

同時市場の詳細論点について③ (時間前市場の設計、その他の論点)

2024年5月22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

● 第7、8回検討会（2024年3月18日、4月19日）において、入札と電源の調達・運用や市場価格算定等の論点を取り扱ったところ。本日は時間前市場の設計やその他の論点について御議論いただきたい。

今後検討が必要と考えられる詳細論点

論点項目	詳細	本日の議論内容
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 ⇒ 第7、8回検討会（2024年3月18日、4月19日）において議論	- 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 ⇒ 第8回検討会（2024年4月19日）において議論	- 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	

※表は第7回検討会（2024年3月18日）資料3-1より抜粋。

資料5において、分析結果を提示

本日御議論いただきたい内容（続き）

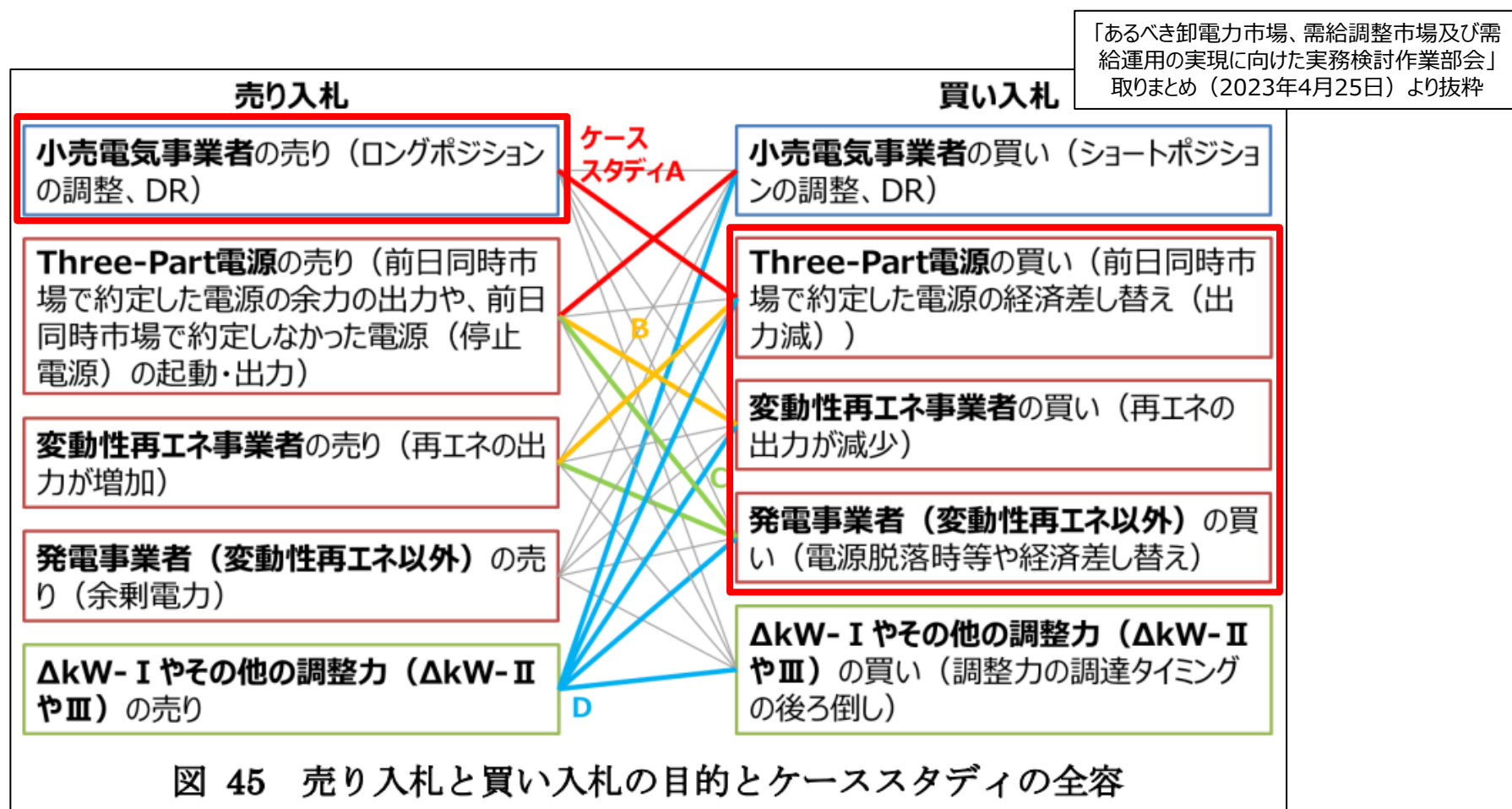
- まとめると本日御議論いただきたい内容は以下のとおり。

1. 小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札
2. 時間前市場の設計、調整力の確保方法
3. 特殊な電源の取り扱い
 - ①変動性再生電源
 - ②DER
 - ③大規模揚水・蓄電池
4. 他制度・他市場への影響
5. 同時市場運営主体の役割

