

今後の本検討会の 主要な議論事項等について

2023年9月20日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

本資料で御議論いただきたい内容

- 前回の同時市場の在り方等に関する検討会（以下「検討会」という。）においては、今後の検討会の進め方等を提示し、御議論をいただいたところ。
- 本日は、過去の「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。）や「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」（以下「作業部会」という。）、前回の検討会において、これまで多くの御意見をいただいた大きな論点を提示し、今後の議論の進め方について御意見をいただきたい。
- また、今後の定量的な分析の中心となる「A）電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジック」（以下「検証A」という。）や「B）価格算定の方法による市場価格等への影響」（以下「検証B」という。）、調整力確保に関する論点の進め方について、その概要を紹介する（詳細は資料 4 ～ 6 を参照）。

前回検討会の意見概要

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、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）

前回検討会の意見概要（続き）

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くみこんでいくか、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）

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) 電力システムの目指すべき姿

「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）から抜粋

- 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、必要な供給力（kWh）と調整力（ Δ kW）が安定的に供出される運用

②持続可能、効率的かつ公正な電力供給の実現

- ・ 持続可能であることを前提として、必要な供給力（kWh）と調整力（ Δ kW）が全国メルिट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**

I. 時間前市場の設計と調整力確保のタイミング

- これまでの勉強会や作業部会で提示してきた同時市場全体のイメージは次ページのとおり。作業部会においては、前日断面においてThree-Part情報を基にkWhとΔkWを同時約定させることについては一定のコンセンサスは得られているものの、**特に、時間前市場の設計（現行のようなザラバ中心の市場か、時間前同時市場か）や調整力を確保するタイミングについては、複数案を提示しているところであり、参加者のイメージにばらつきがあると考えられる（※）。**

（※）週間断面については、作業部会において、「毎日の同時市場の中で、1週間先まで考慮して、起動停止計画を策定する」形を提案しているところ。

- 以上を踏まえ、前日から実需給に向けた同時市場の形について、あくまで議論のたたき台として、以下のとおり、異なる2つのイメージを提示する。
 - 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**（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すると考えれば、現行制度に近い仕組みともいえるか。）
 - 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**（米国の市場制度と近い仕組みともいえるか。）
- なお、後記①②のイメージは、あるべき同時市場の概要を模式的に表したものでしかなく、前日から実需給に向けての需要や再エネの予測誤差の発生具合、BG（特に小売電気事業者）の買い入札の量によって図は大きく異なるものとなる。また、分かりやすさの観点から2つのイメージを提示したものの、①と②の二元論ではなく、その中間的な形を検討することもあり得る。
- 以上を踏まえ、**前日から実需給に向けての将来的な日本の電力市場の仕組みとしてこういったものが望ましいか、御意見をいただきたい。**

(参考) これまで利用してきた同時市場のイメージ図

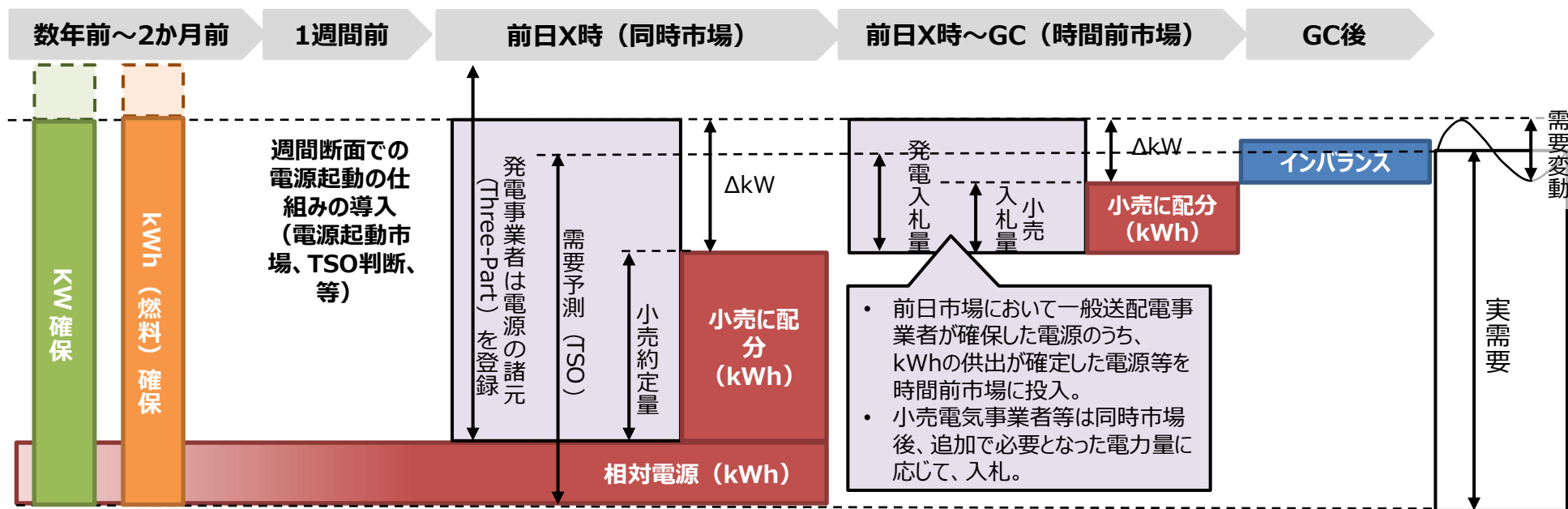
- 中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿として、勉強会では以下が提案され、作業部会においては、週間断面から実需給までの一連の仕組みについて、議論を行った。

「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）を一部修正

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起動費、②最低出力費用、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。

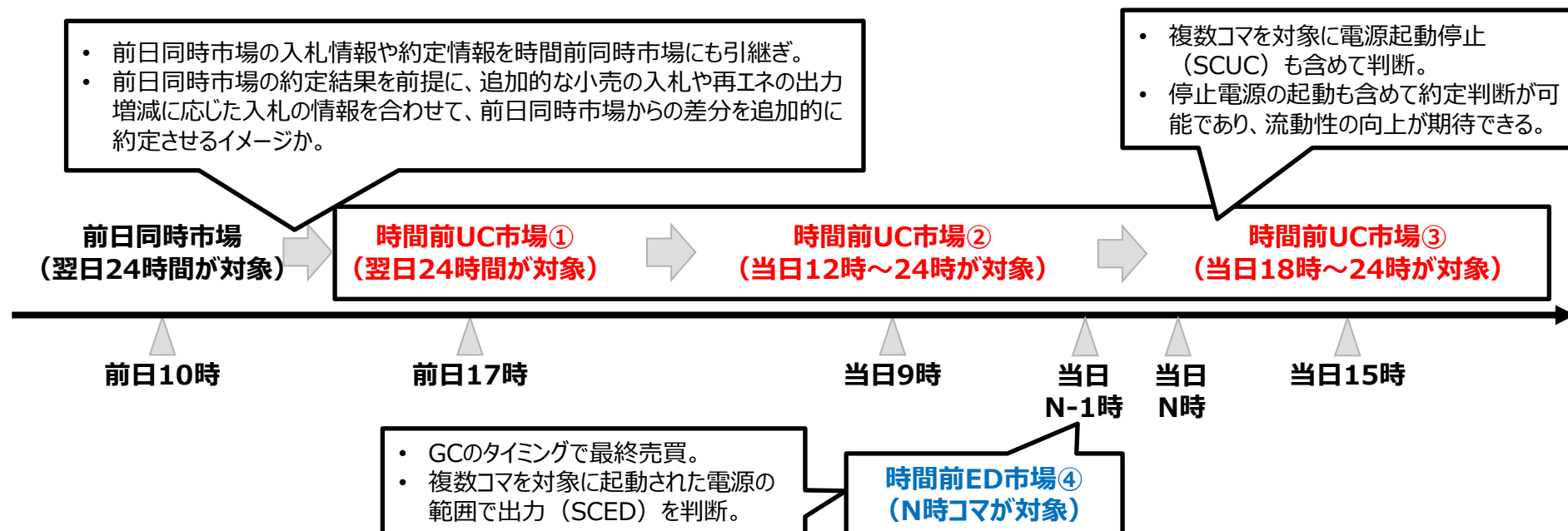


(参考) 時間前市場

「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）の概要

- 再エネの出力変動等の対応の観点から、時間前市場の重要性は拡大。
- 以下のどちらの方法もあり得、今後詳細の検討が必要。
 - ① 現行の時間前市場と同様の仕組み（ザラバで発電事業者や小売電気事業者が自由に売買を行う方法）
 - ② 前日同時市場と同様の仕組み（Three-Part情報を元にした約定）

②前日同時市場と同様の仕組みのイメージ ※一つのイメージであり、現行のザラバ中心の仕組みもあり得る。



(※)

- 時間前UC市場：電源の起動停止も判断できるSCUCの計算を随時行いつつ、これを元にした売買を行う市場。
- 時間前ED市場：実需給の直前において、電源の出力配分の変更のみを再計算するSCEDを行い、これを元にした売買を行う市場。
- 時間はイメージのしやすさのために記載したものであり、実際の前日同時市場や時間前同時市場の開場時間や頻度は別途検討が必要。

(参考) 調整力必要量・調整力確保のタイミング等

「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

3.2.4 調整力必要量・調整力確保のタイミング等

前日同時市場は、Three-Part Offer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の解消（現在の市場が抱える問題の解決。）に繋がると考える。また、調整力確保のタイミングについて、OCCTOから以下の点についての考察が示された。

- ・ 前日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からGCの予測誤差（変動性再エネ除き）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。
- ・ 米国の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を行うことによって（詳細は、第3.6.2項を参照されたい。）、現行の制度に比べ、調整力調達量の低減ひいては費用の低減を図れる可能性があるのではないかと。

