

# 第30回 制度設計専門会合 事務局提出資料

## ～時間前市場に関する論点と今後の進め方～

平成30年5月29日（火）



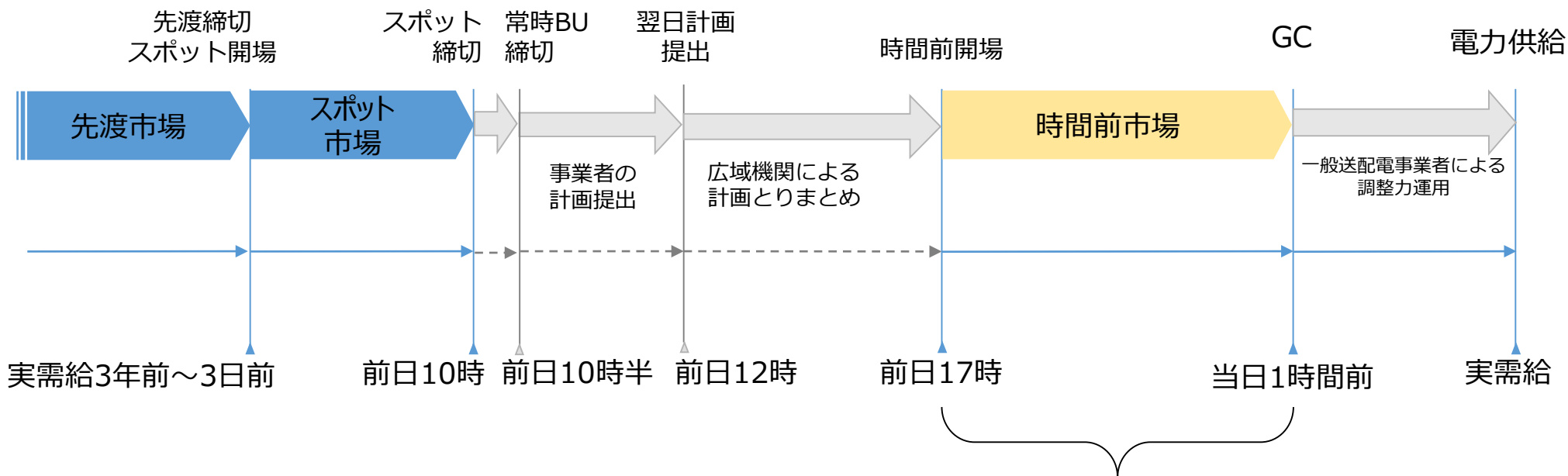
電力・ガス取引監視等委員会  
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

# 1. 時間前市場の位置づけ

# 時間前市場の位置づけ

- 時間前市場は、発電・小売事業者が前日正午に翌日計画を広域機関に提出した後、前日17時からゲートクローズまでの間に、需給を極力一致させるために需給調整を行う場として位置づけられており、スポット市場とは異なり、原則、発電機の新たな起動を前提としないという特徴がある。
- 時間前市場における取引を通じて各事業者が需給一致を行った結果、エリア全体においてもインバランスが最小化されることが期待される。

## ゲートクローズまでの電力取引の流れ



時間前市場は、前日17時に開場し、翌日の48コマの全コマの取引が開始され、各コマの実需給1時間前まで入札が可能となっている。

# 時間前市場の概要

- 小売全面自由化以前（2016年3月以前）は、30分単位での実需要と供給量の一致を行う実同時同量制度が採用されていたが、2016年4月の小売全面自由化以降、計画値同時同量制度が導入された。
- これに伴い、旧一般電気事業者を含め、すべての発電・小売事業者は、実需給1時間前（ゲートクローズ）までに需給計画を一致させることが求められるため、時間前市場についても、従来の4時間前のシングルプライスオークション方式から、短時間で必要量の売買が容易となるザラバ方式に移行した。

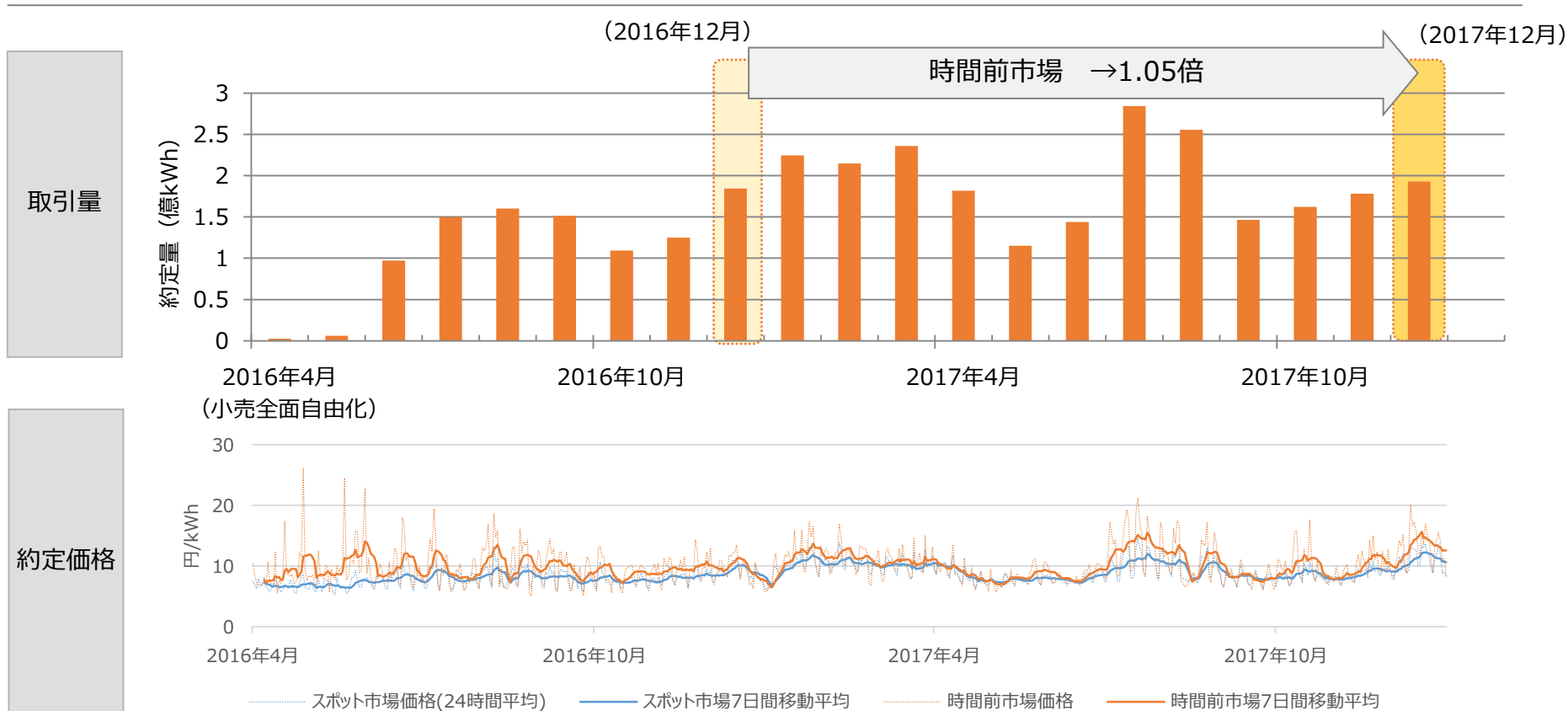
項目	内容
取引商品	0：00～24：00を30分単位で分割した48商品
取引単位	0.1MWh（30分の電力量としては50kWh）
入札価格の指定単位	kWh当りの価格を0.01円(銭単位)で指定
入札方法	ザラバ取引
入札受付時間	毎日17：00に、翌日0：00～24：00までの48時間帯の取引を開始し、各時間帯の受渡時間の1時間前まで取引可能。 ※ただし、受渡には広域機関への計画修正の提出が必要となるため、手続き時間の考慮が必要
連系線可否判断	売買入札のうち価格条件が合致したものについて、随時広域機関に問合せを行い託送可否判断を実施
清算決済方法	取引所が仲介し、清算を引受け
売買手数料	約定のkWh当り0.1円（税別）。スポット市場のような定額制は無し。
受渡方法	売り手と買い手の双方が、広域機関に提出する販売計画と調達計画をそれぞれ修正して実施。

## 2. 時間前市場の現状

# 時間前市場の取引量と価格

- 2016年4月の小売全面自由化以降、時間前市場における取引量はほぼ横ばいで推移しており、例えば2017年12月時点では前年同月比で約1.05倍増となっている（スポット市場における取引量は同期間に2.53倍増）。
- また、時間前市場の価格については、期間を通じてスポット市場にほぼ連動して推移する傾向が見られる。

