

第34回 制度設計専門会合 事務局提出資料

～卸市場の活性化について～

平成30年10月23日（火）

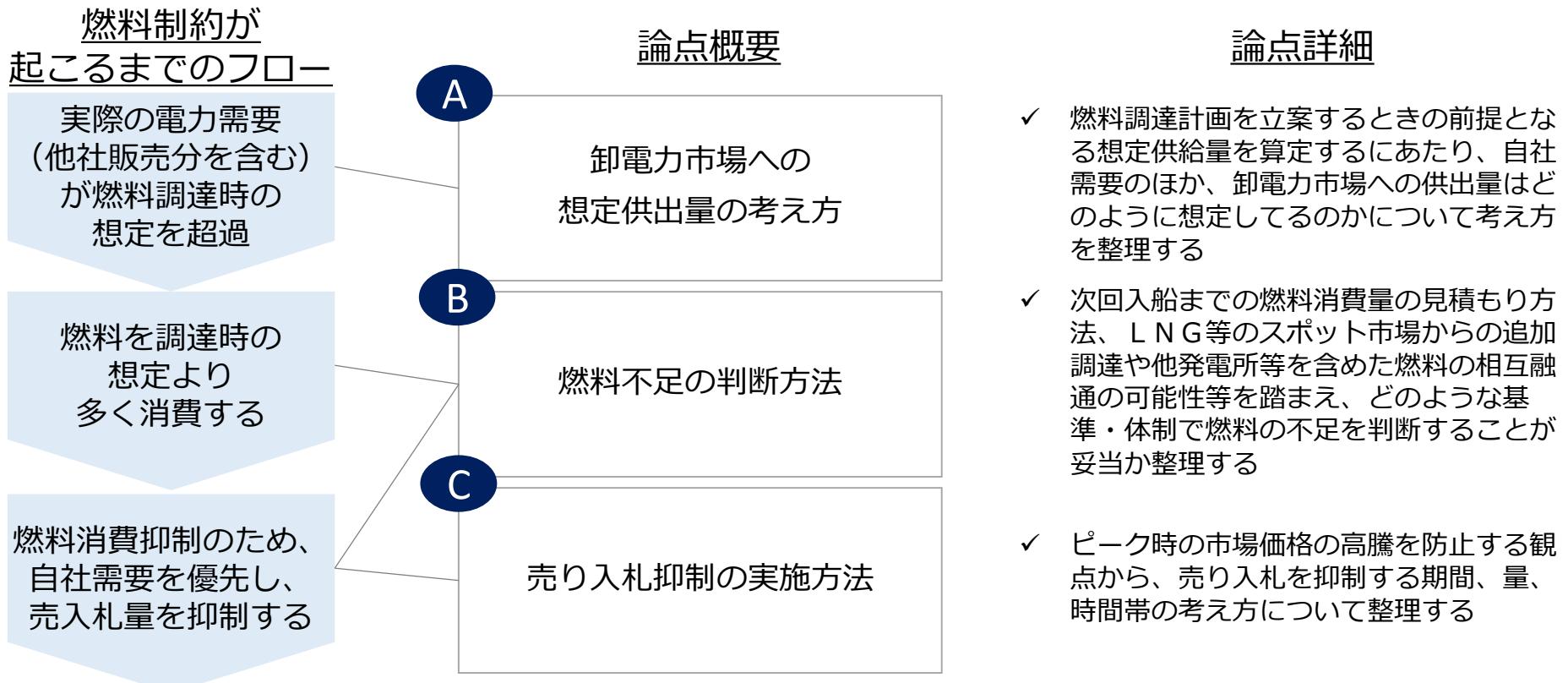


電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

入札制約について②

本日ご議論頂きたい内容

- 前回会合では、原油、LNG及び国内炭に関する燃料制約の在り方を検討するにあたり、各社考え方にはバラつきがあり、整理の必要があるとされた論点及び今後の進め方についてご議論頂いた。
- 本日は、事務局において旧一般電気事業者や石油元売会社等からのヒアリングを行った結果等を踏まえ、各論点について適切な考え方についてご議論頂きたい。



入札制約検証の基本的な考え方について

- 燃料制約をはじめとする入札制約の検証にあたっては、下記の考え方を前提としてはどうか。

<入札制約に関する議論の前提：余剰電源の全量投入についての考え方>

- 旧一般電気事業者9社は、「電力システム改革専門委員会報告書」（2013年2月）における整理を踏まえ、自主的取組として、限界費用ベースで余剰電力の全量を卸電力市場へ投入している。この背景には、各社が保有する電源の大部分は総括原価の下で形成されたものであり最大限有効活用することが望ましいこと、また、現状では、各地域で電源の大半を保有することとなっている旧一般電気事業者が、卸市場における入札行動に際して、プライステイカーとして経済合理的な行動をすることが市場における公正な価格形成を確保する観点から、重要であるとの考え方がある。
- したがって、このような自主的取組は、基本的には、旧一般電気事業者の損失を強いてまで行われることは想定されていない。一方で、旧一般電気事業者（発電部門）が、市場支配力を行使しない前提で、スポット市場において、利潤最大化行動を行う場合には、少なくとも余剰電源の全量について、限界費用ベースで売入札を行うことが、シングルプライスオークション方式の下で約定機会を最大化させ、結果として、発電所固定費の一部の回収にも寄与する、経済合理的な行動であると考えられることから、基本的には、国の要請がなくとも、かかる取組は、本来、自発的に行われるものであると考えられる。

<発電事業者の利潤最大化行動と入札制約の関係>

- 入札制約（代表的には燃料制約）については、ピーク時に制約を実施する（売入札を減少させる）ことによって、市場価格が高騰し、旧一般電気事業者（発電部門）の利潤が増加する可能性がある。このような行動は、一見、旧一般電気事業者の利潤最大化を意図した行動であるようにも思われるが、需給の状況によつては、市場相場を大きく変動させる（特に、夏、冬の需給逼迫時）ものであり、価格変動の過程に人為性が認められる場合など市場支配力の不当な行使がある場合には、適正取引GLに規定する「市場相場を人為的に操作する行為」（相場操縦行為）に該当する可能性が高い。このため、市場相場に対する影響を生じさせないか、生じさせるとても、最小化する方法で制約が実施される必要がある。
- なお、市場相場に対する影響が生じない又は少なく、相場操縦行為に該当する可能性が低いと考えられる場合であっても、市場の流動性を向上させる観点からは、入札制約は可能な限り少ないことが望ましい。

論点A 卸電力市場への想定供出量の考え方

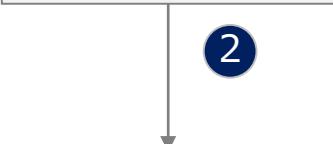
卸電力市場への想定供出量算定の論点

- 前回会合において、燃料調達は自社小売需要向けのもののほか、卸電力市場への供出量を踏まえて策定されることが適切であると整理した。その際、卸電力市場への想定供出量については、妥当な考慮要因（変数）やリスクに基づき、客観的に想定供出量が算定され、当該想定供出量に基づいて燃料調達が行われることが合理的であるとした。
- 以下、卸電力市場への供出量にかかる燃料調達計画の妥当性について、卸電力市場への供出量を算定する際に考慮するべき要素とその策定（見直し）のタイミングの2つの側面から検討する。

過去の
約定実績 想定
限界費用 新電力の
需要增加
域内外の
供給力変動 . . .



卸電力市場への
想定供出量
策定



1
卸電力市場への
想定供出量を算定する
にあたり
考慮するべき要素

2
策定（見直し）の
タイミング／回数

検討内容

- 合理的な考え方に基づき、卸電力市場への想定供出量を算定する場合に、考慮すべき要素はどのようなものか。
- 燃料調達計画へ反映するためには、想定供出量はどのタイミングで策定・見直しを行うことが適正か。

論点A 卸電力市場への想定供出量の考え方

考慮されるべき要素

- 旧一般電気事業者各社において、卸電力市場への想定供出量が算定される際には、各社の創意工夫のもと合理的な方法で算出されることが求められるが、例えば、①卸電力市場全体（各エリアにおけるスポット市場、時間前市場、先渡市場）での想定約定量を合理的と認められる方法で算出し、②その中で自社電源の限界費用その他の競争力を考慮しユニット毎の約定可能性について検証すること等が適切と考えられる。
- その際、過去の約定データのみならず、例えば、季節要因（需給逼迫の可能性）、他社へのスイッチングの増減及び燃料費の動向についても考慮するなど、各社の自主的な精度向上に向けた取組が期待される。

考慮すべき要素（例）

自社の動向

①
卸市場全体での
約定量を
想定

- ✓ 新電力への離脱状況

②
自社電源の
約定可能性
を想定

- ✓ 季節要因(需給逼迫の可能性)
- ✓ 燃料調達費用の動向
- ✓ 各ユニット毎の限界費用
- ✓ 発電設備の稼働パターン
- ✓ 発電運用上のリスク要因(電源故障など)

競合の動向

- ✓ 電源の開発状況（FIT電源含む）

市場の動向

- ✓ 過去の市場全体の売り入札量／約定量
- ✓ 新電力の需要状況
- ✓ 省エネ・節電の進展
- ✓ 季節要因

- ✓ 電源の開発状況（FIT電源含む）

- ✓ 過去の市場の約定価格
- ✓ 季節要因（需給逼迫の可能性）
- ✓ 燃料価格(CIF)の動向

論点A 卸電力市場への想定供出量の考え方

約定可能性と先渡市場の活用について

- 各社において約定可能性が検討される際に、対象ユニットの限界費用がスポット市場想定価格を超える場合においては、スポット市場において約定しないことが想定され、その分の燃料は調達されないこととなる。
- 他方、そのような電源であっても、先渡市場においては約定する可能性があることから、追加燃料を調達することが可能な期間に先だって、先渡市場に可能な限り供出すること*が約定可能性の判断を客観的に行うために望ましいのではないか。また、その場合、売り入札価格については、ユニット毎の発電費用（必要に応じ、プライステイカーとしての適正な固定費や利潤等を上乗せ）を踏まえたものである必要がある。

想定約定量と想定自社余剰電力の状況

卸市場全体
の想定約定量
10,000GWh
(1か月合計)

13円
(1か月平均／想定)

10,000GWh

自社の
最大供出可能量
6,000GWh
(1か月合計)

石油火力
15円(1か月想定)
1,000GWh

LNG火力②
12円(1か月想定)
2,500GWh

LNG火力①
11円(1か月想定)
2,500GWh

先渡市場を活用しない場合

価格が市場価格を超えており、
ため約定しないと想定
=燃料調達不可

量・価格ともに市場全体の約
定量・価格よりも小さいため
約定すると考えられる
=燃料調達可

約定可能性

先渡市場を活用した場合
(先渡市場で、1,000GW／15円
で約定した場合)

先渡市場で約定し、
価格に関してもクリア
=燃料調達可*2

量・価格ともに市場全体の約
定量・価格よりも小さいため
約定すると考えられる
=燃料調達可

*買い入札があった場合に対応するのではなく、先に売り入札を適正価格で供出することが望ましいが、燃料制約を減少させるためには、買い手からも積極的な先渡市場への参加が必要となる。

*先渡市場で約定した場合であっても、各社のリスクの考え方から燃料を追加調達できない場合もありうる。ただし、その場合において燃料制約が発生する場合は、燃料調達を行わなかった合理的な考え方の説明が求められる。

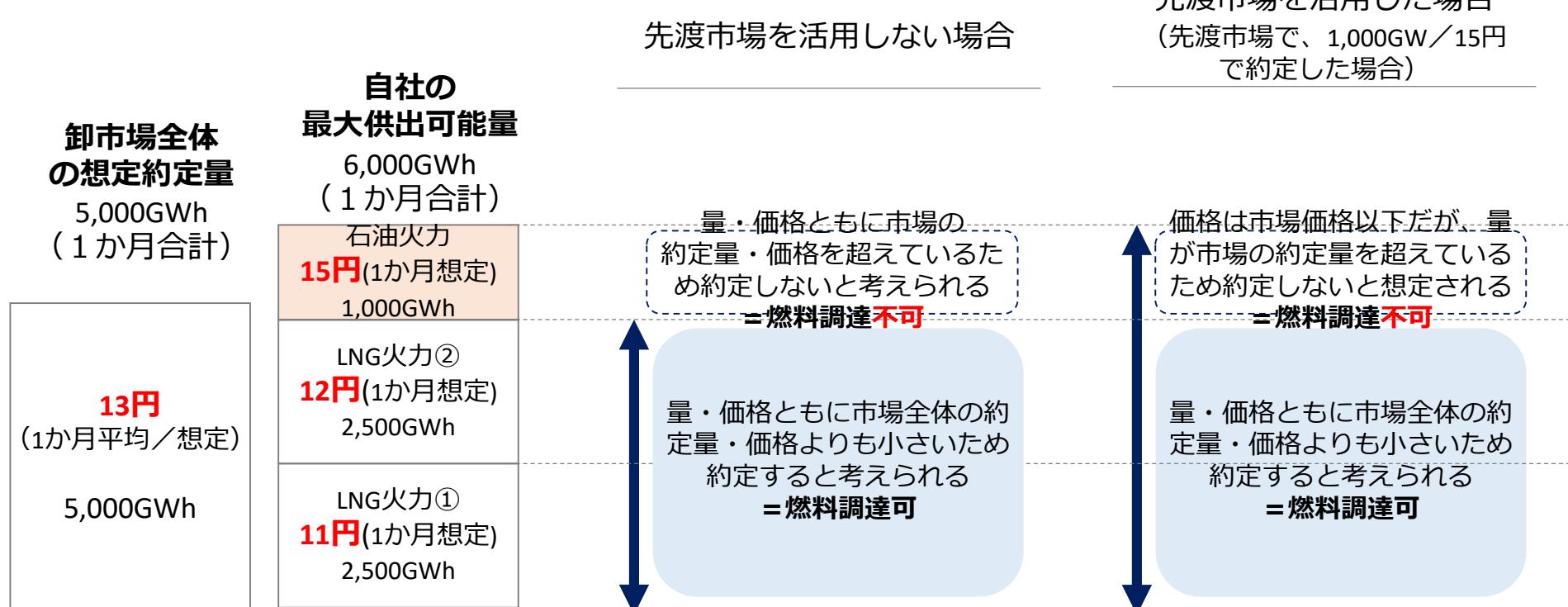
論点A 卸電力市場への想定供出量の考え方

(参考) 先渡市場を活用しても燃料調達に繋がらないケース

- 特定の電源について追加燃料を調達することが可能な期間に、先渡市場において約定した場合においても、卸市場全体の想定約定量を自社の最大供出可能量が上回っている場合においては、限界費用の高い電源は稼働させることは、通常、考えられないため、追加の燃料調達には繋がらない。

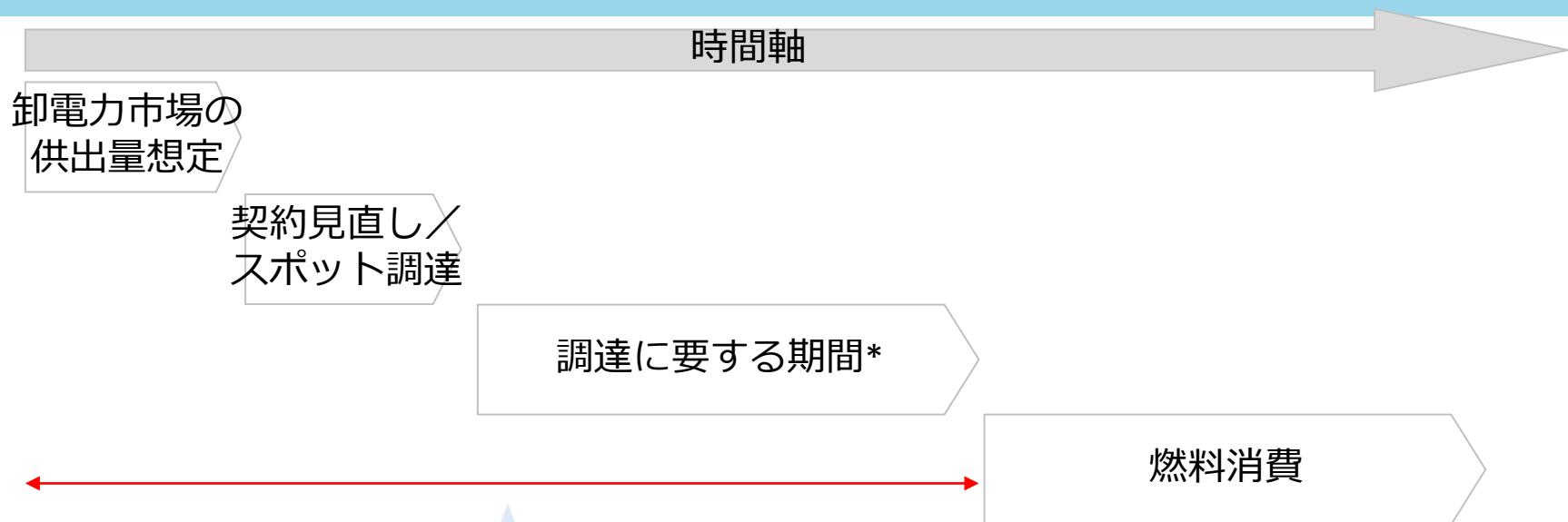
想定約定量と想定自社余剰電力の状況

約定可能性



論点A 卸電力市場への想定供出量の考え方 策定（見直し）のタイミング／回数

- 事務局ヒアリングによると、現状では、会社によっては、卸電力市場への供出量に関する3月程度以上の長期の想定は行わず、燃料消費量等の短期的想定に基づいて、必要に応じて、追加調達している場合も存在。
- 他方、燃料の追加調達に当たっては、配船、港湾利用その他の多くの制約が存在するため、その柔軟性には限界があり、短期的な調達は通常困難である。したがって、卸市場価格の流動性を向上させ、価格の安定を図る観点からも、長期の燃料消費計画の策定は必須であり、かつ正確であることが望ましい。
- そのためにも燃料調達が間に合うタイミング（たとえば数か月前など）で、配船計画上可能な限り、卸電力市場への供出量の見直しを行い、燃料調達計画に反映させることが合理的であると考えられる。