この点、前者について、2023年度以前の仕組みにおいては、変動性再エネ（FIT特例①及び③）を除く前日から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。また、変動性再エネ（FIT特例①及び③）を除く前日から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から実需給における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と考えられる。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費用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を行うことは有益と考えられる。

一方、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力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。

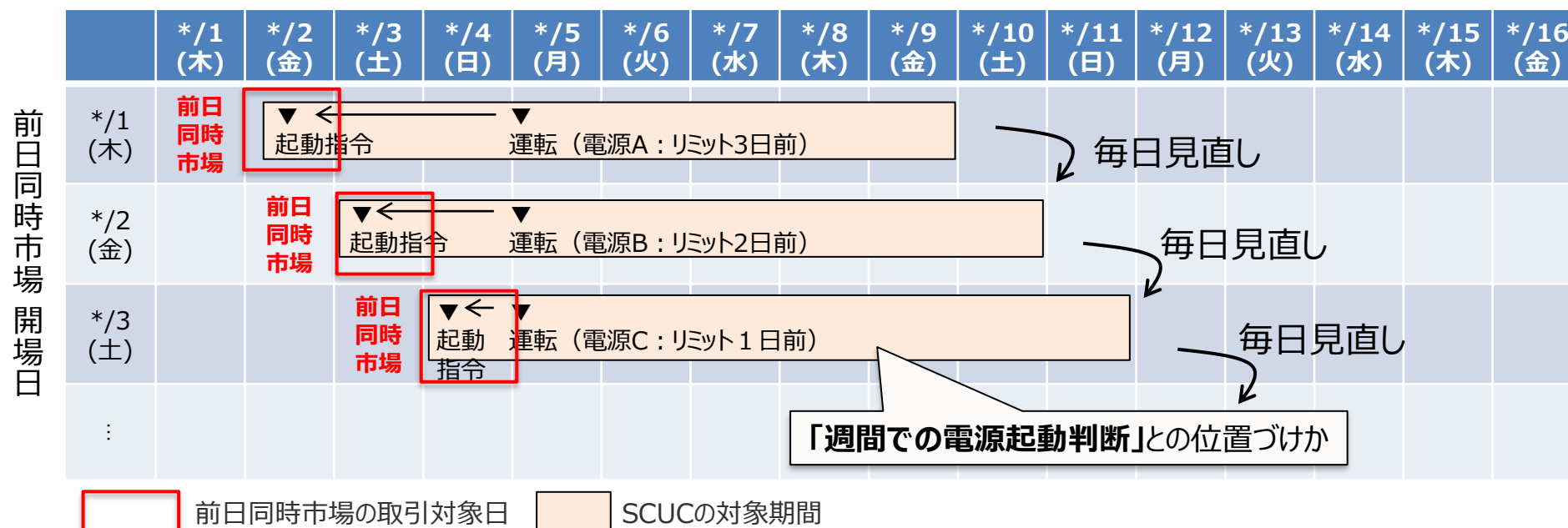
このため、両者のメリット・デメリットや相違点なども踏まえ、調整力確保のタイミングについては、今後具体的な検討を進めることが必要である。

(参考) 週間運用

「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）の概要

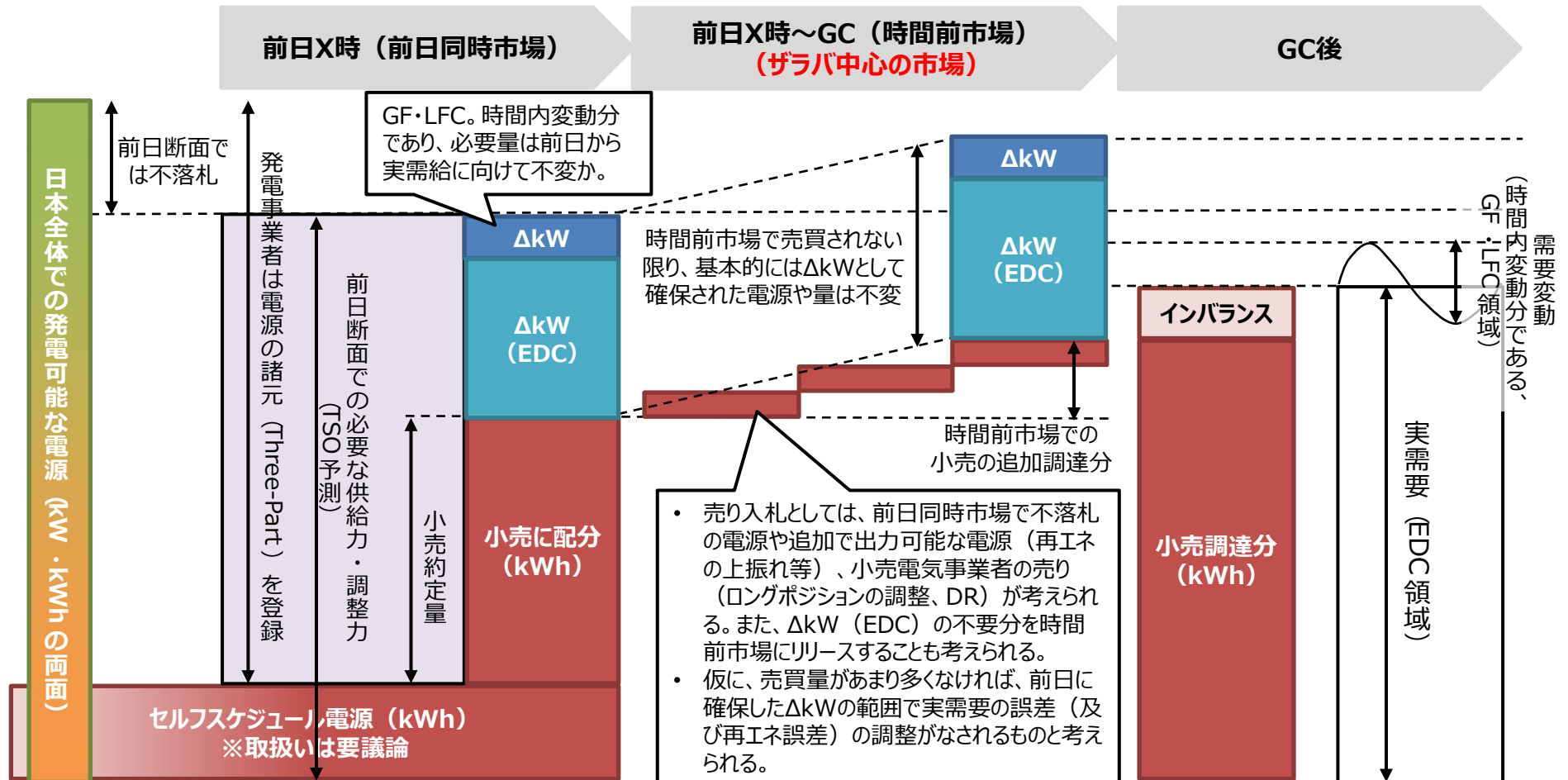
- 1 日以上の上昇時間がかかる電源も存在。また、揚水や蓄電池は 1 週間の期間で運用することが効率的な場合もある。
- 毎日の同時市場の中で、1 週間先まで考慮して、起動停止計画を策定し、起動時間の長く、かつBGに起動の予定がない電源については、先んじて電源の起動指令を行えば、安定的・効率的な運用を追求できると考えられる。

前日同時市場と電源起動判断の対象期間の関係



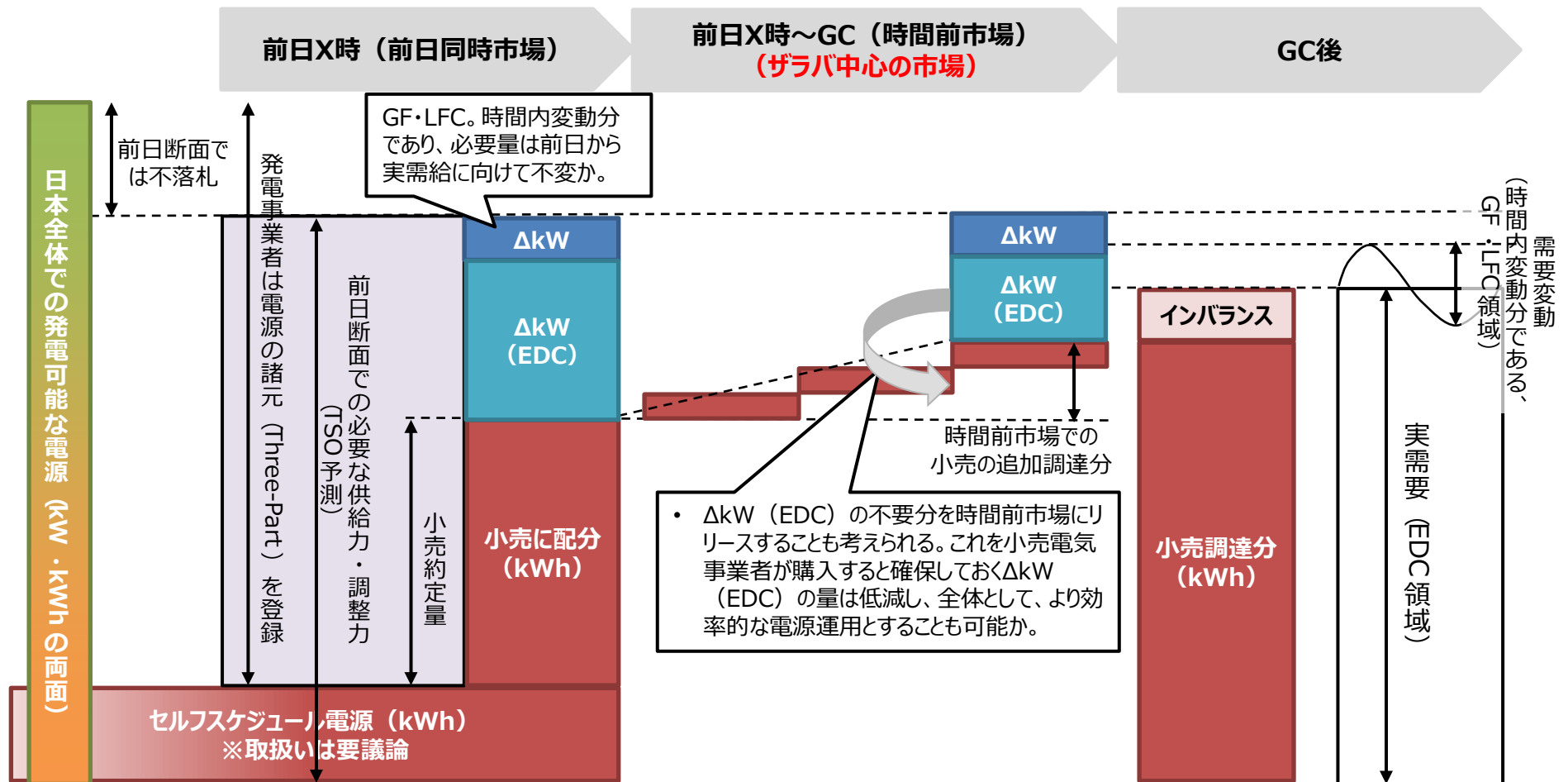
「①前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場」のイメージ