1. **小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札**
2. 時間前市場の設計、調整力の確保方法
3. 特殊な電源の取り扱い
 - ① 変動性再生エネルギー
 - ② DER
 - ③ 大規模揚水・蓄電池
4. 他制度・他市場への影響
5. 同時市場運営主体の役割

小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札

- 「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。）の取りまとめ（2023年4月25日）においては、時間前市場で想定される売買例として、小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札についても触れていたところ。また、そもそも前日同時市場においても、事前の相対取引や先渡取引との関係で、ポジションの調整等のため、これらの取引が想定され得る。



小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札（続き）

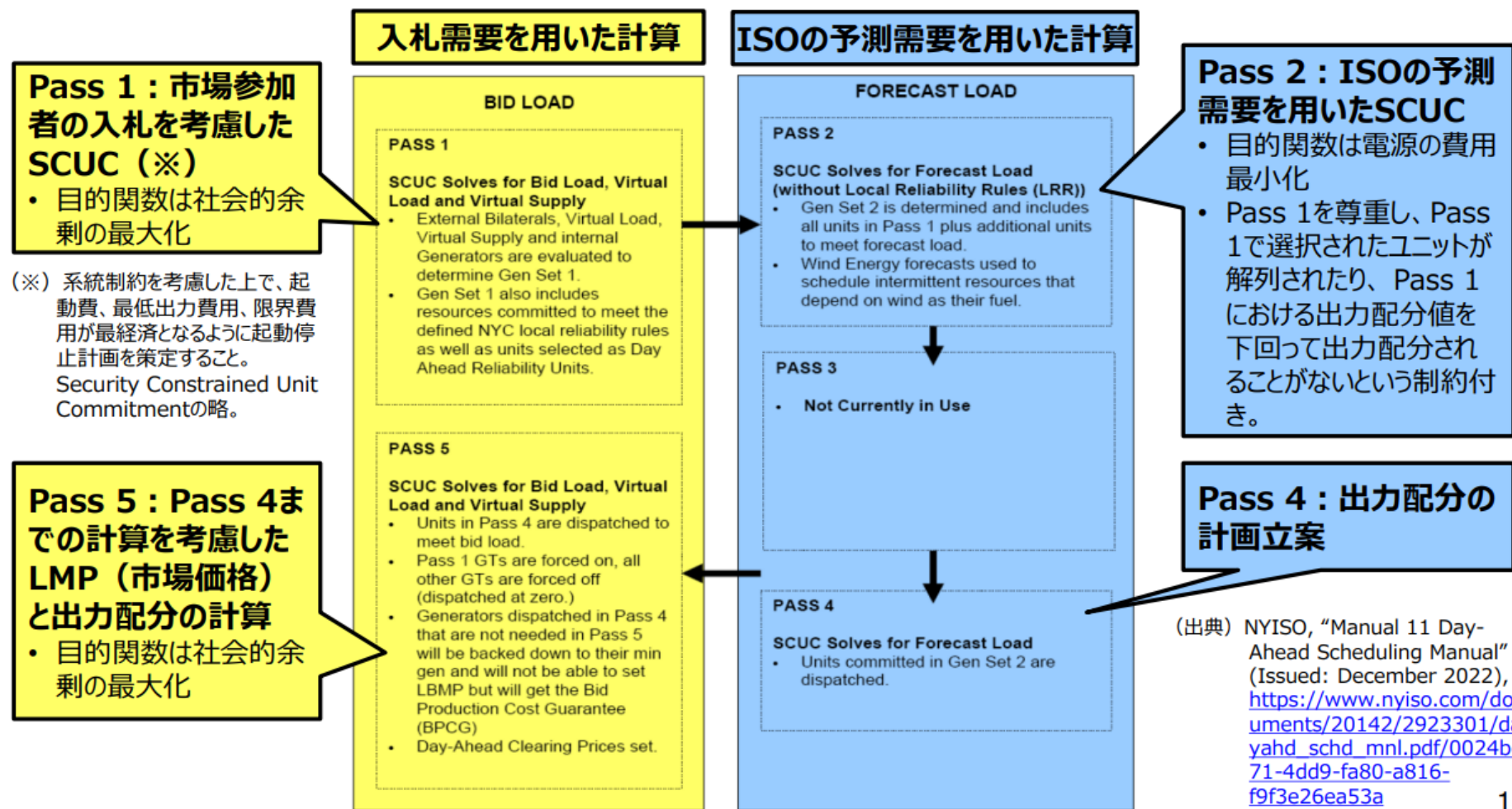
- そのため、小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札についても一定程度考え方を再整理する。
- 作業部会においては、NYISOの事例として、「入札需要を用いた計算」と「ISOの予測需要を用いた計算」の2つのプロセスを組み合わせながら、市場での約定（経済行為）と系統の安定性の両立を図っていることを紹介した。また、前ページのとおり、各事業者においては、実需給に向けてより精緻になっていく再エネ出力予測や需要予測に応じた売買のニーズがある。
- これらを踏まえると、同時市場（前日市場及び時間前市場）においては、小売電気事業者の買い入札（需要家の電力消費量を満たすための購入）や発電事業者の売り入札（発電機を実際に発電し、その発電量を小売電気事業者に受け渡すための販売）だけでなく、**小売電気事業者の売り入札や発電事業者の買い入札も可能とする仕組みを整備することが求められるのではないか**。また、その設計に当たっては、NYISOの事例を踏まえると、「入札需要を用いた計算」（小売電気事業者の売り入札や発電事業者の買い入札も含めた計算）と「ISOの予測需要を用いた計算」（実発電機の出力や実需要（TSOの予測需要）を踏まえた計算）をうまく組み合わせることが肝要ではないか。
- なお、前ページのとおり、**発電事業者は、電源の経済差替えを目的とした買い入札を行うことも考えられる**。この点については、第7回検討会（2024年3月18日）で事務局から提示したとおり、**Three-Part Offer（売り入札）を行う形で電源差替えを行うことが経済合理的となるように、更に検討を深めることが重要**だと考えられる。

