

効率的かつ安定的な電力需給バランスの 確保に向けた制度環境整備について

2018年3月12日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 一般的な財物と異なり、容易に貯蔵できない電力の瞬時瞬時の需給バランスを確保するための仕組みとして、2016年4月の小売全面自由化を機に、従来の実同時同量制度に代わり、計画値同時同量制度が導入された。
- 新たな制度の下では、発電事業者や小売事業者が実需給前に提出する計画と実際の発電・需要実績との差分（インバランス）を、一般送配電事業者が調整力電源を用いて調整する一方、調整に要する費用については、卸電力取引所における市場価格をベースとしたインバランス料金を通じて回収される。
- 現在、2020年の開設に向けた需給調整市場の詳細設計が進められており、効率的かつ安定的な需給バランス確保に向けた現行制度の課題を整理の上、需給調整市場開設後のインバランス料金制度の在り方等について、検討していく必要がある。
- 本日は、現行制度の運用実態を紹介しつつ、計画値同時同量制度の下での計画見直しの在り方や、FIT制度の下での再エネ予測変動分への対応を御議論いただくとともに、新たなインバランス料金制度の設計に当たっての基本的考え方について御議論いただく。

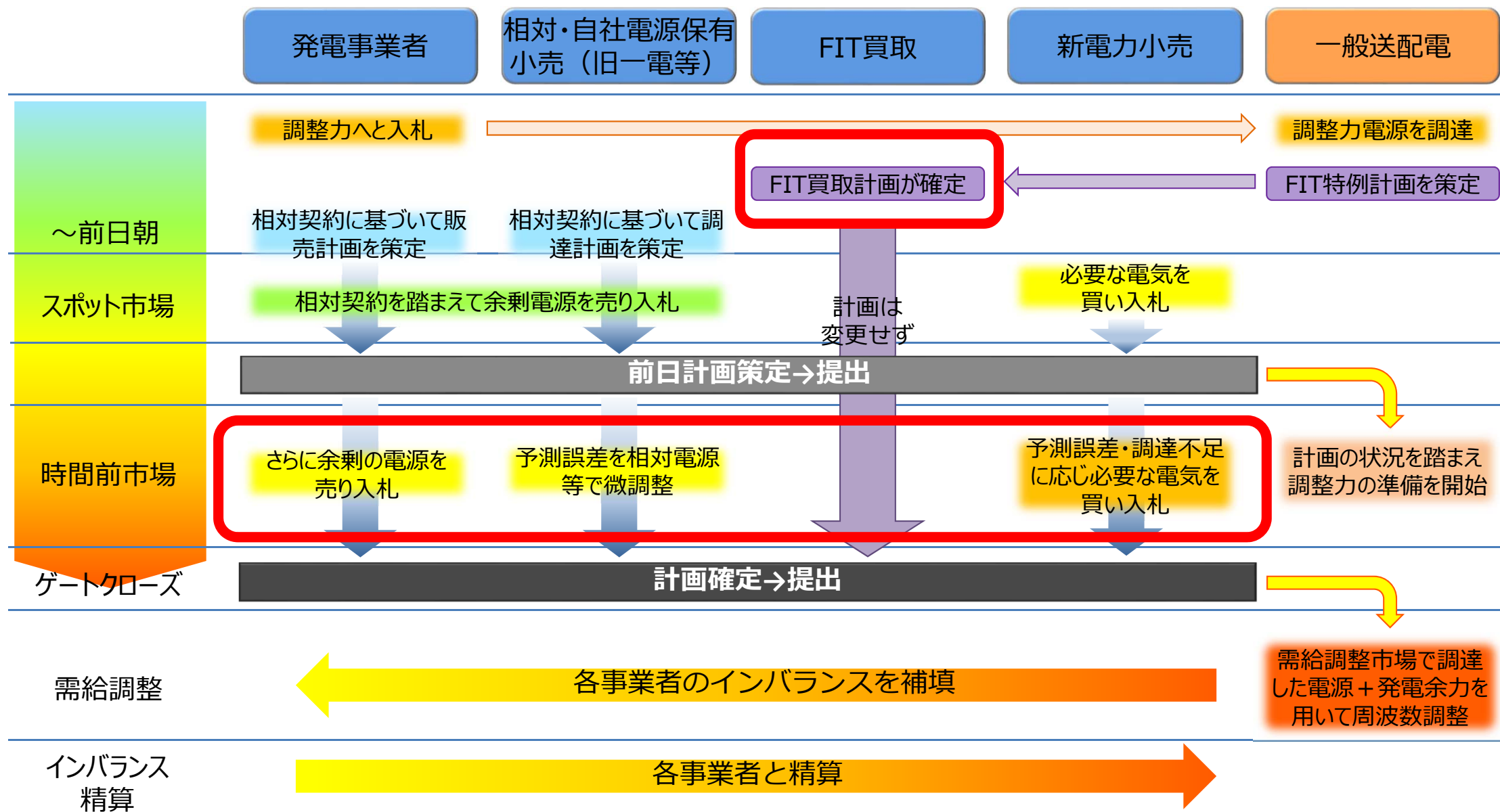
1. 計画値同時同量制度下における 計画見直しの在り方

計画値同時同量制度下における計画見直し

- 計画値同時同量制度の下で、発電事業者や小売事業者は、相対契約のほか、前日スポット市場、時間前市場等を活用しつつ、日々の需給バランス変動も考慮しながら、販売計画に対応した発電計画・合理的な予測に基づく需要計画を策定し、計画に沿った調達・販売を実需給直前（1時間前）まで行うこととされている。
- また、発電事業者や小売事業者が策定した計画と実際の発電・需要実績との差分（インバランス）については、一般送配電事業者が調整力電源を用いて調整することとなっている。 ※調整に要する費用は、卸電力取引所における市場価格をベースとしたインバランス料金を通じて回収。
- 最終的に一般送配電事業者が調整するインバランス総量を抑制するためには、発電事業者や小売事業者において、実需給直前まで状況変化に応じた計画の見直しを行うことが望ましい。
- 計画の見直し状況は広域機関への提出計画の変更回数に反映される※ことから、計画変更状況を切り口とした至近の状況の分析結果と、計画策定や需要変動に対する対応における事業者の役割分担について御議論いただく。

※計画の変更は、電源差し替え等、その他の理由に起因するものもある点に留意。

(参考) 計画値同時同量制度下における関係者の実務フロー



需給ひっ迫時の計画見直しとインバランス（1/22-1/26）

- 計画同時同量制度の下で、当日の需要が計画を大きく上回ると見込まれるときは、需要計画を見直し、追加的な調達を行うことが求められる。
- 本年1月下旬の大雪・厳寒により東電管内の需要が大幅に増加したときは、事業規模の大きい小売事業者ほど計画の見直し回数は多く、見直し回数が少ないほどインバランスは不足気味に発生する傾向が見られた。また、見直しが多いほど、不足インバランスは軽減されていた。

<2018年1月22～26日>

需要実績（当該期間内）	平均見直し回数 （一社当たり）	インバランス率 （当該期間内）	見直しをしなかった 場合(前日計画)の インバランス率 （当該期間内）	見直しによる改善率 （前日計画を基準としたインバランスから、 見直しの結果どれだけ減少したか）
上位10社（計597百万kWh）	53	-3.34%	-5.20%	35.8%
11～30（計225百万kWh）	14	-7.63%	-10.75%	29.1%
31～60（計62百万kWh）	10	-8.73%	-10.70%	18.5%
61～126（計13百万kWh）	9	-15.10%	-18.81%	19.8%

※需要実績、インバランス率（期間内の総計画量/総実績量 - 1）は速報値。
東京エリアのみなし小売電気事業者（東京電力エナジーパートナー）を除く。

(参考) 今冬の東京エリアにおける需給ひっ迫

第8回 電力・ガス基本政策小委
(2018.3)事務局資料

今冬の東京エリアの電力需給状況について

- 1月下旬から2月にかけて、厳しい寒さによる電力需要の高まりなどにより、東京電力エリアの予備率が低下し、厳しい需給状況となることが懸念される日が8日間発生した。
- 東京電力PGは初となる電源 I' (※)を8日間（合計13回）発動し、他エリアから融通を7日間受けた。この結果、予備率が安定供給に最低限必要とされる3%を下回ることはなかった。

