

今冬の電力スポット市場価格高騰に係る 検証について

2021年2月17日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたいこと

- 前回小委員会において、足下の市場価格の状況に係るデータや対応状況を提示の上、今後議論すべき論点について御議論いただいた。
- 本日、事務局より、前回小委で頂いた御意見に加え、事業者からの要望等も踏まえ、**今後議論すべき論点を整理。**
- 各論点について、本日の電気事業連合会、送配電網協議会、電力広域的運営推進機関及び電力・ガス取引監視等委員会（以下「電取委」という。）からの説明内容も踏まえ、御議論いただきたい。

- 今般の電力需給及び市場価格の動向を踏まえ、例えば、以下のような論点について、検証・議論を行っていくことが必要ではないか。

◆ 燃料調達の在り方を含めた安定的な電力供給量の確保の在り方

- ・ 燃料調達計画及び燃料確保の在り方
- ・ 燃料逼迫時の事業者間・業界間連携の在り方 等

◆ 供給能力確保の在り方

- ・ 発電・小売事業者の役割（スポット市場を通じた供給能力確保や供給計画のあり方）
- ・ 需要予測の在り方、予備率の考え方
- ・ 容量市場の役割
- ・ カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けた電源投資確保の方策
- ・ カーボンニュートラルを目指していく中での火力電源等の高い調整力・供給力を持つ電源の在り方（非効率石炭フェードアウトと容量確保の整合性確保含む） 等

◆ 需給逼迫時を含めた広域的な安定供給確保に向けた運用面の在り方

- ・ 送配電事業者と発電・小売事業者の連携の在り方 等

◆ より効率的に安定供給を確保するための電力市場の在り方

- ・ その時点の電気の価値をシグナルとして発信できる適切な市場価格形成に向けた入札の在り方
- ・ 需要側の反応、DR・アグリゲーターの役割の在り方
- ・ 適切な情報公開の在り方
- ・ 小売事業者の事業リスク管理のための先渡市場・先物市場・BL市場やスポット市場活用の在り方
- ・ 一般送配電事業者のインバランス収支の在り方 等

(参考) 前回小委以降の審議会等における検討状況

- 1月25日（月） 第54回制度設計専門会合（電取委）
- 1月25日（月） 第46回制度検討作業部会（エネ庁）
- 2月5日（金） 第55回制度設計専門会合（電取委）
- 2月15日（月） 第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（広域機関）

(参考) 再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォースにおける緊急提言 (抜粋)

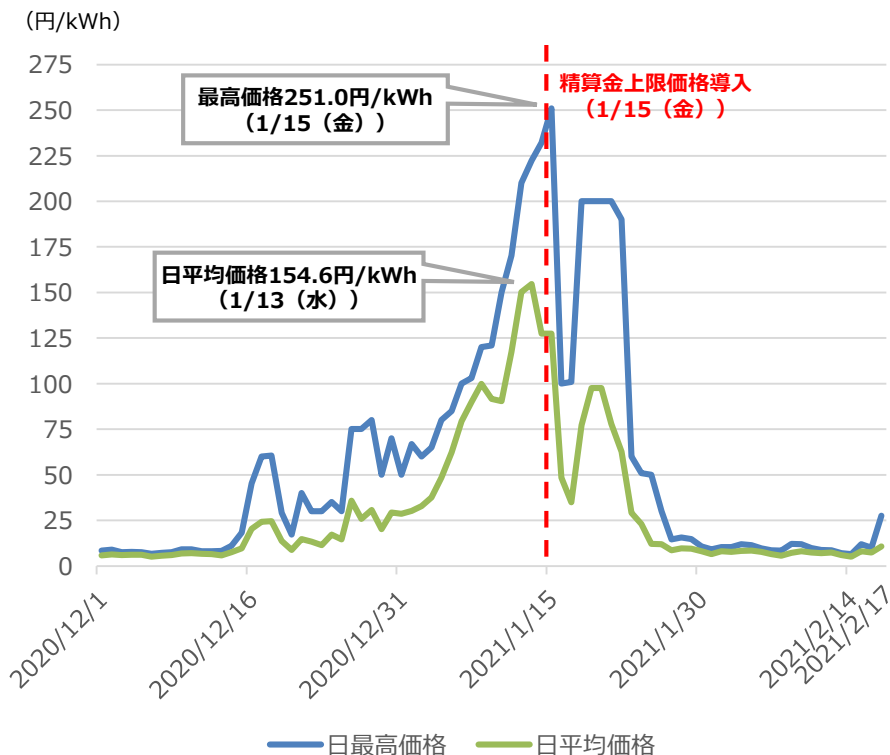
- ① 当面の供給力（売り入札）確保
- ② 徹底した真相究明
- ③ 価格高騰に関する正確な状況説明
- ④ 新電力等の緊急支援
 - 自由価格であるスポット取引の決済について、発電事業者に対し、小売事業者の支払い期限の延期や分割払いを認めるよう要請する。なお、約定価格の遡及的な見直しについても検討するよう要請する。
 - 規制分野であるインバランス精算について、市場連動の料金が一定の値を上回る場合には、限界費用ベースの料金を別途設定する。この措置を12月20日頃まで遡及的に適用し、一般送配電事業者に対し、想定外の差益を小売事業者に還元させる。
 - インバランス料金、FiT特定卸の調達価格、託送料金などの一般送配電事業者に対する支払いについて、小売事業者の支払い期限の延期や分割払いを認める。
 - 市場価格連動メニューなど、消費側の料金負担が著しく大きくなる場合に、小売事業者に対し、一般消費者や中小企業の支払い期限の延期や分割払いを認めるよう指導する。
 - 新電力等の運転資金不足に備え、特別融資枠を設定する。
- ⑤ 市場制度の再設計
 - このような異常事態が再発しないよう、経産省は市場制度を抜本的に再設計する必要がある。
 - スポット市場にサーキットブレーカー制度を導入する。スポット市場の取引リスクを低減するため、先物市場や先渡し市場を活性化する。デマンドレスポンスの利用を拡大する。
- ⑥ 構造的問題への対処

- 1. スポット市場価格の動向とこれまでの対応**
2. 各論点に係る検討状況と今後の検討の方向性
 - (1) スポット市場の在り方
 - (2) インバランス収支の管理
 - (3) 事業者のリスク管理向上に向けた環境整備

スポット市場価格の動向とこれまでの対応

- 12月下旬以降、寒さによる電力需要の増加等を受け、スポット市場価格が高騰。
一時、**最高価格は250円/kWh、平均価格は150円/kWhを超える水準**まで価格が高騰。
※2020年度の年間平均は**11.8円/kWh**。過去には16.5円/kWh（2013年度）等、更に高水準であった年も存在。
- 高騰が続く市場価格への対応として、**1/15（金）にインバランス料金上限を200円/kWhとする措置**を発表。これに加え、**市場関連情報の公開、市場監視**等の対策を実施。
- こうした対策を通じ、市場価格は、1/18（月）の週は小康状態にあったものの、**1/25（月）の週に入り、概ね沈静化**。

＜スポット市場価格の推移＞



＜市場価格高騰への対策の実施＞

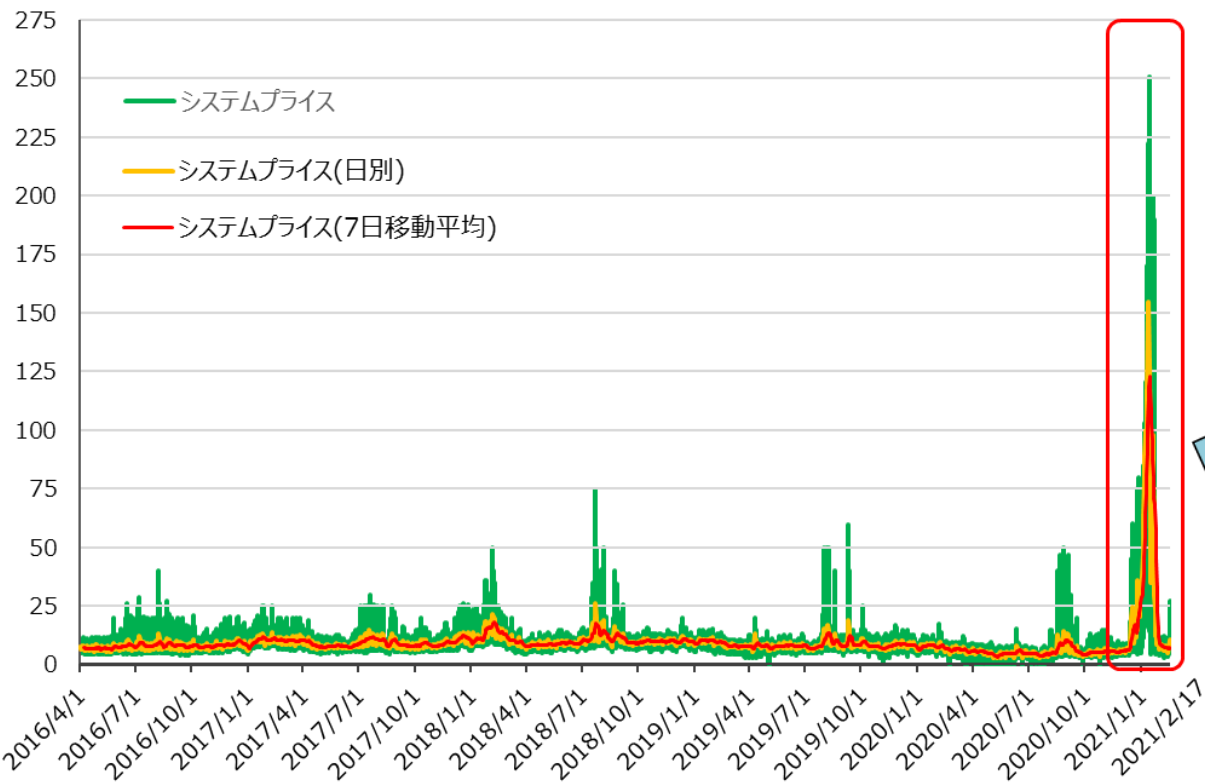
- **インバランス料金への上限価格（200円/kWh）の導入**
- **市場価格関連情報の公開**
 - ・ 1/19の本小委員会において足下の状況を詳細に公開（需給状況、LNG在庫、LNG火力出力状況等）
 - ・ 1/22以降、電取委HPにおいて売り・買い入札状況を継続的に公開
- **電取委による厳格な監視**
 - ・ 旧一電に対し、12/15以降、売り惜しみ行為がないか等を聴取

(参考) 電力スポット市場価格の推移

- 電力スポット市場価格の推移は以下のとおり。

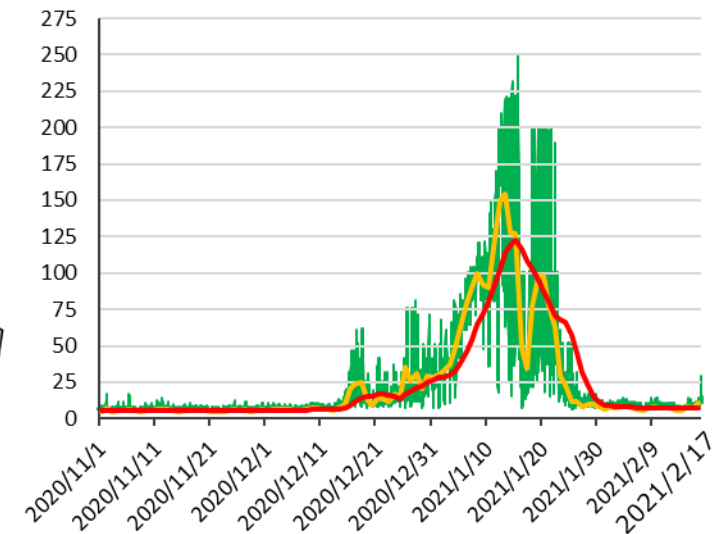
取引価格（スポット市場）

[円/kWh]



<2020年11月1日～2021年2月17日分>

[円/kWh]



(出所) JEPXホームページ

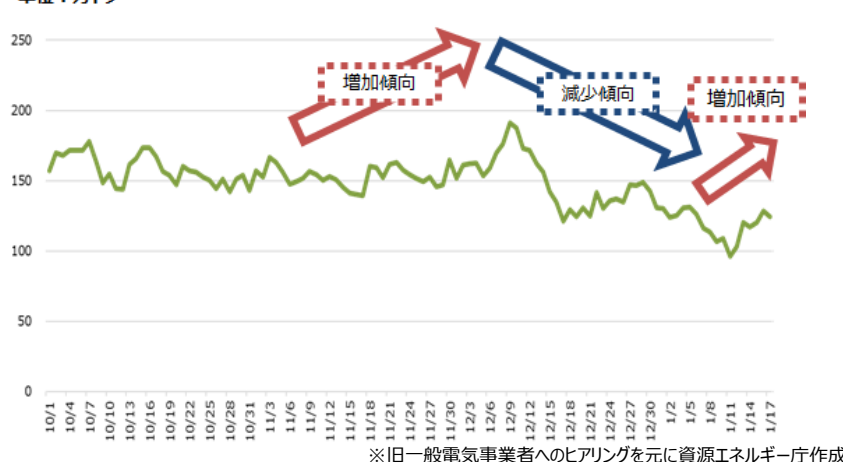
	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度 (～2/17)
平均価格 (円/kWh)	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.8
最高価格 (円/kWh)	55	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0
200円/kWh超えの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	56
100～200円/kWhの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	287
(参考)0.01円/kWhの時間帯※	0	0	0	0	0	0	22	224