- 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。



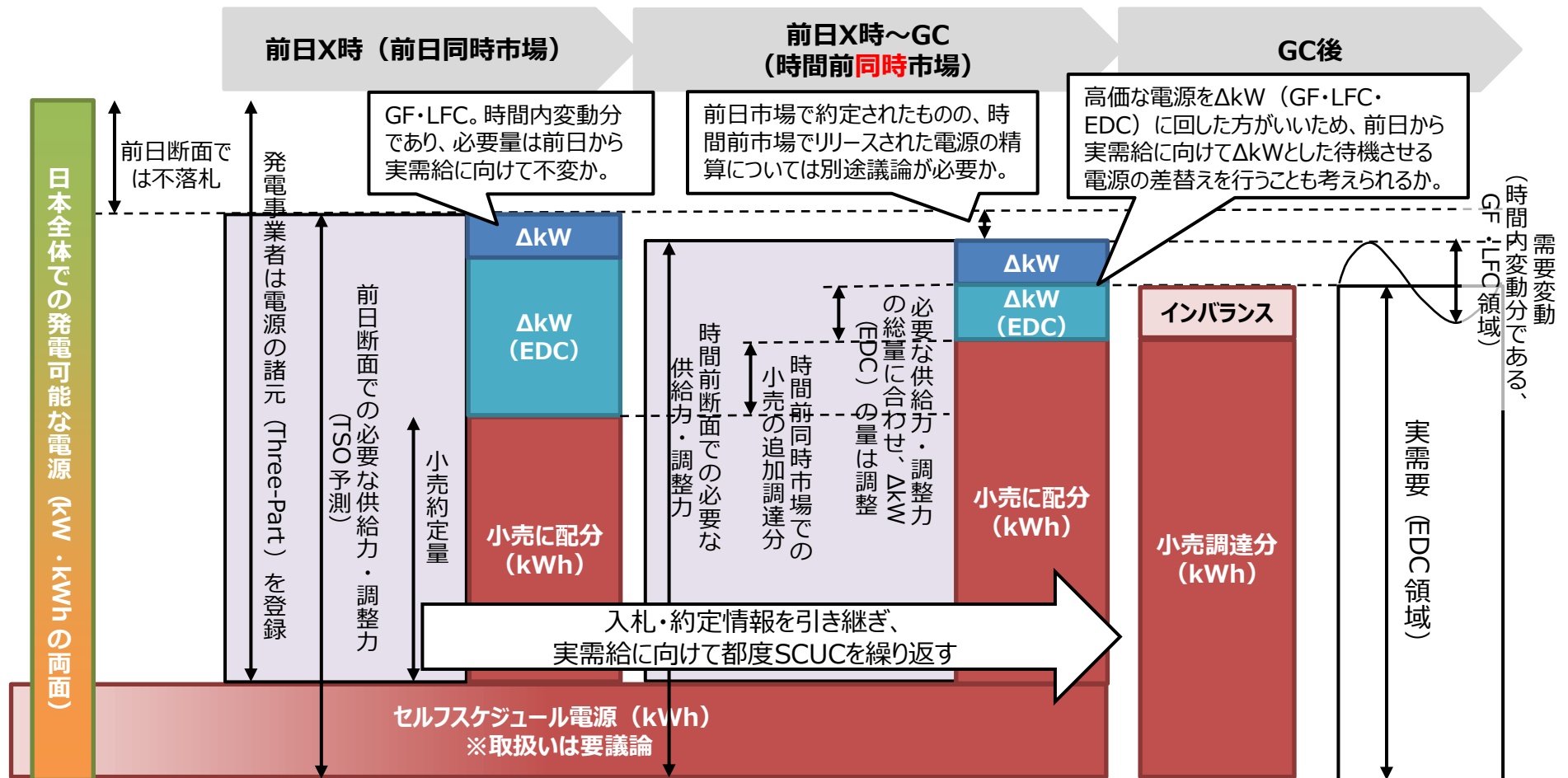
①の補足

- 前日断面で確保した ΔkW (EDC) を時間前市場にリリースし、それを小売電気事業者が購入すると、全体として、より効率的な電源運用を行うことも可能か。



「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

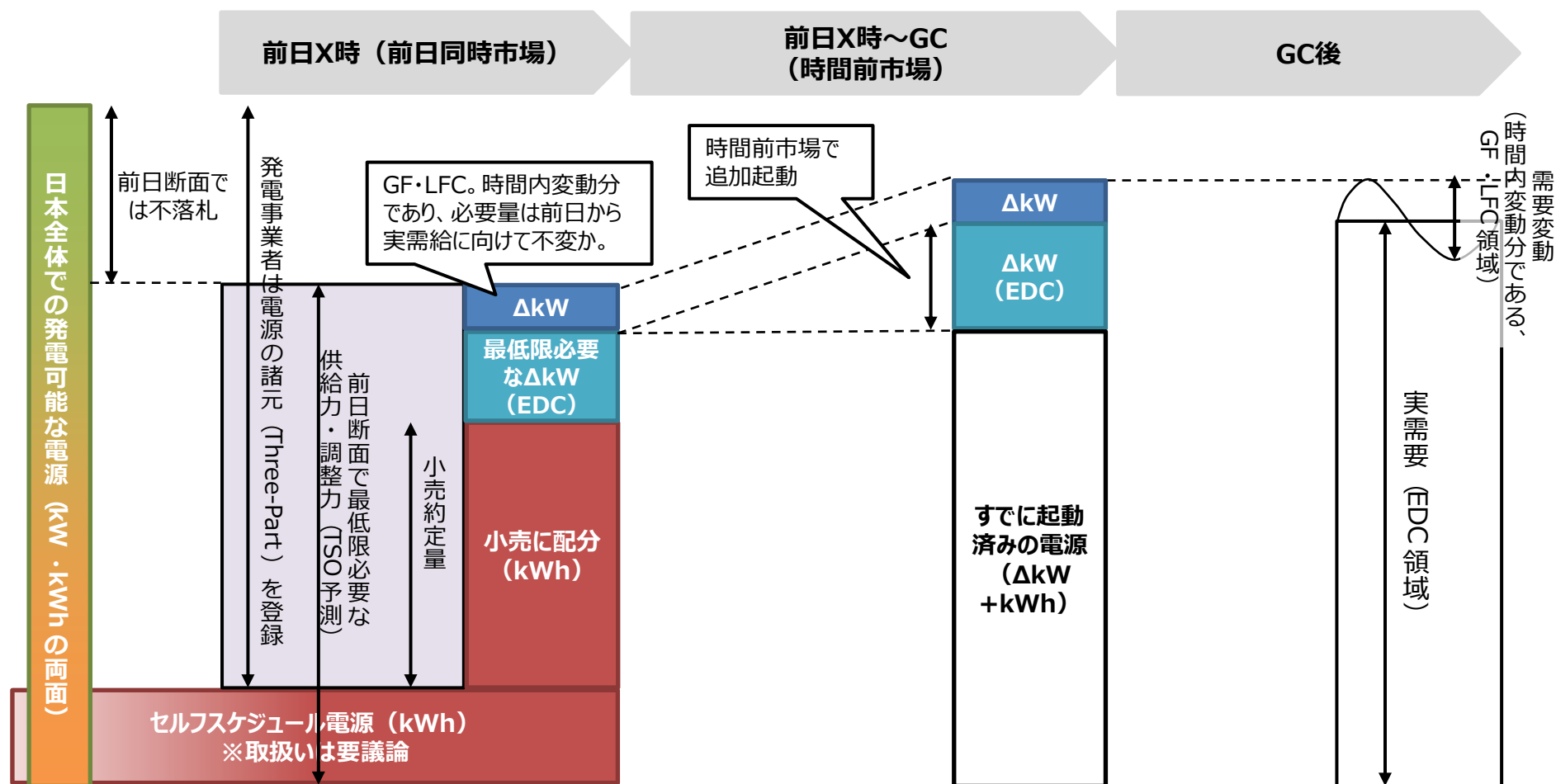
- 時間前同時市場においても需要予測や再エネ出力予測に応じて、市場全体で必要な供給力・調整力を調整するイメージか。米国の市場制度に似た形とも言えるか。



