

# 第 3 5 回 制度設計専門会合 事務局提出資料

～今秋の再生可能エネルギー出力制御時の卸電力市場の状況及び今後の対応について～

平成 3 0 年 1 2 月 1 7 日（月）



電力・ガス取引監視等委員会  
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

# 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。

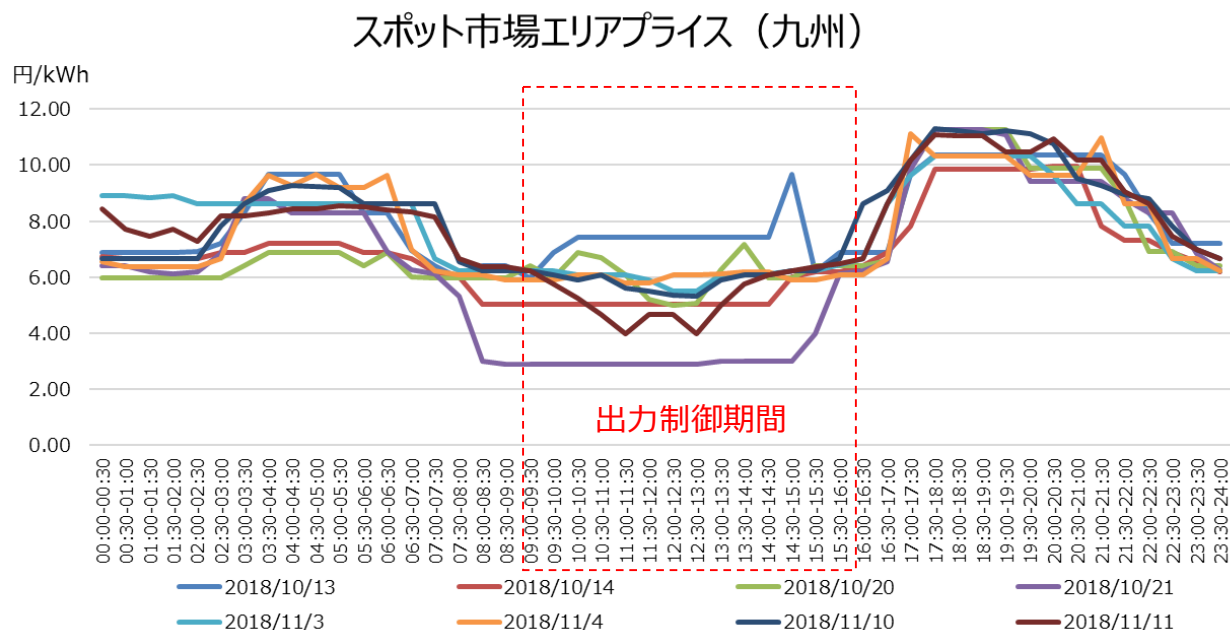
## FIT出力制御実施日（九州エリア）

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）	43	71	70	118
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）	55	121	81	100

# 1. 今般の出力制御時の卸市場の状況①（エリアプライスの状況）

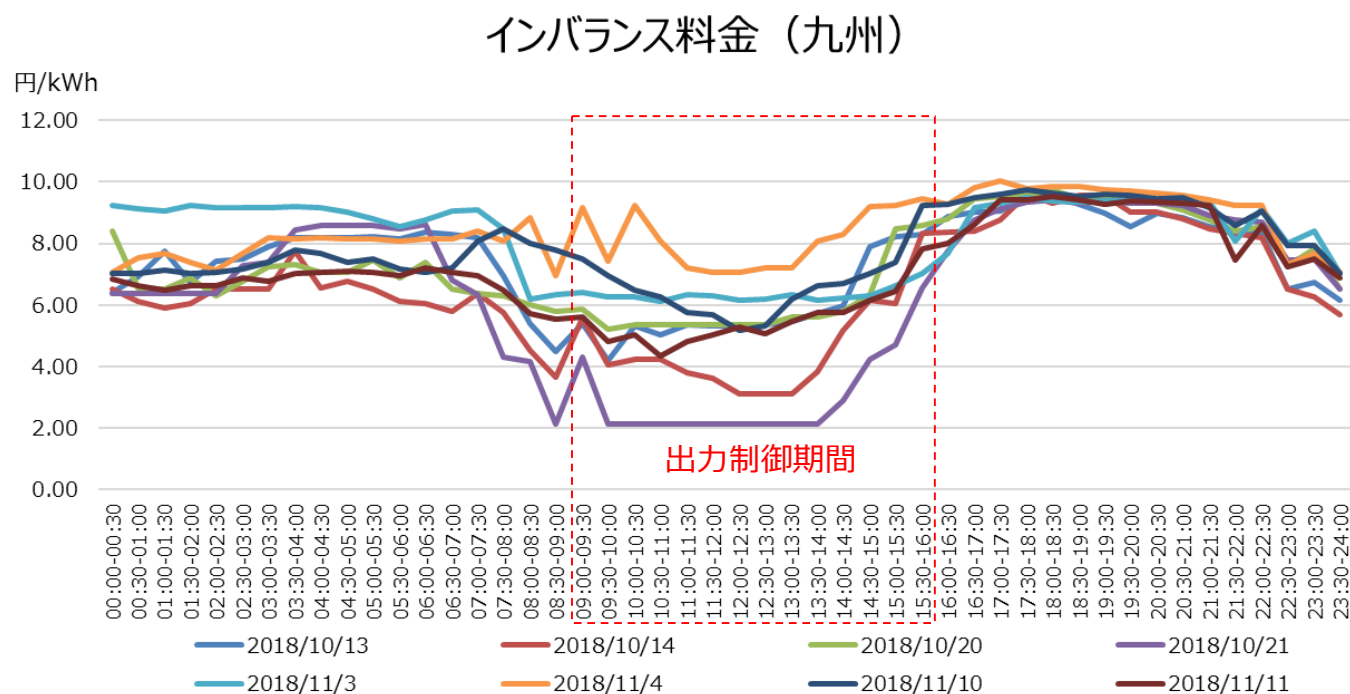
- 今般の出力制御期間の該当するコマのスポット市場での九州エリアプライスは、いずれも平均3～7円/kWh程度となっている。当該期間においては、電気の需要を供給が上回り、余剰が発生していることから、火力発電など他の電源の出力は既に最低限まで下げられていることを踏まえると、スポット市場の約定価格は太陽光発電の売入札価格に依存する状況であったと考えられる。
- 本来、エリアで電気が大量に余剰となっている状況においてはエリアプライスが0円/kWh程度※まで下落することが合理的である。こうした短期の価格シグナルが発信されることによって、市場メカニズムを通じ、需要家及び事業者が余剰の安価な電気を有効に使用しようとする創意工夫（例えば上げDR、蓄電池の導入など）を行うインセンティブが生じるなど、より効率的に電気の利用が促進されることとなる。このため、適切な価格シグナルが発信されていなかった原因を分析し、市場システムの改善を図る必要がある。

