

あるべき市場の仕組みについて

2022年10月4日

資源エネルギー庁

(1) 勉強会における議論の振り返り

(あるべき市場の仕組みを検討する背景)

(2) 検討の進め方・本日は議論いただきたい内容

(3) 約定電源等の決定方法

(I) 同時市場で調達する電力の範囲

(II) 用語の定義

(III) 前提条件、全体像

(IV) 決定方法の具体的なイメージ

(V) 入札にあたって必要な情報

(VI) その他

【参考】勉強会取りまとめにおける論点とイメージ

勉強会における議論の振り返り（あるべき市場の仕組みを検討する背景）

- 「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会」（以下、「勉強会」という。）においては、安定供給のための電源起動とメルिटオーダーの観点から、課題の整理が行われ、あるべき市場の姿について、議論が行われたところ。
- その議論においては、以下のような課題が示されたところ。
 - ブロック入札については、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顕在化
 - 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
 - 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ルिटオーダーが成立しにくい構造に
 - 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
 - BGが需給調整市場（マルチプライスオークション）に入札せず、調整力の調達が確実に行えない（足元でも三次調整力①や②で募集量未達が発生）
- このような課題を解決するひとつの姿として、**再エネの最大限の導入**を目的とした電力システムの目指すべき姿（P.4）を念頭に、「**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**」が提示され、今後、さらに踏み込んで実務的に詳細かつ具体的な議論・検討を行うべく、具体的な約定ロジックの検討などを行うこととされたところ。
- そのため、**本作業部会においては、市場WGにおける議論もご紹介しつつ、上記を前提として、あるべき市場の仕組みについて、ご議論をいただきたい。**

- 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（ ΔkW ）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（ ΔkW ）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**

(参考) 具体的な仕組みのイメージ

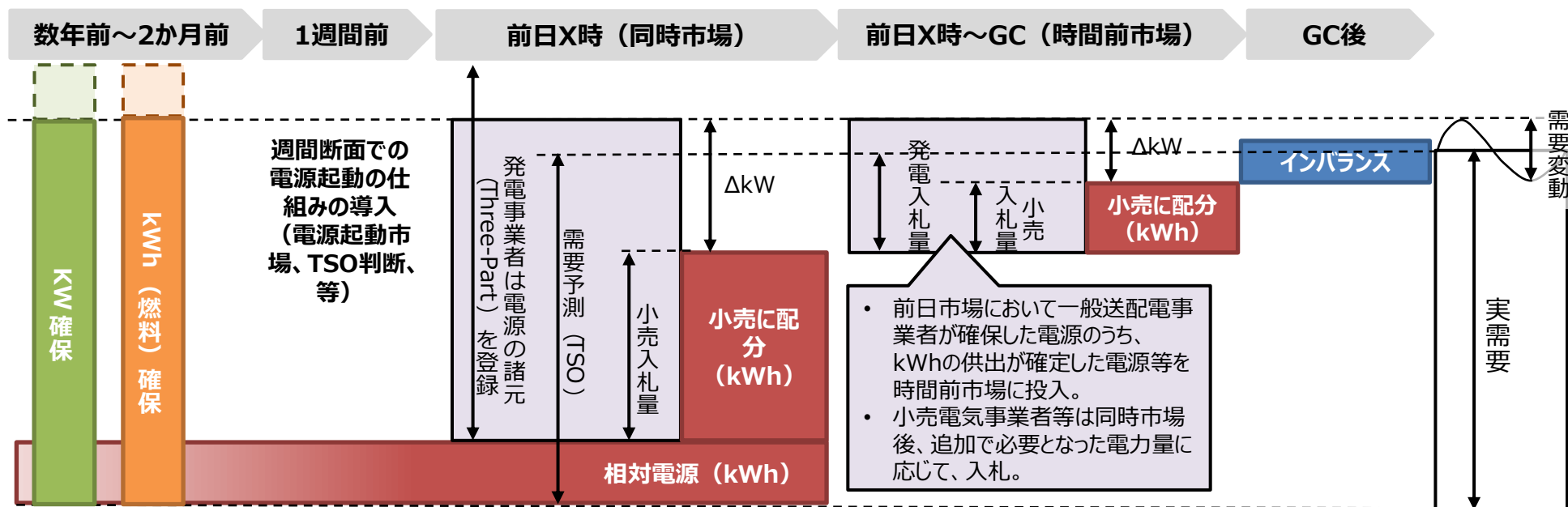
「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ（2022年6月20日）より抜粋

- 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ΔkW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ΔkW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。

(※) 必要なkWh及びΔkWが確保されていることを前提。



(参考) 新たな仕組みを導入することにより解決が見込まれる課題

- 勉強会において提案された中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿を前提にすると、勉強会で挙げられていた現状の各課題は、下表のとおり解決されることが見込まれる。

「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ（2022年6月20日）より抜粋

分類	現状の仕組みの課題	Three-Part Offerを前提とした同時市場のメリット
安定供給の観点 ①	需給調整市場とスポット市場が異なった時間軸で存在しており、かつ、入札する市場をBGが選択できる場合、以下のような課題が生じる可能性。 (課題例) ➤ BGが需給調整市場（マルチプライスオークション）に入札せず、調整力の調達が確実に行えない。 ※需給調整市場の価格は固定費や機会費用が織り込めることや、調整力が不足すると需給調整市場の価格が上昇することから、必要なΔkWが確保されることとなるのが本来だが、三次調整力①や②の現状を踏まえると、現実はそのようにならない可能性。 ➤ BGが需要を過度に低く見積もり、スポット市場等での電気の調達が過小にしか行われず、電源等の起動が十分になされなかった場合、一般送配電事業者が調達した調整力だけでは不足インバランスの穴埋めができない。 ⇔不足インバランスを想定して厚めに調整力を確保すると、⑦の課題が生じる。	週間断面での電源起動に加え、前日市場における同時市場において、必要な電源を全て約定させることにより、左記の課題は解決可能か。

(参考) 新たな仕組みを導入することにより解決が見込まれる課題 (続き)

分類	現状の仕組みの課題	Three-Part Offerを前提とした同時市場のメリット
メリットオーダーの観点	② ブロック入札による約定機会の最大化。	Three-Part Offerの導入により、現行のスポット市場等におけるブロック入札制度と比較し、約定機会をより大きくすることができるか。
	③ kWh市場とΔkW市場が異なる市場として運営されていることや市場スケジューリング、前日以降の電源起動停止の計画更新頻度が少ないことにより、過剰な台数の起動等、電源の運転が非効率になる懸念。 ※例えば、現行の仕組みにおいて、需給調整市場で一定の台数を起動させた上で、その後開場されるスポット市場において、買い約定が想定よりも多かった場合などは過剰に起動台数が増える可能性。	日本全体で必要な台数の電源を起動させた上で、起動している電源を同時約定させることにより、kWhとΔkWで合理的に割り付けることができれば、現状よりも最適に近い電源起動が可能か。
	④ kWh市場とΔkW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懸念。	同時約定により、（市場に応札された）すべての電源によるメリットオーダーを追求可能か。
	⑤ 本来、系統不足であれば、スポット市場よりも実需給断面に近い需給調整市場の方が、kWh単価が高くあることが電源全体のメリットオーダー上望ましいが、需給調整市場が週間調達であることにより、必ずしもそのような大小関係とはならないといった課題。	同時市場とすることにより、kWh単価の安い電源から小売需要に当てていけば、解決可能か。
	⑥ 需給調整市場（一次調整力～三次調整力①）の連系線枠の事前確保により広域的なメリットオーダーが成立しにくい構造となる懸念。	同時約定により、市場ごとの連系線枠の事前確保は不要となるか。

(参考) 新たな仕組みを導入することにより解決が見込まれる課題 (続き)

分類	現状の仕組みの課題	Three-Part Offerを前提とした同時市場のメリット
その他の観点	⑦ 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。	同時約定により、供給力と調整力の取り合いが解決するのではないかな。
	⑧ 再エネのインバランスをどのように調整するか（時間前市場の流動性の向上、等）が課題。	同時市場で入札された電源のうち、稼働・未稼働が決定した電源を時間前市場に投入すれば、時間前市場の流動性が拡大するのではないかな ※なお、現行の需給調整市場においても、時間前市場に投入するといったことができれば、同時市場と同様の効果が得られるかな。
	⑨ BGの立場からすると、それぞれの市場で異なる応札の締め切り時間や入札方法が課されており、プロセスが煩雑。	kWh市場・ΔkW市場の入札を1回で行うことで、プロセスの簡素化が可能かな。

(参考) 第1回・第2回市場WGにおける議論概要

【全体の進め方等に関する意見】

- 公正な市場や競争環境の整備、イノベーション、安定供給、メルットオーダー、揚水や蓄電池や再エネの扱い、高度化法や省エネ法との関係性、複合約定ロジックの具体的内容、諸外国におけるビジネスモデルなど、様々な視点から検討が必要。
- 広域的な運用や公正・透明な市場原理・メカニズムを念頭に検討を進めることが重要。
- 日本の電気事業制度全体との整合が必要。

【電源起動、出力の確定】

○TSO予測需要と小売調達需要

- TSO予測需要をベースとすることが適当。
- TSO需要予測ベースで良いが、予測需要の精度も分析し検討を進めて欲しい。
- TSO予測需要の方が小売予測需要よりも精度が高いが、小売予測需要の方が大きい場合も一定存在。こういったファクトを踏まえつつ、取引をどのようにしていくか、具体的に検討をしていく必要。
- TSO予測需要に合わせることに一定の合理性はあるが、小売調達需要が大きい場合の検討も必要。
- 約定は小売入札に合わせることで賛成。
- kWが充足している状況で市場で売切れが生じないことが重要。
- 前日からGCに向けて、TSOとBGの需要予測はどの程度精度が高くなっているかについても分析があると良い。

【電源起動、出力の確定】(続き)

○同時市場後のkWhの扱いや調整力確保のタイミング

- 調整力の確保のタイミングについて、例えば、PJMでは約定を実需給に近づけることによって、EDC領域の調整力を確保しないという効率化を図っており、こういった仕組みも参考になる。
- 前日からGCまでのTSOとBGの需要の差は、時間前市場で確保していくべき。その上で、必要に応じて、余力活用契約などを用いて対応するのがいいのではないかと。また、TSOの並解列をどこまで許容するかも論点。
- 経済合理性などを考えると余力は活用すべき。
- PJMのように、ISOがシングルバイヤーとなって、供給力と調整力を実需給まで運用していく仕組みが簡素であり、良い。
- 余力活用契約について、必要な機能や量はまだ評価が難しく、今後の議論の全体像の中で検討を深めていく必要。
- 仮に電源Ⅲに調整機能の具備が求められる場合、コスト負担等で参入障壁となる可能性に留意が必要。
- 調整力確保のタイミングに応じて、BG計画にどのように反映するか、電源運用がどう変わっていくか等、市場参加者に広く関係するため、プロコンの整理が必要。
- 三次調整力②は多大なコストがかかっており、調整力の確保のタイミングを実需給に近づける(例:PJM)といった考え方は有用な可能性。
- 調整力の約定のタイミングについて、実需給に近づけるほど起動可能な電源が減ると国の審議会では報告があった。こういった実情も踏まえて、調整力が供出可能か検討するべきではないか。

（参考）第1回・第2回市場WGにおける議論概要（続き）

【電源起動、出力の確定】（続き）

○調整力の取り扱い

- $\Delta kW-I$ が調整力なのか、供給力なのかは重要な論点。供給力の場合、余力活用で対応かと思うが、容量市場との整合性も考える必要。調整力の場合、どういった費用回収になるのかの検討が必要。
- $\Delta kW-I$ を同時市場で調達する場合、BGの不足インバランスの低減インセンティブへの影響も考慮した設計が必要。
- $\Delta kW-I$ の議論と同時に時間前市場の厚みに関する議論も必要。
- $\Delta kW-I$ の受益者と負担者の関係を整理して欲しい。
- $\Delta kW-II$ として、調整力の価値が異なる電源を一つにまとめるのは適切ではない。
- 新たな市場において、再エネの調整や予測誤差も含めて、発電計画が組まれるのであれば、 $\Delta kW-III$ は不要ではないか。
- $\Delta kW-III$ は $\Delta kW-II$ と一緒に扱うのが理想的だと思うが、費用回収の関係もあるので、整理が必要。
- 再エネの発電計画が下振れした場合、それを補完できる電源は $\Delta kW-III$ のため、 $\Delta kW-III$ は必要ではないか。
- 再エネも調整力として使えると考えられる（特に出力抑制されているときの上げ調整）。

○その他

- 発電機の起動については、週間で固定するのではなく、あくまで目安として週間断面で確認するだけで、並解列は間に合う直前まで引きつけることが必要ではないか。
- 長期的な重要予測に基づいて、ベース稼働させるべき火力発電等があるのであれば、入札条件以外の観点からも稼働の決定をしてもいいのではないか。
- 入札でなく、BG計画の提出をトリガーとして、電源起動や約定について考えていくべきではないか。加えて、BG計画の取り扱い（BG計画は所与とするか、TSOが書き換えるか）も検討が必要。

【入札情報】

- 昨今、燃料価格が大きく変動している事も踏まえ、コスト情報などについては、柔軟に変更・更新ができるようにすべき。
- セルフスケジュール電源が減少すると、供給力が減少することになるので、セルフスケジュールとして発電計画を登録する内容の定義について整理・検討が必要。
- 限界費用の定義について議論すべき。
- Three-Part情報としてどのような費用をどのように登録するのか、今後議論が必要。

【発電の買い、小売の売り】

- 単純化のため、また、新しい市場においては、メリットオーダーの追求がなされているため、発電の買いと小売の売りは認めない方向でいいのではないか。
- 経済差し替えや小売のDR、電源脱落への対応等のためにも、発電の買いと小売の売りは認めるべき。
- 供給力確保には支障が無いようにする必要。また、小売の売り入札も問題となる行動生じないようにルールメイクする必要。
- 発電の買いと小売の売りを認めない場合、先物市場でのヘッジ行動に変容が生じる可能性。
- セルフスケジュール電源が減少すると、供給力が減少することになるので、セルフスケジュールとして発電計画を登録する内容の定義について整理・検討が必要。（再掲）
- 差し替える場合はTSOとの連携の仕組みも必要ではないか。

(参考) 第1回・第2回市場WGにおける議論概要 (続き)

【約定価格の決定方法、費用負担】

- ・ セルフスケジュール電源の費用負担は、その電源の稼働に紐づいている小売電気事業者が負担すればよいのではないか。
- ・ 約定エンジンの物理的な制約も考慮しつつ、一定程度のロジックの簡素化は重要。例えば、PJMにおけるLMPは起動費等は考慮せず、限界費用カーブのみで価格を決定し、一部起動費等はUpliftという仕組みで回収している。
- ・ PJMにおいて、市場で費用回収すればいいものを、何故Upliftの仕組みが必要だったのか、その理由を精査する必要。
- ・ kWhとΔkWを同時に約定させ、マージナル電源の価格を最終的な約定価格にすべき。シングルプライスオークションが良い。
- ・ kWhとΔkWの価値とその評価を分けて考える必要。
- ・ 先物市場の設計との関係では、ベースリスクやヘッジ会計等の観点から、同時市場はマルチプライスでなくシングルプライスでの約定の方が合理的。
- ・ PJMのShortage Pricingについて、こういった仕組みの前にkW不足対応を容量市場の議論などで行うことが必要。
- ・ 市場メカニズムで再エネの抑制を行うためにも、ネガティブプライスについての議論が必要。

【再エネやDRの取り扱い】

- ・ 再エネの予測について、BG予測を積み上げるのか、TSOがエリア全体で予測するのか等、検討が必要。TSOの予測の方が精度が高いことを考えるとTSO予測に基づくのが良いと考える。
- ・ 今後、再エネの出力制御が増えていくと想定される中で、どのような抑制量を算定すべきか、コストの低減につながるかについて、検討が必要。
- ・ 古い再エネ電源にオンライン制御を付けるのは難しいが、このような電源をどう活用するか。
- ・ 再エネの大量導入が進んでいる国や地域の情報も参考にすべき。
- ・ 新しい仕組みによって、DRの参入障壁が高くなるのは反対。引き続き、TSOと小売電気事業者から指令できる形にすべき。