※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。

補足：起動速度が速い電源の有効活用

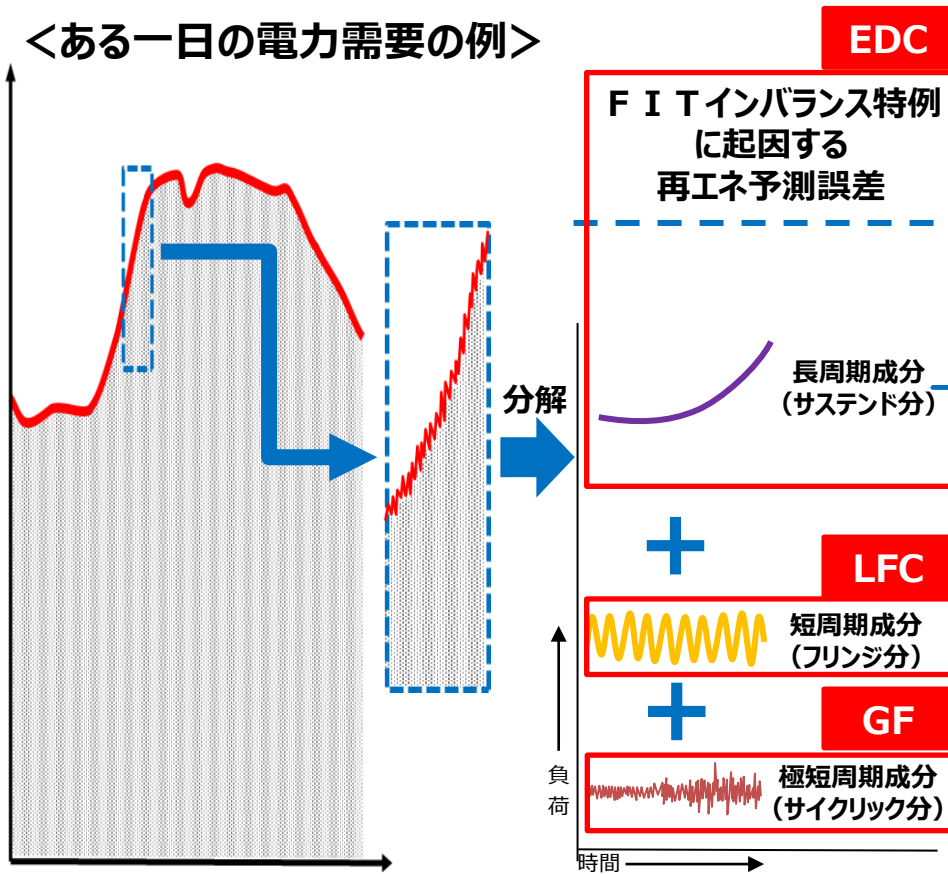
- 必ずしも同時市場という制度設計でしか達成できないものではないが、起動速度が速い電源が市場に多く存在しており、需要予測誤差や再エネ予測誤差に素早く対応できるのであれば、時間前市場の断面で追加起動・調達することも考えられるか。こういった可能性についても留意して同時市場の在り方を検討することが必要か。



(参考) 需給調整市場で取り扱う商品とGF・LFC・EDC

- 電力需要の変動は成分毎に分解可能であり、発電機はそれぞれの変動成分に対応した機能を使い分けて周波数制御を実施している。需給調整市場ではこの制御機能等を踏まえ、**応動時間や継続時間に応じて一次調整力から三次調整力②までの5つの商品を取り扱う予定。**
- 需給調整市場において調整力を広域調達するためには、システム改修や連系線の運用変更が必要となるため、まずは**2021年度より低速域の三次②の広域調達を開始**した。また、**2022年度からは三次①の調達を開始**し、他商品は2024年度から取引を行う予定である。

<ある一日の電力需要の例>



<商品区分と導入スケジュール>

	商品	2021	2022	2023	2024	2025
前日調達 週間調達	三次調整力② (三次②) 応動時間45分以内 継続時間：3時間	▼調達開始				
	三次調整力① (三次①) 応動時間15分以内 継続時間：3時間		▼調達開始			
	二次調整力② (二次②) 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	二次調整力① (二次①) 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	一次調整力 (一次) 応動時間10秒以内 継続時間：5分以上				▼調達開始	

(参考) GF・LFC・EDC

用語	意味
GF	ガバナフリー（Governor-Free）のこと。発電機の回転速度（周波数）を一定に保つよう、同期発電機の調速機（ガバナ）が系統周波数の変化に追従して、発電出力を増減することをいう。LFCでは追従できないような負荷変動（数秒から数分程度の周期）や需給ミスマッチへ対応するため、発電機の調速機により発電出力を調整する。 （参照）第 19 回 OCCTO 需給調整市場検討小委員会（2020 年 9 月 29 日）資料 2-2
LFC	負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。系統周波数を一定に保つよう、中央給電指令所で周波数および連系線潮流の偏差から、偏差を解消する発電出力を計算し制御することをいう。需要予測が困難な負荷変動（数分から十数分程度の周期）や需給ミスマッチへ対応するため、中央給電指令所で変動量を計算し、これに追従するよう発電出力を制御する。 （参照）第 19 回 OCCTO 需給調整市場検討小委員会（2020 年 9 月 29 日）資料 2-2
EDC	経済負荷配分制御（Economic Load Dispatching Control）のこと。比較的長時間の負荷変動（十数分から数時間程度の周期）に対応するため、中央給電指令所で、需要予測に合わせ先行的に発電出力を制御する。 （参照）第 19 回 OCCTO 需給調整市場検討小委員会（2020 年 9 月 29 日）資料 2-2

Ⅱ．電源の調達・運用に関するBGの自由度

- 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）についてもこれまで多くの御意見をいただいたところ。
- 相対取引（現物取引・金融取引）については、電源投資や燃料調達の観点からも重要であり、基本的には認められるものと考えられるか。
- 一方、小売電気事業者と相対契約があったとしても、発電量を自社で確定させたい電源の入札・約定方法等については、様々意見があるところ。作業部会においては、入札方法について、量のみ登録する電源を認めるか等、いくつか選択肢が提示された。
- 更に、セルフスケジュール電源（※）の差替えのニーズがある場合にどのように差し替えるか、技術的観点や法的・会計的観点含め、議論が必要。
（※）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。
- 本論点については、安定供給のための電源起動という観点やメリットオーダー（経済性）の観点、BGにおける創意工夫や予見性の観点、足下における実態（相対取引及び市場取引の分量やそれを踏まえた電源起動のイメージ、電源構成に関する足下の実態は次ページ以降のとおり。）等を総合的に勘案して議論することが重要か。
- 以上を踏まえて、本論点について、どういった仕組みが望ましいか、御意見をいただきたい。

(参考) 現行の相対取引・市場取引等

- 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。

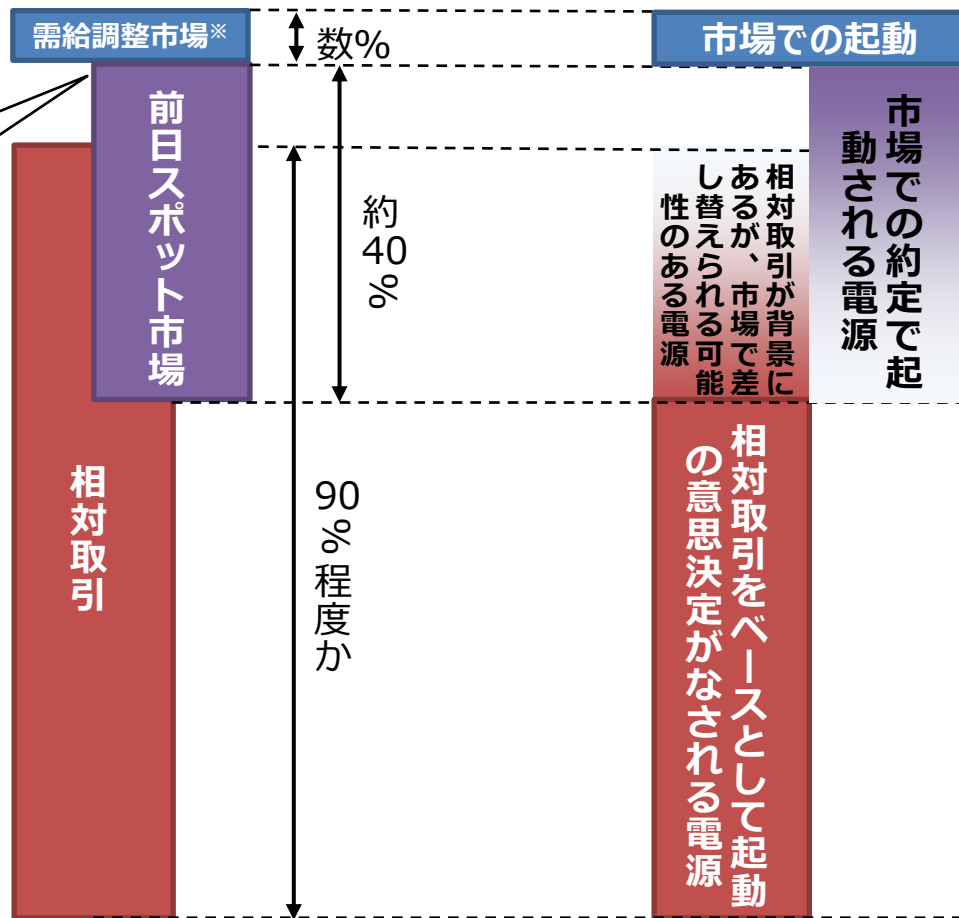
（※） アンケート結果等に基づいて作成したものであり、必ずしも実態を反映したものでない点に留意が必要。