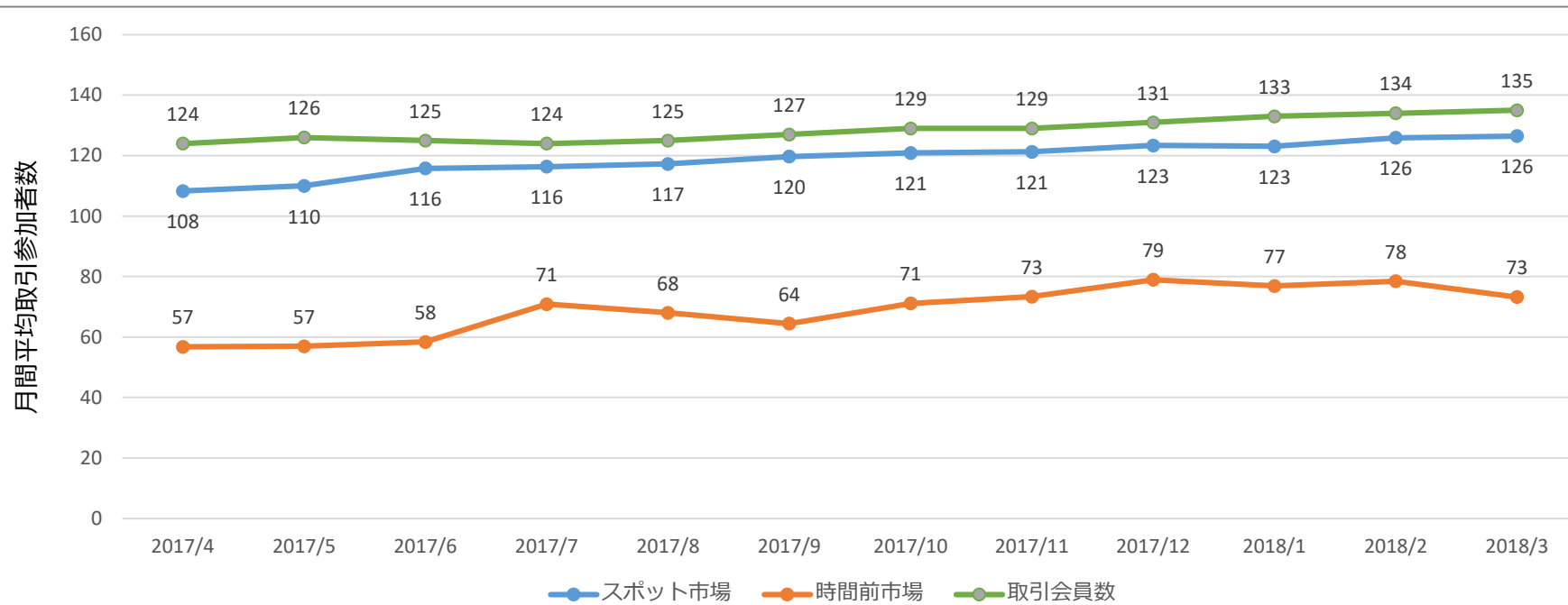
JEPXにおける時間前市場の約定量と取引価格の推移（2016年4月～2017年12月）



# 時間前市場の取引参加者数の推移

- JEPXの取引市場参加者の推移をみると、2016年4月以降、スポット市場・時間前市場ともに市場参加者数は増加している。
- ただし、時間前市場の取引参加者数は、スポット市場参加者の半数程度となっており、スポット市場と比較して取引会員の市場参加率は相対的に低い状態が続いている。

取引参加者(※)の推移 (2017年4月1日～2018年3月31日)

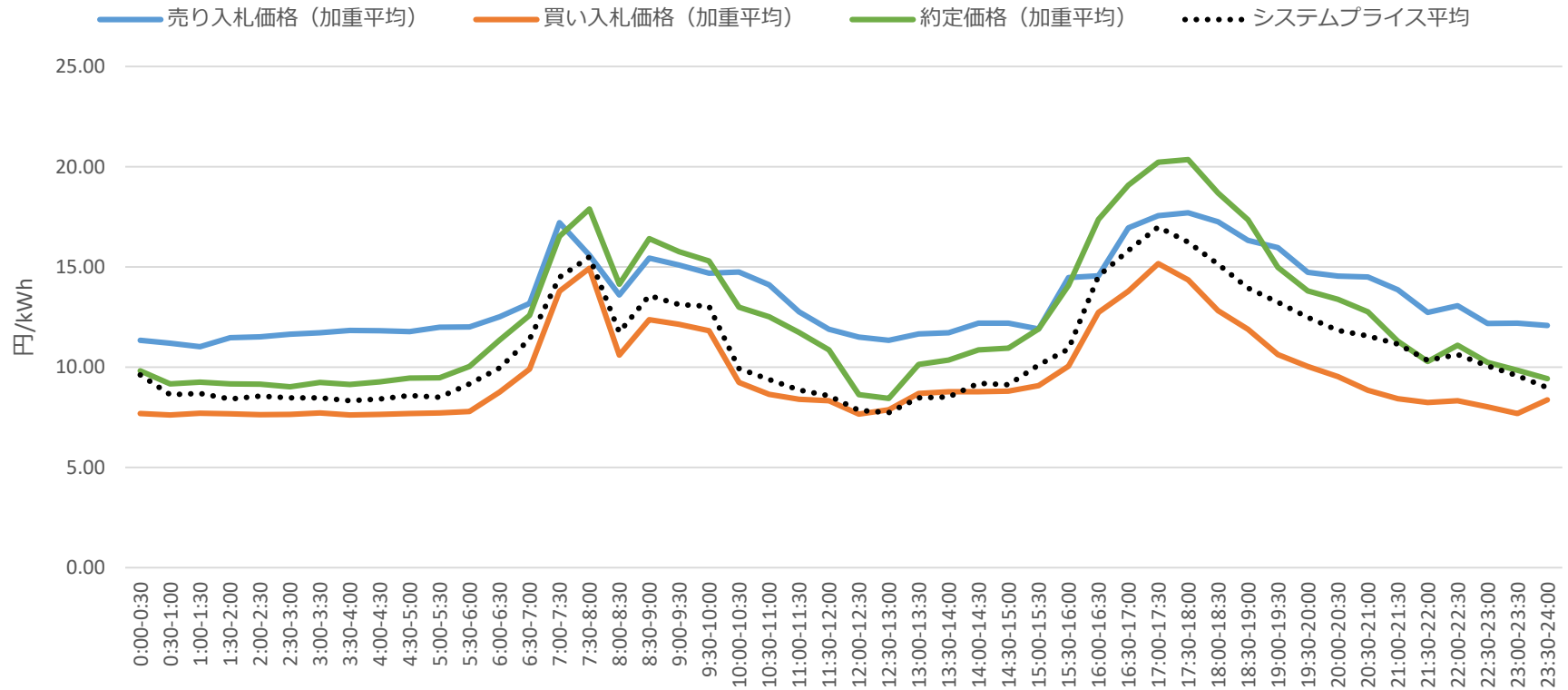


※取引参加者数の定義は、JEPX取引会員のうちスポット市場と時間前市場で実際に取引を行った会員数1日単位で集計して算出  
(出所) JEPXデータをもとに事務局作成

# 時間前市場の平均価格（時間帯別）

- 時間前市場の約定平均価格は、ほぼすべての時間帯においてシステムプライス平均よりも高い水準となっている。時間帯ごとにも差があるものの、概ね「システムプライス平均+数円」の範囲で推移している。