※近年、再エネ導入量の増加を背景に、0.01円/kWhとなる時間帯も増加。

(参考) 市場価格関連情報の公開

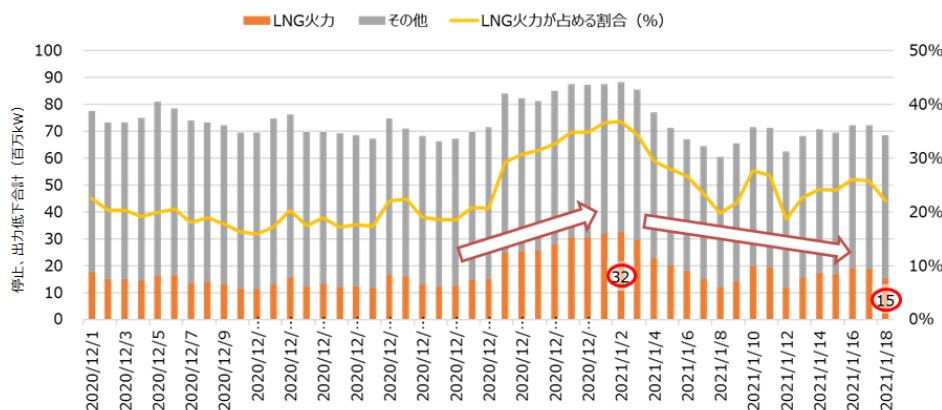
- 1/19の本小委員会において、需給状況、LNG在庫、LNG火力の停止・出力低下量等、足下の市場価格関連情報を公開。
- また、1/22以降、電取委HPにおいて、売り・買い入札状況を継続的に公開することとした。

単位：万トン <電力会社所有のLNGの在庫推移>



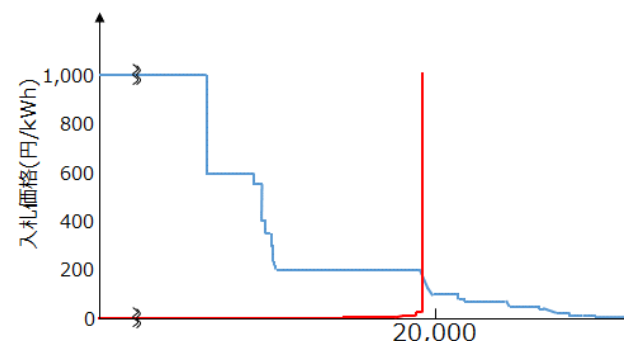
< LNG火力の停止・出力低下量の推移>

停止・出力低下量（2020年12月1日～2021年1月18日）



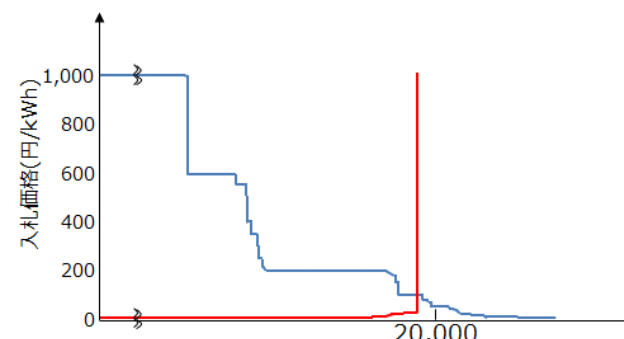
<売り・買い入札状況>

2021年1月22日 9:00-9:30



システムプライス：190円/kWh 入札量(MWh)
約定量：19,537 MWh
売り入札量：19,537 MWh
買い入札量：28,399 MWh

2021年1月22日 17:00-17:30



システムプライス：100円/kWh 入札量(MWh)
約定量：19,275 MWh
売り入札量：19,346 MWh
買い入札量：24,290 MWh

※市場監視システムより電取委事務局作成

電力スポット市場価格高騰による需要家への影響と対応

- 今般生じた市場の価格高騰の影響により、「市場連動型メニュー」の需要家（消費者・事業者）に対し、**高額な料金請求が生じる可能性**。
 - － 市場連動型のメニューは約66万件程度（法人向け：約46万件、個人向け：約20万件）契約されている見込み。これは日本全体の契約口数約8,800万件的約0.75%、消費者向けの契約口数6,700万件的約0.30%。
- こうした状況を踏まえ、経済産業省では、下記の対応を実施。

需要家への情報発信



- 1/14に、需要家向け相談窓口を設置（電取委）※2/12までに約190件の相談
- 1/14に、需要家に対して契約内容の確認と契約の切替え方法について周知。1/26に事業者の状況(値引き等)の確認について追加周知。1/29に事業者へ柔軟な対応を要請したことについて追加周知。（電取委、国民生活センター）

小売電気事業者に対する要請



- 1/29に、市場連動型料金メニューを提供する新電力に対し、需要家の電気料金がそれまでの価格水準と比べて高額にならないように柔軟な対応に応じるよう要請。

小売電気事業者が柔軟対応を可能とするための措置



- 1/29に、他の新電力に卸供給を行う事業者に、卸料金の支払いに関する柔軟対応を要請。
- 1/29に、一般送配電事業者に対し、一定の条件の下※、1月分のインバランス料金の納付に関する柔軟な対応を要請。
※需要家等に対する柔軟対応の実施、事業健全性・継続性が認められる場合
- 2/5に、一般送配電事業者に対し、1月分のFIT特定卸供給料金の支払いについても同様の対応を要請。

相談窓口の設置と資金繰り支援策の紹介

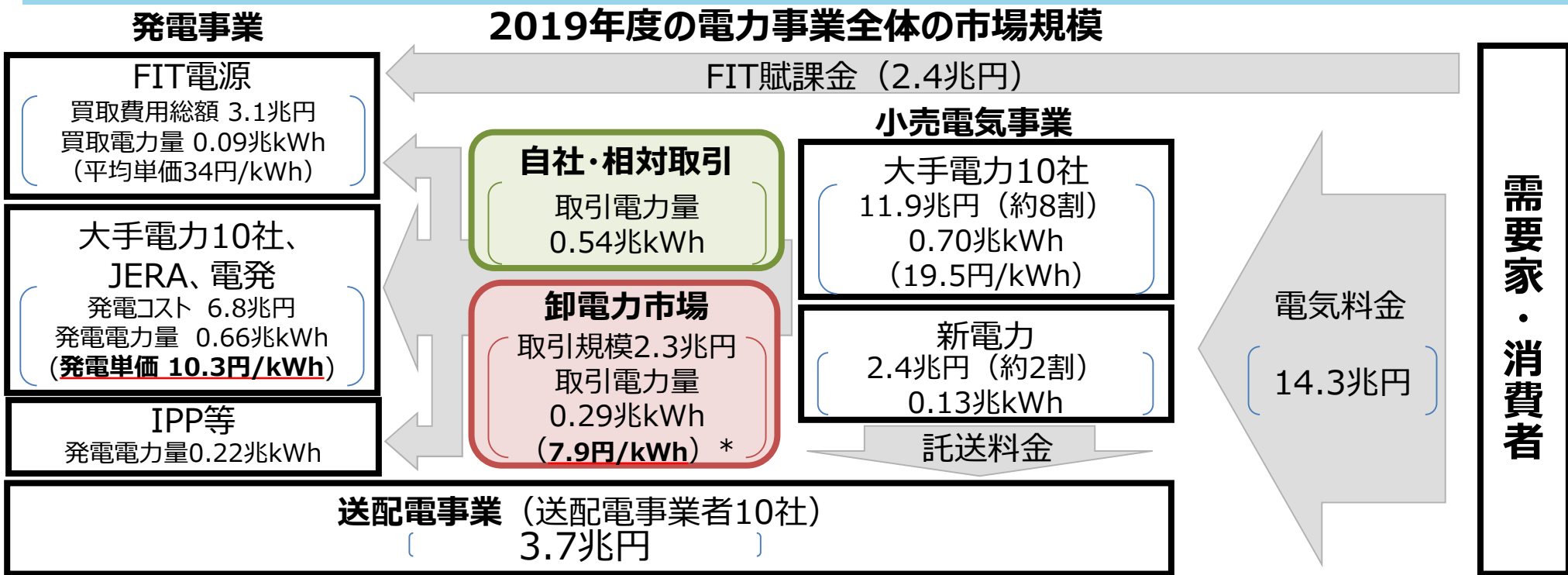


- 1/29に、上記要請に係る小売電気事業者等からの相談窓口を設置。
- 新電力が活用可能な中小企業向け資金繰り支援策（日本公庫による貸付や信用保証制度等）等を紹介。

1. スポット市場価格の動向とこれまでの対応
2. 各論点に係る検討状況と今後の検討の方向性
 - (1) スポット市場の在り方
 - (2) インバランス収支の管理
 - (3) 事業者のリスク管理向上に向けた環境整備

電力事業のサプライチェーン全体を俯瞰した検討の必要性

- 再エネの拡大に伴い、電力産業全体では、①FIT賦課金が増加、②発電部門は再エネのバックアップのため火力等は燃料も含めた維持が必要、③送配電分野は設備増強が必要、④他方で、卸電力市場価格は限界費用ゼロ電源の増加の影響が大きくなるという構造が生じている。
- 電気事業は、電気を発電し、送電・配電を経て、需要家に届ける事業。今回の検証においても、一時的な現象への対応だけでなく、再エネの主力電源化を見据え、これらに要する費用が賄われる持続可能な市場設計を目指していく視点が重要と考えられる。



※発電事業における電力量には特定供給等にも供されるものも含むため、小売電気事業における電力量の合計と一致しない。

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度 (~2/17)
スポット平均価格 (円/kWh)	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9*	11.8

スポット市場の在り方に係る検討方針について

- 今般の市場価格高騰の要因については、電取委において、旧一電等（JERAを含む）の売り入札の減少により売り切れ状態が継続して発生し、スパイラル的に買い入札価格が上昇したこと等であったと分析しており、さらに詳細な分析を実施中。
（⇒本日、分析の状況を電取委から報告。）
- 今後、こうした売り入札の減少や買い入札価格の上昇が生じた原因をよく検証した上で、電気の価値を反映した市場価格が形成されるよう、スポット市場の在り方を検討していくことが必要。
- 本日は、現時点での情報に基づき、ここまで提起されてきた論点について検討を行う（今後、詳細なデータに基づく更なる検討が必要）。

	項目	検討状況
1	スポット市場の取引ルールの検討	・ 事業者等から、売り入札切れ等の状況を受け、<u>スポット市場を停止すべきだったのではない</u>か、スポット市場に<u>サーキットブレーカー</u>や<u>セーフティネット（上限価格等）</u>を設けるべきではないか、<u>売り札切れ時の約定方法</u>を見直すべきではないか、等の御指摘を頂いているところ。 ・ <u>2020年7月に導入した市場停止ルール（ブラックアウト時に市場を停止、ネットワーク機能復旧後に再開）</u>に照らすと、<u>今般の事象は停止基準に該当しない</u>。 ・ 更なるサーキットブレーカーやセーフティネット等の必要性については、<u>市場全体の議論の中で検討が必要</u>。 ⇒本日、今後の検討の方向性について、御議論いただきたい。
2	インバランス料金の在り方の検討	・ 1/15（金）に、<u>インバランス料金の上限を200円/kWh</u>とする措置を発表。 ・ 2/5（金）の制度設計専門会合において、「<u>インバランス料金は、（中略）実需給の電気の価値を反映するものであるべき</u>」との考え方に基づき、分析等を行う方針を提示。 ・ インバランス料金は、市場参加者の行動にも大きな影響を与えることから、<u>市場全体の議論の中でインバランス料金の在り方を検討することが必要</u>。 ⇒本日、今後の検討の方向性について、御議論いただきたい。

(参考) 卸電力取引市場の停止・再開に係る考え方

第21回 電力・ガス基本政策小委
(2019年11月6日) 資料4より抜粋 (一部改変)

- 北海道胆振東部地震の際には、ネットワーク機能の復旧後（9月8日午前0時13分以降）も、供給力が不足していることから、9月27日受渡し分のスポット取引までの間、スポット市場を停止したが、本来は、需給ひっ迫時には、市場価格がその時点の電気の価値を反映し、追加的な電源やDR等が市場を通じて拠出されるメカニズムが働くことが望ましい。
- 他方、市場メカニズムを機能させるに当たっては、下記の点について、詳細検討が必要と考えられる。
 - ✓ ネットワーク機能の復旧直後で需給がひっ迫している状況では、市場再開後のインバランス料金が高騰すると見込まれる結果（→【論点2－②】）、小売電気事業者が供給力を過大に確保し、余分に確保された自家発電等が市場に拠出されないおそれがあると考えられる。
一方、自然体では、需給ひっ迫時は市場価格が高騰していることが想定されることから、基本的には余剰電力は時間前市場等に拠出される可能性が高く、市場を通じて活用される蓋然性が高いとも考えられる。
いずれにしても、こうした予備力・調整力の適切な活用について、詳細な整理が必要と考えられる。
 - ✓ このような状況では節電要請や計画停電が行われていることが想定されるが、どのエリアがいつ停電するか等について十分な情報がないと、BGの需要計画策定が困難となる可能性がある。このため、一般送配電事業者による情報開示・公開の在り方についても、詳細整理が必要と考えられる。
- 以上を踏まえ、市場の停止・再開基準について、2020年7月1日付けでJEPXの業務規程を改訂。

状況	価格メカニズムとの関係	卸電力市場の扱い
<u>ブラックアウト～ネットワーク機能の復旧（※）まで</u> <u>※流通設備の損壊等により送電できない箇所を除き、一般負荷の送電が完了した時点</u>	・ブラックアウト中は、市場で約定したとしても実際の電気の受渡しができない。 ・ブラックアウトからの復旧中は、一般送配電事業者が系統全体を管理下に置き、徐々に負荷を戻すなどの作業が行われる状況であるため、BGによる正確な需要予測等は期待し難く、また、一般送配電事業者にとっても、予測外の自家発電の逆潮や大幅な節電等が発生するとネットワーク機能の復旧プロセスに影響が生じる可能性があることから、価格メカニズムを正常に機能させることは困難。	卸電力市場を停止
<u>ネットワーク機能の復旧後</u>	・適切なインバランス料金制度の在り方を検討した上で、市場価格がその時点の電気の価値を反映し、追加的な電源やDRなどが市場を通じて拠出されるメカニズムが働かせることが望ましい。	卸電力市場を再開