燃料調達には数か月かかる場合であることから、燃料を適切に調達するためには、調達に要する時間を見据えたうえで、卸電力市場への供出量の想定が必要となる。

*燃種によって異なるが、通常石油であれば2週間～2か月程度、LNGであれば2か月～3か月程度。

論点B 燃料不足の判断

燃料不足の判断タイミング

- 事務局ヒアリングによれば、各社における燃料の追加調達が困難な場合における燃料の不足の判断方法として、①計画量に従って燃料を消費した場合に、次回配船時までに一定期間一律に設定する運用下限（需要上振れ等のリスクを勘案して設定）を下回ることとなることが特定時点で明らかになる場合、②日々見直される需要上振れなどの様々なリスクを勘案すると、次回配船時までに、物理的下限*を下回ることが特定時点で明らかになる場合、③明確な定義をしていない場合の3パターンが存在。
- 明確な定義をしていないところは、今まで燃料制約を行ったことがない先ではあるが、今後制約を行う際には判断方法①または②で実施することが合理的であるものと考えられる。

判断時点① 運用下限

2社

- 通常通り消費した場合に、将来時点において、年間や月間で一律に定める運用下限（各種リスクを勘案して設定）に抵触する可能性がある場合に燃料制約を実施。

物理的上限

運用上限

燃料不足の判断

運用下限

物理的下限

判断時点② 物理的下限

3社

- 需要の上振れや船が遅延するリスクを々々に見直した結果、物理的下限に抵触する可能性がある場合に燃料制約を実施。

物理的上限

燃料不足の判断

物理的下限

(明確な定義無)

4社

(回答例)

- 今まで燃料制約をかけたことがなく、具体的判断方法について考えたことがない
- 在庫量や受入れ量から総合的に判断する

*LNG液位が下がり、ポンプで安定的にLNGを引くことができない部分

論点B 燃料不足の判断

運用下限・リスクの考え方

- 判断方法①の運用下限及び判断方法②の織り込みリスクについては、4つのリスクファクターから成り立つが、この運用下限や消費曲線へのリスクの織り込みを過剰に行わないことが求められる。
- それぞれのリスクの考え方については、タンク容量や回転率、そのほか設備の状況によっても異なることから一律の値にすることはできないが、過去の経験則や定量的な実績値を踏まえて、合理的な考え方に基づいた数値に不断に見直す必要があるのではないか。
- 特に、運用下限については、年間で一律で設定されている場合、入船予定が数か月後と1週間後とでは運用下限のリスクは異なることから、日々可能な限り見直し、不要な燃料制約は回避することが望ましい。

運用下限・リスクの考え方

タンク容量イメージ



リスクファクター等

入船変動

需要増

積地トラブル

輸送・揚地
トラブル

リスクファクターの概要

港周辺の悪天候による入船の遅延や、他のLNG船との調整による入船の前倒しなど、入船日の変更によりLNG液位が計画から乖離するリスク

厳冬やLNG火力発電所以外の計画外停止に伴うLNG火力発電所への振替による需要の増加に伴い、LNG液位が計画よりも低下するリスク

災害などによる出荷基地側のトラブルによって想定していたLNG調達ができなくなり、LNG液位が低下するリスク

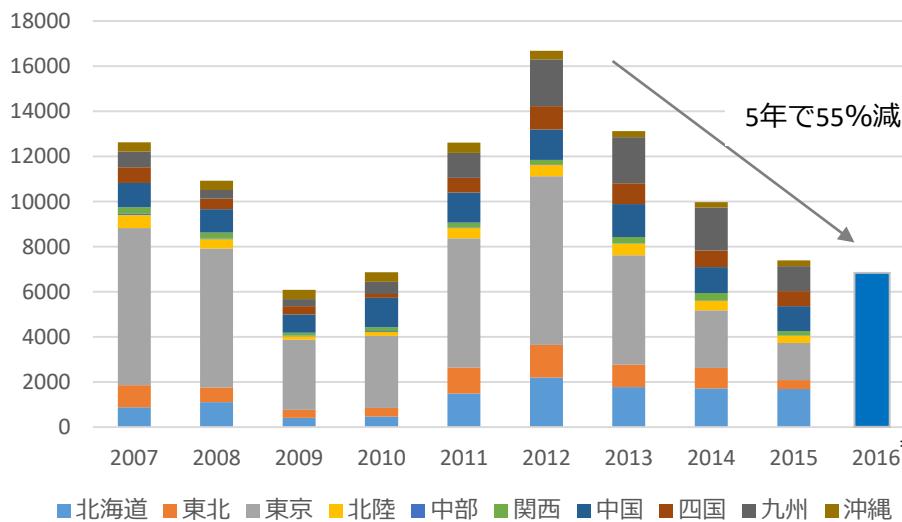
航路封鎖、桟橋損傷等の輸送中あるいは受入基地側のトラブルによって、復旧するまでLNGの受入が不可能となり、LNG液位が低下するリスク

論点B 燃料不足の判断方法

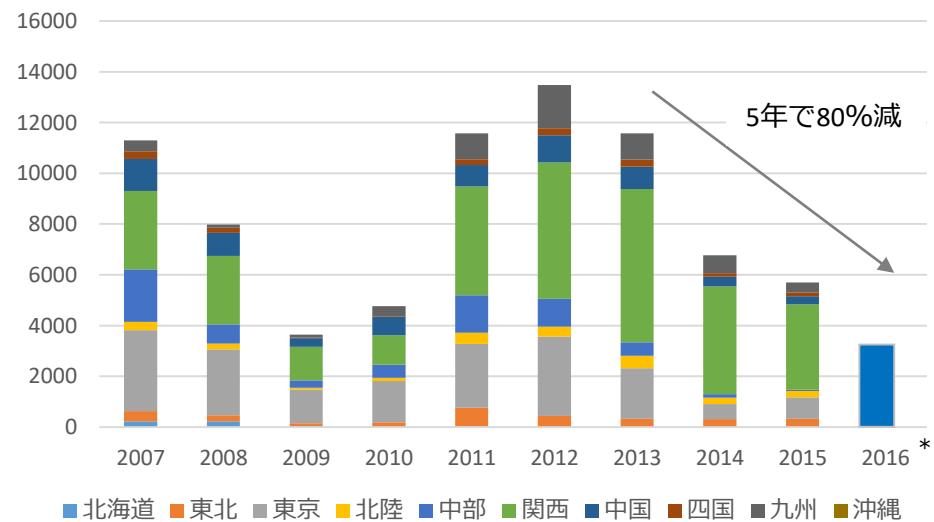
(参考) 追加調達について（石油）

- 燃料を追加調達する場合、燃料の現物の調達と輸送手段となる船の調達が必要となる。
- 石油元売や各旧一般電気事業者へヒアリングを行ったところ、石油発電の原料である電力用C重油と原油の輸入量はここ数年で激減しており、石油元売へのヒアリングからも在庫の確保量が少なく、冬場においては追加で内航船を確保することが困難な場合もあることが分かった。
- 石油元売会社との契約については、石油（C重油、原油）を恒常に使用することが見込まれる企業については、石油仕入量増加を柔軟に行える契約も結べることだが、現状では、多くの会社がスポット契約となっており、柔軟な対応は困難。
- そのため、即時の追加調達が困難である場合もあることを理解したうえで、先渡市場等の活用を含め、燃料調達が間に合う時期に燃料消費計画を見直すことが重要となってくる。

電力用C重油 一般電気事業者別推移



発電用原油 一般電気事業者別推移



出典) 資源エネルギー庁 総合エネルギー統計より委員会作成

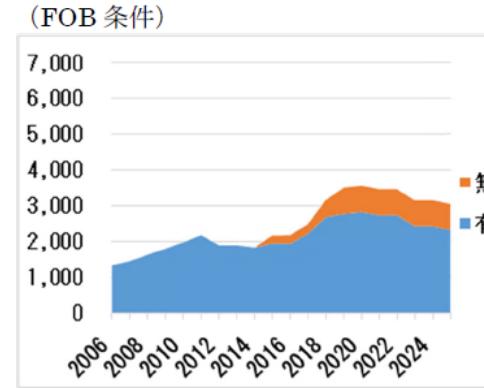
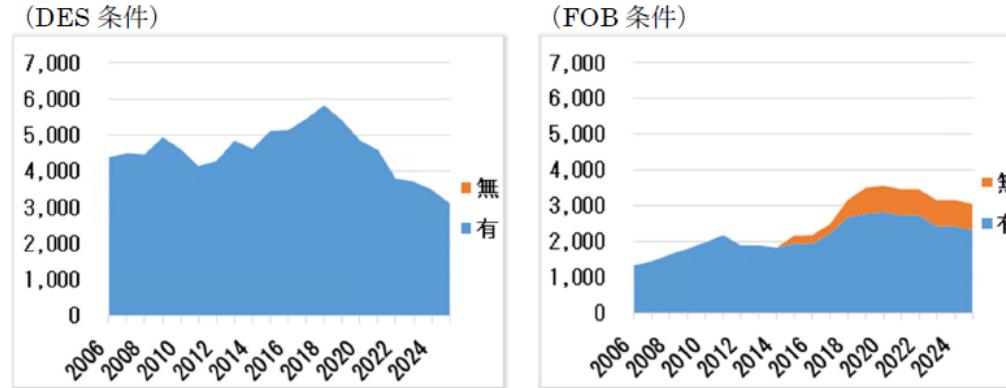
*2016年度は旧一般電気事業者合計値

論点B 燃料不足の判断方法

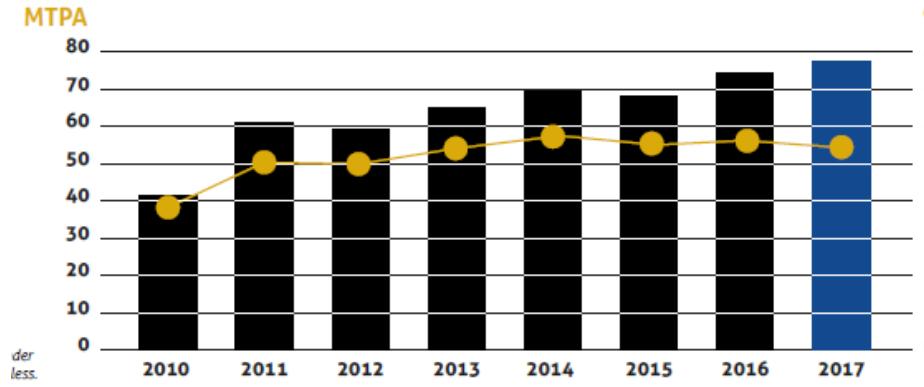
(参考) 追加調達について (LNG)

- LNGについては、各社とも仕向地条項の緩和およびスポット・短期契約の増加を行うことで契約の柔軟性を高めている。
- 仕向地条項の緩和については、FOB条件（本船渡条件／船を買主が保有）はDES条件（本船持込渡／船を売り主が保有）に比べ、仕向地条項を無くす交渉に余地があるため、引き続き売主との交渉を行い燃料調達の柔軟性向上が求められる。
- また、長期契約だけではなくスポット契約を活用することで調達の柔軟性向上が求められる。

仕向地条項
解消



スポット・
短期契約*
調達割合
の増加



(出典)公正取引委員会事務総局 液化天然ガスの取引実態に関する調査報告書(平成29年6月)、GIIGNL ANNUAL REPORT

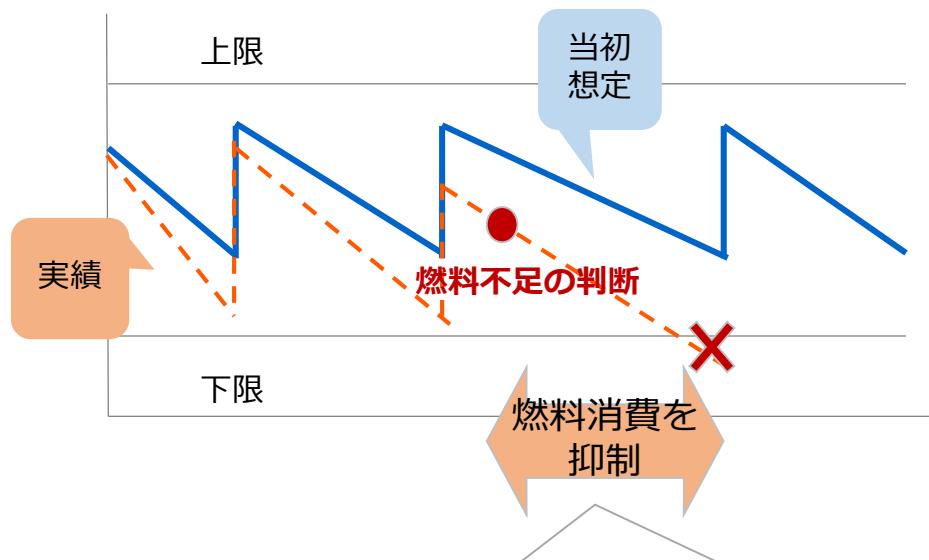
*契約期間が4年以内の契約

論点C 売り入札の抑制方法

(参考) 前回の議論

- 燃料消費を抑制する断面において、いつ・どの程度の量の燃料を抑制し、市場への売り入札を行わないかについては、現状では、旧一般電気事業者の判断に委ねられているところ、価格スパイクの抑制や相場操縦防止の観点から、具体的検討を進める必要があるとされた。

燃料の消費抑制イメージ



実際に燃料消費を抑制する段階においては、燃料の不足が予想されてから下限値に至るまでの期間において、使用できる燃料を各日、各時間に割り振ることができ、旧一般電気事業者の運用行動には一定程度柔軟性が存在する。

検討のポイント

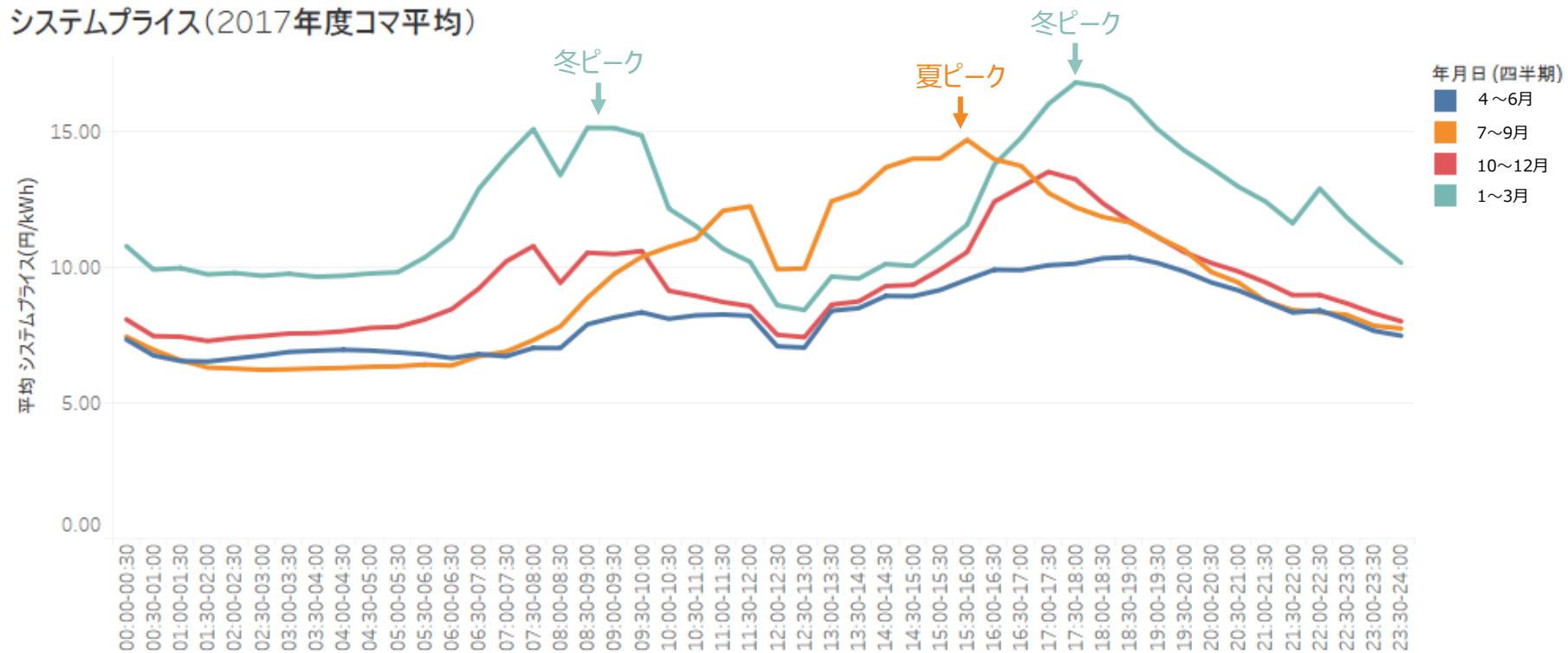
- 燃料の消費をいつ、どの程度の量を抑制するかについては、市場価格へ大きく影響があることから、以下のポイント等を踏まえ、適正な抑制方法を検討していく必要があるのではないか。
 - ✓ 市場価格への影響を可能な限り低減させること（先渡市場の活用も含む）
 - ✓ 恣意的に燃料消費を抑制し、価格のつけ上げを行う行為を防止すること

論点C 売り入札の抑制方法

売り入札量の抑制の日時・時間帯

- 燃料制約を実施する日時や時間帯については、卸電力市場価格への影響を最小限に抑える方法が望ましい。
- 具体的には、夏であれば13時～17時頃、冬であれば6時～10時頃、16時～20時頃など、価格が上昇しやすい時間帯又はその他の事情から判断して価格が上昇する可能性が高い時間帯においては、合理的な理由がない限り、燃料制約は極力回避することが望ましい。

システムプライス(2017年度コマ平均)