※ JEPXシステム上の最低価格は0.01円/kWh



# 1. 今般の出力制御時の卸市場の状況②（インバランス料金の状況）

- 今般の出力制御期間（10月13日、14日、20日、21日の9時～16時）における九州エリアのインバランス料金は、いずれも平均3～6円/kWh程度であり、エリアにおける電気の余剰はインバランス料金に適切に反映されていなかった。
- このような状況においては、インバランス料金がエリアプライス以下であることで、発電事業者等が計画を遵守するインセンティブが確保でき、エリア余剰時には余剰インバランス発生防止につながるものと考えられる。このため、適切なインバランス料金が出ていなかった原因を分析し、改善を図る必要がある。



※ インバランス料金は、10月は確報値。11月は速報値のため参考。

# 1. 今般の出力制御時の卸市場の状況③（連系線の活用状況）

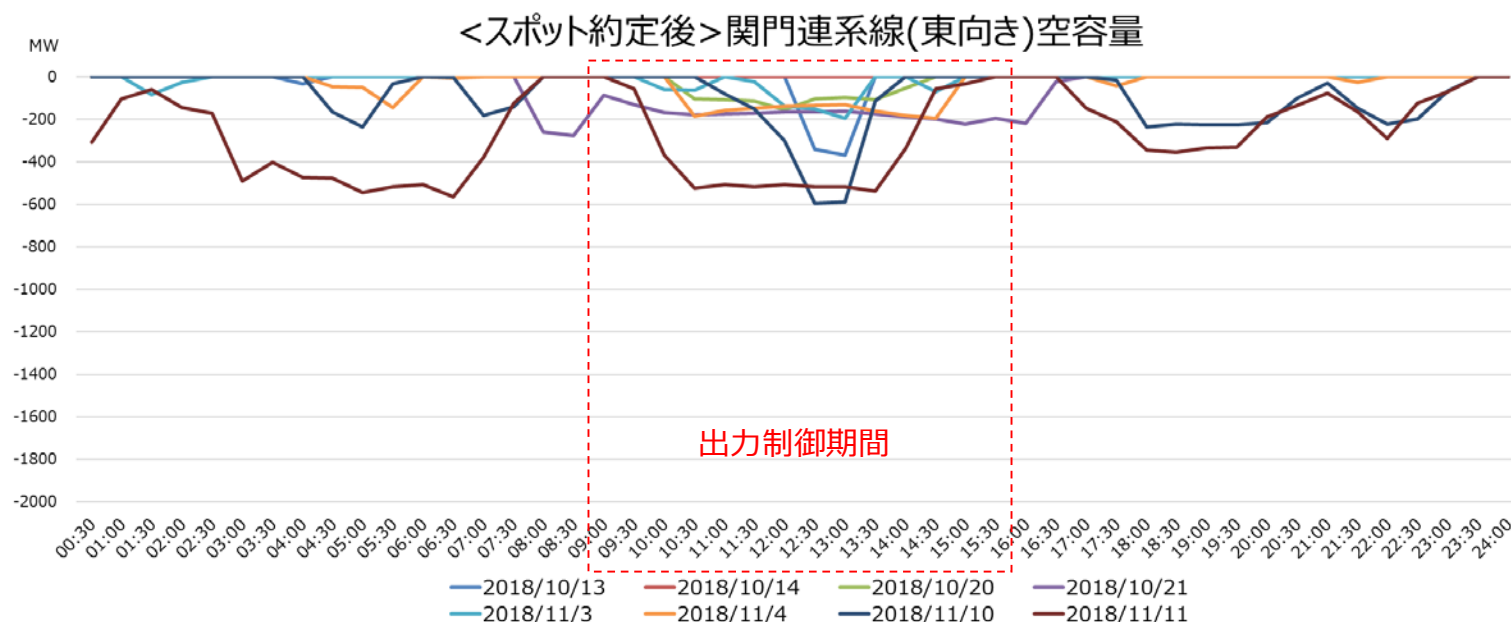
- 今般の九州エリアの出力制御期間の一部のコマにおいて、スポット入札終了時点では、結果として、連系線容量（東向き：九州から中国エリア方向）に空きが残っていたケースが存在した。

