

同時市場の詳細論点について① (入札と電源の調達・運用)

2024年3月18日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

本日御議論いただきたい内容

- 前回までに、本検討会の目的、目的を達成するための各検証の進め方及び今後の主要論点に関する御議論をいただいた。各検証も着々と進み、徐々に結果が出てきたところであり、一部は本検討会において提示してきたところ。
- 事務局としては、本検討会は1年程度での取りまとめを目指すとしていたところでもあり、取りまとめに向けて詳細な制度設計の議論を進めたいと考えている。本日は今後の議論内容の全体像や一部論点の詳細内容について御議論をいただきたい。

本日御議論いただきたい内容の詳細

1. 今後検討が必要と考えられる詳細論点
2. 用語の定義
3. 入札と電源の調達・運用
 - (1) 入札義務
 - (2) 入札規律
 - (3) 自己計画電源(※)を選択した場合の入札方法
 - (4) 自社電源の余力の活用
 - (5) 電源差替

(※)「自己計画電源」の定義は後述。

（参考）検討会の目的

- 作業部会の取りまとめにおいては、「本書の提案の中には複数案を提示したものもあり、今後、これまでの整理を踏まえて、約定ロジックの設計や実現性・妥当性、事業者の実務への影響、関係法令等との関連整理など更に具体的に検証することが必要となる。また、新たな仕組みに関する導入の適否を判断するにあたっては、当該検証内容も踏まえて、同時市場を導入した際の費用便益分析などを行うことが必要となる。」とされている。これを踏まえ、本検討会の目的は以下の2点とする。
- その上で、小委員会に対しては、適時のタイミングで事務局から報告をすることとしたい。

<検討会の目的>

- ① 作業部会における提案について、約定ロジックの設計や実現性・妥当性、事業者の実務への影響、関係法令等との関連整理など更に具体的に検証を行い、同時市場の仕組みをより具体化すること。
- ② 上記の具体化の結果も踏まえつつ、同時市場の導入の可否の判断に資するため、費用便益分析を行い、その妥当性について評価すること。

(参考) 今後のスケジュール (案)

第1回同時市場の在り方等
に関する検討会（2023年
8月3日）資料5より抜粋

- 1年間程度での取りまとめを目指して、約定ロジックの検証や費用便益分析、それらを基にした検討会での議論を実施。



(参考) 同時市場に関する今後の検討の全体像

第4回同時市場の在り方等に関する検討会
(2023年11月27日) 資料3より抜粋

- 前回の検討会までに、本検討会の目的、目的を達成するための各検証の進め方及び今後の主要論点に関する御議論をいただいた。全体をまとめると以下のとおり。

目的①…同時市場の仕組みの具体化

約定ロジック
の設計や実
現性・妥当
性の検証

検証A：電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの検証

- ・ 広域機関から電力中央研究所に委託する形で実施。
- ・ 加えて、有識者・メーカーなどの専門家を集めた**第三者技術検証体制を構築**。

検証B：価格算定の方法による市場価格等への影響の検証

- ・ 広域機関が中心となり、複数の価格算定方法における**市場価格の平均値等を計測**し、比較検証。加えて、**回収漏れ費用（Uplift）の多寡**についても検証。

事業者の実
務への影響

- ・ 本検討会におけるオブザーバーからの指摘などを踏まえつつ、事業者（発電、小売、送配電等）への影響について考慮。
※必要に応じて、事業者へのヒアリングなどを行うことも考えられる。

関係法令等
との関連整
理

- ・ 資源エネルギー庁において、同時市場移行に関連する法的論点・会計的論点の調査を実施。必要に応じて、大きな懸念が生じうる論点（特に事業者実務に関連する論点）については、検討会に提示しつつ、議論を行う。

同時市場の
仕組みをより
具体化

- ・ 上記3項目の結果を踏まえつつ、議論。
- ・ 第2回検討会においては、今後議論すべき主要論点として、**①時間前市場の設計と調整力確保のタイミング、②電源の調達・運用に関するBGの自由度、③約定価格の計算方法や費用の回収方法**、を提示。

- ・ 調整力確保の検討は一部「調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会」にタスクアウト

目的②： 費用便益分析

- ・ 目的①の検討状況も踏まえつつ、**同時市場の便益と費用**について**定量・定性の両面から丁寧に評価**を行う。

1. 今後検討が必要と考えられる詳細論点

2. 用語の定義

3. 入札と電源の調達・運用

(1) 入札義務

(2) 入札規律

(3) 自己計画電源を選択した場合の入札方法

(4) 自社電源の余力の活用

(5) 電源差替

今後検討が必要と考えられる詳細論点

- これまで、本検討会における主要論点として、時間前市場の設計と調整力確保のタイミングや電源の調達・運用に関するBGの自由度（相対取引やセルフスケジュール電源、電源差替えの取扱い）、約定価格の計算方法や費用の回収方法を提示した。これに加え、先の勉強会や作業部会（※）、これまでの本検討会での御意見を踏まえると、同時市場の導入の是非にかかる論点としては以下が考えられるか。

（※）「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会」と「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」のこと。以下同じ。

論点項目	詳細
時間前市場の設計、調整力の確保方法	● ①「前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場」と、②「前日に同時約定を行い、かつ、時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返し、実需給を迎える市場」について、どちらが考えられるか（折衷案もあり得る）。 ● ②の場合の調整力確保の在り方については、一部「調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会」でも検討中。
入札と電源の調達・運用	● 入札義務 ● 入札規律 ● 自己計画電源を選択した場合の入札方法 ● 自社電源の余力の活用 ● 電源差替
市場価格算定・費用回収	● kWh価格の算定方法：調整力の考慮の是非、限界費用／平均費用、等 ● ΔkW価格の算定方法：機会費用・逸失利益等の取り扱い、マルチプライス／シングルプライス、等 ● Uplift：（導入する場合）算定方法（期間、等）、負担者・回収方法、等 ※検証B（価格算定の方法による市場価格等への影響の検証）の結果とも連携。
その他	● インバランス料金制度、他制度・他市場への影響、費用便益分析、同時市場運営主体の役割、等

本日の議論内容

（参考）今後議論すべき主要論点の提示

- 作業部会の取りまとめのとおり、今後、議論すべき内容は多岐にわたるものの、大きな論点としては以下が考えられるか。今後の議論の際に必要な視点としては、勉強会当時から示しているとおり、「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」として、どのような仕組みが望ましいか議論することではないか。

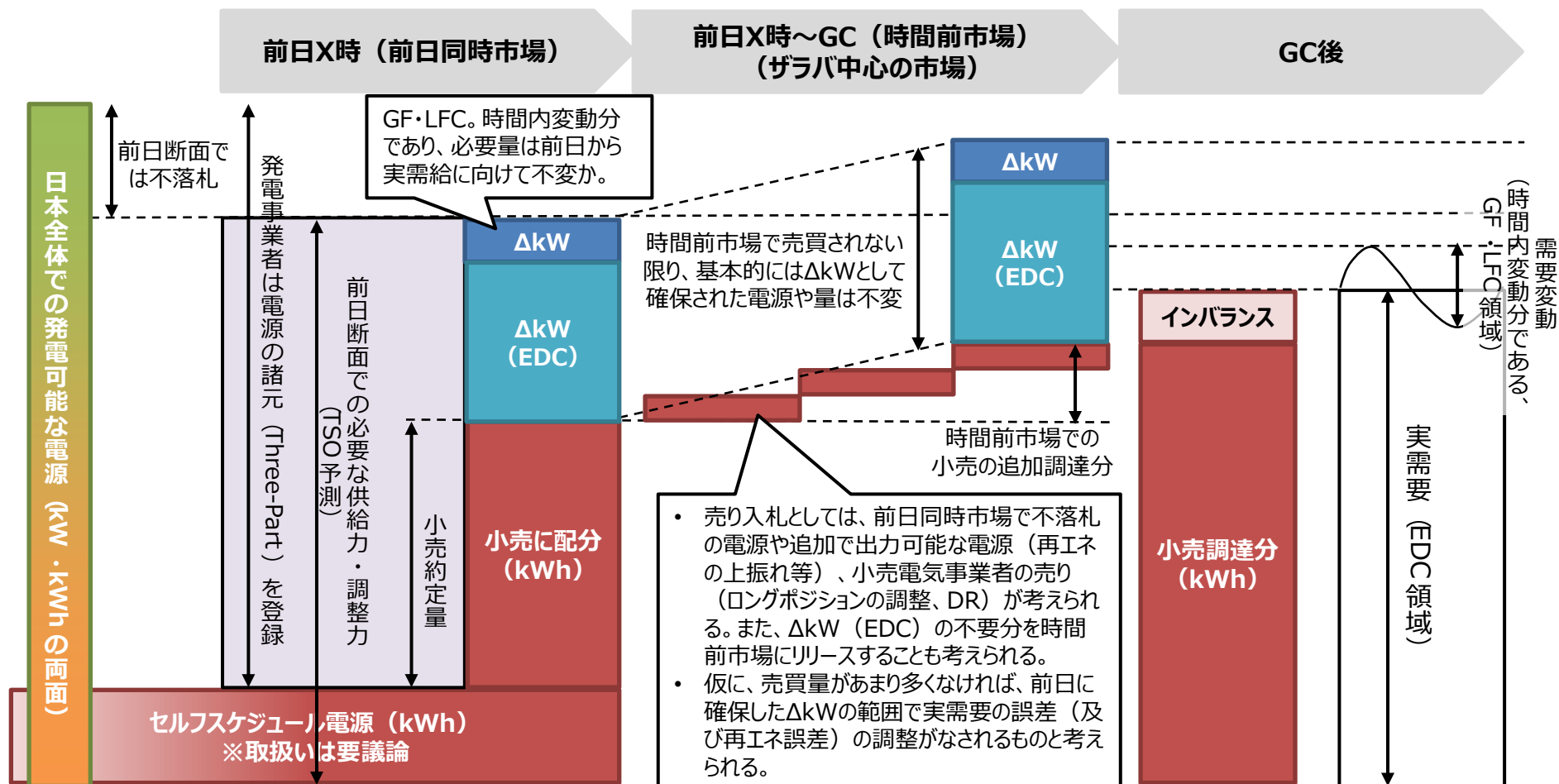
＜今後議論すべき主要論点＞

- I. 時間前市場の設計と調整力確保のタイミング
- II. 電源の調達・運用に関するBGの自由度（相対取引やセルフスケジュール電源、電源差替えの取扱い）
- III. 約定価格の計算方法や費用の回収方法

(参考)「①前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場」のイメージ

第2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料3より抜粋

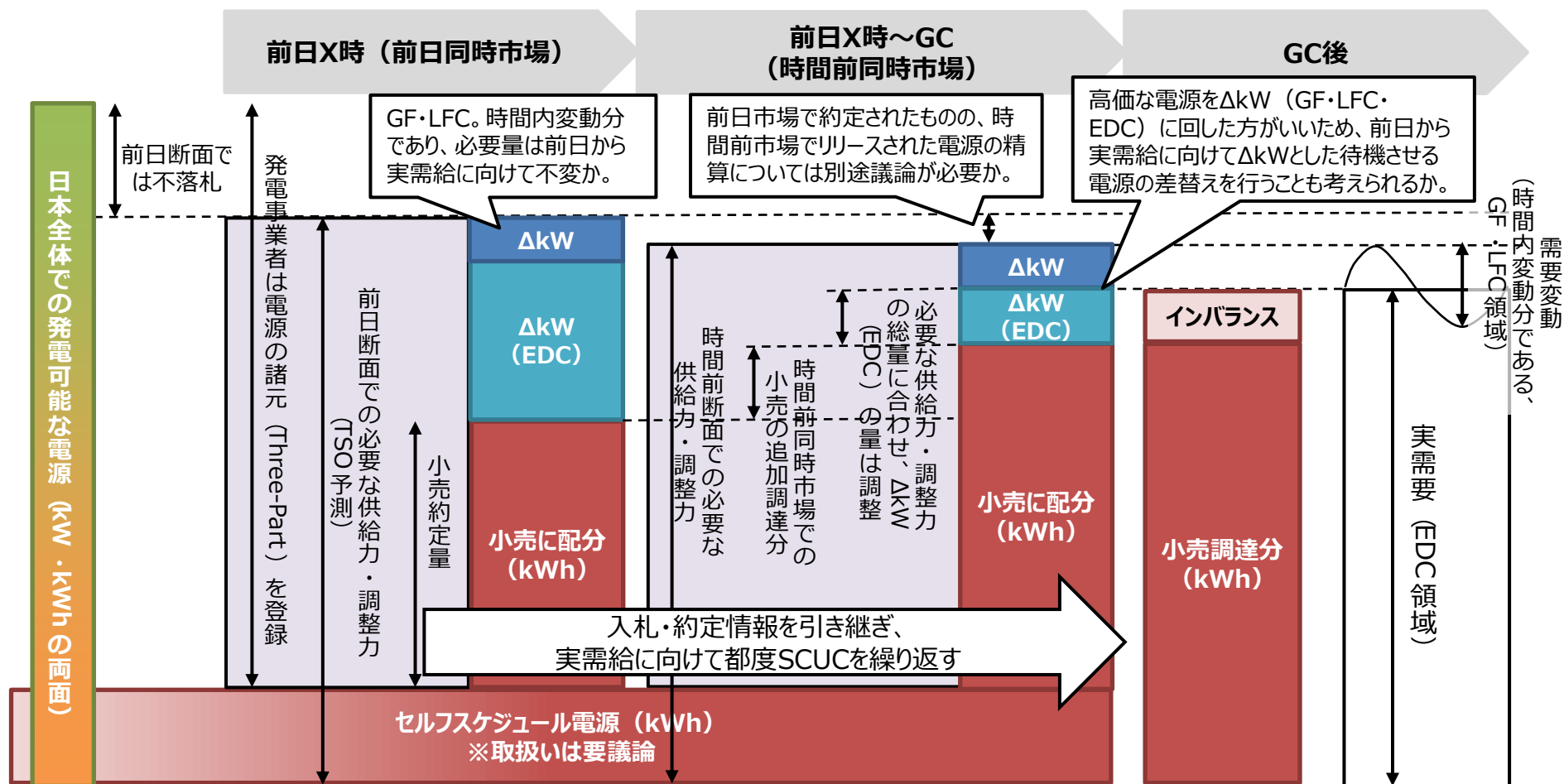
- スポット市場と需給調整市場の開場タイミングを前日の同時間とし、 ΔkW を前日断面で現行制度のような考え方で確保し、時間前市場をザラバ中心の市場にするのであれば、以下のようなイメージになるか。



(参考)「②前日に同時約定を行い、かつ、時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返し、実需給を迎える市場」のイメージ

第2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料3より抜粋

- 時間前同時市場においても需要予測や再エネ出力予測に応じて、市場全体で必要な供給力・調整力を調整するイメージか。米国の市場制度に似た形とも言えるか。



※時間前同時市場が1度だけ開場している図になっているが、複数回行うことも考えられるか。

本検討会で取り扱わない論点の取扱い

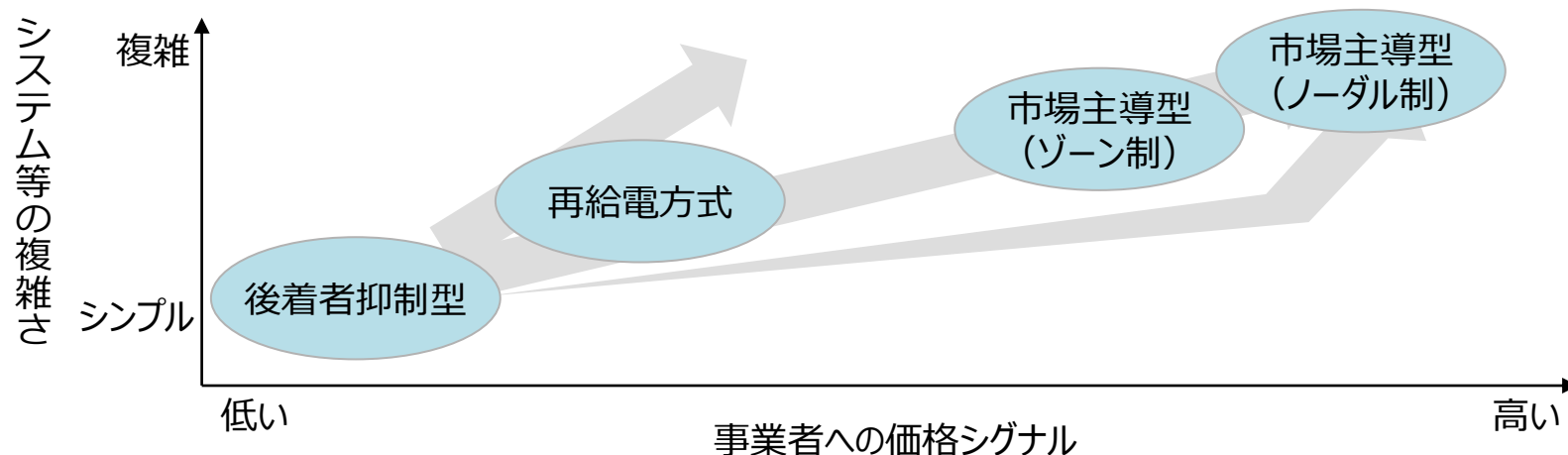
- 本検討会（及び先の勉強会・作業部会）においては、先に挙げた論点のほか、市場主導型の混雑処理方法や再エネ出力制御対策（卸取引市場におけるネガティブプライスの導入含む）に関する御意見をいただいていたところ。
- これらの論点は、同時市場（kWhとΔkWの同時最適）の設計にも深くかかわるものである一方、電源投資や燃料調達、電気事業に関する他の制度（容量市場、FIT・FIP、インバランス制度）等を総合的に検討する必要がある論点であり、本検討会ではなく、他の審議会等で議論することとしたい。
- 具体的には、市場主導型の混雑処理方法の在り方については、将来的な混雑管理の在り方における一要素として、電力・ガス基本政策小委員会や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等で議論できるよう準備を進める。また、価格メカニズムの更なる活用（ネガティブプライスの導入含む）による再エネ出力制御対策については、電力システム全体の在り方について検討を進める中で、引き続き電力・ガス基本政策小委員会等で検討していく。

(参考) 中長期的な混雑管理の在り方

第43回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（2022年7月13日）資料2より抜粋

- 基幹送変電設備の混雑時においては、再給電方式への系統利用ルールの見直しを進めてきた。今後は、2022年12月末までに再給電方式（調整電源の活用）、2023年12月末までの再給電方式（一定の順序）の開始を目指して、実運用への対応を進めていく。
- 他方、再給電方式は暫定的な措置であり、将来的には、S+3Eを考慮したメルिटオーダーを追求しつつ、市場を活用して混雑を解消する仕組みである市場主導型（ゾーン制・ノードル制）の実現を目指すことと整理してきた。
- 市場主導型については、ゾーン制やノードル制への移行に関して、その効果や課題を踏まえつつ、検討を深めていく必要がある。

<代表的な送電線利用の仕組み>



再給電方式	市場主導型（ゾーン制）	市場主導型（ノードル制）
英国、ドイツ、スペイン、フランス など	イタリア、ノルウェー など	米国（PJM、ERCOT、CAISO） など

(参考) 新たな「出力制御対策パッケージ」の基本的考え方

第67回電力・ガス基本政策小
委員会（2023年12月7日）
資料6より抜粋

【基本的考え方】

- 新たな対策パッケージでは、これまでの審議会等における議論を踏まえ、
 - 需要面での対策により、出力制御時間帯の需要家の行動変容・再エネ利用を促しつつ、
 - 供給面での対策により、再エネが優先的に活用される仕組みを措置するとともに、
 - 系統増強等により、再エネ導入拡大・レジリエンス強化の環境を整備するなど、切れ目のない対策を講じる。
- その際、太陽光や風力等の変動再エネの更なる導入拡大を見据え、中長期的な観点から特に需要面の対策に重点を置き、家庭・産業それぞれの分野で予算措置と制度的措置を一体的に講じることにより、供給に合わせた需要の創出・シフトを図る。
- また、各施策の実施時期及び効果の発現時期など、時間軸を明確にしつつ、できる限り各施策の効果を定量的に示すことより、定期的なフォローアップと、その結果を踏まえた機動的な対策の深掘りに備える。
- その上で、再エネのより一層の導入拡大に伴い必要となり得る将来的な対策の深掘りを念頭に、電力の需要構造や電力システム等の制度的・構造的な課題への対応も併せて検討する。
- また、本パッケージで提示する対策に留まらず、出力制御の低減に向けて有効な対策については、引き続き検討を深めていく。

3. 系統増強等

- レジリエンスを強化しつつ、再エネが全国大で活用されるよう、予算措置を通じた系統の運用見直しや、マスタープランを踏まえた地域間連系線の整備を着実に進めていく。

【具体的な対策】

① 連系線の運用見直し等による域外送電量の拡大

- 地域間連系線を通じた再エネ域外送電量拡大に向けて、電制電源の対象となる再エネ発電設備の拡大等に関する予算を措置（令和5年度補正予算（20億円））
※最大で設備量50万kW程度の変動再エネ電源に電源制御設備を設置

② 地域間連系線の更なる増強による域外送電量の拡大

- 東地域（北海道～東北～東京）及び中西地域（中地域、関門）の系統整備について、広域機関において計画策定プロセスを実施中。
- 2023年度内に基本要件を作成し、整備に向けた検討を進める予定。

4. 電力市場構造における対応（中長期的な検討課題）

- 事業者や需要家の行動変容を促すため、電力市場構造の在り方について電力システム全体に与える影響を踏まえ、詳細・丁寧に討を進めていく。

【具体的な対策】

◆ 価格メカニズムを通じた供給・需要の調整・誘導

- 変動再エネの調整力としての活用を検討
- ネガティブプライスに関する検討

(参考) 市場における価格メカニズムの更なる活用

- 再エネの出力制御が行われる時間帯は、電力の供給量が需要量を上回っており、通常、卸電力市場（前日スポット取引）における約定価格は、ほぼゼロ円となっている。再エネの導入拡大とともに、市場価格がほぼゼロ円となる時間帯も拡大傾向にある。
- その結果、出力制御時間帯に燃料費の高い火力電源が稼働することは減っているが、出力制御に合わせて機動的に火力電源を停止することは、起動費等のコスト面や設備劣化防止の観点から、必ずしも経済合理的ではない。また、安定供給の観点から、現状においては、調整力として一定の火力電源を稼働させておく必要もある。
- この点、海外においては、卸電力市場において「マイナス」の価格（ネガティブプライス）で取引が行われ、供給側に対し、より一層の供給ディスインセンティブを持たせることにより、自発的な出力調整を促しているとの指摘がある。
- また、ネガティブプライスは、適切に小売料金に反映されれば、需要側に対して電力の消費インセンティブを持たせる効果もあると考えられる。
- 他方、卸電力市場におけるネガティブプライスの導入の影響については、その効果にのみ着目するのではなく、インバランス料金制度やFIT・FIP制度、各種市場等を含めた関連諸制度との整合性等を丁寧に検討する必要がある。
- このため、ネガティブプライスの導入については、社会コストの抑制の観点を踏まえつつ、電力システム全体の在り方について検討を進める中で、引き続き検討を深めていくこととしてはどうか。

1. 今後検討が必要と考えられる詳細論点

2. 用語の定義

3. 入札と電源の調達・運用

(1) 入札義務

(2) 入札規律

(3) 自己計画電源を選択した場合の入札方法

(4) 自社電源の余力の活用

(5) 電源差替

電源運用・入札に関する用語の再定義

- 作業部会の取りまとめ（2023年4月25日）においては、「セルフスケジュール電源」という用語について、「発電量を自社で確定させたい電源のうち、量のみ入札するもの及び市場外で取引し市場のシステムへ量のみ登録するもの」と定義していた。一方、第4回検討会（2023年11月27日）において報告した米国調査の結果を踏まえると、セルフスケジュール、プールスケジュール等の用語については、電源運用の実態も踏まえつつ、再定義を行うことが今後の議論を齟齬なく行うためにも必要であると考えられる。

3.2.2 約定電源等の決定方法に関する基本的な考え方

前日同時市場においては、セルフスケジュール電源（発電量を自社で確定させたい電源のうち、量のみ入札するもの及び市場外で取引し市場のシステムへ量のみ登録するものをいう。発電量を自社で確定させたい電源の入札の可否や入札の方法については、第3.7.3項を参照されたい。）の出力は確定させた上で、入札された電源の Three-Part 情報等（詳細は、第3.7.2項を参照されたい。）を参考に、調整力の必要量も考えながら、電源の起動停止計画及び出力計画を策定することが必要となる。図12のとおり、過去の旧一般電気事業者の社内の電源運用も参考に、前日同時市場における基本的な約定処理の考え方について次項に整理した。

電源の入札方法(セルフスケジュール・プールスケジュール)



- セルフスケジュールまたはプールスケジュールのいずれを選択する場合でも、発電オファーの提出が求められる。電源起動の方法をセルフスケジュールとして電源起動とするか、プールスケジュールとして起動停止判断をゆだねるかを登録することで、PJMは両者を区別している。
- Economic Min.とEconomic Max.の間の出力は、PJMのEconomic Dispatchに従うことが可能な出力帯(Dispatchable Range)を表し、セルフスケジュール電源か否かに関わらず存在する。

入札方法

	セルフスケジュール	プールスケジュール
①電源起動を登録	Commitment availability statusを Must run で登録	Commitment availability statusを Economic で登録
②Economic Dispatchに従うことが可能な出力帯を登録	Economic Max.: Economic Dispatchに従うことができる最大の出力増分値 Economic Min.: Economic Dispatchに従うことができる最小の出力増分値	Economic Max.: Economic Dispatchに従うことができる最大の出力増分値 Economic Min.: Economic Dispatchに従うことができる最小の出力増分値

出所) PJM, "Operating agreement, Sec 1.10 - Scheduling", 2011年7月14日

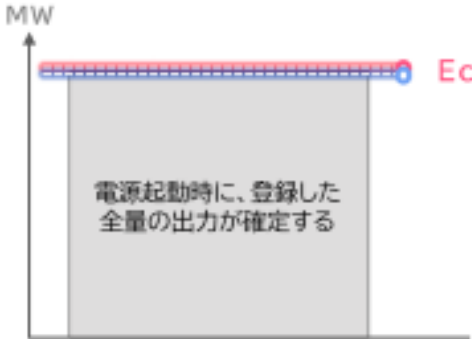
Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2023", p. 143, 305, 2023年10月8日 より三菱総合研究所作成

出力配分値を固定化させる入札方法(ブロックローディング)



- PJMによるEconomic Dispatchに従うことが可能な出力帯(Dispatchable Range)を持たない場合、"**Economic Min.**"と"**Economic Max.**"を同一値で登録することで、出力配分を一定値に固定化することが出来る。このような登録方法をブロックローディング(Block Loading)と呼び、電源起動の方法(セルフスケジュール or プールスケジュール)を問わず、設定可能である。

入札方法

	ブロックローディング
①電源起動の方法を登録	Commitment availability statusで任意のステータスを選択
②発電量を登録	Economic Min. Economic Max.を同一値で登録  Economic Max. = Economic Min.

