

# 本勉強会の取りまとめ等について

2022年6月20日

資源エネルギー庁

# 1. 電力・ガス基本政策小委員会への 報告について

## 2. 取りまとめ（案）について

- (1) 取りまとめ（案）の全体像
- (2) 燃料確保について
- (3) 安定供給のための電源起動とメリットオーダーについて

# 電力・ガス基本政策小委員会への報告について

- 小委員会において取りまとめられた「今後の電力システムの新たな課題について 中間取りまとめ（2021年12月）」において、
  - 卸電力市場の在り方・運営上の課題、一般送配電事業者における需給運用上の課題や発電事業者・小売電気事業者における計画値同時同量・市場取引上の課題など、様々な課題が顕在化がしていることが示され、
  - 電力の効率的な調達・確保の在り方や、各事業者が果たすべき役割について、今後、具体的な対応策の検討のために、勉強会を立ち上げることが提起されたことを受け、  
「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会」（勉強会）が設置された。
- 勉強会は、2021年12月27日から約半年にわたって開催され（本日含めて計6回）、第3回までに、勉強会に参加の各事業者等から、それぞれの課題認識についてプレゼンテーションが行われ、第4回以降、事業者から示された課題を受けた具体的な対応策について、議論が行われた。
- 前回までの議論において、大きな方向性や今後更に検討を進めるべき事項については、ある程度明確となってきたことから、これまでの議論について、取りまとめ（案）（資料4参照）のとおり、小委員会にその内容の報告を行ってはどうか。その上で、更に実務的に詳細かつ具体的な検討を深めるため、小委員会に対して、早期に新たな検討体制の構築と検討の開始を提案してはどうか。

# (参考) 第5回勉強会 資料3 論点① (長期契約を含めた燃料調達ポートフォリオ) に関する意見

- 燃料調達を安定的に行う為に調達ポートフォリオを適切に構築する中で、現状の長期契約が過小という訳ではないのではないか。(日本の長期契約の割合は、他国のそれと比較し、低いわけではない)
- 相対取引、先物取引、先渡取引のそれぞれの役割分担を考え、先渡市場の再構築も含めて、全体の設計を考える必要。
- 発電事業者の予見性がないというのが一つの要因ではないか。よって、電源構成を予見出来る市場設計や再エネ安定化のためのインセンティブ等が必要なのではないか。
- 2～3カ月前に系統全体の需要を完全に予測するのは難しい。そのため、燃料確保においては、一般送配電事業者による担保というのが必要で、それを系統参加者が全体で負担をするというのは、一定程度必要ではないか。
- 小売電気事業者の先物市場の活用について、ヘッジ会計が認められないことが課題なのではないか。
- LNGの安定調達については市場ではない観点(石油の備蓄量を増やす等)からも検討する必要があるのではないか。
- 最終的なオフテイクである需要家が、脱炭素の流れの中でどの程度火力の電気への長期契約のニーズがあるのかといった最終需要家までの電力バリューチェーン全体を見据えた検討が必要。
- LNGを長期契約で調達するインセンティブを、価格面とオプション面(転売等)の両面から考える必要があるのではないか。

# (参考) 第5回勉強会 資料3 論点② (2か月前までの確実な燃料調達) に関する意見

## 発電事業者のインセンティブ、情報開示・提供

- 冬季の場合、1月のLNGの価格が最も高く、春に向けて価格が下がっていくため、発電事業者にとっては、需要が多い1月の在庫を最も薄くし、春に在庫の積み上げを行うインセンティブが存在。
- 情報収集と提供の検討が重要（広域機関の供給計画に基づく消費kWhの予測や、全国のメリットオーダーにおける各発電所の位置の把握に資する情報等）。
- データの精度の問題や情報開示する側の情報開示に対するインセンティブについて考える必要がある。
- どういった情報にニーズがあるか精査が必要。
- 情報収集・提供については一定の義務づけやペナルティーがあっても良いのではないか。
- 情報についてはより細かい粒度であることが重要であり、また、長期的なデータの算定についても検討していく価値があるのではないか。
- LNGの調達は実需給の2か月前までに行う必要があり、2か月後の消費kWhの予測は、技術的に困難ではないか。
- 情報セキュリティの観点から、情報の内容や、情報開示先等は慎重に検討していく必要がある。また、個社間の競争に影響のない範囲での情報提供を検討するべきである。
- 各国のトレーダーの有利となる情報とならないか、確認する必要がある。

## 小売電気事業者の役割

- 発電事業者および小売事業者に何かヘッジ取引を義務づける方策はハードルが高く、慎重に考えていく必要がある。誤った水準を設定すると大きな非効率を生む可能性や、それを恐れて低すぎる水準とした場合に期待した効果が得られない可能性が存在する。また、義務の水準の設定が難しく、実務的に可能なのか。
- 小売電気事業者のリスクヘッジに応じて、ストレステストに比重を設けるというのもありではないか。
- ストレステストに最も求められているのは、市場に対してきちんと責任（支払義務が履行できるか、費用負担を適正に出来るか等）を持てるかどうかという観点ではないか。
- 小売電気事業者によるヘッジの方法としては、需要家との間で卸市場価格連動の料金を設定するといった方法もあるため、そのような事業者にヘッジ取引を義務付けるのもおかしいのではないか。

## 不確実性への対応

- kWh公募を継続的に行うのであれば、どの程度までのリスクに対する対応策なのかや、他の対策（DR等）との関係をどう考えるか等についてさらなる整理・検討を行うべき。
- 市場メカニズムに任せておくだけではなく、究極的なリスクテイクとして国が果たすべき役割について考えなければならない。

# (参考) 第5回勉強会 資料4に関する意見

## 調整力の確保や最適化、発電機の起動・停止等

- 実需給断面で調整力が確保できる、より効率的、効果的な方法について、検討しなければならない。
- 時間前市場の流動性を高めることで、BG計画の最適化には寄与する一方で、起動・停止計画の変更が必要となる調整力の最適化という部分に関しては、まだ検討の余地が残っているのではないか。
- 再エネ出力の予測値に合わせ、メリットオーダーを追求しながら、発電機の起動・停止の組み合わせを変えていく必要がある。

## Three-Part Offerと同時約定

- kWhとΔkWの価値を発電事業者がどのように認識し、入札するのか。あるいは約定ロジックの中でそれぞれの価値をどのように評価するのか。また、その評価が公平かつ透明性があることをどのように担保するのかを検討する必要がある。
- kWhと複数商品のΔkWをThree-Part Offer等により同時に約定させるロジックは、複雑となり、課題も多くあるため、検討を重ねる必要がある。
- Three-Part Offerにより、メリットオーダー順で決まる為、買い札を入れること自体に意味がなくなるのではないか。

## 再エネ・DR等

- 小売、需要家側のDRをどの事業者が担うか、DRをどのようにThree-Part offerに統合していくか検討する必要がある。
- 再エネの主力電源化が想定される、将来の電力システムに対応していくという観点を踏まえて、検討する必要がある。
- 必要なkWhやΔkWを効率的に調達する観点からは、DRや自然変動再エネの入札を前提とした制度設計とすることが重要ではないか。

## 効果等の検証

- 市場メカニズムに任せ切りにし、誰も検証していないということは避け、メリットオーダーが達成できているかどうかを継続的にモニタリングできる環境が必要ではないか。
- 市場運営サイドだけでなく、発電事業や小売事業者等も含めた費用対効果の検証が必要。
- メリットだけでなくデメリットを踏まえた一歩踏み込んだ議論が必要。