【BGの創意工夫等】

- ・ BG計画はBGが変更していくべきではないか。BGの責任をしっかりと持たせた上で、相対契約や経済DR、市場活用させる仕組み等、BGの創意工夫との両立も大事。
- ・ BGがそれぞれ計画を合わせていくのではなく、前日市場で精算をいったん確定して、リアルタイム市場で全体を調整しつつ、最終的な実績に基づいて精算する形がいいのではないか。一方、BGやアグリゲーターが需給バランスを保つために創意工夫した分は報酬が得られるような仕組みを検討すべき。
- ・ Three-Part情報を登録し、市場でのメルिटオーダーに任せる場合、発電事業としてのインセンティブへの影響が懸念される。発電事業者の創意工夫と国全体の最適運用とが両立するような市場運用ルール設計が重要。

【その他】

- ・ 時間の制約もあり、小売電気事業者が時間前市場をフル活用するのは難しく、同時市場までの約定結果を踏まえ、インバランスも勘案していくこととなる。
- ・ 入札量よりも約定量が少なくなっている現状を鑑みつつ、海外のインバランス事例などを参考にしつつ、色々とパターン分けをした検討が必要。
- ・ エリア内も含めて送電制約をしっかりと反映できるようなシステム構築が必要。
- ・ 需給調整と混雑管理を同時に実施していくのかについて、早急に議論が必要。
- ・ 発電設備出力のうち約半分は電源Ⅲが占めており、需給逼迫時の備えとして、その発電余力を把握することが必要。
- ・ 欧州を含め、諸外国の調査は引き続き必要。

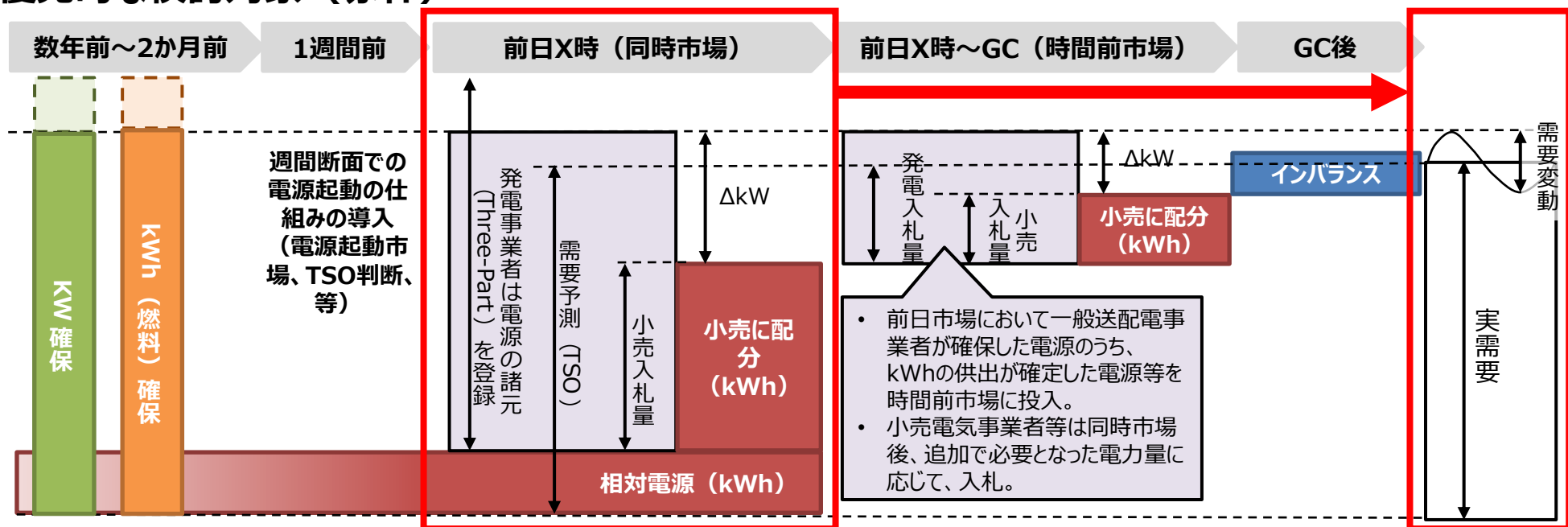
- (1) 勉強会における議論の振り返り
(あるべき市場の仕組みを検討する背景)
- (2) 検討の進め方・本日まで議論いただきたい内容**
- (3) 約定電源等の決定方法
 - (I) 同時市場で調達する電力の範囲
 - (II) 用語の定義
 - (III) 前提条件、全体像
 - (IV) 決定方法の具体的なイメージ
 - (V) 入札にあたって必要な情報
 - (VI) その他

【参考】勉強会取りまとめにおける論点とイメージ

検討の進め方・本日まで議論いただきたい内容

- 本作業部会においては、まずは、新しい仕組みの根幹となる同時市場の仕組みについて検討を行うこととしてはどうか。
- また、同時市場の仕組みの検討にあたっては、まずは、「①約定電源等の決定方法」を中心に検討し、その後「②約定価格の決定方法」について検討することとしてはどうか。
- その上で、前日時点では起動が間に合わない電源の週間断面での起動判断や、同時市場で約定した ΔkW の時間前市場への入札の在り方、現行のインバランス制度との関係（価格規律の在り方等）について、同時市場との関係性や連続性も考慮しつつ、検討を行うこととしてはどうか。（※）
（※）議論の中で、同時市場の仕組み等において変更すべき点が出てくれば、適宜チューニングを行う。
- 本日は、同時市場の仕組みのうち、「①約定電源等の決定方法」について、ご議論をいただきたい。

優先的な検討対象（赤枠）



- (1) 勉強会における議論の振り返り
(あるべき市場の仕組みを検討する背景)
- (2) 検討の進め方・本日はご議論いただきたい内容
- (3) 約定電源等の決定方法**
 - (I) 同時市場で調達する電力の範囲**
 - (II) 用語の定義
 - (III) 前提条件、全体像
 - (IV) 決定方法の具体的なイメージ
 - (V) 入札にあたって必要な情報
 - (VI) その他

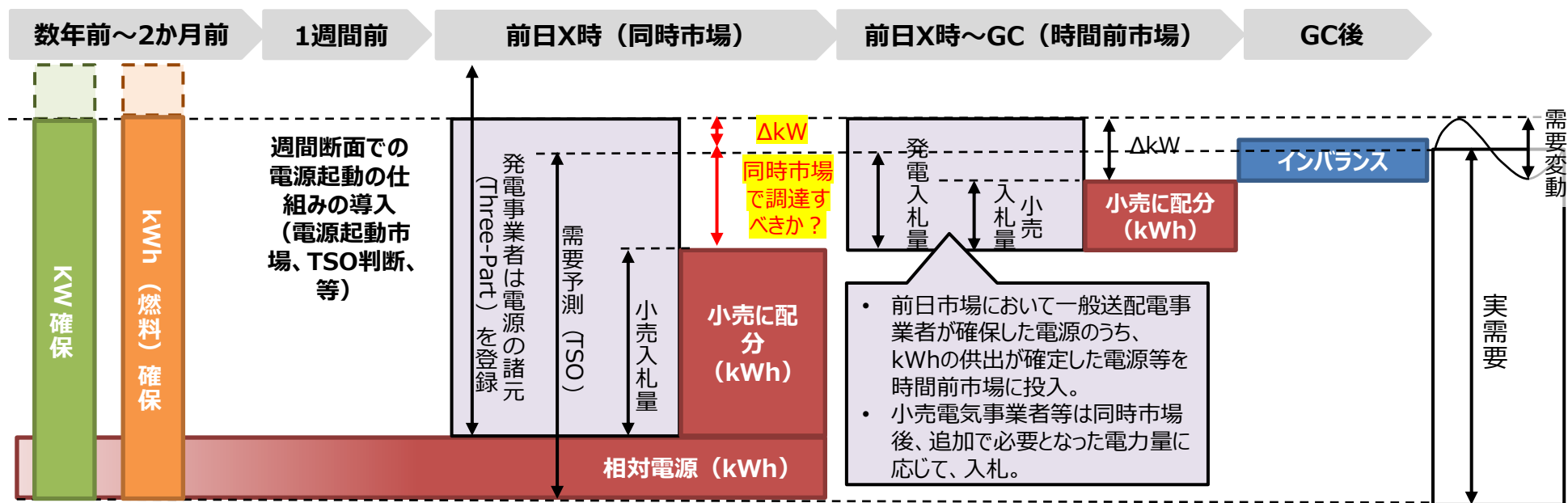
【参考】勉強会取りまとめにおける論点とイメージ

同時市場で調達する電力の範囲

- 勉強会においては、**確実な電源起動を担保する観点**から、同時市場のイメージとして、小売入札量及び需給調整市場で確保している調整力 (ΔkW) に加え、**前日段階での一般送配電事業者**（以下、「TSO」という。）の**予測需要と小売調達需要**（小売入札量と相対電源を加えたもの）**との差も含めて確保**することをお示ししていたところ（※）。

（※）2024年度以降における前日段階でのTSO予測需要と小売調達需要との差については、調整力として全て調達しているものではなく、前日スポット市場以降における小売の追加調達（想定需要見直し）により確保されるもの。このため、前日段階における**市場を通じた電源の確実な起動が必ずしも制度的に担保されていない**。

- 上記は、TSOの予測需要が小売電気事業者全体の予測需要よりも精度が高いことを前提としていることから、この点の実態も含めて、検討を行った。**



同時市場で調達する電力の範囲（続き）

- 前日時点におけるTSO予測需要と小売の需要想定については、広域機関の分析によると、**TSO予測需要が精度が高い**という結果が出ている。（詳細は参考資料3を参照）
- **TSO予測需要に対し、小売調達需要が不足する場合において**、前日市場においてTSO予測需要を基準として電源起動をする案（以下「TSO予測需要基準」という。）と、小売の需要想定に基づき小売が入札する量を基準に電源起動する案（以下「小売入札基準」という。）のそれぞれにおけるメリットとデメリットは、下表のとおり。**他にメリットやデメリットは考えられるか。**
- **安定的な電源運用の観点を重視するのであれば、TSO予測需要基準が合理的**と考えられる。他方で、**小売入札基準とする場合は、調達した調整力で不足する場合は市場外の余力活用契約により確保を図ることと対応することも考えられるところ、下表のメリット・デメリットを踏まえ、どのように考えることが適切か。**

電源の起動判断	メリット	デメリット
安定的 TSO予測需要基準	・ 予測精度が小売BG計画に比べ、正確であるため、確実な電源の起動がなされ、安定的な電源運用に資する蓋然性が高い。	・ 自ら調達をせずともインバランス精算をすればよいという事業者が増加し、前日段階における小売電気事業者の調達インセンティブが阻害される可能性。 ⇒小売電気事業者が前日市場でヘッジを行うニーズを生むインバランス料金制度とすることが必要。 ・ 現行制度と比べて一般送配電事業者が確保する量が増加する可能性。 ⇒具体的な対応策は、P.45、46。
小売入札量基準	・ 「TSO予測需要に合わせる場合」のデメリットが生じない。	・ 2024年度以降は、市場を通じた電源の確実な起動が必ずしも担保されない。（前ページを参照） ・ 需給ひっ迫時において、小売電気事業者の入札量（予測需要）が大幅に下回ると、需給運用に深刻な影響が発生する懸念が存在（例：2022年6月30日）。（P.22を参照）

（参考）市場WG（9月）における主な意見

- ・ TSO予測需要をベースとすることが適当。
- ・ TSO需要予測ベースで良いが、予測需要の精度も分析し検討を進めて欲しい。
- ・ TSO予測需要の方が小売予測需要よりも精度が高いが、小売予測需要の方が大きい場合も一定存在。こういったファクトを踏まえつつ、取引をどのようにしていくか、具体的に検討をしていく必要。
- ・ TSO予測需要に合わせることに一定の合理性はあるが、小売調達需要が大きい場合の検討も必要。

(参考) 参考資料 3 より抜粋

データ分析の内容

5

- 第1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においては、前日断面において、TSOの想定需要は、小売の想定需要より高く、実需要と同一のイメージとなっていたが、実際には、TSOの想定需要が小売の想定需要より低くなる場合もあり、また小売の想定需要の方が実需要に近い場合もあると考えられる。
- そのため、過去の実績データを用いて、前日断面におけるTSOの想定需要と小売の想定需要がどういった関係性にあるかを分析した。
- また、これらの前日断面における想定需要が、実需要に近いほど、安定的かつ効率的な電源起動（UC）ができることから、前日断面の想定需要が、実需要と比較し、どの程度正確であったかを分析した。

【今回行った分析の概要】

分析項目	具体的内容
TSO想定需要と小売想定需要の関係性	TSO想定需要と小売想定需要の大小関係はどのような関係か。 TSO想定需要と小売想定需要にどの程度の差が生じているか。
前日想定需要の正確性	TSO想定需要および小売想定需要は実需要に対して、どの程度のズレが生じていたか。また、その累積はどの程度か。

(参考) 参考資料 3 より抜粋

(参考) 分析に用いたデータについて

7

- 今回の分析に用いたデータは以下のとおり。
- 今回の分析においては、2021年度の年間データ（以下、**全体データ**）を対象に分析を行うとともに、全体データを、供給過小となりうる「**実需要>TSO想定需要かつ実需要>小売想定需要となっているコマのデータ（以下、過小データ）**」、供給過大となりうる「**実需要<TSO想定需要かつ実需要<小売想定需要となっているコマのデータ（以下、過大データ）**」、「その他」に分類して分析を行った。

【分析データの概要】

項目	期間	エリア	諸元
前日小売想定需要	2021年4月1日 ~2022年3月31日	沖縄を除く9エリア合計	前日12時締めで広域機関システムに提出された各BGの需要調達計画のうち需要計画値の合計※
前日TSO想定需要			前日17時締めで広域機関システムに提出された供給区域の需要及び供給力並びに調整力に関する計画のうち供給区域需要値※
実需要			TSO保有データの需要実績（30分h値）

※前日時点で提出された計画の需要値を前日同時市場における需要想定と見なして分析を行った。

【分析データの分類ごとの割合】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
全体データ（コマ数）	1440	1488	1440	1488	1488	1440	1488	1440	1488	1488	1344	1488
過小データ	35%	33%	40%	29%	33%	22%	42%	51%	29%	26%	24%	13%
過大データ	36%	19%	30%	47%	49%	58%	34%	22%	46%	53%	59%	69%
その他	30%	48%	30%	24%	19%	20%	24%	26%	25%	21%	17%	18%

(参考) 参考資料 3 より抜粋

TSO想定需要と小売想定需要の関係性について (2/3)