(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

第62回電力・ガス基本政策小委員会
(2023年5月30日) 資料4-1より抜粋

(参考) NYISOにおける約定価格と約定電源等の決定

- 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通り。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。



(参考) 同時市場における電源差替の取り扱い

第7回同時市場の在り方等
に関する検討会（2024年3
月18日）資料3-1より抜粋

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）。**

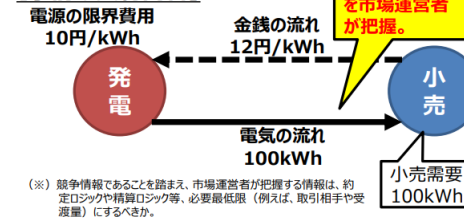
（※）このような仕組みを導入した場合における商先法上・会計上の取り扱いについては、今後の同時市場の詳細設計の議論と並行して、引き続き、確認が必要。なお、デリバティブに該当した場合、商品先物取引法上の許可・届出や会計上時価処理が求められるなど、事業者の実務負担が増加する可能性。

69

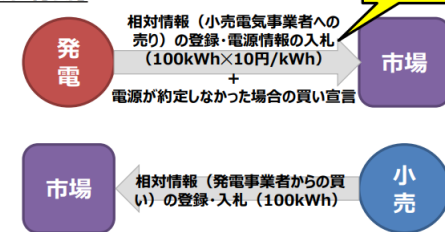
第7回同時市場の在り方等
に関する検討会（2024年3
月18日）資料3-1より抜粋

（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】

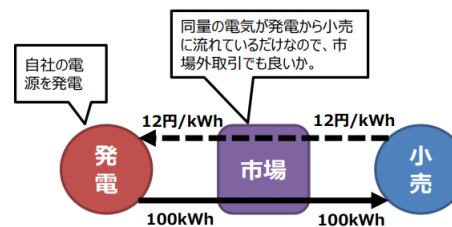


【入札行動】



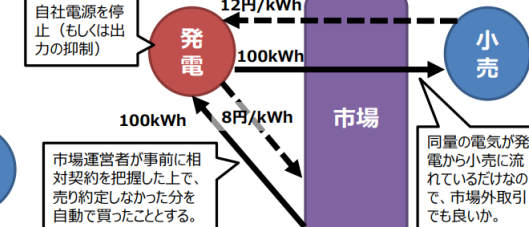
【市場価格が14円/kWhの場合

⇒ 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）】



70

1. 小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札
- 2. 時間前市場の設計、調整力の確保方法**
3. 特殊な電源の取り扱い
 - ①変動性再生電源
 - ②DER
 - ③大規模揚水・蓄電池
4. 他制度・他市場への影響
5. 同時市場運営主体の役割