## その他の論点

- 市場参加者がどういった権利を持って、どういった義務を果たすべきか、細かい部分も議論する必要がある。
- 電源Ⅲ・自家発電源をどのように計画の中に、入れ込んでいくかがポイントになるのではないか。
- 中長期という点で問題提起されているが、足下での問題についても認識する必要があるのではないか。

# 1. 電力・ガス基本政策小委員会への 報告について

## 2. 取りまとめ（案）について

(1) 取りまとめ（案）の全体像

(2) 燃料確保について

(3) 安定供給のための電源起動とメリットオーダーについて

## 議論の経緯

- 小委員会において取りまとめられた「今後の電力システムの新たな課題について 中間取りまとめ（2021年12月）」において、
  - － 卸電力市場の在り方・運営上の課題、一般送配電事業者における需給運用上の課題や発電事業者・小売電気事業者における計画値同時同量・市場取引上の課題など、様々な課題が顕在化がしていることが示され、
  - － 電力の効率的な調達・確保の在り方や、各事業者が果たすべき役割について、今後、具体的な対応策の検討のために、勉強会を立ち上げることが提起されたことを受け、「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会」（勉強会）が設置された。
- 勉強会は、2021年12月27日から2022年6月20日までの約半年にわたって、計6回開催され、第3回までに、勉強会に参加の各事業者等から、それぞれの課題認識についてプレゼンテーションが行われ、第4回以降、事業者から示された課題を受けた具体的な対応策について、議論が行われた。
- これまでの議論において、大きな方向性や今後更に検討を進めるべき事項については、ある程度明確となってきたことから、**これまでの議論について、とりまとめ（案）のとおり、その御報告を行うこととしたい。**

※勉強会では、2024年以降の容量市場の開始後の望ましい需給運用・市場の仕組みの在り方に焦点を当てて議論をするものであり、必要な供給力（kW）・調整力・慣性力・同期化力確保の課題については、取り扱わない。



# 電力システムの目指すべき姿

- 勉強会では、「電力システムの目指すべき姿」として以下が提起され、これを達成するために必要な仕組みについて、議論が行われた。

## 目指すべき姿

### ①電力の安定供給の確保

- 追加燃料調達に必要なリードタイムも考慮の上、日本全国として必要な燃料の確保につながる運用
- 電源等（DR含む。）の起動特性や再エネ等の需給変動、更には電源起動のリードタイムも考慮の上、実需給の段階で、必要な（kWh）と調整力（ $\Delta$ kW）が安定的に供出される運用

### ②持続可能、効率的かつ公正な電力供給の実現

- 持続可能であることを前提として、必要な供給力（kWh）と調整力（ $\Delta$ kW）が全国メリットオーダーで確保され、すべての参加者にとって公正な電力の供給が実現される運用

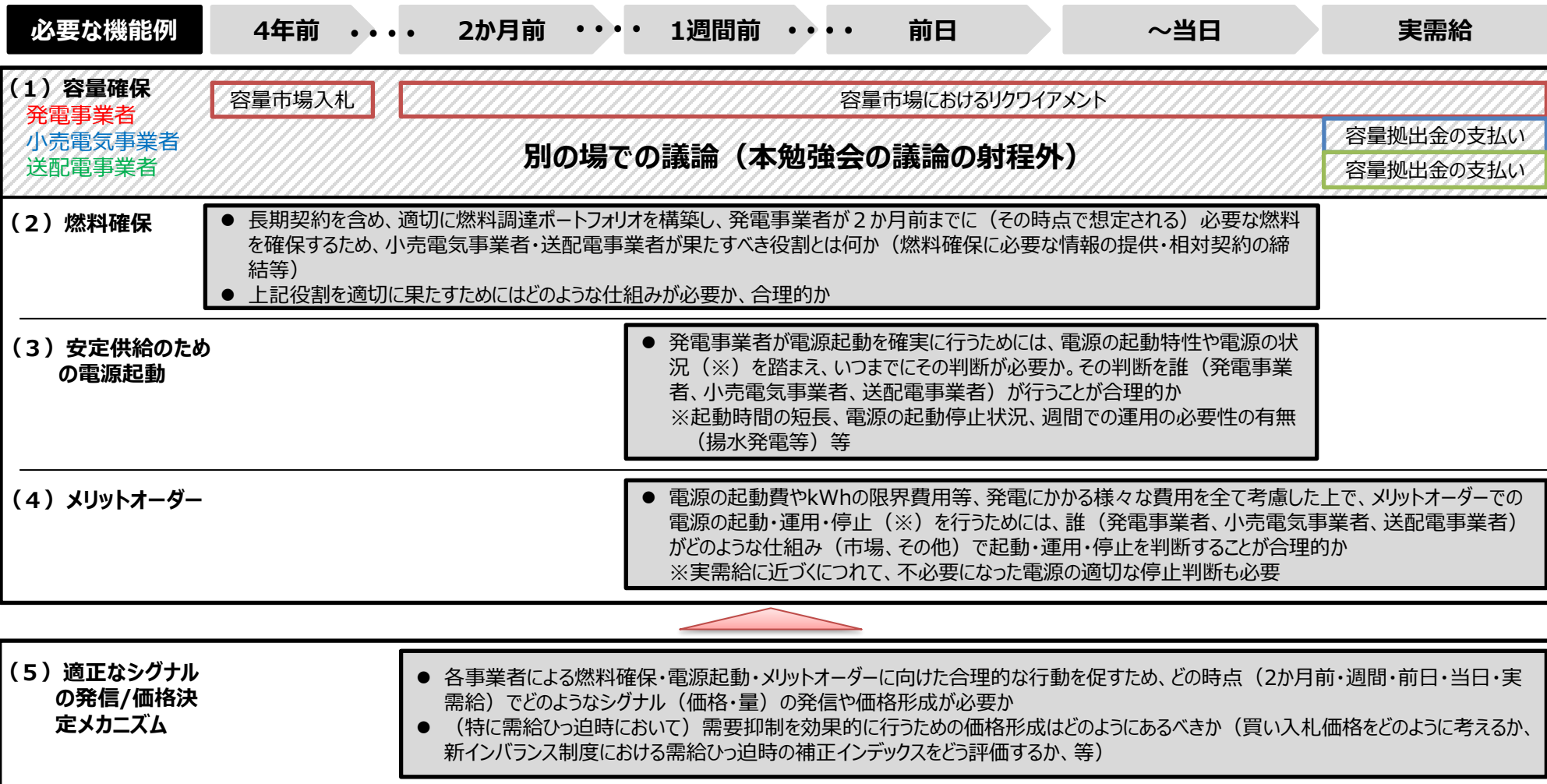


**日本全国として再エネの最大限の導入により再エネの市場統合が進み、  
需給運用上の不確実性が拡大する中でも、安定的かつ持続可能な形で  
日本全国で最適運用が可能な需給運用・市場システム**

# 検討の視点

- 市場や各種制度は、「電力システムの目指すべき姿」を実現するための手段であることから、かかる目指すべき姿のために必要な機能・検討の視点として以下が提起され、それぞれについて議論が行われた。