【論点①】十分な電源が市場に供出されるルールの必要性

- 先述のとおり、今般のスポット価格高騰の要因は、売り入札切れの継続的な発生に起因した買い入札価格のスパイラル的な上昇等と分析されている。
- このため、まずは、今般のような事象が生じた際にも、市場に十分な売り札が供出され、小売電気事業者が卸電力（kWh）にアクセスできるような制度の整備を目指すべきではないか。
- 例えば、2024年度より履行される容量市場のリクワイアメントやペナルティは、現行、下記のとおりとなっている。
 - 容量市場のリクワイアメントでは、供給力の維持、発電余力の市場応札、電気の供給指示への対応などを設定し、需給逼迫時には、いずれも燃料制約を理由として、市場応札や電気の供給指示への対応が免除されることはない（需給逼迫のおそれがない場合における燃料制約を理由とした市場等への応札量減少はペナルティの対象外）。
 - これにより、事業者には、ペナルティ回避のために需給逼迫時に備える意識が働く。
- こうした制度について、今回の事象を踏まえてどう考えるか。
- また、2024年度までは、こうした仕組みが存在しないところ、燃料、供給能力確保への課題の対応策と併せ、考え方を整理していくことが必要。

第13条 リクワイアメント

容量提供事業者は、契約電源について、以下の各号に定めるリクワイアメントを達成しなければならないものとします。

① 電源等の区分が安定電源の場合

<中略>

(2) 供給力の維持

実需給年度において、契約電源をアセスメント対象容量以上の供給力を提供できる状態を維持すること

ただし、容量停止計画を提出する場合は、180日相当を上限に、契約電源の停止またはアセスメント対象容量以下の出力を認めるものとします

(3) 発電余力の市場応札

実需給年度において、容量停止計画が提出されていない時間帯に小売電気事業者等が活用しない余力を卸電力取引所等に応札すること

ただし、以下のいずれかに該当する場合、卸電力取引所等に応札する量を減少できるものとします

<中略>

ii 燃料制約等の制約がある場合（ただし前日以降の需給バランス評価で需給ひっ迫のおそれがあると判断された時間帯は除く）

(4) 電気の供給指示への対応

実需給年度において、前日以降の需給バランス評価で需給ひっ迫のおそれがあると判断された場合に、

属地一般送配電事業者からの電気の供給指示に応じて、ゲートクローズ以降の発電余力を供給力として提供すること

② 電源等の区分が変動電源の場合

<中略>

(2) 供給力の維持

実需給年度において、契約電源をアセスメント対象容量以上の供給力を提供できる状態を維持すること

ただし、容量停止計画を提出する場合は、180日相当を上限に、契約電源の停止またはアセスメント対象容量以下の出力を認めるものとします

容量市場のリクワイアメントによる需給ひっ迫抑制効果

5

- 容量市場において、「平常時」と「需給ひっ迫のおそれがあるとき」ではリクワイアメントが異なる。
- 具体的には、「平常時」では、稼働可能な電源等の市場応札を求めるものの、経済的ペナルティは課さない。それに対して、「需給ひっ迫のおそれがあるとき」では、全ての稼働可能な計画となっている電源等に対して、小売電気事業者に電気を供給すること、もしくは市場に応札することを求め、燃料制約によって未達となった場合でも、経済的ペナルティを課すこととなる。
- したがって、容量市場における「需給ひっ迫のおそれがあるとき」の仕組みにより、稼働可能な電源等により必要な電気が供出されることが期待される。

事業者	リクワイアメント	ペナルティ
平常時	● 稼働可能な電源等における余力を応札する。 ● バランス停止を予定している電源の不経済な起動は求めない。	● <u>事前に経済的ペナルティを設定するのではなく、問題のある行為があった場合は、参入ペナルティを課す。</u>
需給ひっ迫のおそれがあるとき	● 稼働可能な計画となっている電源等（バランス停止機含む）は、小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札する。 ● 市場へ応札する余力は、燃料制約によって減じることを原則認めない。 ● 需給ひっ迫のおそれがあるとき、対応可能な範囲で計画停止の中止を求める。	● <u>リクワイアメント未達量 (kW・時間) から、以下にてペナルティ額を算定する。</u> ● ペナルティレート (¥ / kW・h) $= \text{容量収入額} \times 100\% \div (\text{容量確保契約量(kW)} \cdot Z(h))$ 経済的ペナルティ額 = リクワイアメント未達量 × ペナルティレート ※ Zとは1年間で需給ひっ迫のおそれがあるときとなることが想定される時間

(参考) 容量市場のリクワイアメント

需給ひっ迫のおそれ時における各事業者の対応について

38

現状の対応

時系列	時点	小売事業者	発電事業者	一般送配電事業者
↓	前週	・需要計画を再検討 ・スポット市場で電源調達	・電源Ⅱの起動指令による 起動準備 ・発電計画の提出 ・スポット市場への応札	・電源Ⅱ、電源Ⅰの活用による 予備率を確保した需給計画の 作成 ・電源Ⅱの起動・解列指令
	前々日			
	前日(48点化後)	・需要計画精緻に見直し ・時間前市場で電源調達	・時間前市場への応札 ・電源Ⅱの起動・並列	現状、一般送配電事業者が 供給力を電源Ⅰ、Ⅱで補っている状況
	当日(GC)	・不足インバランスを発生 させない需要・調達計画 の提出		

容量市場開設後の対応

時系列	時点	小売事業者	インバランス判定	発電事業者	容量市場ペナルティ
↓	前週	・需要計画を再検討 ・スポット市場で電源調達	無 (行動を促す)	・該当期間のバランス停止機 起動準備 ・スポット市場への応札	無 (行動を促す)
	前々日				
	前日(48点化後)	・需要計画精緻に見直し ・時間前市場で電源調達	無 (行動を促す)	・該当期間のバランス停止 機起動・並列 ・時間前市場への応札	有
	当日(GC)	・不足インバランスを発生させ ない需要・調達計画の提出	有		

インバランス料金制度による行動

容量市場のリクワイアメントによる行動

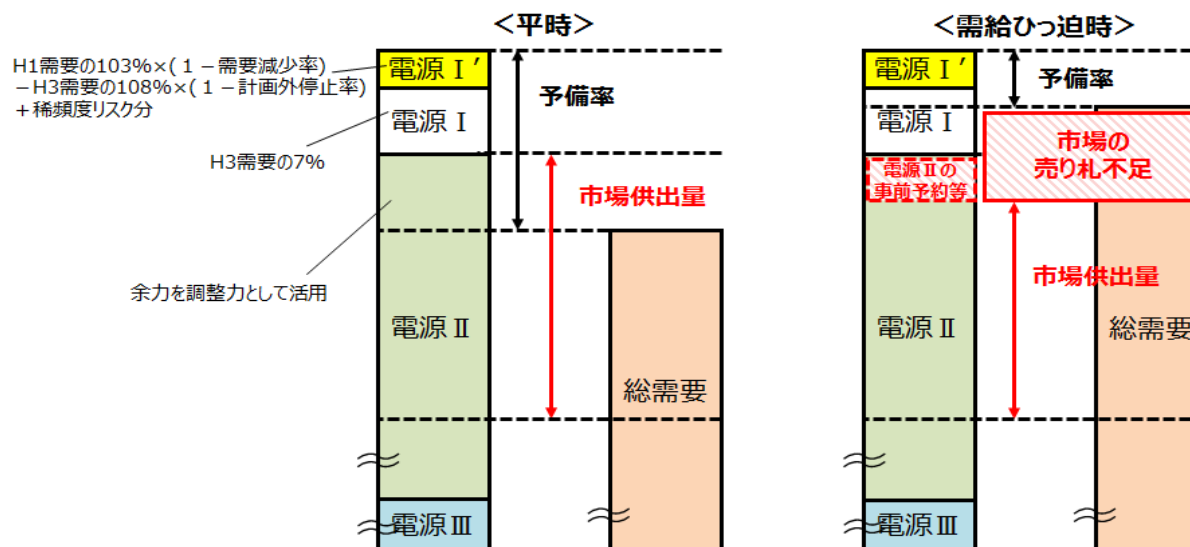
需給ひっ迫のおそれがある場合自ら行動・kWの調達・応札

※一般送配電事業者は需給調整市場でΔkWの調達。

【論点②】供給力が確保されている場合における売り札切れ発生の可能性

- 論点①の対策により、市場に十分な売り札が供出され、小売電気事業者が卸電力（kWh）にアクセスできるような制度の整備を行うことが重要。
- しかしながら、日本では、欧州で一般的に採用されているバランシンググループ型の電力市場が導入されており、電力市場の運営と、系統運用の運営は、それぞれ別の主体により行われている。このため、
 - 実需給断面で十分な予備率が確保されていても、この予備率は一般送配電事業者が確保した調整力を含む値であるため、市場に供出可能な供給力は需要量を下回る可能性がある。
 - スポット取引断面でBGが策定した計画と実績とでずれがある場合、実需給断面で十分な予備率が確保されている場合でも、スポット市場断面では売り札が不足する可能性がある。
（今年1月は、市場で売り札切れが発生した場合であっても、全国大で系統余剰傾向であったコマが多く発生（速報値ベース））。
- 今後、こうした売り札切れが想定される場合の市場の在り方について検討が必要。その際、売り札切れの原因に応じた検討が必要のため、今般の事象において発生した売り札切れが上記2つの理由に起因するものであったのか、一般送配電事業者の調整力確保に係るフロー等も確認しつつ、検証を行うこととしてはどうか。