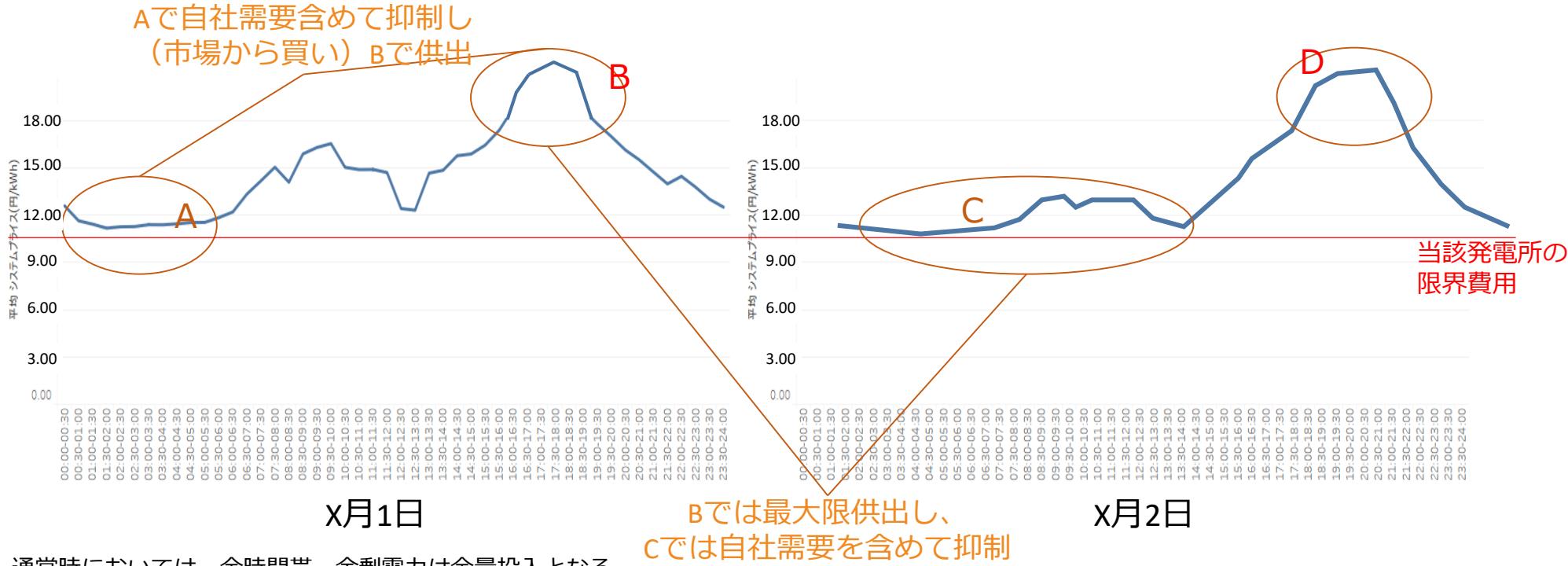
論点C 売り入札の抑制方法

燃料消費抑制の対象

- 燃料制約を実施する場合*、市場価格が高騰しないと一定程度予測できる時間帯において、プライステイカーとして経済合理的と考えられる範囲では、余剰電力の抑制のみならず自社需要に充てる発電も含めて抑制を検討し、高騰する時間帯に優先的に供出し、市場価格安定に寄与することが望ましいのではないか*²。

(例)

- ✓ 時間帯A・Cにおいては、限界費用よりも市場価格が高いため、本来であれば発電所は稼働。
- ✓ 燃料制約を行う局面においては、時間帯AやC等、比較的市場価格が安定していると予測できる時間帯では余剰電力の抑制（=機会損失）かつ自社需要に充てる発電の抑制（=限界費用を上回る価格で買うため損失）を行い、より価格が高騰する可能性のある時間帯BやDでは可能な限り余剰電力を供出。



* 通常時においては、全時間帯、余剰電力は全量投入となる。

*² 機会損失や実損のリスクの考え方は各社で異なることから、実際の運用方法はプライステイカーとして利潤最大化するために、各社で検討されることと考えられる。

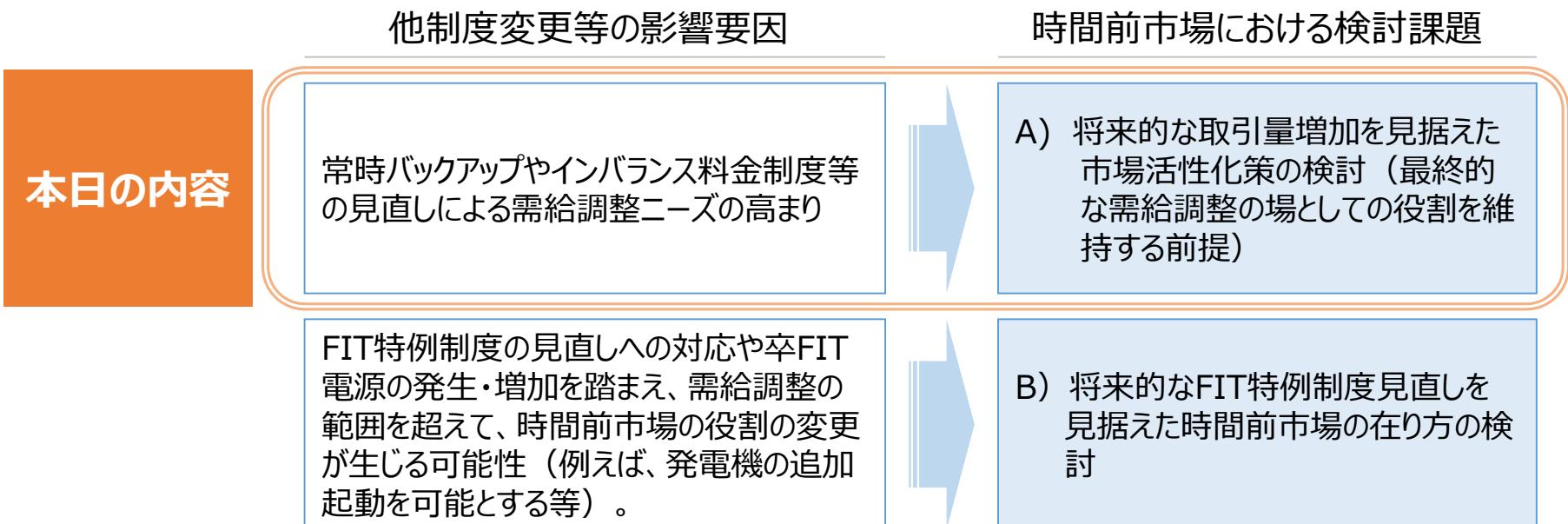
今後の進め方

- 以上の考え方を踏まえて、各社において、卸電力市場への想定供出量の考え方と燃料調達への反映方法、燃料制約実施の判断方法、燃料制約時の入札の在り方（市場価格への影響を及ぼさないか、及ぼさざるを得ない場合でもあっても最小化する方法）のそれぞれについて、合理的な運用の徹底を求めてこととし、必要に応じて、事務局において確認することとしてはどうか。

時間前市場の活性化について

これまでの経緯と本日の議論の内容

- 時間前市場は、現在、必ずしも発電機の追加起動を前提としない範囲内で、GC前の最終的な需給調整を行う場として位置づけられている（これに対して、スポット市場は、その時点の想定需要に基づいて、需給調整の大枠を決める場であり、実需給に必要な供給力（発電機の起動量）のベースが決定される）。
- 時間前市場については、取引量がスポット市場に比べて小さく、取引参加者もスポット市場に比較して少ないという実情がある。一方で、常時バックアップの見直しやインバランス料金制度の見直しなど現在予定されている諸制度の変更等を踏まえると、時間前市場における取引ニーズが相当程度上昇すると考えられるため、以下のような検討課題があると考えられる。
- 今回は、事業者に対して実施したアンケート結果等をもとに、時間前市場の利用実態を把握の上、「A) 将来的な取引量増加を見据えた市場活性化策の検討」について、必要な対応策の検討を行った。

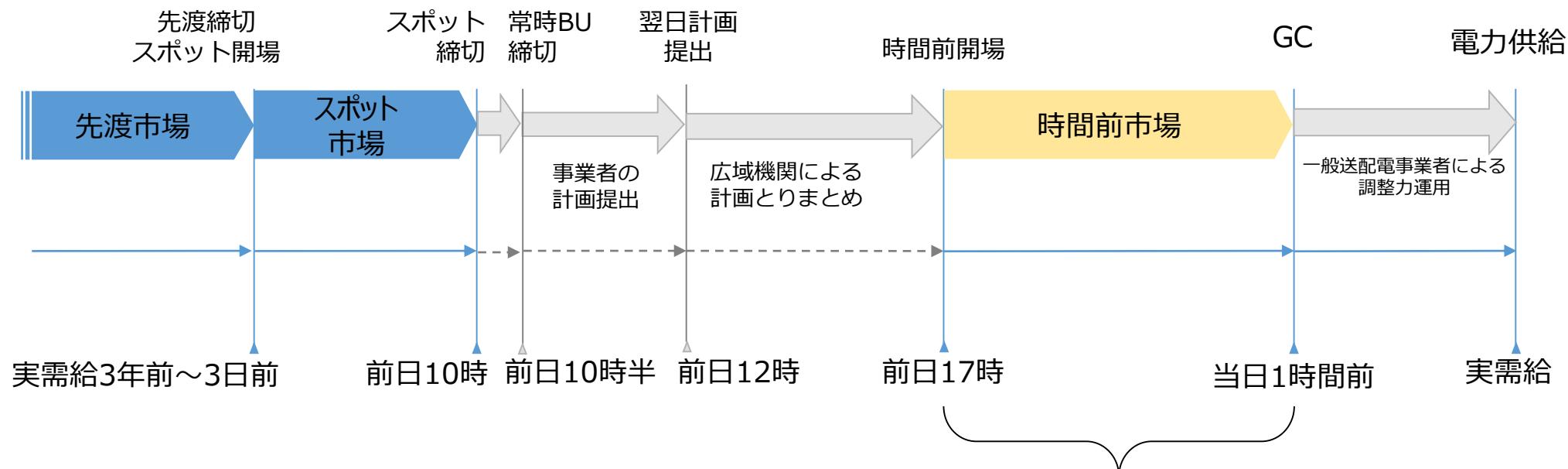


(参考) 時間前市場の位置づけ

第30回制度設計専門会合
(平成30年5月29日)資料より抜粋・一部修正

- 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最終的な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



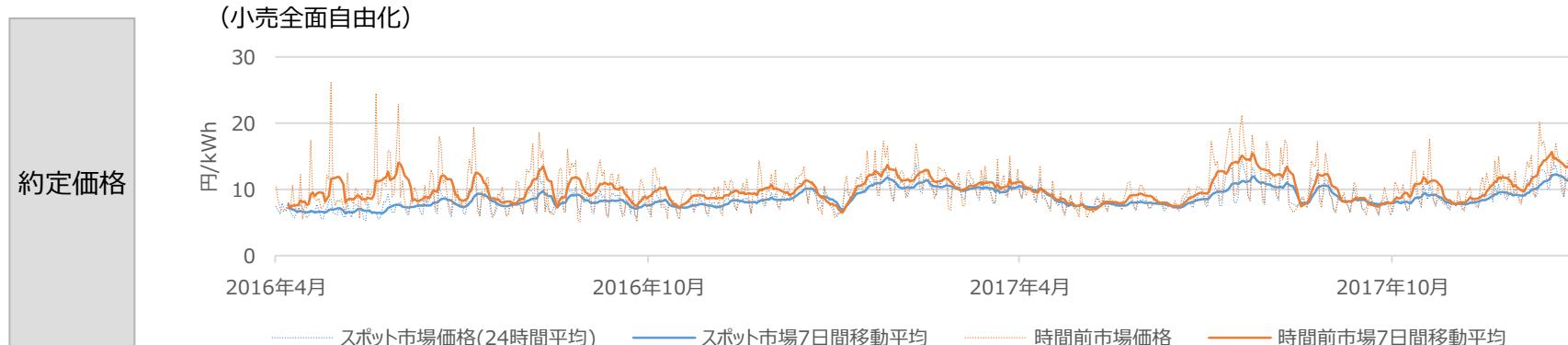
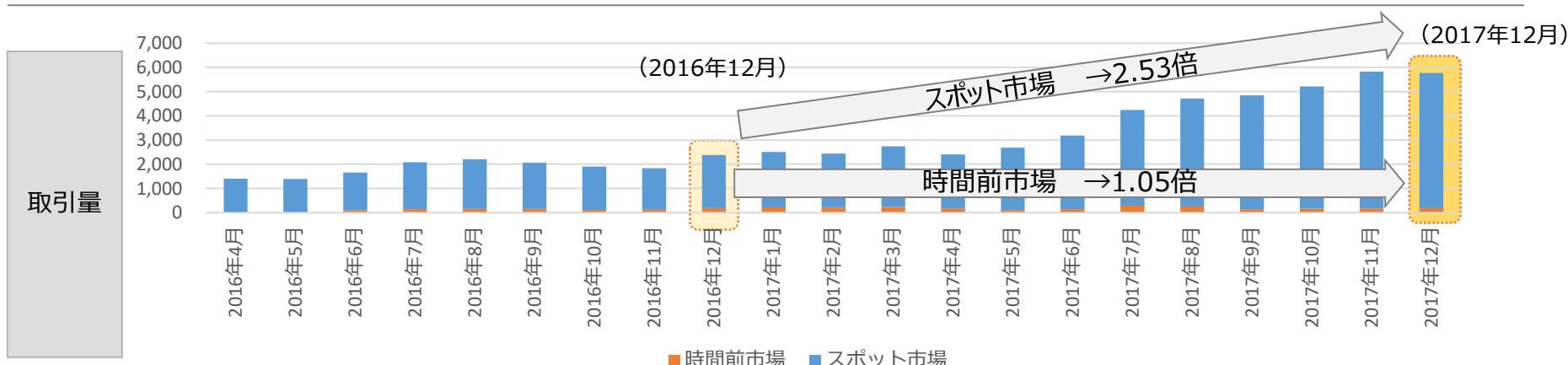
時間前市場は、前日17時に開場し、翌日の48コマの全コマの取引が開始され、各コマの実需給1時間前まで入札が可能となっている。

(参考)時間前市場の取引量と価格

第30回制度設計専門会合
(平成30年5月29日)資料より抜粋・一部修正

- 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）



現状における時間前市場の課題分析の視点

- 前述の課題Aに対する具体的な対応策を検討するために、実際の市場参加者等からのヒアリングを通じて、時間前市場の活用を阻害する要因を分析した。

市場機能の検討ポイント	分析の視点の例
分析1：取引ニーズ	<ul style="list-style-type: none">✓ 時間前市場を活用する理由/活用しない理由✓ スポット市場価格やインバランス価格の水準の取引ニーズへの影響
分析2：市場の厚み	<ul style="list-style-type: none">✓ 時間帯別・入札価格帯別の売買入札量、約定量✓ 旧一般電気事業者の入札可能量✓ 市場の厚みに対する事業者の認識
分析3：価格水準	<ul style="list-style-type: none">✓ 時間前市場の価格水準に対する事業者の認識✓ スポット市場価格・インバランス価格との関係性
分析4：市場の利便性	<ul style="list-style-type: none">✓ 約定処理時間、当日計画への反映✓ 売買入札のマッチング、手数料の水準✓ 事業者の取引体制

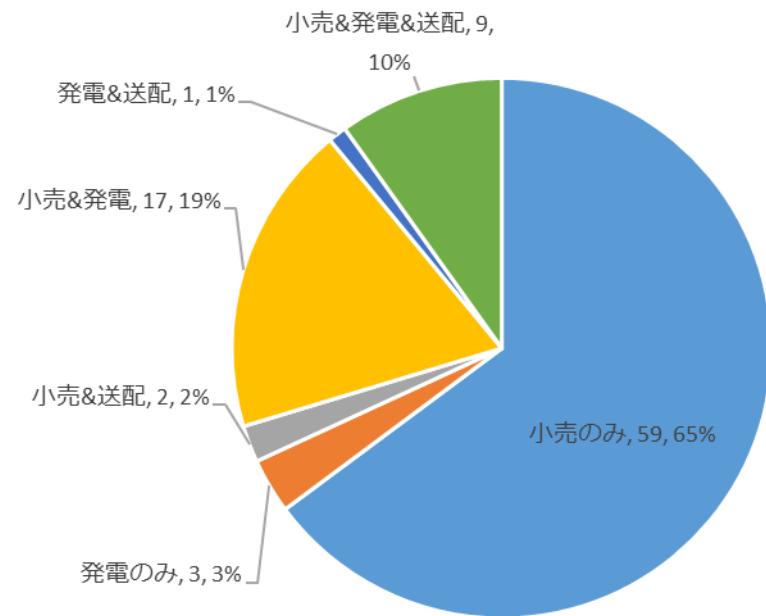
(参考) 時間前市場の活用状況に関するアンケートの概要

- アンケート実施期間：2018年6月28日～7月24日
- 対象者：日本卸電力取引所（JEPX）における全取引会員（146事業者）
- 回答者数：101事業者（回収率69%）

時間前市場に関するアンケートの主な質問項目の概要

質問の分類	質問項目
1.事業者の属性・特徴	事業種別
	電源の調達・販売方法
	事業規模
	時間前市場の主な活動エリア
	常時BUの利用状況
2.時間前市場の活用状況	時間前市場の活用の有無
	時間前市場の活用理由
3.時間前市場に関するオペレーション	売買入札量の決定方法
	売買入札価格の決定方法
	売買入札の頻度
	計画反映手続き
	入札システムの活用状況
4.取引方法や市場環境に対する課題等の認識	取引方法における課題
	市場の状況に対する認識
5.他制度との関係	他制度の変更による取引行動への影響