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

※足元は調整力
公募と併用。

時間前市場
は1%未満

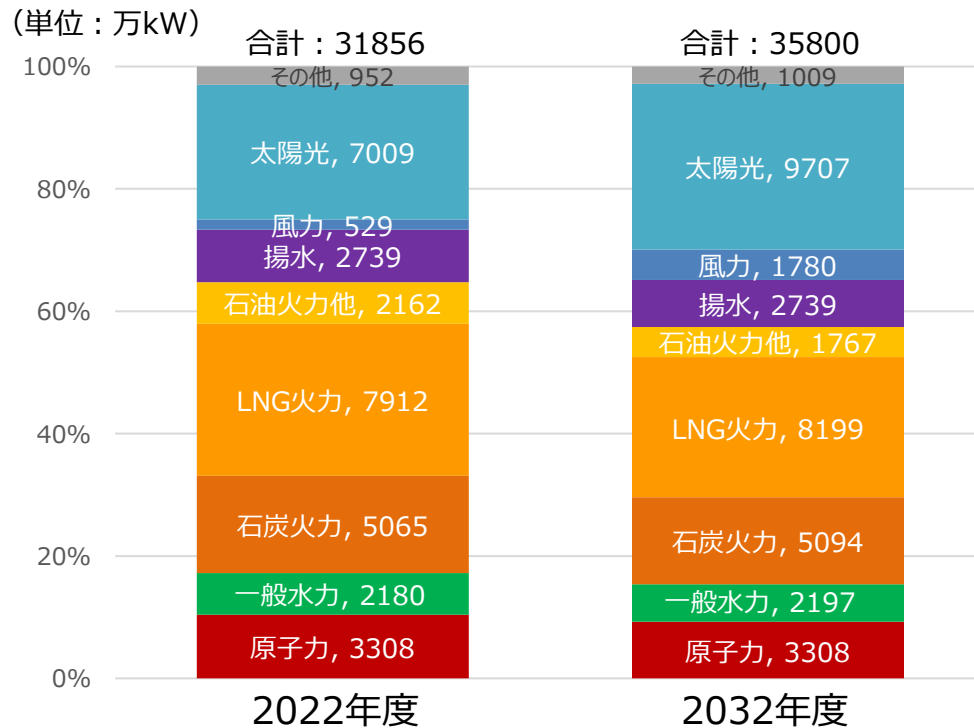


- 小売の売り入札（事前に調達した相対電源の売り）や発電の買い入札（電源差替え）が入り乱れており、**どの程度セルフスケジュール電源の差替えが行われ、どの程度市場起因での電源起動が行われるかは不明**。
- また、FITの送配電買取・スポット市場投入分の量も市場での差替え量に影響を与えるか。

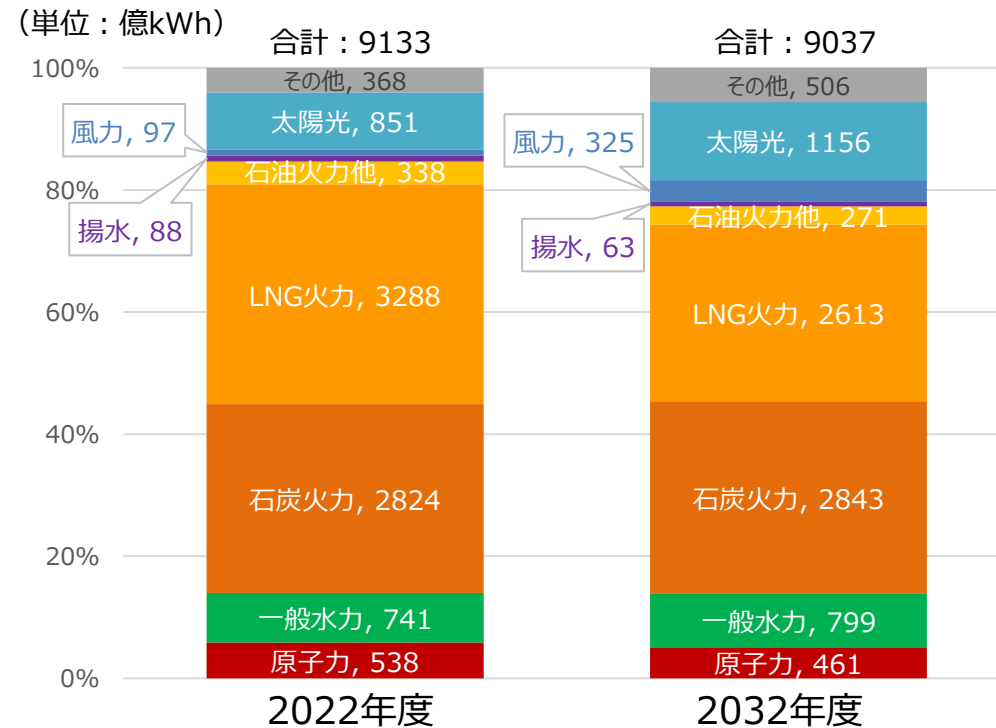
(参考) 電源構成

- 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。

設備容量 (kW) ※1~5



電力量 (kWh) ※5~8



※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。

(参考) 電源の販売・調達

- 実質的にスポット市場や時間前市場で販売・調達される電力の割合は10%程度と考えられる。

発電事業者の販売契約期間

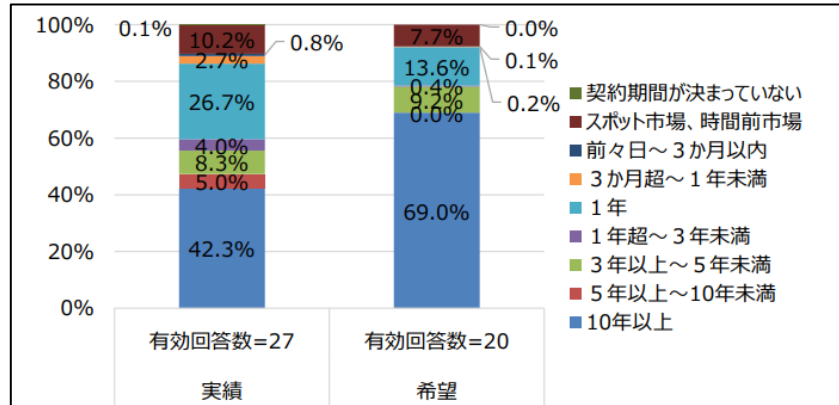


図 4 2021 年度契約期間別契約実績 (kWh ベース) と希望のポートフォリオの比較 (単純平均)

小売電気事業者の調達契約期間

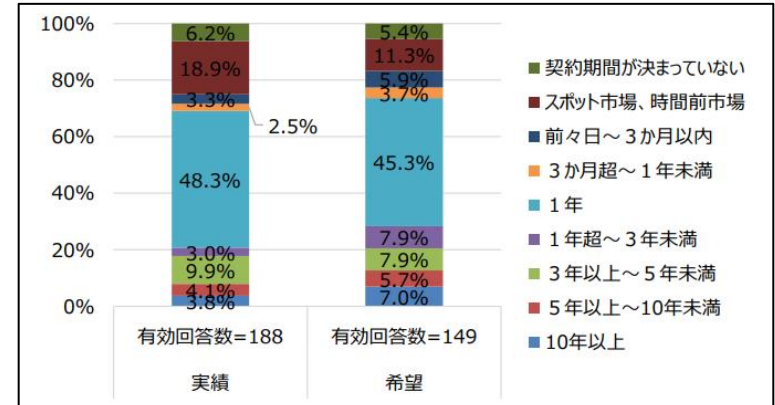


図 57 2021 年度契約期間別契約実績 (kWh ベース) と希望のポートフォリオの比較 (単純平均)

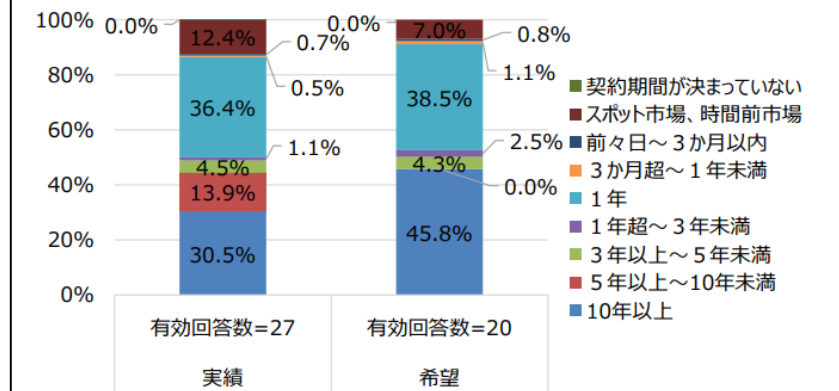


図 5 2021 年度契約期間別契約実績 (kWh ベース) と希望のポートフォリオの比較 (加重平均)