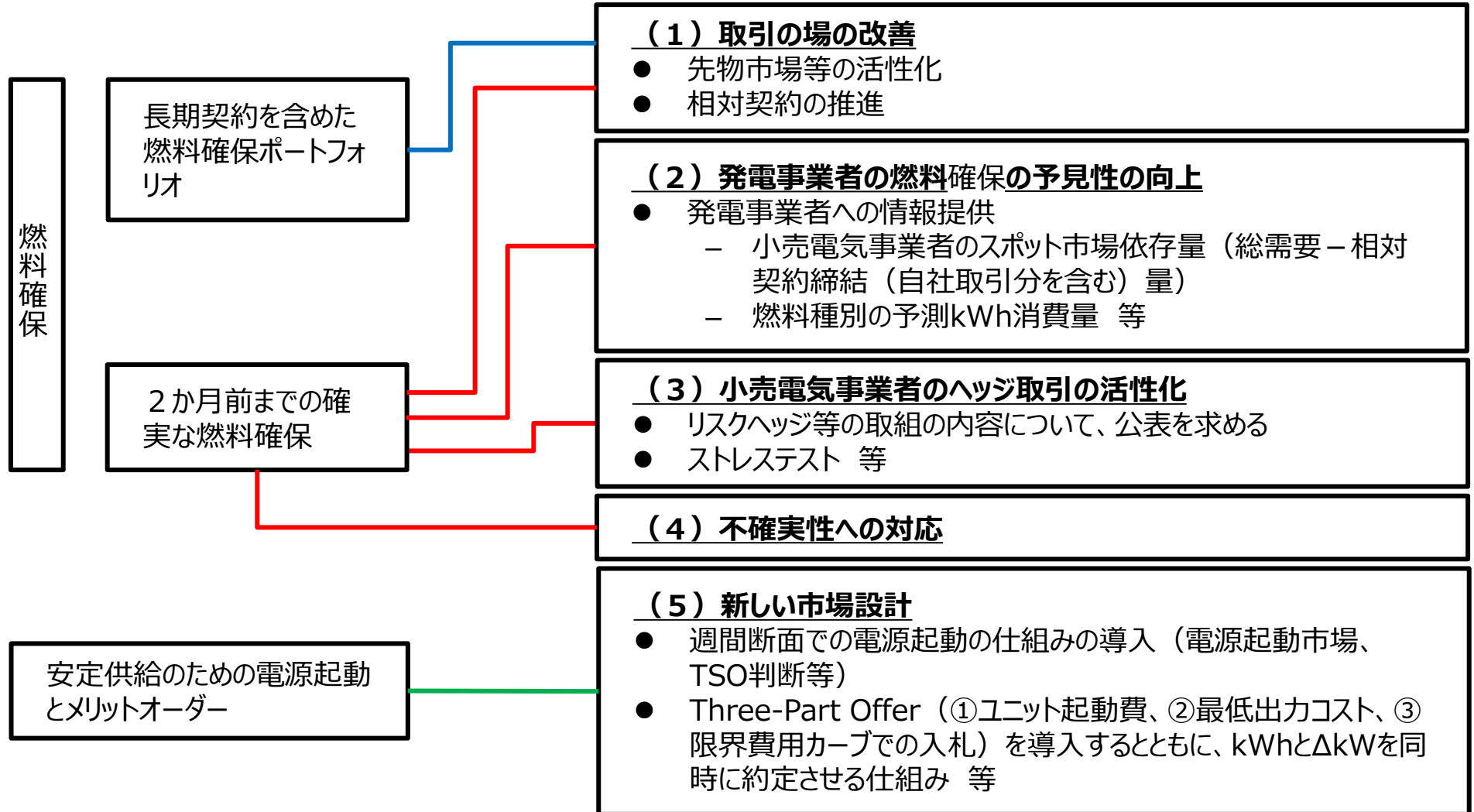
第3回卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会（2022年3月）資料3を一部修正



上記を実現するために市場や需給運用はどうあるべきか

# 取りまとめ（案）の全体像

- 「燃料確保」と「安定供給のための電源起動とメリットオーダー」のそれぞれの論点において議論が行われ、下図に記載の対応策について提起された。今後、更に実務的に詳細かつ具体的な検討を深めることが必要であり、早期に新たな検討体制の構築と検討の開始が求められる。



# 1. 電力・ガス基本政策小委員会への 報告について

## 2. 取りまとめ（案）について

(1) 取りまとめ（案）の全体像

(2) 燃料確保について

(3) 安定供給のための電源起動とメリットオーダーについて

# (再掲) 検討の視点

- 市場や各種制度は、「電力システムの目指すべき姿」を実現するための手段であることから、かかる目指すべき姿のために必要な機能・検討の視点として以下が提起され、それぞれについて議論が行われた。

第3回卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会（2022年3月）資料3を一部修正

## 必要な機能例

4年前

2か月前

1週間前

前日

～当日

実需給

(1) 容量確保  
発電事業者  
小売電気事業者  
送配電事業者

容量市場入札

容量市場におけるリクワイアメント

### 別の場での議論（本勉強会の議論の射程外）

容量拠出金の支払い

容量拠出金の支払い

(2) 燃料確保

- 長期契約を含め、適切に燃料調達ポートフォリオを構築し、発電事業者が2か月前までに（その時点で想定される）必要な燃料を確保するため、小売電気事業者・送配電事業者が果たすべき役割とは何か（燃料確保に必要な情報の提供・相対契約の締結等）
- 上記役割を適切に果たすためにはどのような仕組みが必要か、合理的か

(3) 安定供給のための電源起動

- 発電事業者が電源起動を確実に行うためには、電源の起動特性や電源の状況（※）を踏まえ、いつまでにその判断が必要か。その判断を誰（発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者）が行うことが合理的か  
※起動時間の短長、電源の起動停止状況、週間での運用の必要性の有無（揚水発電等）等

(4) メリットオーダー

- 電源の起動費やkWhの限界費用等、発電にかかる様々な費用を全て考慮した上で、メリットオーダーでの電源の起動・運用・停止（※）を行うためには、誰（発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者）がどのような仕組み（市場、その他）で起動・運用・停止を判断することが合理的か  
※実需給に近づくにつれて、不必要になった電源の適切な停止判断も必要

(5) 適正なシグナルの発信/価格決定メカニズム

- 各事業者による燃料確保・電源起動・メリットオーダーに向けた合理的な行動を促すため、どの時点（2か月前・週間・前日・当日・実需給）でどのようなシグナル（価格・量）の発信や価格形成が必要か
- （特に需給ひっ迫時において）需要抑制を効果的に行うための価格形成はどのようにあるべきか（買い入札価格をどのように考えるか、新インバランス制度における需給ひっ迫時の補正インデックスをどう評価するか、等）

上記を実現するために市場や需給運用はどうあるべきか

# ①長期契約を含めた燃料調達ポートフォリオ（基本的な考え方）

- 発電事業者・小売電気事業者双方にとって経済リスクの軽減を行いやすくすることにより、**発電事業者による燃料の長期契約に結び付くような取引を行いやすい環境整備が必要。**