(※) 10年に1回程度の猛暑や厳冬の場合による需要の急増に対応するための調整力

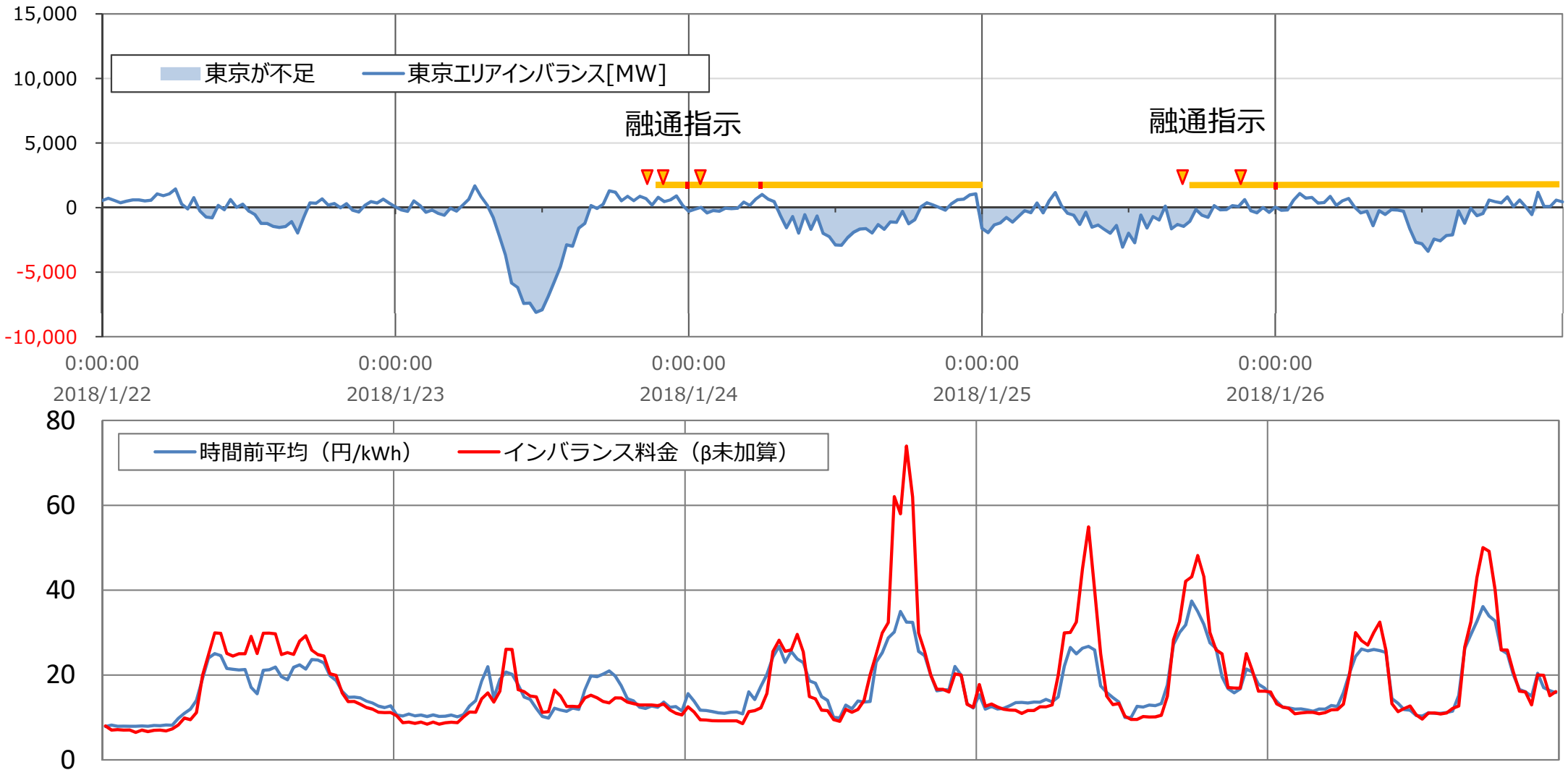
<厳しい需給状況となった日の需給実績とH1需要・供給力との比較>

厳しい需給状況となった日 (ピーク時間)	1月 H1需給パ ランス (17~18)	1月22日 (月) (17~18)	1月23日 (火) (9~10)	1月24日 (水) (18~19)	1月25日 (木) (18~19)	1月26日 (金) (18~19)	2月 H1需給パ ランス (17~18)	2月1日 (木) (17~18)	2月2日 (金) (10~11)	2月22日 (木) (17~18)
最大需要	4910	5101	4641	4927	5110	5124	4910	4978	5266	4810
供給力	5530	5368	4854	5188	5302	5371	5347	5207	5564	5065
予備率 (融通含む)	12.6	5.2	4.6	5.3	3.8	4.8	8.9	4.6	5.7	5.3
前日時点 予想予備率 (融通含まず)		7.3	7.0	1.0	3.5	2.2		7.1	0.6	21.4

注1 単位は最大需要、供給力が万kW、予備率、前日時点等予想予備率が%
注2 現時点の暫定値であり、今後変更の可能性あり

東電管内のエリアインバランスとインバランス料金 (1/22-1/26)

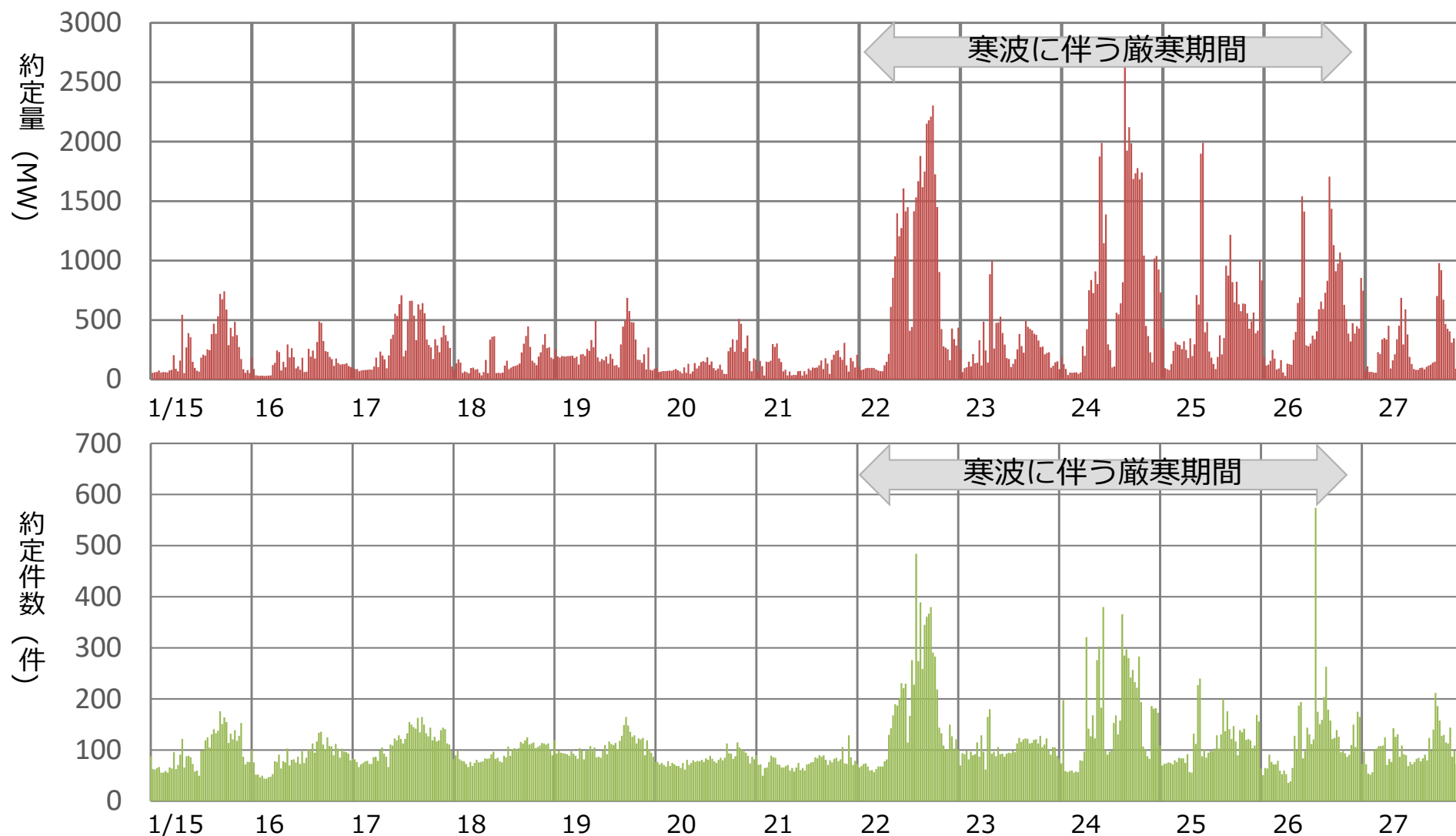
● 1月下旬に需給がひっ迫した間、東電管内のインバランスは総じて不足気味に推移していたが、インバランス料金は必ずしもひっ迫状況に応じて上昇していなかった。



(出所)広域機関所有インバランス実績データ (速報値)、JEPX公表インバランス料金データ

厳寒期需要増に伴う時間前市場の活用状況

- 本年1月22日～26日にかけて大雪や厳しい寒さに伴って発生した需要の高まりに対しては、時間前市場における取引量が増加しており、事業者が一定程度時間前市場を活用して計画値同時同量の達成努力を行っていたことが窺える。

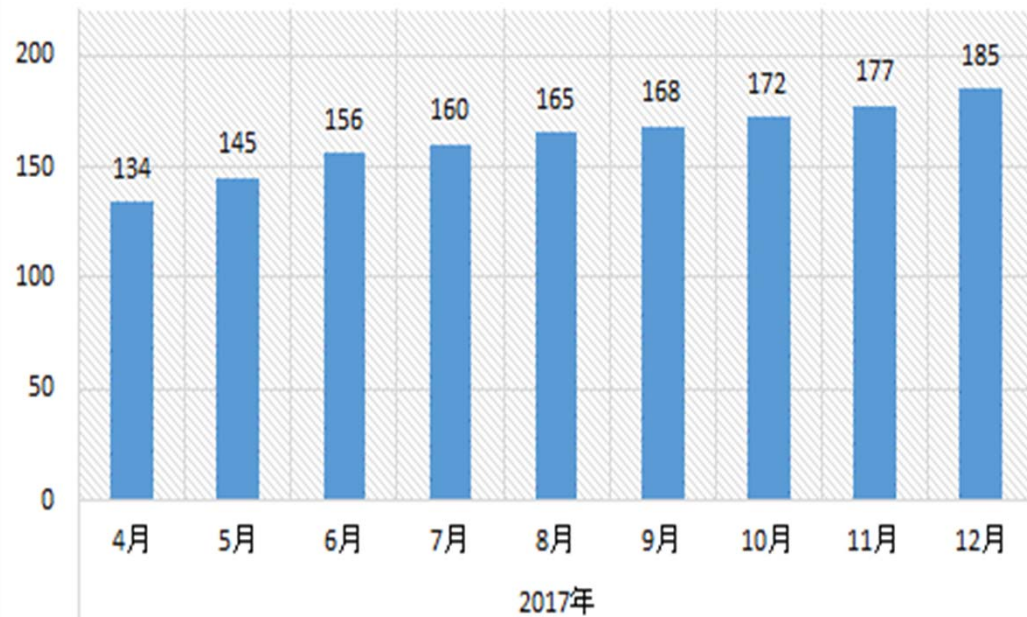


(出所)JEPX公表市場データ

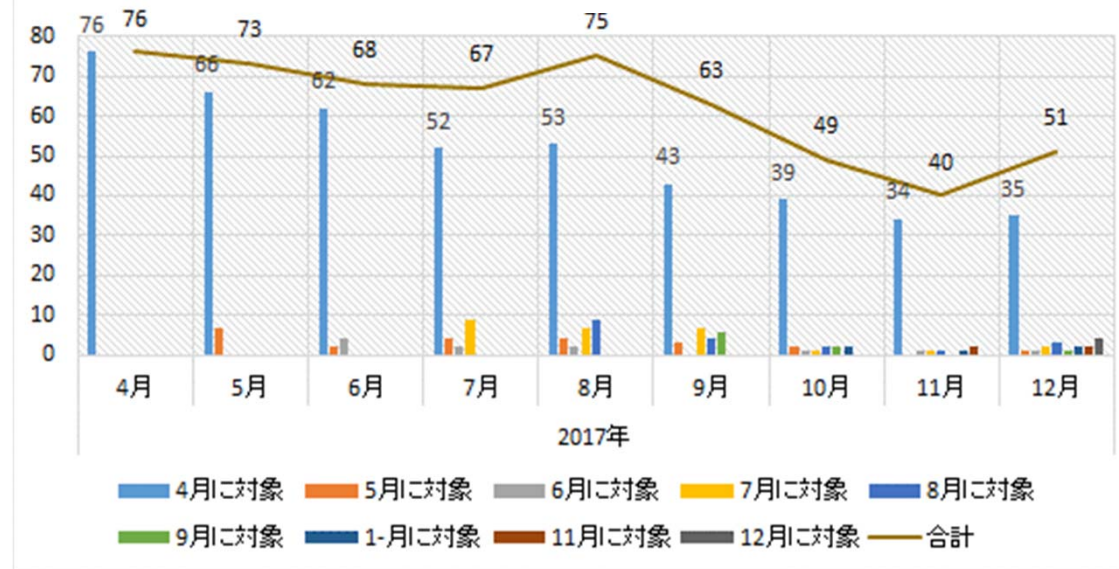
(参考) 小売電気事業者の需要計画の策定状況

- 適正な需要計画の提出に向けた取組として、広域機関において、必要に応じ、注意喚起、報告徴収、指導等を実施してきたほか、昨年10月には、インバランス料金制度の見直し等の環境整備が行われた。
- この結果、注意喚起等の対象となる小売事業者は減少傾向にある。