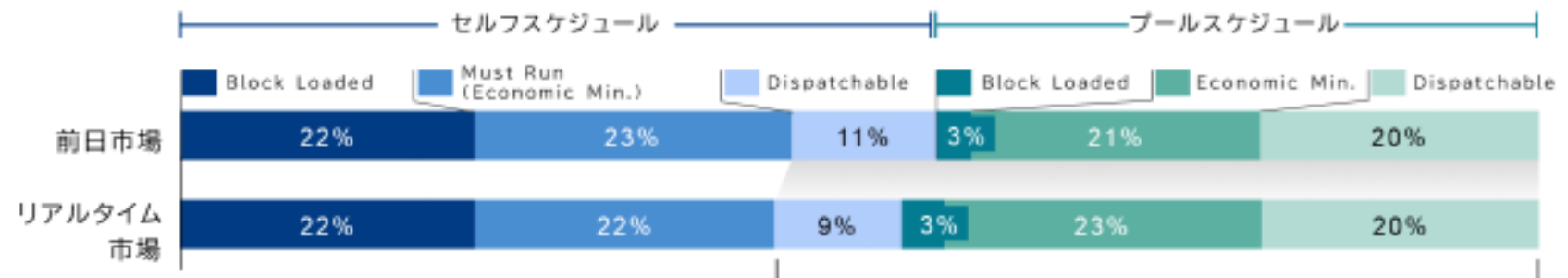
出所) PJM, "Operating agreement, Sec 1.10 - Scheduling", 2011年7月14日

Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2023", p. 143, 305, 2023年10月8日 より三菱総合研究所作成

発電量に占める各スケジュールの比率

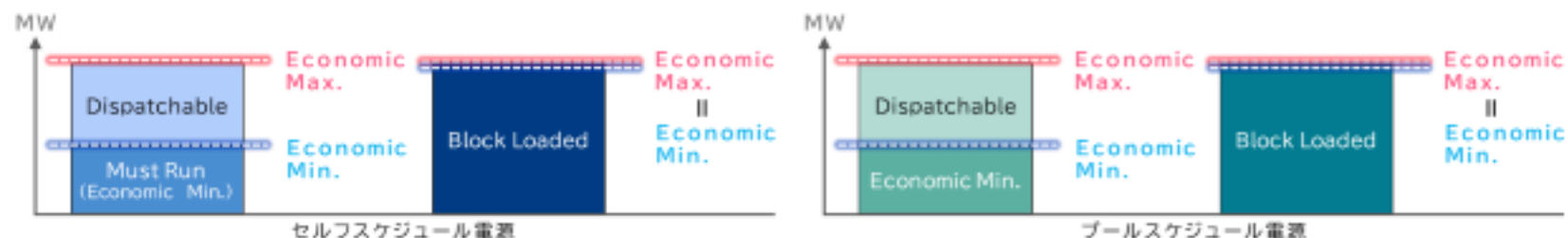
- 2021年における、PJMの発電量に占める各スケジュールの比率は以下の通り。

PJM-発電量に占めるセルフスケジュール電源の比率(2021年)



市場での約定結果でスケジュール
(起動停止・出力配分)が変化する発電量の割合
前日市場 : 55% (Dispatchableに限定すると31%)
リアルタイム: 56% (Dispatchableに限定すると29%)

[電源起動方法と出力配分との対応関係]



電源運用・入札に関する用語の再定義（続き）

- 米国の用語の使用方法も参考に、今後の同時市場の議論における用語については、以下のとおり、再定義したい。

用語	米国における用語（※ 1）	本検討会における用語の定義
自己計画電源	Self Scheduled Units/Resources	電源等（DR等のリソース含む）の起動及び出力容量下限（Economic Min.）までの出力を電源等の保有主体が決定する電源等のこと。なお、出力容量下限（Economic Min.）よりも上の出力帯があり、出力配分可能領域（Dispatchable Range）として入札されている場合、当該領域については、同時市場の約定結果に応じて出力配分量が決定することになる。
市場計画電源	Pool Scheduled Units/Resources	電源等（DR等のリソース含む）の起動及び出力容量下限（Economic Min.）までの出力を同時市場の約定結果に委ねる電源等のこと。なお、出力容量下限（Economic Min.）よりも上の出力帯があり、出力配分可能領域（Dispatchable Range）として入札されている場合、当該領域についても、同時市場の約定結果に応じて出力配分量が決定することになる。
出力容量下限	Economic Min.	自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）や、同時市場での約定の結果、起動することが確定した市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）において、最低限出力させる容量のこと。電源等の保有主体が登録する値であり、必ずしも発電機における機器の運用制約と一致するわけではないことに注意（※ 2）。
出力容量上限	Economic Max.	自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）や、同時市場での約定の結果、起動することが確定した市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）において、最大限出力が可能な容量のこと。電源等の保有主体が登録する値であり、必ずしも発電機における機器の運用制約と一致するわけではないことに注意（※ 2）。
絶対出力容量	Must Run	自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）における出力容量下限（Economic Min.）のこと。自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）は確実に起動され、出力容量下限（Economic Min.）までは確実に出力されることになるため、「絶対出力容量（Must Run）」という別称を定義。

（※ 1）米国においても用語の使い方が様々であり、必ずしも本資料の定義と一致しているわけではないことに注意。

（※ 2）機器の運用制約と出力下限や上限との関係は後のスライドで整理。

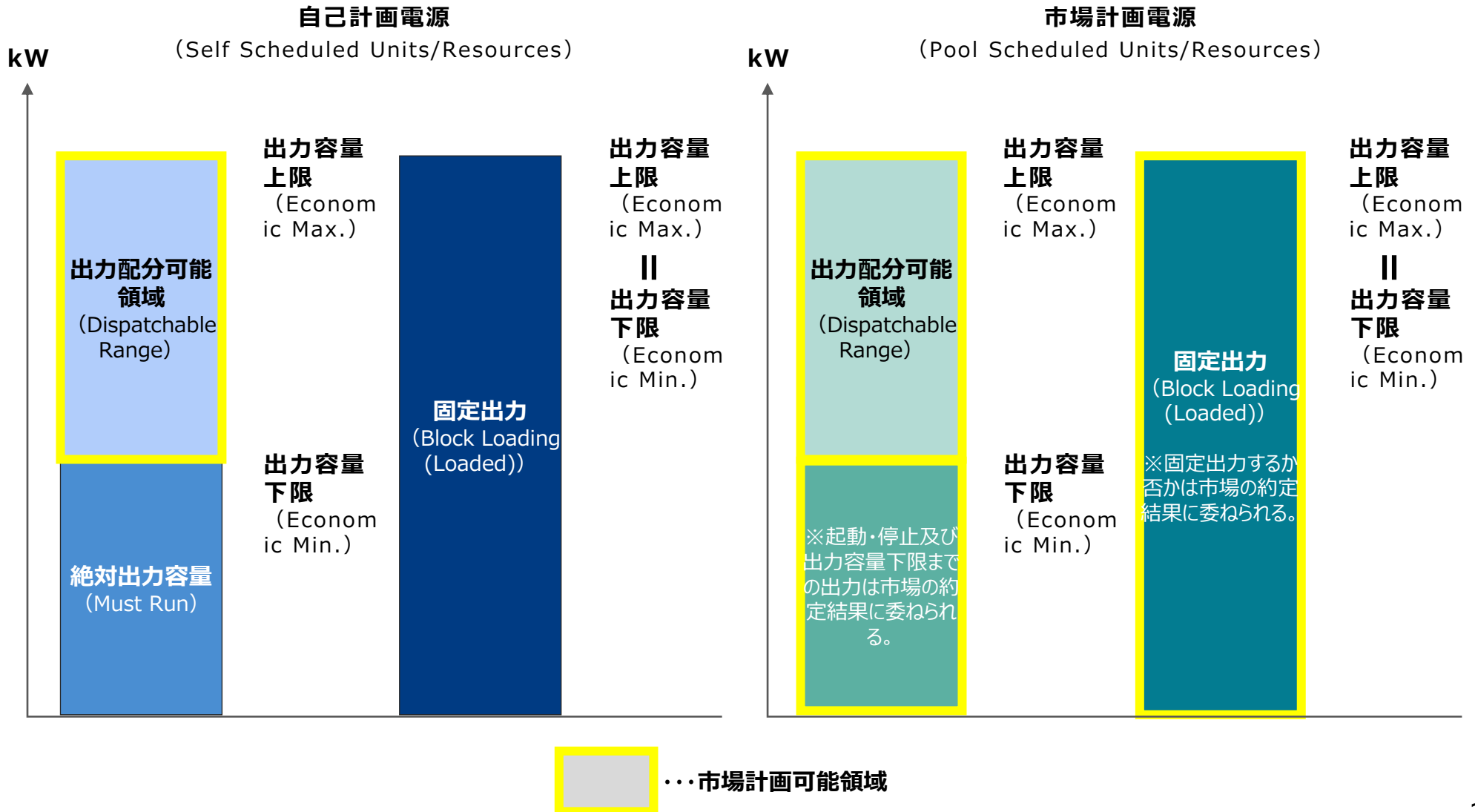
電源運用・入札に関する用語の再定義（続き）

用語	米国における用語（※ 1）	本検討会における用語の定義
出力配分可能領域	Dispatchable Range	自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）や市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）における出力容量下限（Economic Min.）と出力容量上限（Economic Max.）の間の領域のこと。同時市場の約定結果に応じて出力配分量が決定することになる。
固定出力	Block Loading (Block Loaded)	自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）や市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）において、出力容量下限（Economic Min.）と出力容量上限（Economic Max.）が一致している状態のこと。当該電源は一定の値での出力を行うことになり、言い換えると、出力配分可能領域（Dispatchable Range）が存在しない電源ともいえる。
市場計画可能領域	-	同時市場の約定結果に起動・停止や出力配分を委ねる領域全体の総称。具体的には、自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）における出力配分可能領域（Dispatchable Range）全体と市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）全体（起動・停止も出力配分も市場で確定）のことを指す。

（※ 1）米国においても用語の使い方が様々であり、必ずしも本資料の定義と一致しているわけではないことに注意。

電源運用・入札に関する用語の再定義（続き）

- 前ページの用語の定義を図示すると以下のとおり。



1. 今後検討が必要と考えられる詳細論点
2. 用語の定義
3. **入札と電源の調達・運用**
 - (1) 入札義務**
 - (2) 入札規律
 - (3) 自己計画電源を選択した場合の入札方法
 - (4) 自社電源の余力の活用
 - (5) 電源差替

現行制度における市場供出の考え方の整理

- まず、現行制度における市場供出の考え方を整理する。
- 現行制度においては、発電事業者等の供給者は、スポット市場で取引することは強制されておらず、供給者・受給者間の取引の大宗は相対契約で行われている。その上で、適正な電力取引についての指針（令和6年1月12日、公正取引委員会・経済産業省）（以下「適取GL」という。）において、**供給者は余剰電力（※1）を市場供出することが望ましいとされている**。このため、スポット市場の開場の断面においては、基本的には、**相対取引・スポット取引を含む広義の電力市場において、予備力や入札制約を除いた全ての電源が供出されている状態**になっていると考えられる。
（※1）適取GLにおいては、自社供給力から、自社想定需要（自社小売需要と他社への相対契約に基づく供給量等の合計）・予備力・入札制約をそれぞれ差し引いた残りの供給力と定義されている。
- さらに、**容量市場のリクワイアメントにおいては、安定電源については、卸電力取引所（スポット市場、時間前市場）又は需給調整市場に発電余力を供出することが求められている**。なお、需給ひっ迫のおそれがある場合（※2）には、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。
（※2）前日以降の需給バランス評価によって広域予備率8%を切る場合。

(参考) 適正な電力取引についての指針 (令和6年1月12日、公正取引委員会・経済産業省) (抄)

第二部 適正な電力取引についての指針

Ⅱ 卸売分野等における適正な電力取引の在り方

2 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為及び問題となる行為

(3) 卸電力市場の透明性

ア 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為

③ スポット市場における売り札

スポット市場においては、シングルプライスオークション方式の下、市場支配力を行使することができる供給者（プライスメーカー）が存在しない状況を前提とすれば、**市場支配力を有さない供給者（プライステイカー）にとっては余剰電力の全量（注1）を限界費用（注2）で市場供出することが利益及び約定機会を最大化する経済合理的な行動**と考えられる。一方で、プライスメーカーが存在する場合、当該プライスメーカーが入札価格の引き上げ行為や売惜しみ行為により約定価格を上昇させるおそれがある。したがって、卸電力市場に対する信頼を確保する観点から、**スポット市場において売り札を入れる事業者は、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが望ましい**。このように行動している限りにおいて当該事業者は、下記イ③における「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」に該当しないものとする。

また、スポット市場において売り札を入れる事業者のうち、**市場支配力を有する可能性の高い事業者（注3）においては、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが特に強く求められる**。したがって、当該事業者がこれに反して、合理的な理由なく、限界費用に基づく価格よりも高い価格で市場に供出した場合や、余剰電力の全量を市場に供出なかった場合においては、下記イ③における「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」に該当することが強く推認される一要素となる。

(注1) **余剰電力の全量とは、スポット市場への入札時点において算定される各コマの自社供給力から、自社想定需要（自社小売需要と他社への相対契約に基づく供給量等の合計）・予備力・入札制約をそれぞれ差し引いた残りの供給力**のことをいう。

(注2) 限界費用とは、電力を1 kWh追加的に発電する際に必要となる費用をいい、燃料費等がこれに当たる。なお、限界費用における燃料費について、卸電力市場への入札によって燃料が消費されることで将来的な需要に対応するために追加的な燃料調達を行う必要が生じるときであって、当該価格・量での燃料の追加的な調達が合理的であると客観的に確認可能な場合には、燃料の追加的な調達費用を考慮し得る。また、限界費用の考え方について、燃料制約の発生時においては、非両立性の関係（スポット市場で約定すると他の機会では販売できないという関係）が成立することを前提とし、当該価格・量の妥当性が客観的に確認可能な場合には、将来における電力取引の価格を機会費用として考慮し得る。

(注3) 市場支配力を有する可能性の高い事業者とは、地域間連系線のスポット市場入札時点における月別分断発生率が継続して高い連系線（具体的には、北海道本州間連系設備、東京中部間連系設備、及び、中国九州間連系線）により4区分した地理的範囲において、当該範囲における総発電容量に対して保有する発電容量（発電事業者との長期かつ固定的な相対契約により確保している発電容量を含む。）が20パーセントを超える、又は、当該範囲における主要な供給者（Pivotal Supplier：当該範囲の年間ピーク需要を満たすために当該供給者が保有する供給力が不可欠とされる供給者）と判定される電気事業者のことをいう。

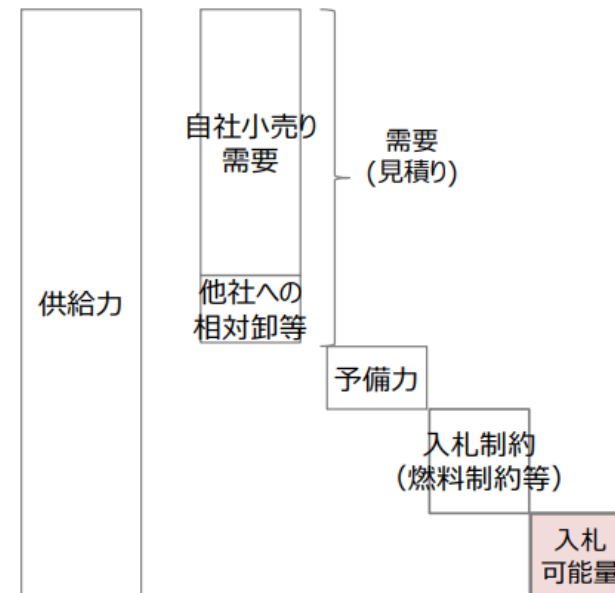
(参考) 余剰電力の全量 (= 入札可能量) の算出方法

第72回制度設計専門
会合 (2022年4月
21日) 資料4より抜粋

「余剰電力全量の限界費用ベースでの市場供出」の基準 余剰電力全量について

- 現状、旧一般電気事業者により行われている自主的取組においては、スポット市場入札時点での余剰電力の全量 (入札可能量) (下図参照) を限界費用ベースで市場に供出することとなっている。
- この余剰電力の全量 (= 入札可能量) は、基本的には、各コマにおける「自社供給力ー自社想定需要 (自社小売り需要と他社への相対卸等の合計) ー予備力ー入札制約」によって算定されている。

(参考) 入札可能量の考え方



(参考) 容量市場に関するリクワイアメントと燃料制約の関係

- 需給ひっ迫のおそれがある場合（広域予備率8%未満）には、供給力提供通知がなされ、容量提供事業者が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。

容量市場業務マニュアル 実需給期間中 リクワイアメント対応（安定電源）編（対象実需給年度：2024年度）（2023年11月29日、電力広域的運営推進機関）より抜粋

1.4.2.2 市場応札の実施

容量提供事業者は、小売電気事業者等が活用しない余力を卸電力取引所⁶または需給調整市場（以下「卸電力市場等」という）へ売り入札してください。ただし、これらの市場で約定させることがリクワイアメント達成の要件ではありません。

なお、以下の場合は市場応札の容量を減少させることができます。

- ・ 容量市場システム上の電源等情報に登録した「相対契約上の計画変更締切時間」以降において、卸電力市場等が閉場しており余力を入札する市場が存在しない場合
- ・ 火力発電において、燃料制約により入札できる容量が減少する場合（ただし、前日以降の需給バランス評価で広域予備率低下に伴う供給力提供の周知⁷対象となったコマ（以下「低予備率アセスメント対象コマ」という）は除きます⁸）

第87回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年6月28日）資料 1 より抜粋

今回の整理事項 周知名称

18

- 本対応の目的は、広域予備率の改善であり、容量確保契約の契約事業者に向けた周知である。
- また、需給計画は、週間～翌日・当日計画に向けて精緻化されていくこととなり、それも踏まえ容量提供のアセスメント対象は翌日計画以降の48点化したデータにおいて広域予備率8%未満となったコマを対象としている。
- このような観点を踏まえ、周知名称は以下のとおりとしたい。
 - 週間～翌日計画公表前に、広域予備率8%未満となった場合を、『**広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知**』
 - 翌日計画公表以降に、広域予備率8%未満となった場合は、『**広域予備率低下に伴う供給力提供通知**』

周知名称	判定時期・予備率	目的
広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知	【判定時期】 ・週間～翌日計画公表前 【広域予備率】 ・予備率が8%未満	・バランス停止機の起動（準備）を促すこと ・揚水発電機において上池へのポンプアップを促すこと ・小売電気事業者との契約による電気の供給、若しくは、卸電力市場・需給調整市場への応札を促すこと
広域予備率低下に伴う供給力提供通知	【判定時期】 ・翌日計画公表以降 【広域予備率】 ・予備率が8%未満	・容量市場におけるリクワイアメントが「平常時」から「需給ひっ迫のおそれがあるとき」に切り替わったことを周知すること ・稼働可能な計画となっている電源等について、バランス停止機においては起動（準備）、揚水発電機においては上池へのポンプアップを行うことで、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、卸電力市場・需給調整市場に応札すること

⁶ 一日前市場（スポット市場）、当日市場（時間前市場）をいう。

⁷ 前日計画公表断面（前日 17 時 30 分頃）に周知し、実需給当日においては当日計画公表断面（30 分毎）に周知いたします。広域予備率 Web 公表システム広域予備率に関する通知情報【容量市場向け】（2024 年 4 月に向けシステム改修中）で周知し、広域予備率 8%未満を判定の都度、web 上に表示するとともに、容量確保契約の契約事業者を確認支援のためメールを送付します。

⁸ 燃料制約により入札できる容量が限られ、全ての低予備率アセスメント対象コマに入札ができない場合、可能な限り広域予備率が低い低予備率アセスメント対象コマから入札してください。なお、燃料制約により入札できなかった低予備率アセスメント対象コマについては市場応札のリクワイアメントは未達成となります。

(参考) 容量市場のペナルティ

- リクワイアメント違反の場合の経済的ペナルティの算出式は以下のとおり。

第5章 契約の履行

容量市場概要

募集概要

参加登録

マイメニュー

契約の履行

容量照会

取引・約款

その他

安定電源

70

リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ (④ 市場応札)

■ リクワイアメント：容量停止計画を提出していないコマにおいて、小売電気事業者等が活用しない余力を卸電力取引所等※1に応札すること。

■ アセスメント：小売電気事業者等が活用しない余力から卸電力取引所等に応札した容量等を控除した容量をリクワイアメント未達量とします。

■ ペナルティ：前日以降の需給バランス評価において、低予備率アセスメント対象コマに該当すると判断されたコマに発生したリクワイアメント未達量について、経済的ペナルティが科されます。

➤ 経済的ペナルティ (円) =
$$\frac{\text{容量確保契約金額 (円)} \times \text{リクワイアメント未達量 (kWh)}}{\text{容量確保契約容量 (kW)} \times \text{1年間で低予備率アセスメント対象コマに該当すると想定される時間 (h)} ※2}$$

—— リクワイアメント未達量の考え方 ——

小売電気事業者等が活用しない余力

リクワイアメント未達量 (kWh)

卸電力市場等に入札した容量 (kWh)

小売電気事業者等に供給する供給力 (kWh)

 電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

※1：卸電力取引所および需給調整市場のことを指します。
※2：容量市場メインオークション募集要綱（対象実需給年度：2027年度）（案）において30時間としています。