- 発電事業者が長期契約を含め、どのようなポートフォリオで燃料を調達するかについては、基本的には、中長期的な電源稼働・燃料消費見通しや市場環境等を踏まえた経営判断によるものであると考えられる。そのため、**発電事業者にとってどのような調達ポートフォリオが適切かということは一概には言えない。**
- 一方で、発電事業者にとっては、再エネの導入拡大の程度や2050年CNを見据えた電源の稼働見通しなど、**化石燃料消費に関する不確定要素が多く、余剰燃料という形で経済リスクに直結することが懸念されることから、基本的には、電力の先物・先渡取引や相対契約を通じて、ある程度収益（価格・量）の見通しが立つ場合に、その売電量の見通しに応じて、**新規の燃料長期契約を締結する経済的なインセンティブが存在する****と考えられる。
- また、発電事業者による燃料の長期契約が減り、燃料のスポット調達比率の増加が進んだ場合において、燃料や電力のスポット市場価格のボラティリティの影響を受けるのは、小売電気事業者（とその需要家）であるため、**小売電気事業者にとっては、電力調達価格の中長期的な安定化にも繋がるという意味で、**長期のヘッジ取引（先物取引、相対取引、等）を行い、発電事業者に長期の燃料調達契約を締結させる経済的なインセンティブが存在している****といえる。
- 加えて、昨今のウクライナ情勢などを踏まえると、**日本全体として、燃料の長期契約が著しく減少し極端なショートポジションとなると、エネルギーセキュリティの観点からも問題が生じる可能性も存在する**。
- したがって、**適切なポートフォリオを構築する観点からは、一定程度燃料の長期契約が必要**といえ、燃料の長期契約を締結しやすい環境であれば、発電事業者としては、短期的な燃料調達と組み合わせて、適切なポートフォリオの構築がしやすくなることにつながり、小売電気事業者の調達価格の安定化ひいてはその需要家の小売価格の安定化につながるといえる。



# ①長期契約を含めた燃料調達ポートフォリオ（検討方針：長期のヘッジ取引が行いやすい環境の整備）

- 発電事業者による燃料の長期契約に結び付くような取引とは、具体的には、①長期の電力相対卸契約、②先渡取引、③先物取引、が想定される。
- 国内の事業者の活動状況や海外事例の把握などを通じ、これらの取引環境を整備するための、より具体的な方策や進め方を検討する必要がある。

## ①長期の電力相対卸契約

- 現在取り組みが進められている内外無差別の確保や、その他、長期の相対契約を締結しやすい環境の整備のために、検討すべき課題（小売電気事業者の信用力等）の深堀や具体的な対応策の検討が必要。

## ②先渡取引

- これまでの対応（※）を踏まえつつ、相対取引や先物取引と比較したときの先渡取引の機能の分析や、必要に応じて更なる対応などが求められる。
- （※）市場範囲を全国統一から東日本・西日本の2エリアとし、精算価格をシステムプライスから東京エリア・関西エリアプライスに変更するといった対応や、手数料水準を10,000円/件から1,000円/件に引下げするといった対応がJEPXにより行われている。

## ③先物取引

- 本来、数年先の電力卸市場価格のボラティリティの増大が想定される場合、小売電気事業者（買い側）のヘッジニーズが高まり、電力先物の価格が上昇し、流動性も十分に増した場合、発電事業者はスパークスプレッドを安定的に取りやすくなり、電力先物売り＋電力スポット市場への現物売りを念頭においた発電事業者による燃料の長期契約の締結に繋がることも想定される。
- 一方で、現状、このような比較的長期の先物取引が活性化しているとはいいがたい状況である。その原因や、燃料の長期契約に先物取引が果たす役割について、引き続き、分析や検討が必要。

## ② 2か月前までの確実な燃料調達（基本的な考え方）

- 市場メカニズムを十分に機能させると共に確実に燃料調達を行うために、次ページ以降で提示するような対応策の検討が必要。

- 我が国は燃料調達をLNG船による海外からの輸入に依存しており、電力の実需給断面の2か月前までに燃料スポット調達の意思決定や長期燃料契約の配船調整を行い、必要な燃料を調達しなければ、燃料制約を起し、電力需給のひっ迫や電力卸市場価格・インバンス料金の高騰、ひいては、電力の安定供給に支障をきたすこととなる。
- LNGの調達は実需給の2か月前までに行う必要があり、2か月後の電力需要や自然変動電源の出力量（kWh）の確実な予測は現実的に困難である。そのため、安定的な燃料調達の観点からは、ある程度余裕を持ったLNGの在庫管理が望ましいが、例えば、冬季に想定外に暖冬となることなどによりLNG消費量の予測が外れLNGの余剰が生じた場合、非常に低い価格でLNGを処分せざるを得ない可能性があるため、発電事業者にとっては、こういった余剰が生じた場合の価格リスクをいかにヘッジできるかが重要である。
- また、本来は、実需給断面での需給ひっ迫・電力卸市場価格の高騰が想定される場合、小売電気事業者（買い側）のヘッジニーズが高まり、電力先物価格が高騰し、発電事業者はスパークスプレッドを取りやすくなるため、燃料確保のインセンティブが生じ、必要な燃料の追加スポット調達がされることとなる。
- 従って、先物市場の厚みがあり、十分に機能していれば、価格ヘッジの機会の増加や燃料確保のインセンティブに繋がり、2か月前の時点で必要と見込まれる燃料調達が行われることが期待される。
- 他方、電力先物については、まだ取引量が少なく、流動性や適切な価格指標の観点から課題が存在。また、十分なリスクマネジメントを行っていない事業者が一定程度存在している。加えて、前述のとおり、LNGの調達は実需給の2か月前までに行う必要があり、2か月後の電力需要や自然変動電源の出力量（kWh）の確実な予測は現実的に困難である。
- これらの点を踏まえると、現状、発電事業者・小売電気事業者にとってのヘッジ取引の経済的インセンティブや先物価格のシグナルだけで、確実な燃料調達を担保することは困難であると考えられる。



## ②2か月前までの確実な燃料調達（検討方針①：ヘッジ取引の活性化）

- 先物市場や先渡市場の厚みがあり、十分に機能していれば、2か月前の時点で必要な燃料調達が行われることが期待されることから、先物取引等の活性化が重要と考えられる。近年、先物取引への参加者数や取引量が増加しているところであるが、先物取引等の活性化のためにどのような取り組みが考えられるか、引き続き、分析や検討が必要である。

※現物の相対取引については、2021年度より、旧一般電気事業者各社は、社内外・グループ内外無差別の卸取引について、コミットメントを行っており、現在、電力・ガス取引監視等委員会において、環境整備が進められている。

## ②2か月前までの確実な燃料調達（検討方針②）：発電事業者への情報開示・提供

- 発電事業者には燃料制約を発生させない調達努力（次スライド参照）が求められている一方で、燃料消費量を実需給の2か月前までに予測することが必要であることなどから、燃料消費量を合理的に予測できないといった燃料調達上の課題がある。
- そのため、例えば実需給の2か月より前の時点で、全国の燃料調達の状況と燃料種別の予測kWh消費量を比較・評価し、それを開示・提供することや発電事業者の燃料消費量等の予測精度を高めるため、下表のような情報を開示・提供することが考えられる。

	①	②
提供情報例	小売電気事業者のスポット市場依存量（総需要－相対契約締結（自社取引分を含む）量）	燃料種別の予測kWh消費量
提供情報	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 何か月先までの情報か</li> <li>● 日本全国か、エリアごとか</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 何か月先、何年先 までの情報か</li> <li>● 日本全国か、エリアごとか</li> </ul>
情報収集方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 小売電気事業者から調達先未定量を収集するか</li> <li>● 発電事業者から相対契約締結量を収集するか</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 全国の発電事業者からThree-Partの情報を収集し、kWh消費量を予測する形が良いか</li> </ul>
情報開示先	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 全国に公開か、発電事業者のみに開示するか</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 全国に公開か、発電事業者のみに開示するか</li> </ul>