需要計画の提出者数



注意喚起を受けた事業者数



(出所)広域機関

状況変化に対応した計画見直しの在り方

- 本年1月の大雪・厳寒に際し、需要の変動に対応して計画を随時見直した小売事業者は必ずしも多くなかったと考えられる一方、計画見直しの少ない事業者ほど多くインバランスを発生する傾向がみられた。
- 前日計画提出後、需要変動等の状況変化に対応した計画見直しについては、いつ、どのような場合に行うか、一定のルールがあるものではないが、計画見直しの有無はインバランスの多寡に直結することを踏まえ、今後、各事業者の運用実態やその背景を丁寧に把握しつつ、望ましい計画見直しの在り方を検討していくこととしてはどうか。

【参考】送配電等業務指針

(託送供給契約者による計画の提出)

第138条 託送供給契約者は、供給区域ごとに、別表8-1に定める需要計画、調達計画及び販売計画(以下「需要調達計画等」という。)を、同表に定める提出期限までに、本機関に提出しなければならない。

2 需要調達計画等には、次の各号に掲げる事項を記載するものとする。

一 需要計画 合理的な予測に基づく需要の想定(需要者の需要抑制量の反映を含む。)

二 調達計画 需要計画に対応した供給力の確保の計画(但し、調達先(卸電力取引所における前日スポット取引及び1時間前取引による調達を含む。以下同じ。)ごとに記載することを要し、翌日計画以降は、調達先の販売計画及び卸電力取引所の約定結果と一致させなければならない。)

3 託送供給契約者は、原則として、翌日計画以降においては、調達計画と販売計画との差は需要計画と一致させなければならない。

(計画の変更)

第144条 託送供給契約者、発電契約者又は需要抑制契約者は、需要調達計画等、発電販売計画等又は需要抑制計画等に変更が生じた場合(本機関が業務規程第109条に基づき計画値を変更したことに伴い必要となる変更を含む。)、速やかに変更後の計画を本機関に提出しなければならない。

2. FIT制度の下での再エネ予測変動分への対応

FIT制度の下での再エネ予測変動分への対応

- FIT制度の下で再エネの導入拡大が進む中で、FIT特例制度に由来するインバランス料金制度の構造的な課題として、再エネ予測誤変動分による調整力への負担増が指摘されている。
- インバランス料金制度には、事業者の計画遵守インセンティブ向上を通じ、送配電事業者が要する調整力の削減更には調整力コストの低減を図ることが期待されている。他方、FIT特例制度（①及び③）の下では、本来、発電事業者が行うべき再エネ予測変動分の調整を送配電事業者が行うこととしている結果、調整力コストの増大につながっている。
- 今後、インバランス料金制度の在り方を議論していくに当たり、FIT制度の下での再エネ予測変動に関する現状と課題を紹介の上、その調整をだれがどのように行うことが調整力コストの削減に向けて望ましいか、今後の対応の方向性について御議論いただく。

(参考) 各FITインバランス特例の規模

2017年10月の発電実績 (GWh)

	小売買取				送配電買取				
	みなし小売 FIT特例①	新電力 FIT特例①	みなし小売 FIT特例②	新電力 FIT特例②	みなし小売 FIT特例①	新電力 FIT特例①	みなし小売 FIT特例②	新電力 FIT特例②	一般送配電 FIT特例③
北海道	205.9	20.0	0.0	30.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0
東北	458.6	67.4	0.0	26.0	0.0	0.2	0.0	0.0	17.0
東京	812.1	180.0	23.6	109.5	0.0	0.8	0.0	0.2	19.4
中部	544.6	130.4	0.0	73.1	0.0	0.6	0.0	0.1	4.9
北陸	78.8	0.7	0.0	30.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
関西	278.4	49.0	0.0	29.5	0.0	0.2	0.0	0.2	2.2
中国	382.1	28.9	0.0	18.9	0.0	0.1	0.0	0.1	1.9
四国	185.8	26.5	0.0	19.2	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5
九州	689.3	75.5	0.0	106.9	0.0	0.9	0.0	0.1	6.3
沖縄	33.9	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
合計	3669.6	578.9	23.6	443.5	0.0	2.8	0.0	0.7	55.8

(参考) FITインバランス特例の類型

<特例制度の類型>

特例制度の 類型	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
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	一般送配 電事業者	一般送配 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

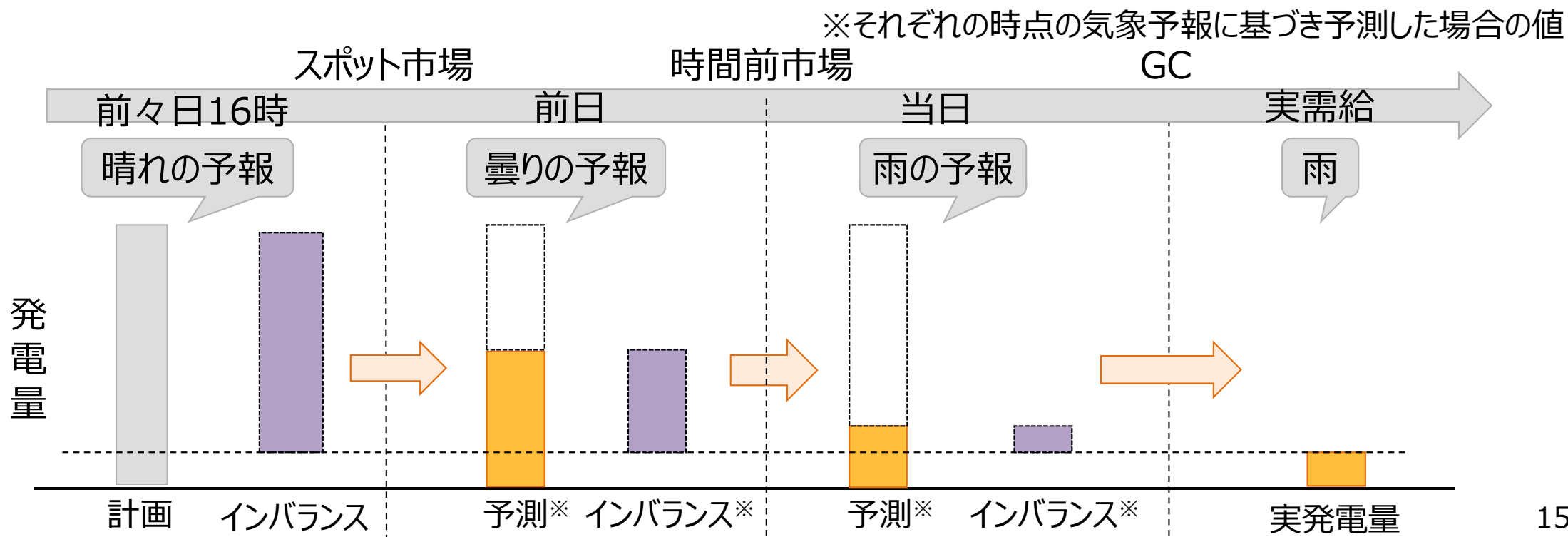
※ 発電者の立場からは、いずれの場合においても、計画値同時同量制度における特例制度を選択しないことも可能。

※ (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、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。)

(参考) FITインバランス特例①の運用スケジュール

- 現行のFITインバランス特例①は、実需給から相当程度離れた時点で策定する予測値をもって計画を確定するため、インバランスのうち、本来、時点ごとに調整可能な要素もまとめて送配電事業者の調整力に依存している状況。
- 調整力は、(1)周波数維持、(2)需給バランス維持（計画誤差調整）のために、託送料金を原資に確保（kW）されている。
 ※kWh分のコストは、インバランス料金を通じて精算される。
- 他の電源や事業者における計画策定スケジュール（実需給の1時間前に計画確定）と比較すれば、FITインバランス特例①の運用は、(2)にて本来定義されている誤差以上の出力予測変動分を、調整力に依存していると言える。



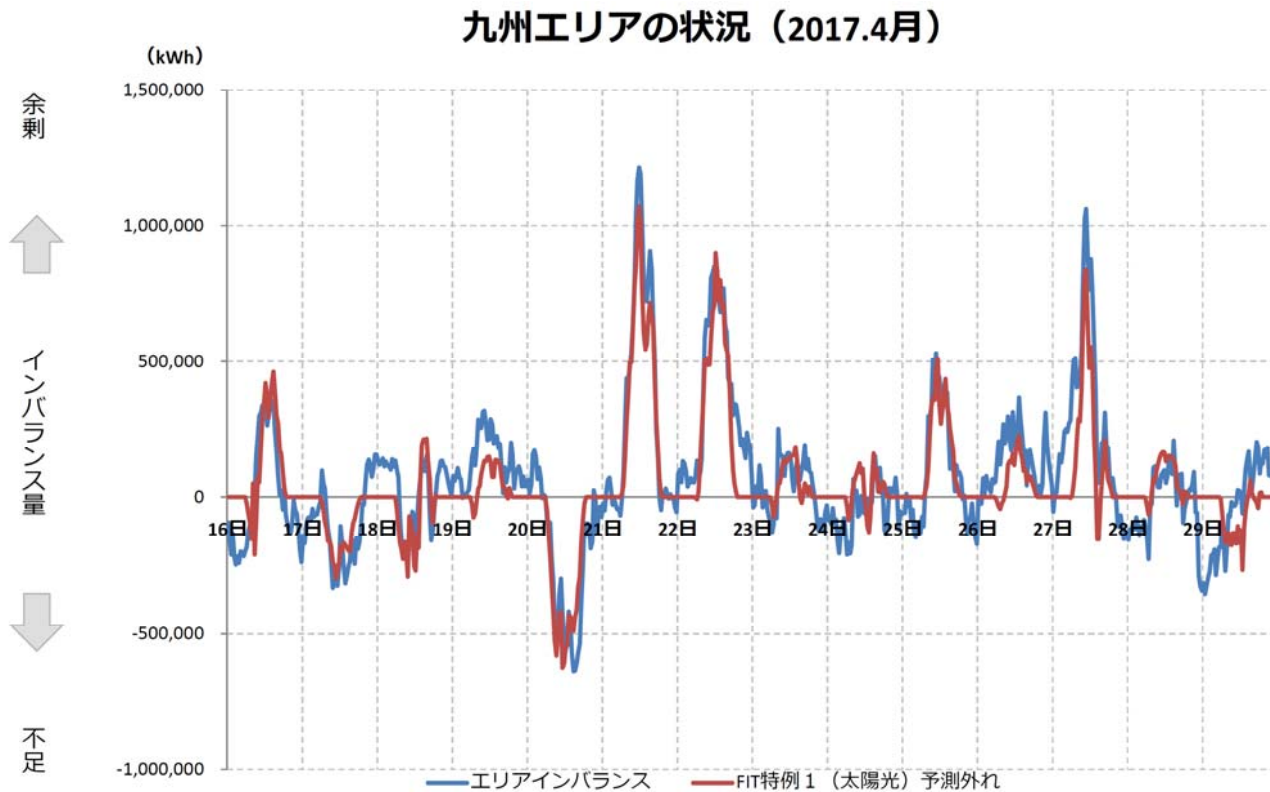
(参考) 太陽光の計画誤差が与えるエリアインバランスへの影響

- 現行制度下では、2日前に行われた太陽光の計画誤差が、エリアインバランス中の大きな割合を占めている日が多く、一般送配電事業者の調整力確保量に対して増加方向への圧力要因となっている。