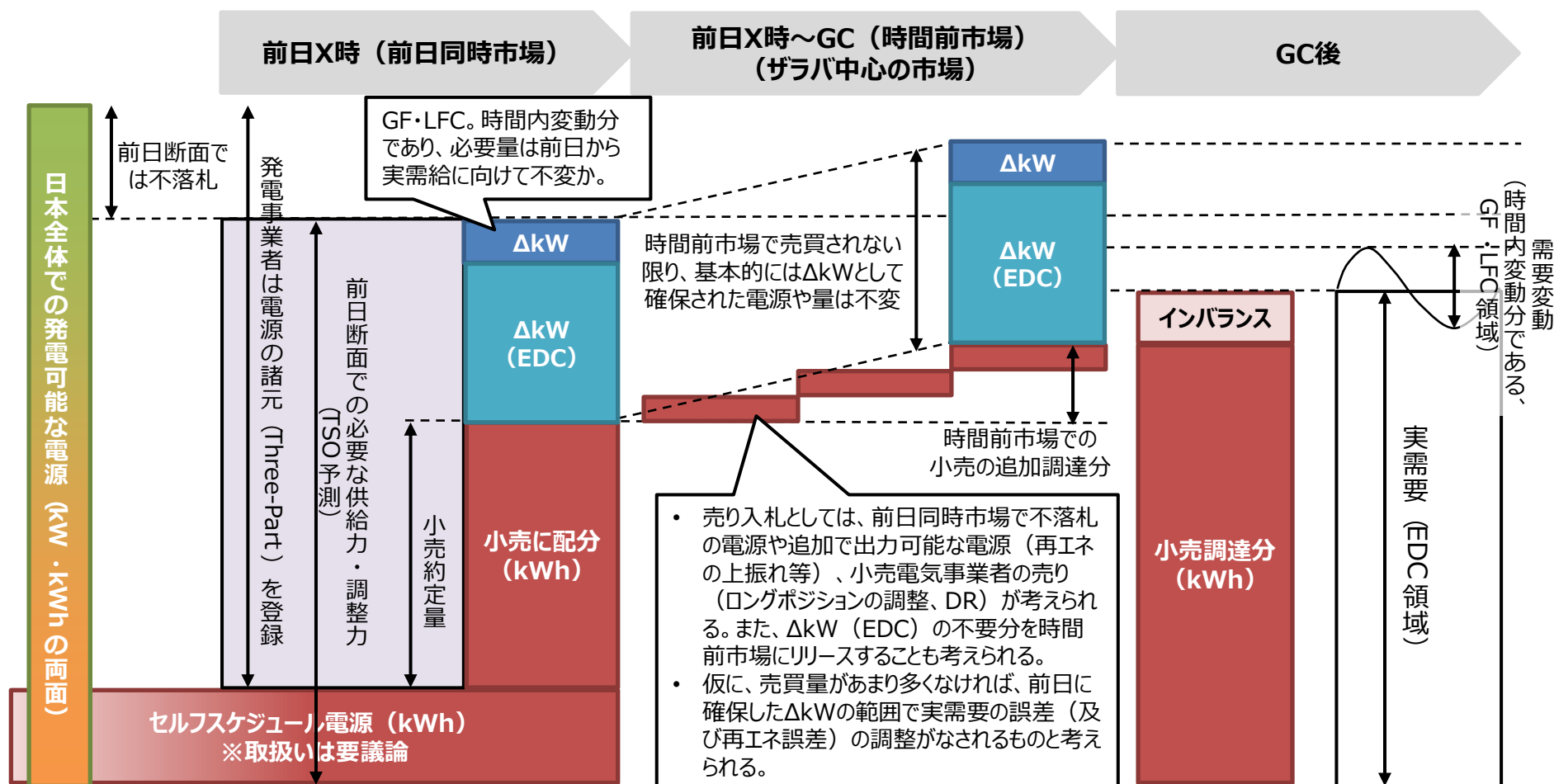
時間前市場の設計に関する基本的な方針

- 第2回検討会（2023年9月20日）において、事務局から時間前市場の設計として、以下2つのイメージを提示していたところ、後者に対する賛成の意見が多かったところ。
 - － 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
 - － 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（以下「時間前同時市場」という。）
- 一方、北米や欧州の市場において、時間前の断面で、kWhと Δ kWの同時約定を行いつつ取引の決済を複数回行う、②のような仕組みを採用した例は見当たらない。