容量市場メインオークション制度詳細について（2023年7月、電力広域的運営推進機関）より抜粋

(4) ペナルティの扱いについて

ア 経済的ペナルティの年間上限額および月間上限額は、以下の計算式で算定される金額とします。ただし、発動指令電源および非効率石炭火力電源の稼働抑制の未達成に対する経済的ペナルティについては、月間上限額の対象外とします。

$$\text{年間上限額 (円)} = \text{容量確保契約金額 (円)} \times 110\%$$

$$\text{月間上限額 (円)} = \text{容量確保契約金額 (円)} \times 18.3\%$$

容量市場メインオークション募集要綱（対象実需給年度：2027年度）（2023年8月2日、電力広域的運営推進機関）より抜粋

29

現行制度における市場供出の考え方の整理（続き）

- また、容量市場で約定した安定電源については、発電事業者は、余力活用契約（※1）を締結することや電気の供給指示に応じることが求められている。これはあくまで起動電源における余力に限定されているが、需給ひっ迫時（※2）等においては、電源起動についても一般送配電事業者が指示することが可能。つまり、ゲートクローズ（以下「GC」という。）後についても、必要に応じて余力の供出が求められる制度設計となっている。
 - （※1）容量市場のリクワイアメントの一つとして、調整機能「有」と登録した電源の容量提供事業者が一般送配電事業者との間で締結することが求められている。容量提供事業者は、当該契約に基づき一般送配電事業者からの指令に応じてGC後の上げ余力・下げ余力を調整力として提供する。
 - （※2）追加供給力対策を踏まえても広域予備率5%を切る場合。
- 以上、まとめると、相対取引や市場取引を含めた広義の電力市場においては、基本的には以下のような形で発電事業者から電力が供給されることとなっている（※3）。
 - 平常時：予備力や入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量
 - 緊急時：供給力全量
 - （※3）分かりやすさの観点から、大まかな整理として、このような記載としているが、細かくは市場支配力の有無や容量市場での約定電源か否かによって、広義の市場に対する供出の義務の強度やリクワイアメントの内容は異なることに留意。

余力活用の位置付け（容量市場におけるリクワイアメント）について

8

- 余力活用は、容量市場のリクワイアメントにて、調整機能が「有」と登録した電源が実需給前に、一般送配電事業者と余力活用契約を締結する位置付けとなる。

容量を提供する電源等の区分毎のリクワイアメント				
容量を提供する 電源等の区分	リクワイアメント		実需給中	
			実需給前	平常時 需給ひっ迫の おそれ
安定電源	余力活用に関する契約の締結	・調整機能「有」と登録した電源は、一般送配電事業者と余力活用に関する契約を締結すること	✓	

調整機能「有」の電源について

9

- 余力活用契約でいう調整機能とは、需給調整市場における商品の要件を満たす機能を指す。
- 需給調整市場における商品要件では、一般送配電事業者は、一次調整力を除き、オンラインの制御信号で指令することとなっているため、一般送配電事業者は、余力活用電源に対して、オンライン指令信号により、余力を活用することとなる（調整機能は全て（GF・LFC・EDC）活用可能）。

需給調整市場における商品の要件

3

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オフライン (一部オフライン可※1)	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線のみ (オフライン監視の場合は不要)	専用線のみ	専用線 または 簡易指令システム※2	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
入札時間単位	3時間※3	3時間※3	3時間※3	3時間※3	3時間※4
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内※5
継続時間	5分以上	30分以上※3	30分以上※3	3時間※3	3時間※4
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	- (自端制御)	0.5～数十秒	専用線：数秒～数分 簡易指令システム※2：5分※6	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分※6	30分
監視間隔	1～数秒※1	1～5秒程度	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム※2：1分	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※7
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	15分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	45分以内※5に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)
最低入札量	5MW※8 (オフライン監視の場合は1MW)	5MW※8	専用線：5MW※8 簡易指令システム※2：1MW	専用線：5MW※8 簡易指令システム：1MW	専用線：5MW※8 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 事後に数値データを提供する必要有り。

※2 休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後に開始

※3 将来「30分」に変更予定。システム改修内容を踏まえ、変更時期は別途整理予定。

※4 2025年度より「30分」に変更予定。

※5 2025年度より「60分以内」に変更予定。

※6 広域需給調整システムの計算周期となるため当面は15分。

※7 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

※8 将来「1MW」に変更予定。システム改修内容を踏まえ、変更時期は別途整理予定。

現行制度における予備力の考え方の整理

- 予備力については、これまでも、供給能力確保義務や計画値同時同量制度の解釈の整理も合わせて、たびたび議論が重ねられている。また、スポット市場との関係では、旧一般電気事業者は自社需要の0～1%分の予備率はスポット市場に投入しなくとも売り惜しみに該当しないという整理となっている。まずは、これらの議論について、以下のとおり振り返る。

＜供給能力確保義務や計画値同時同量制度の議論の変遷＞

①小売全面自由化以前（～2016年3月）

- 一般電気事業者に対して、その供給区域における一般の需要に応ずるための供給義務を課すことで、予備力も含め、必要な供給力を確保していた。ただし、この予備力が送配電部門で確保されるものなのか、小売部門なのかは必ずしも明らかではなかった。

（参考）小売全面自由化前の電気事業法
（供給義務等）

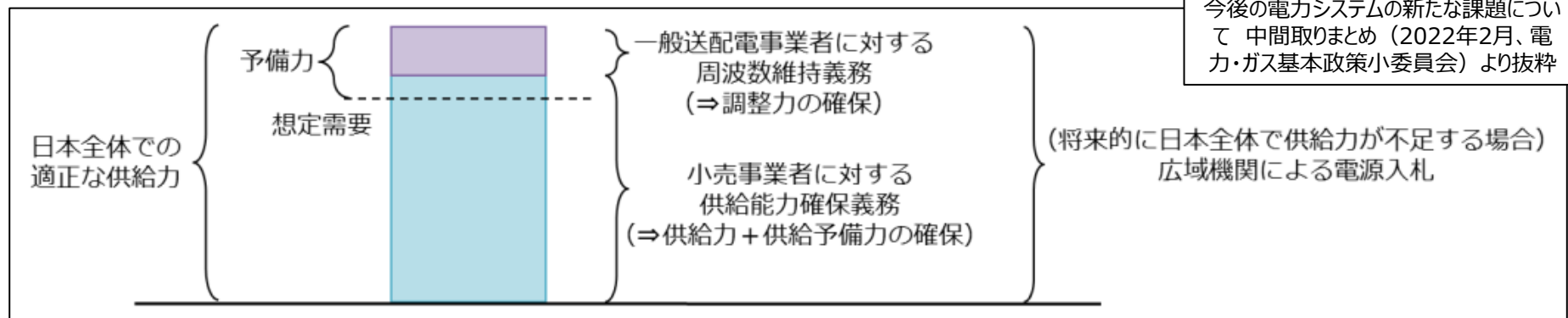
第18条 一般電気事業者は、正当な理由がなければ、その供給区域における一般の需要（事業開始地点における需要及び特定規模需要を除く。）に応ずる電気の供給を拒んではならない。

現行制度における予備力の考え方の整理（続き）

②小売全面自由化以降（2016年4月～）

- 小売全面自由化に伴い、必要な供給予備力の確保については、**そのすべてを送配電事業者が調達するのではなく、少なくとも一部については競争環境の中で小売電気事業者が調達すること**で、安定供給を確保しつつ、競争による効率化のメリットを引き出す制度設計とすることが望ましいことから、送配電事業者に対して、周波数維持義務という形で需給バランスの維持を義務付けることで、一定の供給予備力（調整力）を確保するとともに、**需要家に対して直接的な責任を負う小売電気事業者に対しても、その需要に対して必要な供給予備力の確保を義務付けることで、一定の供給予備力を確保することとした。**
- また、市場メカニズムでは電源の建設が進まず、将来的に日本全体で供給力が不足すると見込まれる場合に備えたセーフティネットとして、広域機関が発電所の建設者を公募する仕組み（電源入札）を創設することで、必要な供給力を確保することとした。

必要な供給力を確保するための各事業者・広域機関の役割



(参考) 小売電気事業者の予備力の確保

- 小売全面自由化に向けて議論がなされ、小売電気事業者も一定の供給予備力の確保が求められるという整理になった。

第8回電力システム改革小委員会
制度設計ワーキンググループ（2014
年9月18日）資料5-1より抜粋

(論点4) 供給能力確保命令の発動要件について②

23

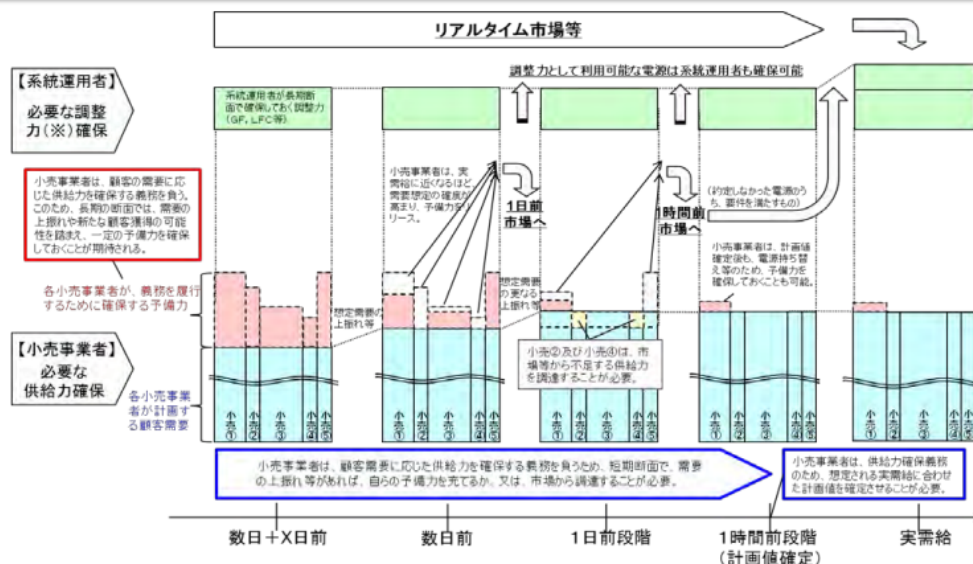
小売供給の相手方が安定的に小売供給を受けられる環境を整備するため、小売電気事業者は需要に応ずるための供給能力を確保すべき義務を負うとともに、当該義務が履行されない場合には経済産業大臣は当該小売電気事業者に対し、必要な措置をとるべきことを命ずることができる(供給能力確保命令を発動する)が、その際の論点は以下の通り。

論点4-(1):「その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力」について

○小売の供給能力確保義務は、各小売事業者が自らの顧客需要に応じた供給能力を確保することにより、需要家の利益を守るもの。

○このような観点から、「小売供給の相手方の電気の需要」とは、気温の変化等による需要の変動も含めた最大需要のことであり、小売電気事業者はこれを上回る「供給能力」を確保することが求められる。(下記(参考)参照。)

○すなわち、小売電気事業者が実需給断面において供給能力確保義務に対応するためには、通常想定される需要に対応する供給能力に加え、需要の上振れ等の可能性に対応するための一定の供給予備力の確保が求められる。(需要の上振れ等により供給能力が不足する場合には、市場等から追加的な供給能力を調達することが必要。)



(参考) 第2回制度設計WG(平成25年9月19日)
資料3-2事務局提出資料より
「小売事業者による供給力確保イメージ」

(※) 系統運用者による調整力は、周波数制御(GF, LFC)及び需給バランス調整(瞬時予備力、運転予備力)等に必要な供給力

(参考) 小売電気事業者の予備力の確保 (続き)

- 具体的には、小売電気事業者が確保すべき予備力は持続的需要変動対応分（H3需要の1～3%）と偶発的需要変動対応分（H3需要の7%）の一部である。

第8回電力システム改革小委員会制度設計ワーキング
グループ（2014年9月18日）資料5-2より抜粋

論点1：周波数制御・需給バランス調整に必要な調整力の量の考え方②

10

- 供給予備力の必要量に関するこれまでの考え方の中には、現在の一般電気事業制度の下、一般送配電事業のみならず、小売電気事業にとって必要となる量についても含まれている。
- したがって、第2弾改正実施に伴う電気事業類型見直し後は、一般送配電事業にとって必要な調整力を特定し、必要費用として認識していくことが必要ではないか。
- なお、これまでの考え方は、昭和62年以降基本的に見直されていないものであることから、第2弾改正実施から当分の間はともかく、広域機関設立後に直ちに再検討に着手していくこととしてはどうか。

現在の必要予備力の考え方

持続的需要変動対応	1～3%	循環的景気による需要変動を過去の実績から分析
偶発的需要変動対応	7%	水力の出力変動 ・過去の実績から水力の出力変動を確率的に織り込み 計画外停止 ・電源の計画外停止の実績を確率的に織り込み 需要変動 ・気温などによる需要変動を確率的に織り込み
合計	8～10% (※)	

(※)ここでは、長期断面での運用が想定されているため、H3需要(年間最大3日平均の需要)に対する8～10%の量ということになる。

出所 昭和62年6月 中央電力協議会

電気事業類型見直し後の方向性

「持続的需要変動対応」:

- ◆循環的景気、すなわち長期的な景気変動に伴う需要変動に対応するためのものであり、基本的に、需要に応ずる供給力の確保は小売事業者の義務。

◆この部分については、**原則、小売電気事業者が確保すべき予備力として整理することが適当ではないか。**

「偶発的需要変動対応」:

- ◆小売事業、送配電事業のそれぞれにとって必要となる供給予備力が含まれる。

(例)

- ー小売事業者が、1週間後の100の需要予測に対し、発電事業者から100の供給力を調達する計画を有していた場合に、当該発電事業者において、計画外停止が発生し、当該発電事業者の発電計画が70となってしまった場合、当該小売電気事業者が、30の代替供給力を確保しなければならない。
- ー発電事業者が、1時間後の30分コマに対して、100の発電計画を有していた場合に、計画外停止が発生し、発電容量が70となってしまった場合、一般送配電事業者が、30の発電インバランス補給をしなければならない。

◆この部分については、**小売電気事業者が確保すべき予備力と、一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると考えることが適当ではないか。**

(参考) 小売電気事業者の予備力の確保 (続き)

- その後、広域機関において、詳細に議論がなされ、2017年度分の調整力公募（電源Ⅰ）においては、偶発的需給変動対応分（H3需要の7%）は一般送配電事業者が確保することとなった。

電源Ⅰ 必要量について（沖縄エリア以外）

第8回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2016年10月6日）資料3-1より抜粋

■ さらに、以下の課題もあることに留意が必要。

- 今年度のデータのみで試算した結果であり、年度毎の違いを考慮できない。
- 冬季ピークのエリアもあるなかで、現時点では冬季の実績が分析できていない。
- これまでの実績に見られる小売電気事業者の需要予測誤差の平均値からの偏差が今後解消していくのかどうか（ゼロ点補正をすることが適当かどうか）の判断が難しい。



■ 電源Ⅰの必要量については、第5回委員会において、小売電気事業者による予備力確保に懸念があることから、偶発的需給変動対応の予備力（H3需要の7%）を暫定的に一般送配電事業者が電源Ⅰとして確保することを提案し、ご異論はなかった。

■ その後、実績データに基づいた電源Ⅰ必要量の算定について検討、試算を行ったが、上記の課題があることも考慮すると、第5回委員会で議論した数値を見直すべきとまでは言えないのではないか。

■ そのため、今回は暫定的に9エリア一律でH3需要の7%とすることでどうか。

- ⇒ 実績としてH3需要の7%を超える変動が発生していることから、残余需要ピーク時間帯においても電源Ⅱ余力に一部期待することになる。実運用において電源Ⅱ余力を活用してもなお調整力が不足する場合は連系線を通じた応援等により対応することとなるが、そのような状況が発生した場合等には、追加調達等の対応の必要性を速やかに検討する。
- ⇒ 次回の公募に向けて、予測誤差等のデータの蓄積を継続するとともに、電源Ⅱ余力の状況を考慮した分析の在り方について検討する。

(参考) 小売電気事業者の予備力の確保 (続き)

- なお、現在においても、電源Ⅰの調達必要量はH3需要の最大7%ということになっている（2024年度以降は需給調整市場の全面運開により、調達量の考え方は変更。）。

第74回調整力及び需給バランス
評価等に関する委員会（2022
年6月28日）資料4より抜粋

電源Ⅰ 必要量 ～沖縄以外のエリア～

4

- 沖縄以外のエリアの電源Ⅰ 必要量は次式による。
＜沖縄以外のエリア＞

電源Ⅰ = 周波数制御機能あり調整力（電源Ⅰ-a）必要量
+ 周波数制御機能なし調整力（電源Ⅰ-b）必要量

- ※ 電源Ⅰ-aと電源Ⅰ-bの合計が「最大3日平均電力」の7%を超過する場合は、最大7%を上限に確保することし、優先的に電源Ⅰ-aを確保する。
- ※ 「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2022年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。
- ※ 2023年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2023年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。

電源Ⅰ-a= 最大3日平均電力 ×各エリア必要量算出値（%）

- ※各エリア必要量算出値とは2021年度残余需要ピーク95%以上のコマにおける、「時間内変動」と「30分内残余需要予測誤差」の合成値の3σと事故時対応調整力の合計を2022年度供給計画の第2年度における最大3日平均電力（離島除き）で除した値。

電源Ⅰ-b= 三次調整力①調達量×調達不足率（%）

- ※需給調整市場の売り応札量が十分に供出されるまでの間の暫定的な対応として、透明性・公平性の観点および需給ひっ迫リスク回避の観点から、三次調整力①の一部を年間調達として、電源Ⅰ-bを調達する。
- ※三次調整力①の調達不足率は、需給調整市場における2021年度の三次調整力②の取引実績から算出する。

※ 算定においては、離島分を除いて算定する

2023年度向け調整力公募における電源Ⅰ 募集量について

【P.13】

- 電源Ⅰ 必要量を算出した結果、7%を上回っているエリアもあるが、7%以上を確保することは小売電気事業者が活用できる供給力を減少させる可能性もあることから、これまでどおり7%を上限として、調達することとどうか。
- これまでも電源Ⅰの量を最大7%としていたが、実運用においては、上げ調整力が不足する状況には陥っていない。これは小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源Ⅱを適切に共用することで、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源Ⅱ余力が十分に活用できているためと考えられる。
- 2024年度以降は、調整力公募が終了し、全ての調整力を需給調整市場から調達するとされており、その調達量は商品毎の必要量から算出されることとなる。需給調整市場における調達量の上限については、今後の市場の課題整理のなかで検討することとしたい。

電源Ⅰ 必要量について

※1 沖縄エリアは別途整理
※2 2022年度供給計画第2年度のH3需要（離島除き）に対する%

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源Ⅰ-a必要量[%]※2	8.1%	6.4%	5.6%	6.5%	6.1%	5.4%	6.4%	6.5%	5.1%
電源Ⅰ-b必要量[%]※2	5.5%	4.8%	1.5%	2.4%	1.7%	0.6%	0.6%	0.5%	1.9%
電源Ⅰ必要量[%]※2	13.6%	11.2%	7.1%	8.9%	7.8%	6.0%	7.0%	7.0%	7.0%

電源Ⅰ 募集量 最大7%

電源Ⅰ 募集量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源Ⅰ-a募集量[%]※2	7.0%	6.4%	5.6%	6.5%	6.1%	5.4%	6.4%	6.5%	5.1%
電源Ⅰ-b募集量[%]※2	0.0%	0.6%	1.4%	0.5%	0.9%	0.6%	0.6%	0.5%	1.9%
電源Ⅰ募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	6.0%	7.0%	7.0%	7.0%

現行制度における予備力の考え方の整理（続き）

③容量市場導入以降（2024年4月～）

- 電力・ガス基本政策小委員会において議論が重ねられ（2021年9月24日から同年12月27日）、「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」（2022年2月）において、容量市場が導入される2024年度以降については、日本全体（沖縄エリアや離島を除く）で必要な供給能力は、小売電気事業者毎ではなく、基本的に容量市場を通じて一括して確保されることとなることから、**小売電気事業者が果たすべき供給能力確保義務は、容量市場における容量拠出金を支払う義務（金銭支払義務）である**とされた。
- また、**計画値同時同量の観点からは、仮にスポット市場等で売り切れが生じインバランスが発生する場合でも、小売電気事業者がスポット市場で適切に買い入札を行っている等の複数の要件を満たしている場合には、義務違反ではない**とされた。
- なお、燃料を含むkWhの確保の観点からは、「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」（2022年12月27日改定、資源エネルギー庁）や容量市場のリクワイアメントやペナルティを通じ、発電事業者があらかじめ燃料を確保することが期待されているものの、kWh不足リスクがなくなるわけではなく、燃料調達の観点から、引き続き詳細検討が必要とされた。この点は、先の作業部会でも燃料調達に関する議論がなされ、内外無差別な卸売の長期化などの政策につながったものの、引き続き、電力システム改革の検証において、議論を続けていく。

(参考) 容量市場導入以降の供給能力確保義務及び計画時同時同量義務

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（2022年2月、電力・ガス
基本政策小委員会）より抜粋

	2021年度	2022～2023 年度	2024 年度以降
供給能力 確保義務	(i 、 ii) 原則として、小売電気事業者は自らkWhを確保することを通じて、供給能力確保義務を果たすことが必要。 一方で、以下の全ての条件を満たす場合、法第2条の12第1項の「正当な理由がある」と考えられる（セーフハーバー）。 ① 需給ひっ迫でない場合（広域予備率（※1）が3%を越える場合をいう。） ② スポット市場に入札したにもかかわらず、スポット市場において売り切れ（ブロック入札の売れ残りを控除した後の売残量が0となる場合をいう。）が生じたことにより、インバランスが発生する場合 ③ スポット市場（※2）及び時間前市場において、小売電気事業者が市場調達を合理的に行おうとしているにもかかわらず（※3）、取引が成立しない場合 ④ 当該小売電気事業者が、事後的にインバランス料金の支払いを行う場合 （※1）2021年度は、当該インバランスが発生させた小売電気事業者のエリアの予備率 （※2）2021年度に限る （※3）市場において買い応札を行わない、常に市場の約定価格と比較して著しく安価な価格で買い入札を続ける等でない場合		(iii) 容量市場における容量拠出金を支払う義務（金銭支払義務）とする。
計画値同 時同量義 務	(iv) 上記と同様。		(iv) 左記と同様だが、「広域予備率（※1）が3%を越える場合」の要件は無し。
燃料確保	(v) 一般送配電事業者によるkWh公募により調達する方法や他の方法も含め、今後より詳細検討。		

※沖縄や離島においては、容量市場やJEPX取引がないことを踏まえ、従来の基準を適用する。

(参考) 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 (2022年12月27日改定、資源エネルギー庁) (抄)

4. 燃料確保にあたって望ましい行動

(2) 燃料確保にあたって発電事業者にも望まれる行動

① タンク運用・在庫にあたって望まれる行動

LNG火力発電について、旧一般電気事業者等は出力ベースで約9割を保有しており市場支配力を保有する。そのような中で、特にそれらの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。**そのために各事業者は、**特に需給変動が大きい高需要期において、LNG受払計画を適切に更新し、変動に対応する適正な在庫量を確保することが望ましい。**

(略)

② 電力需給見通し

(1) で述べた各社の燃料確保の実態で示したとおり、需要見通しにあたって、小売電気事業者から通告される電力量想定のみを考慮し調達を実施する場合、燃料調達の2か月程度のリードタイム以内の実需要断面において、小売電気事業者の通告量に大幅な変更が生じると、海外からLNGを調達する発電事業者は柔軟な在庫管理が困難となる。

また、市場入札予定量としての想定を行わない場合、実需要断面において市場で想定していなかった量の約定が生じると、当初予定していた在庫管理がより困難となる。

これらを踏まえると、**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。**

現行制度における予備力の考え方の整理（続き）

＜スポット市場と予備力の関係＞

- 小売電気事業者の予備力の確保は必要なものの、小売全面自由化前と比較して、各小売電事業者が過剰に予備力を確保し、卸電力市場の流動性が下がることは問題があることから、「卸電力市場の流動性向上の観点からの旧一般電気事業者（小売部門）の予備力確保の在り方について」（平成29年10月31日、電力・ガス取引監視等委員会、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関）において、**旧一般電気事業者各社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限界費用相当価格で投入すること等が求められている。**
- これを踏まえ、適取GLにおけるスポット市場への余剰電力投入の余剰電力とは、「自社供給力から、自社想定需要（自社小売需要と他社への相対契約に基づく供給量等の合計）・予備力・入札制約をそれぞれ差し引いた残りの供給力」と整理されているところ。