全体データ

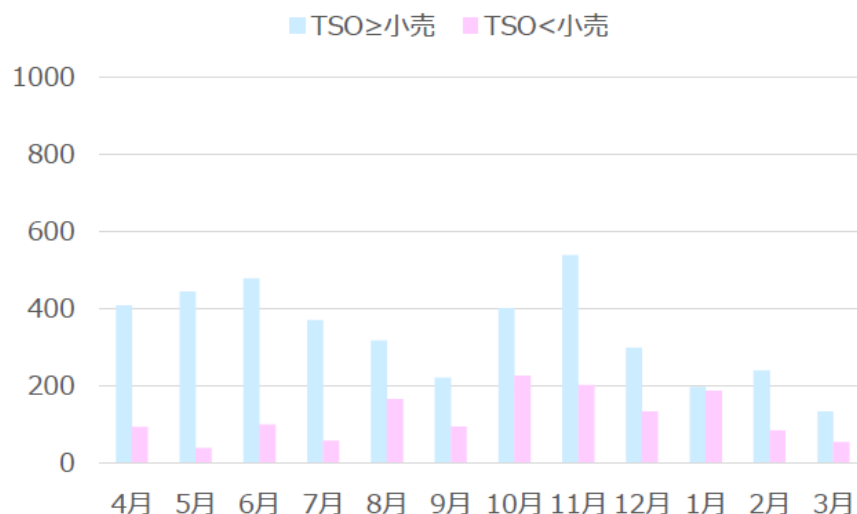
過小データ

過大データ

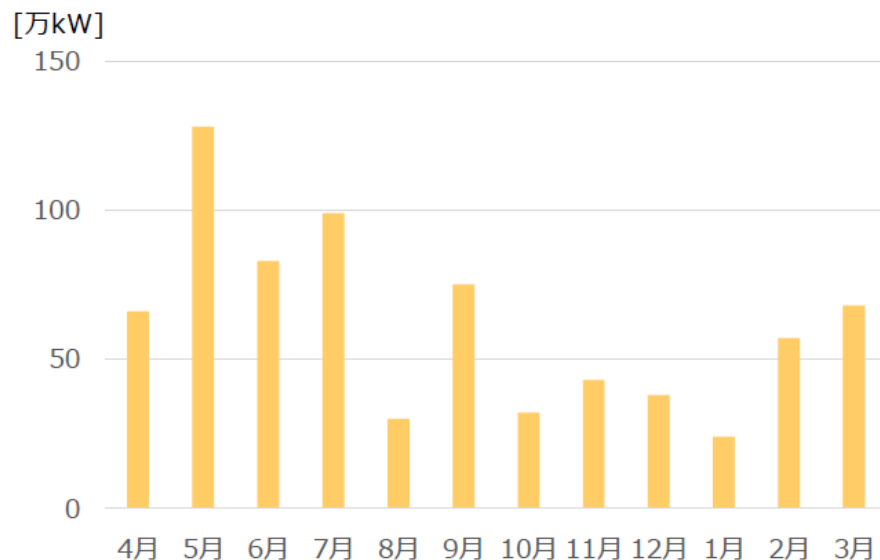
10

- 次に、「**過小データ**」のみを対象として、同様の分析を行った。
- 「**過小データ**」のコマ数は、「**全体データ**」の31%程度（5,494コマ）であり、このうち、TSO想定需要は、小売想定需要より大きいコマが多く（年間通して約74%（4,053コマ））、また、すべての月でTSO想定需要の方が小売想定需要より大きいコマが多かった。つまり、TSO想定需要の方が、実需要に近い想定となっている割合が多いことになる。
- また、TSO想定需要と小売想定需要の差分については、TSO想定需要が小売想定需要より年間通して高めに想定していた。
- これらのことから、安定供給上、TSO想定需要の方が小売想定需要に比べ需給ひっ迫になりにくいと考えられる。

【TSO想定需要と小売想定需要の大小関係（コマ数）】



【TSO想定需要と小売想定需要の差分（月平均）】



(参考) 参考資料 3 より抜粋

前日想定需要の正確性について (1/3)

全体データ

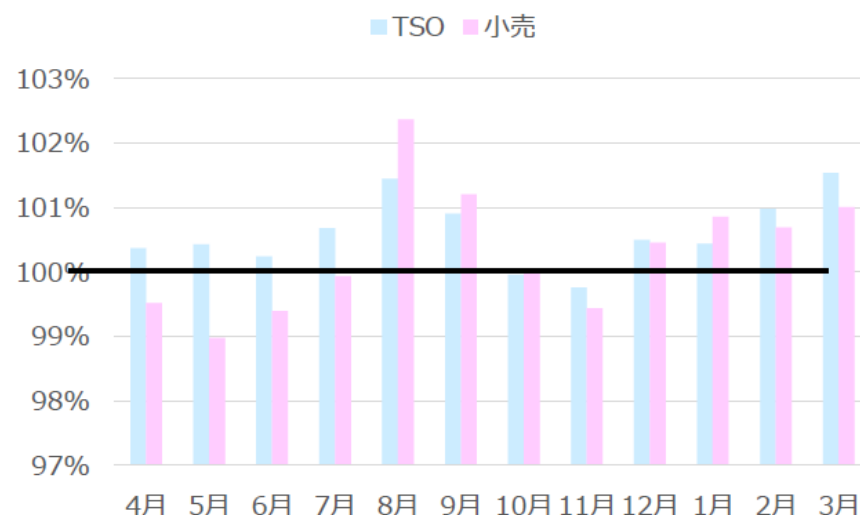
過小データ

過大データ

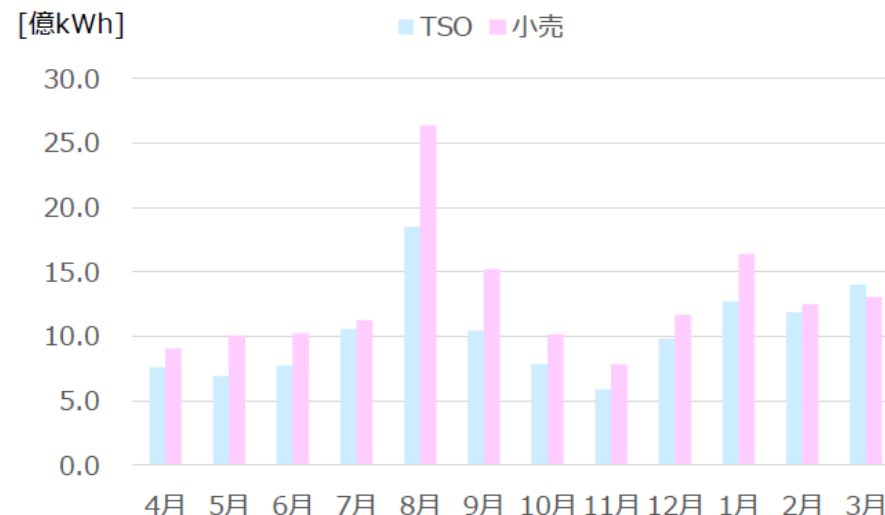
13

- 前日時点におけるTSO想定需要と小売想定需要の正確性を確認するため、実需要に対する前日想定需要の比率、および実需要と前日想定需要の差分の累積値（kWh換算）を確認した。
- TSO想定需要、小売想定需要ともに、実需要に対して、高く想定していた場合（100%以上）、低く想定していた場合（100%未満）ともに存在しており、高需要期（夏・冬）においては比較的高く想定していた。また、TSO想定需要と小売想定需要を比較した場合には、特にどちらが高く想定していたなどの傾向は見られなかった。
- 一方で、実需要と前日想定需要の差分の累積値については、TSO想定需要の方が小売想定需要より少なく、年間合計で約30億kWh少なかった。これは、TSO想定需要の方が全体的に高い精度で想定していたことを表していると考えられる。

【実需要に対する前日想定需要の比率（月平均）】



【実需要と前日想定需要の差分（月累積）】

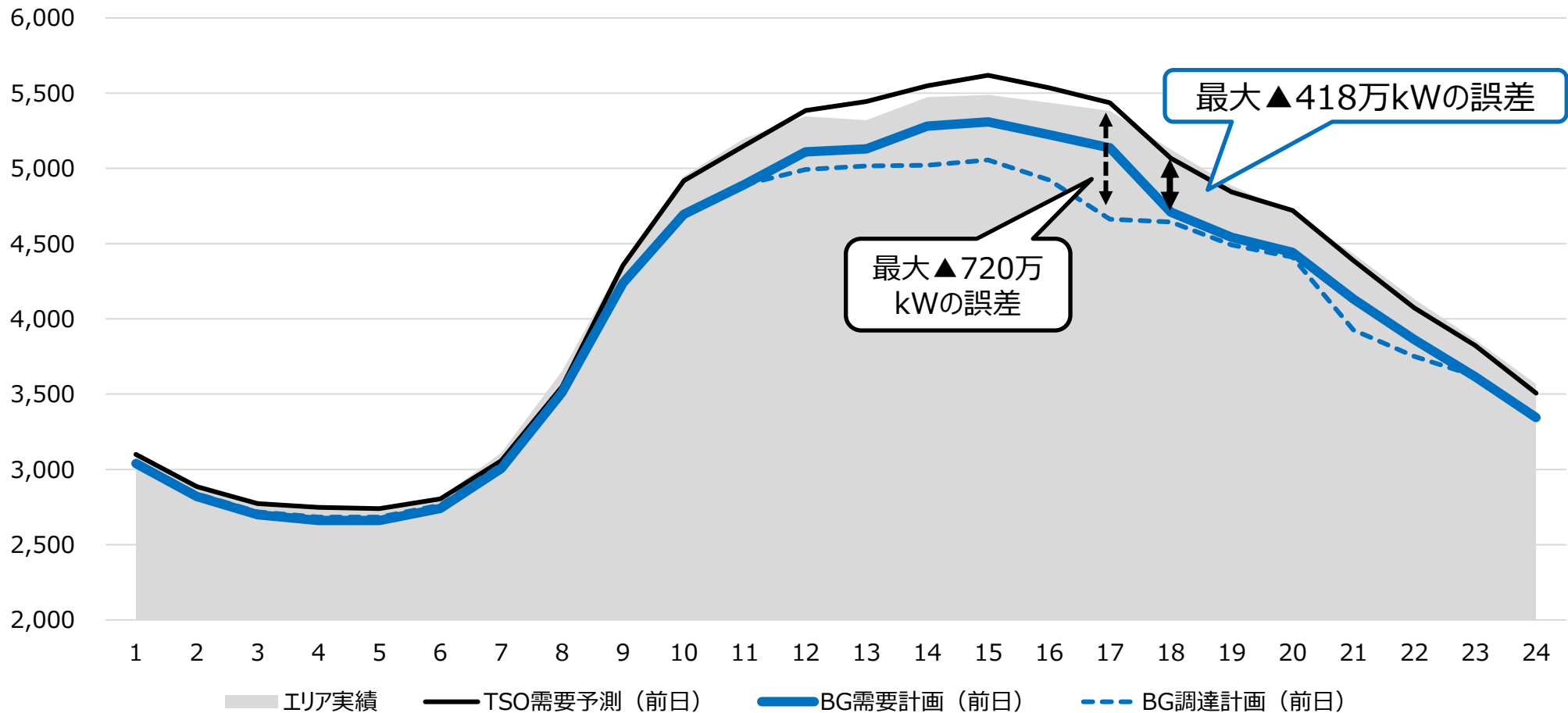


- 今回、2021年度実績データをもとに、前日断面におけるTSO想定需要と小売想定需要の関係性、および前日想定需要の正確性に関して分析を行った。
- 前日断面におけるTSO想定需要と小売想定需要の関係性に関しては、傾向としてTSO想定需要の方が高く想定されていた。特に需給ひっ迫になりうる「**過小データ**」においては、その傾向が強く、安定供給の観点から、TSO想定需要の方が小売想定需要に比べ需給ひっ迫になりにくいと考えられる。
- 前日想定需要の正確性に関しては、総じて、TSO想定需要の方が実需要に近い値となっていることから、TSO想定需要の方が精度が高い（結果として、安定供給面で不足が少なく、また不要となる電源起動も少ない）と考えられる。

(参考) 前日計画と当日実績の比較 (2022年6月30日、東京エリア)

- エリア実績需要に対して、BG需要計画 (前日) は最大▲418万kW (BG需要が低め) の想定。

エリア需要と前日計画の比較



※東京電力パワーグリッド株式会社よりデータ提供。BG計画はLR需要分を含む。

小売調達需要＞TSO予測需要の場合の取扱い

- 小売調達需要＞TSO予測需要となる場合において、市場の約定量もTSO予測需要基準に合わせる場合、小売電気事業者の買い入札価格にも依るものの、同時市場において、**売り切れが発生することが想定**され、以下の課題があると考えられる。
 - ① 仮に、同時市場における売り切れ時の約定価格が買い入札価格で決定する仕組みとする場合、小売電気事業者が売り切れをおそれ、高い買い入札を行った結果、買い入札価格がスパイラル的に上昇すること
 - ② 売り切れの発生の有無について、発電事業者と小売電気事業者の入札行動だけが作用して決まるのでないことや、小売電気事業者単体でみれば、想定需要が適切な場合もあることからすれば、市場参加者の理解を得ることは困難であること
 - ③ 勉強会においても、売り切れに伴う価格高騰等について、問題提起がなされていたこと（※）
（※） 但し、勉強会で取り上げた売り切れは、調整力と供給力の取り合いやブロック入札が原因。この点は、同時市場の仕組みにより解決することが見込まれる。
- そのため、小売調達需要＞TSO予測需要となる場合のkWhの約定量は、小売入札量によって決定することとしてはどうか。
- なお、過剰な電源起動が発生する場合の電源起動・出力の取り扱いについては、余力活用契約の対象範囲や同時市場導入後における同契約の内容とも関係してくるところ（P.41を参照）。この点についても、週間断面での電源起動の仕組みや時間前市場の在り方といった市場全体の設計を踏まえ、今後詳細の検討を進めることとしてはどうか。

(参考) 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）

「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ（2022年6月20日）より抜粋

- 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）

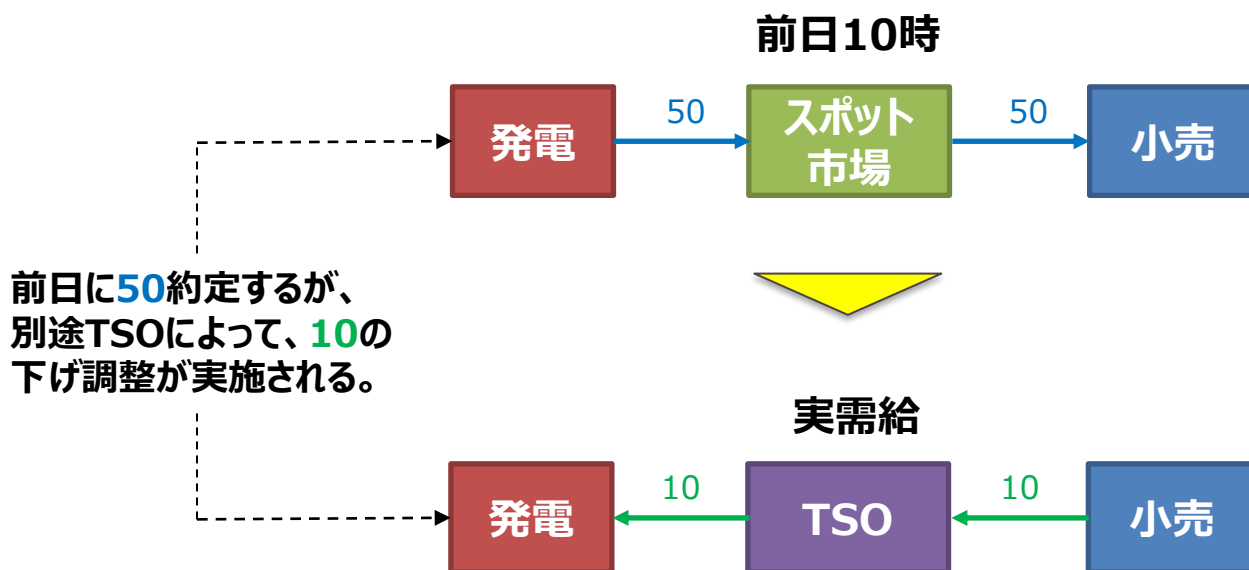
- kWh市場とΔkW市場が異なる市場として運営され、過剰な台数の起動等、電源の運転が非効率になる懸念があるのではないか。
 - 卸電力市場と需給調整市場のオークション方式および価格規律の関連が薄く、調整力も含めた電源のメリットオーダーが成立しにくい構造となっているのではないか。
 - BGの立場からすると、調整力として確保された電源がスポット市場や時間前市場に売り入札されず、市場の売り切れに伴う価格高騰や、再エネが市場統合されていく中における再エネ予測誤差への対応の困難さが課題となっているのではないか。
- 加えて、勉強会においては、各市場に導入されているブロック入札について、売り残りによる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。