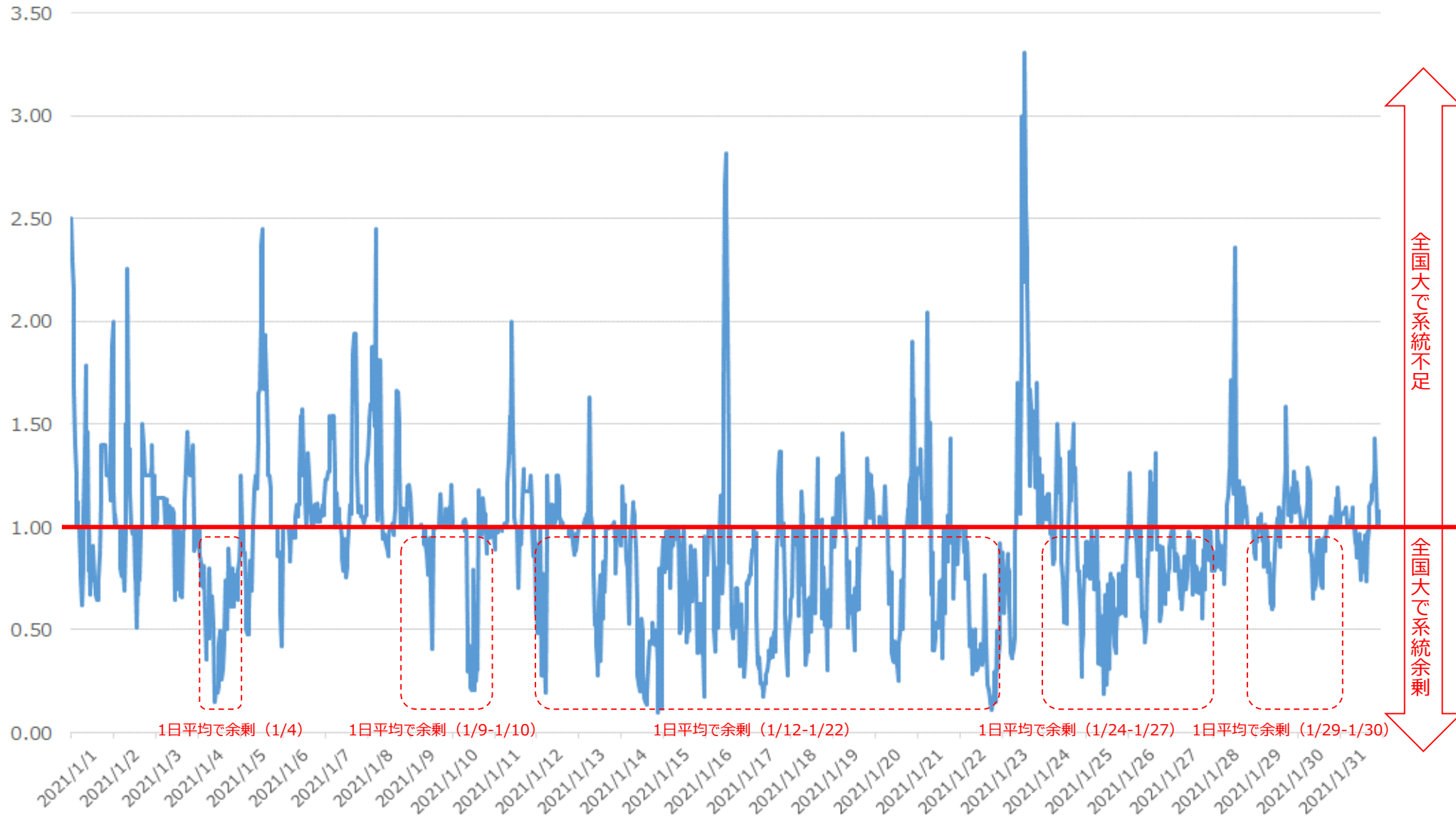
調整力確保量と市場供出量の関係（イメージ）



※今般の事象においては、これらの関係性を kWh ベースで確認することが必要。

(参考) 不足・余剰インバランスの発生状況

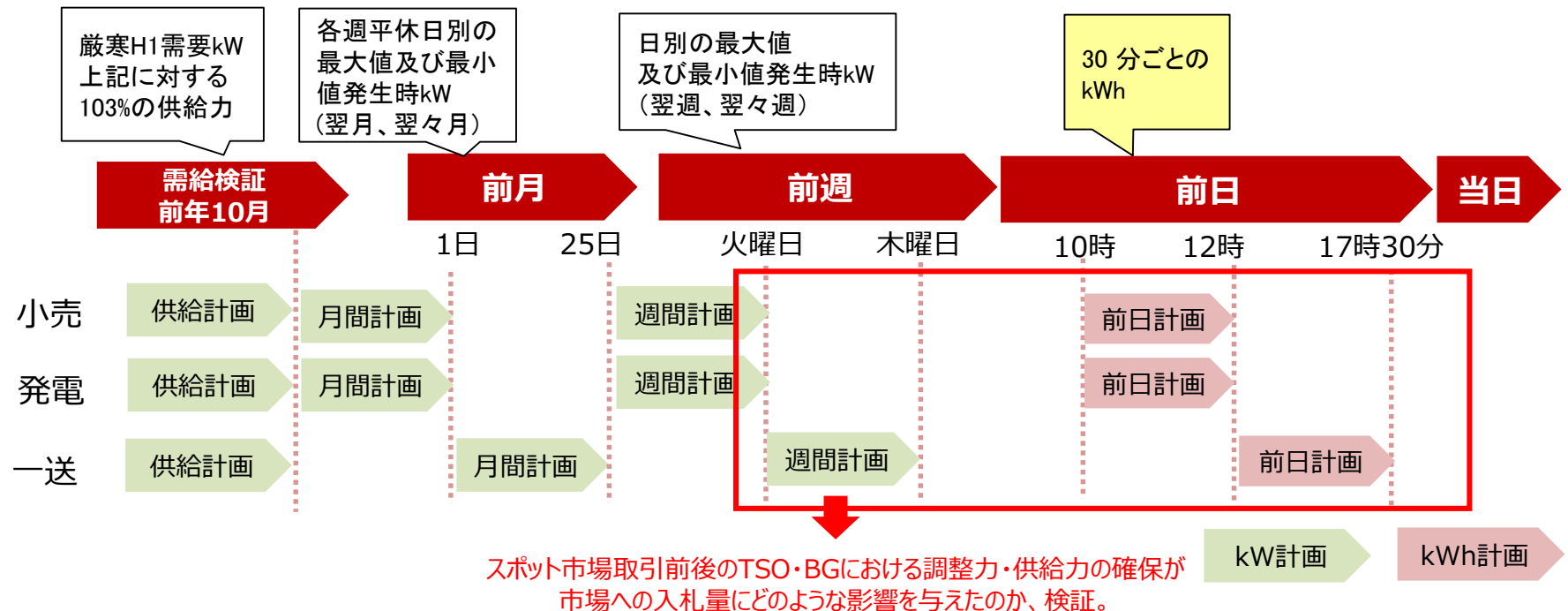
α 値（速報値）※ $\alpha < 1$ の場合余剰、 $\alpha > 1$ の場合不足



(参考) 各事業者による計画策定について

(参考) 電気事業連合会
説明資料より抜粋 (一部追記)

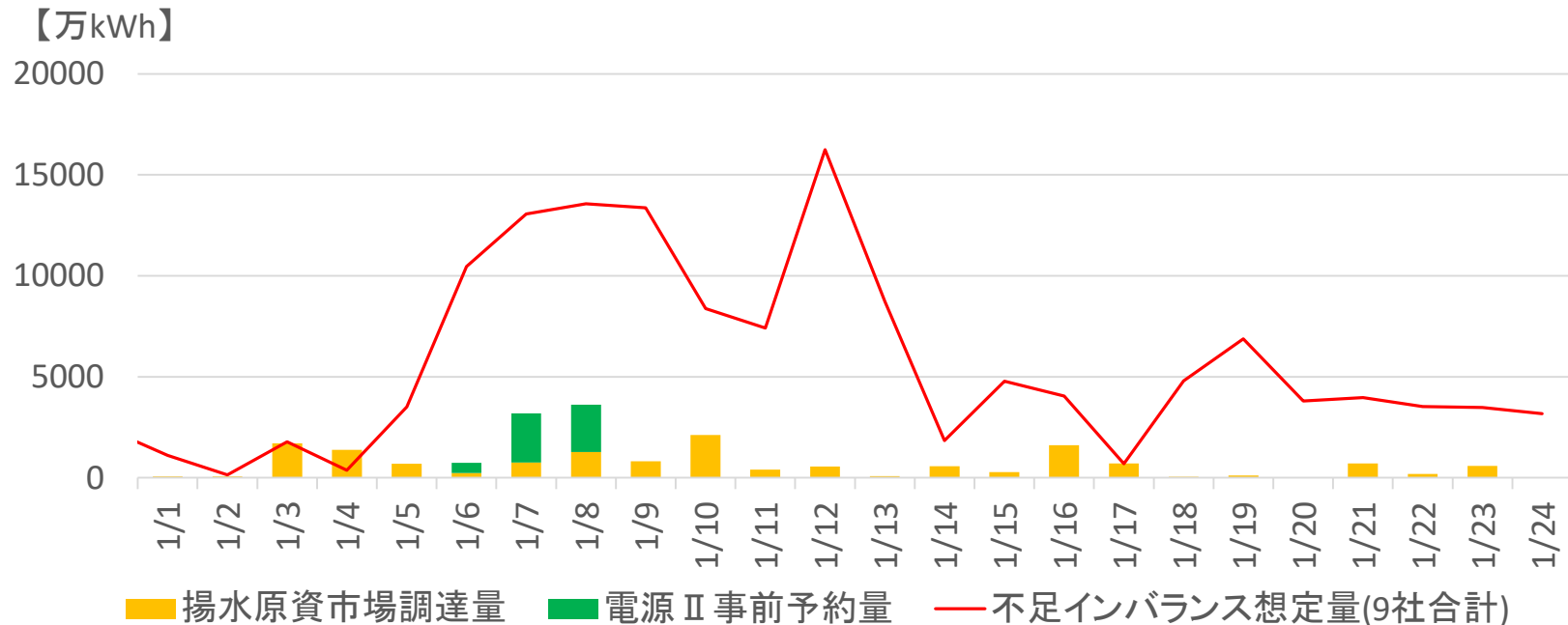
- 各断面において、各事業は以下のとおり計画を策定
 - ・小売事業者は需要・調達計画、発電事業者は発電・販売計画を策定
 - ・一般送配電事業者は各事業者が策定した計画にもとづき、エリアの需要・供給力・調整力計画を策定
- 各事業者が策定した計画は電力広域的運営推進機関に提出
- ただし、週間断面まではkWの計画であり、全国大でのkWhバランスの把握は前日断面となる



【参考】不足インバランス供給のための調整力（kWh）の確保

（参考）送配電網協議会
説明資料より抜粋

- 一般送配電事業者は、以下の手段で調整力（kWh）を調達
 - ✓ **電源Ⅱ事前予約準用**：FIT想定誤差に対応するための調整力確保策であるが、今回は、不足インバランスに対する調整力供給のために準用
 - ✓ **揚水原資市場調達**：調整力に揚水を用いており一般送配電事業者がポンプアップするエリアにおいて、揚水原資が不足する状況であったことから、調整力提供者（BG小売）に対しスポット市場等を活用した調達を依頼



- 電源Ⅱ事前予約については、前日スポット市場を阻害する課題のある行為との指摘があり、広域機関の検討により、**2021/4の需給調整市場（三次調整力②）開設までの暫定対応として、ひっ迫融通に至る恐れがあると一般送配電事業者が判断する場合には、FIT発電量想定誤差に対応するための調整力確保策として、電源Ⅱ事前予約を実施することが承認**された。

6. 電源Ⅱ事前予約について ～まとめ①～

2018.7.25 第31回調整力等委員会
資料2-1より抜粋

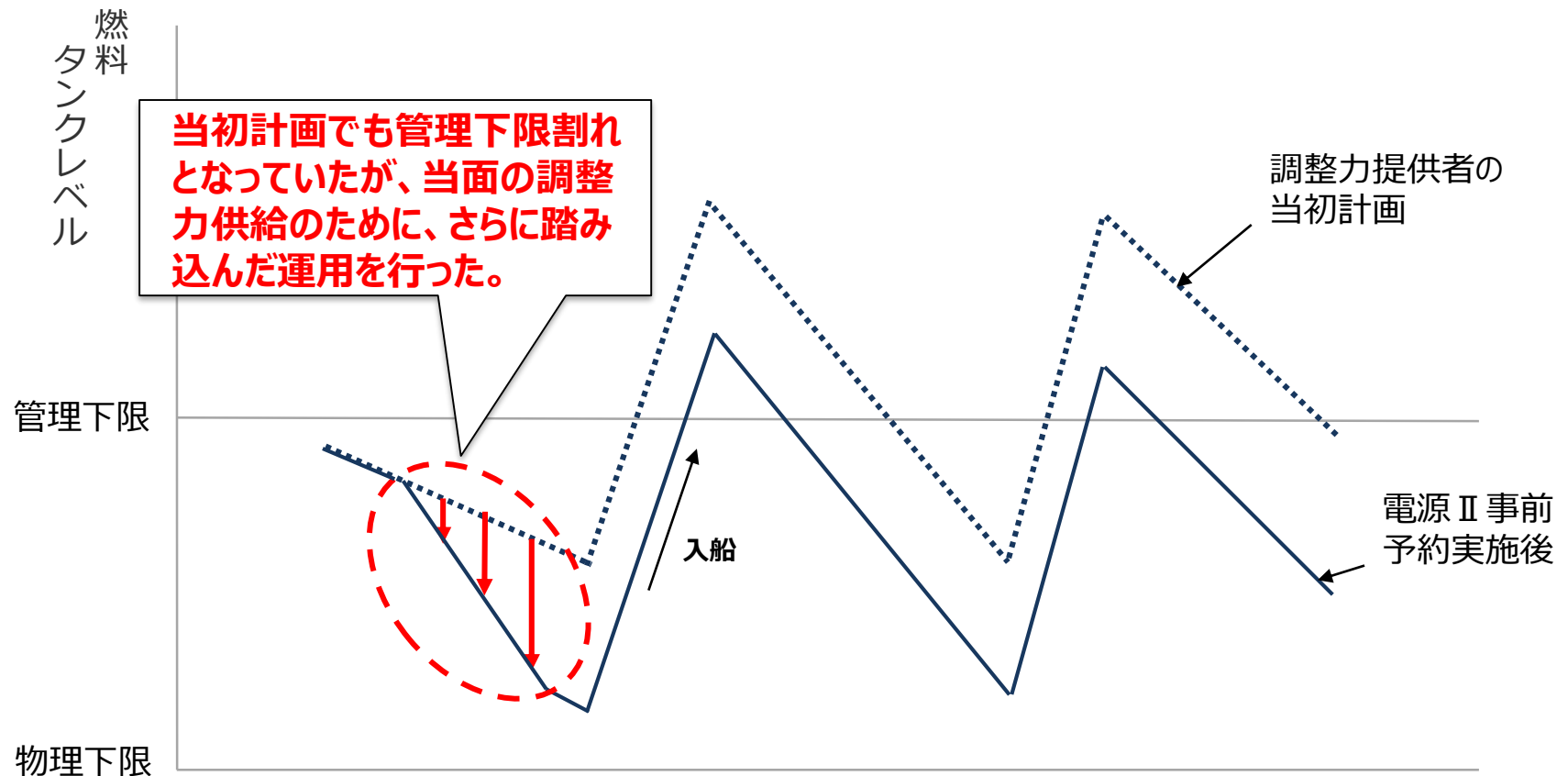
69

- 事前予約がひっ迫融通を回避した頻度について、スポット市場におけるエリアの売り入札が全て約定したコマから分析すると年間で26～39日であった。
- 事前予約が市場に影響を与える頻度とひっ迫融通の発動を回避した頻度について、スポット価格と電源Ⅱの単価の関係から分析すると市場に影響を与えた可能性があったのは9,472コマであった。
また、スポット市場前の事前予約によりひっ迫融通を回避できた可能性のある日は年間で35日～73日であった。
- 事前予約は市場に影響を与えた可能性があるが、事前予約により調整力を確保することでひっ迫融通を回避していたと考えられるのではないか。
- 再生可能エネルギーの導入が進んでいくこと、また再生可能エネルギーの導入が進むと予測誤差が増える傾向を踏まえると、事前予約を行なわなければひっ迫融通を発動する頻度が高くなるのではないか。
- これらを踏まえ、**需給調整市場(三次調整力②)開設までの暫定対応として以下の方策があるがどう考えるか。**
 - 事前予約が必要な場合にはスポット市場以降に行なうこと(前回委員会案2-3)を原則としつつ、ひっ迫融通に至る恐れがあると一般送配電事業者が判断する場合には、事後検証を行うことを前提に、スポット市場前に事前予約を行なうこと(前回委員会案2-2)を認める

【参考】電源Ⅱ事前予約の準用について

(参考) 送配電網協議会
説明資料より抜粋

- 燃料制約がある中で、想定される不足インバランスに対して、通常の調整電源（電源Ⅰ、電源Ⅱ余力）では充足できない見込みとなったことから、**燃料の管理下限を超えた運用を行うことで不足する調整力を供給することとし、この分について電源Ⅱ事前予約を準用して公表した。なお、本予約はスポット市場後に実施。**
(管理下限を下回った運用であり、本来市場に供出されるものではなかったと考えられる)



- 揚水原資の市場調達については、一般送配電事業者がポンプアップを実施しているエリアで、ポンプアップの原資が不足する可能性がある場合は、調整力提供者（BG小売）に対して時間前市場等を活用して調達を依頼できると整理されている。