### 検討の際の留意点

- 得られる効果（開示・提供する情報によって、発電事業者はどの程度燃料調達を行いやすくなるか）
- 実務上の負担（事業者から情報を集めることになるが、実務上の負担がどの程度生じるか）
- 各事業者から収集する情報の信頼性（情報の正確性を担保する方法（インセンティブ設計・ペナルティー等））
- 発電事業者へ提供する情報の信頼性（提供情報を作成するためには、一定の仮定を置いた計算が必要になるが、その情報の確実性をどのように担保するか。そもそも技術的に精度の高い計算が可能か）
- 競争上の公平性（例えば、情報公開先を限定した場合、競争上の公平性をどのように担保するか）
- 上流の燃料調達への影響 等

## (参考) 発電事業者の役割

- 発電事業者は、「需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドライン（資源エネルギー庁、2021年10月25日）」（※1）や容量市場のリクワイアメント（※2）に基づき、燃料制約を発生させない調達努力が求められている。
  - （※1）「事業者が相場操縦行為に該当しない行動をするためには、需給のひっ迫を防止し、燃料制約を発生させないような調達努力が求められる。」「燃料調達の需要見通しを立てるにあたって、小売電気事業者通告量に加え、最新の気象見通しやJEPX取引量想定など自社としての見解も取り入れた上で在庫管理を実施することで、小売電気事業者通告量の変動に柔軟な対応を取ることは、需給ひっ迫を予防する観点からも望ましい。」とされている。
  - （※2）需給ひっ迫のおそれがある場合（広域予備率が8%を切る場合）においては、燃料制約等の制約により発電余力が供出できなかったとしてもペナルティが課されることになる。なお、ペナルティについては、免責事項の規定にも一定留意をしながら、今後、具体的なケースの発生を踏まえて、実務的な観点の検討を更に深めていくこととされている。

## ②2か月前までの確実な燃料調達（検討方針③：小売電気事業者のヘッジ取引の促進）

- 小売電気事業者は、経済的なインセンティブに加え、計画値同時同量義務を確実に遵守する観点から、あらかじめ相対契約や先物取引といったヘッジ取引を行っている。もっとも、現状、確実な燃料調達を小売電気事業者にとってのヘッジ取引のインセンティブや先物価格のシグナルだけで担保することは困難。
- そのため、例えば、下表のような対策を通じて、小売電気事業者のヘッジ取引を更に促すことが考えられる。

①	②
<p>リスクヘッジ等の取組の内容について、公表を求める</p> <p>（公表内容例）</p> <ul style="list-style-type: none"><li>● リスクヘッジの方針や計画、ヘッジ取引の割合等</li><li>● ストレステスト（②を参照）の結果</li><li>● 安定的な電気の調達日数の評価結果（※）</li></ul> <p>（※）需要の30%を1年契約、70%を前日市場依存の場合、110日（=30%×365日+70%×1日）と評価。日数が長ければ、安定的な調達を行っていることとなる。</p>	<p>ストレステスト（※）を通じて、小売電気事業者によるヘッジ取引を促す</p> <p>（※）現在、小売電気事業者が自社の体力に見合わない調達ポートフォリオを組み、倒産等が発生することを防止し、需要家の利益を保護する観点から、小売電気事業者に対して、ストレステストを実施することを検討しているところ。ストレステストについては、現在、電力・ガス取引監視等委員会において具体的な検討をすることとされている。</p>

※勉強会においては、対応策として、「自社需要に対して一定割合以上の先物取引や相対契約の締結によるヘッジ取引を義務付ける」といった内容についても議論が行われたが、以下のような慎重な意見も多く存在。

- 義務付けは慎重に考えるべき。
- 義務の水準の設定が難しい。誤った水準を設定すると大きな非効率を生む可能性や、それを恐れて低すぎる水準とした場合に期待した効果が得られない可能性が存在。
- 小売電気事業者によるヘッジの方法としては、需要家との間で卸市場価格連動の料金を設定するといった方法もあるため、そのような事業者にヘッジ取引を義務付けるのもおかしいのではないか。

## ②2か月前までの確実な燃料調達（検討方針④：不確実性への対応）

- LNGの調達は実需給の2か月前までに行う必要があり、2か月後の電力需要や自然変動電源の出力量（kWh）の確実な予測は現実的に困難であり、一定の不確実性は存在する。加えて、市場メカニズムの中で各事業者が合理的な行動をとったとしても、合成の誤謬（全体最適が図られない可能性）が生じ、結果として、燃料が不足するリスクや、足元ではウクライナ情勢等を踏まえた、エネルギーセキュリティの問題も存在する。以下に記載のこれまでの対応や議論を踏まえつつ、不確実性に対する対応策も検討することが必要だと考えられる。
  - 2021年度冬季については、日本全体で燃料調達リスクに備える観点から、一種の社会的保険として一般送配電事業者がkWh公募を実施した。
  - 第49回小委員会（2022年5月17日開催）においても、国際市場で燃料調達を行う事業者がビジネスベースでは負担しきれないリスクとしてどのようなものがあり、どのような対応策が考えられるかや、その際、究極的なリスクテイクとして国が果たす役割について、どのように考えるかといった点について、議論が行われているところ。

# 1. 電力・ガス基本政策小委員会への 報告について

## 2. 取りまとめ（案）について

(1) 取りまとめ（案）の全体像

(2) 燃料確保について

(3) 安定供給のための電源起動とメリットオーダーについて

# (再掲) 検討の視点

- 市場や各種制度は、「電力システムの目指すべき姿」を実現するための手段であることから、かかる目指すべき姿のために必要な機能・検討の視点として以下が提起され、それぞれについて議論が行われた。

第3回卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会（2022年3月）資料3を一部修正

## 必要な機能例

4年前

2か月前

1週間前

前日

～当日

実需給

(1) 容量確保  
発電事業者  
小売電気事業者  
送配電事業者

容量市場入札

容量市場におけるリクワイアメント

### 別の場での議論（本勉強会の議論の射程外）

容量拠出金の支払い

容量拠出金の支払い

(2) 燃料確保

- 長期契約を含め、適切に燃料調達ポートフォリオを構築し、発電事業者が2か月前までに（その時点で想定される）必要な燃料を確保するため、小売電気事業者・送配電事業者が果たすべき役割とは何か（燃料確保に必要な情報の提供・相対契約の締結等）
- 上記役割を適切に果たすためにはどのような仕組みが必要か、合理的か

(3) 安定供給のための電源起動

- 発電事業者が電源起動を確実に行うためには、電源の起動特性や電源の状況（※）を踏まえ、いつまでにその判断が必要か。その判断を誰（発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者）が行うことが合理的か  
※起動時間の短長、電源の起動停止状況、週間での運用の必要性の有無（揚水発電等）等

(4) メリットオーダー

- 電源の起動費やkWhの限界費用等、発電にかかる様々な費用を全て考慮した上で、メリットオーダーでの電源の起動・運用・停止（※）を行うためには、誰（発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者）がどのような仕組み（市場、その他）で起動・運用・停止を判断することが合理的か  
※実需給に近づくにつれて、不必要になった電源の適切な停止判断も必要