第25回 制度設計専門会合
(2017.12)事務局資料

エリアインバランスに占める太陽光発電予想外れの割合 (事例4)

- 太陽光の予測外れがエリアインバランスの大きな割合を占めている日が多い。

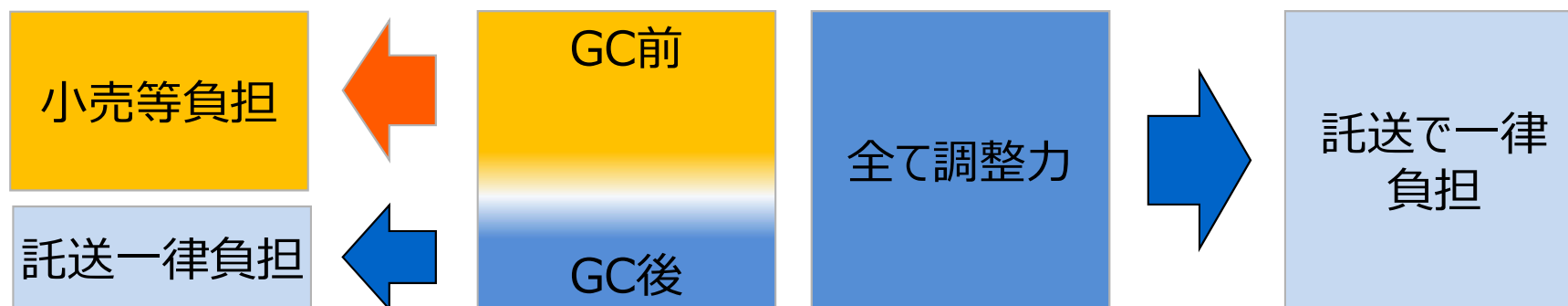


エリアインバランス：(出典)九州電力HPより

FIT特例①(太陽光)予測外れ：発電計画値及び九州電力による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成(インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。)

再エネ予測変動分の調整方法

- 発電量の変動は、通常発電インバランスとして処理されるが、FIT発電事業者の規模・実務負担等を考慮して、FIT電源については、発電予測・計画誤差の調整を第三者が行うこととする、FITインバランス特例制度が定められた。
- このうち、送配電事業者が調整を行うFIT特例①については、再エネ導入拡大に伴い、計画誤差調整に必要となるコストの負担の問題や、需給調整に携わる新規ビジネスの可能性は、検討時の想定を超えて顕在化している。
- 現行のFIT特例①を前提とすれば、再エネ予測変動分の調整実務は送配電事業者が担い、そのコストは主にインバランス料金及び託送料金で回収される一方（結果的に小売料金に転嫁）、計画締切（GC）以前に調整する場合は、変動分の調整は主に買取事業者等が担い、結果的に小売料金へと転嫁される。
 - ※予測精度の観点から、再エネ予測変動分の全てが買取事業者で調整されるわけではない。
- こうした状況を踏まえ、再エネ予測変動分の調整を引き続き送配電事業者が担うことが考えられる一方、コスト最小化の観点から、小売事業者に一定の調整を行わせることも考えられる。



再エネ予測変動分の調整にかかる役割分担の在り方

- 再エネ予測変動分の調整については技術的发展等の一定の課題はあるが、予測変動分を計画提出締切以前に調整する方が、総じてコスト増への抑制効果が高いと考えられる。

役割分担	GC前に調整（小売等で調整）	GC後に調整（送配電で一括調整）
事業者インセンティブ（小売事業者）	小売事業者は、DR・VPPや時間前市場の活用等の多様な手段を取ることでコスト増を抑制するインセンティブが発生。	インバランス料金や託送料金により一旦平等にコスト計上されるが、小売事業者はDR等の調整力提供による別途収入により、差引きで総コストを削減する方向にインセンティブが発生。
事業者インセンティブ（送配電事業者）	—	インバランス料金や託送料金でコスト回収が可能のため、強いコスト削減インセンティブは生じない。 ※事後評価等により、予測精度向上等を促すことは可能か。
トータルコスト	コスト増を抑制するインセンティブは事業者に広く影響しやすく、外部委託等を含めて手段も多様に採りうる中、事業者の創意工夫に依存するが、総じてコスト増を抑制する傾向が期待できる。	新規事業（調整力提供）参画へのハードルの高さから、全ての小売事業者が自ら別途収入の手段を確保できる訳ではなく、一旦事業者に計上されたコストを他の手段で回収することは必ずしも可能ではない。

(参考) 再エネ出力予測の研究

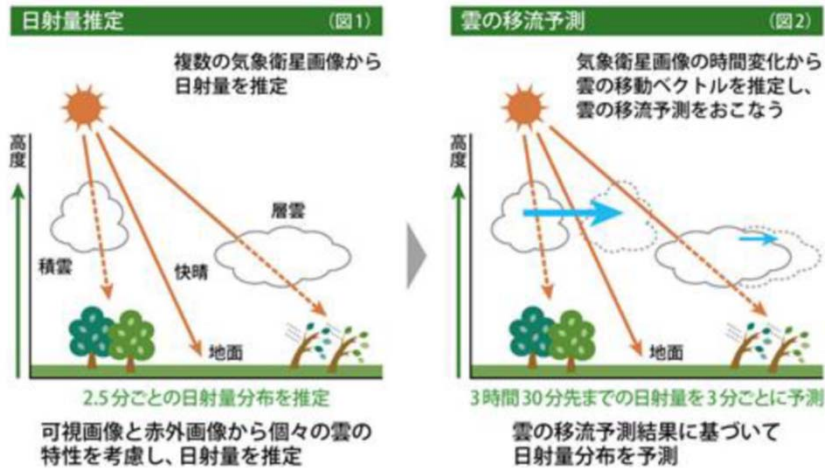
- 再エネ出力の変動が需給安定に大きく影響するようになってきていることから、太陽光発電の出力予測の高度化に向けた技術開発が積極的に進められている。

関西電力における日射量予測システムの開発

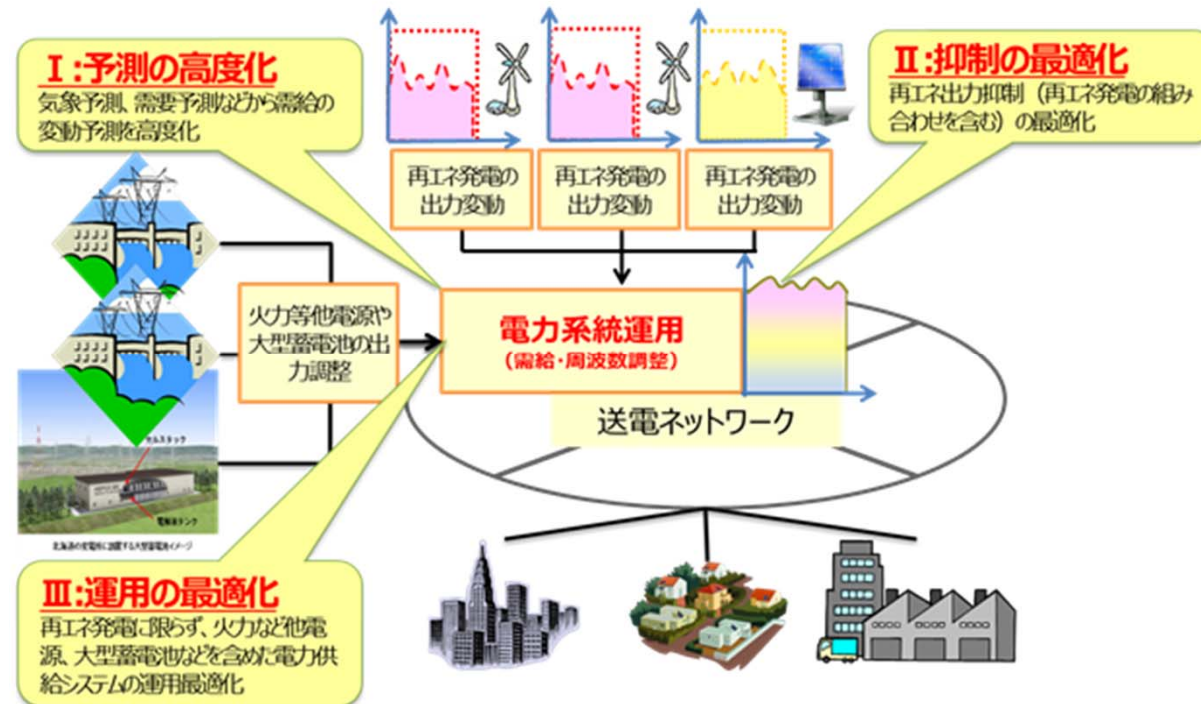
日射量短時間予測システム「アポロン」

2012～2014年度 (株)気象工学研究所と共同開発

気象衛星が撮影した雲画像から雲の特性を分析し、地表面の日射強度を推定(図1)、また、気象衛星画像に写る雲の時間変化から雲の移流を予測し(図2)、3時間30分先までの日射量を1kmメッシュごとに3分刻みで予測