（参考）「卸電力市場の流動性向上の観点からの旧一般電気事業者（小売部門）の予備力確保の在り方について」（平成29年10月31日、電力・ガス取引監視等委員会、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関）（抄）

3. 今後の対応

電力・ガス取引監視等委員会として、卸電力市場の流動性を向上させる観点から、旧一般電気事業者の小売部門（沖縄、北海道を除く）に対し、以下の内容の取組を求めることとしたい。

なお、今後、例えば安定供給の観点から問題が生じるおそれのある又は生じた場合など、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関及び一般送配電事業者からの具体的な根拠に基づく要請を踏まえ、適宜見直しを行うこととする。

- ✧ **スポット市場入札時点（前日午前10時時点）において、旧一般電気事業者の小売部門は、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。**
- ✧ スポット市場入札時点以後において、旧一般電気事業者の小売部門は、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。
- ✧ 旧一般電気事業者の小売部門は、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。
- ✧ 併せて、旧一般電気事業者の小売部門は、引き続き、需要計画及び需要予測の正確性向上を図ること。
- ✧ 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。
- ✧ なお、旧一般電気事業者の小売部門へは、スポット市場及び一時間前市場への電源投入のみを求めることとし、その約定結果については問わないこととする。このため、旧一般電気事業者の小売部門が、スポット市場及び一時間前市場へ電源を投入したにもかかわらず、約定せず、結果的にGC 時点で自社需要に対して過大な供給能力を確保していることは問題ないこととする。

同時市場における市場供出の考え方

- 現行制度においても、同時市場においても、安定供給や相場操縦防止の観点からは、基本的にはより多くの電力（電源）が相対取引・市場取引を含む広義の電力市場に供出され、その中で安価な電源から実際に使用されることが望ましいという構造自体は変わらないと考えられる。
- また、現行市場と同時市場の大きな違いとして、同時市場においては、個別事業者の最適化だけでなく、全体の最適化をより追求できることや、供給力（kWh）と調整力（ΔkW）の両方が売買できる市場であること等を踏まえると、現行制度以上に同時市場供出による社会全体のメリット（系統信頼性等も含めた安定供給、経済性の追求、等）が高まると考えられ、前日同時市場の断面においては、より多くの電源の供出が望まれる。
 - 現行制度においては、基本的には電源を特定しないkWhの取引（※ 1）が相対取引や市場取引で積み重なった上で、販売されたkWhの総量を踏まえて、発電事業者が電源バランスを組み、GC後に需給調整市場や余力活用契約（足元においては、電源Ⅱ契約）に基づき、一般送配電事業者が電源態勢を最終調整する形。
（※ 1）電源特定をした相対取引や、スポット市場におけるブロック入札など、電源に紐づいていると観念されうる取引も一部含まれる。
 - 同時市場においては、相対取引が行われる点は現行と同様であるものの、前日同時市場におけるThree-Part Offerによる入札は、基本的には電源単位（※ 2）での入札であり、前日同時市場に供出されたkWhとΔkWが同時最適化されつつ、日本全体で電源バランスが組まれる形（※ 3）。
（※ 2）小規模電源やDRの取り扱い（アグリゲーション等）は要議論。
（※ 3）SCUC・SCEDロジックで全ての電源のバランスを確定する形では、燃料制約や電源トラブル等との関係で支障が出るおそれがあるため、自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）等の取り扱いについては後述のスライドで整理。

同時市場における市場供出の考え方（続き）

- 以上を踏まえると、発電事業者からは、相対契約や同時市場の取引を含めた広義の電力市場（※ 1）に対して、以下のような供給力の供出が望ましいのではないかと。
（※ 1）相対契約がある場合の同時市場への入札・情報登録の詳細については、後述。
 - **平常時：入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量（※ 2）**
（※ 2）現行制度においては、「予備力や入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量」
 - **緊急時：供給力全量**
- また、これは売り惜しみ等の相場操縦がより発生しにくい設計ともいえるのではないかと。
- もっとも、予備力に関する議論は、容量市場など同時市場以外の他市場の設計や供給能力確保義務の在り方等にもかかわるものであるため、電力システム改革の検証（電力・ガス基本政策小委員会）において議論を深め、最終的な結論を出すことにしたい。
- さらに、入札（市場供出）・約定・発電するか否かに関わらず、系統混雑・需給ひっ迫時対応等のため、各電気事業者が電源等情報を市場へ提供することを通じた、一元的な情報の把握・管理の仕組みを合理的に構築することが必要ではないかと。

(参考) 電源等情報の一元的な把握・管理

「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」
取りまとめ（2023年4月25日）より抜粋

3.7.3 電源等情報の一元的な把握・管理／長期固定電源等を前提とした制度設計⁷⁸

前日同時市場においては、売り手・買い手の入札だけでなく、TSOの想定需要や日本全体の電源の起動状況等も踏まえて約定結果を決めるため、前日段階での全体の需給の状況の把握が必要となる。加えて、系統混雑管理の観点からは、系統運用者が把握しない形で発電計画変更（差し替え）が行われると再混雑発生などに伴う不確実性・非経済性が課題となりうる。また、需給ひっ迫時の対応のため、電源Ⅲの発電余力を把握する⁷⁹等の観点からも市場で一元的に発電情報を収集することは望ましい。このような電源情報の一元的な把握・管理の観点からは、前日同時市場を通じて必要な情報を把握する仕組みとすることが効率的と考えられる。なお、前日同時市場を通じて必要な情報を把握する具体的な方法としては、入札情報の一つとして求めるか、前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求めるか、いずれもありうる。

(参考) 市場供出や容量市場のリクワイアメントに関する意見 (抜粋)

- 容量市場に関して、本当にリクワイアメントを満たしていると言えるのかどうかの議論が進んでいる。今までは、スポットマーケットに出した上で、約定しなかった結果として、バランス停止したとして、その後需給が逼迫したことがあったとしても、よほどのことが無い限りリクワイアメントを満たしていないとみなさないが、その後調整力に出さなくても本当にいいのか、時間前に出さなくても本当にいいのかは、これから整理が進むと思う。それに関して、需給が結果的に逼迫したときに、セルフスケジュールの結果として、最大限の供給力を供給しなかった事業者は、積極的に容量市場のリクワイアメントを満たさなかったとみなせば、強いインセンティブになると思う。まともな事業者であれば、そのような需給が逼迫しているときにキープして動かさないなどということは、経済合理性から考えてほとんどないと思うので、まともな事業者であれば、セルフに対するディスインセンティブにはならないと思うが、変なことをする事業者のディスインセンティブに十分なことを考えれば、容量市場のリクワイアメントを同時に考えるのも一つの出口になると感じた。(第4回：松村委員)
- 容量市場で落札しているDRがあるが、リクワイアメント・アセスメントのハードルが高い点が一つ課題だとすれば、例えば容量市場のリクワイアメントに応じることを前提としている電源は、供出するタイミングについては市場供出を求めていくとか、アレンジの仕方もあるかと思うので、今後詳細検討していくときに、その視点も含めてご検討いただければと思っている。(第5回：市村委員)
- (電源運用の) 様々な制約、年間に及ぶ制約、起動停止回数の全体の制約はとても複雑だが、これは本来はJEPXの余剰・限界費用での玉出しとも直結しているはず。これまで、こういった制約も考えつつ、どれぐらい厳格に監視されていたのかは、同時市場の検討でもとても参考になる。今まで監視できていれば同時市場でできないことは決してないと思う。もしできていなかったとすれば今までの監視が甘かったのではないかと懸念。同時市場だけでなく、足元の話としても整理してほしい。(第6回：松村委員)

1. 今後検討が必要と考えられる詳細論点
2. 用語の定義
3. **入札と電源の調達・運用**
 - (1) 入札義務
 - (2) 入札規律**
 - (3) 自己計画電源を選択した場合の入札方法
 - (4) 自社電源の余力の活用
 - (5) 電源差替

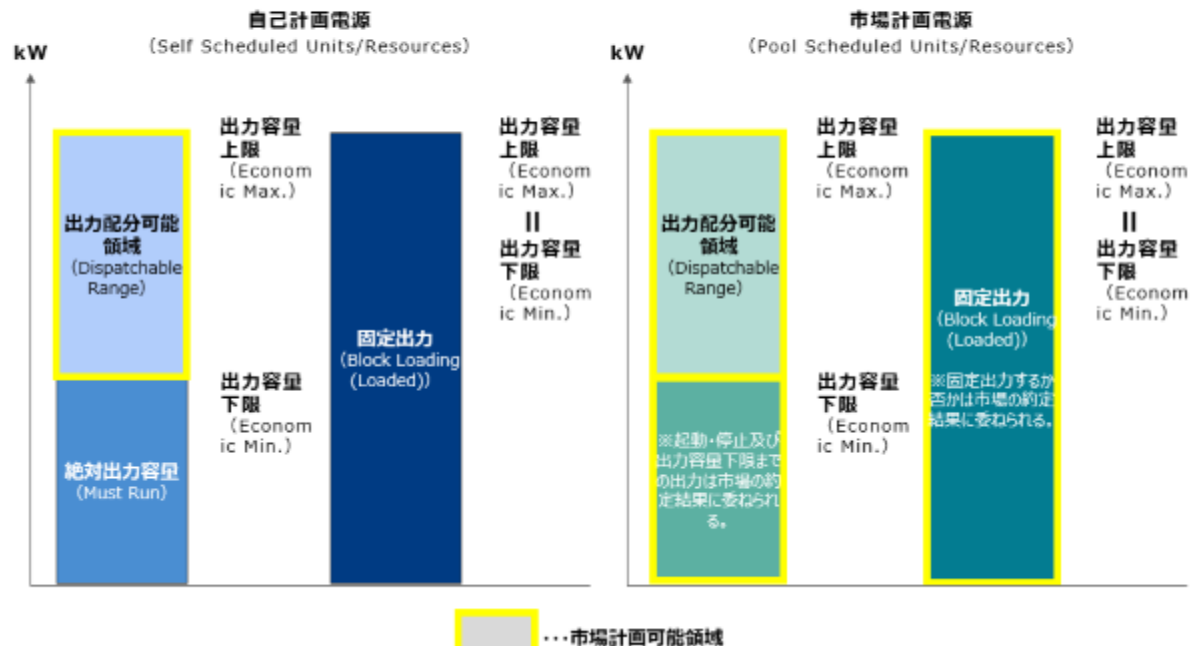
入札規律に関する検討の前提

- 米国制度を参考にすると、2. で定義したように、入札方法を自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）と市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）に区分することが考えられる。日本と米国では電源構成や電源の起動時間等に差はあるが、電源の起動停止を決定した上で、出力配分を決めるという基本的な構造に差はないため、概念的には以下の入札区分をベースに今後の議論を行うことが適当ではないか。

(再掲) P.23

電源運用・入札に関する用語の再定義（続き）

- 前ページの用語の定義を図示すると以下のとおり。



入札区分（自己計画電源・市場計画電源）の選択

- 過去の検討会においては、電源の起動停止や出力配分について、発電事業者等が一定程度は確定したいという意見と、同様の目的は低価格で入札することにより達成できるという意見があった。
- 前者は、電源の入札について、発電事業者が自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）として入札することを認めるものであり、後者は、原則として全ての電源を市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）として入札することを求めるものといえる。
- 電源は発電事業者の財産であり、発電事業者が法令の範囲で自由に使用、収益できることが原則。
- また、日本全体のkW、kWh両面での安定供給のためには、発電事業者が、実需給における発電量を見込みつつ、kW（設備形成・維持）とkWh（燃料含む発電原資）を中長期にわたり適切に確保することが重要であり、そのためには、電源の起動停止や出力配分について発電業者に一定の裁量を持たせ、予見性を与えることが望ましい。
- 加えて、発電事業者が自ら電源を運用する場合に比して、同時市場で起動停止・出力配分を決定するために参照できる情報（電源の各種制約等）には限界がある。
- 以上を考慮すると、電源の入札区分については、発電事業者が原則として自由に選択できる仕組みとすることが適当ではないか。

入札区分（自己計画電源・市場計画電源）の選択（続き）

- ただし、安定供給や適正な取引の確保の観点からの必要がある場合には、自己計画電源であっても一定の制約に服することが求められる。
- 具体的には、先述の3.（1）の入札義務に照らし合わせると、相場操縦規制や容量市場のリクワイアメントに基づき、発電事業者が入札した電源について、自己計画電源としての出力が決まった上で余力がある場合には、当該余力については出力配分可能領域（Dispatchable Range）として入札をすることが求められることになる。この点については、適切な取引規律や厳格な監視も必要と考えられる。
- また、自己計画電源であっても、需給ひっ迫等の緊急時における一般送配電事業者による緊急的な電源運用も必要となる場合があると考えられる。
- 加えて、電力の需給バランス維持の観点から、出力制御や混雑処理のための対応を検討する必要もあるのではないか。

（例）

出力制御が発生することが明らかに予測されるコマについては、長期固定電源等を除き、全ての電源を市場で起動停止・出力配分的意思決定が可能（市場計画可能領域）な電源として入札することを制度的に求める等。

出力容量（出力容量下限及び出力容量上限）の設定

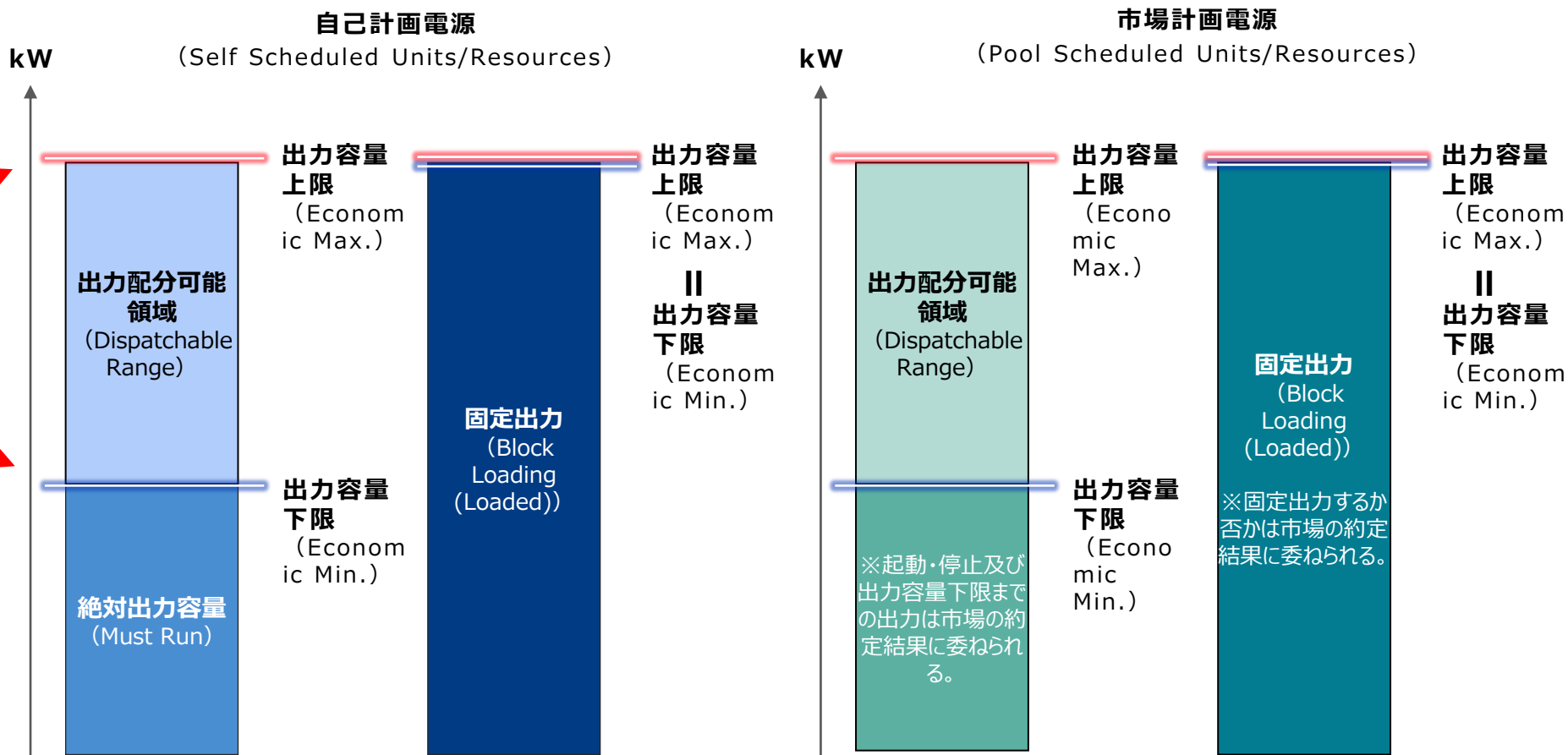
- 出力容量下限（Economic Min.）及び出力容量上限（Economic Max.）についても、自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）及び市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）の議論と同様に、電源の各種制約や事業戦略上の主体性の観点から発電事業者が主体的に設定可能とすべきなのではないか。
- なお、本論点についても、前ページと同様に、相場操縦や売り惜しみ等の防止の観点から出力容量上限（Economic Max.）を不当に低く設定していないか等の適切な取引規律や厳格な監視、容量市場のリクワイアメントへの対応、需給ひっ迫等の緊急時の一般送配電事業者による電源運用、出力制御や混雑処理のための対応の検討が必要であると考えられるのではないか（※）。
（※）出力容量の上限・下限が設定されている場合でも、容量市場で約定した安定電源については、「GC後の上げ余力・下げ余力の提供（余力活用契約を締結した場合）」や「供給指示への対応（一般送配電事業者からの電気の供給指示があった場合、適切に対応すること）」が求められることに留意が必要。

入札区分（まとめ）

- 以上をまとめると、以下のとおり。

発電事業者が主体的に選択

発電事業者が主体的に設定可能



ただし、①相場操縦や売り惜しみ等の防止の観点からの取引規律や監視、②容量市場のリクワイアメントへの対応、③需給ひっ迫等の緊急時の一般送配電事業者による電源運用、④再エネ出力制御や混雑対応、については、引き続き、議論が必要。

(参考) 入札区分に関する意見 (抜粋)

- 燃料調達や中長期的な電源投資、維持等の在り方と整合的にする必要。具体的には、燃料調達のリードタイムや同一発電所における複数の発電機を同時に起動できないケースがあるといった運用制約等。(第1回：関西電力)
- 長期固定電源以外をコストベースであるThree-Partで入札しなければいけないとした場合、発電事業者の電源の予見性といった観点からは課題が生じるため、相対取引については基本的には認められるもの。この論点は資料3のP.23のどの選択肢を選択するかに帰着するが、各選択肢は本質的には大きな違いはない。(第2回：市村委員)
- セルフスケジュールを認めないと色々な支障が出てくるという意見は、入札価格を事業者が決めることを考えれば不合理だと思う。高い価格に対する規律は有り得るが、色々な在庫等の制約があって、(燃料を)燃やさざるを得ない時に低い価格で入札することはどんな制度設計をしても認められるはず。セルフスケジュールを自由に認めることで9割方が不透明な取引に移行しかねないという状況下で、会計上の課題によりやむをえない場合であっても十分に考える必要がある。(第2回：松村委員)
- 発電事業者は日々の国内の需要やグローバルな市況を踏まえて、燃料の貯蔵設備の制約や発電設備の運用上の制約、燃料調達契約に関するコマーシャル上の制約を考慮して調達・配船を行い、裏でデリバティブ中心のヘッジ取引も行うのが実態。燃料確保の観点を含めてヘッジを活性化することは、セルフスケジュール電源の存在にも関わり、長期契約含めて非常に重要。同時市場の設計においても、BGの自由度を確保した上での設計を議論することがいいのではないか。(第2回：enechain)
- 発電事業者が、中長期的な観点で、自らの設備の信頼性を確保し、燃料調達費用と安定性のバランスを実現できる電源運用を検討することが安定供給に資する。小売電気事業者目線でも、特定の電源種や地域の電源から供給を受けたいという需要家ニーズもあり、これはCN実現の中で、更に今後高まると思慮。小売電気事業者が調達先を選ぶ環境を実現するための発電事業者側の運用を考えることが必要。発

電事業者の電源運用の実態を踏まえつつ、将来にわたっても各事業者が創意工夫出来るような調達・運用の在り方を考慮いただきたい。(第2回：関西電力)

- BGの自由度を残しつつ検討するのであれば調整力市場の焼き直しにすぎない。BG制を追求するのであればBGの責任や罰則を厳しくする必要。また、SCUC・SCEDの計算を行うのなら、時間前で何を売買するつもりなのか、良く分からないし、インバランスも含めて価格の動向には注意すべき。(第2回：JEPX)
- 発電事業者は、燃料運用や設備運用において平常時やトラブル時などの様々な制約を加味しながら、1日や週間断面だけではなく、年間などの長いスパンでも安定供給の確保を前提としつつ、最経済となるような運用に努めている。これらの運用制約をすべて特定して、かつ、市場の約定ロジックに組み込んで解決するというのは現実的には厳しい。市場設計の前提となる安定的、経済的な燃料確保の観点も踏まえて、慎重に議論すべき。(第2回：JERA)
- セルフスケジュール電源はプライステイカーという理解でいいか。その場合、市場価格が0円であれば、発電事業者は0円しか受け取れないことになる。火力発電など可変費が高い電源は赤字が生じることになるので、セルフスケジュール電源としてオファーするかは、事業者がその前提を踏まえて判断をすることになる。セルフスケジュール電源がこういうものであることはよく認識しておく必要。(第4回：監視委)
- 設備面に起因する制約については、直接的にロジックへ組み込める記載がされているが、まず現行ツールでは細かな運用制約条件まではカバーし切れていないことは前提として認識した上で、運用制約の中には本ロジックで扱う日間や週間だけではなく、年間などの長いスパンで最適化を考えなければならないものもあることは認識しておく必要がある。燃料調達に起因する制約も含め、ロジックを組む過程において事業者の判断や申告が必要であれば、計算時間に加え、実務面でワークするのも課題。(第6回：JERA)

1. 今後検討が必要と考えられる詳細論点
2. 用語の定義
3. **入札と電源の調達・運用**
 - (1) 入札義務
 - (2) 入札規律
 - (3) 自己計画電源を選択した場合の入札方法**
 - (4) 自社電源の余力の活用
 - (5) 電源差替

自己計画電源を選択した場合の入札方法

- 作業部会では、入札の方法として、次ページの上表の3つの方法を提示していた。3. (2)の整理（自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）を認める）を前提とすると、量だけの入札・登録を認めることになるので、選択肢①か③に絞られる。
- どちらにするかは、作業部会でも提示していた各種論点（①電源の差し替えを行った場合における法律・会計上の問題、②売買した電源の特定、③決済）や実務上の負担（例えば、市場内取引とした場合、既存の相對契約の契約条項の変更（直接の受け渡しから市場経由の受け渡しとなる）等が発生することが想定される。）、広域機関システム（計画提出）や次期中給等の各種システムとの接合性等を総合的に勘案しながら、合理的な仕組みを引き続き検討することが肝要と考えられるのではないか。
- 加えて、重視されるべきことは、作業部会でも提示したとおり、電源等情報の一元的な把握・管理の仕組みを合理的に構築することではないか。

自己計画電源を選択した場合の入札方法（続き）

- 先述の2. で記載した用語の定義に照らし合わせると、上表（作業部会までの整理）は下表（今回の整理）のとおり整理される。

作業部会までの整理

		選択肢①	選択肢②	選択肢③
前日同時市場を通じて必要な情報を把握する方法		入札情報の一つとして求める		前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求める
発電量を市場約定の結果に委ねる電源			<市場約定> 量 + 価格（Three-Part情報）で入札	
発電量を自社で確定させた電源	長期固定電源等	<市場約定> 量のみ入札 （優先約定の順位 ①長期固定電源等 ②長期固定電源等以外）	<市場約定> 量のみ入札（優先約定）	<市場外> 量のみ登録
	長期固定電源等以外		<市場約定> 量 + 価格（Three-Part情報、低価格）で入札	