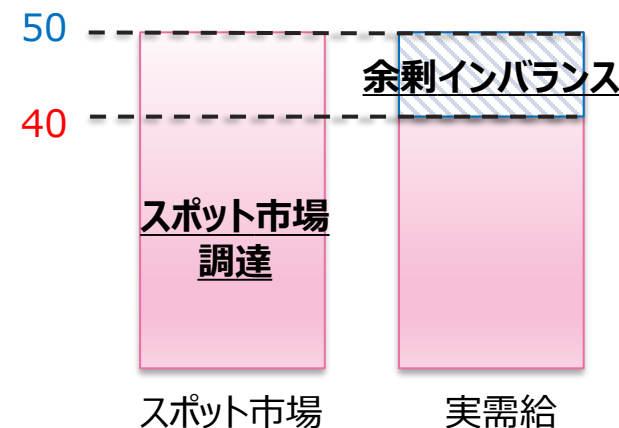
(参考) 現在の電源Ⅱの運用

※簡略化のため、TSO予測需要は実需給と一致しており、時間前市場での取引は無いと仮定。

- TSO予測需要を100、小売調達需要を110とする。また、電源Ⅲといった発電BGによって出力が確定している電源の計画量を60とし、スポット市場における約定量を50 ($=110-60$)、TSOが想定する追加に必要な電源出力を40 ($=100-60$) とする。
- スポット市場における約定処理後、発電事業者（売り入札側）及び小売電気事業者（買い入札側）に約定量として50が通知される。一方で、実需給において10 ($=50-40$) の電源の出力は不要であることから、別途TSOの指示により、実需給で差分の10について、電源Ⅱの下げ調整を実施。
- 小売電気事業者が実需給で発生させる差分の10については、小売電気事業者の余剰インバランス、発電事業者は下げ調整として、スポット市場の約定に基づく精算とは別途精算される。



小売電気事業者の調達と実需給のバランスのイメージ

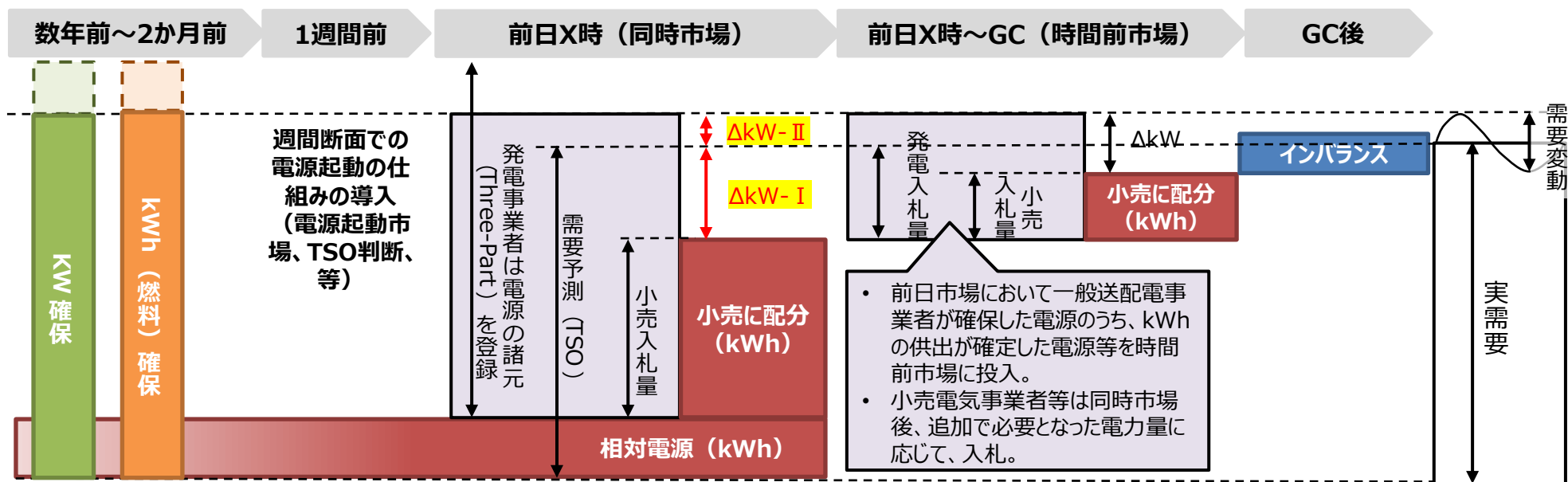


- (1) 勉強会における議論の振り返り
(あるべき市場の仕組みを検討する背景)
- (2) 検討の進め方・本日はご議論いただきたい内容
- (3) 約定電源等の決定方法**
 - (I) 同時市場で調達する電力の範囲
 - (II) 用語の定義**
 - (III) 前提条件、全体像
 - (IV) 決定方法の具体的なイメージ
 - (V) 入札にあたって必要な情報
 - (VI) その他

【参考】勉強会取りまとめにおける論点とイメージ

用語の定義

- 前日段階でのTSO予測需要との小売調達需要の差を含めて確保することを前提に、今回の検討においては、それぞれ、便宜的に以下のように定義（※）。
- （※）今後の議論の結果、適宜必要な見直しを行う。
- **kWh**：小売約定分
 - **ΔkW-I**：前日断面においてTSOが予測するインバランス想定分（前日時点でのTSO予測需要との小売調達需要の差）。ΔkW（TSOの調整電源）とkWh（小売調達需要の差分の埋め合わせ）の両方の性質を持つと考えられる。
 - **ΔkW-II**：GC後の最終的な需給変動対応（一般的にΔkWといわれるもの。需給調整市場一次調整力～三次調整力①）
 - **ΔkW-III**：GC前の再エネ（FIT特例①及び③）の変動対応（三次調整力②）



ΔkW-Ⅲ：上図では、記載していないが、GC前の再エネ（FIT特例①及び③）の変動対応（三次調整力②）のこと。

(※) 必要なkWh及びΔkWが確保されていることを前提。 27

- (1) 勉強会における議論の振り返り
(あるべき市場の仕組みを検討する背景)
- (2) 検討の進め方・本日ご議論いただきたい内容
- (3) 約定電源等の決定方法**
 - (I) 同時市場で調達する電力の範囲
 - (II) 用語の定義
 - (III) 基本的な考え方、前提条件**
 - (IV) 決定方法の具体的イメージ
 - (V) 入札にあたって必要な情報
 - (VI) その他

【参考】勉強会取りまとめにおける論点とイメージ

基本的考え方①

- 同時市場においては、セルフスケジュール電源（※）の出力は確定させた上で、入札された電源のThree-Part情報等を参考に、調整力の必要量も考えながら、電源の起動停止計画（UC）及び出力計画を策定することが必要。過去の旧一般電気事業者の社内の電源運用も参考に、同時市場における基本的な約定処理の考え方について整理を行った。

（※） 相対契約で売り先が事前に決まっているものや、相対契約はないが確実に出力させたい（成り行き約定させたい）電源（長期固定電源（原子力・地熱・水力））などが想定される。

新たな仕組みにおける約定ロジック

前日段階

- ① セルフスケジュール電源の起動・出力を確定させる。
- ② Three-Part情報を元に電源の起動停止を判断。
- ③ 同時市場におけるkWhの約定処理。
- ④ 同時市場における ΔkW の約定処理。

当日段階（同時市場以降）

- ⑤ 同時市場以降において、起動停止計画（UC）を補正。
（主に ΔkW で確保している電源の差し替え等を含め、時間前市場の取り扱いは別途整理が必要。）

過去の運用方法

前日段階

- ① 水力は水系運用の結果、原子力・再エネ・自家発・他社から調達した電源等はスケジュール運転として、起動・出力を確定させる。
- ② 需要想定と運転予備力（ ΔkW ）を考慮して電源の起動停止を判断。
- ③ 電源の起動費・最低出力・kWh単価を参考に、安価なものから需要を満たす。
- ④ 出力変化速度等も考慮し、必要な運転予備力（ ΔkW ）を確保するよう電源差替（必要により、起動費・最低出力・kWh単価を参考に、追加起動）。

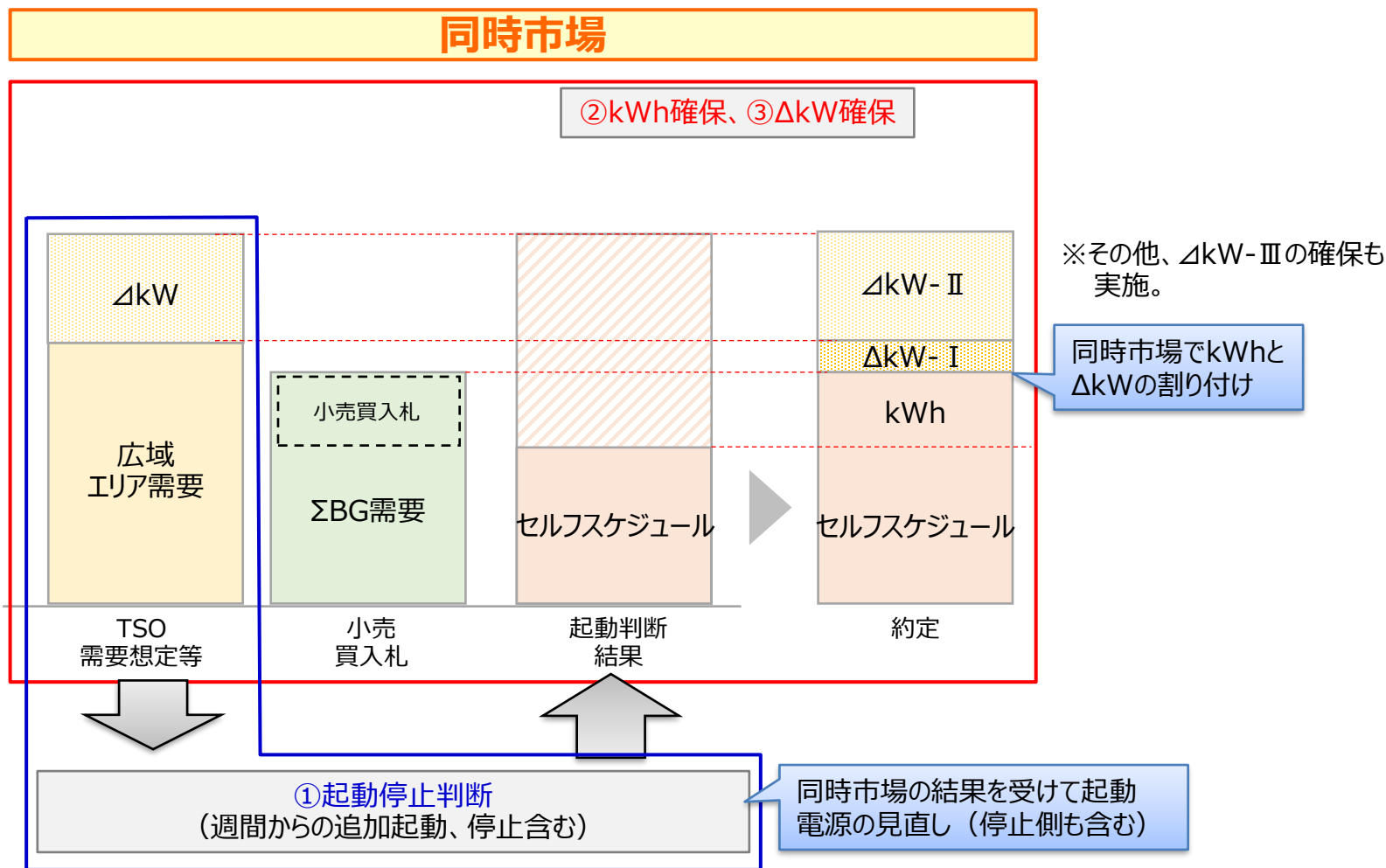
当日段階

- ⑤ 最新の天気予報等を参考に、不要な電源は起動を取りやめ、発電トラブル等があれば追加起動を実施。

基本的な考え方②

- Three-partを用いた約定ロジックにおいては、発電機の①起動停止判断（※）、②kWh確保と③ΔkW確保を行うパートに分けて実施する形となるか。

（※） PJMにおいては、SCUC（Security Constrained Unit Commitment。系統制約を考慮した上で、起動費、無負荷費用、限界費用が最経済となるように発電計画を策定すること。）にて実施（第1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（2022年7月）資料7を参照）。



検討の前提条件

- まずは、同時約定ロジックに関する基本的なイメージを共有することを目的とし、以下を前提条件として検討を行った。

(発電機の起動停止判断)

- ✓ 前日断面で起動の判断をしても起動が間に合わない電源については、週間断面で起動判断し（週間断面での起動判断の方法については、別途、本作業部会で議論）、同時市場に入札することとする。
- ✓ 同時市場では、すでに起動されている電源に関しても、その停止も含めて見直し（約定しなかった場合、停止）。

(kWh、 Δ kWの約定方法)

- ✓ kWh、 Δ kWの順に約定処理を実施。
- ✓ Δ kW-Ⅱについては、需給調整市場における現在の商品設計を基本とする（※）。
（※）今後の検討において、必要に応じて見直しを行うこともありうる。
- ✓ 複合約定ロジック（※）が開発されていること。
（※）2024年度から採用予定。

(その他)

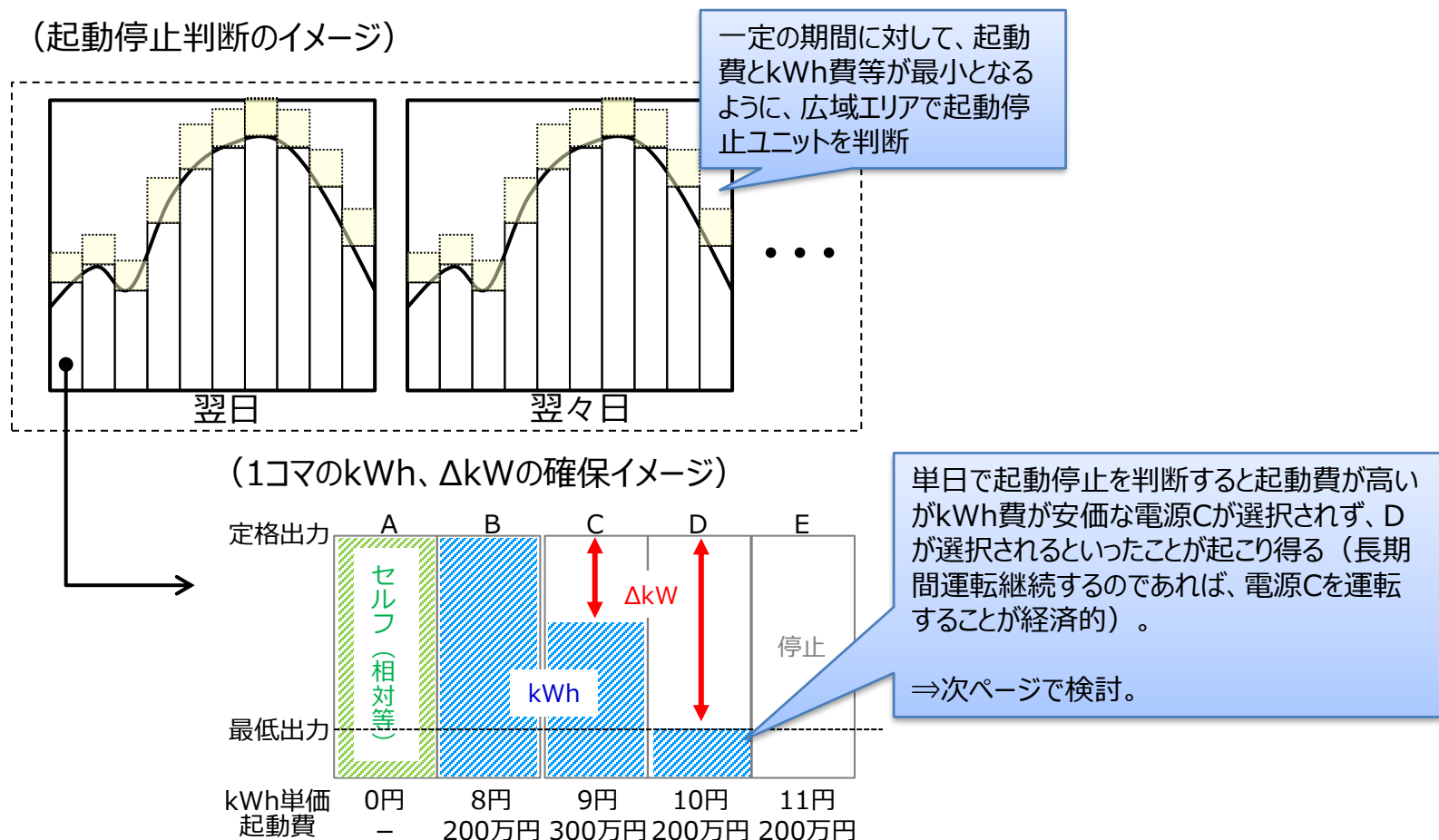
- ✓ 供給力・調整力の供給に必要な量のkW、 Δ kW、kWhが確保されている状況。