(5) 適正なシグナルの発信/価格決定メカニズム

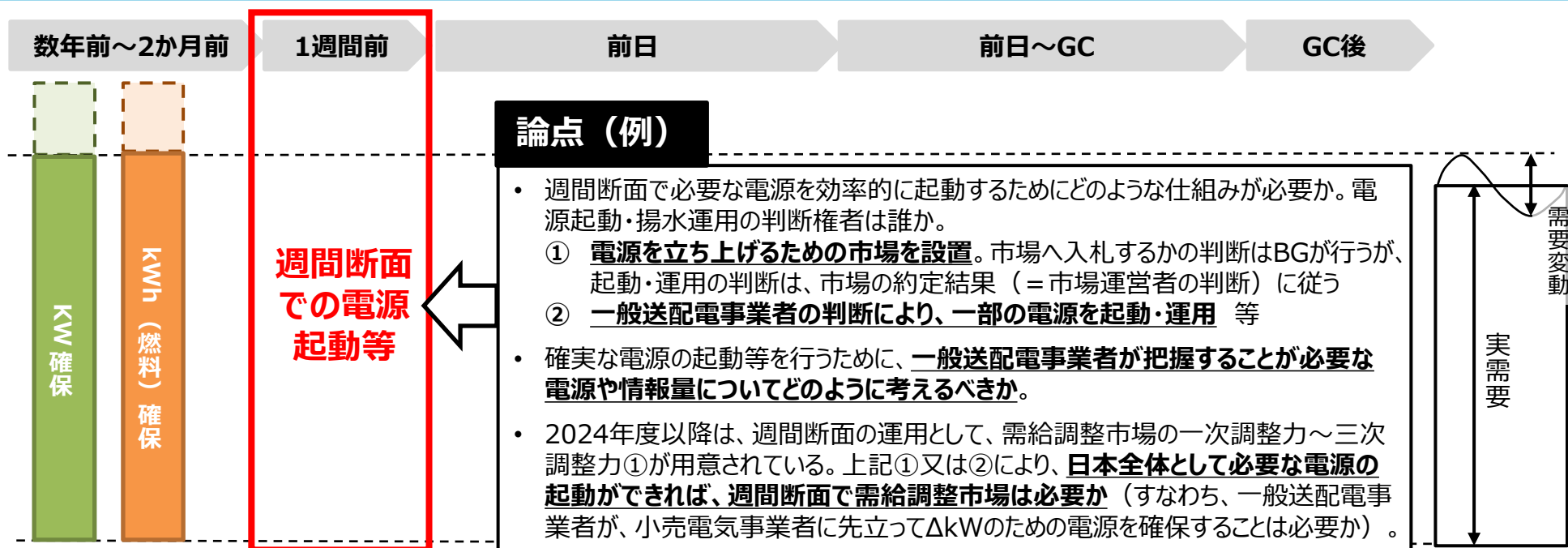
- 各事業者による燃料確保・電源起動・メリットオーダーに向けた合理的な行動を促すため、どの時点（2か月前・週間・前日・当日・実需給）でどのようなシグナル（価格・量）の発信や価格形成が必要か
- （特に需給ひっ迫時において）需要抑制を効果的に行うための価格形成はどのようにあるべきか（買い入札価格をどのように考えるか、新インバランス制度における需給ひっ迫時の補正インデックスをどう評価するか、等）

上記を実現するために市場や需給運用はどうあるべきか



# 検討に当たっての論点①：週間断面での電源の確実な起動等

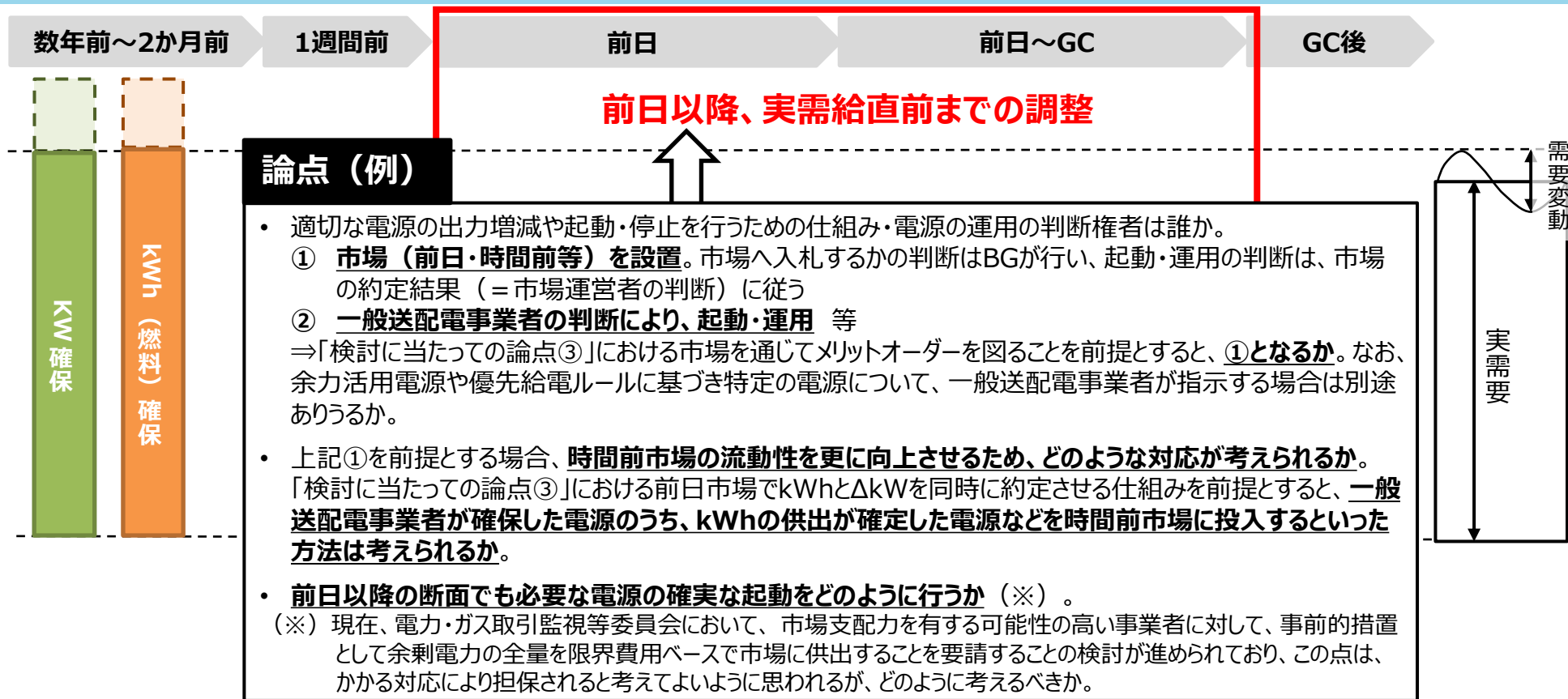
- 電力・ガス取引監視等委員会の調査によると、起動指令後18～24時間後には、日時停止・週末停止状態のコンバインド式ガス火力の100%、石油火力・気力式ガス火力の80%以上が起動可能という結果が出ている。現行のスポット市場が前日10時であり、当日の需要が上昇し始めるのが朝方であることを考えると、多くの火力電源にとって、起動に必要な時間が確保されていると考えられる。
- 他方、一部の電源（石炭火力の約半数等）は1日以上起動時間がかかる。また、揚水発電について、安定的・効率的な運用を行うためには、週間断面から計画が必要である。
- このため、このような1日以上起動時間がかかる電源を確実にかつ効率的に起動・運用するために具体的な仕組みを検討する必要がある。併せて、電源の起動・揚水発電の運用の判断主体（発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者）についても検討が必要である。