※ 例えば、11月10日には空き容量が、最大595MWであった。

- 結果として、これらの空き容量は、市場システムの外でスポット入札終了後実需給前に広域機関による長周期広域周波数調整（広域融通）を通じて九州から他エリアへの送電されることで最大限活用され、他エリアでの下げ調整が必要となった。

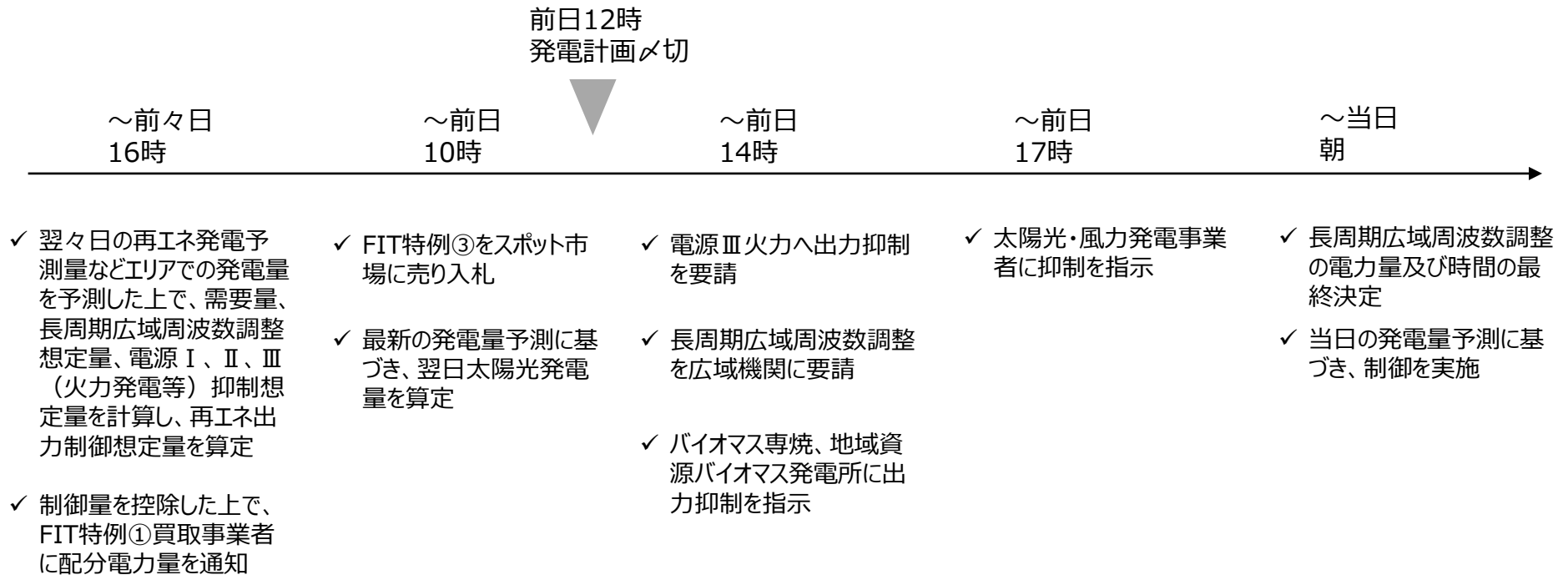
※ スポット市場を通じて連系線が活用されていた場合、九州エリアを除く西日本エリアのエリアプライスが下がっていたものと考えられる。

- エリアで電気が余剰となっている状況においては、スポット市場において非常用のマージンを除き連系線容量がすべて有効に活用されるはずであり、そうならなかった原因を分析し改善を図る必要がある。



# (参考1) 出力制御の流れ

- 制御時の送配電事業者の流れは以下のとおり。



## 2. ①エリアプライスの下げ止まりの原因

- 最低稼働電源（長期固定電源、最低限の火力機※）は、下げ余力がないため、その保有者（主として、旧一般電気事業者でFIT特例①を受ける者（参考2-1））はスポット市場未約定（＝当該電気の需要者が見つからないため出力下げが必要となる）を避けるため、最低稼働電源を自社需要に回し、FIT太陽光（予測発電量は一般送配電事業者が通知するFIT配分電力量）から自社需要を超える分を市場で売却する運用を行ってきており、それは合理的であると考えられる。