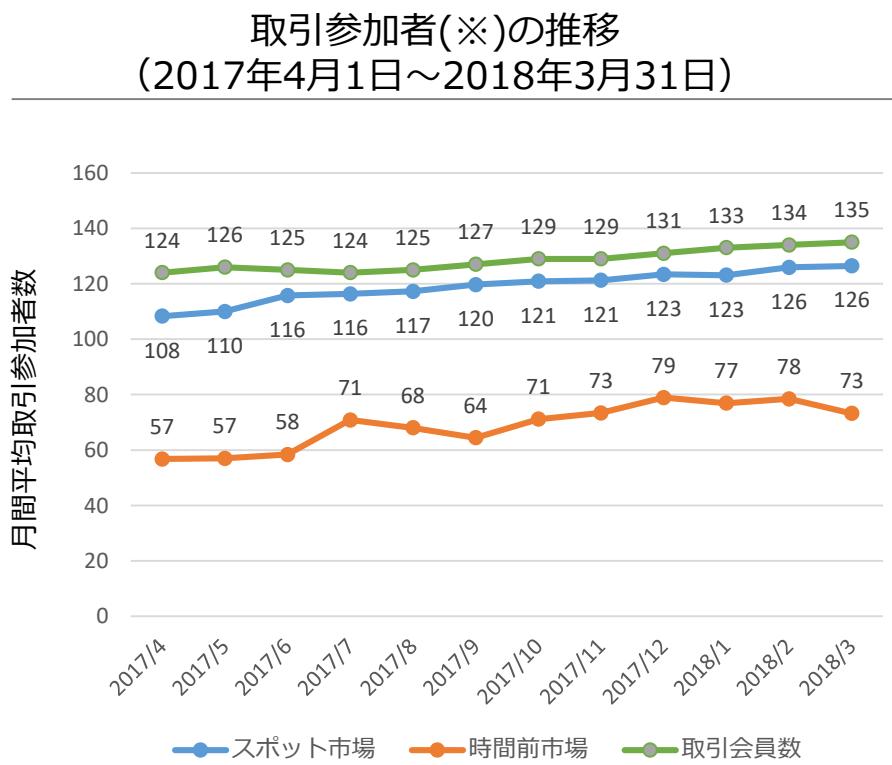
アンケート回答者の実施事業属性



(出所) アンケート結果を基に事務局作成

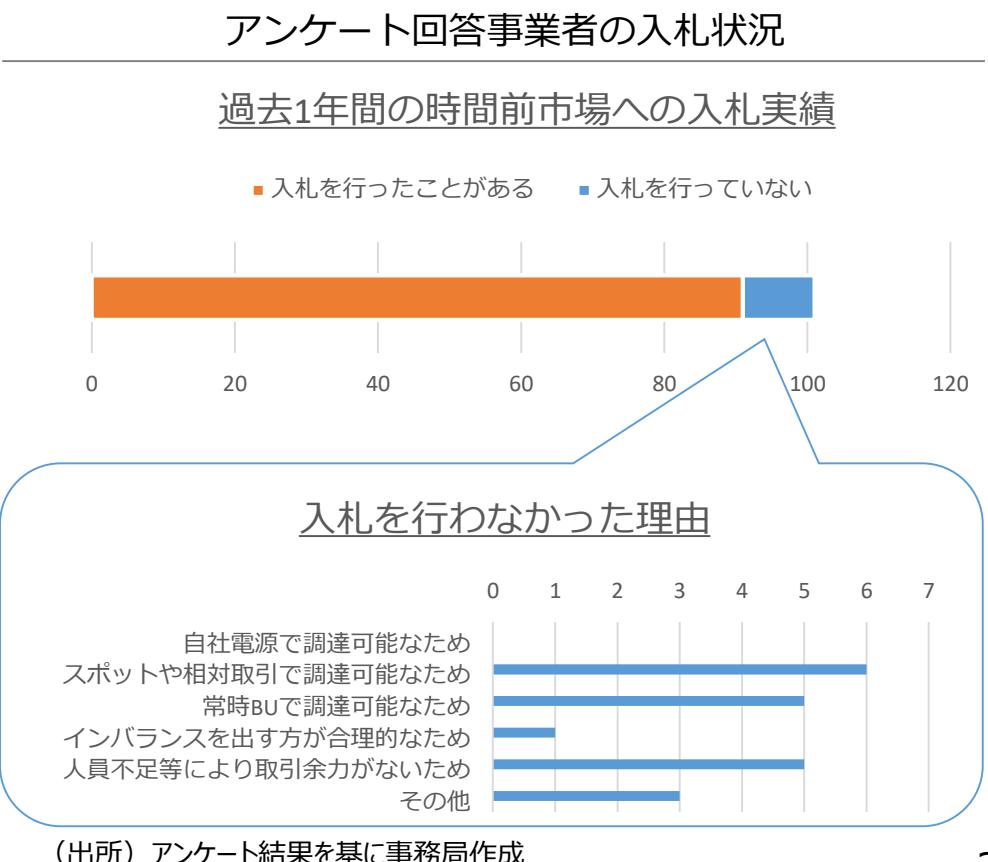
分析1：取引ニーズ①

- 時間前市場における取引参加者数は、スポット市場の半数程度にとどまる。
- 過去1年間の間に時間前市場を活用していないと回答した事業者は1割程度となっている。活用しない理由としては、スポット市場や相対契約、常時BUで必要量を調達可能とする事業者が多いが、ザラバ方式であるため定常に板の情報を確認する必要もあり、人員不足の中で対応困難とする事業者も一部に見られた。



※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

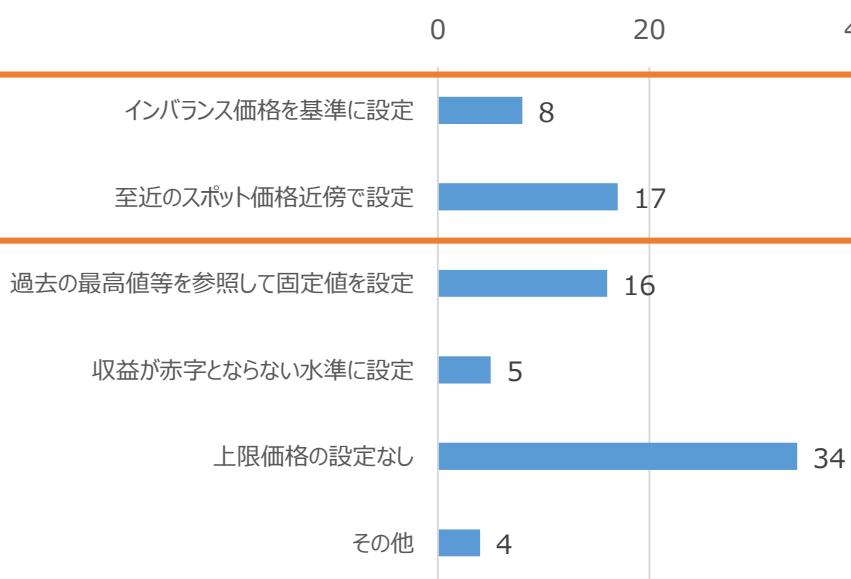
(出所) JEPXデータをもとに事務局作成



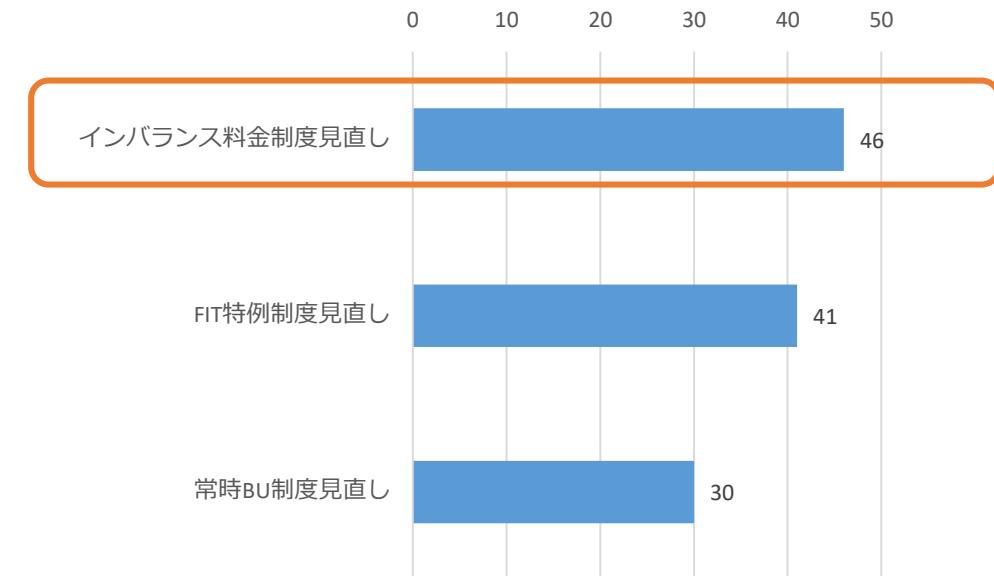
分析1：取引ニーズ②

- 買い入札の上限価格の設定に対する回答では、スポット価格や想定インバランス価格を社内ルールとして明示的に設定している事業者が一定数存在していることが確認された。
- また、時間前市場での取引行動に影響を与える可能性のある将来的な制度変更として、インバランス料金制度の見直しを挙げる事業者が最も多かったことからも、現行インバランス料金制度が、時間前市場における売買インセンティブに大きく影響を与えているものと考えられる。
- 現在、資源エネルギー庁において、インバランス制度の見直し（短期的、中長期的）が予定されているため、今後、時間前市場における取引ニーズが増大することが予想される。

時間前市場における買い入札上限価格の設定方法



時間前市場の取引行動に影響する制度変更

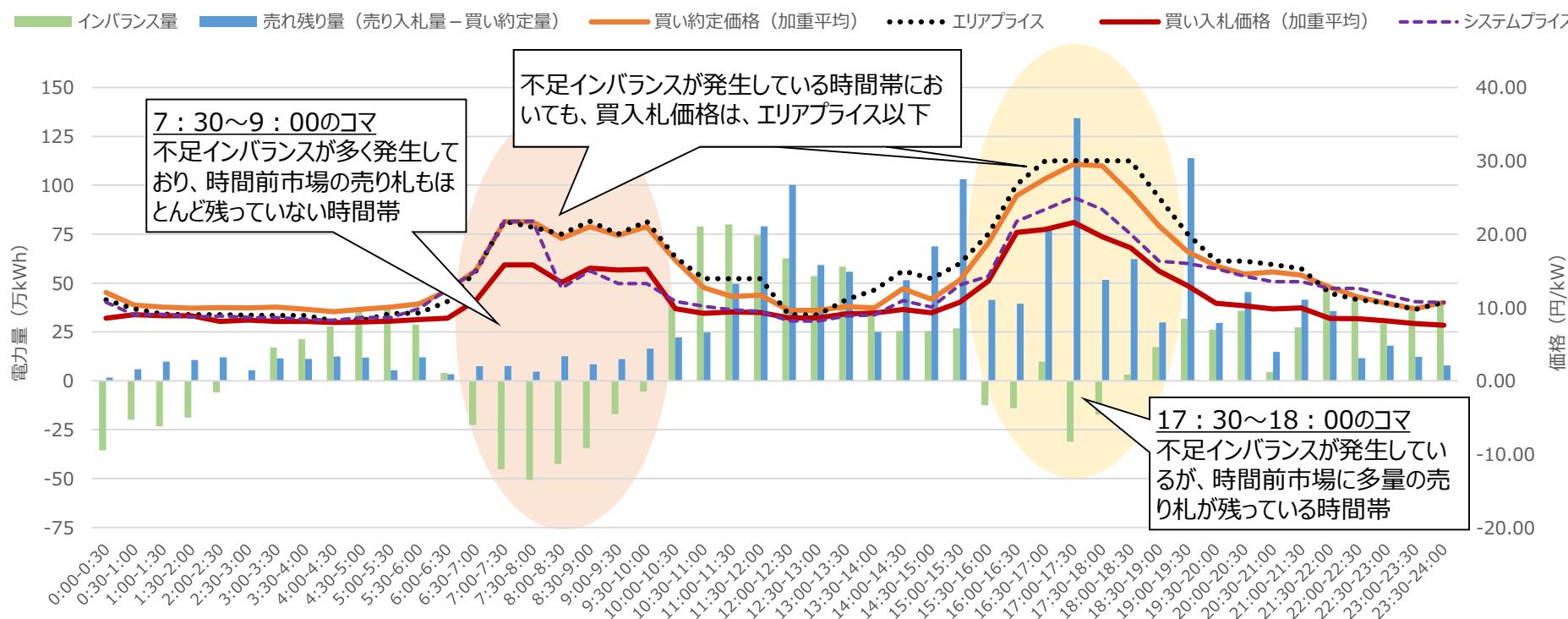


(出所) アンケート結果を基に事務局作成

(参考)時間前市場とインバランス料金との関係

- 不足インバランスが多く発生していた時間帯に対応する時間前市場の入札状況をみると、一部の時間帯では多くの売り札が出ていたにも関わらず、約定しなかった（売れ残りが生じた）ため、不足インバランスが発生している。
- 売買入札価格について、不足インバランスが多く発生している時間帯では、約定価格が上昇していない。（本来は、不足インバランスの量＝買いニーズに応じて、約定価格が上昇することが考えられる。）
- このような状況の背景には、現在のインバランス制度が、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ランス発生状況の推移（2017年12月14日、西日本エリア）



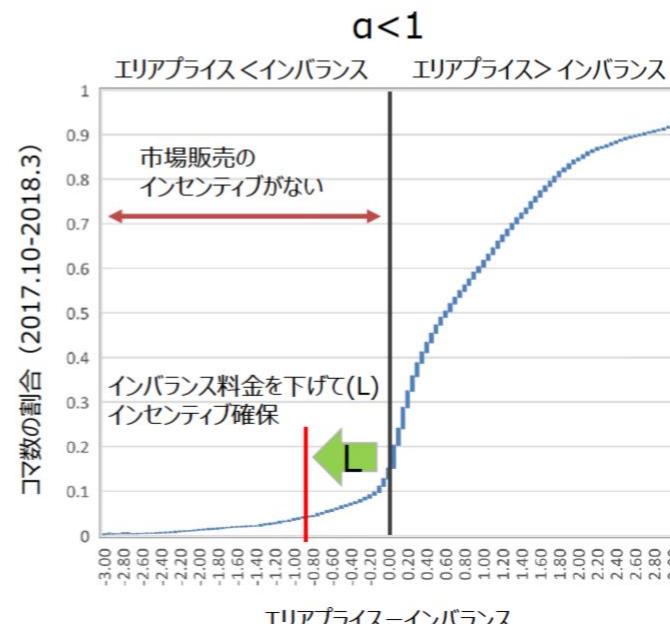
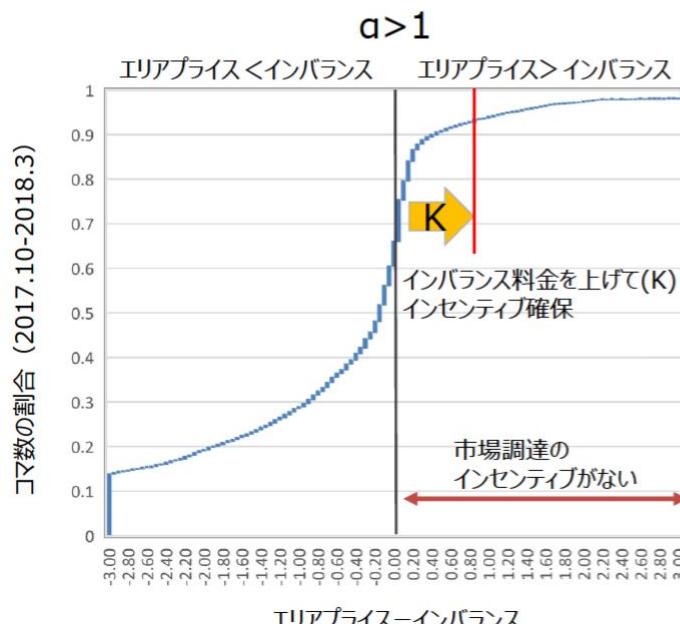
(参考) インバランス料金の見直しの議論

第10回電力・ガス基本政策小委員会
(平成30年7月6日)資料より抜粋

- 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。

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効果の評価)

- インバランス料金が卸市場価格より安い場合、事業者は調達インセンティブを失い、高い場合には、販売インセンティブを失うこととなる。
- $\alpha > 1$ (系統全体が不足) の時にインバランス料金が卸市場価格より安い状態になく、 $\alpha < 1$ (系統全体が余剰) の時にインバランス料金が卸市場価格より高い状態にならないようにすることがインセンティブの観点上重要となり、K, Lは基本的にこれを目指す形としてはどうか。



(参考) 将来的なインバランス料金の在り方

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

- また、将来的(※)なインバランス料金の在り方については、時間前市場価格との関係性も踏まえ、系統利用者に対する適切なインセンティブを機能させる方向で議論が行われている。
※需給調整市場開設に先立って実現することも含め検討されている。

【論点2】インバランス料金の基本設計の方向性（系統不足時）①

- インバランス料金は、実需給の電気の価値を表すべきものであること、また、一般送配電事業者が調整力コストを適切に回収するものであることを考えると、調整力価格 (=需給調整市場開設後は需給調整市場における上げkWh価格 = V1)を諸元として設定することが基本となると考えられる。
- また、スポット市場約定の後、売れ残った電源 (=より限界費用の高い電源) が時間前市場、さらにはGC後の余力を含め調整力として発動されていく流れとなることを前提とすれば、例えば、需給ひっ迫時は、
スポット市場価格 < 時間前市場価格 < 調整力価格 (V1)
という価格の大小関係が成立すると考えられる。
- このように、V1をインバランス料金とすることにより、①一般送配電事業者が適切なコスト回収を行えるとともに、②系統利用者にも適切なインセンティブが機能し、③その価格が実需給の電気の価値を表したものとなると考えられるのではないか。(※V1の具体的な決め方については、詳細な検討が必要。)

各市場の価格の関係
(系統不足時)