電源Ⅰである揚水の運用について

2018.6.19 第31回
制度設計専門会合 資料9より抜粋

- 揚水発電の調整力については、調整力提供者（発電・小売）がポンプアップを行うとしているエリアと、送配電事業者がポンプアップを行うとしているエリアがある。
- ポンプアップをどちらが行うかについては、調整力市場の競争が限定的である現状では、それぞれ長所短所があり、今年度実施する公募においてはどちらかに統一しないこととする。
- その上で、送配電事業者がポンプアップする事業者においては、今冬の東京エリアでの需給逼迫融通を踏まえ、エリア内の電源Ⅱの余力が減少し、ポンプアップが十分にできず、調整力の揚水の上池が不足するような場合に、調整力提供者に対し時間前市場等を活用してエリア外からkWhを調達しポンプアップすることを依頼できる仕組みを導入する※。

※調整力提供者との契約協議において実際に導入できるかが決定するため、現時点では、導入できるかは未定。一般送配電事業者としては、導入すべく調整力提供者と協議に臨む方針

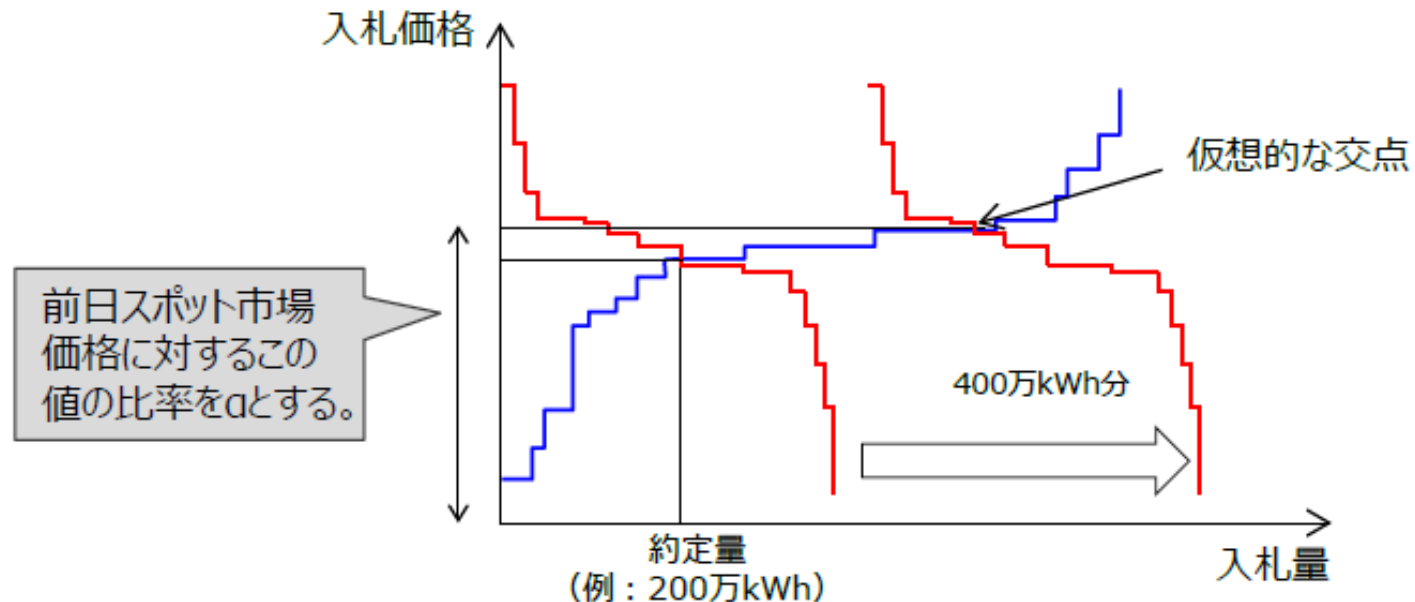
【論点③】十分な電源が市場に供出されない場合の市場の在り方

- 今般の事象においては、売り入札切れの継続的な発生に起因し、市場参加者が、計画値同時同量制度の下、インバランス料金の支払回避のために市場での買いを求め、これによりスパイラル的な買い入札価格の上昇が発生したと分析されているが、この背景には、インバランス料金の算定方法がスポット市場連動かつ需給状況に応じて一定率（α値）を乗じる仕組みであることがあると考えられる。
(1/17にインバランス料金の上限値200円/kWhを導入して以降、スポット市場で200円/kWhを超える価格は付いていない。)
- この点、電取委では「インバランス料金は、実需給における過不足を精算する単価であり、価格シグナルのベースとなるものであることから、実需給の電気の価値を反映するものであるべき」として、
1)現行インバランス料金制度に係る改善の必要性について、実務を踏まえて検討するとともに、
2)2022年度以降についても、現在の制度設計で適当か検討を行うこととされている。
- この検討に当たっては、今般、継続的な売り入札切れとこれに伴う買い入札価格の上昇が生じたことも踏まえ、需給逼迫時の補正インバランス料金カーブの在り方について検討するとともに、2022年度以前に同様の事態が発生することに備えた暫定的な対応の在り方についても検討していくことが重要ではないか。
- また、その際、インバランス料金が「実需給の電気の価値」を表すものであることをもって、実際に需給調整に要した費用や需給逼迫時の補正料金カーブの価格を超えてスパイラル的に買い入札価格を引き上げるといった市場入札行動への抑止力としての機能を果たしうるかという観点も踏まえて検討することが必要ではないか。
- これらの検討については、今回と同様の事象が再び起きた場合に備え、速やかに検討を進めることが必要。

(参考) 現行のインバランス料金の算定方法

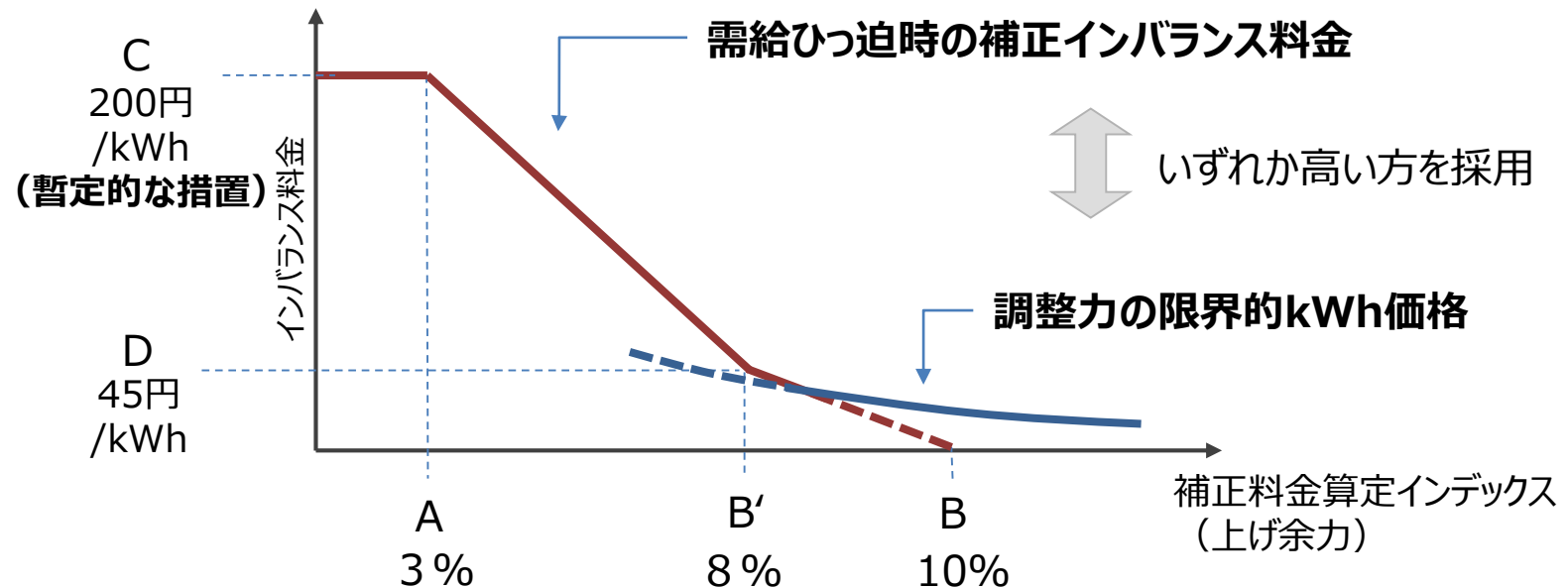
- 現行のインバランス料金は、スポット市場における売り入札曲線と買い入札曲線から算定することとされている。
- 系統全体として不足インバランスが発生した場合には、スポット価格よりインバランス料金が高くなるしくみとなっている。

例：系統全体で不足インバランスが400万kWh
発生した場合



(参考) 2022年度以降のインバランス料金制度

- 2022年度以降は、以下のような考え方でインバランス料金を算定することとされている。



(参考) 電取委におけるインバランス料金の検討の方向性

第55回制度設計専門会合
(2021年2月5日) 資料4より抜粋

インバランス料金の分析の進め方について

- インバランス料金は、実需給における過不足を精算する単価であり、価格シグナルのベースとなるものであることから、実需給の電気の価値を反映するものであるべき。
- 今後、今回の価格高騰時における調整力のkWhコストや需給状況（予備率等）について実績データを用いて分析を行い、以下について検討することとしたい。（その際、留意すべき点などあるか。）

今回の価格高騰時の状況をより詳細に分析

コマ毎の調整力のkWhコストや需給の状況（予備率など）とインバランス料金の動きについて実績値を用いて分析

- ・ 可能であれば、燃料在庫の推移など燃料不足リスクとの関係も分析
- ・ 2022年度以降のインバランス料金制度であれば、どのようなインバランス料金となっていたかを分析



1) 現行のインバランス料金制度についての検討

現行のインバランス料金制度について何らかの改善措置が必要か、システム改修等の実務面も考慮してどのような措置が可能か、を検討

2) 2022年度以降のインバランス料金制度（特にひっ迫時補正料金）についての検討

現在の制度設計で適当か確認

【論点④】市場におけるセーフティネット等の在り方について

- 市場における継続的な価格高騰に対しては、セーフティネットやサーキットブレーカーを設けるべきではないかとの御意見もあるところ。
- 今回の市場価格の高騰においては、インバランス料金の上限価格（200円/kWh）を前倒して導入したことにより、スポット市場価格の上昇に対する実質的な抑止力が働いたと考えられる。
- 論点③に記載のとおり、2022年度以降は、需給調整市場価格、すなわち調整力の限界的なkWh価格をインバランス料金の基礎とした上で、需給逼迫時は一般送配電事業者の「上げ余力」に応じた価格となる等、実需給の電気の価値に基づくインバランス料金制度が導入されるところ、このインバランス料金制度が市場のセーフティネットとして機能すると考えられるが、どうか。
- なお、諸外国においても、
 - 前日市場の約定価格に上限価格を設定している欧州においては、上限価格設定に係る議論において、柔軟な供給力への投資や既存電源の効率利用の観点から上限価格を設けるべきではない等、様々な意見があったこと
 - 容量市場のないテキサス（ERCOT）において、今冬、寒波の影響等を背景に、前日市場において8,000ドル/MWh（約840円/kWh）、リアルタイム市場では9,000ドル/MWh（約950円/kWh）を超える価格を記録する等、需給状況を反映した価格高騰自体は諸外国でも起こりうること等を踏まえると、スポット市場自体への上限価格の導入については慎重な検討が必要と考えられるのではないか。

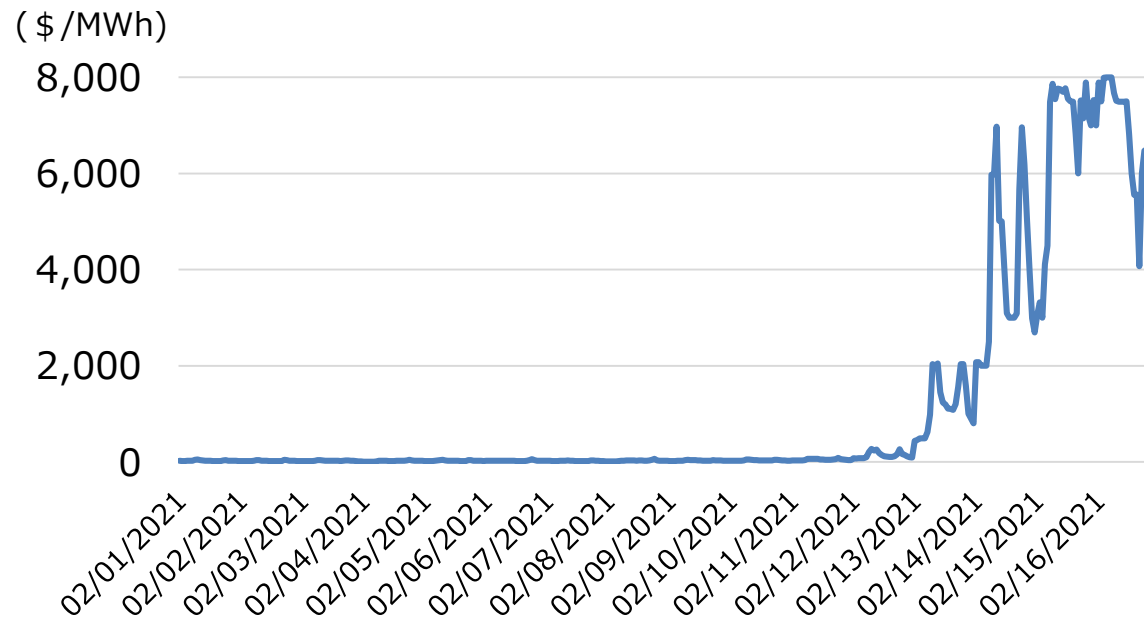
(参考) 欧州における市場価格上限に関する議論の状況

- 欧州のACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators、エネルギー規制機関間協力庁) においては、前日市場の上限・下限価格をマイナス500EUR/MWh (マイナス約60円/kWh) ~ 3,000EUR/MWh (約380円/kWh)と決定。EPEXやNord Poolはこれに準拠している。
- 他方、この価格を決めるに当たり、ACERにおける議論やパブリックコメントの中では、
 - 市場の上限価格を決めるのは規制機関の業務ではないとの意見や、
 - 3,000EUR/MWhではエネルギーオンリーマーケットにおけるインセンティブとして不十分であることから、5,000EUR/MWh (約640円/kWh)を上限とするべきとの意見、
 - 柔軟な供給力への投資や既存電源の効率利用を促すシグナルという観点からは、上限価格を定めるべきでないとの意見が出された一方で、
 - 最高価格の引上げは将来的な市場への参加コストを増加させるのではないかという懸念や、
 - 消費者への高価格の影響を緩和する観点からは上限を設けるべきとの意見等、様々な立場からの意見が示された。