実際、前日同時市場の後、実需給に近づいていく中で、都度SCUC・SCEDの計算をしつつ、適切に決済を行い、適切な価格シグナルを発して適切な市場参加者の行動を促す仕組みを導入することは、制度設計・システム設計のハードルが高いことも事実。
- これを踏まえ、**時間前市場の設計に関する基本的な方針としては、「時間前同時市場の導入を第一目標としつつ、実現性に乏しい場合は、現行の時間前市場と同様にザラバ中心の取引を行う市場を導入する」としてはどうか。**
- 以下のスライドでは、時間前同時市場を導入することを念頭に置いた場合の制度設計について御議論いただきたい。

(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

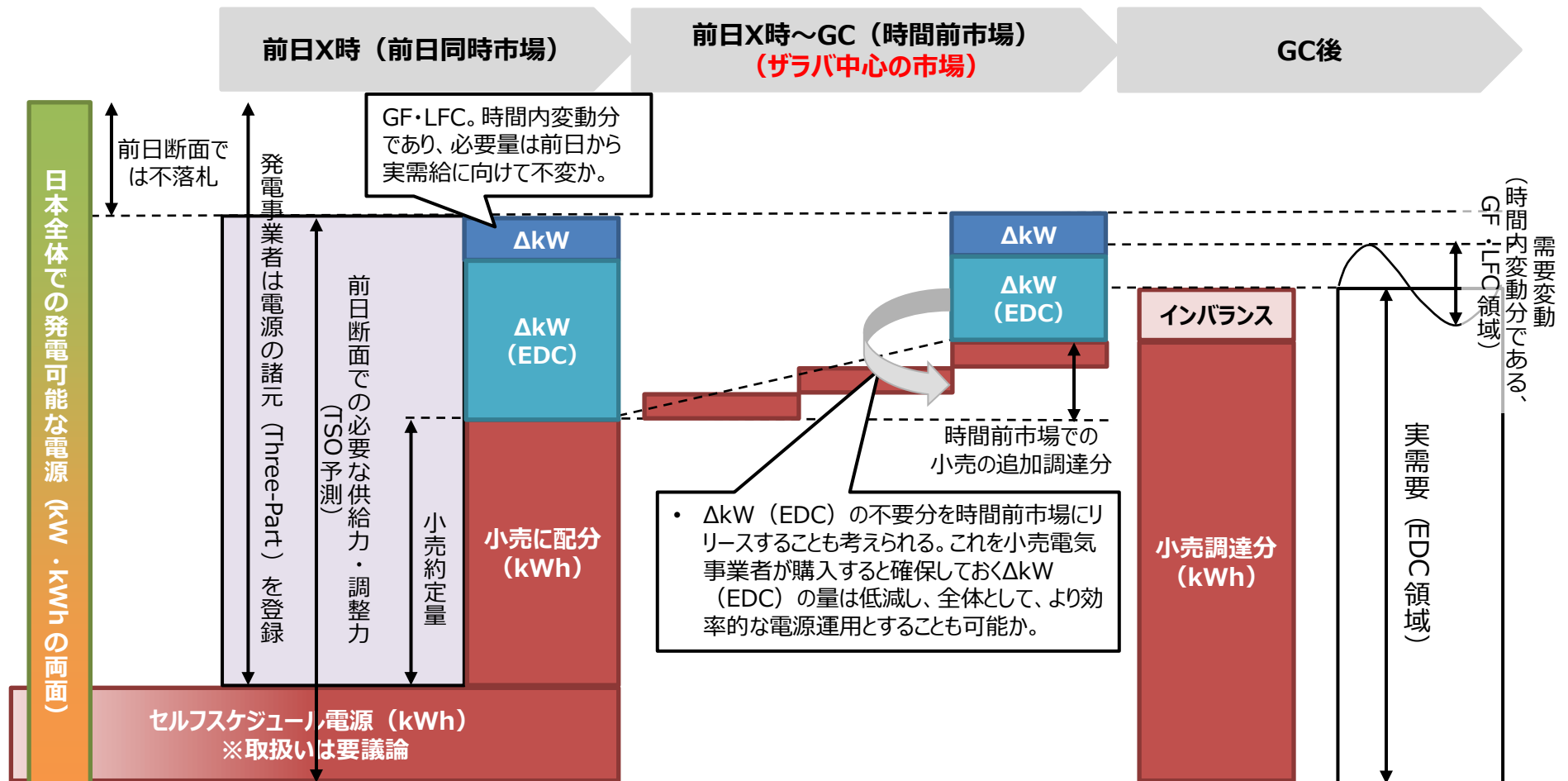
第2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料3より抜粋