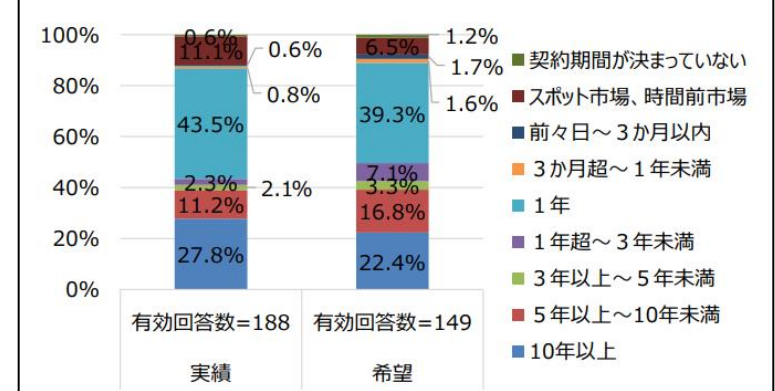


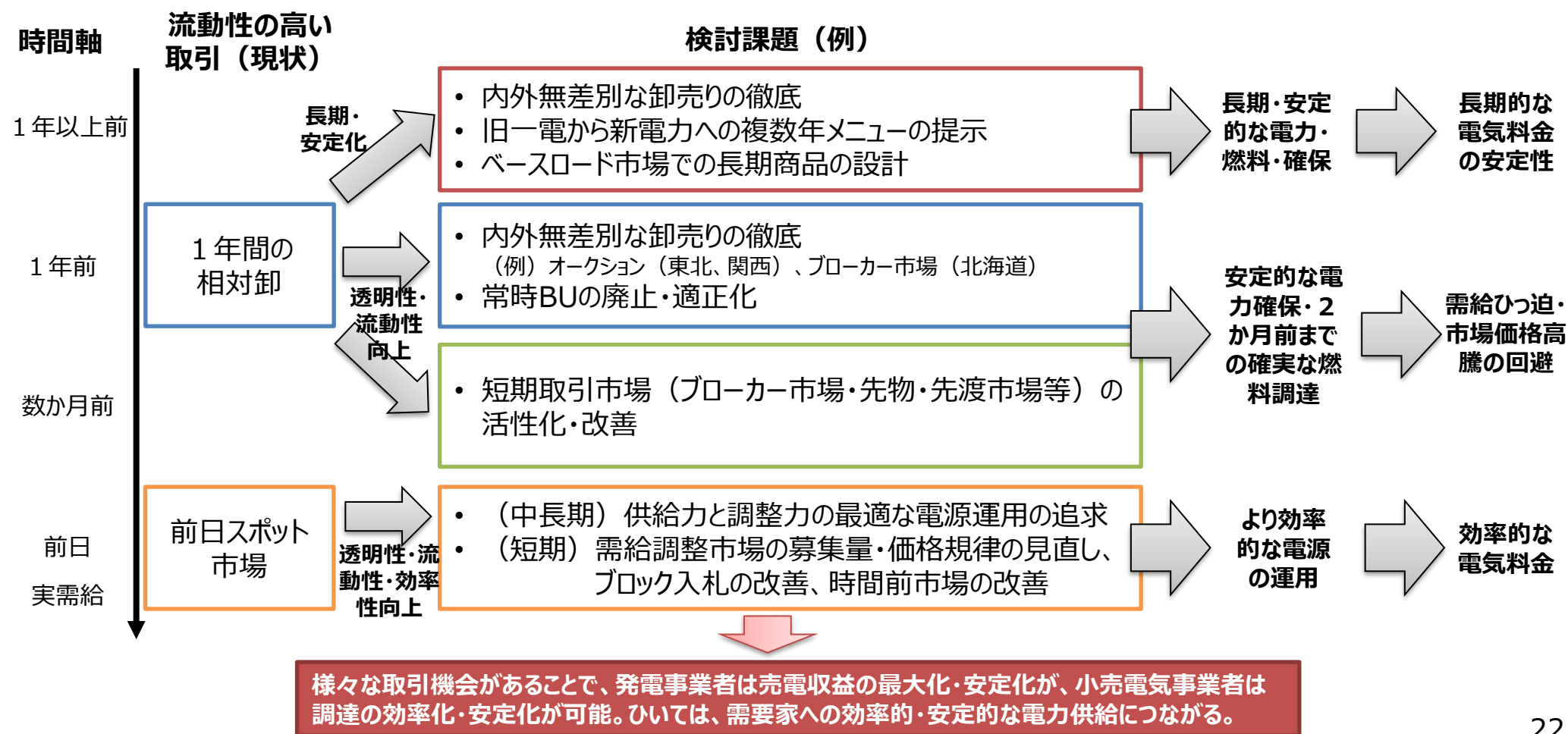
図 58 2021 年度契約期間別契約実績 (kWh ベース) と希望のポートフォリオの比較 (加重平均)

- ・図4：2021 年度契約期間別契約実績 (kWh ベース) と希望のポートフォリオの比較について、各社の回答を単純平均した結果
- ・図5：2021 年度契約期間別契約実績 (kWh ベース) と希望のポートフォリオの比較について、各社の回答を各社の 2021 年度の発電実績 (kWh ベース) で加重平均した結果
- ・図57：2021 年度契約期間別契約実績 (kWh ベース) と希望のポートフォリオの比較について、各社の回答を単純平均した結果
- ・図58：2021 年度契約期間別契約実績 (kWh ベース) と希望のポートフォリオの比較について、各社の回答を各社の 2021 年度の発電実績 (kWh ベース) で加重平均した結果

(参考) 論点①：競争と安定を両立する市場・取引環境の整備

第57回電力・ガス基本政策小委員会（2022年12月）資料5より抜粋

- 長期～短期の取引について、更なる安定供給（電源投資、燃料調達）、価格安定性と競争促進にバランス良く寄与する電源アクセス環境の整備を進めることが重要。
- その際、発電側・小売側双方の視点から、どのような卸商品設計が望ましいか、改めて整理を行った上で、競争と安定を両立・促進するような仕組みの検討が必要ではないか。



(参考) その他横断的な論点

「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）の概要

- その他横断的な論点としては、以下が挙げられた（一部抜粋）。

前日同時市場で約定した電源の余力活用

- 前日同時市場においてkWhとして約定した電源について、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。

入札に当たって必要な情報

- Three-Part情報の他に、各種電源情報（最大・最低出力、最低出力時間、燃料制約、出力変化速度等）が必要と考えられる。

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

- 全ての電源等の情報の一元的な把握が効率的。
- 把握の方法（入札情報か否か）や、発電量を自社で確定させたい電源の取扱いが論点（詳細は下表）。

再エネ電源やDRの取扱い

- 市場で起動停止計画を策定する際に、再エネ電源の出力はBG計画とTSO計画のどちらを所与とするか。FIP電源等の導入量やアグリゲートの実態に応じた検討が必要。

電源の差替え

- TSOが把握できない形での電源差替え（電源停止）は安定供給上問題であり、どのような仕組みがあり得るか。（※）
（※）法令・会計上の論点や計算速度等に留意が必要。