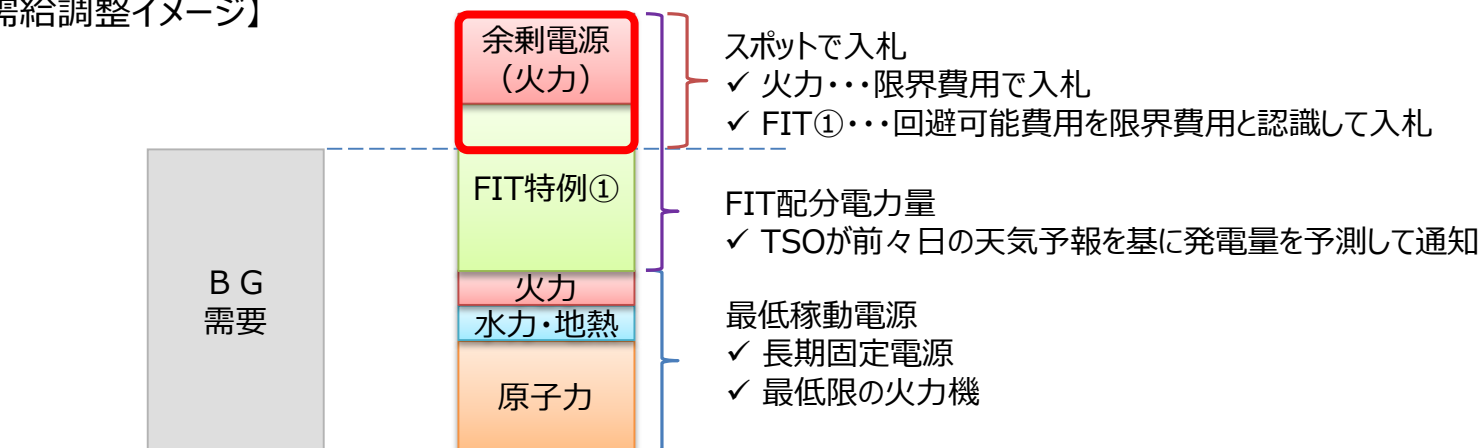
※ すべての火力機を停止してしまうと、夕方以降等の太陽光の発電が期待できない時間帯に火力電源の起動が必要となった場合、起動が間に合わなくなるため、最低出力で運転。

- この際、FIT余剰分は、その実質買取価格（FIT制度における「回避可能費用」※）で売り入札されている。

※ 回避可能費用については、小売全面自由化以降は市場価格連動へ変更となっているが、5年間の激変緩和措置が設けられ、一定の条件を満たす場合に限り従来の原価に基づく回避可能費用が適用されている。（参考2-3）

- 現時点では、旧一般電気事業者による「余剰電源の限界費用ベースでの全量市場投入」の自主的取組において、FIT（太陽光）余剰分の限界費用は、FIT制度における激変緩和措置（参考2-3）による回避可能費用と解されてきたケースもあり、当該価格で売り入札されるため、約定価格が0円/kWh近くまで下がらない。また、市場で売れ残る場合、計画値同時同量制度における計画が一致できず、余剰インバランスが発生する。

【旧一電など小売事業者の需給調整イメージ】





## 送配電買取におけるFITインバランステ例

35

- 送配電買取においても、計画値同時同量制度とFIT（全量買取）との整合性を保つため、FIT発電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、インバランスクをを負うFITインバランステ例を設けることとする。

## ＜FITインバランステ例の種類＞

特例制度の種類	計画発電量の設定	インバランス精算主体等	FIT小売買取	FIT送配電買取	
			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）	○	○	（２－１）電源を特定した小売電気事業者との相対供給 ※小売に選択権あり
特例制度②	小売電気事業者	小売電気事業者（リスクあり）	○	○	
特例制度③（新設）	送配電事業者	送配電事業者	－	○	（１）市場経由の引渡し （２－２）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。

※ （２－２）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、FIT小売買取制度時同様に、特例制度①の対象外とする。（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の対象とする。）

※ インバランスク分も引き続きFIT交付金対象とする。



## 特定契約の変更について（買取義務、回避可能費用激変緩和措置）

36

- 特定契約（FIT買取契約）とは、電気事業者が認定事業者から、認定発電設備について、調達期間を越えない範囲内の期間において、調達価格で再生可能エネルギー電気を調達することを約する契約。  
→ ①当事者、②設備、③買取期間、④買取価格 が特定契約の基本要件
- 本年4月1日以降、特定契約（買取契約）を新規に締結することができるのは、送配電事業者のみ（送配電事業者は、特定契約の申込を原則として断ることができない）。
- 特定契約の基本4要件いずれかに関する変更は、実質的には、新規の特定契約締結と同視しうる。このため、既存の小売買取契約について、自ら買取を行っている小売事業者の事情により4要件いずれかの変更を行おうとする場合、原則として、送配電買取の対象とするとともに、回避可能費用の激変緩和措置の対象外とする（逆に、小売に帰責性がなければ、小売買取も激変緩和措置も原則として維持可能とする）。

### <新FIT法第2条第5項>

この法律において「**特定契約**」とは、第九条第三項の認定（第十条第一項の変更の認定を含む。）を受けた者（以下「**認定事業者**」という。）と**電気事業者が締結する契約**であって、当該認定に係る再生可能エネルギー発電設備（以下「**認定発電設備**」という。）に係る次条第一項に規定する調達期間を越えない範囲内の期間（当該認定発電設備に係る再生可能エネルギー電気が既に他の者に供給されていた場合その他の経済産業省令で定める場合にあっては、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、電気事業者が当該認定発電設備に係る同項に規定する調達価格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をいう。

### <新FIT法第16条>

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氣的に接続し、又は接続しようと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特定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、特定契約の締結を拒んではならない。