(参考) テキサスにおける市場価格高騰

- 容量市場のないエナジーオンリーマーケットであるテキサス州 (ERCOT) においては、今冬、寒波の影響等を背景に、前日市場において8,000ドル/MWh (約840円/kWh)、リアルタイム市場では9,000ドル/MWh (約950円/kWh) を超える価格を記録。
- また、2/15にはERCOTが緊急事態を宣言し、需給の安定を図るため、輪番停電を行う状況に至っている。ただし、市場取引は引き続き継続。

ヒューストンエリア (HB HOUSTON) における前日市場価格の推移



(出所) ERCOTのHP公表データより作表。

ヒストリカルデータ <http://www.ercot.com/mktinfo/prices>

直近データ(例：2/16分) http://www.ercot.com/content/cdr/html/20210216_dam_spp

【論点⑤】新規参入者や自然変動電源の拡大等に伴う市場制度の検討課題

- 論点②については、今後のより詳細な検証を踏まえる必要があるが、構造的には、以下のような環境変化が、その背景として考えられるのではないかと。
 - 小売への新規参入が拡大する中、TSOは、これらのインバランス調整のための調整力を予め確保しておくことが必要
 - 多くのFIT電源の需給調整はTSOが実施（※）。自然変動電源が拡大する中、TSOは、これらの需給調整のための調整力を予め確保しておくことが必要
（※）FIT特例①③。前日6時時点の予測値から実需給断面にかけての発電量の差分をTSOが調整。
 - 現行は、スポット市場が電力取引の大宗を占める一方、時間前市場の取引量は僅少。
- 再エネの主力電源化を見据えれば、今後は、時間前市場や需給調整市場（調整力kWh市場）等、より実需給に近い市場を重視した市場設計が求められるのではないかと。
 - 2022年度には、FIP制度及びアグリゲーターライセンス制が施行予定であり、時間前市場については、電取委において、シングルプライスオークションを導入する議論が進められている。
 - 他方、現状、日本は、火力電源に依存した電源構成となっており、その起動にはリードタイムを要するため、原則、前日に起動スケジュールを決めておく必要がある。また、既に約700の小売電気事業者が参入するが、当日まで市場を通じて需給調整を行う経験が浅い事業者も多く存在すると考えられる。
 - その一方で、需給調整市場により、全国メルिटオーダーの系統運用が行われる予定であり、2022年度には、インバランス料金は基本的に需給調整市場価格とする仕組みとなる。
 - こうした構造的な課題や導入予定の仕組みも踏まえ、更にどのような対応が考えられるか。

論点①：買い入札と売り入札のマッチングの強化について

- 買い札と売り札のマッチングの強化のため、ザラバに併設する形でシングルプライスオークションを導入するべきではないか。

- ↳ ザラバ方式においては、アイスバーグによる売り入札を実施することが経済合理的な行動であるところ、大量の取引を短時間で行うには必ずしも適していない可能性がある。
- ↳ 諸外国（イギリス・ドイツ等）においても、時間前市場において、ザラバとシングルプライスオークションを併設している事例あり。

- また、シングルプライスオークション導入するには、以下の点を考慮する必要があるか。

- 発電機の起動特性について

- ・ 発電機の起動のためには、燃種に応じて一定の起動時間が必要（実需給までの時間が長いほど多くの発電機の起動が可能になる）。
- ・ 発電機の新たな起動を前提とすると、時間前市場へのブロック入札の導入についても検討が必要。

- 再エネ予測のタイミングについて

- ・ 気象庁からの予測（3時間毎、1日計8回）を受けて、実需給に近くなるほど予測精度が高まる（実需給に近いタイミングの方が再エネ予測誤差は小さくなる）。

- 三次調整力②について

- ・ 2021年度から開始される三次調整力②取引において、前日14時入札、15時開札のタイミングで一定の調整力が取引されることとなる。

- ⇒ このような要素を踏まえた上で、SPAのタイミング・頻度についてどのように考えるべきか（発電機の起動特性については、今後、発電事業者への詳細な実態調査が必要）。

【論点⑥】市場制度の中長期的な課題検討

- 日本は、欧州の制度に倣い、TSOとBGがそれぞれ需要・発電の予測と運用を行う仕組みを採用。
- 他方、ここまでの論点で述べてきたように、小売事業者や自然変動電源の拡大に伴い、TSOとBGの関係は、非常に複雑化してきている。
- こうした課題に対し、米国や豪州などで採用されているような、系統・需給運用と市場運用を同一主体が行う仕組みについて、日本でも参考とすべき点はあるか。
- なお、先着優先ルール見直しの議論においては、ノードル制・ゾーン制を中長期的に目指すべき方向性として議論が行われているところ、こうした議論と統合的な形で、課題を深掘っていくことが重要ではないか。

(参考) ノーダル制・ゾーン制に係る議論の状況

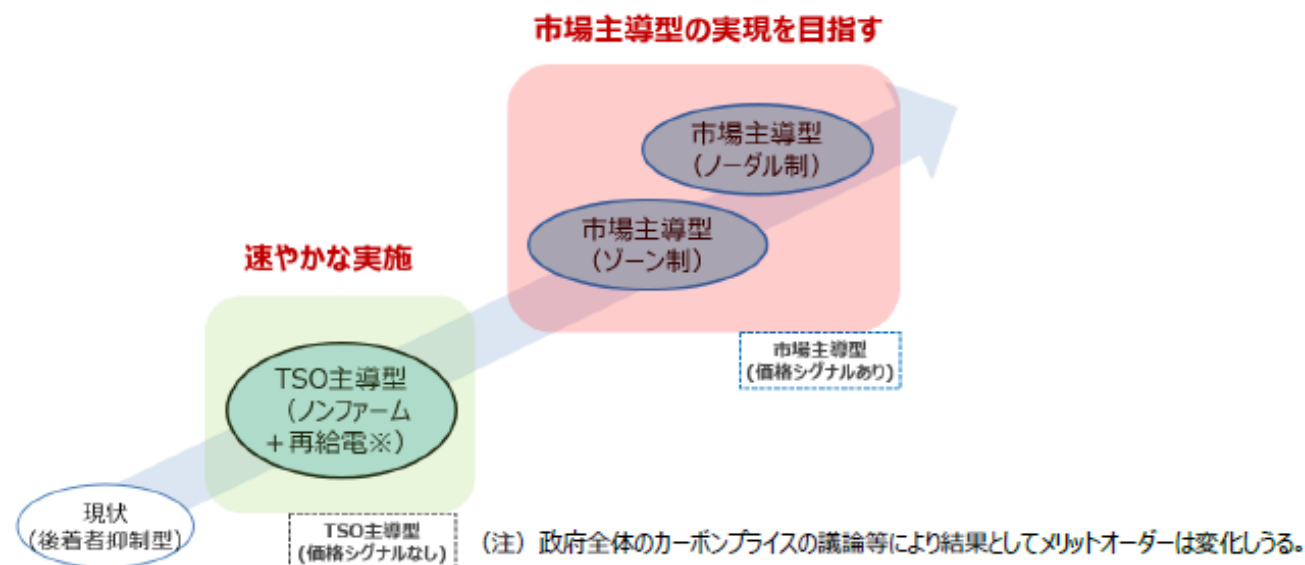
再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第24回）／

再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第12回）合同会議資料（2021年2月16日）資料3より抜粋

本日の御議論

- 前回会合では、基幹送電線利用ルールの見直しについて、当面は需給制約下での優先給電ルールと同様の制御順で再給電方式を運用していく方向性に多くの御支持を得た。
- その上で、今後の検討の進め方について、ノーダル制やゾーン制等の市場を活用する新たな仕組みへの移行を見据えながら検討をしていく必要があるとの御意見をいただいた。
- こうした御意見を踏まえ、本日は、市場の更なる活用に向けて、再エネ等を調整電源化していく取組について御議論いただく。

<基幹送電線利用ルールの見直しに係る基本的方向性>



再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第23回）

再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第11回）合同会議資料（2021年1月13日）資料3 P3より一部抜粋

1. スポット市場価格の動向とこれまでの対応
2. **各論点に係る検討状況と今後の検討の方向性**
 - (1) スポット市場の在り方
 - (2) インバランス収支の管理**
 - (3) 事業者のリスク管理向上に向けた環境整備

インバランス収支の管理に係る検討方針について

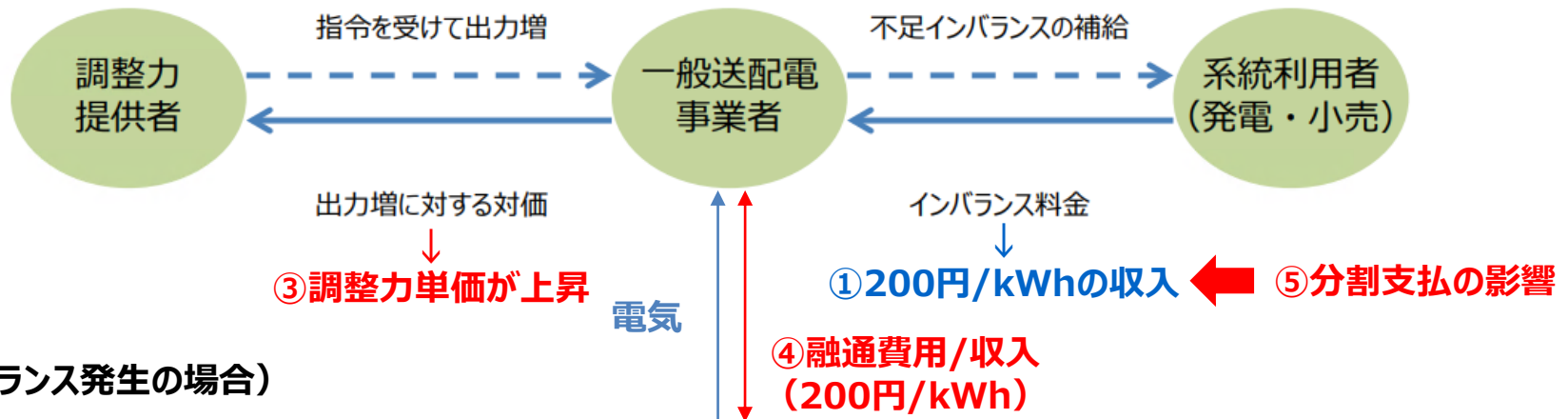
- 前回小委において、一般送配電事業者のインバランス収支の在り方を論点として提示。
- 今般の市場価格高騰に伴い、収入・費用ともに、これまでの実績に比べて大きな金額が動くことが想定される。
- 本日は、市場価格高騰がインバランス収支に与える影響や、当該影響を踏まえたインバランス収支管理の在り方について、御議論いただきたい。

スポット市場価格高騰時のインバランス・調整力の精算

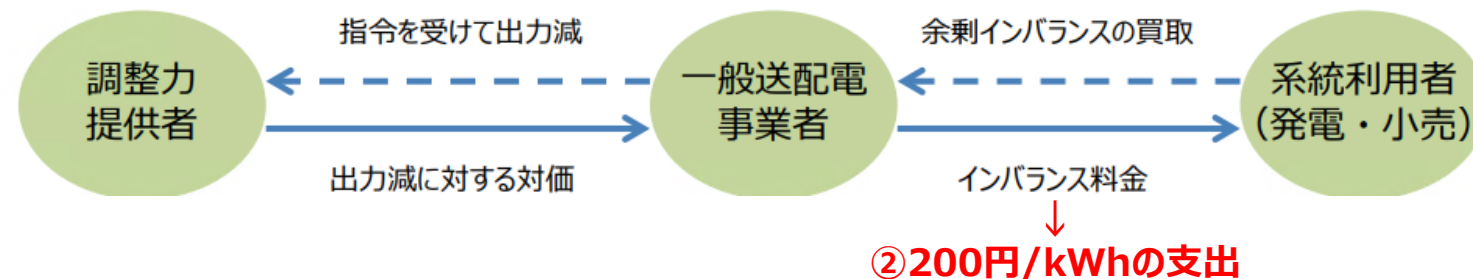
- 今般、スポット市場価格の高騰に伴い、不足インバランス料金単価が上昇。(①)
- 他方、以下の要因により、費用負担も増加していることが見込まれる。
 - ✓ 余剰インバランス料金単価も同様に高額となるため、余剰インバランスの支払額が増加。(②)
 - ✓ 需給逼迫により調整力として使える電源も不足するため、調整力単価が上昇している可能性。(③)
 - ✓ エリア間の広域融通もインバランス料金単価で精算されるため、融通精算額も上昇。(④)
- また、今般、インバランス料金の分割支払を行うことから、不足インバランス収入が実際に得られるかの確定は分割支払期限後まで後ろ倒しとなる(⑤)。

(不足インバランス発生の場合)