# 検討に当たっての論点②：社会的費用最小化のための電源の出力増減、起動・停止等

- 実需給断面に近づくにつれて、太陽光等の自然変動電源の出力が増減することにより供給力が増減したり、需要が想定よりも上下したりすることとなる。そうした需給見通しの変化にあわせて、**追加的な起動や、立ち上げた電源の出力を増減させたり、停止させたりしなければ、余計に燃料費や運転費用が掛かり、社会全体として余計なコストを負担することとなる。**
- 加えて、勉強会において、**時間前市場の流動性の向上等の課題が指摘**されているところ。この点の評価については、議論がありうるところであるが、**特に非FITの再エネが大量導入されることを念頭に置けば、より一層活性化を図ることが必要**だと考えられる。
- そのため、**前日以降の断面で、適切な電源の出力増減や起動・停止を行うために、どのような仕組みが考えられるかや、電源の運用の判断は誰（発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者）が行うことが合理的か、時間前市場の活性化のためにどのような仕組みが考えられるか**といったことについて、検討を深める必要がある。



## 検討に当たっての論点③：メリットオーダーの追求（複数市場の在り方）

- 2024年以降の仕組みでは、小売電気事業者は相対契約やスポット市場・時間前市場（スポット市場等）での電力の調達を行い、一般送配電事業者は需給調整市場での調整力の調達を行う。スポット市場等・需給調整市場それぞれの市場で、メリットオーダーでの約定がなされているものの、複数の市場に分かれていることで、以下のような問題も発生しうる。

（本勉強会において指摘された現行制度の課題例）

- kWh市場とΔkW市場が異なる市場として運営され、過剰な台数の起動等、電源の運転が非効率になる懸念があるのではないか。
  - 卸電力市場と需給調整市場のオークション方式および価格規律の関連が薄く、調整力も含めた電源のメリットオーダーが成立しにくい構造となっているのではないか。
  - BGの立場からすると、調整力として確保された電源がスポット市場や時間前市場に売り入札されず、市場の売り切れに伴う価格高騰や、再エネが市場統合されていく中における再エネ予測誤差への対応の困難さが課題となっているのではないか。
- 加えて、勉強会においては、各市場に導入されているブロック入札について、売り残りによる逸失利益の存在やスポット市場の売り切れ等の問題が指摘されたところ。
  - 以上を踏まえると、電源等（DRを含む）の起動費やkWhの限界費用等、発電にかかる様々な費用を全て考慮した上で、全体としてメリットオーダーを追求するために、前日市場において、**入札方法としてThree-Part Offer（①ユニット起動費、②最低出力コスト、③限界費用カーブでの入札）を導入するとともに、kWhとΔkWを同時に約定させる仕組みが考えられ、この詳細について、今後検討を深めていくが必要**がある。

※kWhとΔkWの性質の違いや、需給調整市場で調達されている調整力の区分なども鑑みた制度設計やシステム設計の検討が必要。また、安定的・効率的な電源確保のためには、相対電源の発電計画との関係も整理が必要か。

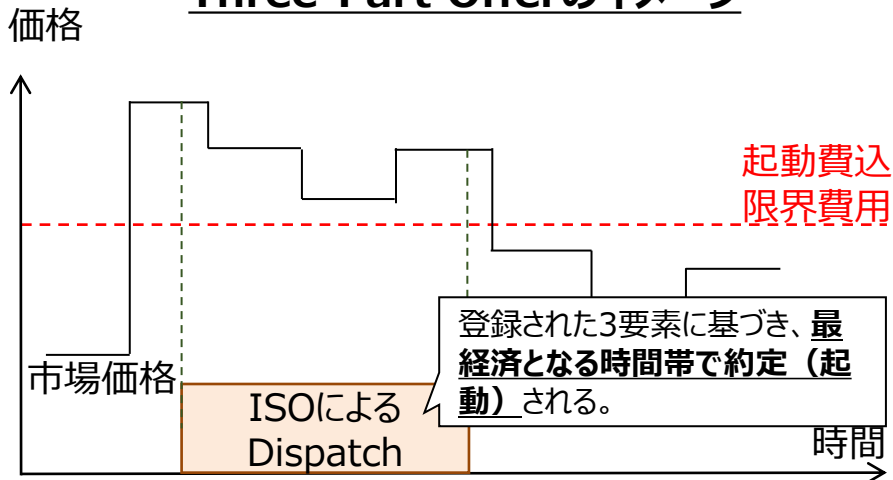
# (参考) 諸外国におけるブロック入札について

- 米国PJMやERCOT等では、入札にあたり電源の①ユニット起動費 ②最低出力コスト ③限界費用カーブの3要素を登録し、**全体最適な起動および電力供給となるようなアルゴリズムである“Three Part Offer”**が導入されている。
- 欧州EPEXでは、**ブロック入札に複数の条件を組み合わせることで、事業者が収益最大化可能な“Smart & Big Blocks”**が導入されている。

## PJM・ERCOTにおける“Three-Part Offer”

- ✓ 発電事業者は、入札時に①**ユニット起動費** ②**最低出力コスト** ③**限界費用カーブ**の3要素 (Three-Part) を登録する。
- ✓ ISOは入札データを集約し、**社会的なコストが最適化される運用 (= 発電事業者が最経済となる運用)**となるように、約定 (起動) し、電源がディスパッチされる。

### Three-Part Offerのイメージ



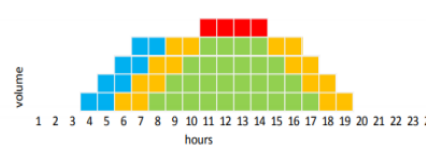
出所：各取引所HPより

## EPEXにおける“Smart & Big Blocks”

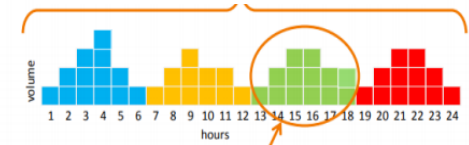
- ✓ 通常のブロック入札に加え、複数種類のブロック入札を導入し、事業者はそれらを組み合わせることで収益を最大化する。

種類	概要
Big blocks	従来のブロックよりも規模が大きく、最大1300MWまで対応可能なブロック。大規模な発電能力をカバーできる。
Loop blocks	双方が約定、あるいは未約定となる一対のブロック。買い・売りのブロックをまとめることで蓄電・放電に対応する。
Curtable blocks	全量が約定あるいは未約定、もしくは取引事業者の定めた最低引受比率の部分のみ約定するブロック群。
Linked blocks	他ブロックの約定に依拠するブロック群。市場価格に対して多様な発電方式を提供することを可能にする。
Exclusive blocks	複数のパターンのブロックを想定し、最も収益性の高いタイミングで約定するブロック。

Linked Blockの例



Exclusive Blocksの例



## 検討に当たっての論点④：全体を通して見た際の論点

- その他、以下のような論点を検討する必要。
  - 一般送配電事業者が把握することが必要な電源や情報量を増やすことが必要か（現在は電源Ⅰ、Ⅱで全体の54%を把握）。
  - 週間断面での運用と、前日～GCまでの運用をどのように統合的に行うか（※）

（※）前日市場（スポット市場）においては、23:30～24:00のコマと次の日の0:00～0:30のコマを別日の市場として扱っているが、週間断面での市場（需給調整市場）では、1週間全体で安定的・効率的な運用となるように市場での約定や一般送配電事業者による電源の運用がなされている。
  - 全体を通じて、再エネ大量導入やDRの促進などに繋がる仕組みとなっているか。

## 2. 一般送配電事業者が把握している電源等の情報

- 一送が把握している代表的な電源等の情報は以下のとおり。  
**需給調整に活用する電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ'は 調整単価等多くの情報を把握しています。**
- また、一送は調整電源等（電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ'）に対し起動・停止の指令が可能であり、2021年度の電源Ⅰ・Ⅱの電気事業者の発電設備出力合計に占める割合は約54%（電源Ⅰ：約4%、電源Ⅱ：約50%）