時間前市場 時間帯別平均価格（2017年12月のサンプル事例）



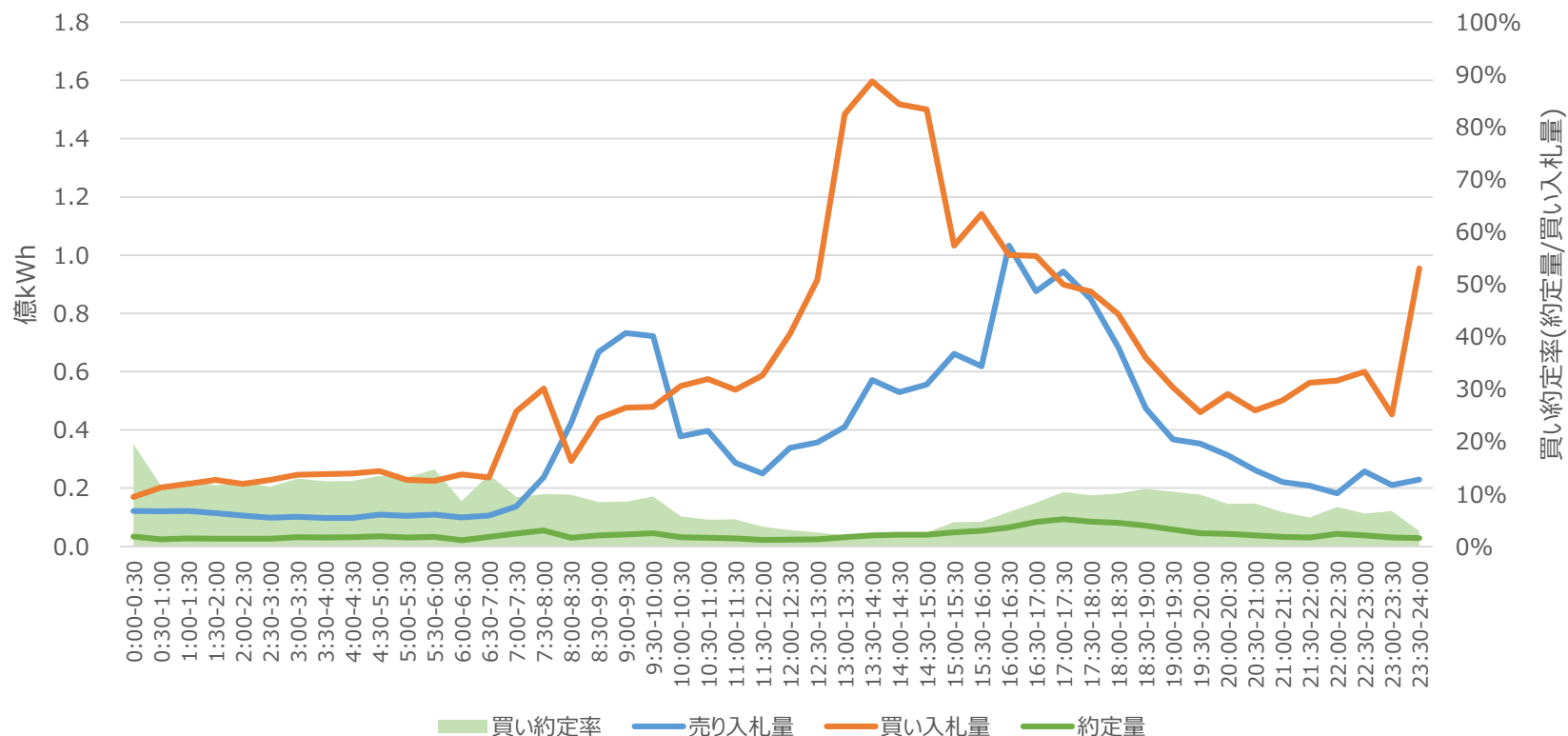
(出所) JEPXデータをもとに事務局作成



# 時間前市場の売買入札量・約定量（時間帯別）

- 時間前市場における時間帯別の売買入札量をみると、日中の一部の時間帯を除いて全般的に買い入札量が売り入札量を上回っている。ただし、売買入札量には差替え目的等の約定可能性が低い入札も存在していることから、時間前市場の流動性を判断するには、価格帯ごとのきめ細かな分析が必要（次頁参照）。
- また、買い入札の約定率はほぼ横ばいとなっており、概ね10%前後となっている。

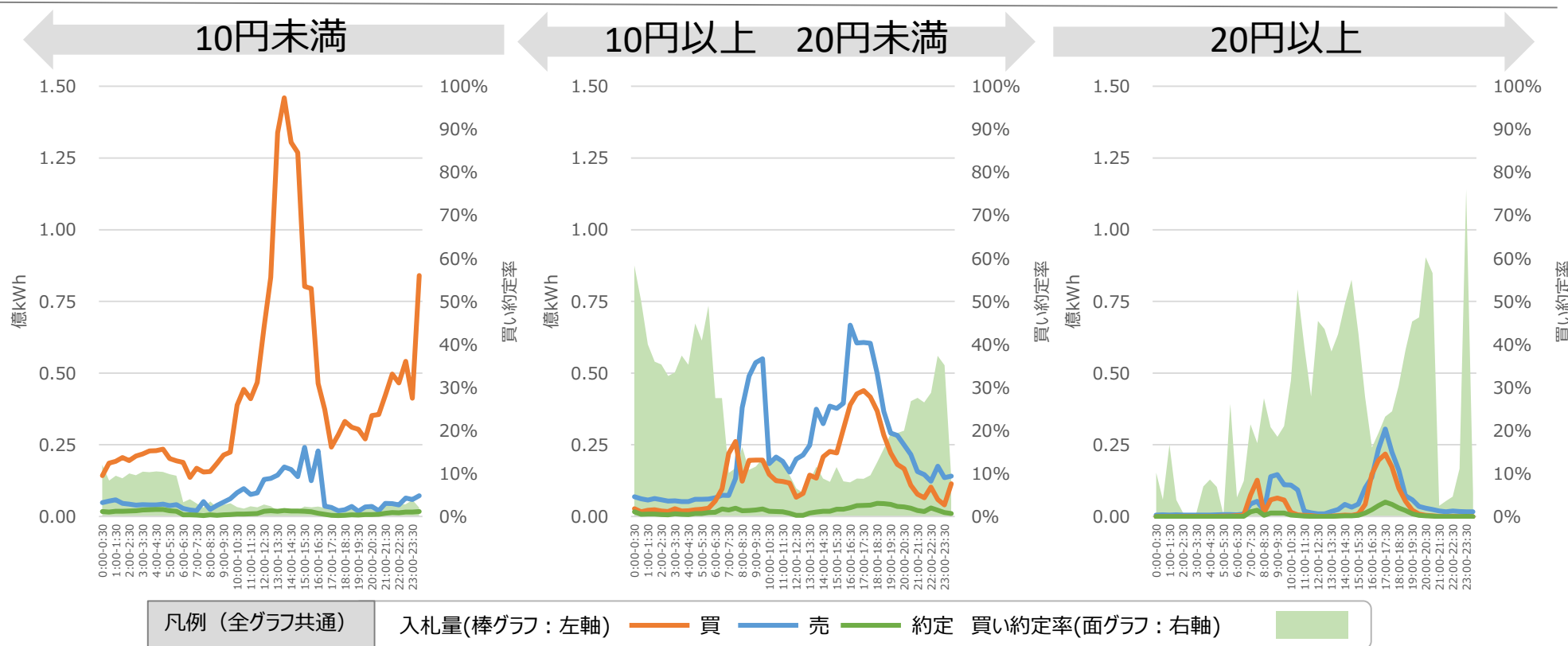
時間前市場の時間帯別の売買入札量と約定量、買い入札の約定率（2017年12月のサンプル事例）



# 時間前市場の売買入札量・約定量（時間帯・価格帯別）

- 時間前市場の売買入札量を価格帯別にみると、10円未満の低い価格帯での買い入札が圧倒的に多くなっており、市場全体の約定率が低下する要因となっている。一方、10円以上の価格帯ではほとんどの時間帯において売り入札量が買い入札量を上回っており、買い入札の約定率も高い水準で推移している。
- このため、現在の時間前市場においては、システムプライスに近い10円以上の価格帯における流動性はある程度確保されており、需給調整ニーズへの対応可能性が存在すると考えられる。

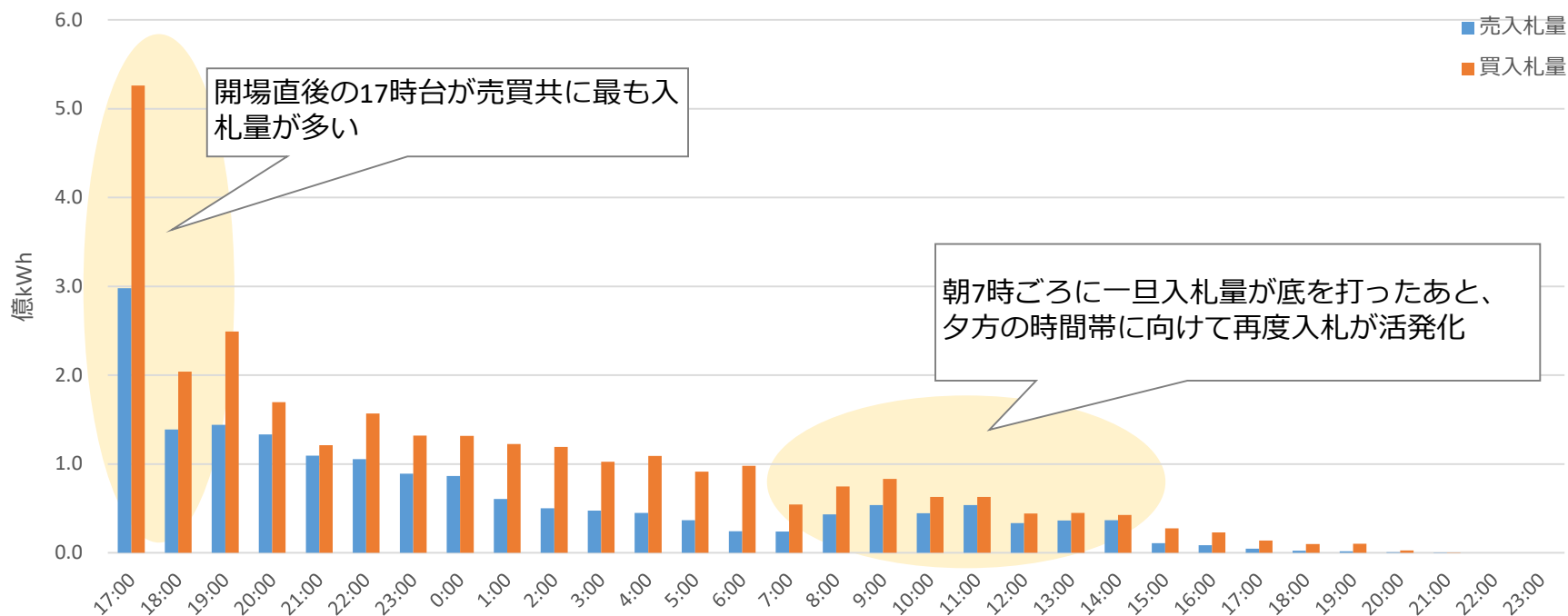
時間前市場の入札価格帯別の時間帯別売買入札量（2017年12月のサンプル事例）



# 時間前市場における売買入札量の推移（時間帯別）

- 時間前市場では、開場時間（前日17時）から2～3時間間に多くの入札が集中。
- その後は、売買入札量が減少していくが、当日の朝7時からピーク時間帯にかけて売買入札量が増加する傾向があり、需給状況の変化に応じた取引がある程度行われているものと推察される。