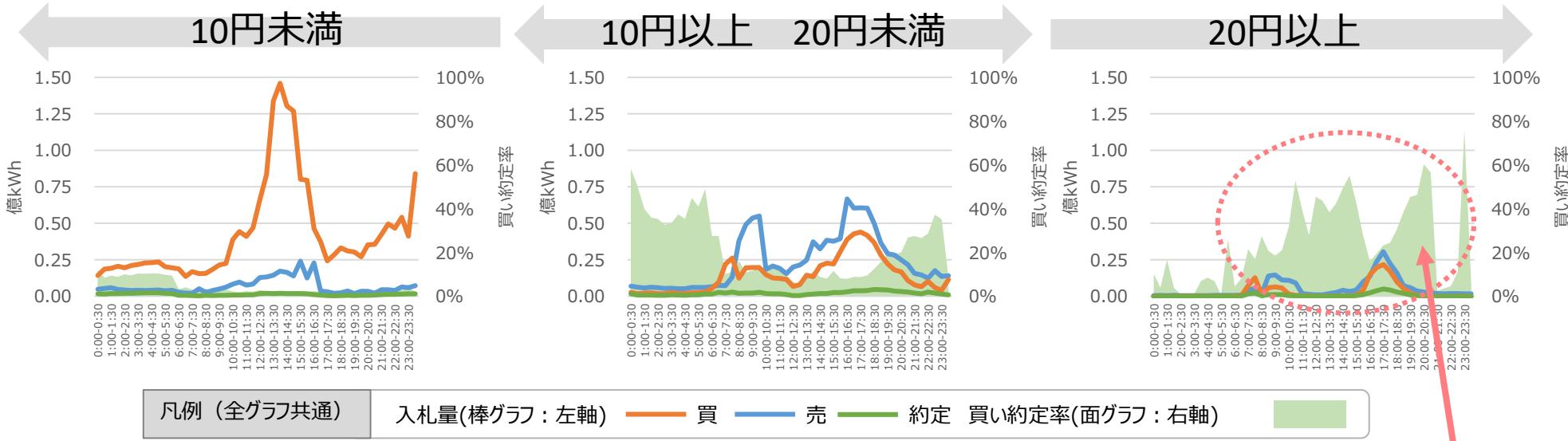
インバランス料金

不足インバランス を発生するB G	余剰インバランス を発生するB G
V1	V1

分析2：市場の厚み①

- 市場の厚みについては、需給がひっ迫していない状況では、スポット価格近傍では需給調整ニーズを一定程度満たす厚みがあり、約定率も高くなっている状況。
- 一方、前回の議論において一部の委員より、需給がひっ迫して市場価格が高値となるような状況下においても約定率が上昇していることは、（約定価格帯の約定率が高く、そこから上下に離れるほど約定率は低いことが最も自然である以上、）、一部の時間帯においては売り入れ量が不足している可能性があるとの指摘があった。
※注 この点、売り入れを行う者が入札価格の設定に際して、スポット価格から大きく乖離した値付けを行わない（行いにくい）状況がある場合でも、同様の状況が発生する可能性もある。

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月の全国実績）



(出所) JEPXデータをもとに事務局作成

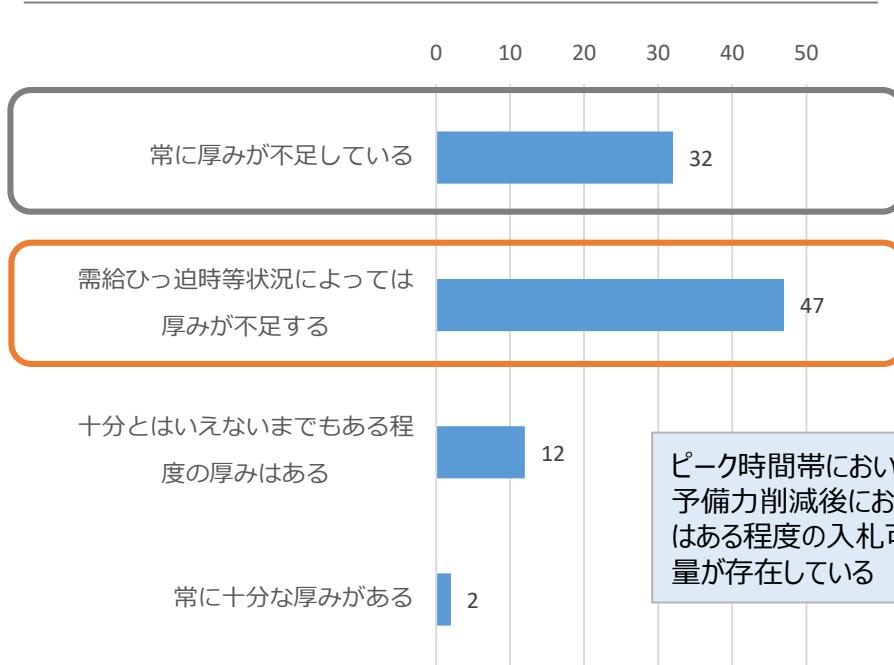
第30回制度設計専門会合 松村委員御発言（抜粋）：

実際の入札量をみれば、非常に低い価格帯でたくさん出ているけれども、ほとんど約定しない。これはこれで自然な姿（中略）だと思うのですが、高値の方は全く逆のこと。売りたいという人はたくさん出ているけれども、そんな高値では買いたくないというので約定しないというのは、ある意味でシンメトリックな状況なのですが、そうなっていないことは図をみれば明らか。ということは、やはり売り切れが足りないことが活性化していない大きな原因だということを示唆しているということは認識した上で、どうやって流動性を高めていくのかを考える必要がある

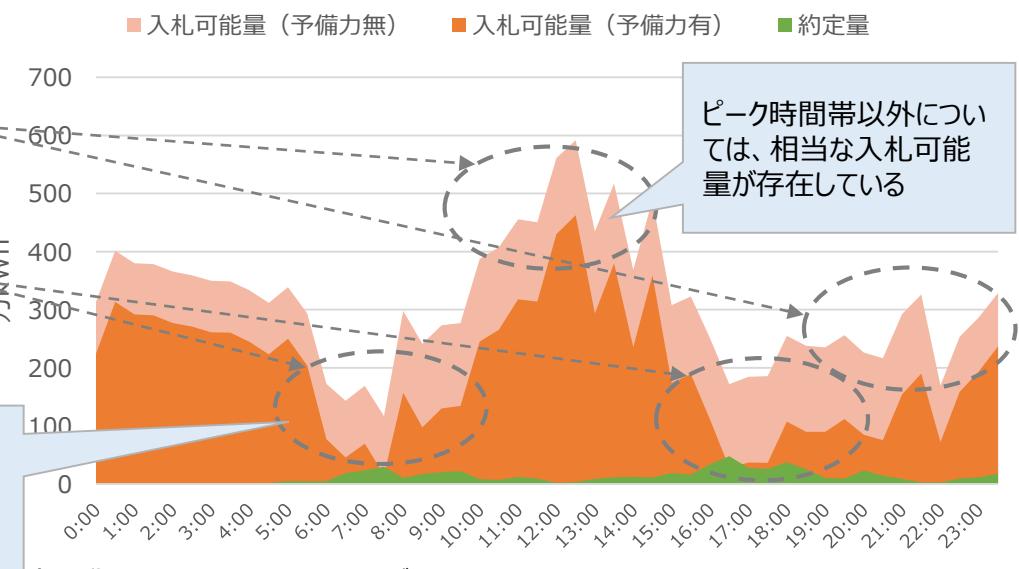
分析2：市場の厚み② 「小売予備力」削減の影響

- これに対して、アンケートにおける事業者の認識をみると、「常に厚みが不足」又は「需給ひつ迫時等は厚みが不足」とする事業者が最も多くなっている。
- 他方、旧一般電気事業者の入札可能量のデータ（特定日におけるサンプルデータ）をみると、小売部門による予備力削減の取組が進められた現在においては、ピーク時間帯を含めた一日を通して一定の市場の厚みはあるものと考えられ、市場の厚みについての事業者の認識と実際の状況にかい離が生じている可能性がある。
- ただし、スポット市場開場時(実需給の前日10時)以降の天候（予測）の急変や発電機の故障等が生じるような局面においては、厚みが不足する(売り札が不足する)可能性もあると考えられるため、更なる対策の要否、内容については、FIT特例制度の見直しへの対応と併せて、引き続き検討が必要と考えられる。

市場の厚みに対する事業者評価



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)

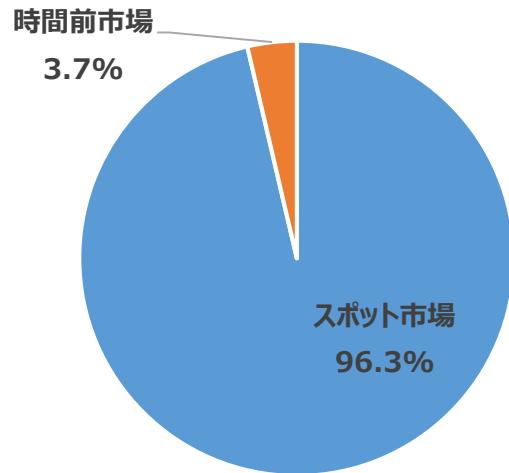


※入札可能量は、各時間帯のGC時点における入札制約等を除いた旧一般電気事業者の余剰量を算出。「予備力有」については、2017年12月段階の旧一般出来事業者小売部門の予備力表明値を前提とした値。「予備力無」については、GC段階で予備力を0%とした値。 30

(参考)時間前市場における現在の約定量について

- 時間前市場は、スポット市場後の最終的な需給調整の場として位置づけられており、その取引ニーズの大きさは、基本的には、需給変動予測誤差の大きさに依存するものと考えられる。
- このため、現在の時間前市場の取引量（取引電力量全体の4%弱）が、各エリアの前日正午時点の計画からの需要予測誤差の平均値+標準偏差とそれほど離れた値となっていない状況も、このような考え方に基づけば、一定の整合性はあると考えられる。なお、これは、スポット市場以降実需給までの間に天候予測が急変した場合など逼迫時における時間前市場の流動性向上策の必要性を否定するものではなく、引き続き、可能な方策を検討する必要がある。
- また、現在は再エネ予測誤差の大部分がFIT特例制度の下で一般送配電事業者により調整されているが、将来的にFIT卒業電源が増加した場合、時間前市場の取引ニーズが増大していく可能性もあると考えられる。

スポット市場と時間前市場の約定量の比較(2017年度)



2017年度の前日正午時点の計画からの小売需要予測誤差

エリア	平均値 (対H3比)	標準偏差 σ (対H3比)	平均値+ σ	平均値- σ
北海道	-2.4%	3.1%	0.7%	-5.5%
東北	-0.9%	2.3%	1.4%	-3.2%
東電PG	-0.8%	2.1%	1.4%	-2.9%
中部	-0.3%	1.9%	1.6%	-2.2%
北陸	-0.8%	2.4%	1.6%	-3.2%
関西	-0.3%	2.1%	1.8%	-2.3%
中国	-0.8%	2.4%	1.6%	-3.2%
四国	-1.9%	2.6%	0.7%	-4.5%
九州	-1.3%	2.7%	1.4%	-3.9%
単純平均	-1.0%	2.4%	1.4%	-3.4%

※平均値と標準偏差は、月ごとの平均値と標準偏差を対H3比にした割合を、12か月の単純平均で算出

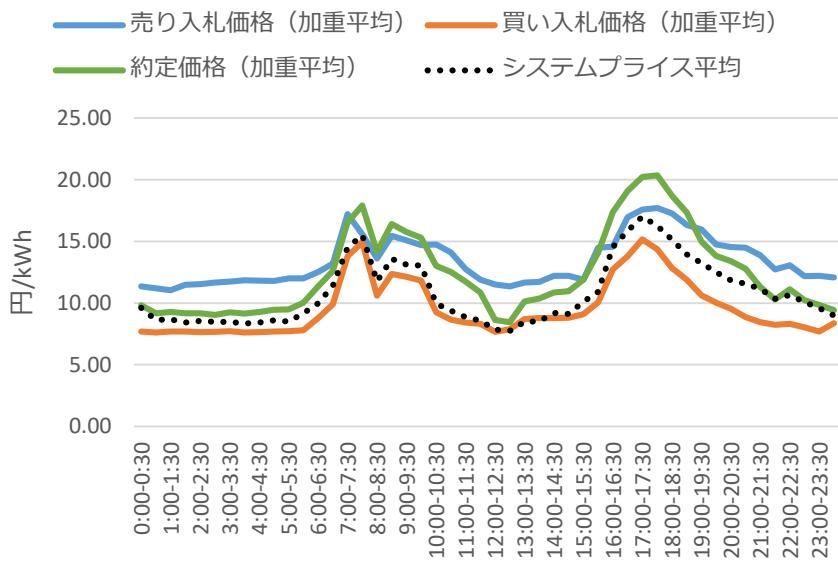
(出所) 広域機関提供データをもとに事務局作成

(出所) JEPXデータをもとに事務局作成

分析3：価格水準

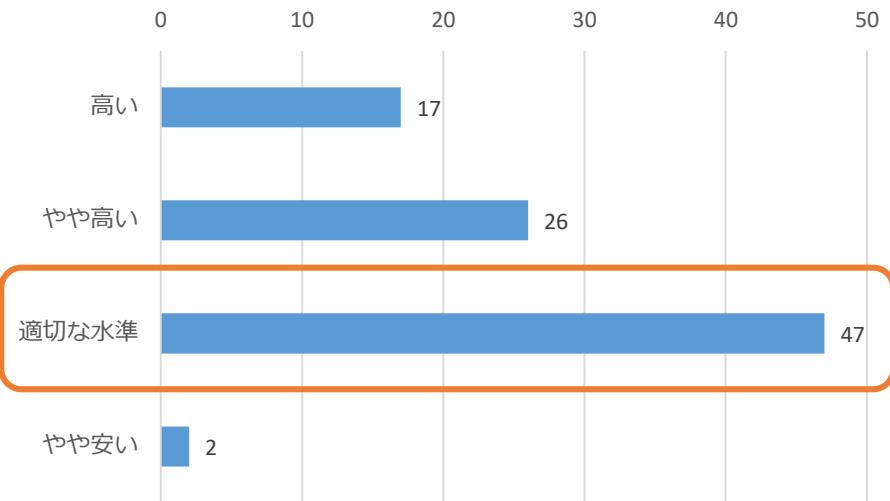
- 時間前市場の価格水準については、現状は、システムプライス平均よりも高い水準となっている。時間帯ごとにも差があるものの、概ね「システムプライス平均+数円」の範囲で推移している。
- スポット市場で売れ残った電源（限界費用が高い電源）が時間前市場で約定する以上、時間前市場価格は、通常、スポット価格より高くなることは自然な姿であると考えられるが、今後、インバランス料金制度の見直しによって、各小売事業者において不足インバランスを時間前市場で追加調達するインセンティブが生じるような状況では、需給状況に応じて、スポットとの価格差の振れ幅は大きくなる可能性もある。
- 事業者アンケート結果においては、現在のシステムプライス近傍の価格水準について、適正な水準とする事業者が最も多かった。

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

時間前市場の価格水準に対する事業者評価

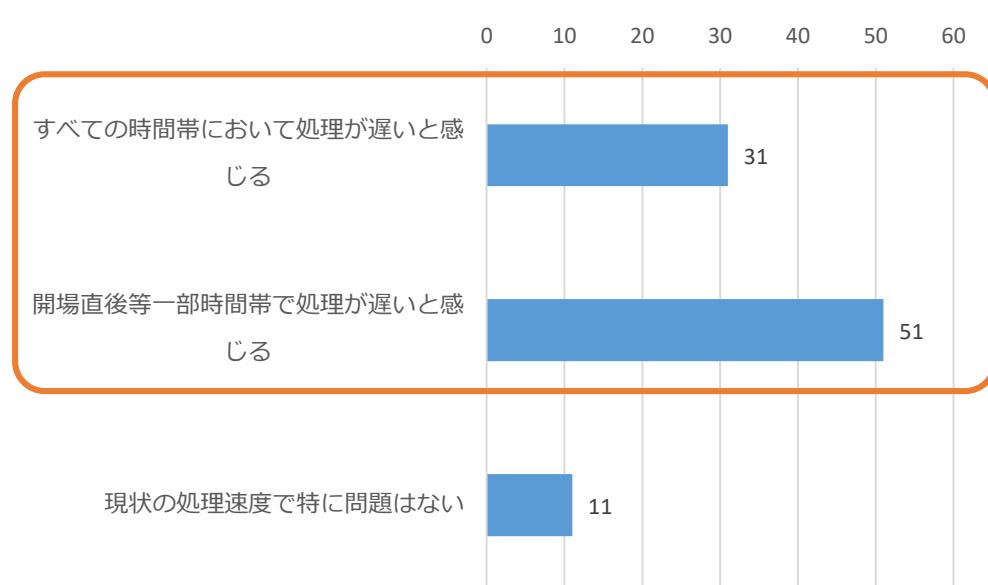


(出所) アンケート結果を基に事務局作成

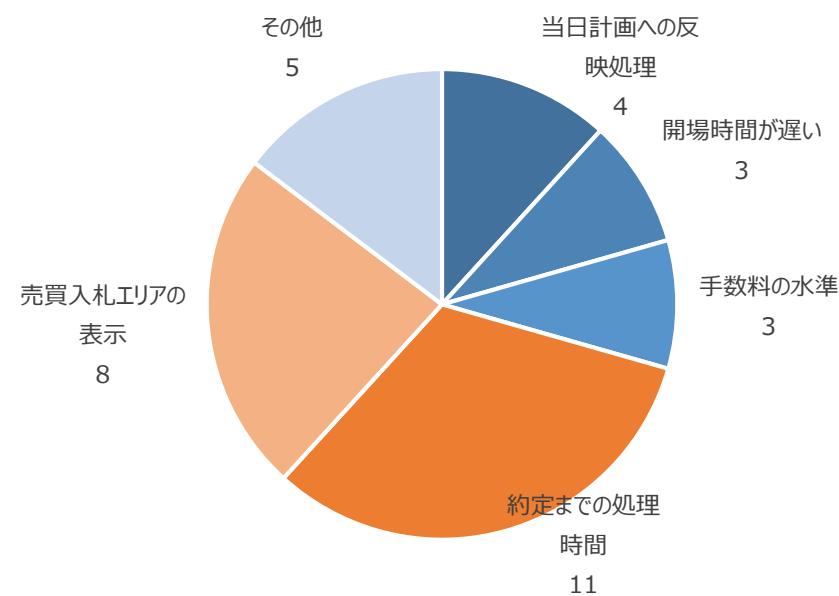
分析4：市場の利便性①

- 利便性に関しては、約定判定処理時間の長期化や当日計画への約定結果の反映、売買入札エリアの表示、手数料の水準等が課題として挙げられた。中でも、約定判定処理時間の長期化については、回答した9割近い事業者が処理が遅いと感じるという評価を行っている。
- なお、時間前市場の課題に関する自由回答項目では、売買入札エリアの表示を要望する意見も見られたが、その理由としては約定処理時間の短縮策として挙げるケースも複数みられ、これを含めると約定処理時間の長さに関連する指摘が19件となっており、他の指摘と比べてもかなり多い結果となっている。