国における再エネ出力予測高度化研究



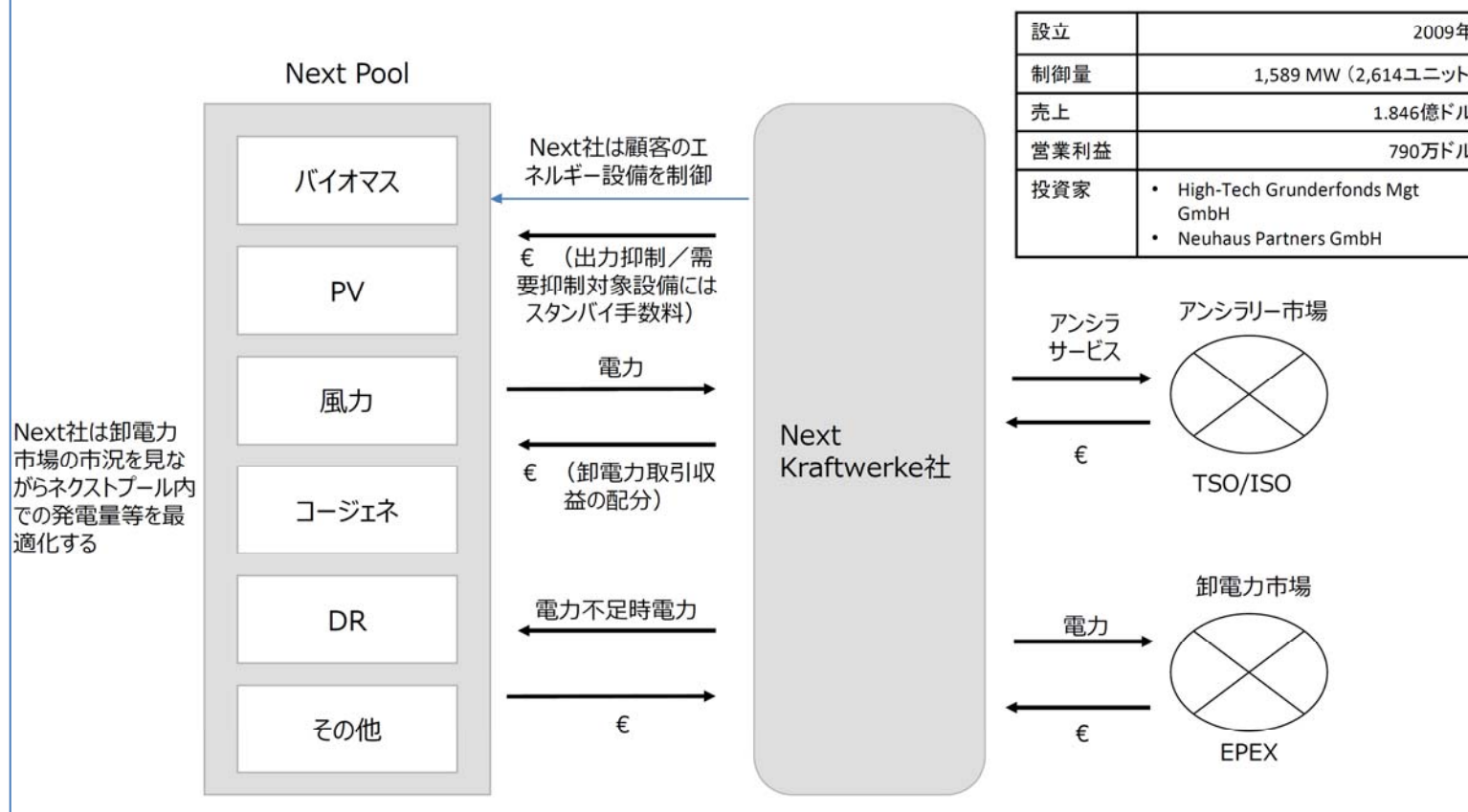
(参考) 諸外国における変動電源への対応：VPP事業

- 諸外国において、デマンドリスポンス（DR）等を含めた多様なポートフォリオの群制御と、変動電源の正確な出力予測を組み合わせ、卸電力市場で売買を展開するバーチャル・パワープラント（VPP）事業が拡大しており、国内においても実証事業が進められている。

第1回 ERAB検討会
(2016.1)事務局資料

Next Kraftwerke (ドイツ)

- 顧客の分散電源及び負荷設備をプールとして群制御して、卸電力市場等と取引する。



再エネ予測変動分対応における課題 ① 予測精度・予測主体

- 現行の手法において、太陽光発電の出力予測精度は実需給断面に近づくほど一定程度の改善が見られるが、依然として誤差は大きい。
- 個別の発電施設の状況を加味できない、送配電事業者によるマクロ的な予測が、予測精度の向上にどの程度寄与するかは、更なる分析が必要。

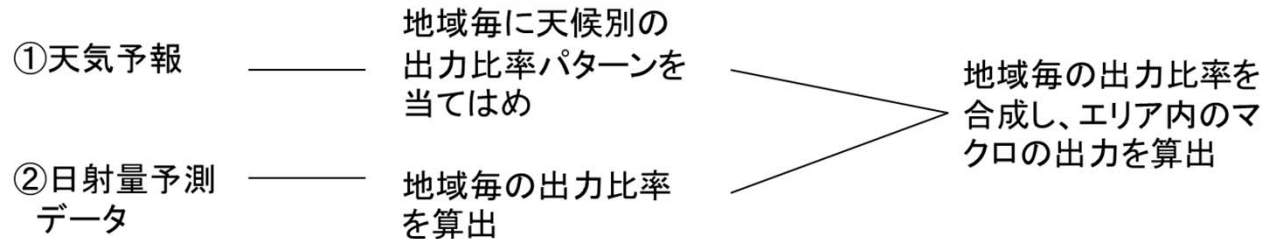
基となる 気象庁データ	気象協会等からの 日射予測データ受信		東北	中部	中国	四国	九州	
前々日 3時 ~ 9時	前々日 10時 ~ 13時 (前々日16時通知分)	上位1%の大きい (余剰)	429	695	502	283	1,026	誤差大 ↓ 誤差小
前々日 21時 ~ 前日 3時	前日 4時 ~ 10時		465	781	444	278	845	
前日 21時	当日 0時 ~ 4時		447	689	—	280	740	
当日 3時	当日 6時 ~ 10時		449 (6.7%)	600 (4.9%)	397 (7.6%)	226 (9.0%)	814 (10.8%)	
前々日 3時 ~ 9時	前々日 10時 ~ 13時 (前々日16時通知分)	上位1%の大きい (不足)	461	864	473	323	1,148	誤差大 ↓ 誤差小
前々日 21時 ~ 前日 3時	前日 4時 ~ 10時		445	882	442	300	870	
前日 21時	当日 0時 ~ 4時		350	803	—	238	623	
当日 3時	当日 6時 ~ 10時		348 (5.2%)	660 (5.4%)	310 (5.9%)	261 (10.4%)	526 (7.0%)	
(参考) H3 需要(千kW)			13,410	24,290	10,450	5,020	15,110	

(参考) 計画発電量の設定方法

- 現行制度運用においては、個別の発電機の出力を予想するのではなく、天気予報等の情報を元に一定区画内の発電量をマクロに予測し、個別の発電機に割り当てる方法が採用されており、一定の平滑化効果が期待できる一方、個別の電源の状況等の考慮が困難な側面もある。

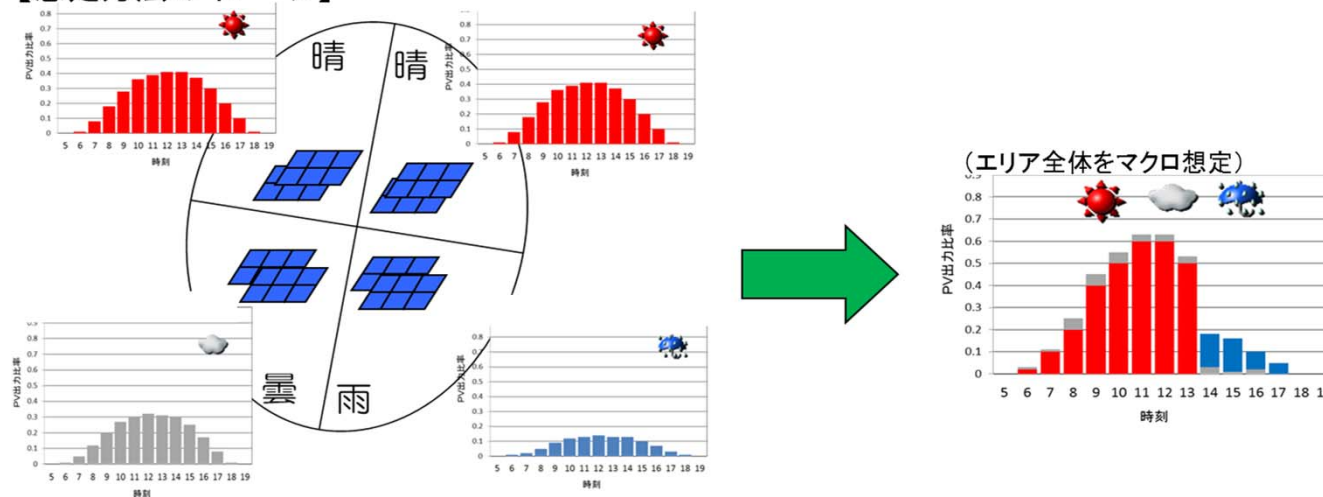
特例制度①における一般送配電事業者による計画発電量の設定方法(太陽光)

14



- ・ ②をベースに想定するが、想定の実施時期によっては、①にて想定する場合もある。
- ・ 地域区分は県別程度を想定

【想定方法のイメージ】



再エネ予測変動分対応における課題 ②調整主体

- 現行制度では、FITインバランス特例①において、計画設定時からの再エネ予測変動分は、その他の需給バランス・周波数変動と併せて送配電事業者が調整を担っている。
- この役割分担を維持し、例えば送配電事業者が時間前市場を併用して調整を行うとした場合、託送料金や事業規制との関係で、更なる課題が発生。

課題① 託送料金規制との関係を踏まえた売買量・価格

託送料金において、どこまでの価格・量を調整力ではなく時間前市場に依存すべきかの線引きは困難。

加えて、一般送配電事業者は、需給調整の観点から電源のkWhコスト情報を有しており、これら事業者が市場参画することは、市場の公平性に影響を及ぼす可能性がある。

課題② 送配電事業者の調整力が減らない可能性

時間前市場での調達は、出力を制御できる調整力と異なり、必ず売買された分のkWhは供出される。例えば予測変動分を時間前市場において売買成立させた後に、更に予測に変動が生じた場合、売買成立分を保障するための別途の調整力を確保しておくことが必要となる。