入札時刻別の新規売買入札量（全コマ合計）の推移（2017年12月のサンプル事例）



(出所) JEPXデータをもとに事務局作成

### 3. 他制度による時間前市場への影響

# インバランス料金制度による時間前市場への影響

- 現行のインバランス料金制度では、事業者がインバランス（余剰、不足）を発生させた方が経済合理的となる場合が存在するため、事業者が計画値を合わせるために時間前市場で売買するインセンティブが低いとの指摘がある。
- 実際、現行制度では、インバランス価格がスポット市場と時間前市場の加重平均価格をベースに決定されるため、同価格を大きく逸脱した価格で売買入札を行う経済合理性が乏しい。

第9回電力・ガス基本政策小委員会(平成30年5月18日)資料より抜粋

現行のインバランス料金算定方法（2017年10月1日以降）

**インバランス料金 = スポット市場と1時間前市場の加重平均値 ×  $\alpha$  +  $\beta$**

**$\alpha$  : 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**

**・ $\beta$ 値は精算月の全コマにおけるエリアプライスとシステムプライスの差分の中央値**

# インバランス料金の見直しの影響

- このような状況を踏まえ、現在、資源エネルギー庁において、現行のインバランス料金算定式の需給バランス一致のインセンティブを強化する方向で見直しの議論が行われている。
- 当該検討においては、結果として、時間前市場における需給調整ニーズが大きく高まる方向で議論が進められている。

第9回電力・ガス基本政策小委員会(平成30年5月18日)資料より抜粋

## 足下の課題への対応（インバランス料金の見直し案）

- 足元の課題に対しては、需給調整市場開設により新たなインバランス料金制度の導入が見込まれる2021年を待つことなく、速やかに対応することが必要ではないか。
- 具体的には、前述の新たなインバランス料金の基本的方向性を前提としつつ、導入にかかる対応コスト等も踏まえた簡便な手段として、例えば、事業者の不足と余剰に応じて定数を加減算することとしてはどうか。

### 【現行】

インバランス精算単価 = 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  $\times \alpha + \beta$

$\alpha$  : 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



### 【移行イメージ】

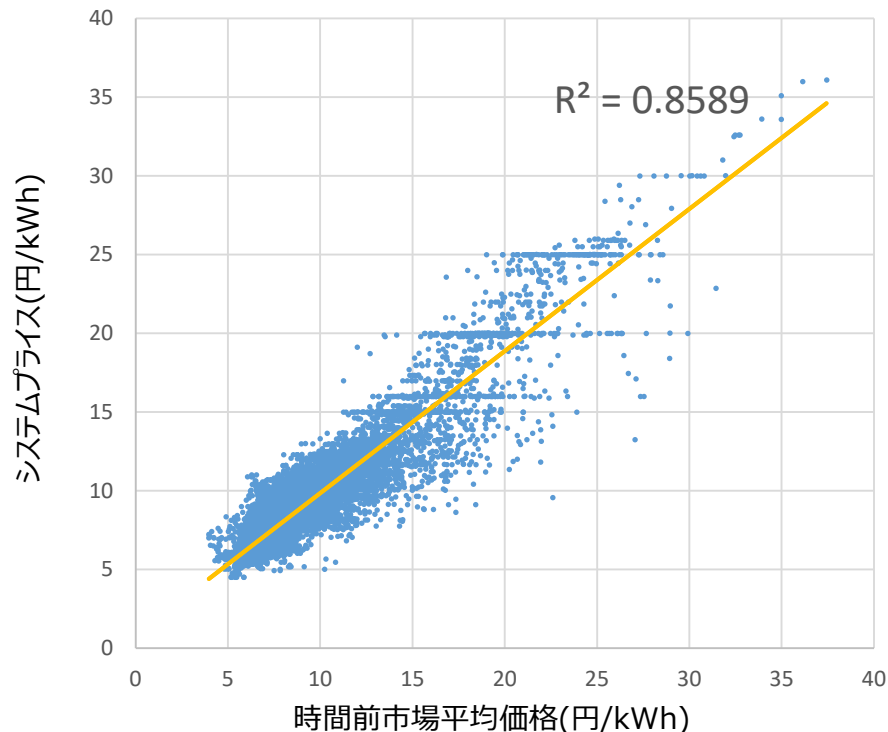
インバランス精算単価 = スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値  $\times \alpha + \beta$   $+k$   
 $-l$

$k, l$  : インセンティブ定数 ( $\geq 0$ 、不足の場合加算、余剰の場合減算)

## (参考) 時間前市場とインバランス料金との関係 (1/2)

- 時間前市場の平均価格とシステムプライスの関係については、原理的には、スポット市場入札後の需要変動等を踏まえて、需給が逼迫している場合はシステムプライスよりも時間前市場価格が高く、緩和している場合はシステムプライスよりも時間前市場価格は低くなること、エリア全体の経済効率的な発電機の運用につながるものと考えられる。
- しかしながら、現状では需給状況に関わらず一定程度の高い相関を示しており、現状は経済効率性の観点からは望ましい状態ではない可能性があると考えられる。

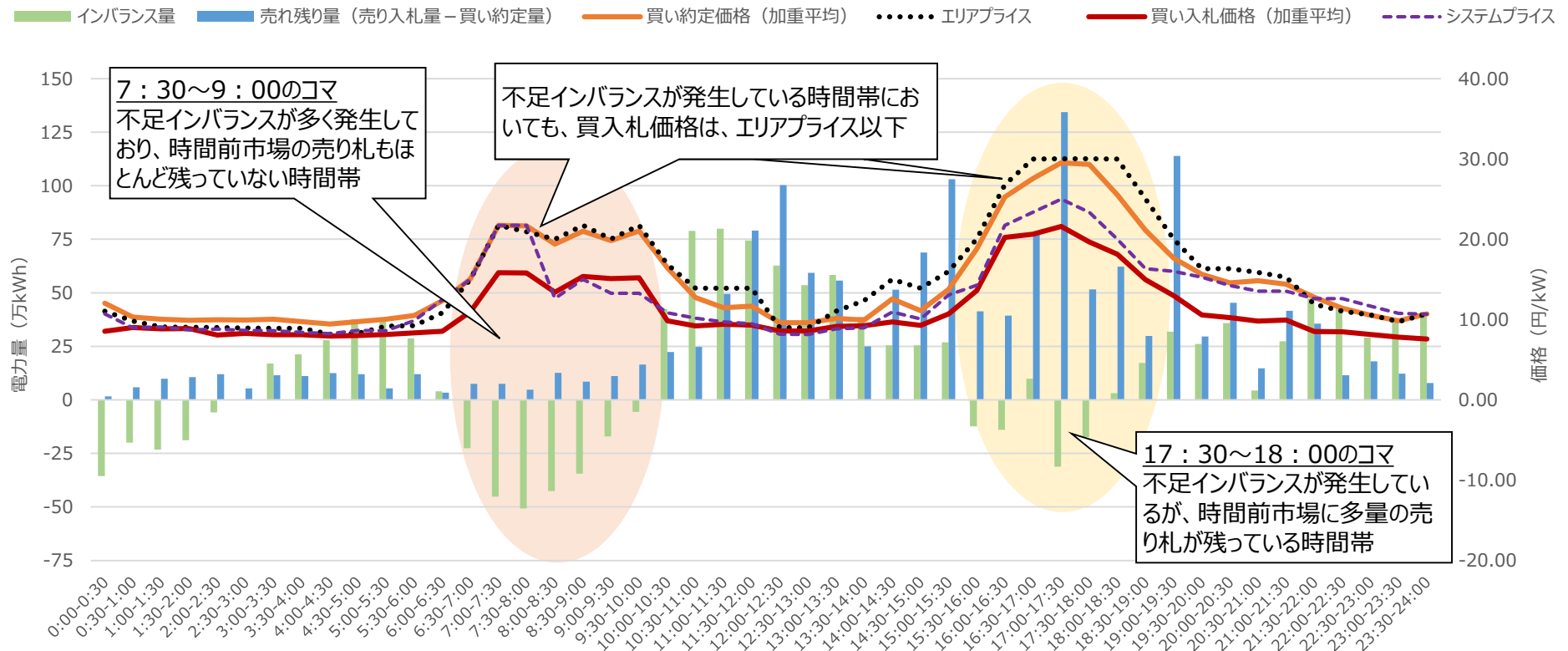
スポット市場システムプライスと  
時間前市場平均価格の推移と相関 (2016年4月～2017年12月)