時間前市場の約定処理時間に対する事業者評価
(2018年7月時点)



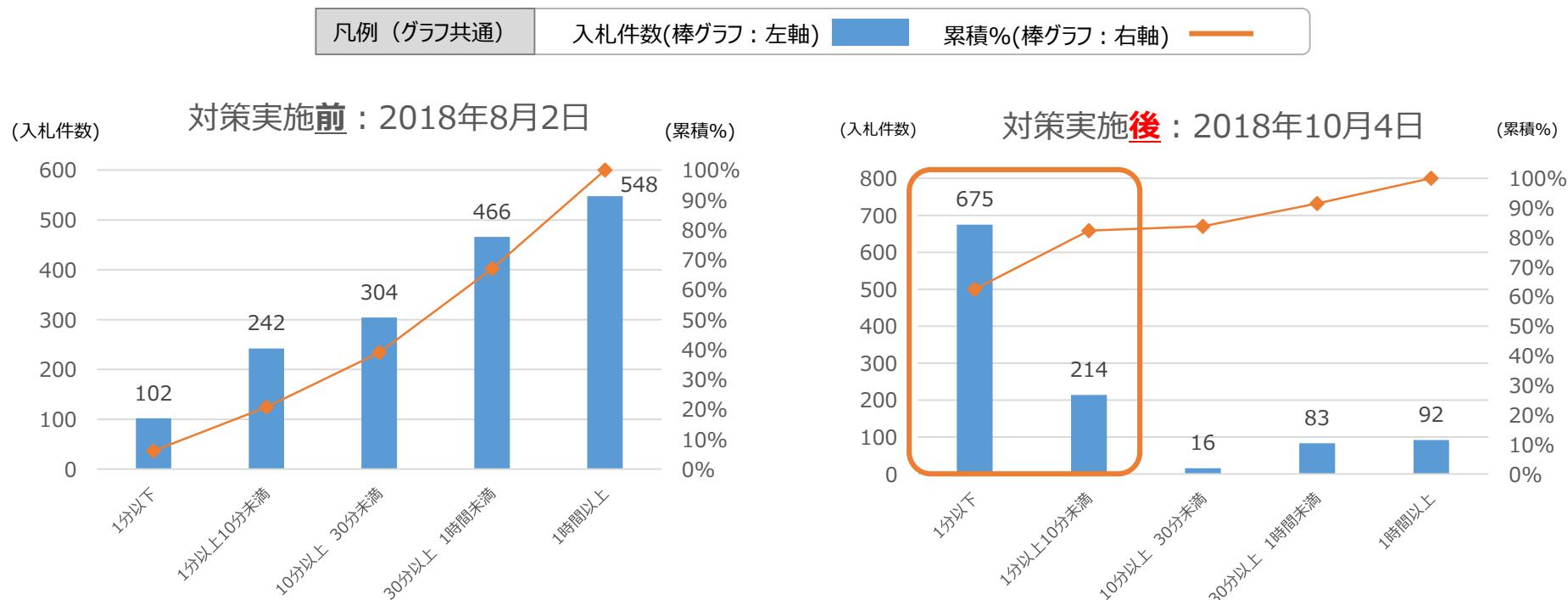
現在の時間前市場において課題と考える事項
(自由回答項目、2018年7月時点)



分析4：市場の利便性②

- 入札処理時間については、対策実施前の2018年8月時点では、開場から1時間以内に入札された札の6割以上が初めて約定するまで30分以上を要しており、1時間以上待機する札も3割以上存在していた。
- 2018年8月以降、JEPXによるシステム改修や広域機関によるサーバー増強等の対策が実施されており、2018年10月時点では、開場から1時間以内に入札された札の8割以上が10分未満で約定するようになっており、入札処理時間の大幅な短縮が実現しているものと考えられる。

JEPX及び広域機関における対策実施前後の初めて約定するまでの経過時間の変化



※グラフは、ある札が入札されてから初めて約定するまでの時間を示したものであり、約定判定処理に要した時間そのものではない点に留意が必要。市場価格とかけ離れた価格で入札された等の理由により初約定まで時間を要するといった場合も、初約定までの時間は長くなる。

アンケートを踏まえた時間前市場の課題分析の結果

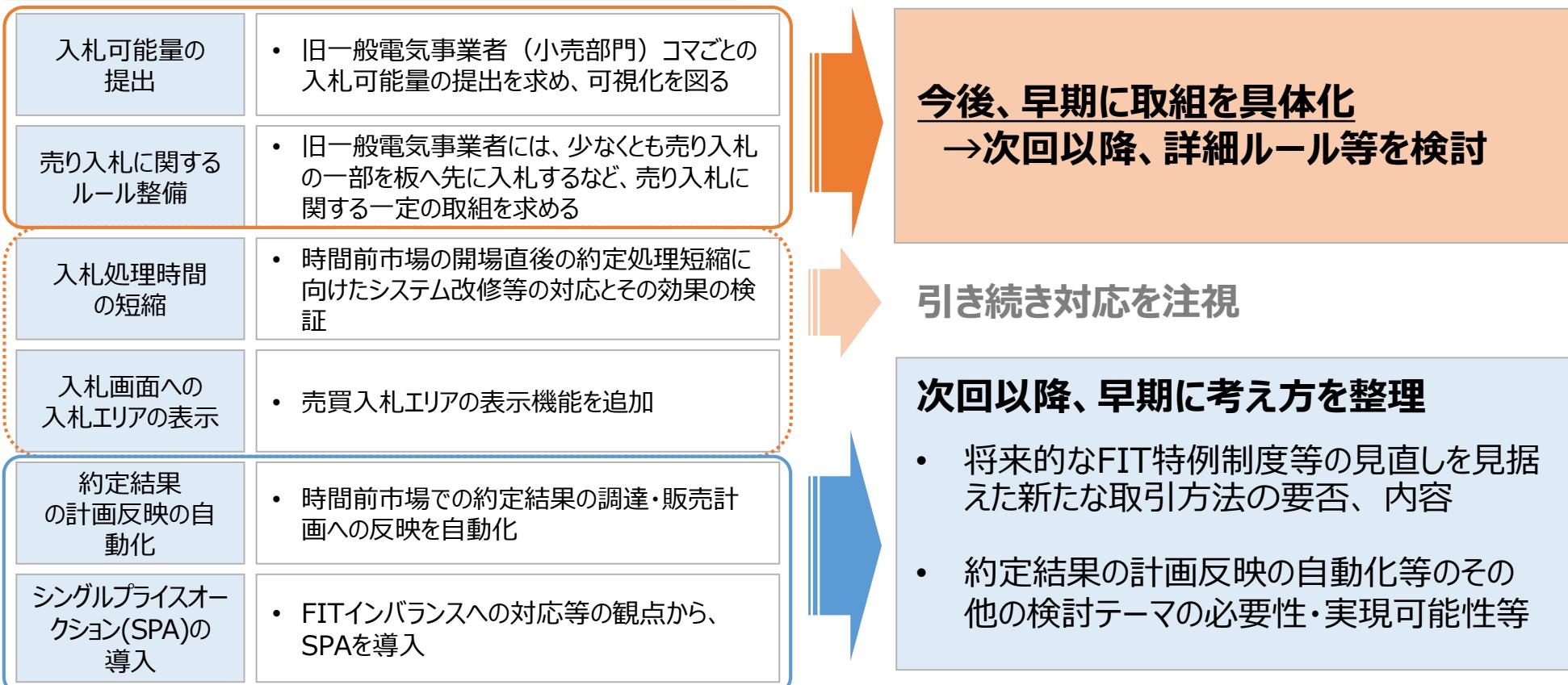
- 事務局で実施したアンケートを踏まえて分析を行った結果、まずは、「(2)市場の厚み」に関する事業者の時間前市場に対する信頼を向上させていくことが喫緊の課題であると考えられるのではないか。
- なお、市場の利便性については、JEPXや広域機関におけるシステム改修により既に一定の対応が行われていることから、当面、効果の継続性を注視していく必要があるのではないか。同様に、取引ニーズや価格水準についても、他制度の議論の状況を当面は注視することでよいのではないか。

課題分析のポイント	アンケートを踏まえた分析結果	対応の方向性
(1)取引ニーズ	<ul style="list-style-type: none">活用されない理由としては、代替調達手段の存在や体制面の課題時間前市場の取引ニーズについては、現行のインバランス料金制度も影響している可能性	<ul style="list-style-type: none">インバランス料金制度の見直しにおいて、需給調整における市場調達インセンティブも十分考慮してKLが設定されれば改善する可能性
(2)市場の厚み	<ul style="list-style-type: none">多くの時間帯で十分な入札可能量があるが、需給がある程度ひつ迫するような一部の時間帯では市場の厚みが不足している可能性事業者の認識としては、全ての時間帯で厚みが不足しているという意見も一定程度みられ、市場の実態とかい離が存在	<ul style="list-style-type: none">事業者の市場の厚みに対する認識について課題市場の厚みに対する更なる対策の必要性の検討
(3)価格水準	<ul style="list-style-type: none">価格水準については、事業者の認識としても、現状の水準で特段の問題はないとの認識が多数	<ul style="list-style-type: none">現時点では、特段の対応の必要性は見受けられない
(4)市場の利便性	<ul style="list-style-type: none">約定判定処理の長期化が大きな課題売買エリアの表示も要望がみられたが、売買エリア表示のニーズにも約定判定処理時間の長期化が影響している可能性	<ul style="list-style-type: none">JEPX及び広域機関による対策実施により、約定判定処理時間は大幅な短縮傾向

今後の進め方

- 今後、足元の具体的な対応策として、前回事務局から提示した検討テーマのうち「入札可能量の提出」と「売り入札に関するルール整備」について、早期に取組を具体化することとしてはどうか。
- また、将来的なFIT特例制度の見直しや卒FITの増加等を見据えた新たな取引方法の要否、内容等についても、次回以降、早期に考え方を整理していくこととしてはどうか。

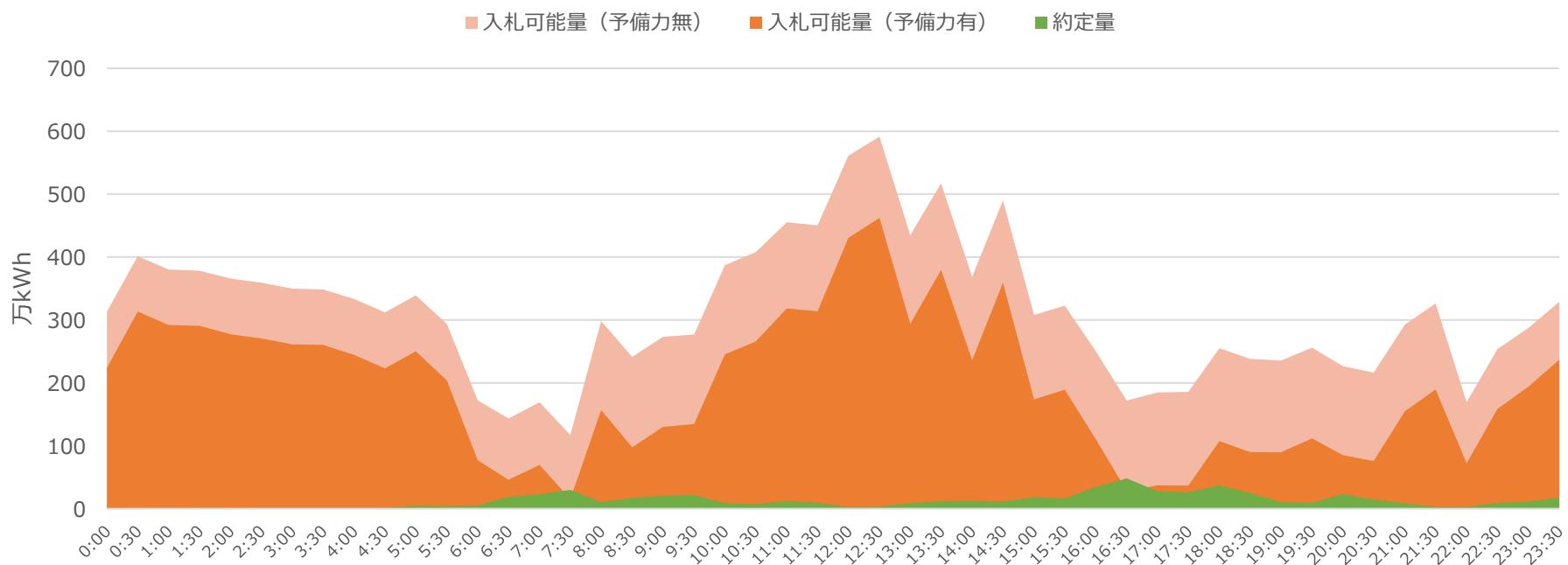
前回（第31回専門会合で）提示した検討テーマ



(参考) 足元の具体策：入札可能量の提出のイメージ

- 旧一般電気事業者に対して入札可能量の提出を求め、事務局が選定した各月の任意の特定日について、以下のようなグラフで事後的に時間前市場への入札可能量を可視化して公表してはどうか。
- なお、公表については、制度設計専門会合において四半期に一度のペースで報告を行っている「自主的取組・競争状態のモニタリング報告」において定期的に報告を行うこととしてはどうか。

旧一般電気事業者（9社）の時間帯別の入札可能量（2017年12月14日）



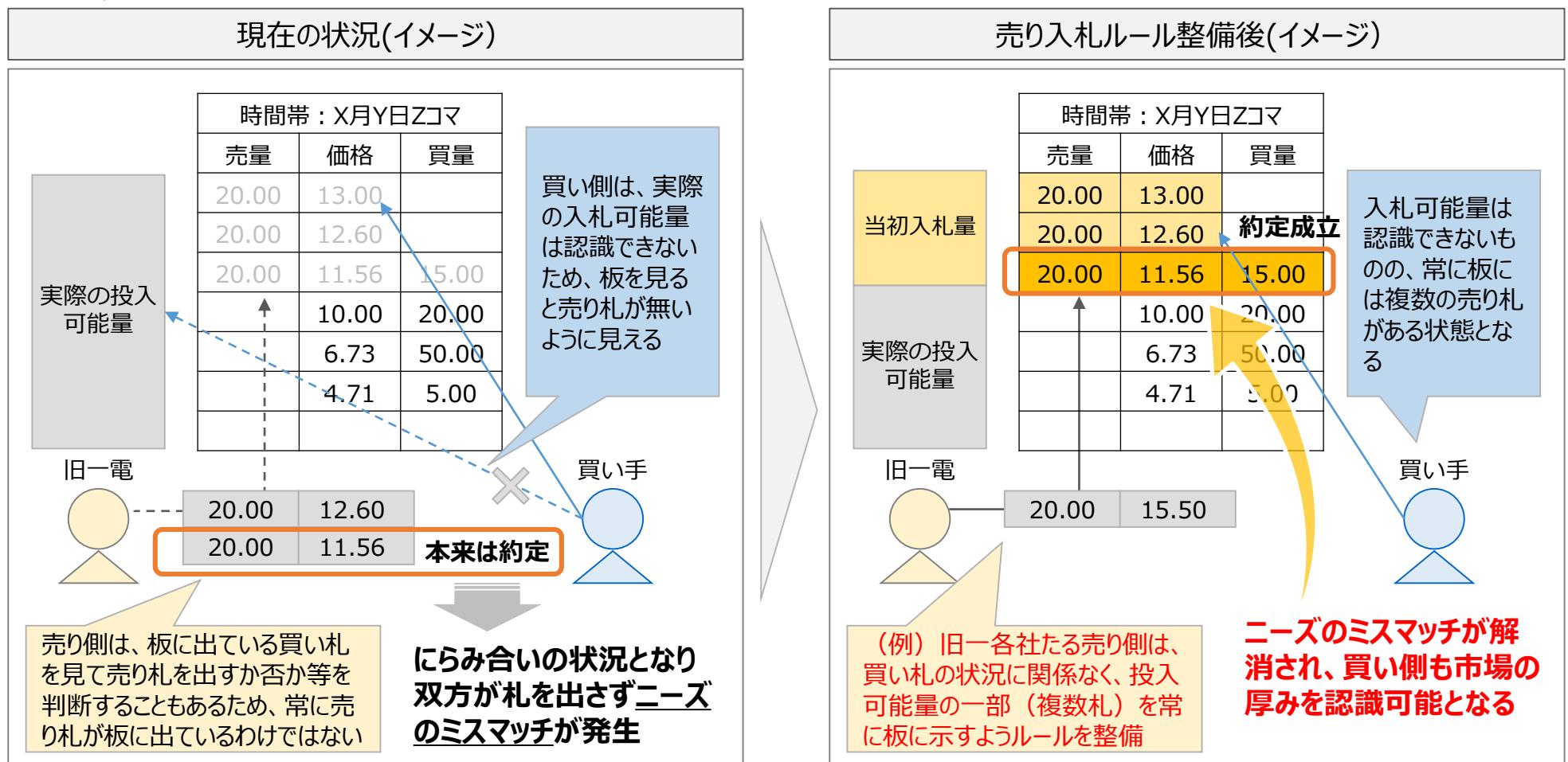
（出所）旧一般電気事業者提供データより事務局作成

※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。

(参考) 足元の具体策：売り入れに関するルール整備のイメージ

- 現状では、時間前市場の主要な売り手は旧一般電気事業者であるが、買い札に合わせて売り札を出すようなケースもあり、必ずしも板に多くの売り札が常に示されているわけではなく、市場の厚みの信頼性が低い。
- 旧一般電気事業者の売り入れについて、入札可能量の一部を複数の札（量・価格は任意）として常に板に示すようルールを整備し、双方にらみ合いによるニーズのミスマッチの解消を目指すよう行動を求めてはどうか。