- (1) 勉強会における議論の振り返り
(あるべき市場の仕組みを検討する背景)
- (2) 検討の進め方・本日は議論いただきたい内容
- (3) 約定電源等の決定方法**
 - (I) 同時市場で調達する電力の範囲
 - (II) 用語の定義
 - (III) 基本的な考え方、前提条件
 - (IV) 決定方法の具体的なイメージ等**
 - (V) 入札にあたって必要な情報
 - (VI) その他

【参考】勉強会取りまとめにおける論点とイメージ

①電源起動（停止）判断

- 起動判断の方法としては、**TSO予測需要および調整力必要量に対して、発電制約等を踏まえて、起動費とkWh費用等の合計が最小になるよう、連系線制約等を考慮して広域エリアで電源起動（停止）を判断**（既に起動している電源が停止判断されることもある）。

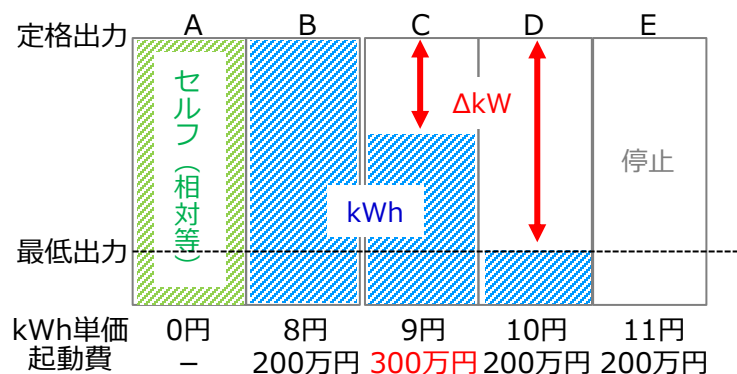


①電源起動（停止）判断（起動停止判断の期間等）

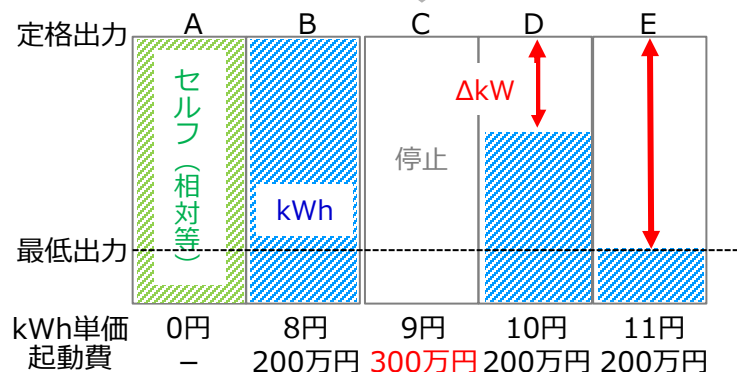
- 起動停止判断にあたり、起動済み電源であっても、常に一定の起動費を織り込んで計算を行うと、変動費が安かったとしても起動費の高い電源は選ばれにくくなる。そのため、前日に稼働し、当日も継続的に稼働させる電源については、起動費をゼロとして考え、起動停止判断を行ってはどうか。
- また、単日で起動停止判断を行うと、起動費が高い電源が起動対象に選ばれにくくなる。今後、起動停止判断の対象期間（例えば、次の1週間の計画を考える等）も検討する必要があるか。

常に起動費を織り込んで起動停止判断を行う場合

kWh費に着目すると電源Cを出力させるべきだが、起動費も考慮した結果、電源D・Eが選ばれる可能性が存在。

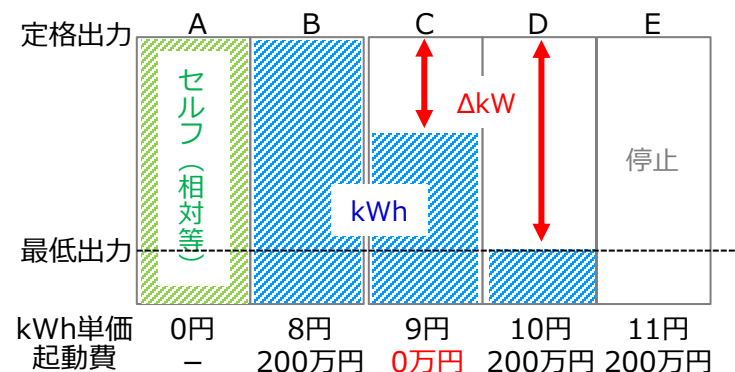


起動費を考慮すると以下の運用の方が効率的な場合が存在



前日の稼働を考慮する場合

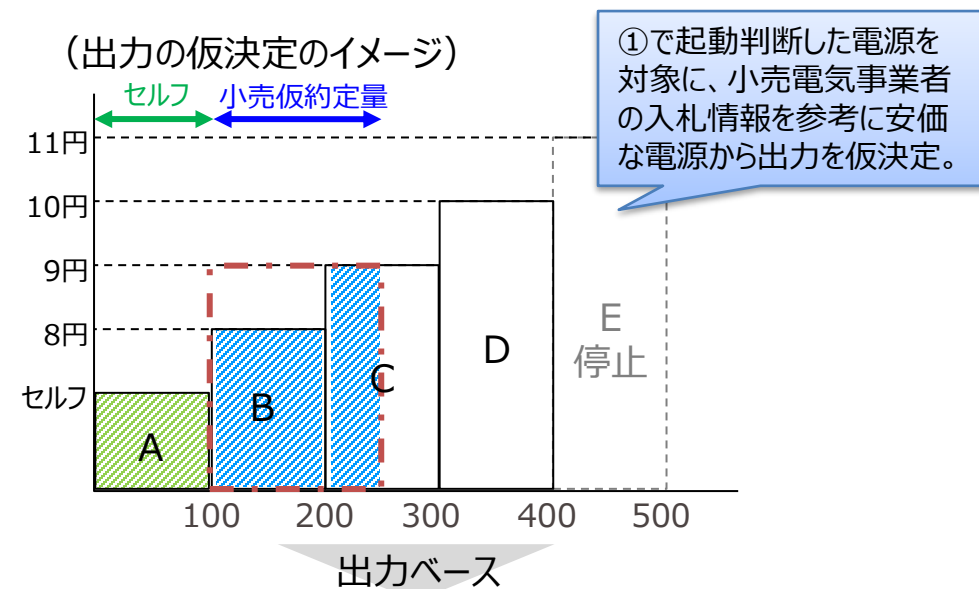
前日に稼働し、当日も継続的に稼働させる電源については、起動費をゼロとして考え、起動停止判断を行えば、確実に電源Cが活用され、最経済運用となる。



前日の23:30~24:00のコマで運転されていて、当日の0:00以降も継続的に運転する場合

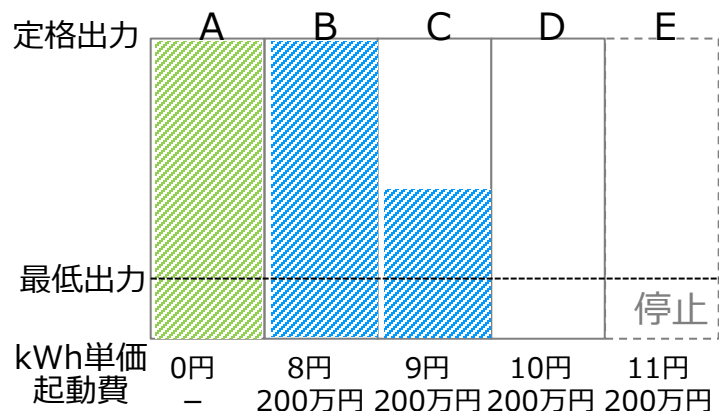
②kWh取引

- ①の起動停止判断にてメリットオーダーで選定された電源を対象に、小売電気事業者の入札情報を参考に安価な電源から出力を仮決定。



(今後検討の必要な論点)

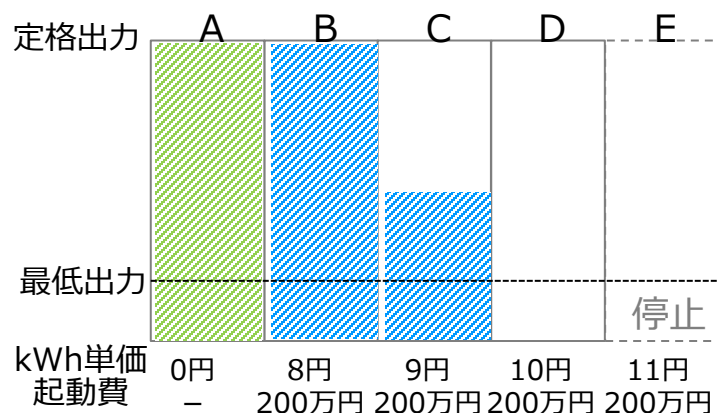
- 小売電気事業者の入札情報と約定価格・量の決定方法
- 同時市場の入札時期・約定タイミング (小売BG、発電BG、広域機関、JEPX、TSO等の一連の業務フローを踏まえた検討が必要)



③ ΔkW 取引 ($\Delta kW-I$)

- ②のkWh取引結果から持替などを行い、kWhとして発動される可能性が比較的高いと考えられる $\Delta kW-I$ （前日段階での不足インバランス分）を確保。

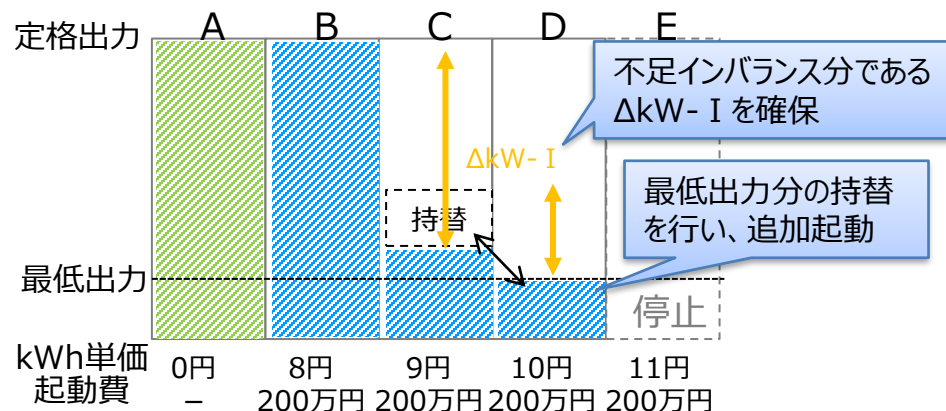
($\Delta kW-I$ 確保のイメージ)



(今後検討の必要な論点)

- $\Delta kW-I$ （不足インバランス分）を低減させるインセンティブ（小売電気事業者の調達インセンティブ）が低減すること考えられるため、小売電気事業者が前日市場でヘッジを行うニーズを生むインバランス料金制度とすることが必要。

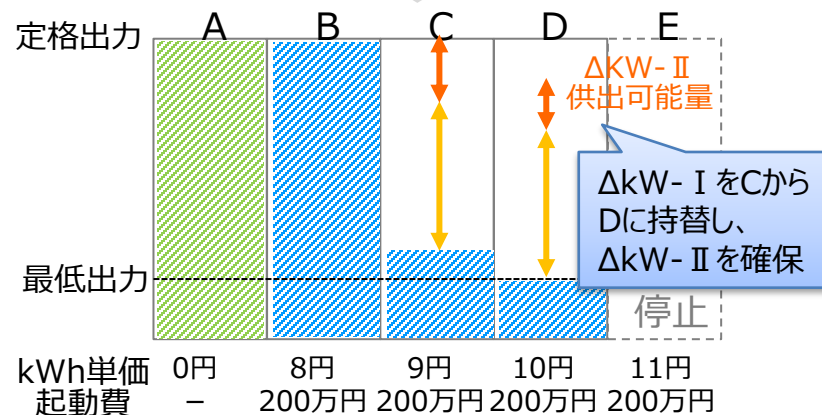
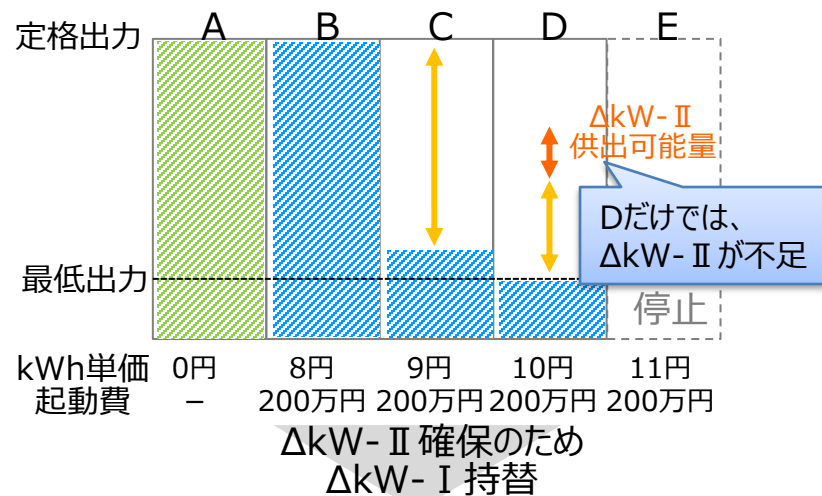
電源の持替や追加起動を行い、 $\Delta kW-I$ を確保



③ ΔkW 取引 (ΔkW -Ⅱ、 ΔkW -Ⅲ)

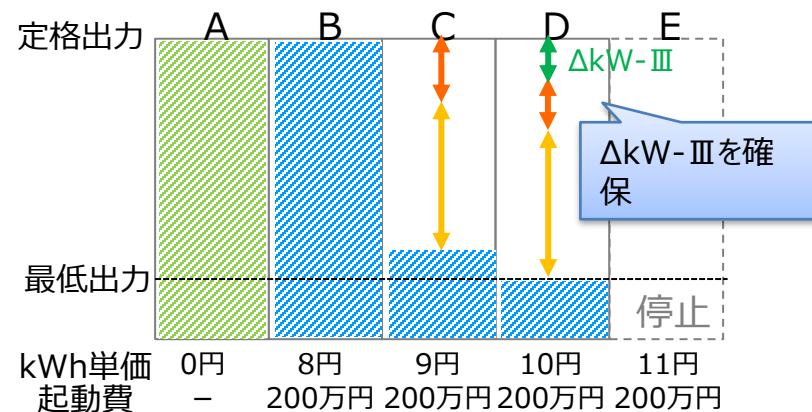
- ΔkW -ⅠがkWhとして発動されることを前提に、 ΔkW -Ⅰに優先的にkWh単価の安い電源を割り当てた上で、各発電機の出力量を想定し、 ΔkW -Ⅱ（一次調整力～三次調整力①）の供出可能量および価格を設定し、複合約定ロジックにて ΔkW -Ⅱを確保。なお、 ΔkW -Ⅱを確保できない場合は、 ΔkW -Ⅰや小売kWhとの持替を行い、必要な調整力を確保。
- 最後に、 ΔkW -Ⅰ、 ΔkW -Ⅱを確保した状態から、 ΔkW -Ⅲ（三次調整力②）を確保。