市場全体の価格決定の在り方

- 費用が最小化できる電源運用が可能な価格規律等。

計画提出と同時市場の関係

- 約定結果をBG計画に簡易に引用できる仕組みの導入。

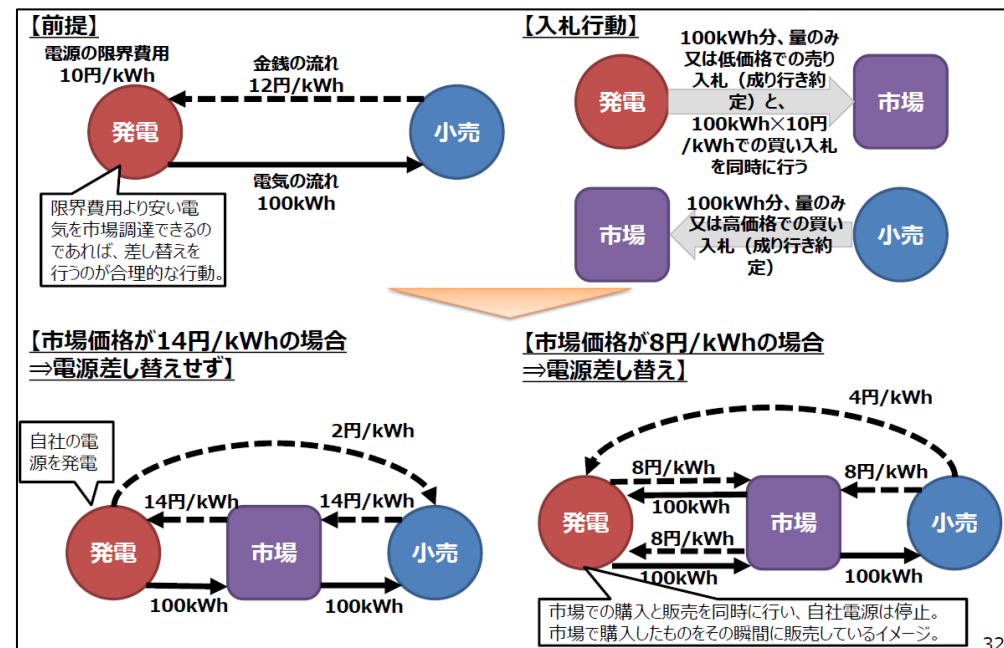
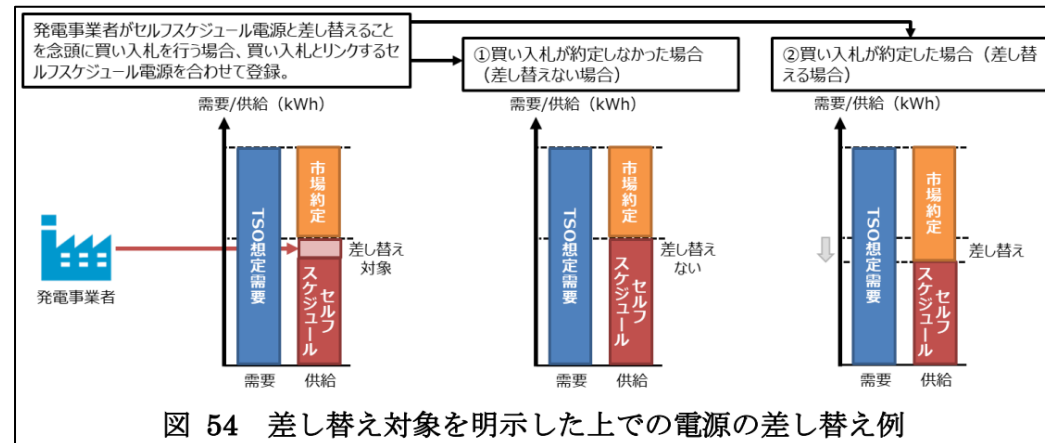
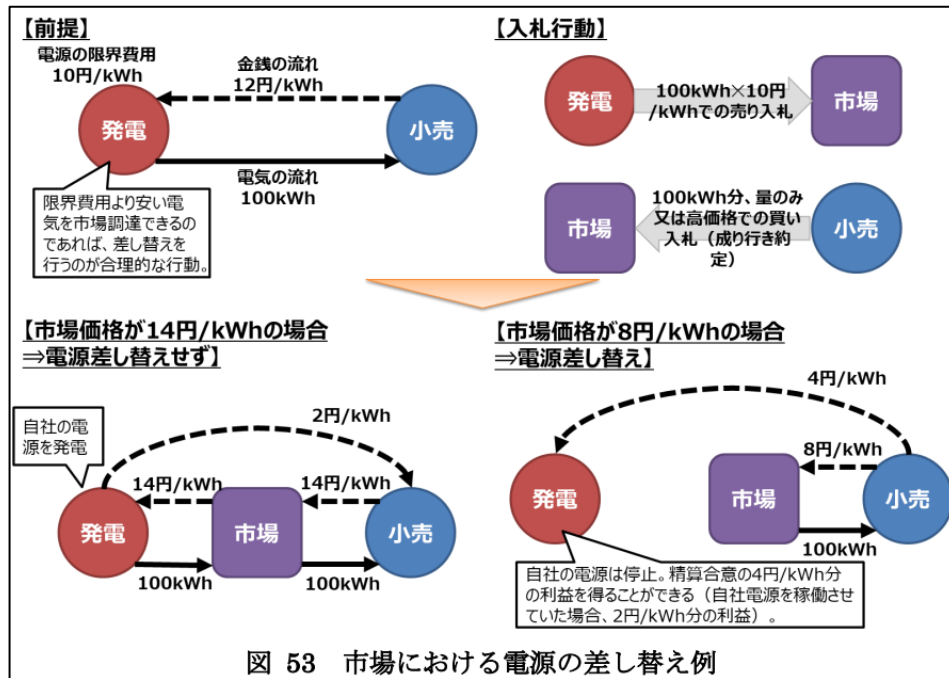
		選択肢①	選択肢②	選択肢③
前日同時市場を通じて必要な情報を把握する方法		入札情報の一つとして求める		前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求める
発電量を市場約定の結果に委ねる電源		<市場約定> 量＋価格（Three-Part情報）で入札		
発電量を自社で確定させた電源	長期固定電源等	<市場約定> 量のみ入札 （優先約定の順位 ①長期固定電源等 ②長期固定電源等以外）	<市場約定> 量のみ入札（優先約定）	<市場外> 量のみ登録
	長期固定電源等以外		<市場約定> 量＋価格（Three-Part情報、低価格）で入札	

(参考) 電源の差替え

- 作業部会の取りまとめ（2023年4月25日）では、TSOが把握できない形での経済差し替え（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、複数の電源差替え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) 電源の差替え (続き)



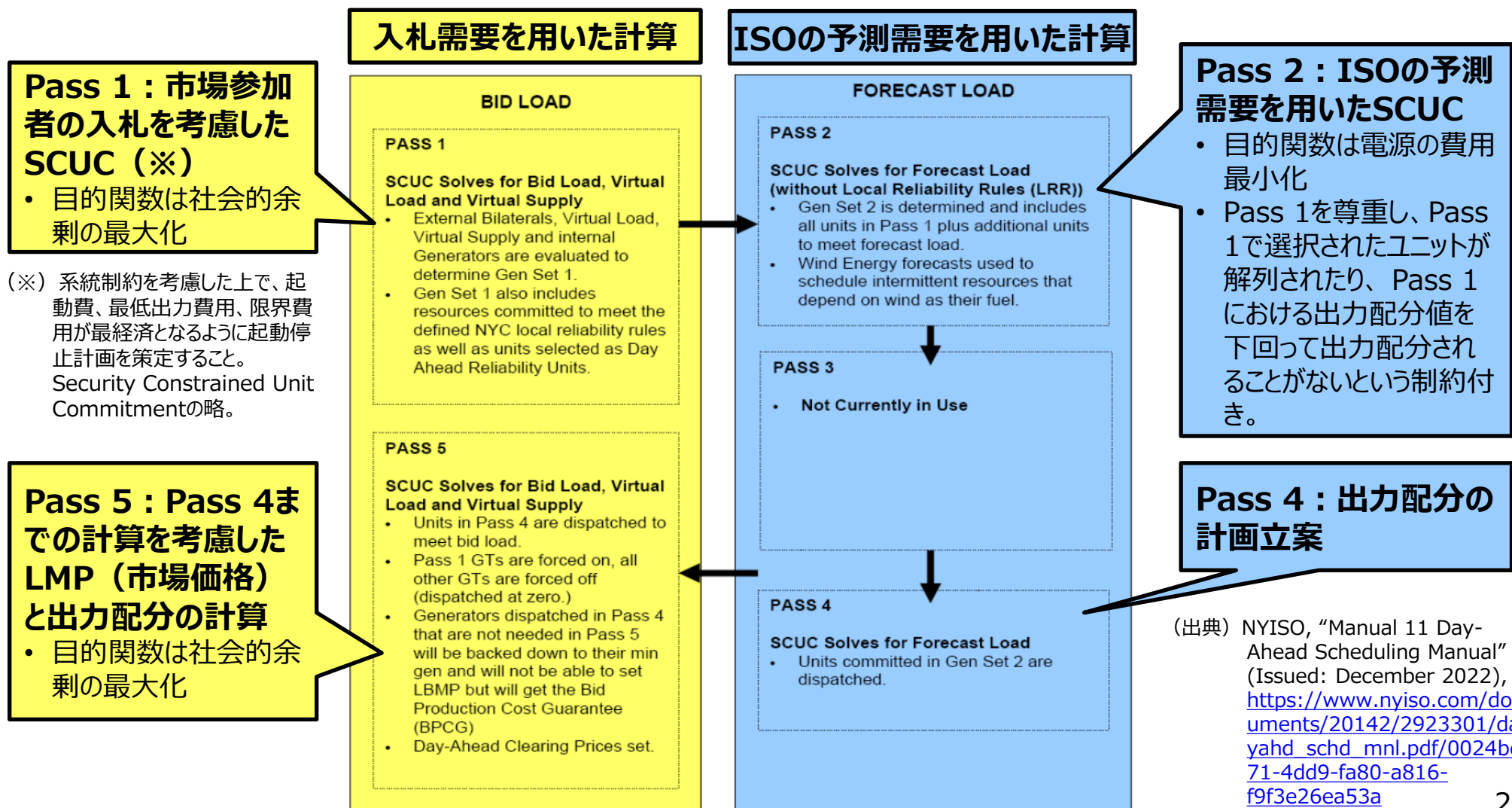
出所) 「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」取りまとめ (2023年4月25日) より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/20230425_1.pdf

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) NYISOにおける約定価格と約定電源等の決定プロセスについて

「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）の概要

- Three-Part Offerを導入し、供給力と調整力の同時約定を行っているNYISOにおける、前日市場の約定価格と約定電源等の決定プロセスは以下のとおり。市場での入札を尊重しつつ、ISOの予測需要も用いた形（系統信頼度の維持）となっている。



Ⅲ. 約定価格の計算方法や費用の回収方法

- 作業部会の取りまとめを踏まえると、kWh市場の約定価格の計算方法（起動費や最低出力費用のkWh単価への織り込み方法、買入札価格を考慮した約定価格の計算方法）、Upliftが発生した場合の回収方法、 Δ kW価格の算定における機会費用・逸失利益・固定費等の取扱い、等が中心的な論点として考えられる。
- また、本検討会は同時市場（同時最適）の仕組みを検討するものであるため、基本的には全国9エリアでエリアプライスが算定される現行制度をベースとして検討を行う。一方、検証Aのとおり、技術的には全国大のSCUC（系統制約付き電源起動停止）は可能であると考えられるため、同時市場における、混雑も一定程度考慮した市場価格の設定の仕方等や混雑が発生したときの処理方法については、一部検討が必要か。