予備力削減等の取組の実績報告について

- 旧一般電気事業者9社は、自主的取組として、2013年以降、余剰電力*の全量を卸電力市場へ投入することされている。
* 平成28年4月以前においては、スポット市場入札時点において各コマの8%相当分（予備力）を除く全量が余剰電力として市場へ投入されていた。
- 一方で、平成29年4月以降、一般送配電事業者がエリアのH3需要の7%相当分の調整力を確保し、かつ、旧一般電気事業者（小売部門）もまた、スポット市場入札時点等において各コマ自社需要予測2~5%の予備力を確保した結果、同月以前に比べて、卸電力市場への投入量が減少することとなっていた。
- このため、本会合（平成29年10月開催の第23回会合）等における議論を踏まえ、卸市場の流動性向上を図る観点から、電力・ガス監視等委員会は、旧一般電気事業者（小売部門）（沖縄を除く*）に対し、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関とともに予備力削減を文書(以下「小売予備力GL」という。)で要請した。具体的には、以下の措置を本年11月までに実現することを求めた（以下「予備力削減等の取組要請」）。

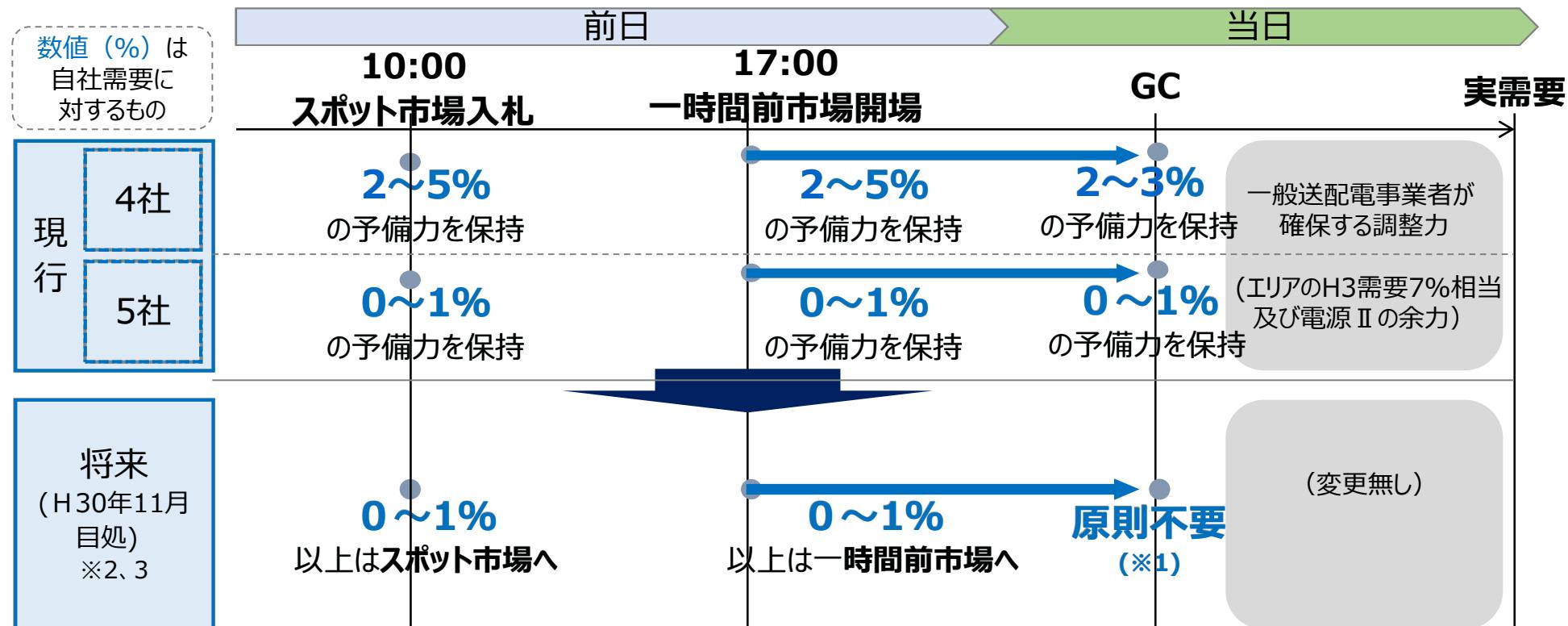
*北海道電力については、第24回制度設計専門会合(平成29年11月)において、他の旧一般電気事業者8社と同様に、行動計画の提出およびその履行状況の報告を求める方針が確認された。

旧一般電気事業者（小売部門）9社に対する要請内容

- 需要計画及び需要予測の正確性向上を図ること。
- スポット市場入札時点において、原則として、翌日の自社需要の0~1%相当の予備力を超える電源分をスポット市場へ限界費用相当価格で投入すること。
- スポット市場入札(前日午前10時) 時点以後において、需要の下振れやスポット市場の売れ残りが生じた場合は、原則として、自社需要の0~1%相当の予備力を超える電源分を一時間前市場開場以降に、順次、できる限り速やかに同市場に投入すること。
- 一時間前市場への余剰電源投入について、入札可能量の見直し回数を可能な限り増やすなど、より精緻な取組を行うこと。
- ゲートクローズ(GC) 時点までに原則として自社需要を超える電源分を全て一時間前市場へ投入すること。

(参考)旧一般電気事業者（小売部門）の予備力の在り方について

- 今後、スポットおよび一時間前市場入札時点において、自社需要の0～1%相当以上の予備力を超える電源については、それぞれ市場へ投入することを求めることがある。
- また、本取組を進めるに当たっては、移行期間を設け段階的に進める。



※1 GC時点において、卸電力市場の流動性向上に資する取組を行った結果として、旧一電の小売部門が供給能力の不足を発生させたとしても、計画値同値同量達成のための努力を適切に行なうことを前提とすれば、直ちに供給能力確保義務違反となるものではないと考えられる。

※2 一時間前市場における取引の厚みが十分ではなく、旧一電の小売部門による買戻しを十分に行なうことができるかとの確証がない現時点における措置として、スポット市場および一時間前市場において2~3%相当の予備力を超える電源分を投入する期間を設けることとする。この期間において、安定供給の観点から特段問題が生じないと判断される場合には、翌日の自社需要の0~1%相当の予備力を超える電源分をスポット市場へ投入する等の運用を開始することとする。

※3 本取組は、北海道・沖縄は除く。

予備力削減等の取組の実績報告結果①：予備力の状況

- 平成30年11月以降の旧一般電気事業者（小売部門）における予備力の水準については、全ての事業者が、スポット市場入札時点・一時間前市場開場時点・需要計画見直し時点のいずれにおいても、原則1%以下としており、GC時点においては原則不要としていることが確認された。
- なお、中部電力については、一部のリスク（台風接近等の異常気象時、出水による水力設備の停止等）が予想される場合は、予備力を1%から積み増して対応する運用を予定している。

平成30年11月以降の旧一般電気事業者（小売部門）による予備力の水準

事業者名	スポット市場入札時点 (前日午前10時)	一時間前市場開場時点 (前日午後5時)	需要計画見直し時点 (当日午前8時)	ゲートクローズ（GC）時点
東北電力	1 %	0 ~ 1 %	0 ~ 1 %	<u>原則不要 (0%)</u>
東京電力EP	0~1%	0~1%	0~1%	<u>原則不要 (0%)</u>
中部電力	1% ※1	1% ※1	1% ※1	<u>原則不要 (0%)</u>
北陸電力	0%	0%	0%	<u>原則不要 (0%)</u>
関西電力	1 %	1 %	1 %	<u>原則不要 (0%)</u>
中国電力	1%	1%	0~1%	<u>原則不要 (0%)</u>
四国電力	0~1%	GCに向けて0%に近づけていく		<u>原則不要(0%)</u>
九州電力	1 %	1 %	1 %	<u>原則不要(0%)</u>

※1 一部のリスク（台風接近等の異常気象時、出水による水力設備の停止等）が予想される場合は、予備力を1%から積み増して対応する運用を予定。

※2 表中の値は、いずれの事業者も一般送配電事業者からの電源Ⅱ事前予約分は含まない。

予備力削減等の取組の実績報告結果②：買戻し等の状況

- 平成30年10月末を持って予備力削減等の取組の移行期間が終了したことから、北海道・沖縄を除く旧一般電気事業者8社に対して取組実績の確認を行ったところ、移行期間中の大部分のコマにおいて、時間前市場における買戻しを行う必要は生じなかった。
- また、供給能力の不足に対応するため時間前市場における買戻しや計画外の運用等を行ったコマがあった事業者も存在したもの、予備力を0～1%として以降も含め、基本的には必要量を確保できることが確認された。
- なお、例外的なケースとして、2018年2月22日の東京エリアにおいて一部必要量を買戻せない事例があったが、このような状況においても広域融通等によって安定供給は確保されており、広域機関における検証においても基本的に問題視すべきものではないとの報告がなされ、小売予備力GLと供給能力確保義務との関係性の明確化について整理がなされている（次頁を参照）。

旧一般電気事業者（小売部門）による予備力削減等の取組実績

事業者名	移行期間中		予備力0～1%への移行後	
	例外的に買戻しが必要となったコマの有無	必要量の買戻し可否	例外的に買戻しが必要となったコマの有無	必要量の買戻し可否
東北電力	無	—	有	可
東京電力EP	有	否	有	可
中部電力	無	—	無	—
北陸電力	無	—	有	可
関西電力	無	—	有	可
中国電力	無	—	有	可
四国電力	無	—	有	可
九州電力	無	—	有	可

供給能力確保義務との関係の更なる明確化の要請について

- （各エリアにおいて相対的に需要規模の大きい）小売電気事業者が極めて大きな供給能力の不足を発生させた事例が本年2月に生じたことを踏まえ、このような場合における小売予備力GLに沿った取組と供給能力確保義務との関係の更なる明確化について、本年9月、電力広域的運営推進機関から小売予備力GLの見直しが要請されている（「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」における合意を踏まえたもの）。

第32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9月7日) 資料より抜粋

ガイドライン明確化の内容（具体的要請内容）

42

- 具体的には、供給能力確保義務違反については以下①を、ガイドラインにおける供給能力確保義務との関係の整理に関しては以下②を、併せて明確化すること※1が必要と考えられる。
 - 短い時間であっても極めて大きな供給能力の不足※2を発生させた場合、供給能力確保義務違反（送配電等業務指針違反を含む）に問われる可能性がある※3。
 - ※1 ここでいう明確化することは、ガイドライン中の供給能力確保義務との関係部分に追記又は脚注追加を行うことを指す。
 - ※2 極めて大きな供給能力の不足については、例えば平年H3需要の3～4%程度を超える供給能力の不足が考えられる。
 - ※3 当該明確化の内容は、ガイドラインが適用される旧一般電気事業者（小売部門）のみならず小売電気事業者に対し共通に適用されるものである。
 - ただし、旧一般電気事業者の小売部門が、過去の実績等に基づく合理的な需要想定を行ったにもかかわらず需要の上振れ等が生じ、時間前市場において適切な買戻し等の計画値同時同量達成に向けた適切な努力を行つても供給能力の不足が発生した場合において、
 - 1) スポット市場入札時点及び時間前市場開場時点において、実需給時点までの需給変動を想定して必要な供給力（事業者によって異なるが、従来はスポット入札時点で自社想定需要の5%、時間前市場開場時点で自社想定需要の3%など※4・5）※6を自社想定需要に上積みする形で確保し、
 - 2) 自社想定需要の0～1%相当の予備率を超える分について、原則として全量をスポット市場や時間前市場に売り入れを行つた場合には、当該小売電気事業者のかかる供給力確保がエリア全体における需給ひっ迫の緩和に貢献していることなどを勘案し、結果的に当該小売電気事業者に意図せざる供給能力の不足が発生したとしても、頻繁かつ相当量の供給能力不足ではない限り、直ちに供給能力確保義務違反（送配電等業務指針違反を含む）に問われるものではない。
 - ※4 当該水準については、需要予測技術の進歩その他の合理的な事情変化があれば、供給能力不足の発生確率及び発生規模を増大させないものである限り、経済産業省、広域機関、事業者いずれかの判断において変更があり得る（従来（ガイドラインに基づく新たな取組開始前時点）の各旧一般電気事業者（小売部門）の水準を維持する必要はない場合があり得る。）。
 - ※5 ただし、例え、小売部門が、①スポット市場入札時点で自社想定需要の105%以上を供給力として確保した上で、②自社想定需要の0～1%相当の予備率を超える全量についてはスポット市場で売り入れを行つたものの非約定（売れ残り）が多く、自社想定需要からの上積みが依然として可能な場合には、時間前市場開場時点において、約定分とは別途、自社想定需要の103%以上の供給力を確保することが、ここでいう「必要な供給力を自社想定需要に上積みする形で確保」することに相当する。
 - ※6 ここでいう供給力とは、スポット市場入札時点で実際に翌日稼働できる状態にある発電設備の供給力（kWh）や、時間前市場開場時点で実際に翌日稼働できる状態にある発電設備の供給力（kWh）を指す。

2018年2月22日の東京エリアにおける状況について

第32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9月7日）資料より抜粋

- ガイドライン・監視等委員会による要請を踏まえ、提出された行動計画に則った段階的な取組開始後、気候要因等による大幅な需要変動が生じ、特定の小売電気事業者による極めて大きな供給能力の不足が発生する事例が生じた※。本事案は、最終的（実需給時）には広域機関による融通指示により、エリアの安定的な需給バランスは確保された。（2018年2月22日、東京エリア）
※当該小売電気事業者が供給能力不足（計画内不一致）を発生させたのは、需給ひつ迫時（広域機関による融通指示対象期間）のうち2018年2月22日の一部のコマのみ。
- 当該小売電気事業者は、時間前市場での買戻し等も実施したものの、当日の急な気象変動による需要変動に対し、時間的制約（需要変動時からゲートクローズ（GC）までの時間が数時間であったこと）、連系線制約（需要変動時からGCまでの間、東京中部間連系設備（FC）の空容量が十分でなかつたこと、特に広域機関による融通準備開始以降は混雑していたこと）の下、エリア内の電源が不足していることもあり、時間前市場での買戻し等により、追加で必要となる供給力を十分確保することは困難であった。
- 一方、当該小売電気事業者は、スポット市場入札時点や時間前市場開場時点でスポット市場・時間前市場への投入（応札）分を含めればガイドラインで求められている水準以上の供給力・予備力を有していた。仮に当該小売電気事業者がガイドラインで求められている市場投入を行わなかった場合、実需給時点で当該小売電気事業者に代わり東京エリアの他の事業者の供給力が減少しただけで、エリア全体の供給力は変わらなかつたないしは一層減少していたと考えられる。また、当該小売電気事業者が、当日の需要変動前の時点で需要を上回る供給力を確保していたことが、東京エリアの需給状況を緩和する方向に働いたと考えられ、かかる供給力がなければ、需給は現実よりもさらに厳しくひつ迫した可能性がある。
- したがって、当該小売電気事業者が事前に十分な供給力を確保していた上で、政策的要請に則って行ったスポット市場や時間前市場への予備力投入する行動は、そのうち約定分については当該エリアの他の小売電気事業者の供給能力不足量削減に貢献しており、ガイドラインを踏まえて実施した対応 자체を問題視すべきものではないと考えられる。（当該小売電気事業者が行った時間前市場での買戻し行動等が基本的に適切であったとの前提。需給ひつ迫を踏まえた今後の事業者インバランスの抑制に向けた対応については、必要に応じ次回以降議論。）

北海道電力の取扱い

- 北海道エリアについては、現在、電力広域的運営推進機関に設置された検証委員会において、平成30年9月6日に発生した北海道胆振東部地震に伴う大規模停電の原因等の検証が行われている。
- 北海道電力の予備力水準については、第25回制度設計専門会合(平成29年12月)において、他エリアと同様に将来的に0～1%を目指すことが表明されたが、具体的な変更時期等については、同エリアの特殊性を踏まえ判断することとされていた。
- 今後の在り方については、当該検証の結果も踏まえ、検討していく必要があると考えられる。

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

北海道電力による段階的な予備力削減に向けた取組の表明内容(平成29年12月時点)

時点	スポット市場入札時点 (前日午前10時)	一時間前市場開場時点 (前日午後5時)	需要計画見直し時点 (当日午前6時)	ゲートクローズ (GC) 時点
現状 (平成29年11月末時点)		最大機相当から北本連系設備における北向きマージンを控除した量		
段階的な取組開始年月			内容及び開始時期については検討中	
段階的な取り組み				
将来		0～1%程度		

予備力削減等の取組の今後の進め方(案)

- 北海道・沖縄を除く旧一般電気事業者8社については、移行期間においても供給能力確保義務その他の観点から特段の懸念は確認されなかったことから、スポットおよび一時間前市場入札時点において、自社需要の0～1%相当以上の予備力を超える電源については、それぞれ市場へ投入する予備力削減等の取組を今後も継続することとしてはどうか。
- 北海道電力の取扱いについては、電力広域的運営推進機関に設置された検証委員会において行われている北海道胆振東部地震の検証の結果を踏まえ、今後改めて検討することとしてはどうか。
- 上記の点については、電力広域的運営推進機関から要請のあった供給能力確保義務の更なる明確化と併せて、小売予備力GLを改訂し、明記することとしてはどうか。（改訂案については別添を参照）

(参考資料)
旧一般電気事業者（小売部門）8社の実績報告

卸電力市場の流動性向上の観点からの小売部門における予備力削減及び 電源投入量増加に向けた行動計画の実績報告：東北電力（1/2）

余剰電源投入の
目安となる予備力
の水準

時点	スポット市場入札時点 (前日午前10時)	一時間前市場開場時点 (前日午後5時)	需要計画見直し時点 (当日午前8時) ※	ゲートクローズ (GC) 時点
新たな取組開始前 (平成29年10月末時点)	1 %	1 %	1 %	<u>原則不要 (0%)</u>
段階的な取組実績① (平成30年3月以降)	1 %	0～1 %	0～1 %	<u>原則不要 (0%)</u>
平成30年11月以降	1 %	0～1 %	0～1 %	<u>原則不要 (0%)</u>