(ΔkW -Ⅱ確保のイメージ)



ΔkW -Ⅲを確保

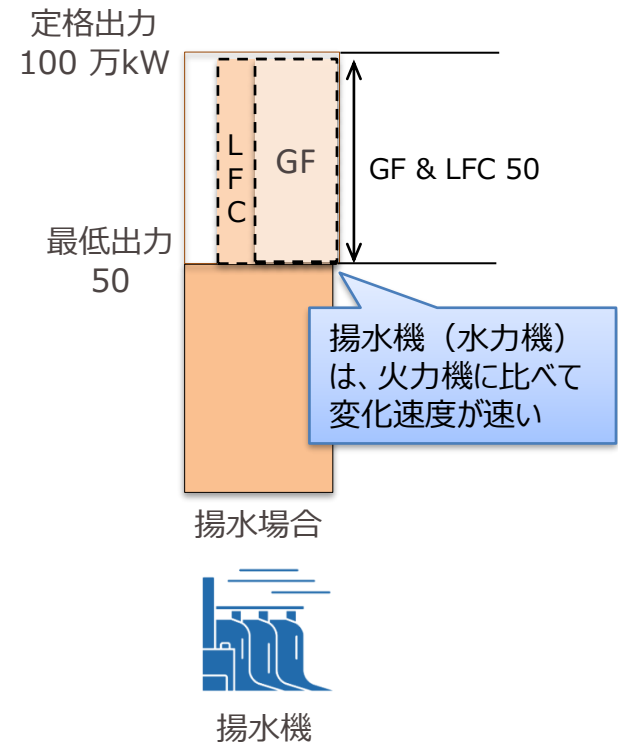
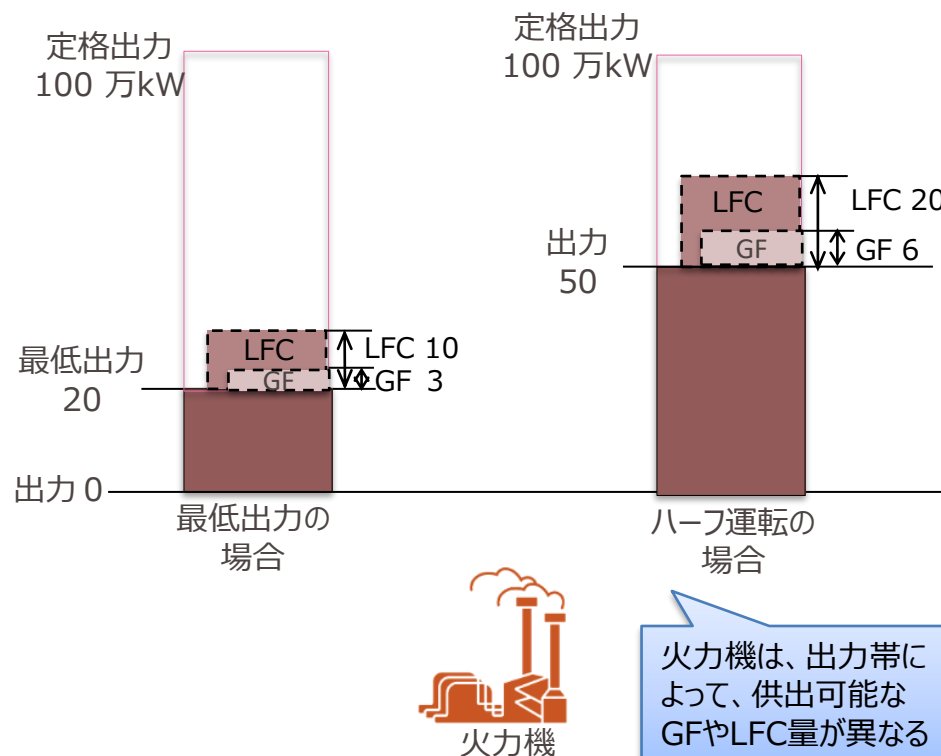
(ΔkW -Ⅲ確保のイメージ)



(参考) ΔkW 確保のための考慮事項

- ΔkW （調整力）の確保については、GF領域やLFC領域などそれぞれの必要量に対して、各発電機の供出可能な量を考慮の上、最経済となるように組み合わせることが重要。
- また、調整力の供出量は発電機の出力量（や電源種別）によっても変化し、また出力帯の変更には時間を要するため、それらの特性も勘案の上、 ΔkW を確保していくこととなる。

(各発電機の ΔkW 供出量のイメージ)



1-2. 商品の種類と要件

修正有

5

- 需給調整市場における各商品の要件は下記のとおりです。

	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	オンライン (一部オフライン可※2)	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※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム※6	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
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内
継続時間	5分以上	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
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※3	専用線：数秒～数分 簡易指令システム※6：5分	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分※5	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※3	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム※6：1分	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※4
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 (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,3	専用線：5MW 簡易指令システム※6：1MW	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW	専用線：5MW 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 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要有り (データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

※3 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※4 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。

※5 簡易指令システムの指令間隔は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。

※6 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。

注) 全ての商品において、商品ブロック単位 (3時間/ブロック) で取引される。

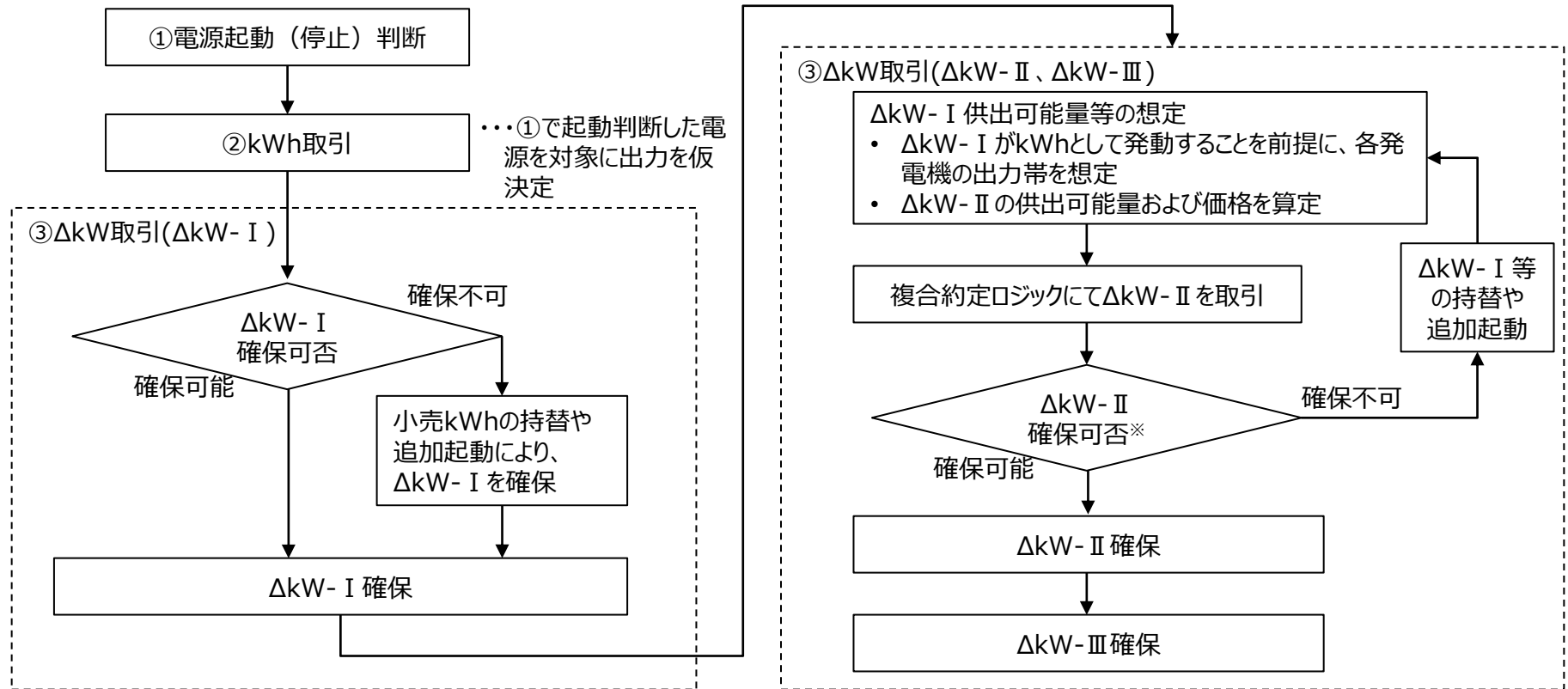
出所) 第28回需給調整市場検討小委員会 (2022.2.24) 資料3-3をもとに作成

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/files/jukyu_shijyo_28_03_03.pdf

(参考) 同時市場の約定フロー

- 前ページまでの同時市場の約定フローの基本コンセプトは以下のとおり。

(同時市場の約定フロー)



※ ΔkW-Ⅲも含めて確保可否判断

その他（kWhとして約定した電源の余力活用）

- 2024年度以降、容量市場の落札電源のうち、調整機能「有」として登録した電源については、一般送配電事業者と余力活用契約を締結することがリクワイアメントとして求められている。
- 余力活用の仕組みについては、社会コストの低減等、より効率的・安定的な需給調整・系統運用を実施することを目的として、GC後の調整力kWh市場における最適化を図るために取り入れられているもの。
- 余力活用の考え方については、P.42～44のとおり、現在、広域機関の需給調整市場検討小委員会において検討が進められているが、同時市場においてkWhとして約定した電源については、調整機能が無い電源も存在する可能性がある。
- **同時市場においてkWhとして約定した電源についても、社会コストの低減等、より効率的・安定的な需給調整・系統運用を実施する観点から、余力活用の仕組みを導入することが考えられるがどのように考えるべきか（※）。**

（※）仮に、余力活用の仕組みを導入する場合であっても、同時市場導入後における同契約の内容については、週間断面での電源起動の仕組みや調整力確保のタイミング（P.45、46を参照）も含めた時間前市場の在り方、価格規律といった市場全体の設計や2024年度以降の余力活用契約の運用状況なども踏まえて検討することが必要。

（参考）市場WG（9月）における主な意見

- ・ 前日からGCまでのTSOとBGの需要の差は、時間前市場で確保していくべき。その上で、必要に応じて、余力活用契約などを用いて対応するのがいいのではないか。また、TSOの並解列をどこまで許容するかも論点。
- ・ 経済合理性などを考えると余力は活用すべき。
- ・ 余力活用契約について、必要な機能や量はまだ評価が難しく、今後の議論の全体像の中で検討を深めていく必要。
- ・ 仮に電源Ⅲに調整機能の具備が求められる場合、コスト負担等で参入障壁となる可能性に留意が必要。

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 需給逼迫のおそれ
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。

(参考) 余力活用契約について (続き)

第32回需給調整市場検討小委員会 (2022年9月) 資料 2 より抜粋

まとめ

39

- 2024年度以降の余力活用の考え方について、過去からの状況変化踏まえ、整理した内容については以下のとおり。
- 今後、本整理内容をもとに、一般送配電事業者による詳細検討が進められ、事業者間の余力活用契約締結に向けて、年内に一般送配電事業者による意見募集がかけられる予定。

		余力活用	ΔkW約定分	(参考) 電源Ⅱ
平常時	起動停止	×	×	○
	調整力kWh市場	○	○	○
	①経済差替え (出力増減)	GC後のEDCのみ	GC後のEDCのみ	GC前のUC GC後のEDC
	①経済差替え (起動・停止タイミング調整)	○	×	○
	②下げ調整力の活用	○	－ (対象外)	○
	③～⑥系統運用機能の活用	○ (公募実施時のみ)	－ (対象外)	○
	⑧再給電方式の活用	○	○	○
緊急時	⑦追加起動	【ΔkW確保】 ・需給ひっ迫時 (3%) ・ΔkW調達不足時 【系統運用機能の活用】 ・故障、BO復旧、試験時 ・発雷等設備故障予見時 ・特異日の電圧調整 ・想定外の混雑発生時	－ (対象外)	○

その他（調整力確保のタイミング等）

- 前日同時市場は、Three-PartによるkWhとΔkWの同時約定を図ることで、別時間の市場に備え売り札が制限されることがなく調達未達解消（現在の市場が抱える問題の解決）に繋がると考える。
- また、市場WGにおいては、調整力確保のタイミングについて、広域機関から以下の点についての考察が示されたところ。（詳細は、参考資料 4 を参照）
 - 前日X時（同時市場）時点で調整力を確保（約定）してしまうと、2024年度以降の日本の仕組みで取り扱っていない前日～GCの予測誤差（再エネ除き）も調達する必要があるため、**現行以上に調整力必要量が増える可能性**がある。
 - 米PJMを参考に、**調整力の確保（約定）タイミングを実需給に近づける、具体的には前日同時市場以降の時間前市場においても同時市場（Three-Part約定）を行うことによって、現行の制度に比べ、調整力調達量の低減ひいては社会コストの低減を図れる可能性**があるのではないか。
- この点、前者について、2023年度以前の仕組みにおいては、再エネ（FIT特例①及び③）を除く前日～GCのTSO予測誤差については、電源Ⅱを追加並列してkWhを確保している、といった意見が市場WGにおいてあったところ。また、再エネ（FIT特例①及び③）を除く前日～GCのTSO予測誤差を調整力として確保しなかった場合、必ずしも確保する調整力が減るわけではなく、この誤差は、最終的には、GC～実需給におけるTSO予測誤差として現れることになると考えられる。
- 同時市場導入後における調整力必要量については、こういった点も踏まえ、別途検討をすることが必要ではないか。

その他（調整力確保のタイミング等）（続き）

- また、調整力の確保（約定）タイミングを実需給に近づけることによって、調整力調達量の低減ひいては社会コストの低減を図ることができるのであれば、時間前市場において同時市場（Three-Part約定）を行うことは有益と考えられる。
- 調整力確保のタイミングについては、例えば、前日段階で調整力をすべて確保した上で、実需給までの段階で不要となった調整量は順次リリースしていくといったことでも同様の効果が得られるとも考えられるところ。
- このため、両者のメリット・デメリットや相違点なども踏まえ、調整量確保のタイミングについては、今後具体的な検討を進めることとしてはどうか。

（参考）市場WG（9月）における主な意見

- 調整力の確保のタイミングについて、例えば、PJMでは約定を実需給に近づけることによって、EDC領域の調整力を確保しないという効率化を図っており、こういった仕組みも参考になる。
- 前日からGCまでのTSOとBGの需要の差は、時間前市場で確保していくべき。その上で、必要に応じて、余力活用契約などを用いて対応するのがいいのではないか。また、TSOの並解列をどこまで許容するかも論点。
- PJMのように、ISOがシングルバイヤーとなって、供給力と調整力を実需給まで運用していく仕組みが簡素であり、良い。
- 調整力確保のタイミングに応じて、BG計画にどのように反映するか、電源運用がどう変わっていくか等、市場参加者に広く関係するため、プロコンの整理が必要。
- 三次調整力②は多大なコストがかかっており、調整力の確保のタイミングを実需給に近づける（例：PJM）といった考え方は有用な可能性。
- 調整力の約定のタイミングについて、実需給に近づけるほど起動可能な電源が減ると国の審議会でも報告があった。こういった実情も踏まえて、調整力が供出可能か検討するべきではないか。

(参考) 参考資料 4 より抜粋

前日同時市場における調整力確保の考え方（考察:平常時）

24

- 一方で、前日X時（同時市場）時点で調整力を確保（約定）してしまうと、現行の日本で取り扱っていない前日～GCの予測誤差（再エネ除き）も調達する必要があるため、現行以上に調整力必要量が増える可能性がある。
- この点、米PJMを参考に、調整力の確保（約定）タイミングを実需給に近づける、具体的には前日同時市場以降の時間前市場においても同時市場（3-Part約定）を行うことによって、初めて現行の日本に比べ、調整力調達量の低減ひいては社会コスト低減を図れる可能性があると考えられる。