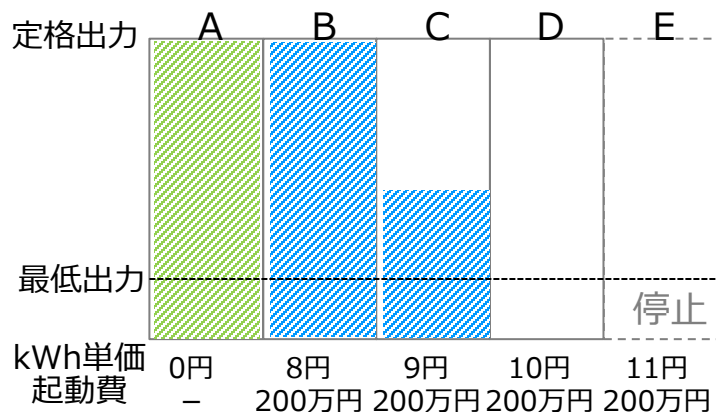
(参考) 前日同時市場：約定電源等・約定価格の決定方法

「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）の概要

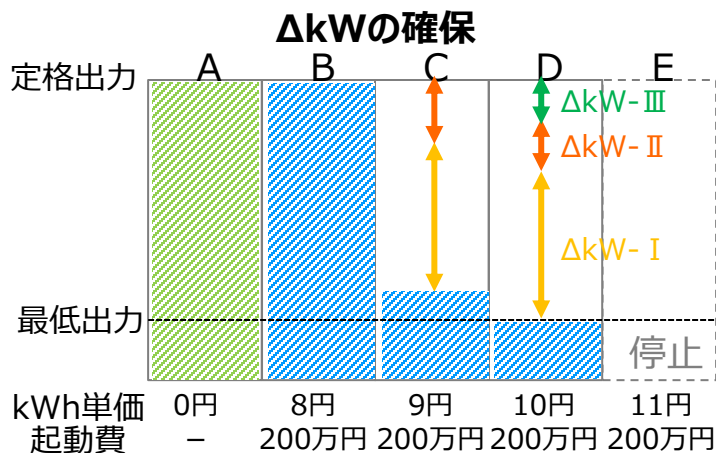
- 約定電源等の決定方法や約定価格の決定方法のイメージ・論点は以下のとおり。

約定電源等の決定方法のイメージ

kWh（小売需要を満たすために必要な電力量）の確保



⇒Three-Part情報を基に、費用最小となる電源の起動停止計画を策定し、入札情報を参考に安い電源からkWhを満たす



⇒ΔkWの確保のために、電源を持ち替え

約定電源等の決定方法に関する今後検討すべき論点

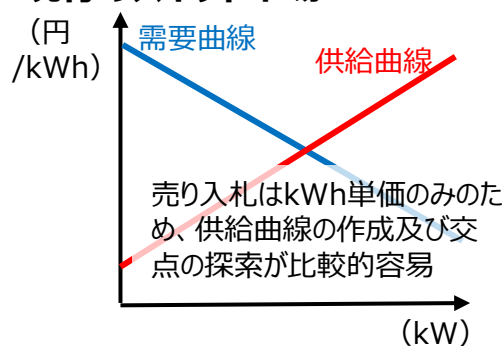
- 電源の特性や機能も踏まえた調整力の確保
- 調整力必要量・調整力確保のタイミング 等

約定価格の決定方法に関する今後検討すべき論点

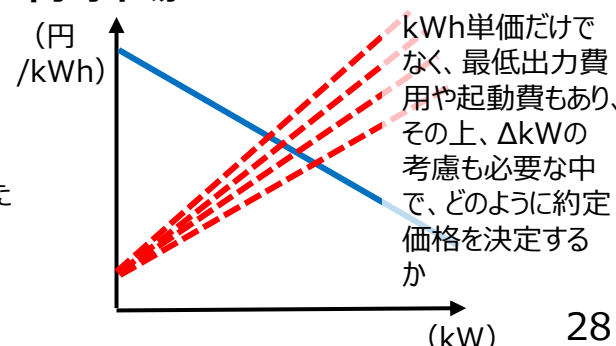
(kWh価格関係)

- kWhの約定価格はシングルプライスオークションを基本線に検討。
 - kWhの約定価格への起動費の織り込み方法 (kWh単価に反映、別途回収、等)
 - 最低出力費用の取扱い (限界費用カーブと平均費用カーブのどちらを用いてkWhの約定価格を決定するか、等)
 - 供給曲線をどのように作成し、価格弾力性のある買い入札カーブとの交点を探索するか
 - ΔkW- II・IIIを考慮して供給曲線を作成するか否か 等
- (ΔkW- I・II・IIIの価格関係)
- 価格の決定方法 (起動費等の取扱い、シングルプライスカ、マルチプライスカ、等)、時間前市場への投入方法 等

現行のスポット市場



同時市場



資料 4～6 の概要

- 前ページまでで提示した論点について、定性的な議論だけではなく、実際にロジックが構築可能か等、技術的・定量的な分析も重要。資料 4～6 では、検証A、Bと調整力確保に関する今後の進め方の詳細について御報告を行うので、御意見をいただきたい。
 - － 資料 4：検証Aの詳細（入力データの整備、基本ロジックの紹介、ロジックのカスタマイズ内容、等）と2023年8月30日にキックオフした「同時市場における電源起動・出力配分ロジックの技術検証会」の報告を行う。
 - － 資料 5：検証Bの詳細（入力データの整備、市場価格の計算に関する作業部会での提案内容の振り返り、Upliftの検証の方向性、等）に関する報告を行う。
 - － 資料 6：前述した「A）時間前市場の設計（時間前同時市場）と調整力確保のタイミング」の論点における「②前日に同時市場があり、かつ、時間前市場にも同時市場と同じ仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返し、実需給を迎える市場」のイメージについては、日本の現行制度と大きく調整力の取り方が異なるため、調整力の区分や必要量に関する数値検証等も含めた技術的な検証が必要と考えられる。この技術的な検証を「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」にタスクアウトしたい。

（参考）検証・仕組みの具体化（目的①）の全体像

- 本検討会の一つの目的である、「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。」について、それぞれの内容について、今後の進め方としては以下のとおりとしてはどうか。

約定ロジックの設計や実現性・妥当性の検証

- ・ 主に、**A) 電源起動・出力配分のロジック**と、**B) 市場価格算定のロジック**、の2つについて、定量的な分析を行う。一部の内容については、検討会での議論の前に専門家を集めた第三者検証を実施する。
※詳細は次ページ以降に記載。

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、**あるべき同時市場の仕組みをより具体化すべく検討会において議論**。
※実際に導入すべきかどうか、その仕組みにすべきかの最終的な意思決定は小委員会等で実施することになると考えられる。

独立している論点ではなく、相互に関連することが考えられる。よって必要に応じて各論点を連携させつつ、議論を深める。

※検討会を進める中で、追加で議論すべきこと等が出てきたら進め方については適宜修正を行う。

(参考) 約定ロジックの設計や実現性・妥当性の検証

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

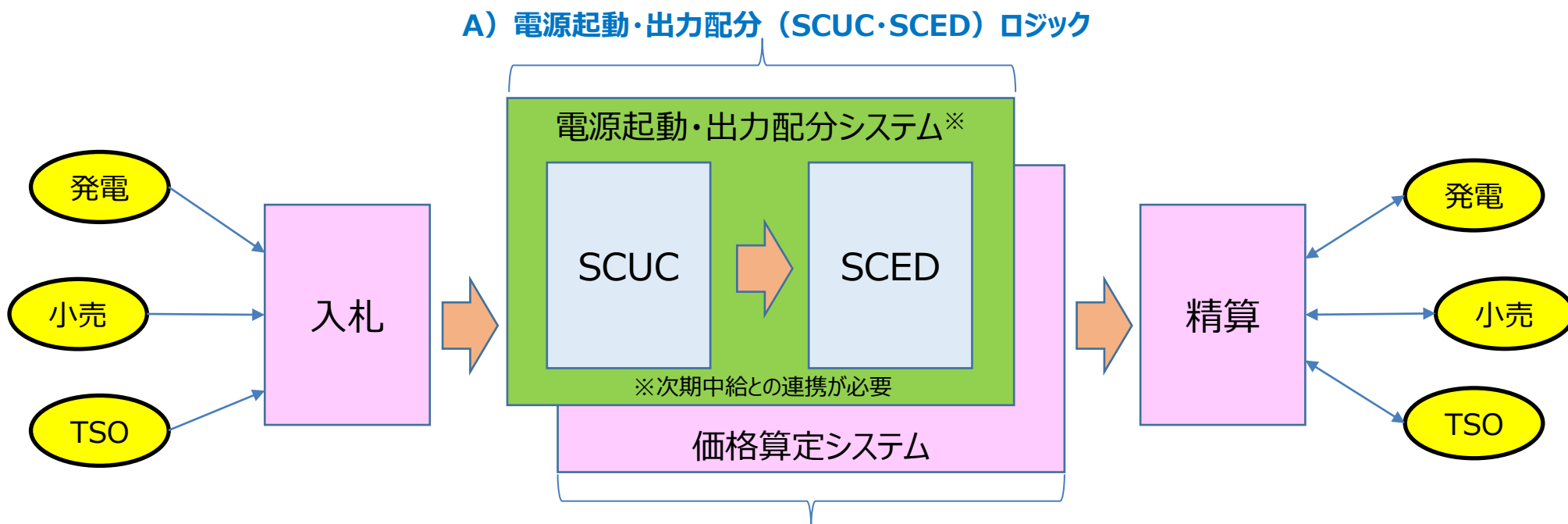
- 同時市場の制度全体で必要になるのは「入札」「約定（電源起動・出力配分、価格算定）」「精算」の仕組み。電源起動や出力配分は次期中給システムとも連携が必要であり、また、市場システムとして社会的余剰の最大化の観点からは電源起動等のみならず、価格算定や入札・精算の仕組みも整える必要があると考えられる。
- 本検討会においては、入札・精算の仕組みの前に市場全体のコアとなる約定ロジックの検討が重要と考えられ、以下を中心に検証を行ってはどうか。

A) 電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジック

B) 価格算定の方法による市場価格等への影響

※SCUC：系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、限界費用が最経済となるように起動停止計画を策定すること。
Security Constrained Unit Commitmentの略。

※SCED：系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、限界費用が最経済となるように経済負荷配分を決定すること。
Security Constrained Economic Dispatchの略。



B) 価格算定の方法による市場価格等への影響