## (参考) 時間前市場とインバンス料金との関係 (2/2)

- 不足インバンスが多く発生していた時間帯における時間前市場の入札状況を見ると、一部の時間帯では多くの売り札が出ていたにもかかわらず不足インバンスが発生している。また、売買入札価格についても、不足インバンスが多く発生している時間帯で約定価格が上昇していないことが分かる。
- このような状況の背景には、現在のインバンス価格が、市場参加者の時間前市場における入札インセンティブを抑制する方向に働いている可能性もあると考えられる。

特定日における時間前市場の価格・売れ残り量とインバンス発生状況の推移 (2017年12月14日、西日本エリア)



(出所) JEPXデータをもとに事務局作成



# FITインバランス特例制度の見直し (1/2)

- 現行のFIT制度下では、FIT特例①※1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、エリアインバランスが大きかった上位1%のコマでは、平均で100万kWh以上の予測外れが発生している地域もみられている。今後は、FIT特例③ ※2の増加に伴う太陽光計画誤差も増大すると見込まれる。

※1 FIT特例①：送配電事業者が計画発電量の設定を行い、小売電気事業者がインバランス精算主体となる（リスクなし）

※2 FIT特例③：計画発電量の設定、インバランス精算主体の両方を送配電事業者が行う

## エリアインバランスに占めるFIT特例①（太陽光）外れが占める割合

第25回制度設計専門会合(平成29年12月26日)資料より抜粋・一部追記

エリアインバランスが大きかった上位1%のコマ(103)におけるFIT特例①(太陽光)予測外れが占める割合(2017/4/1~10/31)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
余剰	余剰インバランスが大きかった ① 上位1%のコマの平均インバランス量 (千kWh)	207	515	1,766	876	174	1,023	582	296	1,064	57
	上記コマにおけるFIT特例 ② ①(太陽光)予測外れ平均値 (千kWh)	27	229	1,395	579	70	37	402	242	971	
	FIT特例①(太陽光)予測外れが占める割合 (② / ①)	13%	45%	79%	66%	40%	4%	69%	82%	91%	8%
不足	不足インバランスが大きかった ③ 上位1%のコマの平均インバランス量 (千kWh)	208	496	1,472	828	168	747	354	278	985	52
	上記コマにおけるFIT特例 ④ ①(太陽光)予測外れ平均値 (千kWh)	86	321	1,362	632	32	152	385	257	1,081	14
	FIT特例①(太陽光)予測外れが占める割合 (④ / ③)	41%	65%	93%	76%	19%	20%	109%	92%	110%	27%
	(参考) H3 需要 (千kW)	5,020	13,410	52,530	24,290	4,980	25,480	10,450	5,020	15,110	1,448

2017年4月~10月末までの間で、エリアインバランスが大きかった上位1%のコマ(103)では、東京及び九州エリアにおいて平均で100万kWh以上のFIT特例①太陽光の予測外れが発生



時間前市場のコマ当たり平均約定量：25.4万kWh (2017年度)

※FIT特例①(太陽光)予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者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。)

※H3 需要に対する比率 = インバランス量又は予測外れ平均値(30分kWh) × 2 ÷ H3 需要

# FITインバランス特例制度の見直し（2/2）

- これに対し、必要な調整力を最小限にとどめ国民負担を軽減する観点から、電力・ガス基本政策小委員会では、系統利用者が計画変動の調整を自律的に行うことが議論されている。
- 仮にこの見直しが実現した場合、時間前市場の取引量に大きな影響を生じる可能性がある。（現在の時間前市場の約定量が25万kWh程度に対して、例えば、計画誤差は余剰・不足ともに最大130万kWh程度）。
- また、今後は送配電買取によるFIT特例③の増加が見込まれることから、将来的にはFIT特例③についても、送配電事業者等が市場を活用して計画変動の調整を行う可能性もあると考えられる。

第25回制度設計専門会合(平成29年12月26日)資料より抜粋・一部追記

## FITインバランス特例制度①の見直しの基本的方向性について

- 現行FITインバランス特例①（特に太陽光・風力）は、前々日の気象予報等に基づき送配電事業者が計画値を予測するが、時間経過に伴う予測精度向上により、送配電事業者と無関係に、計画締切以前に明らかな誤差が判明する状況が発生する。
- 他の系統利用者の計画変動分における調整の役割分担と比較して、FIT予測のみ、締切以前に判明した変動分の調整も全て送配電事業者に依存するのは望ましくない。また、FIT期間終了後も見据え、再エネが自立した主力電源となるためには、系統利用者側で予測変動を踏まえた調整ができることが必要。
- ついては、系統利用者も一定の役割を担っていくよう、締切までの間に、送配電事業者は発電計画を見直し、その変動に伴う調達・販売計画の調整を、系統利用者が担うことを基本的方向性として、検討を進めることとしてはどうか。
- 一方、計画の予測については、必ずしも系統利用者が行うために必要な情報等が十分共有・公表されておらず、送配電事業者が行う方が効率的であるが、FIT期間終了後も見据えれば、予測についても同様に系統利用者において自律的に行えることも重要であり、これを促すような環境整備を検討していくこととしてはどうか。

※なお、今後増加が見込まれる送配電買取によるFIT特例③については、継続してその調整の在り方を検討していく。

## (参考) FITインバランス特例制度の概要

- 2017年4月に施行された改正FIT法により、FIT電気の買取義務者が送配電事業者（一般送配電事業者と特定送配電事業者）に変更となったことから、今後はFIT特例③による発電量が増加することが見込まれる。

### <FITインバランス特例制度の累計>

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 ※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小売買取制度と同様に、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。)

※ インバランスリスク分も引き続きFIT交付金対象とする。

(出所) 資源エネルギー庁 改正FIT法に関する直前説明会資料

## (参考) その他の動き

- インバランス料金やFITインバランス特例制度以外にも、現在、様々な制度の見直し等が進められている。これらの議論次第では、今後、時間前市場における需給調整ニーズが増大する可能性があることから、取引手法など市場設計の見直しの必要性を指摘する声もある。

項目	概要	時間前市場との関係
旧一般電気事業者の小売部門における予備力削減	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 旧一般電気事業者の小売部門は、昨年11月より、2018年11月までに自社需要の0～1%相当以上の予備力を超える電源を市場投入することを表明。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 旧一般電気事業者は、需給変動に伴い供給力が不足する場合、時間前市場で買戻しを行う。</li> </ul>
常時バックアップの見直し	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 常時バックアップの締切時間をスポット市場の約定時間に前倒しする方向での見直しを検討。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 常時BU見直しによって、新電力は時間前市場で売買取引を行う可能性がある。</li> </ul>
広域融通時の対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 需給逼迫時、特に、広域融通を伴うような場合（例えば、2018年2月22日に東京エリア）において、発電、小売事業者が供給力確保を確実に行ったか否かが検証されている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 時間前市場で調達を行うことで、広域融通を回避できる環境整備が必要。特に、需給逼迫時の流動性や供給力確保義務との関係の整理が必要。</li> </ul>
需給調整市場 三次調整力②	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 需給調整市場の商品の一部(三次調整力②)では、スポット市場以降、時間前市場オープンの前に、(時間前市場と同様に)ΔkW価値が取引されることが予定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 三次調整力②の創設に伴い、入札電源が重なるため、時間前市場との関係をどのように整理するか。</li> </ul>

## 4. 時間前市場に関する論点

# 時間前市場に関する論点

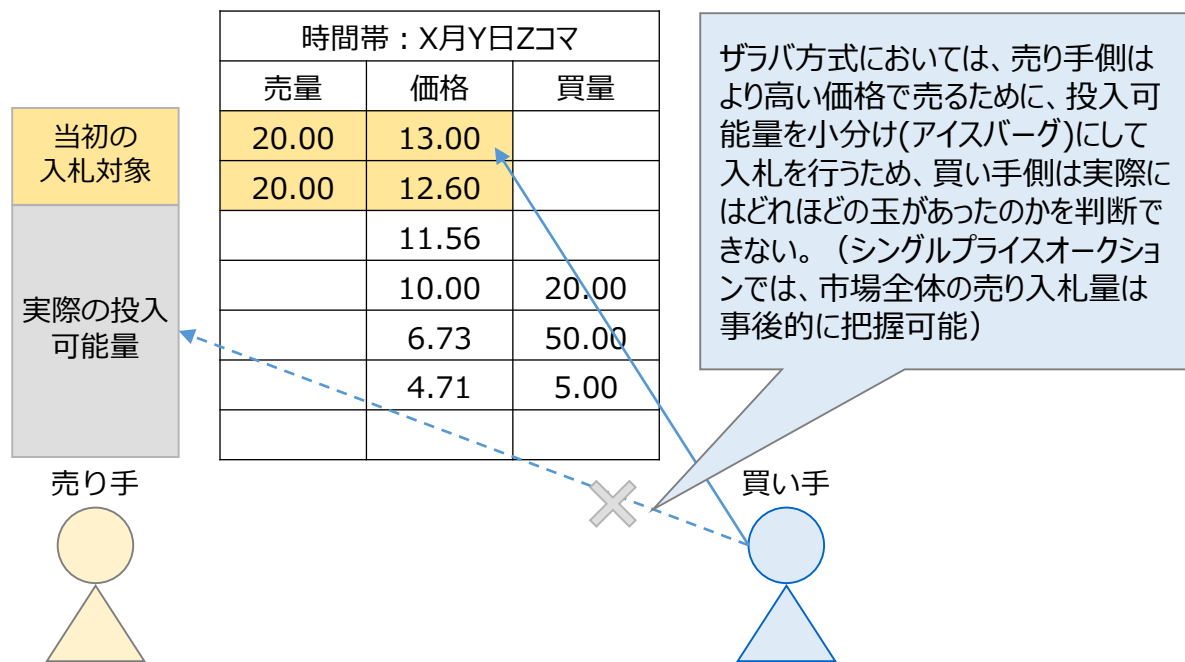
- 現在の時間前市場の取引状況を見ると、システムプライスに近い10円以上の価格帯においては、流動性はある程度確保されており、需給調整ニーズへの対応可能性が存在すると考えられる。
- 他方、インバランス料金の見直しやFITインバランス特例制度の見直しにおける制度変更を踏まえると、今後、取引ニーズが更に増大する可能性がある。
- このため、更なる取引の円滑化や活性化策を検討していく必要があり、事務局としては例えば次の1～3の論点について検討が必要と考えている。本日は、追加論点の有無も含め御議論をお願いしたい。