※インバランス料金が上限値(200円/kWh)となった場合を仮定

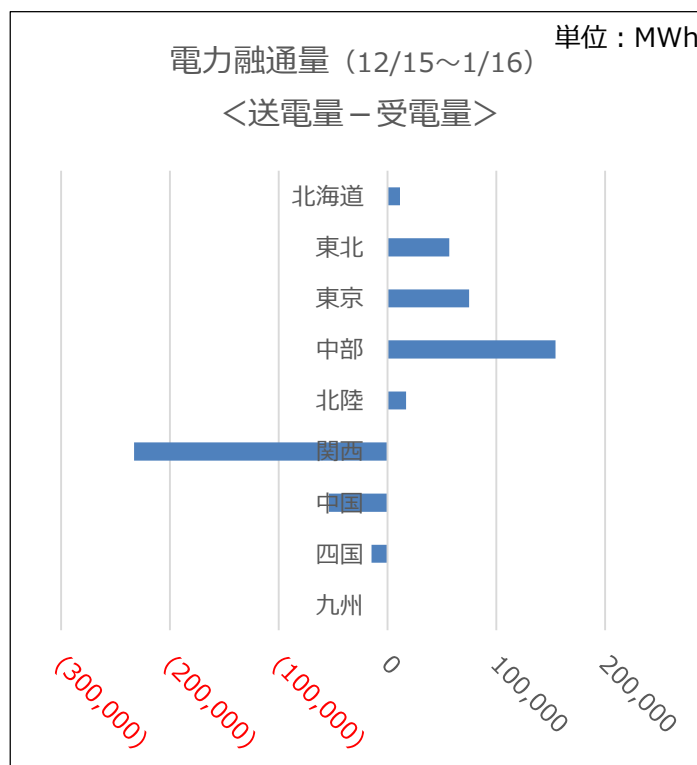
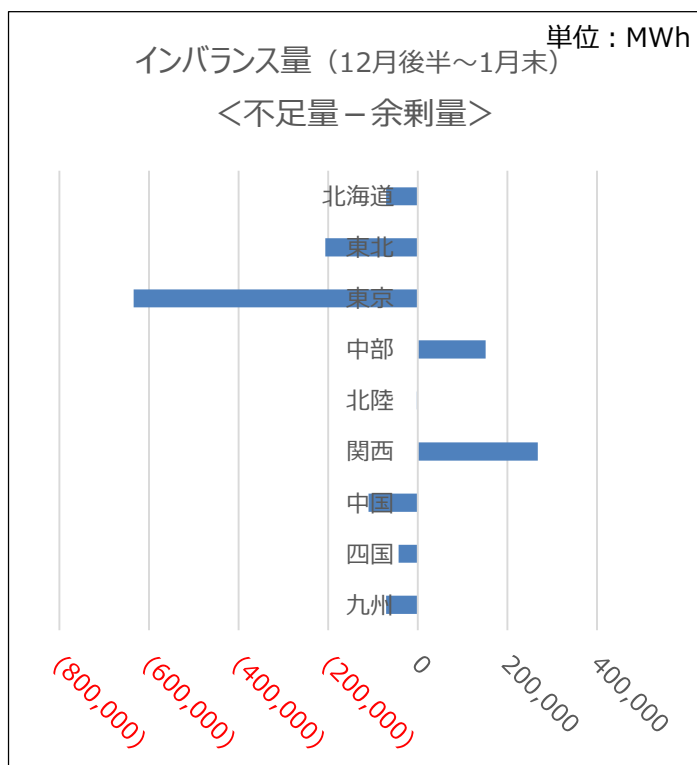


(余剰インバランス発生の場合)



(参考) 一般送配電事業者の収支影響見込み

- 12月後半から1月中のエリアインバランス量は、多くのエリアで余剰買取り側に出ている。また、12月から1月にかけての広域機関の指示による電力融通は、東日本側から西日本側への融通が多く行われている。このほか一般送配電事業者に与える影響としては、調整力コストによる費用増等が考えられる。
- これらを総合的に考えると、今回の需給ひっ迫による一連の事象は、各エリアにより収支にプラスに出る事業者とマイナスに出る事業者が分かれるものと想定。



■ その他費用増加要因

- 平常時よりも高い調整力電源の確保のためのコスト (揚水等)
- インバランス料金の支払いの分割に応じることによる費用負担

※ 上記グラフのインバランス量は速報値を使用している。

また、電力融通量は1月19日開催の第29回電力・ガス基本政策小委員会資料4-1における積算値を使用している。

【論点⑦】市場価格高騰を踏まえたインバランス収支管理の在り方について

- インバランス収支については、市場価格高騰による収入増も起こりうる一方、前頁のとおり、市場価格高騰に伴う収益悪化要因も存在。また、インバランス料金の分割支払措置の影響もあり、今年1月の不足インバランス収入が実際に得られるかの確定は今年8月以降に後ろ倒しとなる。
- したがって、インバランス収支の扱いについては、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を検討することを基本としつつ、まずは今冬のインバランス収支の実績について、透明性を確保の上、その状況をよく確認することが必要ではないか。
- したがって、インバランス収支の透明性確保のため、
 - ✓ インバランス収支計算書上、インバランス収支における分割支払の影響（インバランスに係る債権に関して発生した貸倒損及び貸倒損引当から貸倒損引当戻入を控除した額）を参照できる様式に変更した上で、
 - ✓ 電力・ガス基本政策小委員会において、分割支払の実績を含めた収支の状況について、フォローアップしていくこととしてはどうか。
- なお、一部の事業者からは、市場価格やインバランス料金等について、別途単価を設定した上で遡及適用すべきとの声もあるが、今回の市場価格高騰に対し、自ら発電所を保有したり、相対契約や先物市場を活用するなど手間やコストをかけて事前の対策を講じた事業者がいたことも事実。こうした中で、何ら事前の策を講じなかった事業者だけに着目して、市場参加者に対し、市場取引の結果を遡及的に見直すような措置を講ずることは慎重であるべきではないか。

1. スポット市場価格の動向とこれまでの対応
2. 各論点に係る検討状況と今後の検討の方向性
 - (1) スポット市場の在り方
 - (2) インバランス収支の管理
 - (3) 事業者のリスク管理向上に向けた環境整備

【論点⑧】蓄電や需要側を含めた柔軟性確保の在り方

- 需給が逼迫する時間帯において、蓄電や需要側を含め、実需給の直前まで調整が可能な柔軟な調整能力の活用は重要。
- また、今後、再エネの導入拡大に伴い、市場価格が低いコマが増加する一方で、需給逼迫時には価格が高くなる等、市場価格のボラティリティの拡大が想定される。こうした中で、柔軟な調整能力の重要性は一層拡大していくと考えられる。
- このため、こうした柔軟な調整能力の拡大に向けた事業環境整備に向け、アグリゲーターのビジネス拡大や蓄電システムの普及拡大に資する環境整備、需給管理の高度化に資するシステムの在り方等について、引き続き検討していくことが重要ではないか。

(参考) アグリゲーターに係る各種環境整備の状況

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第24回）／

再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第12回）合同会議資料（2021年2月16日）資料5より抜粋

3. 再生可能エネルギーの市場統合に向けた各種環境整備の状況

- 再生可能エネルギーの市場統合に向け、FIP制度の詳細設計に並行して、各種環境整備を進めているところ。

①アグリゲーターライセンスの創設（2022年4月施行）

- ✓ 特定卸供給事業者を電気事業法上に新たに位置付け。（持続可能な電力システム構築小委員会にて詳細検討）
- ✓ 規制の適用関係を明確化し、アグリゲーターの信頼性とビジネス環境の向上が期待される。

②蓄電システムの普及拡大

- ✓ 定置用蓄電システムのコスト低減に向けた目標価格や導入見通しの設定、また、価値の最大化に向けた蓄電システム性能の見える化や活用機会の拡大（実証や系統直付け蓄電システムの位置づけ等）を進めている。 ※本日の資料2 参照

③需給調整市場の整備

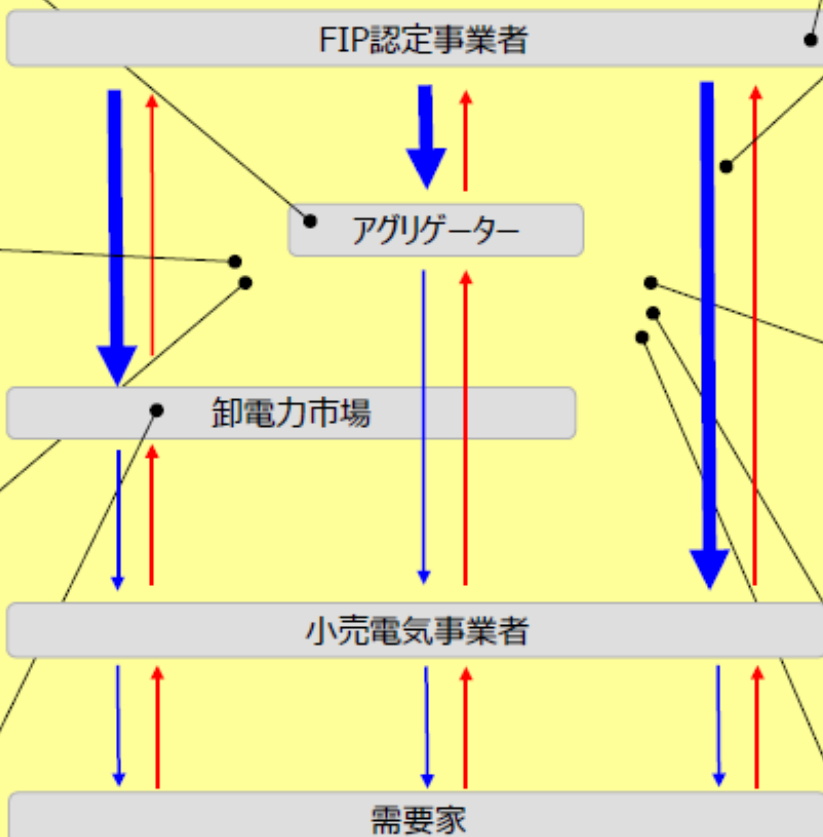
- ✓ デマンドレスポンス事業者や新電力等の新規事業者の市場参加拡大による、より効率的で柔軟な需給運用の実現に向け、2021年度から需給調整市場が開設。

④時間前市場の活性化

- ✓ 時間前市場での取引ニーズや課題について、電力・ガス取引監視等委員会で改めて検討開始。（シングルブライソークション導入による買い入れと売り入れとのマッチング強化等）
- ✓ FIP事業者またはアグリゲーターが行う需給調整手段の拡大に寄与。

FIP制度で想定されるkWh価値の主な市場取引方法

I. 自ら卸市場取引 II. アグリゲーターを介した市場取引 III. 相対取引



⑤FITからFIPへの移行容認・FIP制度のバランシングコスト (本合同会議で御審議いただいた事項)

⑥オフサイト型PPAの促進

- ✓ 再エネ発電事業者と需要家とが直接小売供給を契約できるようにすべきとの声が出てきており、事業者の声も聞きつつ課題を検討することを、電力・ガス基本政策小委員会にて提起。

※本日の資料2 参照

⑦発電事業者（発電契約者）へのスマートメーターデータの提供

- ✓ 一般送配電事業者によるサービスとして、2022年度の早期からスマートメーターで計測された地点毎の30分電力量が発電事業者へ提供される予定。
- ✓ 変動再エネの発電事業者が、実績値をふまえて予測精度を向上させることができ、発電インバランスの回避に寄与。

⑧次世代スマートメーターの検討

- ✓ 次世代スマートメーター制度検討会で、2024年度以降に導入予定の新メーターについて、BG等が系統全体の需給の安定化等に寄与する取組を行いやすくするための仕様を検討。

⑨FIP電源の柔軟なBG組成 (本合同会議で御審議いただいた事項) 5

電気の流れ → 金銭の流れ →

(参考) 分散型リソースの導入加速化に向けた検討状況

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第24回）／

再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第12回）合同会議資料（2021年2月16日）資料2より抜粋

(まとめ) 定置用蓄電システムの普及拡大に向けた課題の対応策の一覧

- 定置用蓄電システムの普及拡大に向けた課題に関する対応策は、以下のとおり。

対応策1. 製造費の低減に向けた対応策

- ① 市場規模の拡大のため、実証等を通じた蓄電システムを活用した新たな事業創造 (i)、市場等の要件整理 (ii)、製造設備に対する増強支援・税制優遇 (iii)
- ② 投資予見可能性を高めるため、導入見通しの設定 (iv)
- ③ 車載用リユースバッテリーの定置転用を促進するため、リユース蓄電池の評価方法の開発 (v)

対応策2. 流通費低減に向けた対応策

- ① 販売時の負担低減のため、JET認証の拡充や系統連系手続きの改善 (i)、実証等を通じた蓄電システムを活用したTPO事業の推進 (ii)、ZEH等ハウスメーカーとの連携による流通費の低減 (iii)
- ② 蓄電システムの理解促進を図り、ユーザーが主導的に購入を検討できるため、普及広報の実施 (iv)

対応策3. 工事費の低減に向けた対応策

- ① 工事費の低減を促進するため、工事費を含む目標価格の設定 (i)、工事費の低減に向けた業界団体における検討の推進 (ii)

対応策4. 製品の性能特性の評価するための対応策

- ① 定置用蓄電システムの性能の見える化を促進するため、劣化後の安全性等の性能指標や性能レベルのJIS化 (i)、高い安全性の評価方法のJIS化 (ii)

対応策5. 活用機会の拡大に向けた対応策

- ① 市場規模の拡大のため、実証等を通じた蓄電システムを活用した新たな事業創造 (i)、市場等の要件整理 (ii)
- ② 系統直付け蓄電システムを活用した事業を実施するため、法的位置づけの整理等の課題対応 (iii)