【凡例】 ○：現行の日本で取り扱っている事象
■：前日時点で確保すると、取り扱う可能性がある事象

	一次	二次①	二次②	三次①	三次②
①TSO・BG需要予測の差分（前日）			■	■	
②TSO・BG需要予測の差分（GC）			○	○	
③TSO需要予測誤差（前日～GC）			■	■	
④TSO需要予測誤差（GC～実需給）			○	○	
⑤再エネ下振れ量（前日～GC）					○
⑥再エネ下振れ量（GC～実需給）			○	○	
⑦時間内変動	○	○			
⑧電源脱落	○	○		○	

約定タイミングまで供給力として確保することで、調達量を低減できる可能性（起動準備費用は要するか）

更に、約定タイミングでの電源余力で太宗を賄い調達量を低減できる可能性

揚水や蓄電池、再エネ、DRの取り扱い

- 揚水発電や蓄電池、再エネ、DRの取り扱いについても、より詳細な検討を行うことが必要。
 - 揚水発電等については、同時市場の約定との整合性を担保しつつ、どのように安定的かつ効率的な運用を週間断面から計画するか、
 - 再エネについては、実需給直前まで出力が変動する中でもどのように安定的・効率的な需給運用を行いつつ、再エネの最大限の導入を行うか、
 - DRについては、PJMの仕組みを参考とすると入札にあたって必要な情報としてはP.53のように考えられるが、現在、経済DRは必ずしも活性化しているとは言えない状況。このような点も踏まえ、DRの活性化をどのように図っていくか、
- といった観点が重要か。その他、こういった観点が重要だと考えられるか、具体的にどのような仕組みが考えられるか。

- (1) 勉強会における議論の振り返り
(あるべき市場の仕組みを検討する背景)
- (2) 検討の進め方・本日はご議論いただきたい内容
- (3) 約定電源等の決定方法**
 - (I) 同時市場で調達する電力の範囲
 - (II) 用語の定義
 - (III) 基本的な考え方、前提条件
 - (IV) 決定方法の具体的なイメージ等
 - (V) 入札にあたって必要な情報**
 - (VI) その他

【参考】勉強会取りまとめにおける論点とイメージ

入札にあたって必要な情報

- 発電事業者が同時市場に登録・入札する情報の基本的な考え方は、以下のとおりとしてはどうか。
 - － **市場で発電出力量を決定する電源**：Three-Part情報を登録。他に起動・停止カーブ、出力変化速度、燃料制約などが必要と考えられるが、今後、海外事例も参考に詳細な整理が必要。
 - － **セルフスケジュール電源**：発電計画を登録。登録の単位（発電機ごとか、BGごとか、地点ごとか、等）は整理が必要。また、市場約定させるのか（成り行き約定）、発電計画を登録するのみか別途検討が必要。
- 加えて、需給ひっ迫時の対応として、電源Ⅲの発電余力の把握などは必要か。

Three-Part情報等の例

Three-part情報等	詳細情報	概要
起動費	起動コスト	起動に要する費用
最低出力費用	最低出力費用	最低出力まで出力させた場合にかかる費用
限界費用	V1/V2	限界費用カーブ算出（V1/V2）
その他 （発電制約等）	最大/最低出力	発電機の出力範囲
	起動カーブ /停止カーブ	各出力帯でのホールド時間や出力変化速度（起動カーブについては、停止時間により異なる場合はそれぞれについて提供要）（起動停止時間含む）
	ゾーン切替	ゾーン切替出力およびゾーン切替に要する時間
	最低出力時間	燃料制約等に伴う最低出力継続可能時間
	燃料制約	発電可能量（kWh）
	出力変化速度	各出力帯毎の出力変化速度（または、各出力帯毎の調整力供出可能量）
	その他制約情報	発電機毎に考慮が必要な特殊制約

※電源によっては登録不要な情報もありうる。また、情報の種類に応じて、登録のタイミングや頻度が異なることも考えられる。

2-1. 2020年度冬季の需給運用

需給ひっ迫時の非調整電源の発電余力の把握に係る検討事項

20

- 2020年度冬季の需給ひっ迫においては、広域機関より発電事業者に対して焚き増し指示が出され、追加の供給力が卸電力取引市場に供出されました。
- その際、一般送配電事業者は、非調整電源の焚き増し可能量を個別に事業者から聞き取るなどして需給対策の検討を行いましたが、**一般送配電事業者が、より迅速かつ正確に非調整電源の発電余力を把握する仕組み**についてご検討いただきたい。

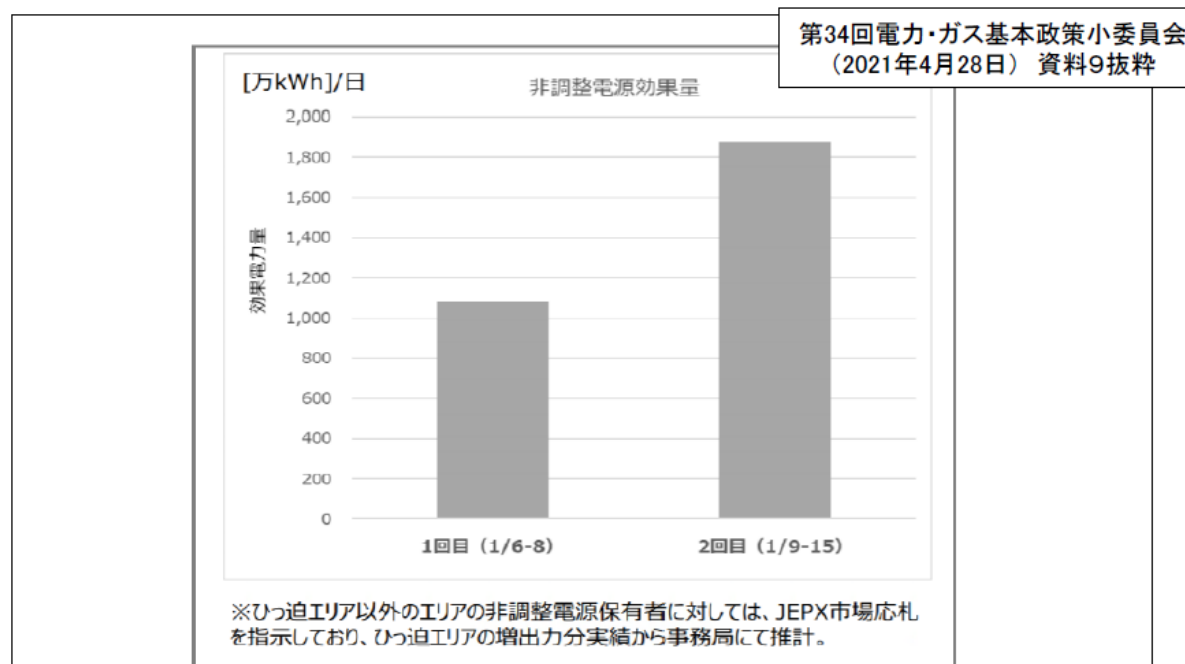


図 32 電力広域機関の指示による非調整電源の市場供出効果量

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	○	○	—	—
一送による起動停止可否		可	可	可	否
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

入札にあたって必要な情報（DR）

- DRに関して、入札にあたって必要な情報はどのように考えられるか。
- PJMでは、DRにおける入札項目は火力電源の入札情報と概ね同様（但し、最低出力費用に相当する項目はない）。日本においても、PJMと同じような情報を入札させることが考えられるが、その他、どのような入札情報が考えられるか（日本において、特殊性や考慮すべき要素はあるか）。

PJMにおけるDRの主な入札情報（参考資料5から抜粋）

入札項目	概要
<u>Incremental Cost</u> <u>(\$/MWh)</u> ≡ 限界費用	■ 任意の最大10点から構成される、DRの削減量（最小単位0.1MW）毎の価格 ■ 日毎の値に加えて、時間毎の値を設定することが可能である（任意項目）
<u>Shutdown Cost</u> ^{*3} <u>(\$)</u> ≡ 起動費	■ 対象のDRにかかる固定費用であり、人件費、設備費、機会費用等が含まれる^{*2}（任意項目） ■ 発電設備におけるStart-Up Costと同様に6か月毎に変更が可能であり、4~9月、10~3月に分けて登録する ■ Shutdown Costは、提出されない場合0に設定される
<u>最小停止時間</u> <u>(Hour)</u>	■ 対象のDRでのコミットメント、ディスパッチにおける、連続した最小時間数（任意項目） ■ 最小停止時間は、提出されない場合0に設定される
通知時間（Hour）	■ 対象のDRがディスパッチを行う上で必要な、事前の通知時間（任意項目）
運転制約（MW）	■ 対象のDRにおける、時間毎のエネルギー、アンシラリーサービスの合計に対する上方/下方制限値

- (1) 勉強会における議論の振り返り
(あるべき市場の仕組みを検討する背景)
- (2) 検討の進め方・本日ご議論いただきたい内容
- (3) 約定電源等の決定方法**
 - (I) 同時市場で調達する電力の範囲
 - (II) 用語の定義
 - (III) 基本的な考え方、前提条件
 - (IV) 決定方法の具体的イメージ等
 - (V) 入札にあたって必要な情報
 - (VI) その他**

【参考】勉強会取りまとめにおける論点とイメージ

発電事業者の買入札の取り扱い

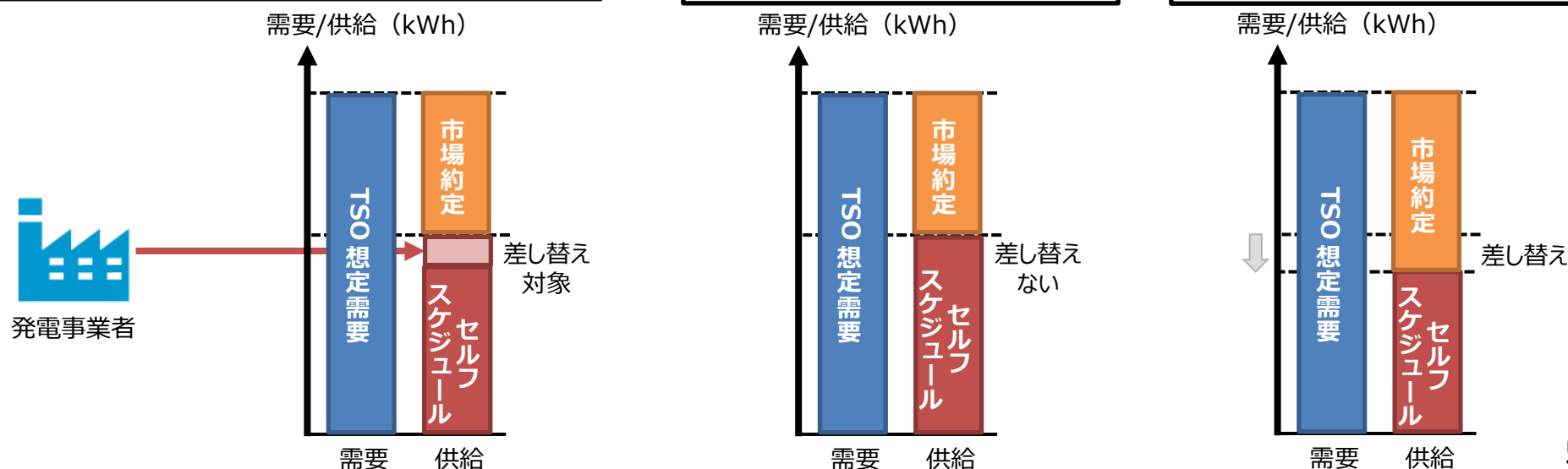
- 市場WGにおいては、発電事業者による経済差し替えのための買入札についての要望が多かったところ。セルフスケジュール電源も含めた最経済を図る観点からは、このような差し替えを認めることが適切と考えられるがどのように考えるべきか。
- 他方で、仮に、TSO予測需要基準とする場合、セルフスケジュール電源と差し替えが行われる場合は、前日段階での必要なkWhの確保が図られない可能性も存在。
- 例えば、下図のように、セルフスケジュール電源に紐づけた形で買入札を行い、差し替えが行われるかどうかを市場運営者が把握できる仕組みとすれば、安定供給と電源差し替えの両立も可能と考えられる。
- 今後、時間前市場における差し替えなども含め、詳細の検討を進めることとしてはどうか。
- なお、小売入札量基準とする場合も、発電事業者の買入札について差し替えを行うことは現行と同様に認めることが考えられるが、どのように考えるべきか。

(例)

発電事業者がセルフスケジュール電源と差し替えることを念頭に買入札を行う場合、買入札とリンクするセルフスケジュール電源を合わせて登録。

① 買入札が約定しなかった場合
(差し替えない場合)

② 買入札が約定した場合 (差し替える場合)



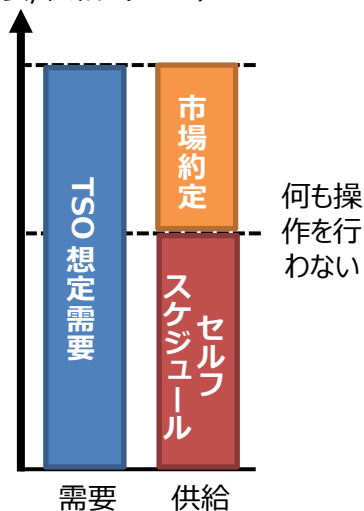
小売電気事業者の売り入札の取り扱い

- 市場WGにおいては、小売電気事業者による売り入札についての要望もあったところ。また、これを認めない場合、ショートポジションの小売電気事業者が多くなる可能性もある。そのため、**小売電気事業者の売り入札を認めることが適切と考えられるがどのように考えるべきか。**
- 仮に、TSO予測需要基準とする場合、例えば、下図のように、小売電気事業者の売り入札の約定した分だけ市場における約定量が増加すると考えれば、安定供給とポジション調整の両立が可能と考えられる。
- **今後、時間前市場における差し替えなども含め、詳細の検討を進めることとしてはどうか。**
- なお、**小売入札量基準とする場合も、小売電気事業者の売り入札について差し替えを行うことは現行と同様に認めることが考えられるが、どのように考えるべきか。**

(例)

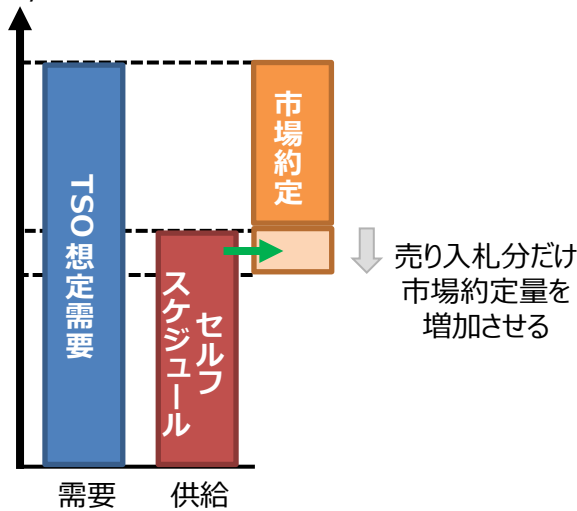
①売り入札が約定しなかった場合

需要/供給 (kWh)



②売り入札が約定した場合

需要/供給 (kWh)