	論点	概要
①時間前市場の現状に関する論点	論点1 市場の厚みに対する信頼性の確保	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 「アイスバーグ方式」のため、市場参加者は市場全体の厚みが把握できず、市場の厚みに対する信頼性が低いことをどのように考えるか。</li> </ul>
	論点2 取引利便性の向上	<ul style="list-style-type: none"> <li>● GCの2時間前に入札を引上げざるを得ない状況にあることや、連系線の空き容量の判定に伴う約定処理に時間がかかることをどのように考えるべきか。</li> </ul>
②他制度との関係に関する論点	論点3 FITインバランス特例制度見直しへの対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 今後、系統利用者や送配電事業者が、FITインバランスの予測誤差の調整を時間前市場を活用して行う場合に、どのような対応が必要となると考えられるか。</li> </ul>

# 論点1：市場の厚みに対する信頼性の確保

- 時間前市場はザラバ方式となっているため、旧一般電気事業者（小売部門）を始めとする小売電気事業者は、入札主体の特定を回避し、また、価格交渉を適切に行う観点から、投入可能量を小分けにする「アイスバーグ方式」を採用している。
- 他方、アイスバーグ方式により、市場における入札可能量が把握できず、市場の流動性の判断が難しいことから、新電力等の買い側の市場参加者を中心に、市場の厚みに対する信頼性が低いとの指摘もある。
- このため、時間前市場の流動性を確保するため、例えば、「①入札可能量の登録」や「②シングルプライスオークション(SPA)の導入」などの具体策を検討するべきではないかとの意見もある。

市場の厚みに対する信頼の課題（ザラバ取引でのアイスバーグ方式の入札）



考えられる対応例

対応例①  
入札可能量の登録

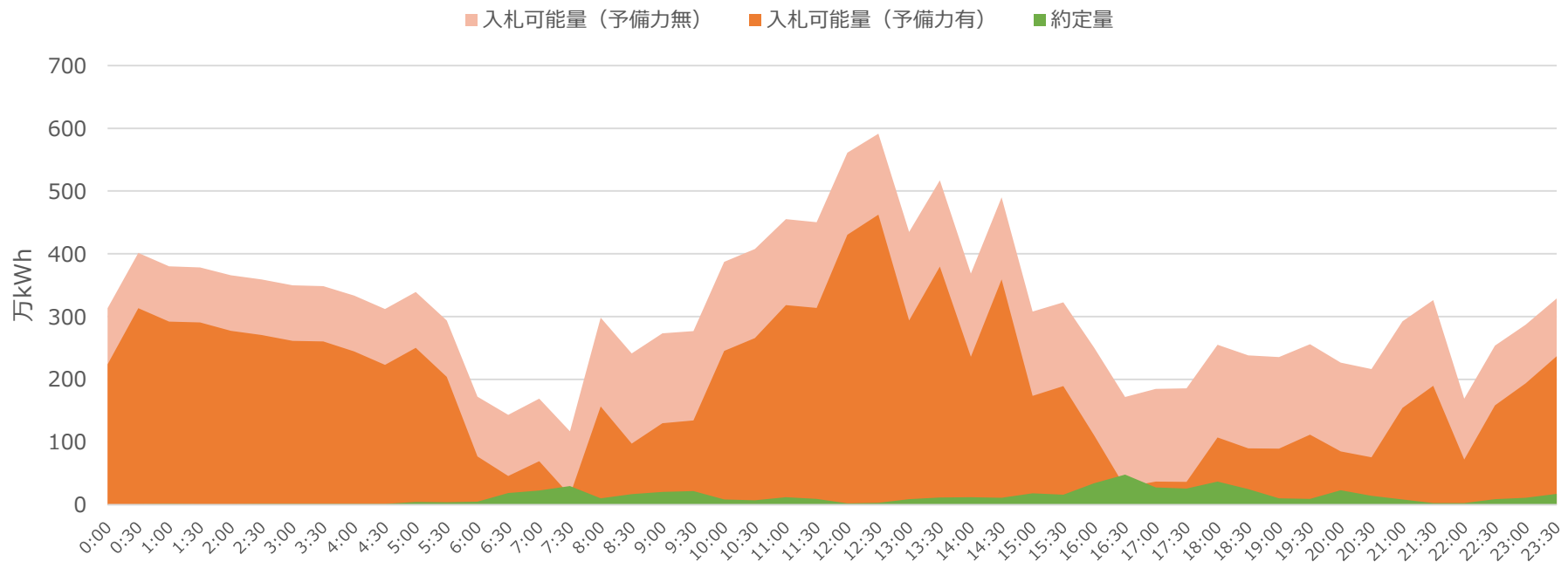
対応例②  
シングルプライスオークション  
(SPA)の導入



# (参考) 旧一般電気事業者の入札可能量

- 特定日における旧一般電気事業者の入札可能量を確認したところ、時間帯によっては約定量の数倍以上の入札可能量が存在している。
- このような状況は必ずしも問題があるとは限らないものの、事業者の市場の厚みに対する信頼性を確保するためにも、主要な取引参加者のコマごとの入札可能量等の情報を委員会等が確認していくことが考えられる。

旧一般電気事業者の時間帯別の入札可能量（2017年12月14日）



(出所) 旧一般電気事業者提供データより事務局作成

※入札可能量は、各時間帯のGC時点における入札制約等を除いた旧一般電気事業者の余剰量を算出。

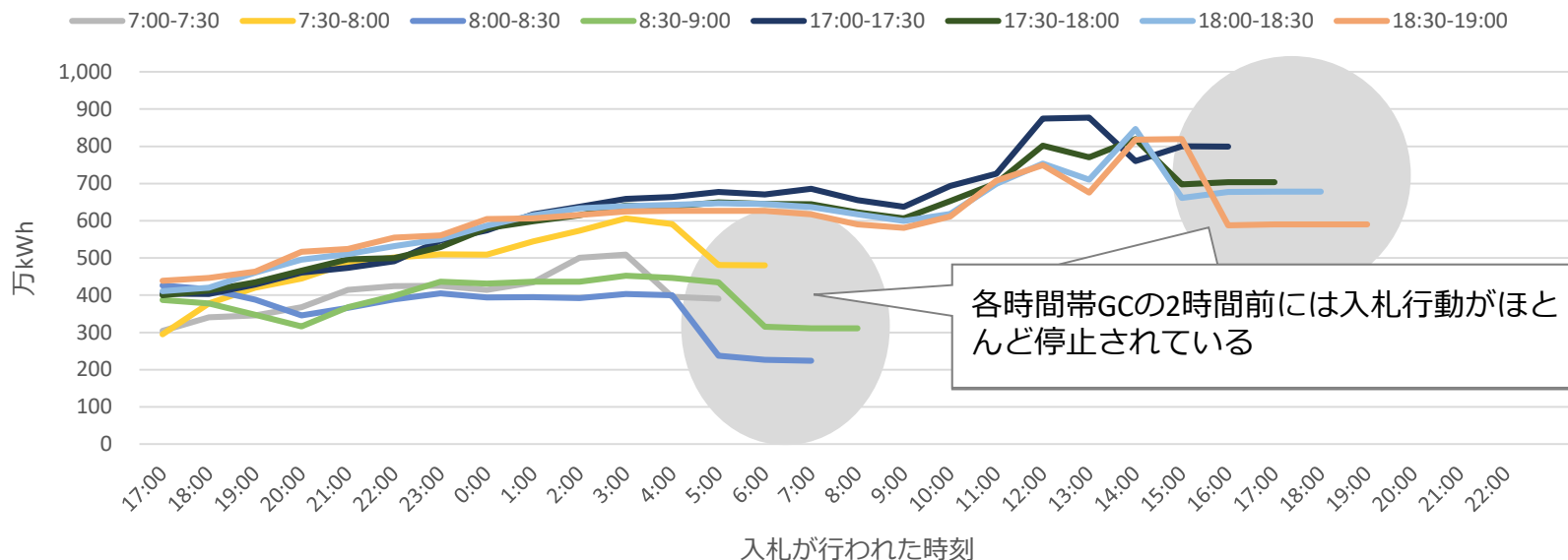
「予備力有」については、2017年12月段階の旧一般出来事業者小売部門の予備力表明値を前提とした値。「予備力無」については、GC段階で予備力を0%とした値。