今回の整理

	選択肢①	選択肢③
前日同時市場を通じて必要な情報を把握する方法	入札情報の一つとして求める	相対契約（社内取引含む）が紐づいている場合、前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求める
市場計画可能領域	<市場約定> 量 + 価格（Three-Part情報）で入札	
市場計画可能領域以外 （自己計画電源における絶対出力容量及び固定出力）	<市場約定> 量のみ入札 （優先約定の順位 ①長期固定電源等 ②長期固定電源等以外）	（１）相対契約が紐づいていない場合 ※マストラン電源をプライステイカーとして入札するといった状況を想定。 <市場約定> 量のみ入札
		（２）相対契約が紐づいている場合 <市場外> 量のみ登録

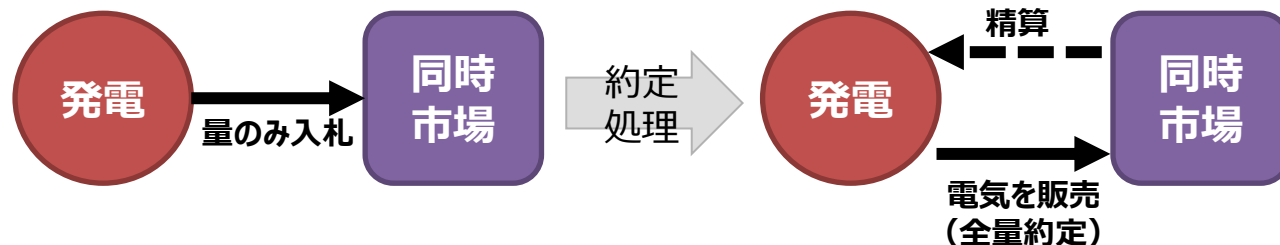
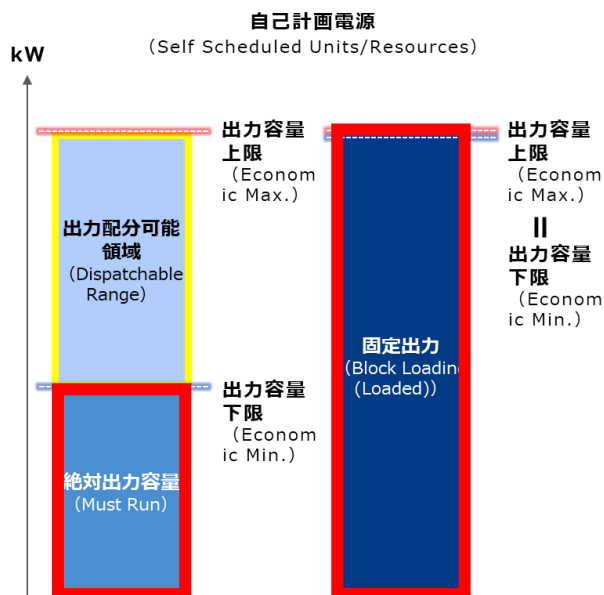
※上記は、発電事業者が相対契約を締結した状態で電源差替を行う場合を想定していない整理。電源差替を念頭に置く場合、さらに詳しく入札方法や市場における取り扱いを設計する必要。詳細は、後述の3.（５）に記載。

(参考) 選択肢③における市場計画可能領域以外の電源の入札イメージ

- 前ページの下表の選択肢③における市場計画可能領域以外の電源の入札イメージをまとめると以下のとおり。

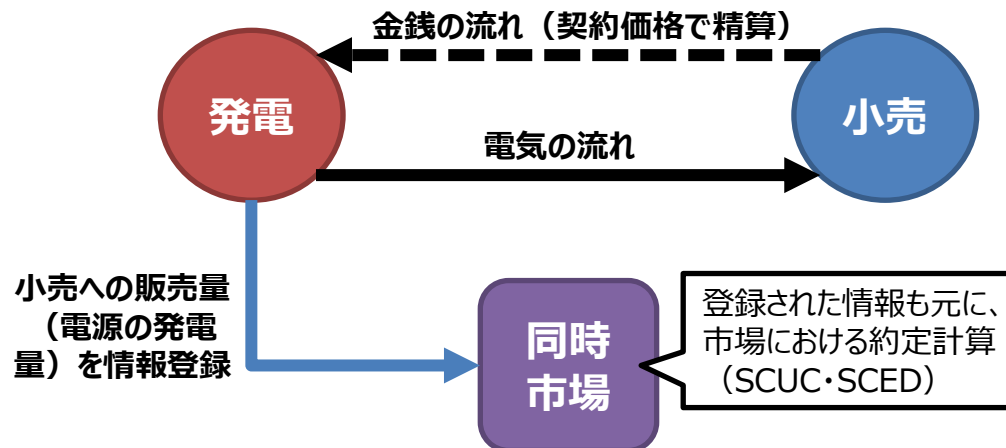
(1) 相対契約が紐づいていない場合

本スライドにおける整理対象は
以下の赤枠 (図はP.23から抜粋)



量のみ入札のため、当該発電事業者の入札が市場価格として引用されることはなく、当該発電事業者はプライステイカーとなる。

(2) 相対契約が紐づいている場合



(参考) 全量市場を通じた取引とした場合の課題

【参考3】全量市場を通じた取引とした場合の課題

① 電源の差し替えを行った場合における法律・会計上の問題

表 18 の選択肢①や②のように、全量市場を通じた取引とし、発電事業者と小売電気事業者の間で精算合意をし、発電事業者が電源差し替えを行う場合、具体的な方法としては、第 3.7.5 項に記載のような方法が考えられる。このような取引を行った際の商品先物取引法やデリバティブ等、法律・会計上の取り扱いも考慮した上で、具体的な売買や電源差し替えの方法を検討する必要がある。

② 売買した電源の特定

表 18 の選択肢①や②のように、全量市場を経由して売買を行うこととし、例えば、全小売電気事業者の CO2 排出係数が市場調達での値に固定された場合、再エネ電源への投資インセンティブが削られるといった問題が発生する。そのため、事前に発電事業者・小売電気事業者間で結ばれた精算合意を電源を特定した形で評価する仕組みが必要と考えられる。⁸⁴

③ 決済

表 18 の選択肢①や②のように、全ての電気の決済を市場を通して行う場合、決済システムの構築・保守コスト等の問題や、預託金等を市場運営者に預ける必要があると、電気事業者の運転資金に影響が出る問題等が存在する可能性が

⁸⁴ 現行の間接オークションにおける取り扱いについては、小売 GL において、以下の整理となっている。

(参考) 小売 GL (抄)

(※) 間接オークションを用いた調達の場合

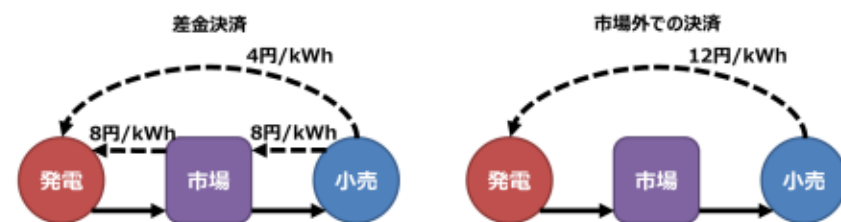
小売電気事業者が、連系線を利用して電気を調達するために、日本卸電力取引所を介して電気を取引する場合、当該電気は日本卸電力取引所から調達した電気に該当する。しかし、小売電気事業者が連系線を利用して他の事業者から調達する電気につき、(ア) 売入札側の事業者との間で電源構成等を特定した契約を締結し、かつ、(イ) 日本卸電力取引所において同一の 30 分の時間帯に当該小売電気事業者及び買入札側の事業者が入札し約定した電気の総量が当該契約に基づいて調達されたとする電力量以上であるとき(注釈 27) は、小売電気事業者は、その調達した電気を当該契約に定められた電源構成等の割合で調達したものとみなして区分しても問題とならない。また、ある事業者が売入札した電気を連系線を介して自ら買い戻すために日本卸電力取引所に入札するときは、同一の 30 分の時間帯における自社電力の買戻しに相当する電力量について、売入札側の電源構成等の割合で区分して電源構成等を算定しても問題とならない。

これらの要件を満たさないにもかかわらず、日本卸電力取引所を介して調達した電気を区分するに当たり、売入札側の電源構成等を用いて算定することは、問題となる。

(注釈 27) より明確な管理を行うため、連系線を利用した電気の調達について、売入札側及び買入札側の事業者が、任意で、日本卸電力取引所において契約ごとに別 ID で取引を行い、同一の 30 分の時間帯に売入札側及び買入札側の事業者が入札し約定した電力量が確認できるようにすることは妨げられない。なお、二酸化炭素排出係数の算定においては、連系線を利用したエリアを跨ぐ取引を行う場合において、売入札側と買入札側が電源を特定した現状の電源特定メニューの販売状況を踏まえると、これらの要件を満たす限り、市場分断が発生した場合や連系線が事故等で不通になった場合においても、売入札側の電源構成等が維持されているものとして算定することは妨げられない。

ある。この点については、今後、課題の有無を含めて具体的に精査することが必要である。

仮に、この点に課題が生じる場合は、図 52 の右図のとおり、発電事業者・小売電気事業者間で相対契約等を結んでいる場合、電力の取引は市場で行うこととしつつ、金銭のやり取りは市場外で行うということも考えられる。一方、特に他エリアへの売買の場合は値差が発生するので、市場での決済も必要といった論点や、発電事業者・小売電気事業者間の相対契約の売買量を一致させる必要があるという論点も存在する(売買量がずれると市場運営者に利益や損失が発生する可能性があるため)。



(※) 市場価格を8円/kWh、事前の相対契約等を12円/kWhとする。

図 52 差金決済と市場外での決済のイメージ

「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」
取りまとめ(2023年4月25日)より抜粋

(参考) 同時市場を導入した場合における計画提出 (イメージ)

「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」
取りまとめ (2023年4月25日) より抜粋

3.7.7 計画提出と同時市場の関係

(略)

同時市場を導入した場合の計画提出のイメージは、図56のとおりである。第3.7.3項のとおり、電源情報の一元的な把握・管理を行う形を志向するのであれば、BGによる計画提出の効率化・迅速化を図る観点から、市場における約定結果をBG計画に簡易に引用できる仕組みを導入することも考えられる。この点、今後、市場で把握・管理を行う情報の具体的な内容や、具体的な計画提出のフロー、それを達成するためのシステム負荷等、総合的に検討することが必要である。

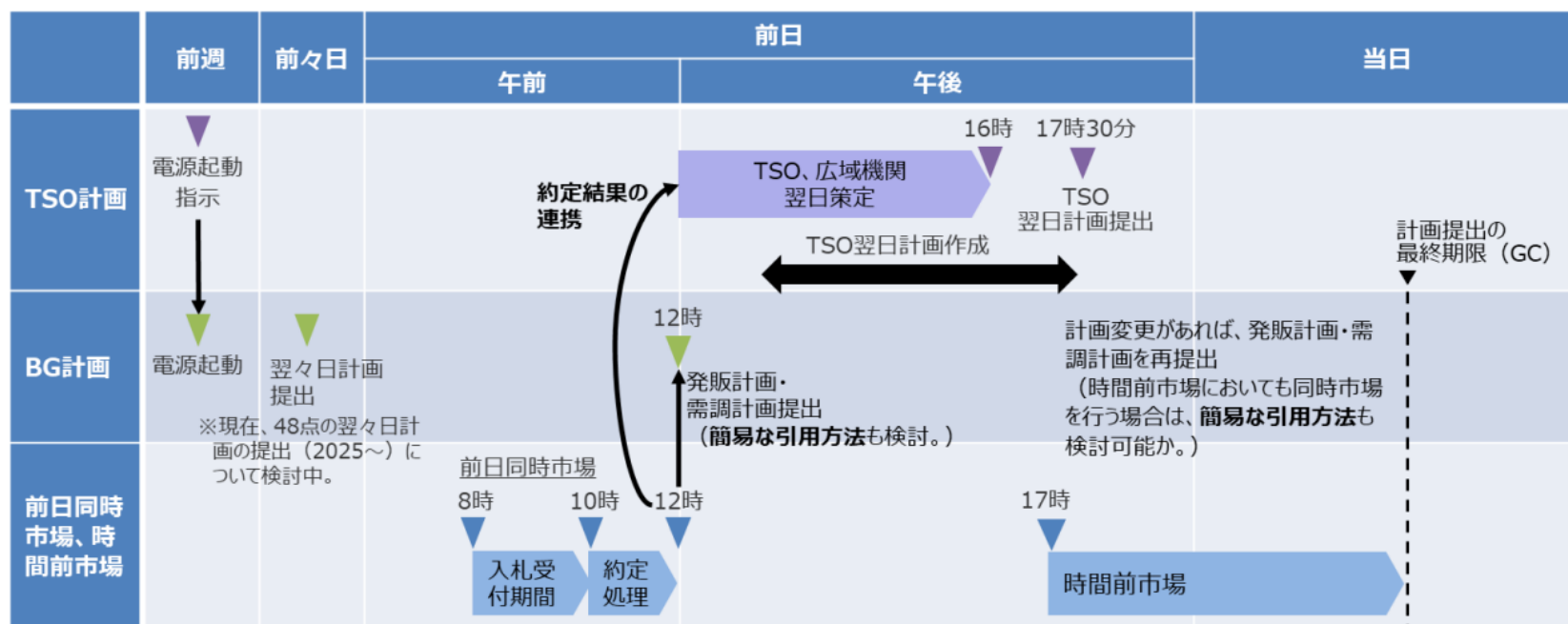


図 56 同時市場を導入した場合における計画提出 (イメージ) 97

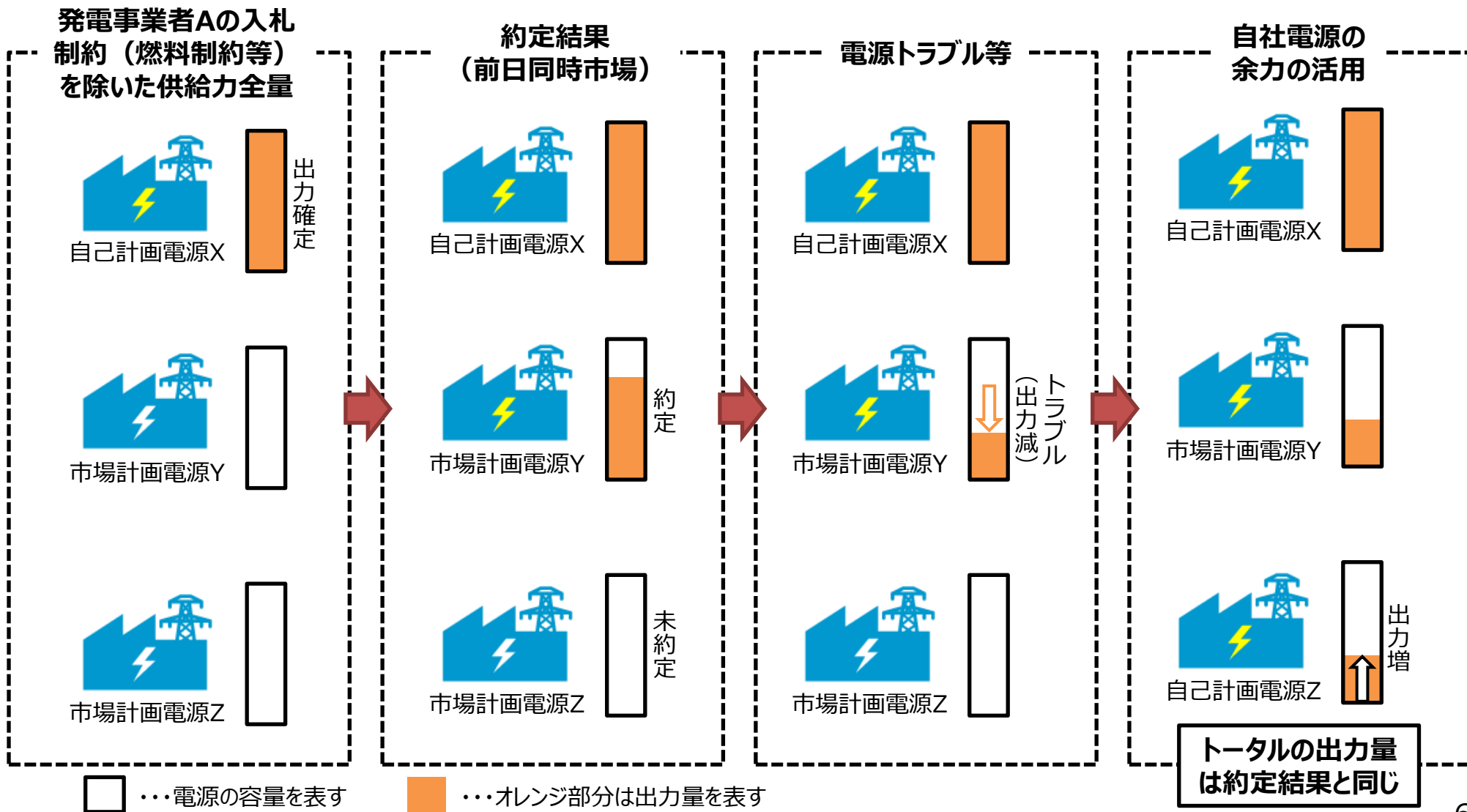
1. 今後検討が必要と考えられる詳細論点
2. 用語の定義
3. **入札と電源の調達・運用**
 - (1) 入札義務
 - (2) 入札規律
 - (3) 自己計画電源を選択した場合の入札方法
 - (4) 自社電源の余力の活用**
 - (5) 電源差替

前日同時市場後の自社電源の余力の活用

- 発電BGは、一般送配電事業者との契約上、GCにおいて、当該BGの計画発電量と実発電量とを一致させる義務を負っている。
- 前日同時市場における約定後に、電源脱落、出力低下等が発生した場合、発電BGは、埋め合わせのため、**時間前市場において買い入札をすることや、自社電源の余力（前日同時市場で約定しなかった電源）を追加起動・出力することが考えられる。**
- 後者の方法は、前日同時市場の約定結果と異なる電源運用を認めることとなるものの、発電BGの負担で行う限りにおいては、他の市場参加者のコスト増となるものではない。また、電源トラブル等の場合に発電BG内で対応可能との予見可能性を確保することにより、発電BGが市場計画電源としての入札をしやすくなる効果や、不足インバランス料金の支払の回避のため電源（kW）や燃料（kWh）を実需給の予測に加え予備的に確保するインセンティブにつながり、安定供給にも資すると考えられる。
- 以上を踏まえると、**発電事業者による前日同時市場以後の自社電源の余力の活用は認めるべきではないか。**なお、**あくまで前日同時市場で約定しなかった売れ残りの電源の活用を認めるものであり、電源トラブル等に備えるために電源の売り惜しみを行うことを認めるものではない。**
- 一方、**自社電源の余力の活用により、系統全体の電源バランスが変わり、混雑が発生するなど、安定供給上問題が生じることが考えられる。**この観点からは、例えば、余力として活用できる電源を一部限定するなど（混雑が発生しないことが想定されるゾーンに限定するなど）、何らかの措置が必要であると思われる。この点については、同時市場においては、情報の一元的な把握・管理の観点から、市場外取引であっても出力量の登録等を求めることを前提とすると、**発電BGが自社電源の余力を活用する場合にも情報登録は少なくとも必要となると考えられ、そこで系統制約を考慮することが考えられるのではないか。**この点は、**実務上実現可能かも含め、引き続き、技術的な検討を進めてはどうか。**

前日同時市場後の自社電源の余力の活用（続き）

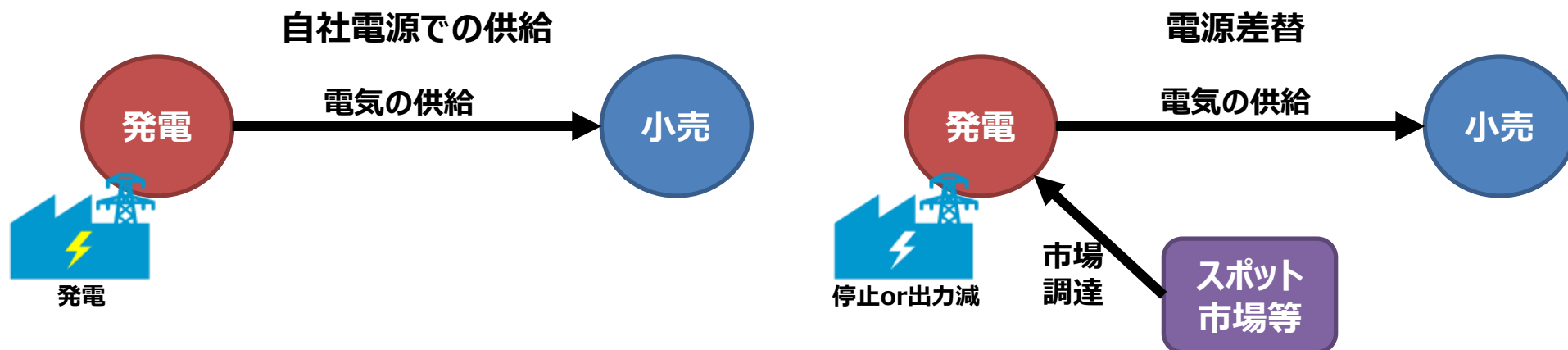
- 前ページで整理した自社電源の余力の活用のイメージは以下のとおり（平常時を想定）。



1. 今後検討が必要と考えられる詳細論点
2. 用語の定義
3. **入札と電源の調達・運用**
 - (1) 入札義務
 - (2) 入札規律
 - (3) 自己計画電源を選択した場合の入札方法
 - (4) 自社電源の余力の活用
 - (5) **電源差替**

電源差替

- 同時市場の設計にあたっては、発電事業者と小売電気事業者の間に相対契約が存在している場合の電源差替についても考慮する必要があると考えられる。（※）
（※）相対契約（一体会社における発電部門・小売部門間の受け渡しも含む）が存在していない状態で、発電事業者が発電を行いたい場合、どこかに売り先を見つける必要があるため、自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources。プライステイカー。）か、市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）かはさておき、同時市場に対して、売り入札を行うだけであり、電源差替の論点は基本的に発生しない。相対契約分を除いた発電余力についても、同様であり、市場計画可能領域として、Three-Part Offerでの売り入札を行うことが想定される。
- 発電事業者と小売電気事業者との間に相対契約が存在する場合、発電事業者は、自社の発電機を発電して電気を供給してもよいが、スポット市場や時間前市場の価格が安価であれば、自社発電機の出力を減らした上で、市場から調達した電気を小売電気事業者に供給することもある（いわゆる電源差替）。



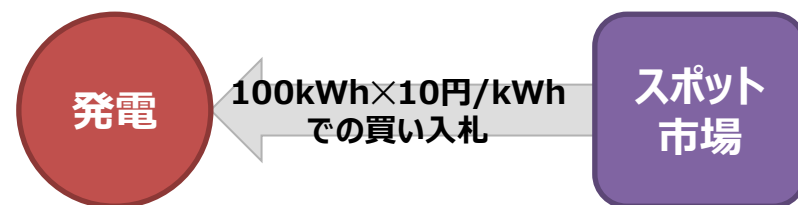
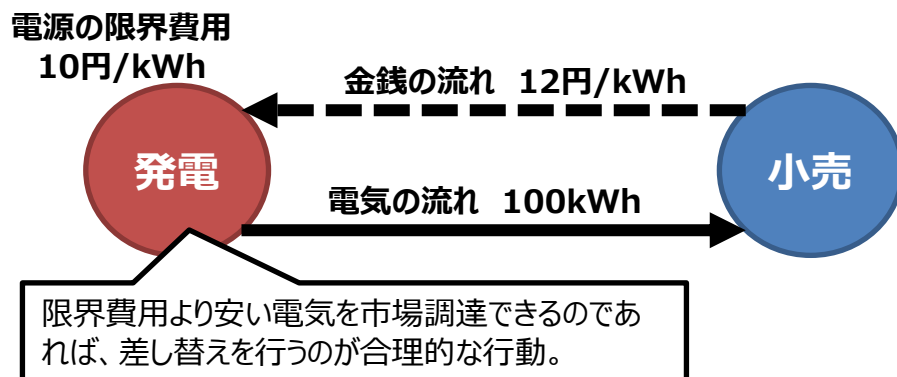
(参考) 現行の仕組みにおける電源差替