システム
価格
低減
策
価値
の
最大
化
対
策

(参考) DR等の活用に資するシステムの在り方に係る検討状況

第29回 電力・ガス基本政策小委 (2021年1月19日) 資料5より抜粋

検討課題例⑥ 需給の安定化に資するシステムについて

- 今後、カーボンニュートラル社会に向け、再エネ等の分散型電源が増加すれば、市場価格の不確実性はより大きくなることが見込まれる。
- また、2022年度から新たなインバランス料金制度やFIP制度が開始され、より実需給断面に近い市場取引等のニーズが高まる。
- こうした観点からは、発電・小売事業者やアグリゲーターにおいては、以下のような経営リスク管理がこれまで以上に重要となる。
 - ✓ DRや蓄電池等も活用したより高度な需給管理、
 - ✓ 時間前市場等も活用した実需給直前までの需給バランスの確保や計画の管理、
 - ✓ 更には、先物・先渡市場等も活用した長期のリスクエクスポージャーの管理
- このような管理を行うためには、個々の事業者のシステムと、市場・電力広域機関の計画提出システムの間でのより円滑なシステム連携が重要。
- このため、将来の高度な取引の増加も見据え、こうした需給管理や市場等に係るシステム全体の在り方について課題を整理・分析していくことが重要と考えられるのではない。

【論点⑨】需要バランシンググループ（BG）における課題

- 需要BG制度は、小売電気事業者の参入を促進する効果があったが、需要BGによっては契約内容がいまいちなケースや十分な情報提供がなされないケースが存在し得る。
- 特に、インバランス料金は一般送配電事業者から代表契約者（BG親）に請求後、一部をBG親からBG内の代表契約者以外の者（BG子）に対して請求されるべきもの。
- 今回、高騰したインバランス料金の一部がBG親からBG子になされることが想定される。このとき、BG親及びBG子双方が市場調達の状況や請求内容の見通し等、必要な情報提供を事前に行い、BG内で混乱が生じないように取り組むべきではないか。
※インバランス料金はBG内で連帯債務
- また、小売電気事業者の登録審査については、こうしたBGの状況を踏まえて、当面、慎重に行う必要があるのではないかと。さらに、今後、これらのBGの実態を詳細に調査し、課題を検討していくこととしてはどうか。



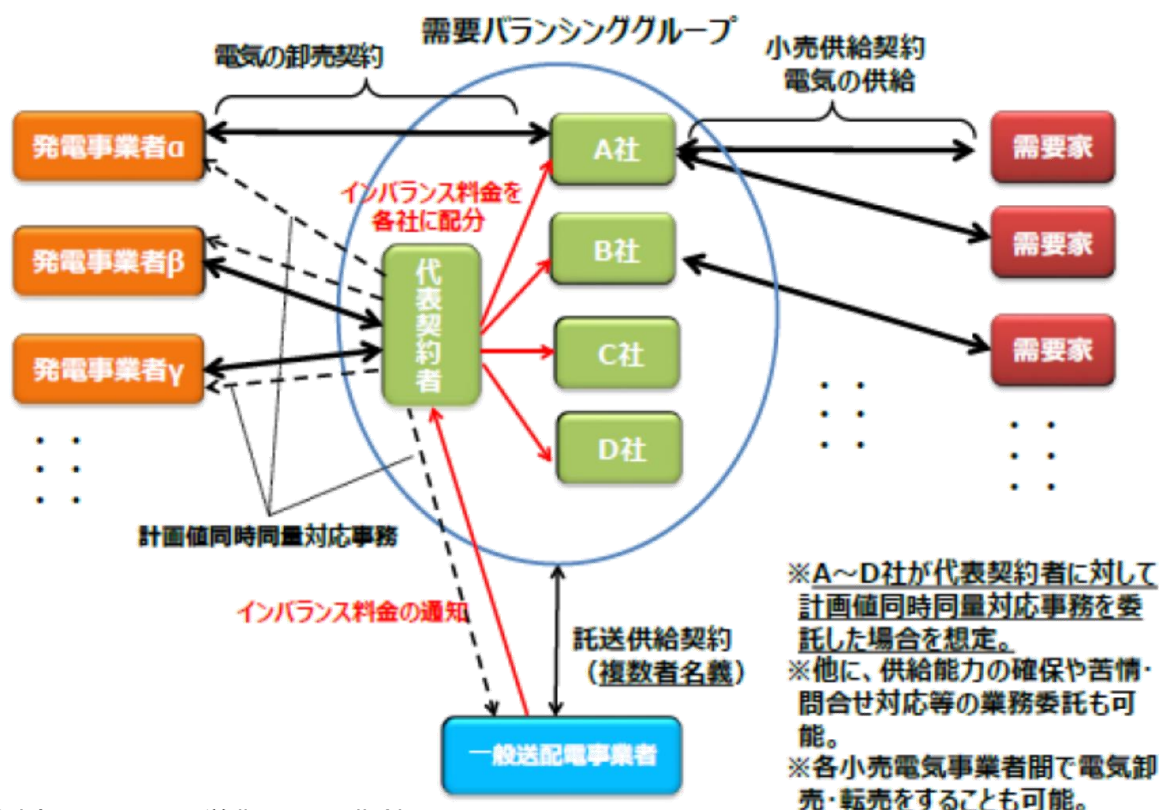
（参考）1月29日の要請事項

○卸供給を受ける小売電気事業者等に対する柔軟な対応の要請

小売電気事業者等の中には、他の小売電気事業者等から、市場連動型の電気料金で卸供給サービスの提供を受けている事業者がいることが考えられるため、こうした卸供給サービスを提供する小売電気事業者に対し、取引の相手方の卸料金負担が激変しないよう、柔軟な対応を要請しました。

(参考) 需要バランシンググループ (BG) について

- 需要バランシンググループ (代表契約者制度) とは、複数の小売電気事業者と一般送配電事業者が一つの接続供給契約を結び、小売電気事業者間で代表契約者を選定する仕組みのこと。
- ※ BGの代表契約者 (= BG親) 以外の者 (= BG子) は、需給管理の委託契約とあわせて、卸供給契約も締結している場合が多い。



(備考)

BG子はBG親に計画値同時同量対応事務を委託した場合であっても、以下の小売電気事業者としての義務を果たす必要がある。

- 供給能力確保義務 (電気事業法第2条の12)
- 需要家に対する説明義務 (法2条の13)
- 需要家に対する書面交付義務 (法第2条の14)
- 苦情の処理義務 (法第2条の15)

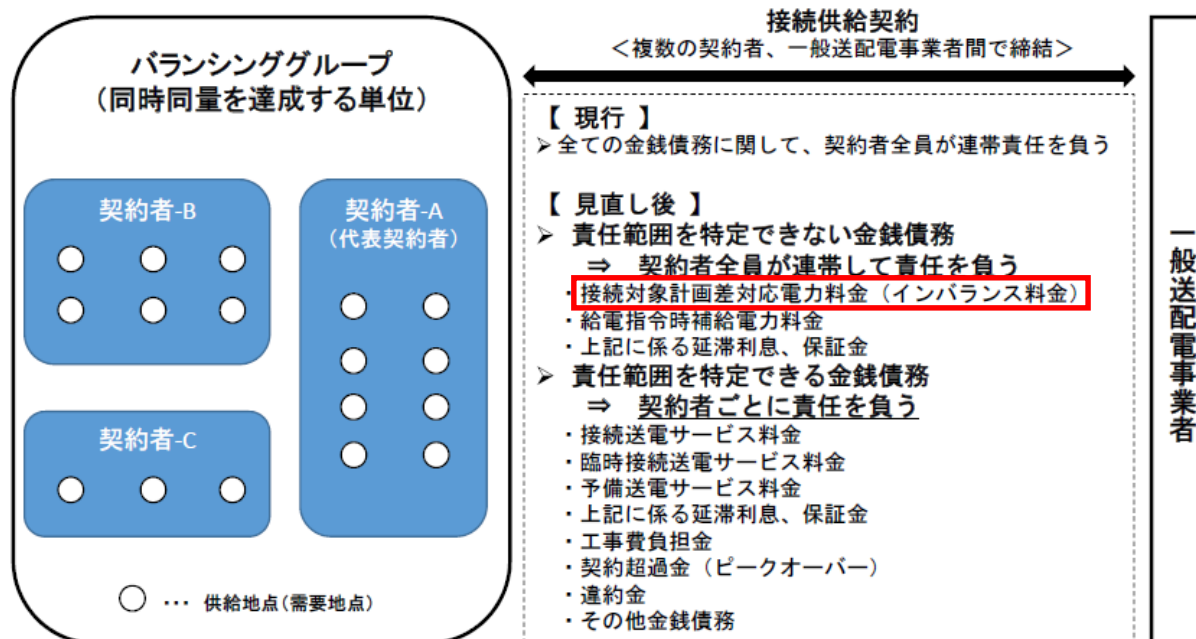
(参考) 過去のBG制度の見直しについて

- バランシンググループ（代表契約者制度）では、グループを形成する小売電気事業者全体で同時同量を達成することとなり、変動範囲外インバランスが生ずるリスクが低減する。
- 代表契約者制度については、過去、契約者間における金銭債務の連帯責任の義務が課されていたことが、本制度が活用されない理由のひとつとされていたことから、託送供給等約款において、責任範囲を特定できる金銭債務については、連帯責任なしとすることとされた。

2. 代表契約者制度の見直しについて(連帯責任の範囲)

【連帯責任の範囲について】

- 責任範囲を特定できない金銭債務(供給地点ごとに設定できない料金等)は、連帯責任あり
- 責任範囲を特定できる金銭債務(供給地点ごとに設定される料金等)は、連帯責任なし



第10回 電力・ガス取引監視等委員会
電気料金審査専門会合
(平成27年11月20日)

資料6 代表契約者制度について (東京電力)
より抜粋

← インバランス料金は連帯債務

【論点⑩】小売電気事業者が需要家との契約の解除に当たりとるべき措置

- 今後、小売電気事業者の事業休廃止も想定されるが、何よりも需要家の混乱を避けることが重要。
- 小売電気事業の休廃止をする際には、電気事業法に基づき、あらかじめ休廃止をする旨、需要家に対して周知が必要（第2条の8第3項）。
- また、小売電気事業者が、需要家と契約を解除する際には、「電力の小売営業に関する指針」に基づき、以下の措置等をとることが必要。
 - ・ 解除の15日程度前までに、需要家に解除日を明示して解除予告を行うこと。
 - ・ 解除予告の際に、無契約となった際には電気の供給が止まることや、最終保障供給（低圧の場合は特定小売供給）を申し込む方法があることを説明すること。
 - ・ 10日程度前までに、一般送配電事業者に対して、託送供給契約の解除の連絡を行うこと。
- また、需要BGに参加している場合は、インバランス料金が連帯債務となっていることを考慮し、BGの他の事業者に対しても事前に事業休廃止に係る情報提供等の取組を行うことが望ましいと考えられるのではないか。

○電力の小売営業に関する指針（抜粋）

5（2）小売電気事業者からの小売供給契約の解除時の手続

小売電気事業者が、需要家の料金未払や小売電気事業者の倒産等を理由に小売供給契約を解除する場合について、例えば以下の措置をとることが必要であり、このような適切な対応を怠ることは、これにより電気の使用者の利益の保護に支障が生じるおそれがあるため、問題となる。（中略）

- ① 小売供給契約の解除を行う 15日程度前までに需要家に解除日を明示して解除予告通知を行うこと。
- ② 解除予告通知の際に、無契約となった場合には電気の供給が止まることや、最終保障供給（経過措置期間中の低圧部門への供給は特定小売供給）を申し込む方法があることを説明すること（説明の方法は、訪問、電話、郵便等による書面送付、電子メールの送信などが適当）。
- ③ 小売供給契約の解除に伴い、当該需要場所に関する託送供給契約の解除を行う10日程度前までに、小売電気事業者側からの小売供給契約の解除を理由とすることを明示した上で、一般送配電事業者に託送供給契約の解除の連絡を行うこと。

事業者のリスク管理向上等に向けた環境整備に係る更なる検討項目

- 前回小委において、市場参加者が市場リスクを理解しリスク管理をすべきとの御意見や、リスクヘッジの方法が整備されていたか等の御意見を頂いたところ。
- こうした点も踏まえつつ、今後の検討項目を整理すると下記のとおり。電取委において既に一部検討が開始されているところであり、引き続き検討を予定。
- 今後、更に議論すべき事項はあるか。

	項目	検討状況
1	市場取引関連情報の開示	1/22以降、電取委HPにおいて売り・買い入札状況を継続的に公開中。 2/5（金）の制度設計専門会合において、①JEPXにおける需給曲線の常時公開、②発電に係る情報開示の在り方について、論点提起。
2	先物市場・先渡市場等の活性化	2/5（金）の制度設計専門会合において、先渡・先物・BL市場・相対取引などのヘッジ手段の利用拡大に向けた取組事項について議論。
3	公正な競争環境の整備	- 事業者等から、大手電力会社が有する電源を相対取引や先物・先渡市場に広く開放できれば、新旧問わず小売事業者が十分なリスクヘッジを経済効率的に講じることができるのではないか、との観点から、発電分離等の措置が必要との指摘がなされているところ。 - 電取委において、旧一般電気事業者が内外無差別な卸売を行うこと等のコミットメントの実効性確保のため、取組状況の確認を予定。相対取引等がこのコミットメントに沿って行われているかについても、引き続き確認していく旨明言されているところ。
4	限界費用入札の考え方と監視の在り方	- 旧一般電気事業者の自主的取組により限界費用ベースでの売り入札が行われる一方、市場の売り札不足が生じた瞬間に価格が急激に高騰。こうした市場は適切な市場と考えられるか。 燃料制約が懸念される場合等の限界費用の考え方等について、改めて整理が必要。
5	市場連動型料金に係る小売電気事業者の説明責任の在り方	「電力の小売営業に関する指針」においては、既に、料金の算出方法を示さないことや需要家の誤解を招く情報提供等は問題となる行為と整理されているところ。 - 市場連動型のメニューについて、別途、指針等で追加的な整理を行う必要性を検討。