以下であれば発電を取りやめることにより出力制御を行うことが可能となる。

### 3. 論点4：インバランス料金算定方法について

- 今般の出力制御期間におけるインバランス料金とスポット市場での九州エリアプライスを比較するとエリアプライスよりインバランス料金が高いコマが発生している。この場合、卸電力市場において、適切な売電等を行わず、余剰インバランスとして送配電事業者に買い取られることがエリアプライスより高く売却でき経済合理的となってしまう、系統の安定等の観点から問題が生じる。
- 計画値同時同量制度における計画順守のインセンティブを持たせるためにも、出力制御実施期間においては、余剰インバランス料金がエリアプライスを十分に下回るよう、算定方法の変更について電力・ガス基本政策小委員会において検討されることが望ましいのではないか。具体的には、同小委で現在検討されているK、Lの定数による補正の導入に併せて、系統出力制御時においても経済的・制度的な対応について、手作業に伴う実務的な実現可能性も踏まえつつ、具体的検討を進めていくことが望ましい。

九州エリアの出力制御期間のエリアプライスとインバランス料金の平均価格

	10月13日	10月14日	10月20日	10月21日	11月3日	11月4日	11月10日	11月11日
エリアプライス平均 (円/kWh)	7.31	5.28	6.12	3.23	6.06	6.02	5.95	5.38
インバランス料金平均 (円/kWh)	5.92	4.60	5.98	2.99	5.74	7.74	6.69	5.17
インバランス料金が高いコマ数 (全14コマ)	2	4	6	4	3	14	13	5

※ βは、10月：-1.95円/kWh、11月：-1.60円/kWh

※インバランス料金は確報値に修正済み

第11回電力・ガス基本政策小委員会資料（平成30年9月18日）より抜粋・一部加筆

#### 補助的施策としてのインバランスの基本設計の方向性

系統不足時	不足BG	余剰BG	系統余剰時	不足BG	余剰BG
P > V1	P	V1	P > V2	V2	V2
P < V1	V1	V1	P < V2	V2	P

系統余剰時の余剰インバランス料金は、市況価格以下となる

P：卸市場を参照した価格 V1、V2：上げ調整力価格、下げ調整力価格

# 論点：出力制御時の余剰インバランス料金の在り方

- 前述の制度設計専門会合における整理に基づけば、自然変動電源の出力制御は、買取事業者が発電量をコントロールできない限界費用 0 [円/kWh]の電源が余剰となっている状況下において発生すると考えられることから、余剰インバランス料金も0[円/kWh]となることが合理的と考えられる。
- しかしながら、現行の算定方法の下では、エリア間の値差を考慮した調整項はエリアプライスとシステムプライスの差の月間中央値となっているため、特定のエリアにおいて相当多数のコマで出力制御が行われたい限り、インバランス料金はこのような水準にはならない。
- これは本年4月以降に行うK,Lによる補正を考慮しても解消されないと考えられ、最低入札価格での売り入札を行うよりも、余剰インバランスとして送配電事業者に買い取られることが経済合理的となる可能性があることが懸念される。
- したがって、自然変動電源の出力制御が実施される場合の当該エリアの余剰インバランス料金については、前回御議論いただいたLによる補正を行うのではなく、0[円/kWh]として設定してはどうか。

$$\text{本年4月以降の余剰インバランス料金} = \alpha \times \text{市場価格} + \beta - L$$

$\alpha$ ：系統全体の需給状況に応じた調整項

$\beta$ ：地域ごとの市場価格差を反映する調整項（エリアプライスとシステムプライスの月間中央値）

L [円/kWh]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
	1.49	0.20	0.17	0.68	0.68	0.69	0.68	0.68	0.83	0.00

※九州エリアの  $\beta$  は、10月：-1.95円/kWh、11月：-1.60円/kWh

## K, L設定の具体的方法について① (K, Lによるインセンティブの強度)

- 2018年4月～2018年9月のインバランス実績をもとにした、各エリアにおけるインセンティブ強度に応じた定数の値は以下のとおり。

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
不足側	現行のインセンティブがある コマ率	64%	77%	77%	78%	77%	77%	77%	77%	75%	99%	
	インセンティブ コマ率の上昇に 応じたKの値の 変化 (円/kWh)	100%	18.77	20.23	20.22	47.85	47.85	47.85	47.85	47.85	20.99	0.14
	90%	2.98	0.59	0.64	0.27	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.43	0.00
	80%	1.24	0.03	0.04	0.03	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.14	0.00
	70%	0.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
余剰側	現行のインセンティブがある コマ率	63%	81%	81%	74%	74%	74%	74%	74%	72%	92%	
	インセンティブ コマ率の上昇に 応じたLの値の 変化 (円/kWh)	100%	31.65	21.63	21.64	17.43	17.43	17.43	17.43	17.43	22.66	1.88
	90%	1.49	0.20	0.17	0.68	0.68	0.69	0.68	0.68	0.68	0.83	0.00
	80%	0.77	0.00	0.00	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.31	0.00

※北海道エリアについては、「平成30年北海道胆振東部地震」の影響により、インバランス料金の特例措置により精算を行った期間の実績を除く。