第5回あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会（2023年3月22日）資料4より抜粋

- 現行の仕組みにおける電源差し替えについては、様々やり方はあると考えられるが、代表的なものとしては、以下のような形が想定される（以下ではスポット市場の売買を元にした差し替えについて記載。）。

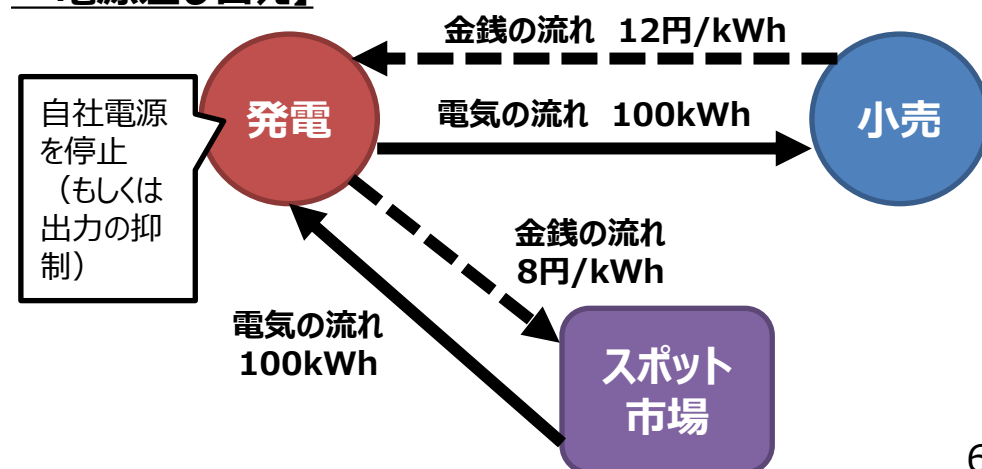
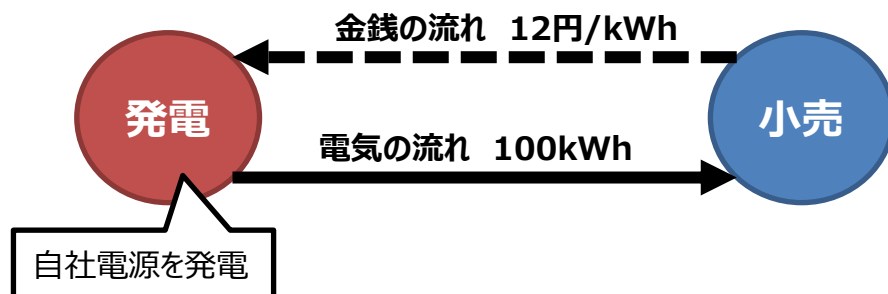
【前提（事前の相対契約）】

【入札行動】



【市場価格が14円/kWhの場合 ⇒電源差し替えせず】

【市場価格が8円/kWhの場合 ⇒電源差し替え】



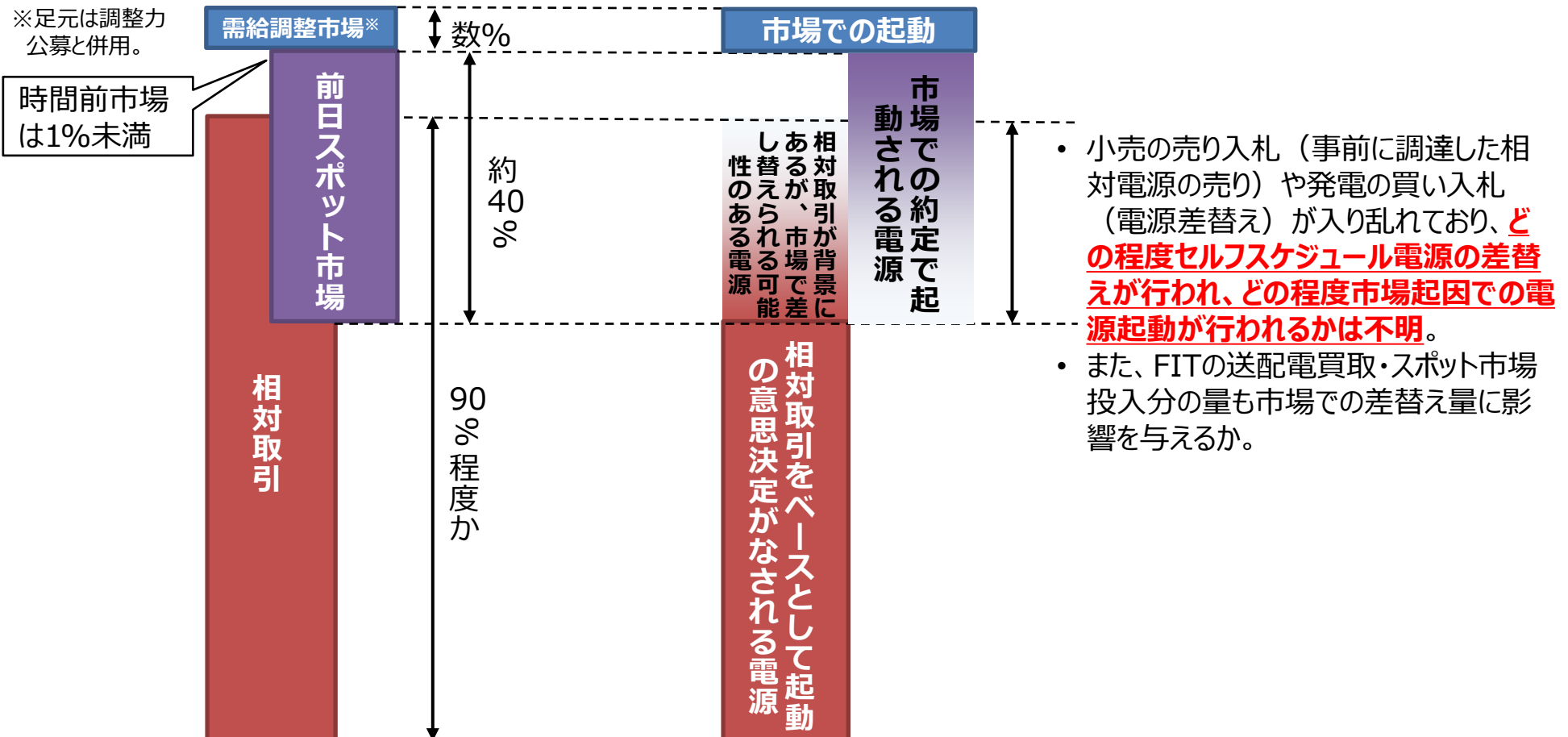
(参考) 現行の相対取引・市場取引等

第2回同時市場の在り方等に関する検討会
(2023年9月20日) 資料3より抜粋

- 現行のスポット市場の流動性や過去のアンケートにおける電力の販売・調達先を踏まえると、現行の取引量のイメージは下左図のようになると思われる（※）。これを踏まえて電源起動停止のイメージを作成すると、下右図のようになると思われる。
（※） アンケート結果等に基づいて作成したものであり、必ずしも実態を反映したものでない点に留意が必要。

現行の取引量のイメージ

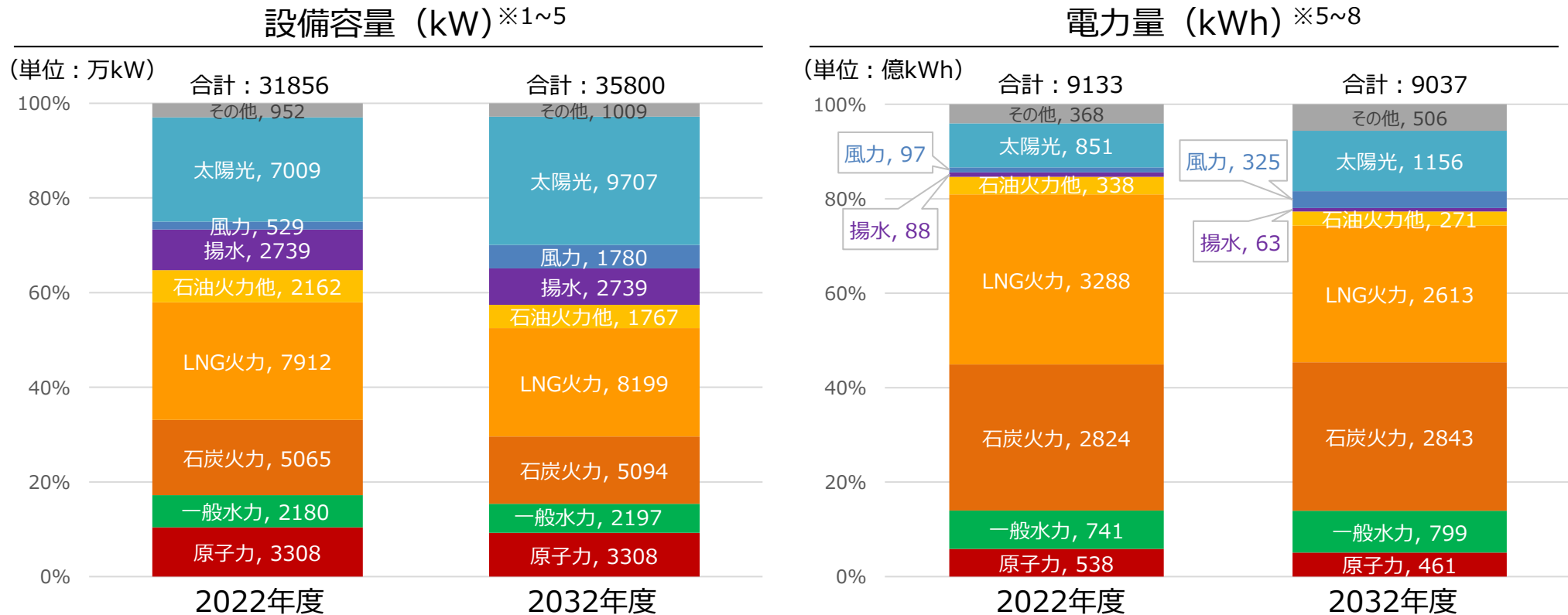
左図を基にした電源起動停止のイメージ



(参考) 電源構成

第2回同時市場の在り方等に関する検討会
(2023年9月20日) 資料3より抜粋

- 2023年度供給計画の取りまとめによる、2022年度・2032年度の設備容量(kW)と電力量(kWh)の電源構成は以下のとおり。



※1 発電事業者自らが保有する設備等について、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものであるが、必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後、政策的な措置に対応していく中で、非効率な設備の廃止が進むこと等も想定される。また、新設設備は、環境アセスメントの手続きを開始していること等を基準としている。(火力・一般水力・揚水・その他)

※2 過去に稼働実績がある設備(既に運転終了したものは除き、運転再開時期未定の設備も含む33基)(原子力)

※3 一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に設備容量の導入見通しを立てて計上(風力・太陽光)

※4 「石油火力他」は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値

※5 「その他」は地熱、バイオマス、蓄電池、廃棄物等が含まれる。

※6 各発電事業者や各一般送配電事業者が一定の仮定の下で計算した各年度の電源種別の発電電力量(送電端)を合計した試算であり、実際の発電電力量とは異なる点について留意が必要。

※7 各発電事業者は、将来の契約や過去の実績等から自らの将来の販売電力量を予想した上で、現時点で事業者がそれぞれの年度において稼働可能な状態にあると想定する電源について、規制措置による効果等を考慮しない前提で、運転コストが安いものから機械的に発電電力量を積み上げて、それらを計上している。

※8 なお、原子力発電の今後の稼働状況、将来取引される電力に電源種が未確定なものが含まれていること、省エネ法に基づく発電効率に関する規制措置による非効率石炭火力の発電量の抑制効果等は考慮されていないといった要因があるため、将来の発電電力量の構成は異なるものとなることに留意が必要であり、実際には、エネルギーミックスの目標に近づいていくことが想定される。

(出典) 電力広域的運営推進機関「2023年度供給計画の取りまとめ」(2023年3月)

電源差替（続き）

- 電源差替が可能な電源は、同時市場においては、本来は起動停止・出力配分の意思決定が可能（市場計画可能領域としての入札が可能）。そうであるにもかかわらず、現行の運用と同様、発電事業者が、差替え可能な電源を売り入札せず、買い入札のみを行う電源差替しかできない場合、電源の費用特性（起動費、最低出力費用、限界費用カーブ）を踏まえた市場約定の対象となる電源が減少し、同時市場にThree-Part Offerの仕組みを導入した効果は薄れると考えられる。
- 以上を踏まえると、現行と同じ買い入札を行う電源差替だけでなく、より柔軟な入札ができる仕組みを追求することが重要ではないか。具体的には、以下の方法による電源差替が可能となるような制度設計の在り方について、更に検討を深めてはどうか。
 - Three-Part Offer（売り入札）を行う形での電源差替を行う。この場合、法令、会計上デリバティブ取引としての処理が必要となることを避けるため、例えば、発電事業者がThree-Part情報を市場に登録し、この電源が約定しない場合、約定しなかった分だけ発電事業者が市場から電気を購入するといった市場設計にできないか（次ページを参照）。
（※）このような仕組みを導入した場合における商先法上・会計上の取り扱いについては、今後の同時市場の詳細設計の議論と並行して、引き続き、確認が必要。なお、デリバティブに該当した場合、商品先物取引法上の許可・届出や会計上時価処理が求められるなど、事業者の実務負担が増加する可能性。

(参考) 約定しなかった量を発電事業者が購入する形

【事前の契約内容】

電源の限界費用
10円/kWh

金銭の流れ
12円/kWh

この情報(※)
を市場運営者
が把握。



電気の流れ
100kWh

小売

(※) 競争情報であることを踏まえ、市場運営者が把握する情報は、約定ロジックや精算ロジック等、必要最低限(例えば、取引相手や受渡屋)にするべきか。

小売需要
100kWh

【入札行動】



相対情報(小売電気事業者への
売り)の登録・電源情報の入札
(100kWh×10円/kWh)
+
電源が約定しなかった場合の買い宣言

3-Part
Offer

市場

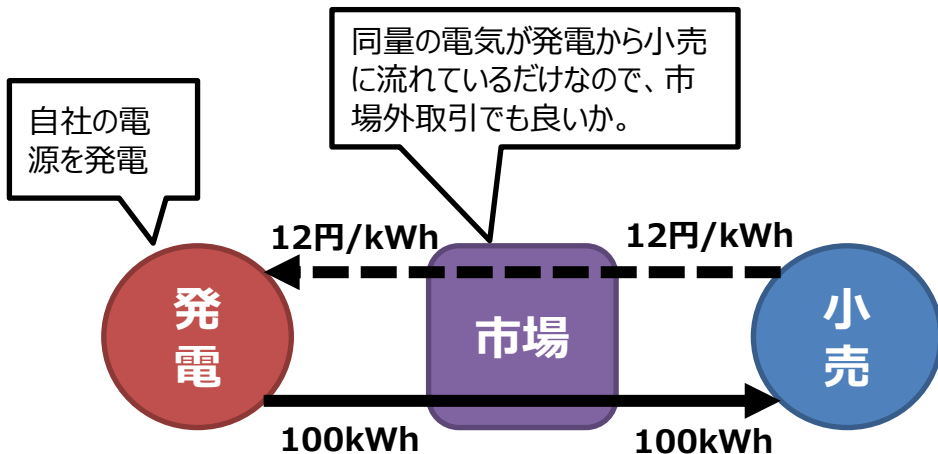


相対情報(発電事業者からの買
い)の登録・入札(100kWh)

小売

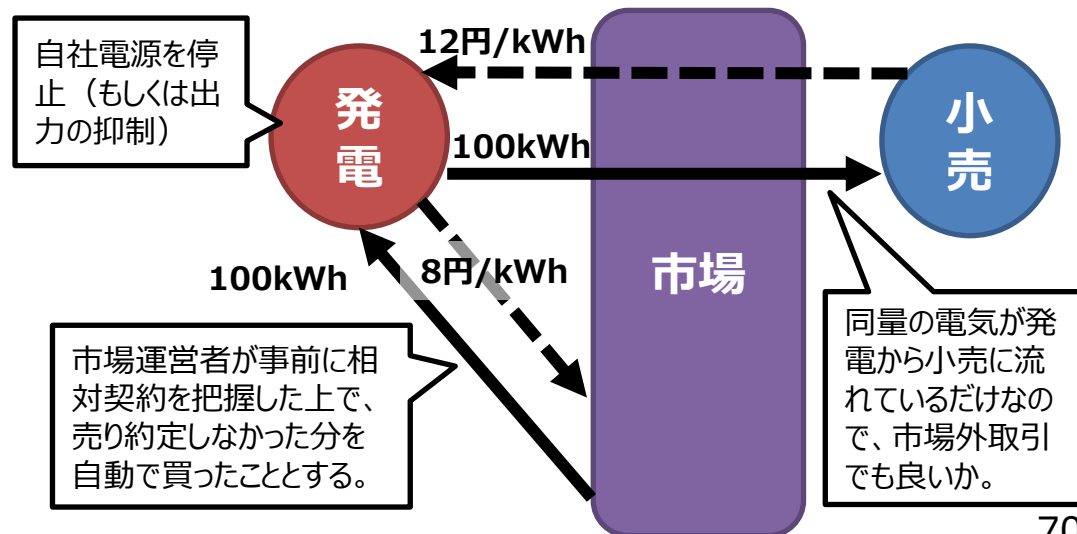
【市場価格が14円/kWhの場合】

⇒ 電源が約定(差替なしの場合と同じ効果)



【市場価格が8円/kWhの場合】

⇒ 電源が未約定(差替ありの場合と同じ効果)

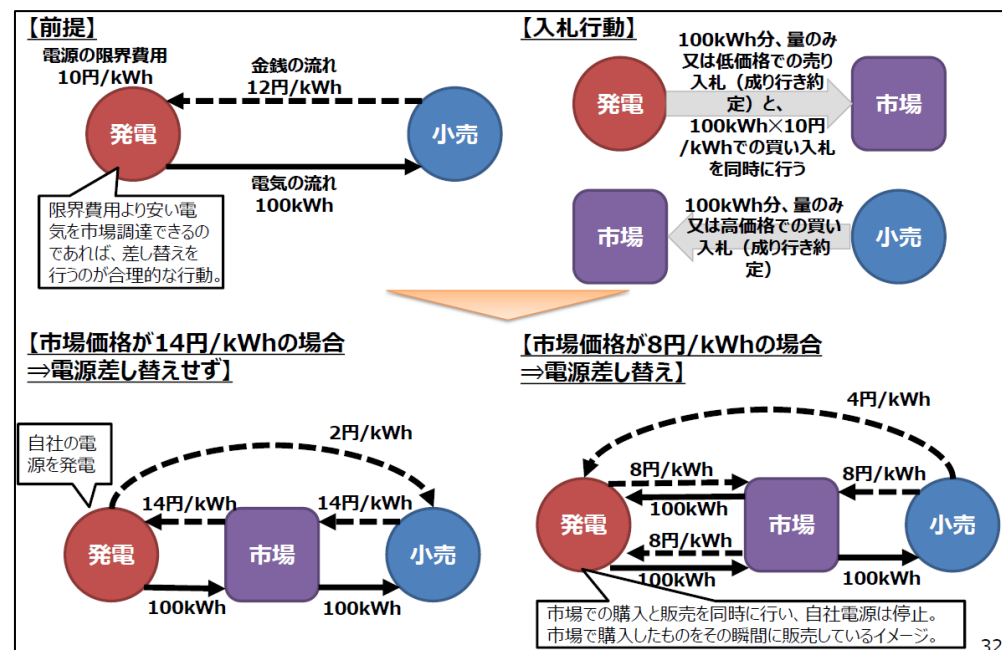
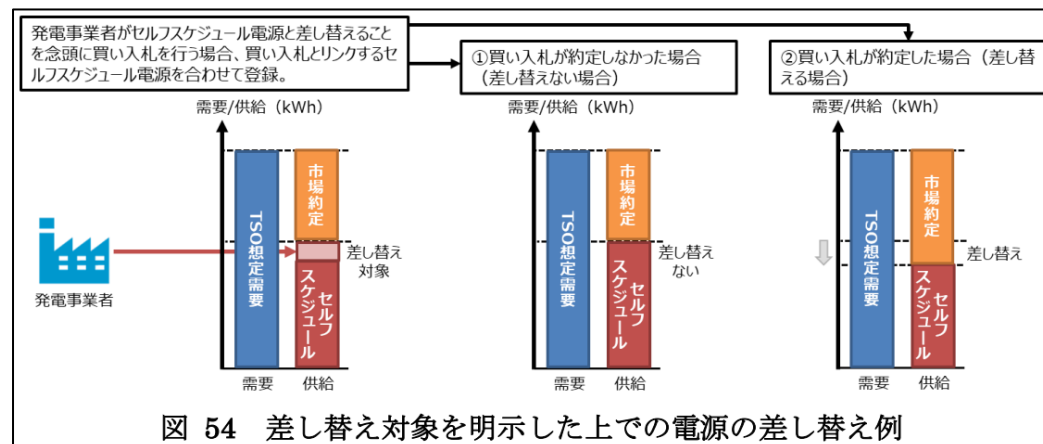
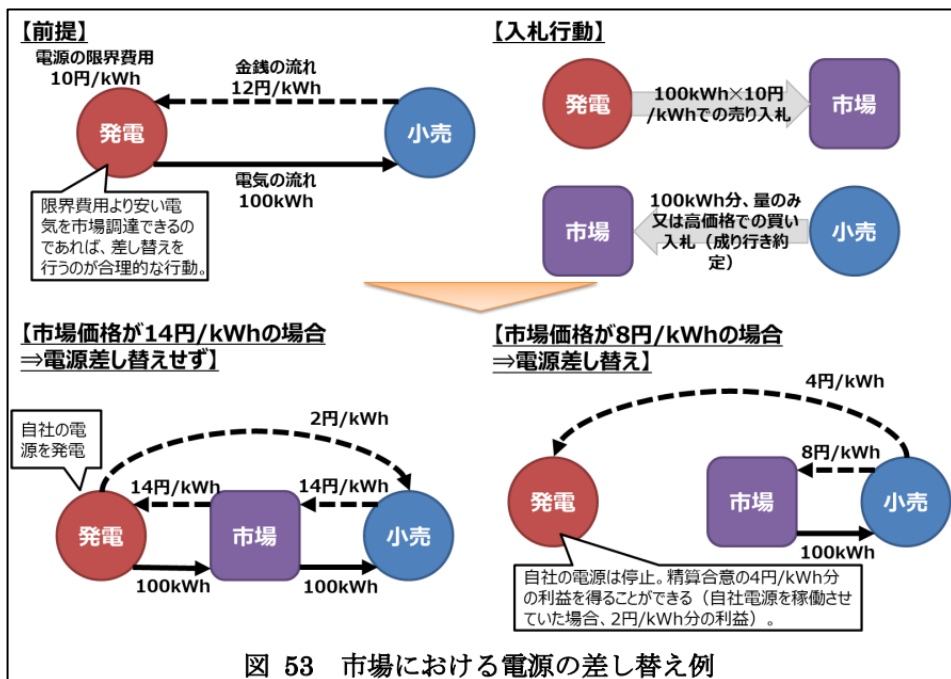


(参考) セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性

- 作業部会の取りまとめ（2023年4月25日）では、一般送配電事業者が把握できない形での電源差替（電源停止）は安定供給上問題であることが指摘され、以下のとおり、複数の電源差替の案が提示されたところ。

- ① 次ページ左図のとおり、差し替え希望の電源については、Three-Part 情報を入札し、市場で経済負荷配分可能な電源として取り扱う。市場運営者が約定ロジックに従い、この電源が出力するかどうか（売り約定するかどうか）を決定。
※商品先物取引法やデリバティブ会計上の取り扱いを整理することが必要である。
- ② 次ページの上右図と下右図のとおり、発電事業者が自社で発電量を確定させたい電源と差し替えることを念頭に買い入札を行う場合、買い入札とリンクする電源を合わせて登録することを求める。
※計算が収束しない可能性もあることから、実現可能性については、別途検証が必要である。
- ③ 次々ページにおける入札需要を用いた計算（黄色部分）を行い、約定価格を確定させた上で、BGに差し替えの有無を登録させ（発電販売計画を迅速に提出させるイメージ）、その後、TSOの予測需要を用いた計算（青色部分）を行い、必要に応じて、追加的に電源の起動を行う。
- ④ 差し替えは電源の出力量の減少にとどめ、電源の停止は認めない。
※作業部会においては、「④は経済性の観点から他の案に比べると劣後するのではないか」といった意見があった。