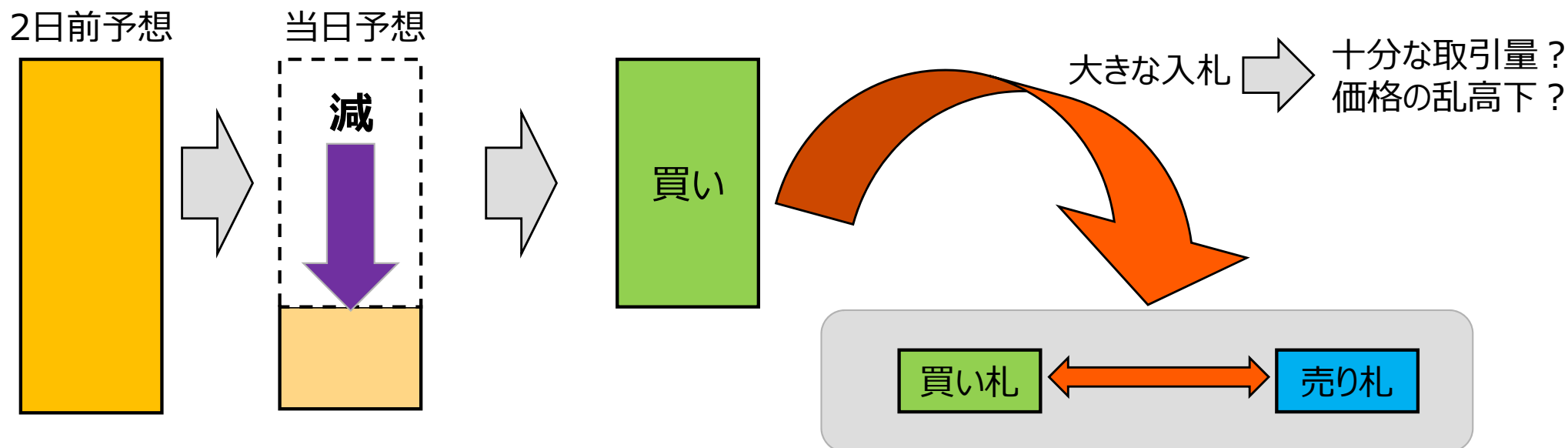
課題③ 送配電事業者が競争的に市場参画することの是非

送配電事業者が時間前市場に参画した場合、他の事業者（主に小売事業者）と競争的に市場調達を行うことになる。仮に小売事業者から安い電源を勝ち取った場合、結果的に当該小売事業者の調達不足分をインバランス補給することについて、どう考えるか。

再エネ予測変動分対応における課題 ③調整手段

- FIT電源の計画誤差（平均数百万kWh/日）は現在の時間前市場の約定量の約10倍に当たり、現状の市場規模・取引形態では予測変動分を十分に解消することは困難。
- 特に、ザラ場取引では価格の設定が難しく、天候の変動に応じて買いや売りが偏ることも考慮すると、価格の高騰や下落が激しくなることも懸念される。
- また、現状の時間前市場は主に発電余力が売りに出されているが、運転停止している火力電源は必要な時間までに出力が間に合わず、直前の売電は相当に困難となり、DRやVPP等、比較的機動性の高い供給力が必要となる。

【再エネ予測変動分が一気に市場売買される場合（例：買いの場合）】



FIT制度下での再エネ予測変動分への対応

- 現行制度上、再エネの予測変動分への対応は、実需給前に卸市場の活用等により調整可能な計画変動分も含め、送配電事業者の有する調整力に過度に依存しており、調整力確保量の増加による託送料金の値上がりにつながる恐れがある。
- 昨今の技術革新や、新規事業の展開を踏まえると、再エネ予測変動分について遍く送配電事業者の調整力で対応することは、更なる技術革新や新規事業の展開を阻害する可能性があり、全体的なコスト削減からの観点からも、一定範囲の再エネ予測変動分の調整は、発電・小売事業者が行うこととする方が望ましいと考えられる。
- 他方、発電・小売事業者による再エネ予測変動分の調整については、予測精度の改善や調整手段たる時間前市場の在り方、調整に当たっての役割分担など、実現に向けては様々な課題がある。
- このため、FITインバランス特例制度をはじめとして、どのように制度環境を整備すればこれら諸課題がクリアされ、スムーズかつ効率的な再エネ予測変動分の調整へと移行できるか、今後、関連する審議会等の議論も踏まえながら、検討を進めていく。

3. 需給調整市場開設後のインバランス料金の在り方

需給調整市場開設後のインバランス料金の在り方

- 2016年に導入された現行のインバランス料金は、需給調整市場開設までの過渡的なものと位置付けられており、これまでの運用において、一般送配電事業者が調整力コストを十分に回収できていないとの課題や、系統利用者に対して必ずしも需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなっていないとの課題が顕在化している。
- 2020年度に予定されている需給調整市場開設後は、調整力調達の場合が公募から市場に移行することを踏まえたインバランス料金の設定が求められることになり、制度検討作業部会においても、以下を基本としてインバランス料金の在り方の検討を進めるべきとされている。
 - ①一般送配電事業者が調整力コストを過不足なく回収できるものであること
 - ②系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなること
- このため、前回の本小委員会にて、2020年度の需給調整市場開設を見据え、海外の先行事例を参照しつつ、現行制度の諸課題に対応した新たなインバランス料金制度の在り方について、検討を行っていくこととした。
- インバランス料金に係る様々な観点を踏まえた上で、新たなインバランス料金の設計に当たっての基本的な考え方について、御議論いただく。

需給調整市場開設後のインバランス料金に当たっての考え方

- インバランス料金設計に当たって考慮すべき要素及び観点は以下のとおり。

考慮すべき要素	観点	取り得る手段
インセンティブの基本的考え方	系統全体の需給バランスを一致方向に促す（マクロ一致）かどうか	系統インバランス状況を踏まえた傾斜調整力コストの限界費用の転嫁 等
	個々の事業者の需給バランスを一致方向に促す（ミクロ一致）かどうか	不足料金と余剰料金の設定 卸電力市場価格との大小関係の維持 等
	インセンティブ付与に当たっての考慮要素① 事業者の規模あるいは熟練度を考慮するか	規模・参入時期を考慮した料金 等
	インセンティブ付与に当たっての考慮要素② 発電と小売のインバランスを分けるか	発電・小売ごとの料金設定 等
インバランス調整の収支を考慮する上で勘案すべき事項	厳密な収支一致とインセンティブ措置とのバランス	—
	収支一致を図る際の期間単位	—
	収支一致を図る際のエリアごとの単価差の設定	—
	要した調整力コストの転嫁方法	—

インバランス料金における事業者へのインセンティブ付与の在り方

- 計画値同時同量制度を運用する諸外国においても、あらかじめ計画提出時点での需給バランスを一致方向に促す仕組みを講じることで、送配電事業者の需給一致にかかるコスト負担増（ひいては託送料金増）を減じるように工夫がなされている。
- 我が国においても同様の設計思想で制度設計がなされてきたが、新たなインバランス料金制度を検討するに当たり、どのようなことを基本とすべきか。

インセンティブの基本的考え方

(1) 系統全体の需給バランスを一致方向に促す（マクロ一致）

【具体的手法】

不足の時ほどインバランス料金は高く、余剰の時ほどインバランス料金は安くする。

【論点】

- 需給調整市場の設計上、基本的には上記の料金傾向にあるが、これに更に係数等による傾斜をかけるか。
- 上記手法を採った場合、例えば系統が余剰の時に、不足インバランスを大量に出す事業者は経済的合理性が生じ、更に不足を発生させるインセンティブが発生する点をどう考えるか。
- 現行制度では同様の設計思想でインバランス料金算定式が定められているが、一部で事業者の計画遵守インセンティブが十分機能していなかった点をどう考えるか。

(参考) 系統のインバランス状況の考慮 (ドイツの事例)

- 需給一致のためには、①個々を深く追求せず、系統全体として需給バランスを一致させる、②個々の事業者に計画一致を促し、積み上げた合計を一致させる、の2種類のインセンティブ付けが考えられる。
- ①について、ドイツでは個社のインバランス状況によらず同一時点では単一料金となるが、系統全体の不足/余剰が過度にある場合にはインバランス料金が相乗的に変動し、総じてバランスが均衡するよう促す仕組みとなっている。

ドイツにおける系統全体のバランスを踏まえたインバランス料金制度

系統インバランス不足		系統インバランス余剰	
調整力(上げ)の使用状況		調整力(下げ)の使用状況	
80%以上	80%未満	80%未満	80%以上
<ul style="list-style-type: none"> 調整力市場の平均エネルギー価格の1.5倍 又は調整力市場の平均エネルギー価格に100ユーロ/MWhを加算 	<ul style="list-style-type: none"> 調整力市場の平均エネルギー価格 (但し平均当日スポット価格を下回らないこと) 	<ul style="list-style-type: none"> 調整力市場市場の平均エネルギー価格 (但し平均当日スポット価格を下回らないこと) 	<ul style="list-style-type: none"> 調整力市場の平均エネルギー価格の半分 又は調整力市場の平均エネルギー価格に100ユーロ/MWhを減算

※ドイツはこの制度により、過度な余剰インバランスには、系統利用者からTSOにインバランス料金を支払うことが起こり得る。

※なお、我が国では小売全面自由化以降、上記と同様の効果を志向して系統全体の需給状況に応じた調整項 α が算定式に用いられている。

インバランス料金における事業者へのインセンティブ付与の在り方

インセンティブの基本的考え方

(2) 個々の事業者の需給バランスを一致方向に促す（マイクロ一致）

【具体的手法】

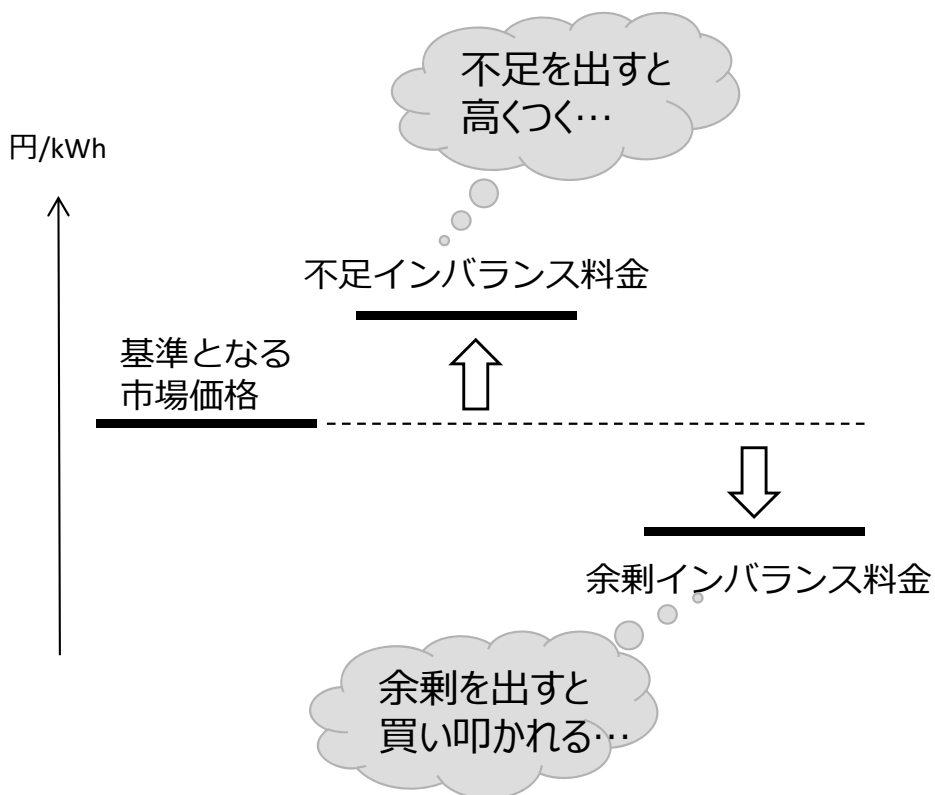
その時々不足者向け料金と余剰者向け料金を設定し、いずれの方向へのインバランス発生も、経済的にディスインセンティブが生じるように設計する。