## 論点2：取引利便性の向上

- 時間前市場の利便性については、例えば、市場参加者からの次の指摘がある。今後の取引活性化に向けて、このような状況をどのように考えるべきか。
  - 広域機関への計画変更手続きとの関係上、事業者はゲートクローズの2時間前に売買入札の停止をせざるを得ない状況であり、GC直前までの取引は事実上不可能となっており、売買のニーズが一致しているにも拘らず約定機会が逸失している（下記図参照）。
  - 時間前市場の開場直後における連系線の空き容量の判定時間が長期化し、事業者の負担が増加している。

入札時刻の推移に伴う時間帯別(7~9時、17~19時)の売り入札量の変化 (2017年12月)



(出所) JEPXデータをもとに事務局作成

## (参考) 取引利便性の向上に関する事業者からの意見

- 時間前市場の利便性について、2017年8月時点のアンケートにおいて新電力から挙げられた主な意見は以下のとおり。
- なお、時間前市場開場直後の取引の約定処理における待ち時間が長期化については、現在、広域機関及びJEPXにおいてシステム改修が予定されており、2018年秋頃を目途に改善される見込みとなっている。

### 時間前市場開場直後の取引の約定処理に関する意見

- スポット高騰時はほとんど売り札がなく、調達できないことが多いが、それ以外はスポット価格前後の価格で取引できている。広域機関の送電可否判定に相当の時間を要しているため、入札しても入札待ちのまま約定とならない状況（数十分～最長1時間程度）が継続しており、需給調整業務に支障が出ている。市場分断が発生しているコマが多いが、時間前市場の売買表示にエリアの記載がないため、結果的に無駄な入札をせざるを得ないことも一因。
- 連系線空容量の制約を受けるため、足元の市場分断状況下において、価格は見合うものの約定に至らないケースが恒常化しているとの認識。ゲートオープン（毎日17時）直後の入札について、システムの処理が追いつかず入札完了に時間を要しており、取引機会を逸失しているケースあり。

### 約定結果の計画反映手続きに関する意見

- 約定後の計画提出の広域機関による自動作成機能※のリリースがなされていないことも市場の厚みが拡大されない一因と考える。1時間前市場への入札を実施しているが、約定と計画提出のタイムラグによる計画間不整合も複数回発生している状況。
- 広域機関よりGCの2時間前に約定分に関して不整合通知がでるため、GC2時間を切った電源が極端に少なく1時間前市場の体をなしていない印象。GCギリギリまで活用可能な整備をお願いしたい。

(出所)新電力の調達状況に関するアンケート

※ 約定結果の計画反映手続きについては、2016年8月の第8回電力基本政策小委員会において、今後のインバランス精算の在り方として託送供給等約款に定められるルールで実施することと整理されたため、2017年4月に広域機関ルール（経済産業大臣の認可を要する業務規程及び送配電等業務指針）が変更され、現状は広域機関による自動作成は行われなくなっている。

## 論点3：FITインバランス特例制度見直しへの対応

- 現在、基本政策小委員会において、系統利用者や送配電事業者が、FITインバランスの予測誤差の調整を時間前市場を活用して行うことも検討されている。
- 仮に、将来このような制度変更が行われた場合には、例えば、価格設定や取引手法などの点について今後検証を行っていく必要があるのではないか。

検証のポイント	概要
市場取引量への影響	<ul style="list-style-type: none"><li>● FITインバランスの計画誤差分が時間前市場に流入した場合、同市場における売買入札が急増する可能性があるため、市場参加者への影響をどのように考えるか。</li></ul>
価格設定・取引手法	<ul style="list-style-type: none"><li>● FITインバランスを時間前市場に投入する場合、入札価格をどのように設定すべきか。</li><li>● 特に、送配電事業者が時間前市場を活用する場合は、電源の稼働状況等のインサイダー情報を保有しているため注意が必要。</li></ul>
入札のタイミング	<ul style="list-style-type: none"><li>● FIT発電計画の変更を連絡するタイミングが事業者ごとに異なった場合、現状のザラバ取引では、先に連絡を受け取った事業者が有利に取引できるようになってしまう懸念がある。</li><li>● 事業者間の公平性を保つために、どのような方法が考えられるか。</li></ul>

# (参考) 需給バランス一致、FITインバランス特例制度運用見直し

第9回電力・ガス基本政策小委員会(平成30年5月18日)資料より抜粋

## ゲートクローズ前の調整手段(時間前市場)の充実化について

- 前述したインバランス料金見直しに伴う需給バランス一致のインセンティブ強化やFITインバランス特例制度運用見直しを導入した場合、時間前市場の取引ニーズは大きく高まることを見込まれる。
- 将来的なこれらの制度変更を見据え、事業者が需給バランス一致のために積極的に活用できる時間前市場の実現に向け、取引の実態等も考慮しつつ、監視等委員会において取引円滑化の方策の検討を進めることとしてはどうか。

### 【需給バランス一致、FITインバランス特例制度運用見直しを想定した 時間前市場における主な懸案事項】

- ゼラ場市場の特性上、買い手側・売り手の双方で相手方のポテンシャルが把握できない中で、事業者からは「市場に厚みがない」との声も聞かれている。事業者に対して市場の厚みを示し、時間前市場に対する信頼性を構築していく必要があるのではないか。
- ゼラ場市場は即時性のある取引が可能一方で、価格指標性が低いという特徴もある。時間前市場における価格指標性をどのように考えるか。
- サラバ市場の取引では、僅かな入札タイミングの違いにより入札結果が大きく異なることも想定される。FIT発電計画の変更連絡の僅かな時間差等が事業者間の調整コストに差をもたらす可能性があることを、どのように考えるか。
- 約定結果の計画への反映のために、1時間前市場への入札が計画締切である実需給1時間前より相当前段階で引き上げられてしまう点をどのように考えるか。

## 5. 今後の検討の進め方

# 今後の検討の進め方

- 本日の議論を踏まえ、必要に応じて、事業者へのヒアリング等を行った上で、今後、事務局において、必要な対応案を順次、具体化していくこととしてはどうか。
- なお、一部の論点については資源エネルギー庁や広域機関において関連する検討が進められていることから、対応策の検討に当たっては、他制度における検討のスケジュール等も踏まえ進める必要がある。

## 參考資料

# (参考) 将来的なインバランス料金制度の見直し

第9回電力・ガス基本政策小委員会(平成30年5月18日)資料より抜粋

## 新たなインバランス料金の基本的方向性

- 前述の論点を踏まえると、新たなインバランス料金の具体的な算定方法は、以下の考え方を基本としつつ、具体的な変数等の検討を更に進めることとしてはどうか。

### 【インバランス料金の算定方法】

- ・30分ごとに、需給調整市場の運用コスト (kWh) を諸元として算定
- ・各送配電事業者のエリアごとに算定
- ・収支は30分の精算単位ごとに厳密に一致させるのではなく、一定期間の中で一致するよう設計

#### 【追加要検討要素】

収支管理方法等

### 【基本の算定式イメージ】

需給調整市場を通じた  
調整力の運用コスト (kWh)

±

個別の事業者の不足・余剰の傾向に  
応じた補正項

#### 【追加要検討要素】

系統バランスを踏まえたインセンティブ付与  
・限界費用ベースor平均費用ベース  
・系統バランスに応じた追加的調整項  
(影響を考慮して検討)

#### 【追加要検討要素】

・補正項の算定方法 (影響を要考慮)  
・市場価格との大小関係の考慮

※その他検討すべき要素：発電・小売の料金体系の是非  
事業者 (BG) の規模に応じた料金体系の是非 等



## (参考) 旧一般電気事業者小売部門における予備力の削減

- 旧一般電気事業者の小売部門は、平成29年11月より、市場活性化の観点から予備力の削減に向けた取組を実施している。
- スポット市場入札時点から需給変動が生じた場合の調整の場として、時間前市場の活用が位置付けられており、時間前市場の活用機会は今後増加していくものと考えられる。

「卸電力市場の流動性向上の観点からの旧一般電気事業者(小売部門)の予備力確保の在り方」  
(資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、電力広域的運用推進機関 平成29年10月31日) より抜粋、下線太字は追加

(一時間前市場の活用可能性)