(参考) セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性 (続き)



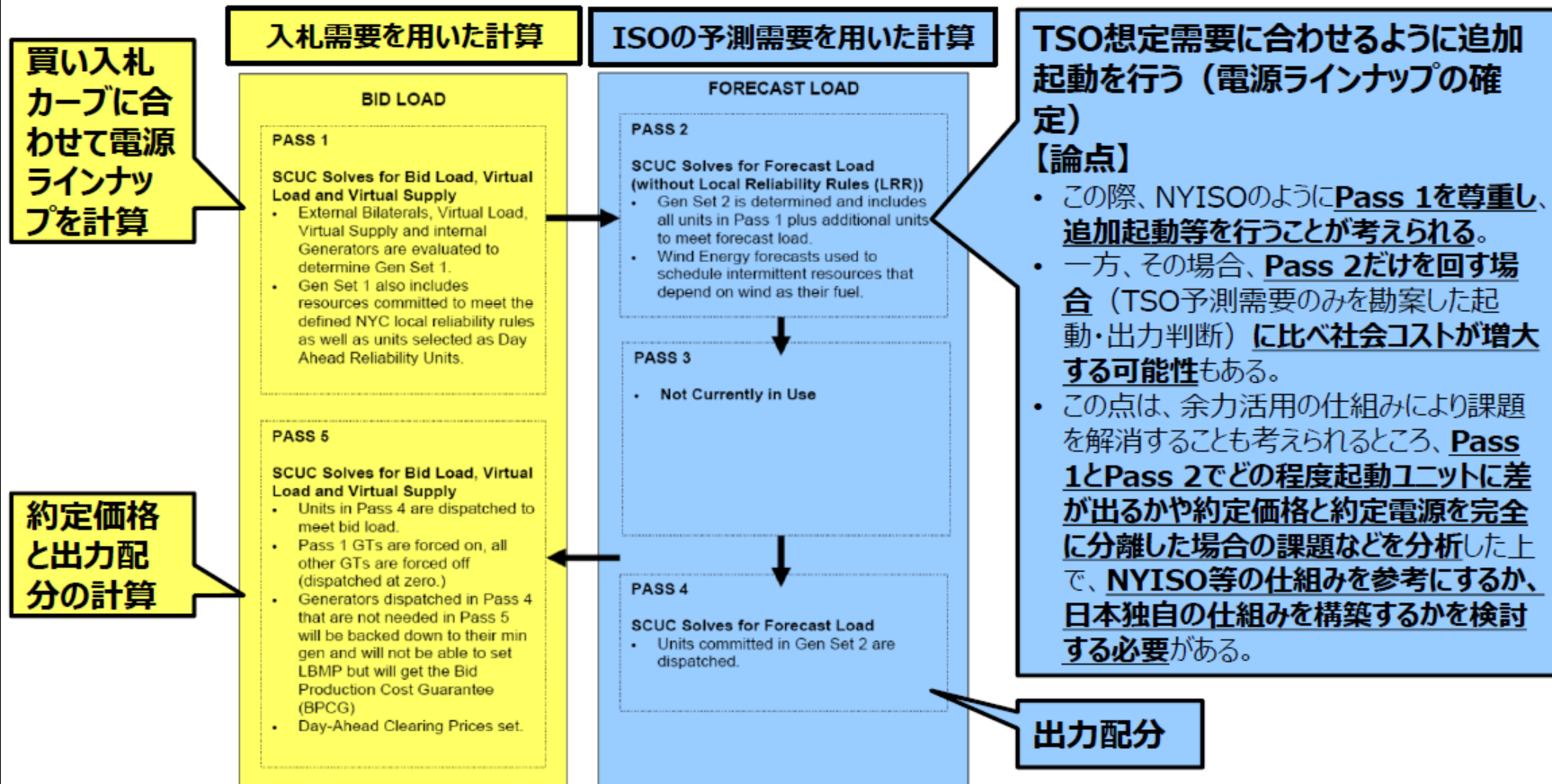
出所) 「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」取りまとめ (2023年4月25日) より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/20230425_1.pdf

出所) 第4回あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会 (2023年1月31日) 資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/004_04_00.pdf

(参考) セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性 (続き)

NYISOの仕組みとこれまで作業部会で提案した仕組みとの比較①

- 「買い入札カーブに合わせて、様々な電源ラインナップを想定とそのラインナップにおける限界電源の価格の計算を繰り返し、約定価格の決定を行う方法」(供給曲線の作成方法①(P.13を参照))と約定電源の決定方法の組み合わせは、以下のNYISOの仕組みと同様に考えることができる。



(参考) 電源差替に関する意見 (抜粋)

- 経済差替について、資料3のP.24の各方式について、どの程度実質的な違いがあるのかを、様々な観点（商先法、会計、効率性、技術的な観点等）から明確にする必要。経済的に望ましい方式は何なのかや、望ましい方式があったとして、他の方式と比較してどの程度アウトカムに差があるのかの検証が重要。（第2回：五十川委員）
- 電源差替の方法については、系統運用者が電源停止をしっかりと把握できる仕組みとなっているのか確認しながら検討いただきたい。（第2回：送配電網協議会）
- セルフスケジュール電源の定義や範囲をどのように設定するかによっても、経済差替の要否は異なると思うが、今回、経済差替可能な電源も含めて幅広くセルフスケジュール電源を設定した場合を想定して計算が収束するかどうかを検証されたと理解。会計上の扱いについても別途確認が必要。（第6回：JERA）
- 市場価格が安い場合に電源差替を行いたい場合は、市場運営者が約定ロジックに従い、電源を出力するかどうかを決定するべきかと思うが、同時市場がどのような市場か、相対取引はどのように認められるか、誰がどのように応札するか等、全体像が明らかになって議論するのが適当ではないか。（第6回：監視委）
- セルフスケジュール電源の経済差替は、事業者が相対契約を持っていて、デリバティブではなくて現物取引として成立させたいニーズと、事業者にとっても電力システム全体にとってもメリットオーダーを追求したいニーズの両者から出てきているものと理解。事業者の立場から会計処理上、現物取引として成立するかどうかは非常に大きなポイントであり、成立するのであればロジックも簡略化できるのではない。（第6回：東京ガス）

(参考) 本検討会における意見概要

(参考) 第1回検討会の意見概要①

委員・オブザーバーからの意見（概要）

全体への意見 （他市場・他 制度との関係、 再エネ大量導 入、等）

- ・変動性再エネが増えて、 ΔkW の重要性が増す中で、 kWh と ΔkW の同時約定を考え、なるべくコストを下げることは非常に重要な方向性だが、これまでの市場とは違う形であり、複雑であり、丁寧な議論が必要。（秋元委員）
- ・Three-Part Offerに基づく、約定する電源に大きな偏りが出てくると理解。約定しない電源について、これまで以上に退出が進むことになりかねず、その場合、容量市場等への影響が出る可能性もあり得る。費用便益分析も重要だが、全体の意思決定のためには、容量市場等にどのような影響があるかや、発電事業者の行動をどう変容させるのか等、費用便益分析の範囲を超えた部分にも意識を持つ必要。（秋元委員）
- ・技術的な問題だけでなく、基礎的な問題がまだ残っている。（松村委員）
- ・他の市場や他の制度との関係性を考えていく必要。燃料調達や競争の在り方は並行的に議論が進んでいると理解。（市村委員）
- ・大量の変動性再エネが市場統合する中で、どのように活用すると日本全体にとって最も良いのかという視点が大事。FIT・FIP・卒FITの扱いをどうするかもポイント。例えば、今の約定価格が0円になった場合は、同時市場の中では調整電源としての扱いになるイメージか。（JPEA）
- ・市場メカニズムを適切に機能させ、市場への信頼を確保するためにも、市場運営の担い手やその在り方、約定結果に対する監視方法、トラブル発生時の対応等についても検討していくことが重要。（監視委）
- ・燃料調達や中長期的な電源投資、維持等の在り方と整合的にする必要。具体的には、燃料調達のリードタイムや同一発電所における複数の発電機を同時に起動できないケースがあるといった運用制約等。（関西電力）
- ・ノーダル制も併せて検討することが望ましい。（監視委、JPEA）
- ・2030年の電源構成を念頭に置いた議論が必要。屋根上太陽光のようなプロシューマと呼ばれる存在や大型再エネであれば洋上風力がメインに増えるのではないかと。また、火力であれば、水素やアンモニアやCCSが増えていく中で、系統の計算がどうなるかを念頭に置く必要。（東ガス）
- ・燃料制約について、発電事業者は、制約を考えて問題を解き、最適な運用をしている。そこで出てきた帰属価格が事実上の限界費用だと考えれば、それを入札すれば対応できる。燃料制約の問題を全て組み込んで同時市場での約定ロジックを組むことが可能であれば、それは重要な選択肢だが、それができないからといって、発電側がスケジュールを決めるといった後退した整理ではなくても他のやり方もあり得る。限界費用の燃料費に当たる部分の考え方を考えることも選択肢の一つ。（松村委員）

電源の調達・運用 に関するBGの自 由度

- ・現在のJEPXで出来ていること（小売の売り、発電の買い、アグリゲータの売り等、多様な売買）は実現できるようにしていただきたい。（東京ガス）
- ・セルフスケジュール電源が本当に自由に認められるべきなのか、検討が必要。（松村委員）

個別電源等に関 する意見

- ・需要家の生産ラインの稼働を変更したときに追加的に発生するインクリメンタルコストのようなものを、同時市場である程度対応できるならば、生産ラインの運用幅は広がる可能性。一方、 ΔkW と kWh を同時にDRがどういう形でコミットできるのかというと、テクニカルにはかなりナローパスか。DRとして、何ができて、何ができないかを精査し、活用の幅を広げるような道筋が見えればありがたい。（エナジープール）

(参考) 第1回検討会の意見概要②

委員・オブザーバーからの意見（概要）

電源起動・出力配分 ・ ロジックの技術検証（検証A）

- ・ SCUCやSCEDの解の性質が最適かや、実務的に運用できるかを確認することが大事。最経済だが、運用不能な場合は、モデルを変えながら、発電機全体の運用の制約を追加しながら計算することが必要。また、計算時間が長くなる場合もモデル化の工夫が重要。（横山委員）
- ・ 自由化前の系統運用で行われていたUCのアルゴリズムを参考にしてはどうか。（横山委員、JEPX）
- ・ 価格弾力性の値によって結果が大きく異なり得るのならば、その点に関する頑健性の検証が重要。（五十川委員）
- ・ 市場に必要な調整力や設備容量など、計画の観点からも今回のモデルの分析等を通じて、何か示唆を得ることが大事。（小宮山委員）
- ・ SCUC・SCEDの計算で、カーボンプライスや発電側課金を盛り込むのかどうかの考慮が必要。（JPEA）
- ・ 発電運用に影響するようなパラメータ等を扱う場合は、その妥当性について事業者の意見を聞きながら、検証作業を進めていただきたい。（JERA）
- ・ 系統規模はSCUCの実装の観点からは大事な論点。系統規模が拡大すると計算時間は非線形的に増加する可能性が多分にあるため、大きくしすぎると実装も困難。計算の工夫（整数変数は線形緩和する、時間の解像度を変更する、系統規模や需要データの利用可能性、風況や太陽光出力の考慮方法、等）が必要。（小宮山委員）
- ・ 電圧階級をどう扱うか、分散型高圧・低圧をどのようにモデルに組み込んでいくか、慎重に検討が必要。（JPEA）

価格算定の在り方 ・ 価格算定方法の検証（検証B）

- ・ 価格算定、精算の仕組みは非常に大事であり、再経済運用のメリットを需要家に還元でき、かつ、発電事業者のコスト回収ができるようにする必要。（横山委員）
- ・ 回収漏れ費用の多寡の検証は極めて重要な論点。（五十川委員、JERA）
- ・ SCUC・SCEDの結果をどのように価格算定に織り込むかは非常に大事。電源投資回収、電気料金の低減、日本特有の市場環境等を踏まえて検討することが大事。（小宮山委員）
- ・ ΔkW における固定費回収の取り扱いに注目。仮に、既定路線を超える固定費回収を考えているのであれば、それは容量市場の他市場収益に織り込むべきで、早急に容量市場の方も対応する必要。（松村委員）
- ・ 回収漏れ費用の回収については、 kW にまつわる費用ではないことを明確にすべき。（松村委員）
- ・ ネガティブプライスの議論が進むことを期待。（松村委員、JPEA）
- ・ 発電に支払う価格と小売から受け取る価格が同じ約定価格である必要は無い。ユニットごとに発電事業者を支払う金額はある程度決まっていて、それをどう小売から回収するかがポイント。（JEPX）

技術検証全体への意見

- ・ 変動性再エネの不確実性をどのように織り込んで分析するかも大事な観点。（小宮山委員）
- ・ シミュレーションの前提の議論も慎重に行うべき。同時市場の導入が早くても2028年ならば、足下の環境と異なる可能性。具体的には電源構成、制度面ではネガティブプライスやカーボンプライシング、セルフスケジュールの比率、ヘッジ浸透率、内外無差別の進展具合等。（enechain）
- ・ 計算機技術によって、将来的には実装できる可能性もあり、この観点から導入時期も重要になる。（河辺委員）

事業者の実務への影響、関係法令等との関連整理

- ・ 関係法令・事業者実務への影響は重要（市村委員、JWPA）。例えば、 ΔkW 等、現行制度と性質が変わる中で、ロジック検証だけでなく、権利義務関係等、並行的に議論が重要（市村委員）。
- ・ 一連の対応が現実的に実務的にワークするか引き続き整理をお願いしたい。（送配電網協議会）

費用便益分析

- ・ 費用便益分析の前提を共有することが重要。具体的には、どの視点（需要家目線か、 CO_2 排出量といった外部性も考慮するか、等）で、どの時間軸か。（五十川委員）

(参考) 第2回検討会の意見概要①

委員・オブザーバーからの意見（概要）

時間前市場の設計と調整力確保のタイミング

- 時間前市場が現行と同じくザラバ中心のイメージ（以下「イメージ①」という。）と時間前市場でも同時約定を行うイメージ（以下「イメージ②」という。）で二元論ではなく、イメージ①だとしても背後でSCUCを行い、調整力をリリースすればイメージ②と基本的には変わらない。その上で、前日で約定された結果を尊重することを前提とすれば、電源の効率的な運用・活用といった観点から、イメージ②を追求出来ないか検討していくのではないかな。起動速度が速い電源の有効活用といった点については、両イメージでどういう違いがあるのか精査する必要がある。今後、具体的な検討が必要だが、時間前同時市場を1回行い、その後ザラバを設けるといったハイブリッド型も選択肢としてはあるのではないかな。（市村委員）
- イメージ①は追加の ΔkW の確保イメージが無く、追加の工夫が必要と理解。一方、イメージ②は前日から当日に向けてSCUCを繰り返すので、 ΔkW の差替えが可能と理解。将来の再エネの導入拡大を見据えると、前日から当日にかけて ΔkW の持ち替えが可能な仕組みであることが望ましく、これが経済性だけでなく、安定供給にも資するのではないかな。（河辺委員）
- イメージ①は、時間前市場において ΔkW をどの程度リリースすることで最適となると保証されるのかわからない点とザラ場中心の取引では流動性を確保できるのかという点から運用可能か疑問がある。イメージ②の方針が望ましいが、イメージ①と②の間間的な形式はありえるので、運用上の実現性も考慮して制度を決めることが重要。（五十川委員）
- 足下の制度設計でもザラバに余った ΔkW を供出することが難しいという課題に直面しており、イメージ①と②が同じように機能するという発想は止めるべき。（調整力の）追加調達できることも重要であり、これが柔軟に出来るならば、調達量などにも大きく影響することになり、テクニカルな問題だけでなく、かなり難しい問題があることを認識する必要。一方で、イメージ②は本当にできるのが最大の問題。まず、イメージ②を前提として考えて、それでも色々な技術的な問題で難しいのであれば諦めるという検討が自然。（松村委員）
- 電力コストの低減や安定供給上もメリットが大きいので、時間前でも同時約定を目指すべき。求解時間が長く実装が難しい可能性がある中で、技術的なバランスを踏まえながら、時間前市場において、複数回の約定ロジックを実施することを長期的な目標とすべきではないかな。また、起動速度が速い電源の有効活用は非常に良い提案。（小宮山委員）
- BG制の下、発電事業者と小売電気事業者が計画値同時同量の達成に向けて、当日段階における需給調整に努力することで、再エネ変動を含めた残余需要の変動の抑制を図り、需給安定に貢献するということと、それでもなお需給変動が増える中で系統運用者が充分かつ適切な量の調整力を確保することの双方が引き続き必要。再エネが急激に拡大している状況で、電源の起動特性や今後の蓄電池などの拡大などの変化等も踏まえ、日本の特性に合致した市場の在り方の検討を深めてほしい。（関西電力）
- イメージ②の方が最新の需要予測あるいは電源状況に応じてメリットオーダーでの電源構成が出来ると思っている。システム負荷あるいは各事業者の入札・計画提出、色々な業務負担も考え、実務がワークするかも踏まえて、総合的に検討していかなければならない。（送配電網協議会）
- ゲートクローズに近い時間帯においても最適化を目指していく観点からはイメージ②が適当と考えるが、ただイメージ②を取った時に、誰がどういう動き方をするか、もしくは運用方法などに関して、さらに詳細な議論をする必要がある。（監視委）
- 再エネの導入が増えることで前日の計画値から大きくずれることもあり、また、起動速度の速い電源の有効活用など需要側の行動変容も踏まえると、技術的に可能な限り、都度、SCUCを回して全体最適とするのが望ましい。（JPEA）
- ザラバに委ねのではなく、Three-Part情報を基に約定していくというのが妥当。（エナジープール）
- 時間前同時市場について、前日同時市場の約定結果を尊重する意味合いや効率性を考えると、前日同時市場の約定結果をベースとして、時間前同時市場ではその時点の過不足分のみ調整するといった仕組みが考えられる。（JERA）

(参考) 第2回検討会の意見概要②

委員・オブザーバーからの意見（概要）

電源の調達・運用 に関するBGの自 由度

- ・長期固定電源以外をコストベースであるThree-Partで入札しなければいけないとした場合、発電事業者の電源の予見性といった観点からは課題が生じるため、相対取引については基本的には認められるもの。この論点は資料3のP.23のどの選択肢を選択するかに着目するが、各選択肢は本質的には大きな違いはない。効率的かつ安定的な需給運用の観点から、電源に関する必要な情報を市場運営者が把握出来ているかの透明性が重要であり、デリバティブ取引の論点も含めて法律上、会計上の課題もあるため、現時点で選択肢を狭めることは好ましくない。（市村委員）
- ・経済差替えについて、資料3のP.24の各方式について、どの程度実質的な違いがあるのかを、様々な観点（商先法、会計、効率性、技術的な観点等）から明確にする必要。経済的に望ましい方式は何なのかや、望ましい方式があったとして、他の方式と比較してどの程度アウトカムに差があるのかの検証が重要。（五十川委員）
- ・セルフスケジュールを認めないと色々な支障が出てくるという意見は、入札価格を事業者が決めることを考えれば不合理だと思う。高い価格に対する規律は有り得るが、色々な在庫等の制約があって、（燃料を）燃やさざるを得ない時に低い価格で入札することはどんな制度設計をしても認められるはず。セルフスケジュールを自由に認めることで9割方が不透明な取引に移行しかねないという状況下で、会計上の課題によりやむをえない場合であっても十分に考える必要がある。（松村委員）
- ・発電事業者は日々の国内の需要やグローバルな市況を踏まえて、燃料の貯蔵設備の制約や発電設備の運用上の制約、燃料調達契約に関するコマーシャル上の制約を考慮して調達・配船を行い、裏でデリバティブ中心のヘッジ取引も行うのが実態。燃料確保の観点を含めてヘッジを活性化することは、セルフスケジュール電源の存在にも関わり、長期契約含めて非常に重要。同時市場の設計においても、BGの自由度を確保した上での設計を議論することがいいのではない。（enechain）
- ・発電事業者が、中長期的な観点で、自らの設備の信頼性を確保し、燃料調達費用と安定性のバランスを実現できる電源運用を検討することが安定供給に資する。小売電気事業者目線でも、特定の電源種や地域の電源から供給を受けたいという需要家ニーズもあり、これはCN実現の中で、更に今後高まると思慮。小売電気事業者が調達先を選べる環境を実現するための発電事業者側の運用を考えることが必要。発電事業者の電源運用の実態を踏まえつつ、将来にわたっても各事業者が創意工夫出来るような調達・運用の在り方を考慮いただきたい。（関西電力）
- ・BGの自由度を残しつつ検討するのであれば調整力市場の焼き直しにすぎない。BG制を追求するのであればBGの責任や罰則を厳しくする必要。また、SCUC・SCEDの計算を行うのなら、時間前で何を売買するつもりなのか、良く分からないし、インバランスも含めて価格の動向には注意すべき。（JEPX）
- ・電源差替の方法については、系統運用者が電源停止をしっかりと把握できる仕組みとなっているのか確認しながら検討いただきたい。（送配電網協議会）
- ・予見性の観点については、AI技術等のおかげで需給バランスの予測精度が高まっており、BG内で実同時同量を組成することは可能になってくると思う。（エナジープール）
- ・発電事業者は、燃料運用や設備運用において平常時やトラブル時などの様々な制約を加味しながら、1日や週間断面だけではなく、年間などの長いスパンでも安定供給の確保を前提としつつ、最経済となるような運用に努めている。これらの運用制約をすべて特定して、かつ、市場の約定ロジックに組み込んで解決するというのは現実的には厳しい。市場設計の前提となる安定的、経済的な燃料確保の観点も踏まえて、慎重に議論すべき。（JERA）

約定価格の計算 方法や費用の回 収方法

- ・約定価格の計算方法については、容量市場と密接に関連しており、他市場収益控除の関係で入札の規律に大きく影響する。容量市場は4年先行するため、出来るだけ早めに容量市場の対応を考えなければならない。（松村委員）

(参考) 第2回検討会の意見概要③

委員・オブザーバーからの意見（概要）

電源起動・出力配 分ロジックの技術 検証（検証A）

- （需給バランス違反・送電制約違反等の）ペナルティ項の係数によって、どの程度アウトカムが異なるのかという点は、今後の将来的な実装において有用な帰結になるのではないか。（五十川委員）
- 燃料費特性をもう少し細かくすべきかどうか、検討してほしい。多様な発電機、同じ起動特性のコンバインドサイクルであっても多様なデータを作って検証するのがよい。系統制約の観点から ΔkW の連系線におけるマージンの取り方を2030年以降を踏まえて検討した方がいいのではないか。（横山委員）
- 週間で揚水の運用計画を求めることは非常に計算の時間がかかるので、ある程度割り切りや工夫が必要。（横山委員、秋元委員）
- 最適解からの誤差が受容可能なのかや、出てきた解を最適だと誤認しないか等、しっかり議論してほしい。（秋元委員）

価格算定方法の 検証（検証B）

- 費用の回収漏れに関する検証について、まずは実態整理が大切だが、個人的には、週間単位程度が合理的のように思う。（市村委員）

その他の意見

- 細部の議論をするうちに、いつの間にか大きな制度設計が決まることがないように、または、知らずのうちに関係者の間で認識の不一致が生まれることがないように具体的なイメージを持ち、議論していくことが重要。（監視委）
- 自然変動電源である風力発電の事業者の立場から、新たな時間前市場の設計においては実受給直前まで時間前取引ができるという観点や、ゲートクローズを1時間前のままにすべきかどうかも重視して検討すべき。（JWPA）
- アグリゲーターの目線では、需給調整市場は大切なマーケット。最も金や手間がかかっているのはシステム開発で、ほとんど採算が取れないまま、新たな市場を迎えるのは悩ましく、こういったことにも考慮すべき。（エナジープール）