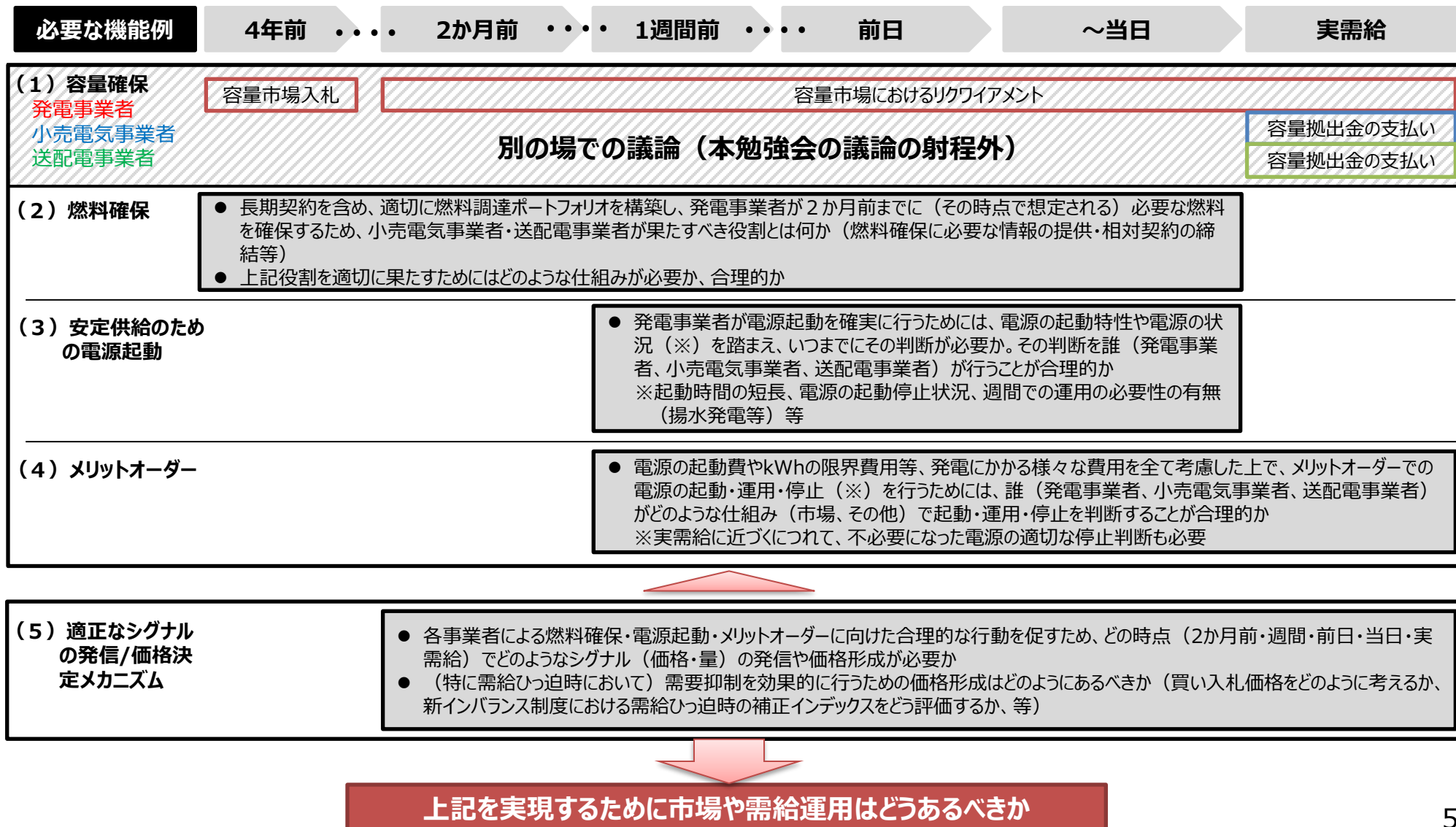
- (1) 勉強会における議論の振り返り
(あるべき市場の仕組みを検討する背景)
- (2) 検討の進め方・本日は議論いただきたい内容
- (3) 約定電源等の決定方法
 - (I) 同時市場で調達する電力の範囲
 - (II) 用語の定義
 - (III) 基本的な考え方、前提条件
 - (IV) 決定方法の具体的なイメージ等
 - (V) 入札にあたって必要な情報
 - (VI) その他

【参考】勉強会取りまとめにおける論点とイメージ

(参考) 検討の視点

- 勉強会では、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。

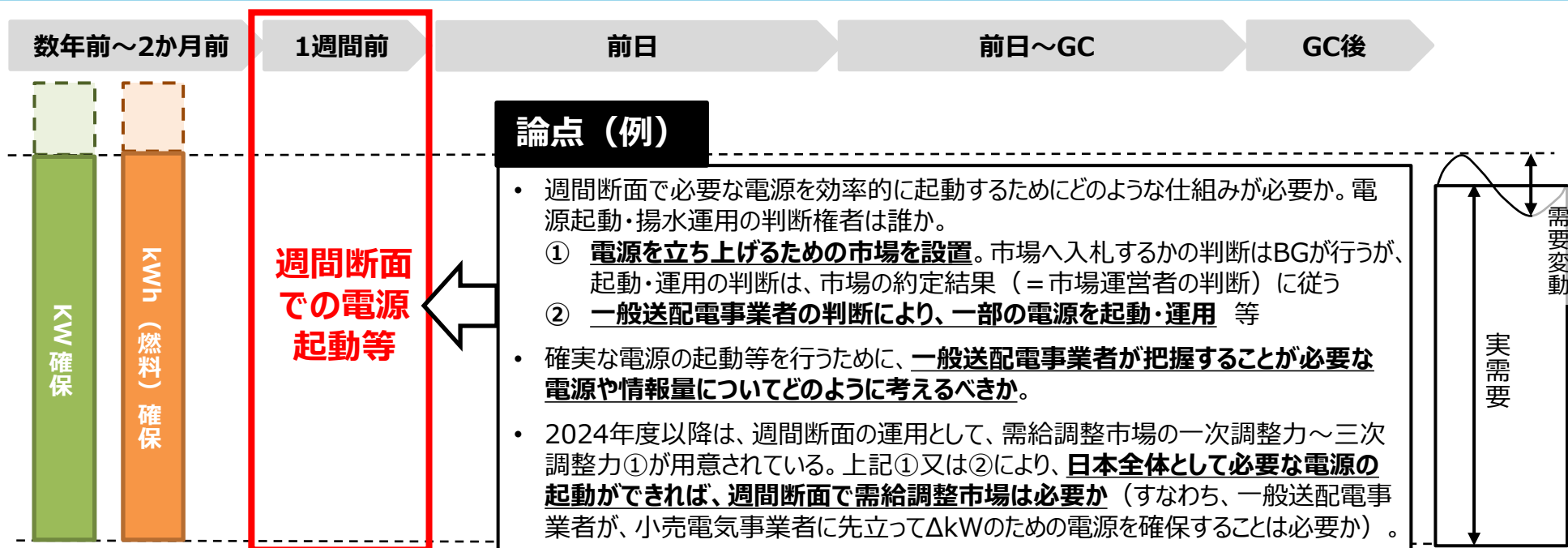
「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ（2022年6月20日）より抜粋



(参考) 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

「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ（2022年6月20日）より抜粋

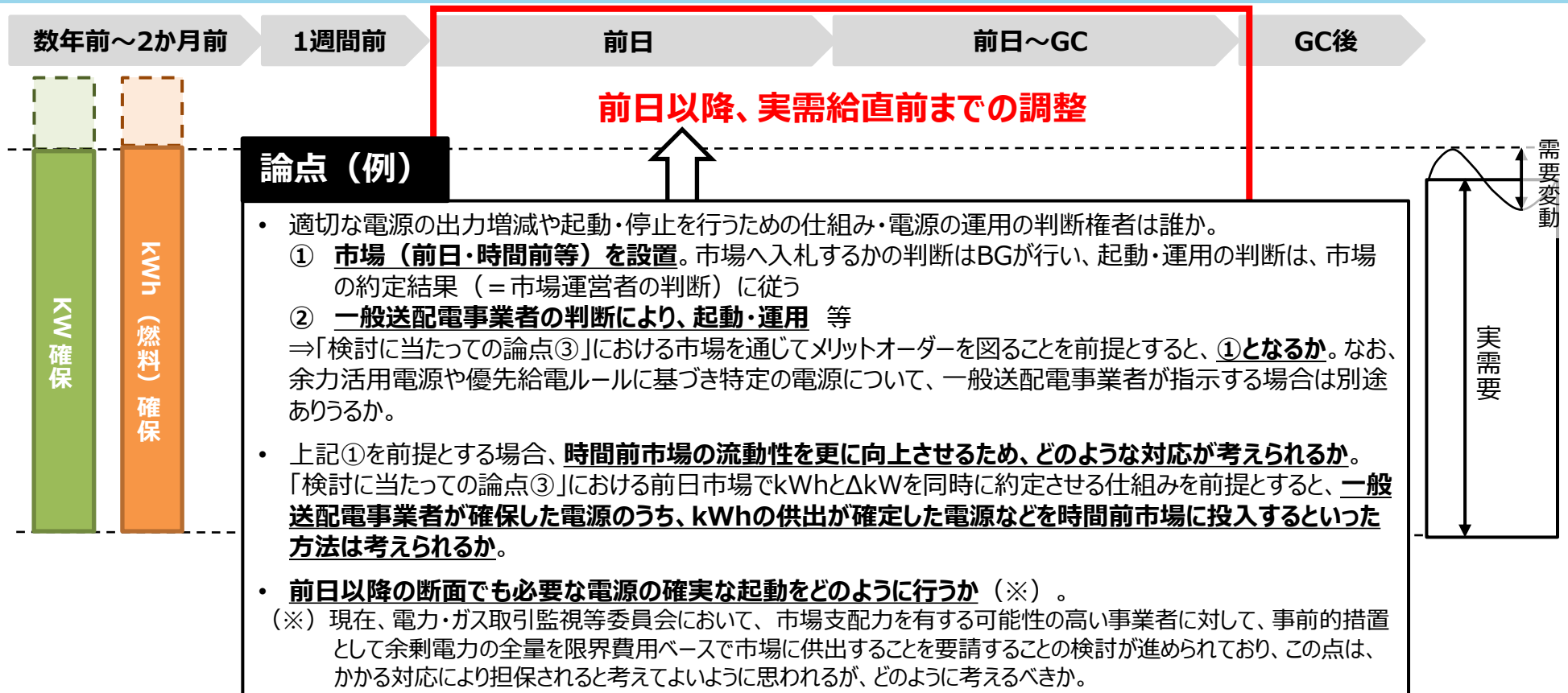
- 電力・ガス取引監視等委員会の調査によると、**起動指令後18～24時間後には、日時停止・週末停止状態のコンバインド式ガス火力の100%、石油火力・気力式ガス火力の80%以上が起動可能**という結果が出ている。現行のスポット市場が前日10時であり、当日の需要が上昇し始めるのが朝方であることを考えると、多くの火力電源にとって、起動に必要な時間が確保されていると考えられる。
- 他方、**一部の電源（石炭火力の約半数等）は1日以上起動時間がかかる**。また、**揚水発電**について、安定的・効率的な運用を行うためには、**週間断面から計画が必要**である。
- このため、**このような1日以上起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。



(参考) 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

「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ（2022年6月20日）より抜粋

- 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。



(参考) 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）

「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ（2022年6月20日）より抜粋

- 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

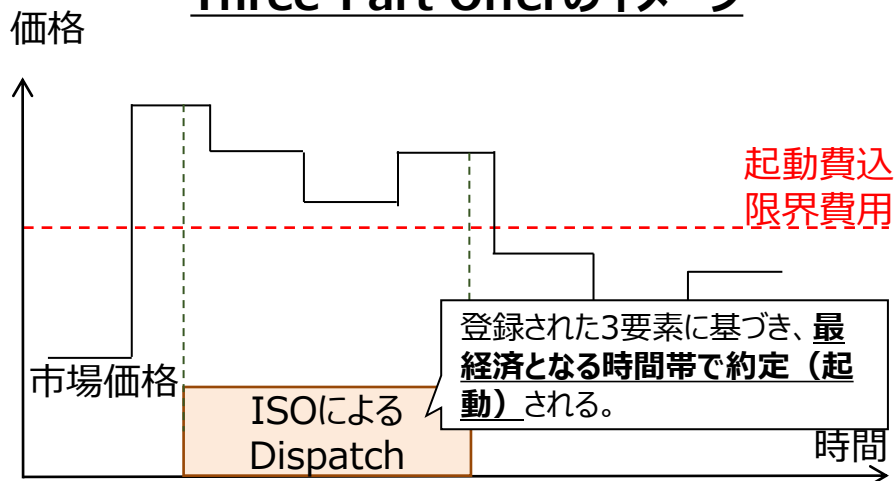
第65回制度設計専門会合
(2021/10/1) 資料9

- 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



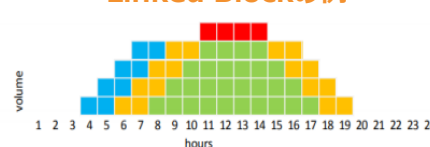
出所：各取引所HPより

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て収益を最大化する。

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。
Curtaillable 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



(参考) 検討に当たっての論点④：全体を通して見た際の論点

「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ（2022年6月20日）より抜粋

- 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整合的に行うか（※）

（※）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。

(参考) 検討に当たっての論点⑤：約定価格の形成

「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ（2022年6月20日）より抜粋

- 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、買い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、買い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い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、新電力の買い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の買い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。

(参考) 具体的な仕組みのイメージ

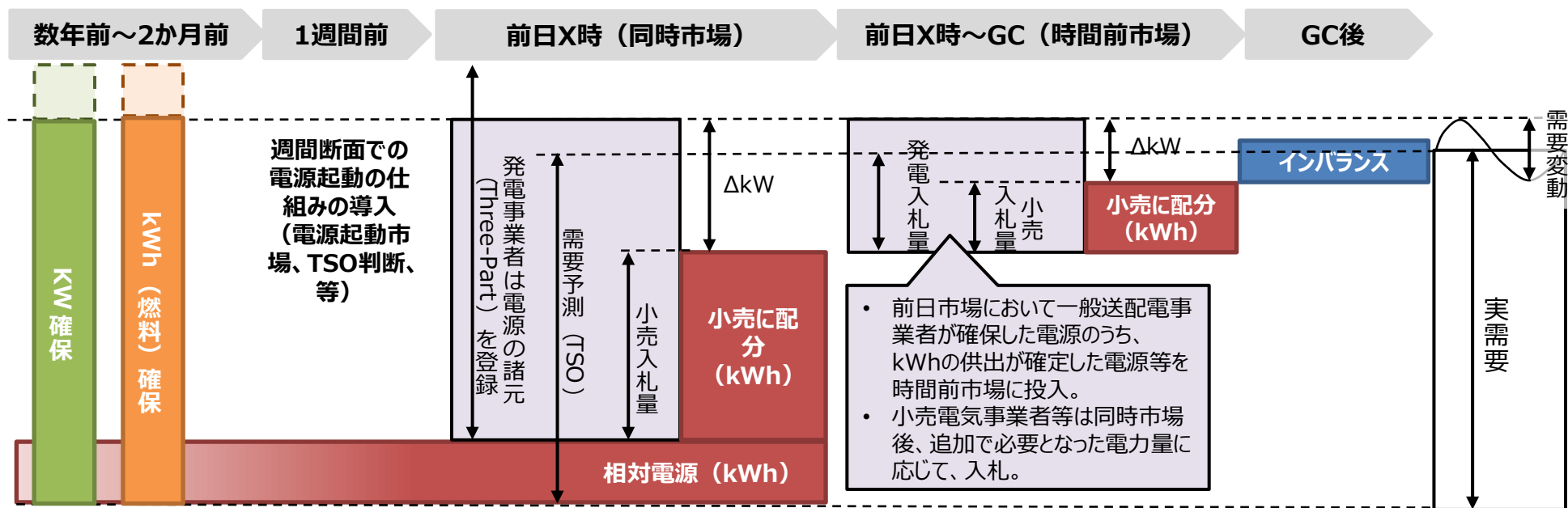
「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ（2022年6月20日）より抜粋

- 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ΔkW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れ価格・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ΔkW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。

(※) 必要なkWh及びΔkWが確保されていることを前提。



(参考) 今後、検討が必要な論点

「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ（2022年6月20日）より抜粋

- 今後、検討が必要な論点は、以下のとおり。

週間断面	・ 週間断面で電源を起動する仕組み
同時市場 ・ 時間前市場	・ 入札の具体的な方法 ・ 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。 ・ 市場運営主体 － 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 ・ システム改修の内容・コスト等の精査 ・ 時間前市場の在り方
スケジュール	・ 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
その他	・ 足下の対策として、措置すべき内容
	・ 新しい仕組みの効果の検証