他方で、前述のとおり、一部の旧一般電気事業者の小売部門では、前日時点で一定の予備力を保有しているが、GC時点において供給能力の不足を発生させないための方策としては、**前日時点で自社内に予備力を保有することが唯一の方策ではなく、一時間前市場(当日市場)等の活用も考えられる**ところである。なお、旧一般電気事業者の小売部門が自ら保有する前日時点の予備力を削減して卸電力市場に投入し、約定した場合、買い約定した事業者が自らの電源を停止した場合を除き、全体として直ちに供給能力が削減されるものではないため、一時間前市場において買戻しが可能ではないかと考えられる。

また、スポット市場入札時点で3~5%程度の予備力を保有している旧一般電気事業者の小売部門も、実需給に近づくとともに需要想定の上振れに対応する予備力の必要性は減少し、一時間前市場開場中には予備力を減少させている。減少させた予備力を旧一般電気事業者の小売部門が互いに一時間前市場に投入すれば、一時間前市場の取引の厚みが増し、仮に、供給能力の不足が生じた場合にも、買戻しが容易になる側面もあると考えられる。

ただし、現時点においては、一時間前市場の取引によって、旧一般電気事業者の小売部門の供給能力の不足時の買戻しを十分に行うことができるとの確証がないため、段階的に取組を進めることが適当である。

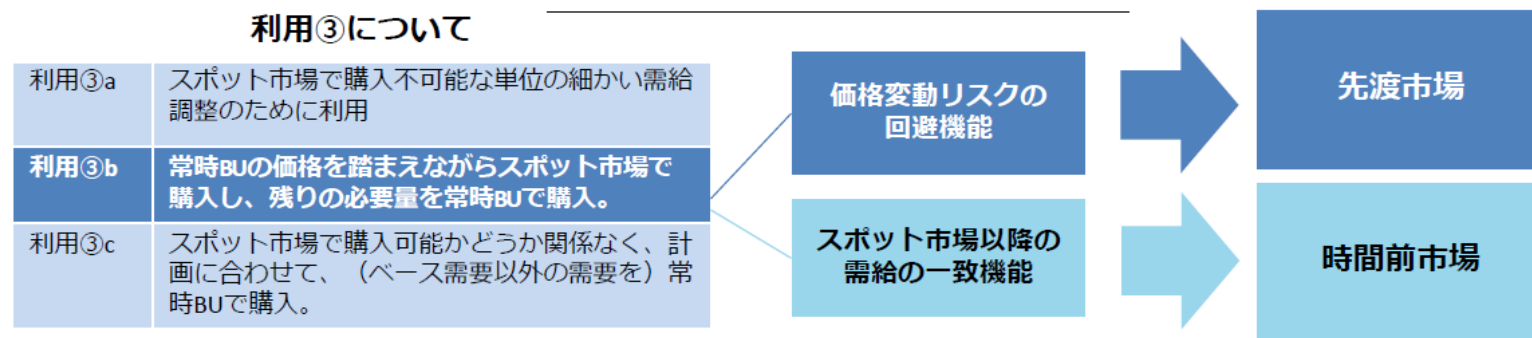
# (参考) 常時バックアップ制度の見直し

第9回電力・ガス基本政策小委員会(平成30年5月18日)資料より抜粋

## 常時BUのあり方 (利用③について)

- 利用③bは、「常時BUの価格を踏まえながらスポット市場で購入し、残りの必要量を常時BUで購入する」利用であり、常時BU価格を利用したスポット市場価格変動リスクの回避機能を踏まえた利用と整理できる。
- 他方、常時BUが卸市場活性化までの過渡的措置であることを鑑みると、上記の価格固定化機能についても市場取引に移行することが求められる。
- この点、先渡市場が価格固定機能を代替すると考えられ、常時BUの締切時間を前倒した際には、この機能が先渡市場に移行することが望ましい。
- また、スポット市場約定後に取引可能な市場が（相対契約を除くと）時間前市場のみであることを踏まえると、前日計画段階で需給を一致させた後に、その後の需給の振れを時間前市場で調整を行うことが基本ではあるが、スポット市場約定後・常時BU締切後の需給の一致に係る必要量については、時間前市場において調達することが望ましい。

### 市場への移行 (イメージ)



# (参考) 2月22日の東京エリア需給状況に関する分析

第27回調整力及び需給バランス  
評価等に関する委員会 (平成30  
年4月12日)資料より抜粋

## 2. 2018年2月22日の状況

67

### (1)インバランス

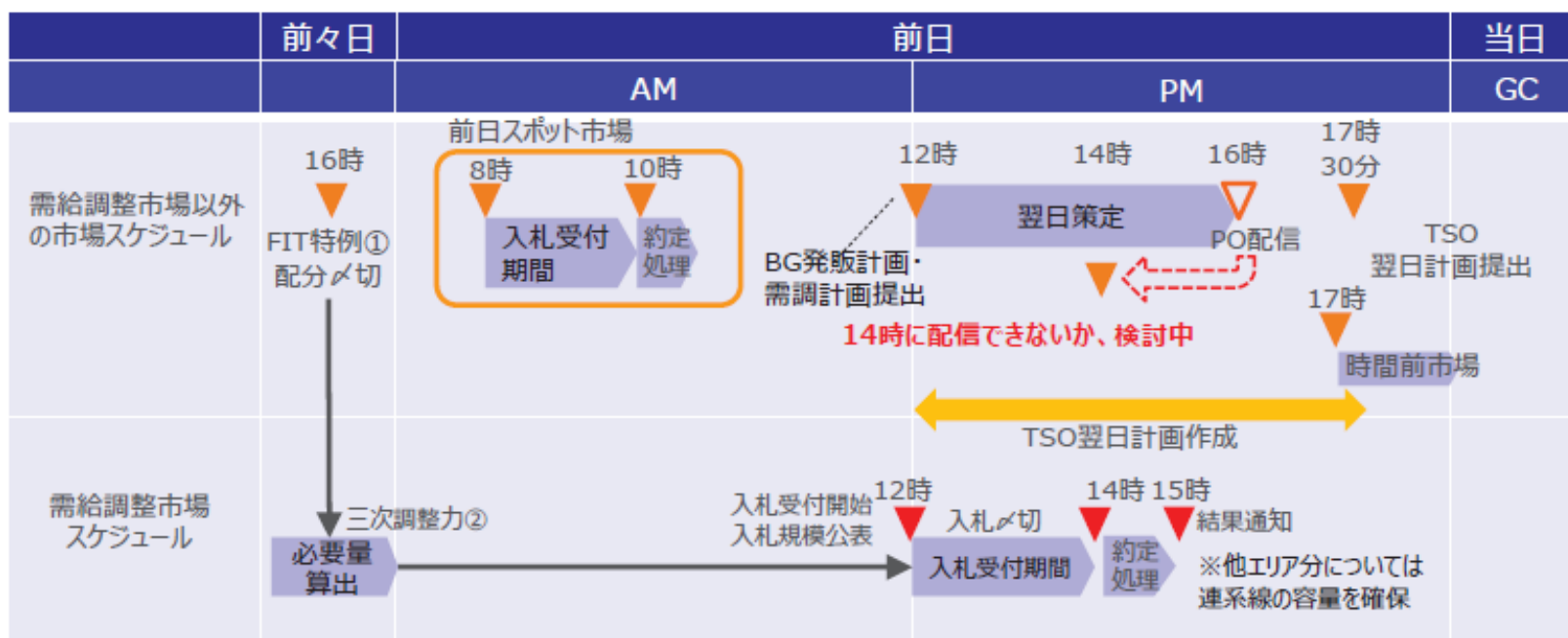
- 2月22日については、1月下旬～2月初めに比べ、事業者インバランスが大きいにもかかわらず、時間前市場の約定価格の最高値は25円であり、他の日と比較して上がってはいなかった。
- なお、1月下旬～2月初めと同様、東京エリアのインバランスは総じて不足していたが、インバランス料金は2017年度冬季(12月～1月)の中では、必ずしもひっ迫状況に応じて上昇していなかった。

- 需給ひっ迫エリアの多くの小売電気事業者が調達不足の場合でも、スポット市場価格が低廉であった場合は、時間前市場で高い価格で買い入札を行うインセンティブが働きにくいことが考えられる。
- 小売電気事業者がGC前に調達不足であるにもかかわらず、時間前市場で一定の価格以上の買い入札を行わなかった可能性があることについて、事業者ヒアリングも行いつつ、検証が必要である。
- しかしながら、こうした検証には市場での買い入札価格をはじめ個社の情報に関する詳細な分析が必要であり、別途、広域機関も協力しつつ、資源エネルギー庁及び監視等委員会にて対応していただくことが必要ではないか。
- さらに、国の審議会(電力・ガス基本政策小委員会)において、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分析しつつ、望ましい計画見直しの在り方を検討していくこととする方向性が示されている。
- 今後、資源エネルギー庁の検討に広域機関も協力していく。

## (参考)需給調整市場との関係性

- 現在検討が行われている需給調整市場における時間帯のうち、三次調整力②については応動時間が1時間以内であるため、落札については $\Delta kW$ 価値で行われるものの、入札対象となる電源は時間前市場と競合する可能性がある。

### 広域機関における需給調整市場の3次調整力②の検討内容



※詳細検討により、スケジュールを見直す可能性がある。