### <既存特定契約の4要件のいずれかを 変更しようとする場合の扱い>

		発電事業者帰責性	
		あり	なし
小売事業者帰責性	あり	送配電買取に移行 激変緩和措置の適用なし	〔 ※小売の倒産の場合等 〕 送配電買取に移行 激変緩和措置の適用なし
	なし	〔 ※発電事業者が 設備を増設する場合など 〕 小売買取継続可能 激変緩和措置適用継続可能	〔 ※災害の場合等 〕 小売買取継続可能 激変緩和措置適用継続可能

※いずれも全量買取の場合を想定

## 【参考】回避可能費用について

37

- 回避可能費用とは、FIT電気の買取義務者が、FIT電気の調達によって支出を免れた費用を指す。
- 回避可能費用単価の算定方法については、平成28年4月の電力小売全面自由化に伴い、従来の総括原価方式を前提とした算定方法から、市場価格連動へと見直しを行っているため、送配電買取における回避可能費用もスポット市場価格とすることとする。
- なお、小売買取においては、小売事業者にとってのFIT電気の調達価格が回避可能費用となるため、市場価格連動への見直しに伴い、5年間の激変緩和措置を講じており、一定の条件を満たすものについては従来の算定方法を維持することとしている。

## &lt;回避可能費用単価の算定方法&gt;

時期等	回避可能費用単価の算定方法	備考
(1) 平成24年度・平成25年度認定分(小売買取)	全電源平均可変費単価	激変緩和措置あり (平成32年度末まで一定の条件を満たせば維持可能)
(2) 平成26年度・平成27年度認定分(小売買取)	①全電源平均可変費単価+全電源平均固定費単価 ②火力平均可変費単価 の組み合わせ ※①: 太陽光、風力、水力の供給力計上した分+地熱、バイオマス ②: 太陽光、風力、水力の供給力計上していない部分	※激変緩和措置の対象外となる場合は、(3)の方法で算定
(3) 平成28年度～ (小売買取)	スポット市場価格+時間前市場価格の加重平均 (30分単位)	平成33年度以降、小売買取分はこの方法に一本化
(4) 平成29年度～ (新FIT法、送配電買取)	スポット市場価格 (30分単位)	送配電買取の対象はすべてこの方法

# (参考3) 平成30年10月の回避可能費用（激変緩和措置適用分）

月別回避可能費用

【第2条第1項】平成26年3月31日以前に、改正前の再エネ特措法第6条第1項の認定を受けた設備

平成30年10月										
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
① 告示により定める単価（円/kWh）	9.01	7.55	10.06	10.18	4.46	5.19	6.48	5.94	6.66	8.24
② 平成30年10月 適用の燃料費調整単価（円/kWh）【税込値】	-0.51	-0.18	-1.29	-2.60	0.66	0.33	0.39	0.25	-0.37	0.49
③ 平成30年10月 適用の燃料費調整単価（円/kWh）【税抜値】	-0.47	-0.17	-1.19	-2.41	0.61	0.31	0.36	0.23	-0.34	0.45
④ 販売電力量シェア（%）	4%	9%	31%	15%	3%	17%	7%	3%	10%	1%
⑤ 回避可能費用【税抜値】①+③	8.54	7.38	8.87	7.77	5.07	5.50	6.84	6.17	6.32	8.69

旧特定電気事業者・特定規模電気事業者	全国
⑥ 告示により定める単価の加重平均値（円/kWh）	8.08
⑦ ③燃料費調整単価【税抜値】の加重平均値（円/kWh）	-0.69
⑧ 回避可能費用【税抜値】⑥+⑦	7.39

- ①・・・告示により定める単価（税抜値）
- ②・・・一般電力各社毎に適用する燃料費調整単価（税込値）
- ③・・・②の税抜値〔②÷1.08、小数点以下第3位四捨五入〕
- ④・・・告示により定めるシェア
- ⑤・・・告示により定める単価（税抜値）

【第2条第2項】平成26年4月1日以後に、改正前の再エネ特措法第6条第1項の認定を受けた設備

平成30年10月										
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
① 告示により定める単価（円/kWh）	11.30	9.45	11.72	12.01	7.16	8.01	8.33	8.81	9.74	9.49
② 平成30年10月 適用の燃料費調整単価（円/kWh）【税込値】	-0.51	-0.18	-1.29	-2.60	0.66	0.33	0.39	0.25	-0.37	0.49
③ 平成30年10月 適用の燃料費調整単価（円/kWh）【税抜値】	-0.47	-0.17	-1.19	-2.41	0.61	0.31	0.36	0.23	-0.34	0.45
④ 販売電力量シェア（%）	4%	9%	31%	15%	3%	17%	7%	3%	10%	1%
⑤ 回避可能費用【税抜値】①+③	10.83	9.28	10.53	9.60	7.77	8.32	8.69	9.04	9.40	9.94

旧特定電気事業者・特定規模電気事業者	全国
⑥ 告示により定める単価の加重平均値（円/kWh）	10.23
⑦ ③燃料費調整単価【税抜値】の加重平均値（円/kWh）	-0.69
⑧ 回避可能費用【税抜値】⑥+⑦	9.54

- ①・・・告示により定める単価（税抜値）
- ②・・・一般電力各社毎に適用する燃料費調整単価（税込値）
- ③・・・②の税抜値〔②÷1.08、小数点以下第3位四捨五入〕
- ④・・・告示により定めるシェア
- ⑤・・・告示により定める単価（税抜値）