【論点】

- 事業者の主たる調整の場である卸市場で計画一致させるインセンティブを付与するために、卸市場価格との大小関係を常に一方向に保つことについて、どう考えるか。
例：不足料金 \geq 卸市場価格(不足インバランスを発生させるより、市場で調達した方が経済的)
余剰料金 \leq 卸市場価格(余剰インバランスを発生させるより、市場で売電した方が経済的)
- 過度な単価差はサンクション（罰則的な）要素となり、事業者負担増となるリスクがある。どの程度の差がインセンティブとして適当か。
- インバランスを過度に発生させる事業者あるいは頻繁に発生させる事業者に対し、インバランス料金単価にペナルティ的要素を加えることについて、電事法や広域機関ルールの規定に基づくペナルティも措置されている中、これをどのように考えるか。

(参考) 個社のインバランス状況の考慮 (フランスの事例)

- 需給一致のためには、①個々の需給バランス一致を深く追求せず、系統全体として需給バランスを一致させる、②個々の事業者に計画一致を促し、積み上げた合計を一致させる、の2種類のインセンティブ付けが考えられる。
- ②について、例えばフランスでは、同一時点における不足/余剰のインバランス料金単価をそれぞれ別に定め、市場取引で一致させる方が、インバランス調整で一致させるよりも常に経済的になるよう設計することで、個々の事業者に対する計画遵守インセンティブを付与している。



不足/余剰で別々の料金単価を設定している国

フランス、スペイン、デンマーク、フィンランド (発電のみ)
スウェーデン (発電のみ)、ノルウェー (発電のみ)

不足/余剰で同一の料金単価を設定している国

英国、ドイツ、オランダ、ベルギー、米PJM

(出所)ENTSO-E. Survey on Ancillary Services Procurement,
Balancing Market Design 2016

※我が国では小売全面自由化前は別々の料金単価、
全面自由化以降は同一の料金単価を採用している。

(参考) これまでのご議論

第7回 制度検討作業部会（2017年6月）

○松村委員

供給力確保義務のペナルティーに関してです。供給力確保義務があるということを前提としてインバランス料金だとかの制度がこうなっている。(略)今回のようなご提案のように、供給力確保義務は大前提で、そのためには、予定されていた制度はちゃんとやることは重要。最もきついペナルティーとなると、現行の制度でできるのは、例えば登録取り消しだとかというようなものだってあり得る。実際に義務を果たしていないということをアナウンスするとかというようなことも、一定の効果があると思います。

○大橋委員

問題意識は、皆さん既に共有されていると思うんですけども、参入条件も低くて、ペナルティーも低いと、こうなるんだなということなんだと思います。これはシステム改革の中で決まったわけですけども、この現状から学ぶべきところというのは非常に大きいんじゃないかというふうに思います。事業者のヒアリングでもありましたけれども、制度を憎むべきというふうな意見もありましたけれども、やはり、事業者にも責務があることを考えると、きちっと監視も、あるいは厳格な措置とありますけれども、そういうところもしっかり、あわせてやっていただくことが非常に重要なのかなと思います。

○又吉委員

加えて、料金制度だけで、事業者行動を規定するのは実は難しいのかなと思っています。金融市場においても、モラルハザードの点からは、グレーゾーンと言える市場者行動というのは決してゼロにはなりにくいという状況にもなっていますので、ある意味、需給計画の遵守する事業者と遵守しない事業者間での不公平問題を解決するためには、やはり第三者機関による監視機能の強化といったものも視野に入れるべきではないかというふうに考えます。

第9回 制度検討作業部会（2017年7月）

○大山委員

暫定的な対策としてやるべきこととしては、まずは市場分断していないのに値段がうんと違うというのは、これは前にも指摘したことがあるかと思いますが、それを解消したいということと、それからもう一つは、指導や勧告ということではなくて、インバランスを出さないことが経済合理的な方向というのを目指すということだと思っています。

第19回 制度検討作業部会（2018年3月）

○制度検討作業部会が検討する各市場等の制度設計に係る意見

インバランス単価は余剰と補給で傾斜をつけるべきではないか。各事業者が同時同量を達成する経済的インセンティブが不十分なため。aに予見性がないとすれば期待値は1、つまり市場価格と同等になってしまう。

インバランス料金における事業者へのインセンティブ付与の在り方

インセンティブの基本的考え方

(3) インセンティブ付与に当たっての考慮要素

【要素①：事業者の規模あるいは熟練度】

事業規模が小さいほど相対的にインバランス量の規模（比率）が大きく、また、新規に参入して事業経験の乏しい事業者ほど相対的に計画策定の熟練度が低いと考えられるところ、こうした事業特性を踏まえてインバランス料金単価に差を設けることについて、どのように考えるか。

＜差を設ける＞ 新規参入者・小規模事業者にとって参入障壁が低減する

＜差を設けない＞ 新規参入者・小規模事業者にとって参入障壁となり得る

（BG傘下への加入等、代替手段との関係も踏まえて、どう考えるか）

【要素②：発電と小売のインバランス】

インバランスの主な発生要因となる発電事業者の発電の不調と小売事業者の需要変動とでは、その頻度や規模、回避可能性等に差異があると考えられるところ、こうした事業特性を踏まえてインバランス料金単価に差を設けることについて、どのように考えるか。

＜差を設ける＞ 業態の特徴に合わせたインバランス料金設計が可能

（発電・小売一体事業者において、裁定行為等の懸念をどう考えるか）

＜差を設けない＞ 事業者の別を問わず、一般送配電事業者の調整行為に対する対価は一定となる

(参考) インバランス量・率に応じた料金設定 (国内の事例)

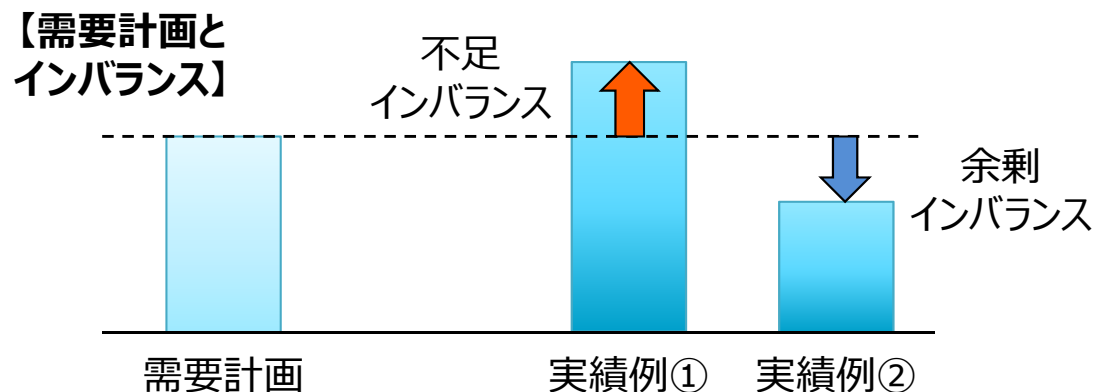
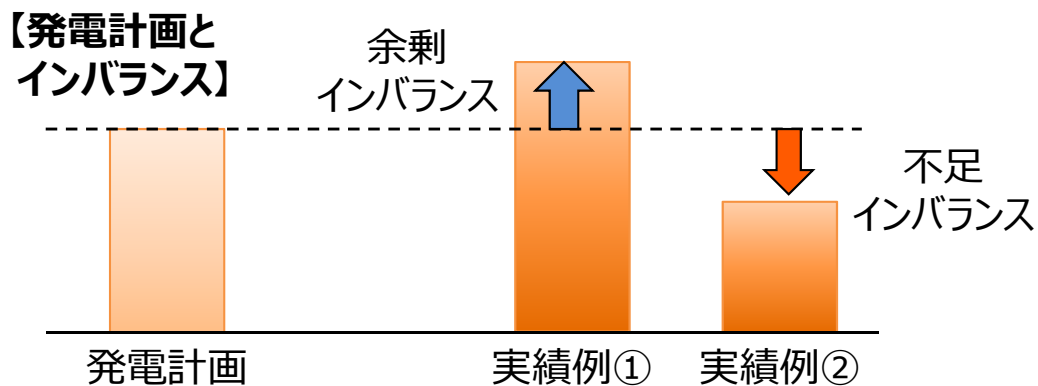
- 自由化前の我が国においては、「通常の運用でも想定されるインバランス(変動範囲)」を需要規模の3%未満とし、これを超過したインバランスに対しては別途の料金設定を講じることで、同時同量インセンティブを付与していた。
- また、新規参入事業者に対しては、変動範囲を需要規模の10%とするなど、同時同量の技術的な成熟度に合わせた料金設定を行っていた。

小売完全自由化までの我が国におけるインバランス料金制度の変遷

	制度創設当初(2000~)	第3次制度改革(2005~)	第4次制度改革(2008~)	小売全面自由化(2016~)
基本コンセプト	変動範囲外は事故扱い	事故時補給契約の見直し	変動範囲外インバランスの対価を値下げ	市場価格連動 (需給調整市場移行までの過渡的措置)
変動範囲外不足インバラ ※3%以上	事故時補給契約を結び、高額基本料金を別途支払	エリア内全電源コスト平均 ※固定費分を20倍 (稼働率5%と想定)	変動内インバラの3倍 (適切なインセンティブの検討の結果) ※夜間は2倍	下記①、②の和。 ①エネルギー市場価格に、全体の需給状況を踏まえた調整項を乗じた一律料金
変動範囲内不足インバラ	エリア内全電源コスト平均に限界性を評価	エリア内全電源コスト平均	エリア内全電源コスト平均	②各エリアの需給調整コストの平均との差分。
変動範囲内余剰インバラ	各社自由設定	各社自由設定	各社自由設定 ※GLにより相場感を提示	
変動範囲外余剰インバラ ※3%以上	無償	無償	無償	