段階的取組期間
における時間前市
場における買戻し
の状況

移行期間中		予備力0～1%への移行後	
買戻し必要コマの有無	買戻し可否	買戻し必要コマの有無	買戻し可否
—	—	あり	可

卸電力市場の流動性向上の観点からの小売部門における予備力削減及び 電源投入量増加に向けた行動計画の実績報告：東北電力（2/2）

一時間前市場への
余剰電源投入の
精緻化に関する
取組

- 売り入札の取下げを行うタイミングについて、計画変更等に対応するための体制を整備し、夜中・早朝の受渡分についても他の時間帯と同様にGCの1時間半前の札下げに統一した。
- 今後の取組として、法的分離に向けた需給運用体制の整備（新システムの構築含む）により、需給状況を踏まえた余剰電源投入・市場からの調達について、現時点よりもタイムリーに行うことが可能となる見込み。

需要計画及び
需要予測の正確
性向上に関する
取組

- スポット、GC時ともに平均誤差は縮小傾向にあり、引き続き需要計画と実績の乖離解消に向け、対応してまいりたい。
- 今後の取組として、需要計画及び需要予測の更なる正確性向上を目指し、スマートメーター計量値の具体的な活用方法について検討を進めている。

その他

- 電源Ⅱの事前予約の公募があった場合の登録方法や精算に係る詳細について引き続き検討がなされるものと認識しており、供給力確保義務への影響や経済合理性等を考慮しつつ、適切な対応を行えるよう検討を進めてまいりたい。

卸電力市場の流動性向上の観点からの小売部門における予備力削減及び 電源投入量増加に向けた行動計画の実績報告：東京電力エナジーパートナー（1/2）

余剰電源投入の
目安となる予備力
の水準

時点	スポット市場入札時点 (前日午前10時)	一時間前市場開場時点 (前日午後5時)	需要計画見直し時点 (当日午前8時) ※	ゲートクローズ (GC) 時点
新たな取組開始前 (平成29年10月末時点)	2～5%	2～3%	2～3%	<u>原則不要 (0%)</u>
段階的な取組時点① (平成29年11月末時点)	1～3%	1～3%	1～3%	<u>原則不要 (0%)</u>
段階的な取組時点② (平成29年12月末時点)	0～3%	0～3%	0～3%	<u>原則不要 (0%)</u>
段階的な取組時点③ (平成30年7月17日 時点)	0～1%	0～1%	0～1%	<u>原則不要 (0%)</u>

段階的取組期間
における時間前市
場における買戻し
の状況

移行期間中		予備力0～1%への移行後	
買戻し必要コマの有無	買戻し可否	買戻し必要コマの有無	買戻し可否
有	否	有	可

卸電力市場の流動性向上の観点からの小売部門における予備力削減及び 電源投入量増加に向けた行動計画の実績報告：東京電力エナジーパートナー（2/2）

一時間前市場への
余剰電源投入の
精緻化に関する
取組

【回答】

○一時間前市場への余剰電源投入の運用改善について

(取組実績)

・本年9月上旬より札取り下げのタイミングを見直し。

・入札可能量の定期的な見直し回数については従前と変わらず（原則1日3回実施）。

(今後)

・定期的な見直し回数については1日3回の見直しを行っていることでほとんど実害がないことから、現状で良いと考えている。一方で需要想定の誤差が大きい場合は、適宜見直しを行うこととしており、今後も継続して適切な供出可能量を算定できるよう需要予測精度の向上に努めていく。

需要計画及び
需要予測の正確
性向上に関する
取組

【回答】

○取組実績や今後実施する予定の取組等について

・予測は誤差分散の最小化を目指しての分析を継続

・定期的に時間帯別の需要予測値と需要実績値との差をチェックし、予測精度の改善に活用

・気象予報誤差の分析を継続実施中

○目指している需要予測誤差の水準等について

・前日正午、計画変更時にかかわらず、気象予測誤差の無い場合において、24時間の需要予測誤差を可能な限りゼロに近づけるべく努力している。

その他

【回答】

○なし

卸電力市場の流動性向上の観点からの小売部門における予備力削減及び 電源投入量増加に向けた行動計画の実績報告：中部電力（1/2）

余剰電源投入の
目安となる予備力
の水準

時点	スポット市場入札時点 (前日午前10時)	一時間前市場開場時点 (前日午後5時)	需要計画見直し時点 (当日午前8時)	ゲートクローズ (GC) 時点
新たな取組開始前 (平成29年10月末時点)	5% (1%程度)	5% (1%程度)	3% (2%程度)	
段階的な取組実績① (平成29年11月以降)	3% (1%程度)	3% (2%程度)	3% (2%程度)	<u>原則不要 (0%)</u>
段階的な取組実績② (平成30年4月以降)	1~3% (2~1%程度)	1~3% (6~3%程度)	1~3% (6~3%程度)	<u>原則不要 (0%)</u>
段階的な取組実績③ (平成30年7月以降)	1% ※ (3%程度)	1% ※ (4%程度)	1% ※ (4%程度)	<u>原則不要 (0%)</u>
段階的な取組実績④ (平成30年8月以降)	1% ※	1% ※ (1%程度)	1% ※ (1%程度)	<u>原則不要 (0%)</u>
平成30年11月以降	1% ※	1% ※	1% ※	<u>原則不要 (0%)</u>

注) 一般送配電事業者から要請があった場合に追加で確保した割合を（ ）で表示。〔要請があつた予備力を小売部門と送配電部門で共用する形で平成30年8月中旬まで実施〕

※ 以下に例示する想定するリスク（台風襲来等）が予想される場合は、予備力を1%から積み増して対応することもある。

＜需要変動＞・通常の天候とは異なり災害が予見されるなど短期的な天候変動（台風、豪雨、大雪、雷等）

・大規模地震警戒情報（南海トラフ地震に関する情報等）や大規模な余震の警戒時

＜供給力変動＞・出水による水力設備の停止

・発電設備の停止・出力抑制に繋がり得る設備不調（給水ポンプ停止等）やクラゲ襲来等による影響

・法令や公衆保安による発電設備の停止・出力抑制

段階的取組期間
における時間前市
場における買戻しの
状況

移行期間中		予備力0～1%への移行後	
買戻し必要コマの有無	買戻し可否	買戻し必要コマの有無	買戻し可否
無	-	無	-

卸電力市場の流動性向上の観点からの小売部門における予備力削減及び 電源投入量増加に向けた行動計画の実績報告：中部電力（2/2）

一時間前市場への
余剰電源投入の
精緻化に関する
取組

- 平成29年12月の行動計画表明段階以降においても、一時間前市場に対し、前日午後5時の開場直後はもとより昼夜間を問わず積極的に余剰電源を投入（入札可能量の適宜見直し、極力GC直前まで入札）しており、特記するような新たな取組はないものの、引き続き、現行の取組について確実な実行を継続していく。
- 具体的な取組として、1日に数回入手する気象条件の前提が変わり需要を見直す等、需給バランスに変更があった都度、適宜見直しを実施している。また、30分単位の需要予測誤差を日々算出し、直近の需要予測に活用する等、需要予測精度向上に努めている。

需要計画及び
需要予測の正確
性向上に関する
取組

- 行動計画表明以降における需要実績に対するスポット市場入札時点の予測誤差率（需要の上振れに対する30分コマ毎の誤差率）は、平均で2～3%程度で推移している。需要予測時の気象条件等が変化するなかでも、予測精度を高める努力を継続実施していくことにより、卸電力市場の流動性向上の観点から目指すべき需要予測誤差の水準を1%とし、取り組んでいきたい。

その他

- 一般送配電事業者から電源Ⅱ事前予約の要請があった場合は、適正な対価が得られる前提のもと、供給余力の範囲内で対応（供給余力を超える要請量に関しては対応しない）する方針である。

卸電力市場の流動性向上の観点からの小売部門における予備力削減及び 電源投入量増加に向けた行動計画の実績報告：北陸電力（1/2）

余剰電源投入の
目安となる予備力
の水準

時点	スポット市場入札時点 (前日午前10時)	一時間前市場開場時点 (前日午後5時)	需要計画見直し時点 (当日午前8時) ※	ゲートクローズ (GC) 時点
新たな取組開始前 (平成29年10月末時点)	<u>原則不要 (0%)</u>	<u>原則不要 (0%)</u>	<u>原則不要 (0%)</u>	<u>原則不要 (0%)</u>
平成30年11月以降	<u>原則不要 (0%)</u>	<u>原則不要 (0%)</u>	<u>原則不要 (0%)</u>	<u>原則不要 (0%)</u>

段階的取組期間
における時間前市
場における買戻し
の状況

移行期間中		予備力0～1%への移行後	
買戻し必要コマの有無	買戻し可否	買戻し必要コマの有無	買戻し可否
—	—	有	可

一時間前市場への
余剰電源投入の
精緻化に関する
取組

変更ございません、今後も現状の取組を継続予定です。

卸電力市場の流動性向上の観点からの小売部門における予備力削減及び 電源投入量増加に向けた行動計画の実績報告：北陸電力（2/2）

需要計画及び
需要予測の正確
性向上に関する
取組

変更ございません。

その他

特にございません。

卸電力市場の流動性向上の観点からの小売部門における予備力削減及び 電源投入量増加に向けた行動計画の実績報告：関西電力（1/2）

余剰電源投入の
目安となる予備力
の水準

時点	スポット市場入札時点 (前日午前10時)	一時間前市場開場時点 (前日午後5時)	需要計画見直し時点 (当日午前8時) ※	ゲートクローズ (GC) 時点
新たな取組開始前 (平成29年10月末時点)	5 %	3 %	3 %	<u>原則不要 (0%)</u>
段階的な取組実績① (平成29年11月末以降)	3 %	2 %	2 %	<u>原則不要 (0%)</u>
段階的な取組実績② (平成30年1月末以降)	1 %	1 %	1 %	<u>原則不要 (0%)</u>
平成30年11月以降	1 %	1 %	1 %	<u>原則不要 (0%)</u>

段階的取組期間
における時間前市
場における買戻し
の状況

移行期間中		予備力0～1%への移行後	
買戻し必要コマの有無	買戻し可否	買戻し必要コマの有無	買戻し可否
なし	-	あり	可

一時間前市場への
余剰電源投入の
精緻化に関する
取組

- ・札の取下げのタイミングをG C 2時間前まで引き付けることで、市場への投入時間を最大限確保するように改善した。
- ・入札可能量の見直しについては、日々の気象データの更新を踏まえた実施に加え、需要変動や電源脱落等、需給状況が大きく変化した際にも、適時柔軟に実施している。

卸電力市場の流動性向上の観点からの小売部門における予備力削減及び 電源投入量増加に向けた行動計画の実績報告：関西電力（2/2）

需要計画及び
需要予測の正確
性向上に関する
取組

- ・行動計画表明以前より、需要予測の正確性向上のため、日々の実績気象データをもとに想定しなおした需要予測と、需要実績とを比較し、予測手法や因子を検証し、必要な見直しの実施や当日の需要変動や電源脱落等、需給状況が大きく変化した際にも、需要計画の見直しを適時実施している。
- ・行動計画表明以降の取組みとしては、予測誤差の発生状況・傾向についての分析結果を踏まえ、予測システムへの補正データ反映など、需要予測誤差を小さくする取り組みを行っている。

その他

- ・特になし。

卸電力市場の流動性向上の観点からの小売部門における予備力削減及び 電源投入量増加に向けた行動計画の実績報告：中国電力（1/2）

余剰電源投入の
目安となる予備力
の水準

時点	スポット市場入札時点 (前日午前10時)	一時間前市場開場時点 (前日午後5時)	需要計画見直し時点 (当日午前8時) ※	ゲートクローズ (GC) 時点
新たな取組開始前 (平成29年11月末時点)	1%	1%	1~0%	<u>原則不要 (0%)</u>
平成30年11月以降	1%	1%	1~0%	<u>原則不要 (0%)</u>

段階的取組期間
における時間前市
場における買戻し
の状況

移行期間中		予備力0~1%への移行後	
買戻し必要コマの有無	買戻し可否	買戻し必要コマの有無	買戻し可否
		有	可

一時間前市場への
余剰電源投入の
精緻化に関する
取組

行動計画の表明通り、一時間前市場への余剰電源投入の精緻化について、以下の通り継続的に取組んでいます。

入札可能量の見直し回数：定例的に5回および随時
タイミング：定例…実需給の前日に1回、当日に4回
隨時…需要や供給力の計画が大きく変動した時
ゲートクローズまでに最後の入札を行うタイミング：原則ゲートクローズの1時間前

現状において、一時間前市場への余剰電源投入については、可能な限り実施していると考えますが、今後も入札可能量の見直し回数を増やすなど更なる運用改善の余地がないか引き続き検討してまいります。

卸電力市場の流動性向上の観点からの小売部門における予備力削減及び 電源投入量増加に向けた行動計画の実績報告：中国電力（2/2）

需要計画及び
需要予測の正確
性向上に関する
取組

行動計画の表明通り、需要計画の正確性向上について、以下の通り継続的に取組んでいます。

当社における需要計画は、過去の需要実績と気温の相関関係を基本に作成しております。実績が更新される毎に相関式のパラメータの修正を行い、以降の精度向上を図っています。また、全体需要に対して影響の大きい大口需要については、需要の計画について個別の聞き取りを実施しています。

正確性向上の取組については、天気図や湿度などによる影響も加味して需要計画の作成を行うとともに、当日段階では直近の需要実績も勘案し計画の変更を実施しています。

今後も計画と実績の差が少なくなるよう正確な需要計画作成に向けて努力していきます。

その他

特にございません。

卸電力市場の流動性向上の観点からの小売部門における予備力削減及び 電源投入量増加に向けた行動計画の実績報告：四国電力（1/2）

余剰電源投入の
目安となる予備力
の水準

時点	スポット市場入札時点 (前日午前10時)	一時間前市場開場時点 (前日午後5時)	需要計画見直し時点 (当日午前8時) ※	ゲートクローズ (GC) 時点
新たな取組開始前 (平成29年10月末時点)	0~1%	0~1%	0~1%	0~1%
平成30年11月以降	0~1%	GCに向けて0%に近づけていく		原則不要(0 %)

(注) 一般送配電事業者からの電源Ⅱ事前予約分については含まない

段階的取組期間
における時間前市
場における買戻し
の状況

移行期間中		予備力0~1%への移行後	
買戻し必要コマの有無	買戻し可否	買戻し必要コマの有無	買戻し可否
—	—	有	可

一時間前市場への
余剰電源投入の
精緻化に関する
取組

市場取引を含む当社の需給運用を一元的に実施する「需給運用部」を本年4月から新設することにより、需給状況の変化に応じて機動的に入札の見直しを実施している。

卸電力市場の流動性向上の観点からの小売部門における予備力削減及び 電源投入量増加に向けた行動計画の実績報告：四国電力（2/2）

需要計画及び
需要予測の正確
性向上に関する
取組

- 入札時点の需要計画と需要実績を毎日検証することなどにより、需要予測精度の向上に取り組んでいる。また、来年度更新予定の需給運用システムにおいて、需要予測機能の充実を図るべく取り組んでいる。
- 需要予測の誤差については3%以内を目指している。

その他

一般送配電事業者からの電源Ⅱ事前予約の公募があった場合は、可能な限り応じている。

卸電力市場の流動性向上の観点からの小売部門における予備力削減及び 電源投入量増加に向けた行動計画の実績報告：九州電力（1/2）

余剰電源投入の
目安となる予備力
の水準

時点	スポット市場入札時点 (前日午前10時)	一時間前市場開場時点 (前日午後5時)	需要計画見直し時点 (当日午前8時) ※	ゲートクローズ (GC) 時 点
新たな取組開始前 (平成29年10月末時点)	自社需要の 1 %	自社需要の 1 %	自社需要の 1 %	自社需要の 1 %
段階的な取組実績① (平成30年4月以降)	自社需要の 1 %	自社需要の 1 %	自社需要の 1 %	0～1 %
段階的な取組実績② (平成30年10月以降)	自社需要の 1 %	自社需要の 1 %	自社需要の 1 %	0%
平成30年11月以降	自社需要の 1 %	自社需要の 1 %	自社需要の 1 %	0%

段階的取組期間
における時間前市
場における買戻し
の状況

移行期間中		予備力0～1%への移行後	
買戻し必要コマの有無	買戻し可否	買戻し必要コマの有無	買戻し可否
—	—	有	可

一時間前市場への
余剰電源投入の
精緻化に関する
取組

平成30年度下期を目途にゲートクローズにおいて予備力を0%とすることとしておりましたが、今年4月から段階的にゲートクローズにおいて予備力を0%とする運用を開始しております。

余剰電源の投入については、需要予測精度向上への取り組みを継続するとともに、気象条件等の前提データの更新に合わせた定時の需要見直しに加え、需要や電源状況の変化に伴い、その都度、入札可能量の見直しを行うことで、状況変化を踏まえた精緻な入札に取り組んでいます。

卸電力市場の流動性向上の観点からの小売部門における予備力削減及び 電源投入量増加に向けた行動計画の実績報告：九州電力（2/2）

需要計画及び
需要予測の正確
性向上に関する
取組

行動計画表明以降も、需要変動要因や予測誤差に関する分析を継続的に実施し、蓄積したデータや知見を活用した需要予測の精度向上に努めております。今後も、同取り組みを継続して実施することで精度向上に努めてまいります。

また、需要計画及び予測の正確性向上に寄与するシステムの構築を検討しております。

なお、予測誤差については、限りなく小さくすることを目指してまいりますが、需要予測は気象予報に大きく依存しており、特に夏や冬はその予報の誤差が需要予測の誤差に大きく影響する等の課題があると認識しております。

その他

入札制約の低減を含め、入札量の増加に向けた工夫に努めております。