## 2. ②インバランス料金の下げ止まりの原因

- インバランス料金の算定方法は、2017年10月以降、以下のようにになっている。

インバランス精算単価 = (全国スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値) ×  $\alpha$  +  $\beta$

$\alpha$  : 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

- したがって、九州エリアのみ価格が低下し、他のエリアが通常の値動きとなる場合には、地域ごとの市場価格差を反映する調整項 $\beta$ を反映したとしてもインバランス料金が九州エリアプライスを上回ることがあり得る。

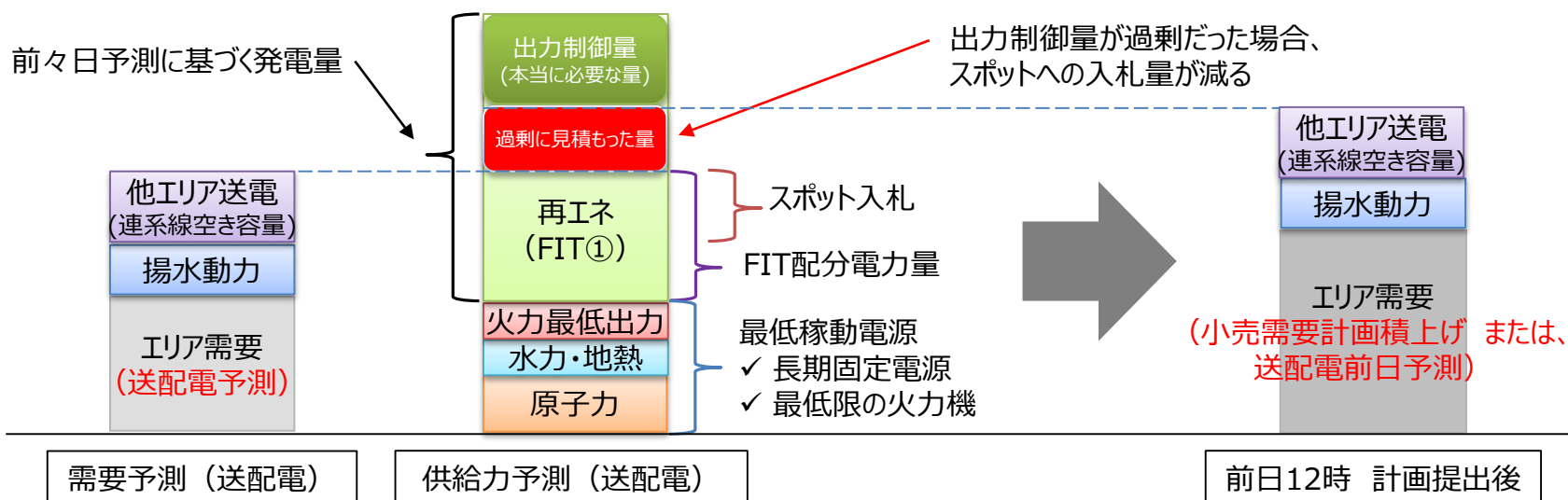
地域ごとの市場価格差を反映する調整項： $\beta$ の値（円/kWh）

年月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2017年12月	2.10	-0.13	-0.13	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	0.55	0.00
2018年01月	1.22	-0.04	-0.04	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.00	0.00
2018年02月	0.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2018年03月	4.04	0.11	0.11	-0.47	-0.47	-0.47	-0.47	-0.47	-0.52	0.00
2018年04月	4.45	0.00	0.00	-0.30	-0.27	-0.27	-0.27	-0.27	-0.28	0.00
2018年05月	3.97	0.00	0.00	-0.33	-0.33	-0.33	-0.33	-0.33	-0.33	0.00
2018年06月	2.95	0.00	0.05	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.44	0.00
2018年07月	1.64	0.48	0.49	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-1.66	0.00
2018年08月	2.73	0.36	0.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.87	0.00
2018年09月	4.55	0.56	0.56	-0.89	-0.89	-0.89	-0.89	-0.89	-1.28	0.00
2018年10月	3.66	0.51	0.51	-0.64	-0.64	-0.64	-0.64	-0.64	-1.95	0.00
2018年11月	4.46	0.36	0.36	-0.93	-0.93	-0.93	-0.93	-0.93	-1.60	0.00

## 2. ③スポット約定後に連系線空き容量が発生する原因

- 送配電事業者は、現行の運用実務では、実需給前々日に、エリアの需給状況予測（需要予測とともに、各電源の発電量やエリア外への送電量予測）に基づいて、必要となる再エネ出力制御量を算定し、FIT特例①による買取事業者（旧一電が多いが、一部新電力も存在）へFIT配分電力量を通知する。  
※ 再エネ事業者への抑制の通知自体は前日17時頃に実施される。
- 当該通知を受けて、小売電気事業者は、当該通知によるFIT配分電力量（太陽光発電の予測量）と自社の最低稼働電源の発電量を加えると自社需要分を上回ることとなるため、その余剰量をスポット市場に売り入札を行うこととなる。その結果、スポット市場で約定すれば、当該余剰分がエリア内外の他社の需要に約定価格で使用される。
- なお、送配電事業者がFIT配分電力量を計算するに当たっては、実需給の前々日に出力制御を行う量を差し引いてた上で計算し、買取事業者に通知する運用となっているため、送配電事業者による出力制御量の見積もりが実際より大きすぎる（例えば、エリア需要予測が全ての小売事業者自身の需要予測合計より小さすぎる）場合※、エリアプライスの上げ止まりの原因に対策を講じたとしても売り入札がスポット市場における売却可能量を下回る可能性がある。  
※ 気象見通しの精度上の限界などから正確な見積もりは現行の技術では一般的に困難とされている。