(参考) 発電/小売ごとに分けた料金体系 (欧州の事例)

- 発電と小売のインバランス発生具合に応じて、インバランス料金を発電/小売ごとに設定している国がある。
- 特に、これらの国では発電側の余剰インバランスを「本来は卸市場で売るべきもの」と捉え、前日のスポット市場価格をベースにインバランス料金を設定していることが多い。



発電・小売別料金単価

スペイン
フィンランド
スウェーデン
デンマーク

発電・小売同一料金単価

英国
ドイツ
フランス

(出所)ENTSO-E. Survey on Ancillary Services Procurement, Balancing Market Design 2016

※我が国では小売完全自由化前は全て小売負担（実同時同量制）、自由化以降は発電と小売に請求し、料金としては同一料金単価を採用している。

(参考) これまでのご議論

第7回 制度検討作業部会 (2017年6月)

○柳生田オブザーバー (昭和シェル)

それから、エネットさんからもご指摘ございましたけれども、やはり規模が大きいと、インバランスの一致率というのは確実に平滑化効果で高まっていくことがあるので、新電力で規模の小さいところは、不可避免的にインバランスが発生してしまうということがございますので、かつての制度にあったような規模や期間といった尺度の裾切り制度というものも検討していただきたいと考えています。

第9回 制度検討作業部会 (2017年7月)

○秋元委員

ただ、前回も議論ありましたように、小規模な事業者に関しては、どうしてもインバランスをほかよりも、大規模よりも出しやすいという事情はあると思いますので、そういう部分に関しては何らかの形でよく見ていくということは重要かなというふうに思います。

インバランス料金における収支一致の在り方

- 前述の事業者に対するインセンティブを付与する仕組みを措置する一方で、インバランス料金は原則として送配電事業者が調整力コストを過不足なく回収できるよう設計をすることとしている。
- これを満たしつつ、インセンティブ等の設計を行うためには、どのような措置が必要か。

インバランス調整の収支を考慮する上で勘案すべき事項

【勘案事項①】厳密な収支一致とインセンティブ措置とのバランス

前述のようなインセンティブ付与により、例えば需給調整コストよりも高いインバランス精算単価で請求する等が生じると、インバランス料金収入と調整力コストの支出が一致しなくなる。この収支ギャップをどのように考えるべきか。

＜ある程度不一致を許容＞より柔軟に事業者にインセンティブを付与することが可能

＜許容しない＞インセンティブをつけるためには、回収の過不足を転嫁するため別途の手段等が必要か

インバランス料金における収支一致の在り方

【勘案事項②】収支一致を図る際の期間単位

30分ごとに変動する調整力コストについて、各時間帯ごとにインバランス料金を設定し、都度過不足なく回収する仕組みと、30分ごとの収支不一致を許容した上で、一定期間同一の料金を設定して総じて過不足なく調整する仕組みが考えられるが、どのように考えるか。

- ＜30分単位で設定＞より精緻に事業者にインセンティブを付与することが可能
- ＜一定期間同一＞インセンティブをつけつつも、収支一致がしやすくなる

【勘案事項③】収支一致を図る際のエリアごとの単価差の設定

各エリアで要した調整力コストが、需給調整市場の広域化を経ても一定程度差を生じる可能性もある中、インバランス精算単価においてどのように反映すべきか。

- ＜エリアごとに設定＞送配電事業者側の収支一致がしやすくなる
- ＜全国単一＞エリアをまたいだ事業者間のイコールフットイングが実現できる

【勘案事項④】要した調整力コストの転嫁方法

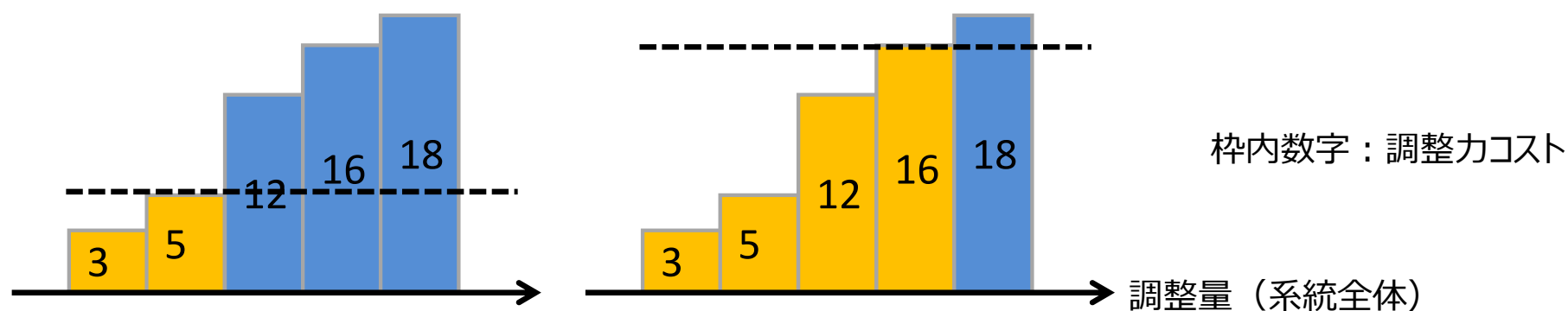
調整力は、メリットオーダーに基づきコストの安いものから稼働させる。この時、インバランス料金への転嫁としてkWh当たりの平均コストと限界コストのどちらを用いるべきか。



- ＜平均コスト＞送配電事業者側の収支一致がしやすくなる
- ＜限界コスト＞需給バランスの変動に対して価格の応答性が高まり、事業者の計画遵守インセンティブが高まる

(参考) 需給調整コストの転嫁方法 (欧州の事例)

- マルチプライスオークション制度を採用する需給調整市場における調整力コストを、インバ
ランス料金の算定時の指標とする場合、①限界費用ベース②平均費用ベースの二つの
参照方法が考えられる。
- 一般的には、①限界費用を用いたインバランス料金の方が、その時点における系統イン
バランス状況に対して感度良く変動することになり、計画遵守インセンティブが高い設計と
なる。このため、②平均費用を採用する国は追加的なルール設定により、計画遵守イン
センティブを担保している。

インバランス料金指標の比較



	系統インバランス 少	系統インバランス 多	採用国
限界費用	5	16 (+11、×3.2) 	フィンランド(一部)、オランダ、 デンマーク(一部)、米PJM
平均費用	4	9 (+5、×2.25) 	ドイツ、フランス(一部)、英国、 スペイン(一部)

(参考) これまでのご議論

第24回 制度設計専門会合（2017年11月）

○松村委員

現実にはとられていませんが、もし仮に思考実験として、調整電源の限界費用に等しい料金が仮についていたという状況を考えてみたとしても、その限界費用は当然だんだん上がってくることになるはずなので、限界費用に等しい価格をつけると必然的に平均費用よりは高い価格になる。したがって、インバランス料金で、一方でとっているのは10円で、調整のコストが7.8円、乖離があるのではないかというふうに見えるかもしれないのだけれども、そういうある種理想的な状況になっていたとしても、自然に起こる状況。ここが高過ぎるといいかどうかはちょっと微妙で、むしろいい方向に行っているのかもしれない。

でも全く同じ理屈で、本来、払うお金と取るお金の関係でいうと、下げの方でいえばだんだん価格が下がってくることになるから、限界で取っていけば、その分、黒字になるはずなのに、こちらの方では大赤字になっている。ということは、価格の設定としても、残念ながらうまく機能していない。ここまで大量に余剰インバランスを出す事業者がいることをきちんと想定して制度がつくられていなかったということなのかもしれない。現時点で問題を、ここで明らかにしたということだと思います。

○林委員

インバランス収支の話がございましたけれども、先ほどからいろいろな委員の方々からもあります。そもそも合理的なインバランスの回収の仕組みから歪んでしまっているということは間違いのないということで、送配電事業者の方々が赤字を出すということ自身は、どう考えても合理的ではない。

○白銀関西電力流通事業本部副事業本部長

インバランス収支の状況のところ、送配電事業者の収支に赤字側の額が大きく発生しているという内容につきましては、当然送配電事業者としても、インバランスに伴います需給調整で送配電事業者の収支に大きな支障が生じるというのは適切ではないと考えておりまして、事務局資料にも書いていただいておりますけれども、今後分析をしていただけるということですので、しっかり我々も協力して、中身の分析、計画遵守のインセンティブ等についてもしっかり評価・検討を進めていただきますようよろしくお願いいたします。

今後の検討の進め方

- 多様な事業者に影響を与えるインバランス料金制度の検討に当たっては、事業者の実態やニーズを丁寧に把握していく必要がある。
- このため、前述の論点を中心に、3～4月にかけて事業者へのアンケート及びヒアリングを実施し、実態をより詳細に把握の上、電力事業を取り巻く状況変化を踏まえつつ、必要な見直しを検討していくこととしてはどうか。

4. その他

北海道電力のエリアインバランス誤算定に係る対応について（報告）

- 昨年12月、北海道電力によるエリアインバランスの誤算定により、長期間にわたり、全国において本来と異なる料金でインバランス精算が行われていたことが判明。
- エリアインバランスの算定は、国内の全ての電気事業者間のインバランス精算の基礎となるものであり、今般の誤算定が多数の関係事業者に多大な影響を与えることから、例外的な措置として再精算を行うこととする。
- なお、今般の誤算定は当該原因事業者の組織としての基本的な対応の欠如に起因した事案であり、これを踏まえた事業者の意向を受けて、本事案に限り、当該事業者と託送供給等契約関係にある系統利用者に対しての当該事業者エリア分の追加請求は行わないこととする。

これまでに明らかになったインバランス誤算定

今般の事案の原因

事業者名	判明時期	誤算定期間	誤算定規模	原因	再精算
中部電力	2016.12	2016.4～2016.10	556 GWh	算定対象の誤認による開発ミス	実施
北海道電力	2017.1	2016.4～2016.11	358 GWh	算定方法の誤認による開発ミス	実施
東北電力	2017.4	2017.3	23 GWh	データ記録設定変更時のミス	実施せず
東北電力	2017.7	2017.4～2017.5	109 GWh	制度改正時のシステム設定誤り	実施
北海道電力	2017.12	2017.4～2017.10	43 GWh	制度変更対応の業務処理反映漏れ	実施※

- 新年度に生じた制度変更対応に伴う送配電事業者側の対応において、業務処理方法の変更が適切に行われず異なる諸元を用いてエリアインバランスの算定を実施。
- なお、本対応については、一般送配電事業者間で対策が共有され、また誤算定につながる懸念などの指摘もあった中でこれを放置し、対応を実施していなかった。