(参考) 第3回検討会の意見概要①

委員・オブザーバーからの意見（概要）

費用便益分析

- ①kWhとΔkWの同時最適化に伴う調整コストの削減と②広域大の混雑処理による全国メルットオーダーの推進による費用低減の二つが非常に大きなパート。（横山委員）
- 費用便益分析は、結果が数字ではっきり出るものなので、恣意的なものとならないように、数字が独り歩きしないように丁寧に実施する必要。一定の仮定を置きながら分析を行うことになると思うので、前提条件が変わった場合に、どの程度結果が変わるのかという頑健性の検証が非常に重要。定性的に議論せざるを得ない項目が定量的なものに比べて、本当にマイナーなのかは丁寧に議論する必要がある。実際に新しい制度に移行する際には主体別の費用便益というのも論点としてあってもよい。（五十川委員）
- 横山委員の指摘の①②の効用が最大になると思慮。SCUCとSCEDを実施することで起動性能や運転性能といった電源の様々な機能を踏まえて無駄なく調整力の必要量を最適化し、起動計画を最適化することや、広域的に混雑処理をし、調整力を融通することで調整力全体を合理化することが便益の中心になると思う。加えて、同時市場の便益が最大化できるような調整力の区分の合理化も検討いただきたい。（小宮山委員）
- 同時最適の便益だけでなく、Three-Part Offerに変更したことによる便益の定量的・定性的な評価も必要。（市村委員）
- 同時市場において、何が費用で何が便益なのかに関して、丁寧にその定義を明確にし、定量的な分析をしっかりと行っていただきたい。どうしてもできない場合は、定性的な評価もしっかり行い、意見を拾い上げて行っていただきたい。（秋元委員）
- 中給は一定年数で更新がどのみち必要なことから同時市場の費用にはならない。（費用・便益に）入るかどうか判断に迷うものは今後教えていただきたい。簡略化した結果として、便益が過小・過大評価になっていれば最終的な段階で丁寧に説明いただきたい。（松村委員）
- 日本とアメリカの制度設計の違い（ノーダルプライス、ネガティブプライス、燃料調達等）に伴う、追加的な便益や費用もあるだろうから、大きな部分は漏れがないように評価すべき。（enechain）
- 費用について、同時市場を導入せずとも要した費用を想定して、同時市場導入による差分を明らかにする必要がある。中給システムの統合の費用は所与か否かは明確化する必要。加えて、市場約定システムの構築費用や小売電気事業者・発電事業者におけるシステム対応費用を対象範囲とするのか検討する必要。（監視委）
- どのような市場の仕組みを前提としたかに加え、発電事業者、市場運営者及び系統運営者等の各費用便益をどこまで分析に取り入れたのかを明確にし、導入の効果をしっかりと議論出来る形で分析結果を提示してほしい。（関西電力）
- 変動性再エネ等の扱いは、大きく影響を及ぼすこともあり得るので、その考え方については丁寧に検討いただきたい。また、（再エネの）活用の仕方でも大きな影響が出るのであれば、何か方向性を示してもらうと、将来の変動性再エネの活用の仕方にも示唆が得られるのではないかと。（JPEA）
- 費用便益を考える際に、将来の施策をどう織り込むか、どう取り除くかは整理しておく必要（例えば、需給調整市場の取引前日化）。また、定性的な評価に留まるかもしれないが、市場の売り切れでスパイクが発生することが抑止される効果は事業者目線では非常に大きい。（東京ガス）

(参考) 第3回検討会の意見概要②

委員・オブザーバーからの意見（概要）

変動性再生エネの取 り扱い

- 順序として、同時市場におけるインバランス制度の在り方について議論した上で、FIT・FIP制度や再生エネ電源についての論点を議論すべき。すなわち、同時市場における調整電源の費用負担や各市場参加者の責務について整理が必要。同時同量やBG計画といった現行制度が続くという一定の想定を置いた議論を行っているように見え、混乱が生じることを懸念。（監視委）
- 事務局の整理に大きな違和感はない。風力発電の場合、出力予測は発電事業者よりは発電BGを担う再生エネアグリゲーターの役割と認識。相対契約については、大手だけでなく地域新電力の再生エネ調達のようなケースもあるので、ケース分けした整理がよいのではないのか。（ユース）
- 予備力・調整力の確保に際し、TSOがエリア全体での再生エネの出力予測を行い、その結果もBG計画と併せて用いることが重要。また、出力抑制を計画しているFIP電源が上げ調整力を提供すること等も技術的には可能ではないか。（河辺委員）
- 精緻な制度設計も重要だが、制度を具体化するために本当にシステム構築が可能かどうかも踏まえて、議論する必要。（エナジープール）
- 変動性再生エネは不確実性への対処が重要になると思う。予測精度向上の動向も踏まえた上で、制度を考えることも大事。（小宮山委員）
- 現行制度を前提とするかどうかにかかわらず、誰が再生エネの計画を立て、入札をするのかといった検討は必要。（市村委員）
- 変動性再生エネの場合、出力抑制の時間帯であれば、場合によりアグリ調整力の活用も可能と思う。今後の検討課題に加えてほしい。（JPEA）
- 需要家ニーズ（フィジカル型コーポレートPPAやRE100等）にどこまで応えられるのかは気にする必要。（東京ガス）

同時市場とDR

- 共通化した費用積算やThree-Part Offer等が難しいという点や、予見性の観点から課題がある点等は理解。DRの特性を考慮に入れて、事業者目線に配慮した制度設計を今後行う必要がある。市場に供出される範囲において、現実的な範囲でしっかり情報開示ができるような制度にすべき。（五十川委員）
- 生産プロセスDR（特に電炉）について、最小停止時間や最小稼働時間を提供することで、同時市場での活躍が期待できるという印象を持った。（小宮山委員）
- 経済DRはkWh市場やΔkW市場に出づらいと理解したが、これは残念。一方、経済DRが市場に供出されなくとも、ある種の調整能力を発揮し、調整力必要量が減れば、安定供給にも資すると理解。できる範囲で積極的に（DRの）情報を出すという表明もとてもありがたい。インバランスやBG制度の設計の方がDRに直結する議論と理解。（松村委員）

※ その他、第3回検討会ではエナジープールジャパン株式会社からプレゼンテーションが実施されるとともに、プレゼンター（市村オブザーバー）と検討会参加者の間で質疑が実施された。詳細は第3回検討会資料5や議事録を参照されたい。

(参考) 第4回検討会の意見概要①

委員・オブザーバーからの意見（概要）

電源起動・出力配 分ロジックの技術 検証（検証A）



- ・日間単位を2日ずつ行うSCUCと週間単位のSCUCについて、前者はいい簡略化方法なものの、高需要期においては、土日に水位を上げ、金曜の夜に向けて水位を下げていく方法が最もいいとすると、後者の方が経済性が高い。両者の比較は興味深い。（横山委員）
- ・双対ギャップと費用の削減度合いを比較するといいいのではないか。双対ギャップが緩くてもいいならば、早い（計算の）収束が可能。（横山委員）
- ・今回のシミュレーションは揚水の調整力を使っていないと伺った。揚水のLFCを利用したときにどうなるかに関心がある。（横山委員）
- ・市場支配力の確認のようなところは、市場管理者だけでなく規制当局も監視すると思うが、約定システムに不具合が生じていないか、改善の余地がないかといった検証は、市場管理者が行うことで改善すると思うので、その視点も持って議論すべき。（監視委）
- ・揚水も含めて厳密に計算ができるのであれば、厳密に計算を行うべきだが、いかに運用可能な範囲で簡略化するかが論点と理解。どの部分が対象できるかは経済的な影響を踏まえることが重要。（五十川委員）
- ・技術検証会において、3、4日後の運用は精緻化する必要がないとの発言があったが、日本と海外で同じ仕組みが合理的なのか、それとも違うのかは気になるところ。（市村委員）
- ・価格弾力性ではなく、SCUC・SCEDが複雑な系統と揚水・再エネの出力において、うまく回るかに主体を置くべき。（JEPX）
- ・双対ギャップの0.3%という閾値について、この制度を導入するメリット・費用便益分析に関係するので、丁寧に議論が必要。（秋元委員）
- ・今回のシミュレーション結果において、多くのケースで目標精度が未達であり、その問題の一つとして制約条件の多さが相当程度あると分析されている。対応策として、問題の単純化が検討メニューとして挙げられているが、発電事業者の運用には考慮すべき様々な制約条件があるので慎重な検討をお願いしたい。（JERA）
- ・週間計画を策定する目的は、揚水の水位の見通しを立てるとともに、起動時間がかかる電源の起動判断を行うことであるため、市場取引に用いるSCUCほどの精度は必要ないのではないかと。したがって、効率化手法を取り入れるといった方向性も取りうるのではないかと。次に、市場取引に用いるSCUCは約定結果に直結するため、より高い精度が求められる。計算時間が長く、実運用上の課題となるようであれば、例えばインプット方法や制約条件の設定を工夫するなど、必要な精度を確保しながら、最適化ロジックを高速化していくことも大事。検証全般について、詳細な市場ルールが明確になった段階で、系統情報や各事業者からの入札情報など、市場で扱うデータやその量を具体的に想定し、シミュレーションの過程で十分に検証・チューニングを行うことで、実用に耐えうる約定システムの構築が可能になる。（送配電網協議会）

米国 (PJM, ERCOT, CAISO) の市場 調査



- ・系統制約による ΔkW の発動制限について、アンシラリー用のマージンを設けた運用を行う方法と、 ΔkW も併せて運用容量以内に抑えるためのSCUCロジックを用いる二つの方法が考えられる。前者は経済性を損ねるおそれがある一方で、後者はアルゴリズムが複雑になるため、その実現性に懸念があり、それぞれメリット・デメリットがある。米国と日本の違いを意識して検討を進めていくことが重要。例えば、起動時間が短い電源が多いほど実需給の直前までSCUCが行えるので、 ΔkW の発動制限があまり深刻に問題視されていない理由になっているといったこともあるのではないかと。（河辺委員）
- ・Make-Whole-Paymentを踏まえると、PJMはセルフスケジュールを制限するよりは、Economic Dispatchにインセンティブを与える方向で運用されており、その結果Upliftが減ってうまくいっているのではないかと。（enechain）

(参考) 第4回検討会の意見概要②

委員・オブザーバーからの意見（概要）

米国 (PJM, ERCOT, CAISO) の市場 調査（続き）

- ステークホルダー等と丁寧に議論を重ねることはとても重要であり、例えば、融資の観点から金融機関等にも意見を聞いてほしい。また、再エネについて、系統全体として予測誤差あるいはインバランスを減らすためには、ISOの予測値の精度をどれだけ良化できるのかがポイントであり、本検討会の主要な論点ではないと思うが、留意点としてはどこかで触れてほしい。また、米国では、再エネはヘッジ手段を駆使できるマーケットブローカーが発電事業者に代わって市場に入札し、再エネの起動停止まで行うことが多いと聞く。米国におけるこのヘッジの実態と、それを日本でも実現し得るのかはぜひ整理いただきたい。（ユース）
- 日本の場合、再エネ電源、特にFIT電源等が存在する制度上の違いは大事なポイント。また、発電オファーの情報について、リアルタイム市場と前日市場の両輪での制度設計は重要。（小宮山委員）
- セル فسスケジュール電源はプライステイカーという理解でいいか。その場合、市場価格が0円であれば、発電事業者は0円しか受け取れないことになる。火力発電など可変費が高い電源は赤字が生じることになるので、セル فسスケジュール電源としてオファーするかは、事業者がその前提を踏まえて判断することになる。セル فسスケジュール電源がこういうものであることはよく認識しておく必要。（監視委）
- セル فسスケジュールに比べてプルスケジュール電源の方がよりUpliftを受け取る権利が多くなっているから、これがインセンティブであるというのは、理解できない。セル فسスケジュール電源にUpliftはあるはずがないという当たり前の整理がなされているだけ。仮にインセンティブといった議論が今後もなされるのであればちゃんと説明が必要。また、PJMの議論をする際には、セル فسスケジュールの部分だけを見るのではなく、全体の制度設計がどうなっているのか頭に入れてほしい。BG制やインバランス制度とも密接に関係している。例えば、BG制の下、BGが予備力を確保することで、他のBGの大規模電源が脱落して需給ひっ迫していても、その低い稼働率が維持されるとなると、社会的には無駄であり、安定供給上も深刻な状態になる。（松村委員）
- 調整力として供給できる電源に対してインセンティブを与えるという観点からは、調整力価格をシングルプライスにするか、マルチプライスにするかは原理的には効果がある。シングルプライスにすれば、それなりに儲かることになり、容量市場では価格は下がるかもしれないが同時市場では稼げる。また、容量市場に関して、需給ひっ迫時にセル فسスケジュールの結果として最大限の供給力を供給しなかった事業者は容量市場のリクワイアメントを満たさなかったとすれば強いインセンティブになる。（松村委員）
- 再エネの予測誤差は発生するものの、大外しが起こる確率も踏まえながら、用意する調整力をいかに合理的に減らしていくかが重要。（JPEA）
- PJMにおいて、セル فسスケジュールとして発電計画と発電量がずれた場合のペナルティはどうなっているのかについて関心があり、BG制とPJMの仕組みにおいて、どういう違いがあるのか整理していく必要がある。また、Upliftやセル فسスケジュールなどの一側面を見るのではなく、制度全体としてどのように整理されているかや、実務的にワークするのか等を考えることは重要。（市村委員）
- DRのようなリソースがUpliftの適用対象になるのかに関心がある。回収漏れがあると、マーケットへの参画を促したとしてもどうしても二の足を踏む可能性がある。今後の議論においては、電源だけでなく、DRについてもイコールフットイングを考慮いただきたい。（エナジープール）
- ISOの制度変更による長期相対契約への影響について質問されているが、各社の制度変更の中身や長期契約の具体的な期間、市場取引の割合によって受け止め方が異なる。また、セル فسスケジュールの定義が合っているかなど、前提となる各社の実態を把握した上で、（米国ISOの）回答を受け止めなければミスリードとなる可能性。（JERA）

※ その他、第4回検討会では各委員・オブザーバーからの質問に対して、金本座長、電中研（永田オブザーバー）、三菱総合研究所及び事務局から補足の回答があった。詳細は第4回検討会資料や議事録を参照されたい。

(参考) 第5回検討会の意見概要①

委員・オブザーバーからの意見（概要）

算定方法等の違いによる市場価格傾向（検証B）

- 価格算定方法の案B-1（同時最適のマージナル）はかなり高く、 ΔkW は別にあるとすると、この約定方法は不適切で、案A（ ΔkW なかりせばのマージナル）か案B-2（同時最適のシャドウプライス）という感じがする。一方、案Aと案B-2の結果の値が近いが、なぜ近いのかももう少し検証が必要か。（秋元委員）
- 案B-2は、コストが安く、上げの余力が存在する電源が選択されて価格が決まる点から、システマティックで、数学的にも美しく、非常に合理的な解であることが簡易的な計算の中でも現れていて、今後検討する際にも大変有用な方法。また、Upliftと市場価格はトレードオフの関係がみられるので、市場全体のコストを見る視点は非常に大事。加えて、LNGと石炭価格を熱量等価で見たときの値差によって最適な起動・運転パターンが異なると思うため、この相対的な価格比率にも着目して、市場価格がどのように推移するか、可能であれば分析いただきたい。（小宮山委員）
- 案Aから案B-2について、市場価格がシングルプライスで、Upliftで補填されるとなると、市場における総支払コストも含めて検討すべき。（市村委員）
- 定量的な評価も重要だが、実際に決まる価格がそもそもどうあるべきかという点が本来の話であり、この点、価格算定においては実際の限界費用を捉える仕組みがよいのではないかと。補填が少ないからという理由で、案B-1や平均費用の考え方を取るのには疑問がある。また、取漏れ判定期間については、日々最適化を行うので、コマ単位ではなく、PJMと同様に1日単位で判定するのが自然ではないか。（五十川委員）
- 案Aは ΔkW の制約を無視して、マージナルコストを計算しており、最適化の前提条件とは異なっている。一方、案Aと案B-2が同程度の価格となるのは、偶然なのか、一般的にこのような性質があるのか、今後の検証で考察が必要。（河辺委員）
- 価格算定の検証結果を踏まえて、最終的にどの案を採用するかは単純に各案の価格が低いものではなく、 ΔkW 価格を含めた価格算定方法全体としての合理性や電源の起動特性を踏まえた適正な価格シグナルを考慮の上、検討いただきたい。（JERA）
- ΔkW 価格がどう決まるのか、 kWh 価格とはどのような関係なのか、ボラティリティはどういう傾向を示すのかなど、全て見ないと事業者としてはどう影響が出るのかわからないため、明らかにしていただきたい。（東京ガス）
- 価格の動向を突き詰めて、卸取引や先物・先渡取引を行うので、プライスシグナルの観点や価格の傾向（ボラティリティ等）は非常に大事。（enechain）
- 発電事業を今後も維持していくためには、必要なコスト回収が可能かどうかを評価することが必要であり、最終結果を報告する際には検証の前提条件とともに価格の絶対値も提示いただきたい。（関西電力）
- 案B-2の場合、発電事業者としてはUpliftや ΔkW の収入がないと成り立たないと思うので、トータルでどういう価格になるかを考えることが重要。また、例えば、出力制御時にほとんどの発電所が最低出力で運転している際には、どの電源が ΔkW を確保するための電源なのか、自己都合のマスラン運転の電源なのかという選別方法も議論になってくると思慮。（監視委）

(参考) 第5回検討会の意見概要②

委員・オブザーバーからの意見（概要）

調整力に関する タスクアウト項目の報告 (中間報告)

- 資料4のP.17について、左の図はBG需要予測および供給力確保、右の図はTSO予測需要に応じた予備力確保と書いてある。これは単に整理だけの問題かもしれないが、見方によっては、調整力の考え方にとどまらず、BGの在り方そのものをどうするか議論しなければいけないようにも見える。（東京ガス）
- BG制かどうかは、法律的にはいずれでも問題ないと思慮。先の作業部会は、前日段階での電源起動を何を基準とするかについて、TSO予測がより合理的であるという議論がなされ、この考えに基づくと、前日からGCまでの予測誤差を予備力として、新たに確保していくということかと思われ、これはBG制の中でも適用可能か。（市村委員）
- 同時市場では予備力は増えるが、三次②などの商品と一緒に調達することで効率化が図られているのではないか。二次②と三次①の統合は一つの方角性かと思うが、必要量を確保できないリスクと、商品が増えることで必要量が増えてしまう懸念とのバランスではないか。また、広域的なエリア調達は効率化の観点から実施すべき。加えて、これは将来のことかもしれないが、慣性力の調達についても考える必要。（市村委員）
- 商品区分の集約化の方向性はよいが、実現可能かわかっていない。インセンティブ設計や、ある種のクオリティをピットに反映するなど、先行事例を参考としつつ、検討を進めていただきたい。（五十川委員）
- SCUCを何度も行う上で、各電源の調整力として共有できる部分の障壁をなくすことは、コスト最小化を実現する上では大事。二次②と三次①を統合するのは合理的な提案であり、どのように調達コストが変わるか、可能であればシミュレーションしていただきたい。また、コスト最小化した際に、一次・二次・三次が最適となるかどうか、検討を深めることが大事。（小宮山委員）
- PJMにおけるGF機能の強制供出の記載について、このような仕組みを導入するか否かにより、事前に確保すべき調整力に影響を与えようと思慮。調達方法については、今後事業者の意見も踏まえながら、本検討会で議論いただきたい。（JERA）
- 商品区分の集約は正しい方向。一方、変動性再エネや需要家のリソースなど、リソースを最大限活用し、全体最適に近づける、あるいは、全体最適に役立つリソースの投資を呼び込むなど、新規参入の観点から商品区分は必要になると思うので、バランスは重要。（JPEA）
- 商品区分の見直しについて、SCUCの計算時間を短くし、計算頻度を上げていくために、現行の商品区分を集約する方向性に同感。時間前市場の開場頻度の観点からもSCUCを高い頻度で実施できる形が望ましい。また、調整力必要量の試算はあくまでも24年の導入量を前提しているが、将来を想定した試算をお願いしたい。時間内変動については、広域運用不可が前提とされているが、増強される連系線をどこまで有効活用するかなど、運用を広げた場合の試算もあってもよいのではないか。（ユーラス）
- 長期的には混雑を前提とする系統になり、調達エリアが細分化された場合、計算時間等に影響が出てくる。検証Aとも歩調を合わせて議論を進めたい。（電中研）
- 商品区分ごとに技術的に可能な限り、広域での市場を目指す方針に異論はないが、エリア内での工夫や市場分断が生じるようなエリアの最小単位をどうしていくかは、エリア内混雑の管理手法やkW市場のエリアの最小単位なども含めて検討していくような課題と理解。また、現行の需給調整市場は連系線の使用量を減らす観点で自エリア優先約定ロジックが含まれているが、費用負担がエリアに遍在することもあり得るので、この運用を踏襲すべきかどうかは検討する必要がある。（監視委）
- 需給調整市場と同時市場における必要量の比較について、TSOの確保必要量が低減しているのは三次①と二次②の集約による効果とTSO計画基準へ変更することによる精度向上によるものと認識。前日からGCまでの予測誤差について、電源の追加起動判断を行うことで必要な予備力も低減でき、効率的な運用になるものと理解。また、今までの議論からすると、TSOはGC以降の需給調整の対応をすることに変わりはなく、GC以前は市場にて対応するものであり、確保主体は別途整理が必要。GC以前の予備力の確保主体やΔkW-Iの取り扱い、発電・小売・送配電の各事業者の役割分担を踏まえた負担の関係についても整理をお願いしたい。（送配電網協議会）
- 同時市場になれば、社会的コストをどう下げていくかという観点が重要になるので、二次②と三次①などをまとめていくのは合理的。また、FITからFIPに変わる中で三次②がどうあるべきなのかの議論も必要。加えて、統合化にあたっては、調整力不足にならないように議論を進めていただきたい。（エナジープール）

(参考) 第5回検討会の意見概要③

委員・オブザーバーからの意見（概要）

DRの取り扱い

- 約定規模により対象顧客範囲が変化すると、DRアナウンスが困難となることから、kWh市場での入札か、 Δ kWでの入札かを指定できる仕組みが必要という記載があるが、この点はそのとおりであり、事業者の制約を入札情報に反映し、その制約を組み入れて最適化を行うことがよいのではないかと思慮。また、kWhと Δ kWのベースラインを統一することが可能なのか、考え方として適切なのかは疑問。DRは性質が異なるので、 Δ kW市場とkWh市場を分けることが自然にも思うが、そもそも両方の市場への入札需要がどの程度あるかにも依存すると思うため、この点も踏まえて検討いただきたい。（五十川委員）
- DRは同時市場導入後でも社会の中で様々な形で活用されていくべき。その際、インバランス制度がどうなるのかにもかかわるので、これも含めて考える必要。市場外DRが小売電気事業者のインバランスを解消する手段になりうるという視点もあるのではないかと。（監視委）
- DRの普及は小規模DRを含めて推進する必要があるため、基本的には市場外DRであっても、市場向けDRにもできる限り参加できるように要件を作るのが望ましい。（東京ガス）
- 全体最適を通じて、コスト最小化を図るために、DRに関してもThree-Part Offerや付随する技術情報を提供するが原則か。実態を踏まえて、起動費はゼロにするといった対応を行えばよいのではないかと。（小宮山委員）
- TSOから把握できないDRについて、太陽光の場合は、自家消費や配電系統のBehind-the-meterが入ってくる。その時に残余需要に大きな影響を与える可能性があるため、上手く把握していくことが課題。（JPEA）
- 取引しやすい環境を整備し、市場競争を促すといった方向性がいいと思慮。容量市場で落札されるDRの発動タイミングについては、市場供出を求めるなどのアレンジも有り得るのではないかと。（市村委員）
- DRのアグリゲーションについては、複数のリソースの組合せによる調整力の要件確保など、再エネの拡大を見据えても意義のある取組み。DRの拡大の観点も踏まえつつ、今後の検討をお願いしたい。（関西電力）
- DRのベースラインは事業者の経営哲学次第で操作できることを踏まえると、適正な事業報酬率を上乗せした上でのコストベースであるべき。またkWhと Δ kWのベースラインについては、ゲーミングのリスクや、需給ひっ迫時のDRが安定供給のラストリゾートとなっている実態を踏まえると、同じベースラインであるべきではないかと。また、DRリソースは負荷だと思慮することが多いが、需要家の生産ラインは需要であり、需要家の生産ラインには後工程や顧客に提供する商材がある。エネルギーコストの低減に寄与するDRと顧客への商材の便益の分析をどこまで考慮できるかに行きつく。こういったことを加味した上で、幅広い議論をしたい。（エナジープール）