【送配電事業者が行うエリア需給予測・出力制御量の算定とスポット市場入札量の関係】



### 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2：FIT特例①について

- FIT特例①では、FIT買取義務者はFIT発電事業者から買取電力量（kWh）を公定された調達費用で買い取り、回避可能費用を除いた金額を費用負担調整機関から交付されることとなる。この回避可能費用は現在、原則として、市場価格連動となっているが、小売全面自由化（平成28年4月）から5年間の激変緩和措置が設けられ、一定の条件を満たす場合に限り、従来の原価に基づく回避可能費用が適用されている。
  - ただし、裁定取引を防止する観点から（次頁）、激変緩和措置の対象とした電源から調達したFIT電気のうち、スポット市場で売却したり、他の小売電気事業者に転売した分（託送制度に則って提出する計画に基づき判断）については、激変緩和措置の対象外となり、市場価格連動の回避可能費用が適用される仕組みとなっている。しかしながら、現状、こうした計画値に基づいて、市場に売却したFIT余剰分の回避可能費用が市場価格連動となることが広く認知されていないのではないか。
  - また、FIT特例③では、買取義務者である送配電事業者は、買い取った電気を市場で売却することとなるが、その際の回避可能費用は市場価格連動となる。FIT特例①による買取対象電源には一般家庭も含まれ、その全て切り替えることは交渉コスト等から現実的ではないと考えられるものの、FIT配分電力量のうち自社需要を超える部分だけでもFIT特例③へ切り替えることができれば※、市場経由での引渡しにより卸電力市場において公正かつ適正な市場価格の形成と卸市場の流動性の向上が期待できるのではないかと。
- ※ 買取義務者の変更によって、FIT発電事業者に損失は生じない。
- このため、特に出力制御が生じているエリアにおいて激変緩和措置の適用を受けたFIT特例①を利用している旧一般電気事業者（買取義務者）について、自社需要を超える部分が激変緩和措置の対象から外れるよう適切な計画を提出する運用の徹底や、自社需要を超える部分だけでも送配電買取（FIT特例③）への必要な切替えが進むよう、資源エネルギー庁においても必要な対応が行われることが望ましいのではないかと。

改正FIT法による制度改正について（平成29年3月 資源エネルギー庁）より抜粋

Q10. 激変緩和措置の適用期間中に、小売電気事業者が自ら激変緩和措置の適用を放棄できますか。

A 小売買取を継続する場合、事後的に小売電気事業者の事由により変更することは制度上適切ではなく、認められません。ただし、小売電気事業者と認定事業者の間の合意により、市場価格連動の回避可能費用を用いる送配電買取に切り替えることは可能です。

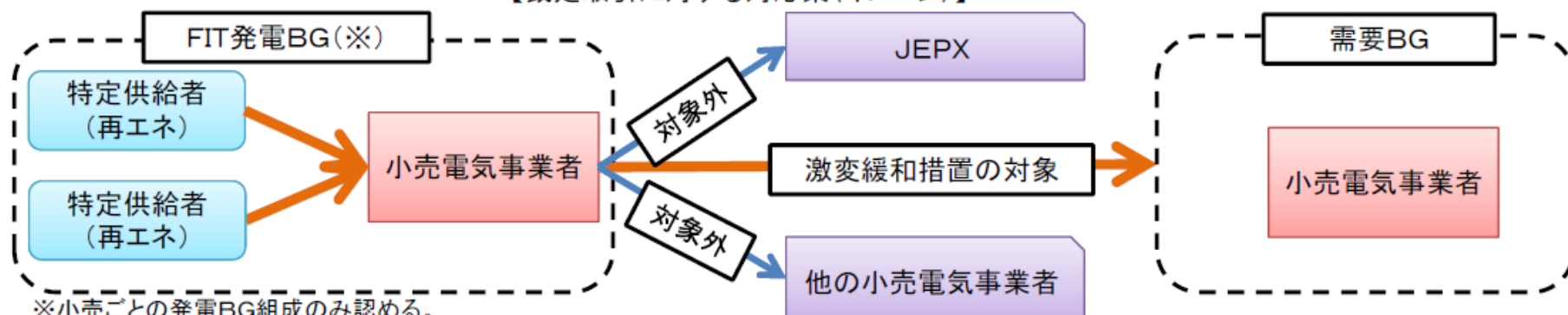
## (参考4) 裁定取引防止策の詳細

小売全面自由化に伴う再エネ特措法施行規則等に関する説明会資料  
(平成27年11月 資源エネルギー庁) より抜粋

### 2-6. 裁定取引防止策の詳細

- 小売電気事業者の需要量とFIT発電BGからの調達量を比較し、調達した電気が全て需要に使われる場合に関しては激変緩和措置の対象とし、逆に需要を超えて電気を調達した場合については、卸電力取引所あるいは相対での転売が行われたものと判断する(FIT発電BGの販売計画において、他の小売電気事業者に販売している量についても当然、激変緩和措置の対象外とする。)。具体的には、当面の間は、託送制度に則って小売電気事業者によって提出される発電販売計画及び需要調達計画に基づいて把握することとする。