		電源Ⅰ 一送の専用電源として、 常時確保する電源等	電源Ⅱ 小売の供給力等と一送の調 整力の相乗りとなる電源等	電源Ⅰ' 厳気象H1需要における電源 トラブル等に備えた供給力等	電源Ⅲ・自家発 一送からオンラインで 調整ができない電源等
一送が把握している電源等の情報	定格出力	○	○	○	○※1
	最低出力	○	○	—	○※1
	運転継続可能時間	○	○	○	—
	運転制約	○	○	○	—
	調整単価 (V1,V2)	○	○	○	—
	起動費 (V3)	○	○	—	—
	起動カーブ	○	○	—	—
	起動時間	○	○	—	—
	出力変化速度	○	○	—	—
<b>一送による起動停止可否</b>		<b>可</b>	<b>可</b>	<b>可</b>	<b>否</b>
設備量※2		1,111万kW (約4%※3)	13,381万kW (約50%※3)	427万kW※4	—

※1 電源の系統連系に伴い取得

※2 2021年度向け調整力公募結果（第58回制度設計専門会合 資料6-1参照）

※3 電気事業者の発電設備出力の合計27,059万kW（エネ庁電力調査統計（2021年9月）参照）に対する該当設備出力の割合

※4 DR含みの量



## 検討に当たっての論点⑤：約定価格の形成

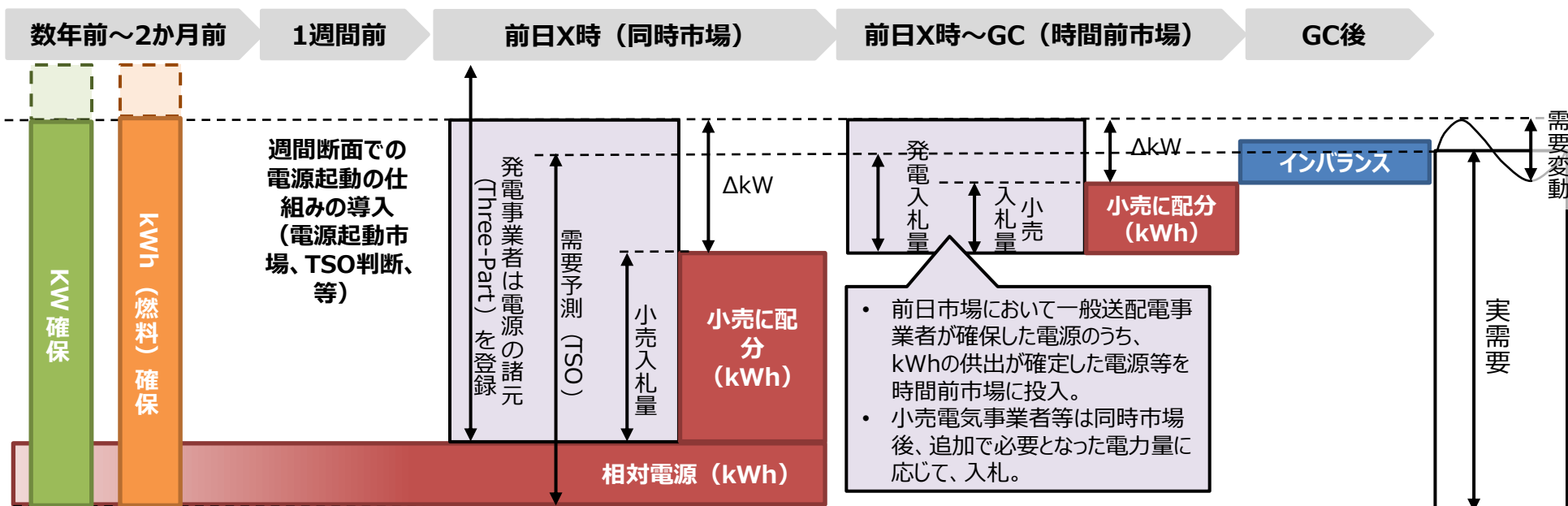
- Three-Part Offerを導入するとともに、kWhとΔkWを同時に約定させる仕組みを導入し、一般送配電事業者が総需要の予測を行い、それに従った電源の起動や出力を行う場合、買入札価格に関係なく、メリットオーダーの追求が可能だと考えられる。加えて、上記の仕組みにより市場における売り切れが発生する可能性が下がることから、売り切れにより、売り入札カーブが垂直に立ち上がり、買入札価格で約定価格が決まる形は基本的には想定されなくなる可能性がある。
- 従って、このような仕組みにおいては、電源起動・出力との関係で、買入札価格が果たす役割は極めて限定的といえる。このような中で、電力市場における約定価格はどのように形成されるべきか、また、約定価格と電源起動・出力はどのような関係にあるか等買入札価格が果たす役割・機能について、今後検討を深める必要がある。
- なお、足元、新電力の買入札の中央値は継続的に80円/kWhで推移するとともに、200円/kWhの買入札が増加するといった現象も発生している。このような中で、スポット市場の価格が形成されるときに、市場価格はどのような意味を持つか、という点についても併せて検討する必要がある。

# 具体的な仕組みのイメージ

- 中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿としては、以下のような仕組みが考えられる。
- 今後、さらに踏み込んだ議論・検討を行うべく、具体的な約定ロジックの検討や海外における類似の仕組みの調査、時間軸の検討等を行い、引き続き、あるべき姿の検討を進めることが必要。

具体的な仕組みのイメージ

- 週間断面での電源起動の仕組みを設ける。
- 前日X時にkWhと $\Delta kW$ の同時約定市場を設ける。
  - ✓ 発電事業者が電源諸元（①ユニット起動費、②最低出力コスト、③限界費用カーブ）を市場に登録（Three-Part Offer方式）。
  - ✓ 小売電気事業者は買い入札価格・量（kWh）を入札。
  - ✓ 同時市場において、翌日の需要予測に従って、過不足なく、電源を立ち上げる（kWhと $\Delta kW$ を確実に確保）。
- 前日市場において一般送配電事業者が確保した電源のうち、kWhの供出が確定した電源などを、時間前市場に投入する。小売電気事業者等は実需給に近づくにつれて精緻化される需要予測を元に、**時間前市場で売買を行う。**
- GCまで小売に配分されていない電源は、一般送配電事業者が実需給断面における需給調整に用いる。



# 今後、検討が必要な論点

- 今後、検討が必要な論点は、以下のとおり。

週間断面	<ul style="list-style-type: none"><li>• 週間断面で電源を起動する仕組み</li></ul>
同時市場 ・ 時間前市場	<ul style="list-style-type: none"><li>• 入札の具体的な方法</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>• kWhとΔkWを同時に約定させるロジック ※需給調整市場で調達されている調整力の区分も踏まえた上での検討が必要か。</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>• 市場運営主体<ul style="list-style-type: none"><li>– 市場を運営する際のJEPX、一般送配電事業者、電力広域的運営推進機関等の体制・役割</li></ul></li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>• システム改修の内容・コスト等の精査</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>• 時間前市場の在り方</li></ul>
スケジュール	<ul style="list-style-type: none"><li>• 制度改正、体制構築、システム改修、周知期間等を踏まえた導入スケジュール</li></ul>
その他	<ul style="list-style-type: none"><li>• 足下の対策として、措置すべき内容</li></ul>
	<ul style="list-style-type: none"><li>• 新しい仕組みの効果の検証</li></ul>