【裁定取引に対する対応策(イメージ)】



※小売ごとの発電BG組成のみ認める。

※運用上の観点から、インバランス料金単価や回避可能費用ごとに発電BGを組成すること。

※裁定取引防止策を効率的に実施する観点から、小売は発電契約者の立場で直接転売した場合、激変緩和措置の対象外とする。

【具体的な把握方法(イメージ)】

○発電販売計画

発電計画(注)	激変緩和措置対象のFIT電源	120
	激変緩和措置対象外のFIT電源	10
販売計画	小売電気事業者A(の需要)	130

(注)FIT電源は、原則として特定契約を締結する小売電気事業者が発電計画を提出。

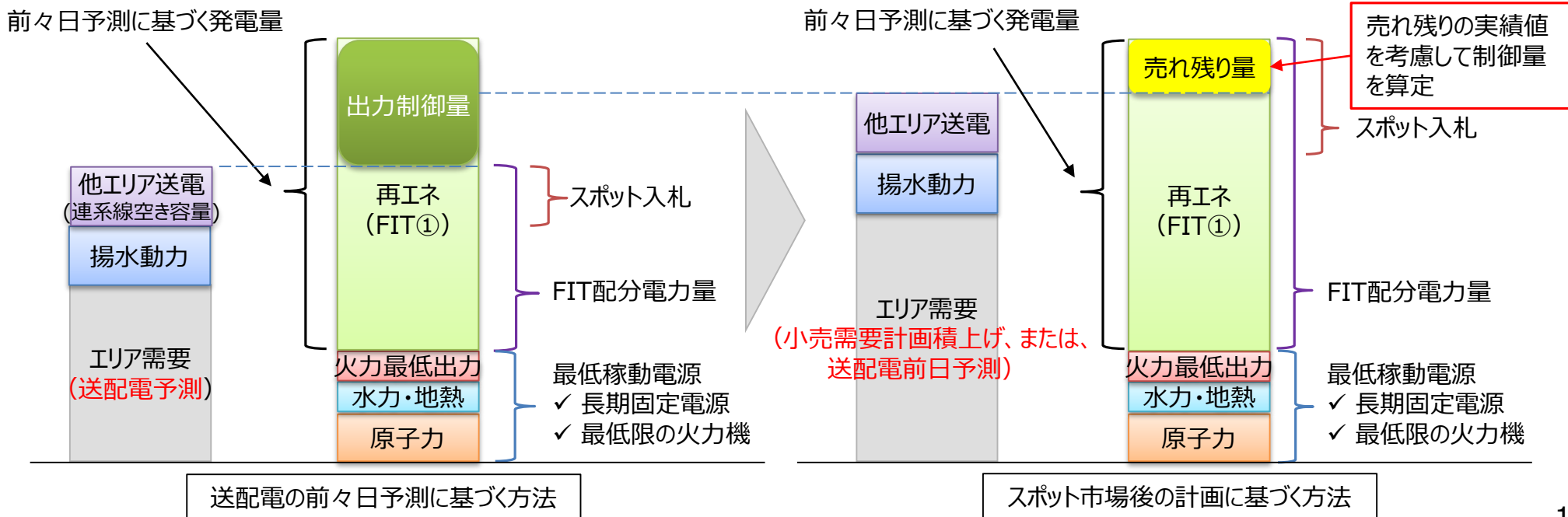
○需要調達計画

需要計画		100
調達計画	小売電気事業者A(の発電計画)	130
	発電事業者からの調達(火力電源など)	80
	別の小売電気事業者に転売(調達分からマイナス)	▲110

上記の場合は、激変緩和措置対象のFIT電源の発電量120のうち100が激変緩和措置の適用となる。

### 3. 論点3：出力制御量の算定方法について

- 送配電事業者は、現行の運用では、出力制御量の算定を実需給の前々日に実施しているが、現在の需要量等の予測技術の精度には限界があり、結果として前々日時点で出力制御量を多めに見積もった場合などには、スポット市場による連系線活用が十分に行われぬおそれがある（このため、現実の出力制御が過大なものとなることを防ぐため、スポット入札終了後実需給前に長周期広域周波数調整を実施する）。また、本年10月より間接オークションが導入され連系線の利用はスポット市場での約定結果によって決定される。
  - このため、出力制御量の算定について市場メカニズムを用いて、精緻化を行い、適正な市場価格の形成を確保する観点から、前日午前10時に開場するスポット市場での売れ残りの実績値を考慮して算定する方式などの検討について、資源エネルギー庁において行うことが望ましいのではないかと考えている。
- － 前々日時点では、FIT特例①の発電予測量の全量を買取事業者へ通知し、買取事業者は自社需要を超える分を成り行きでスポットに売り入札する。
  - － スポット市場の結果として売れ残った量を考慮して出力制御量とし、その時点で発電計画を変更する。



### 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	6.34	8.13	6.59	5.53
インバランス料金が高いコマ数（全14コマ）	2	4	6	4	14	14	12	8

※ インバランス料金は、10月は確報値。11月は速報値のため参考。（βは、10月：-1.95円/kWh、11月：-1.60円/kWh）

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 B G	余剰 B G	系統余剰時	不足 B G	余剰 B G
P > V 1	P	V 1	P > V 2	V 2	V 2
P < V 1	V 1	V 1	P < V 2	V 2	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