- 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) ①の補足

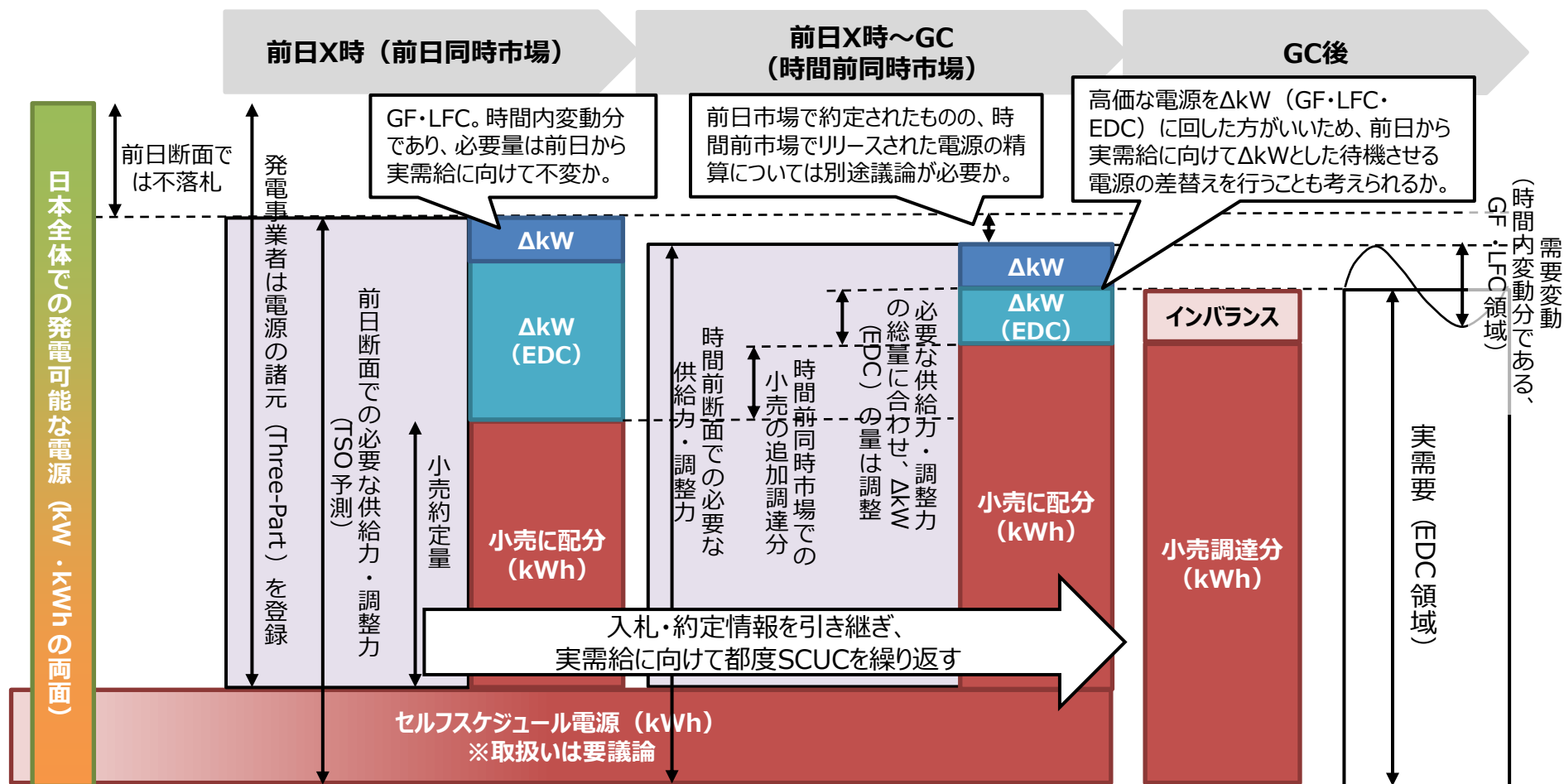
- 前日断面で確保した ΔkW （EDC）を時間前市場にリリースし、それを小売電気事業者が購入すると、全体として、より効率的な電源運用を行うことも可能か。



(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。

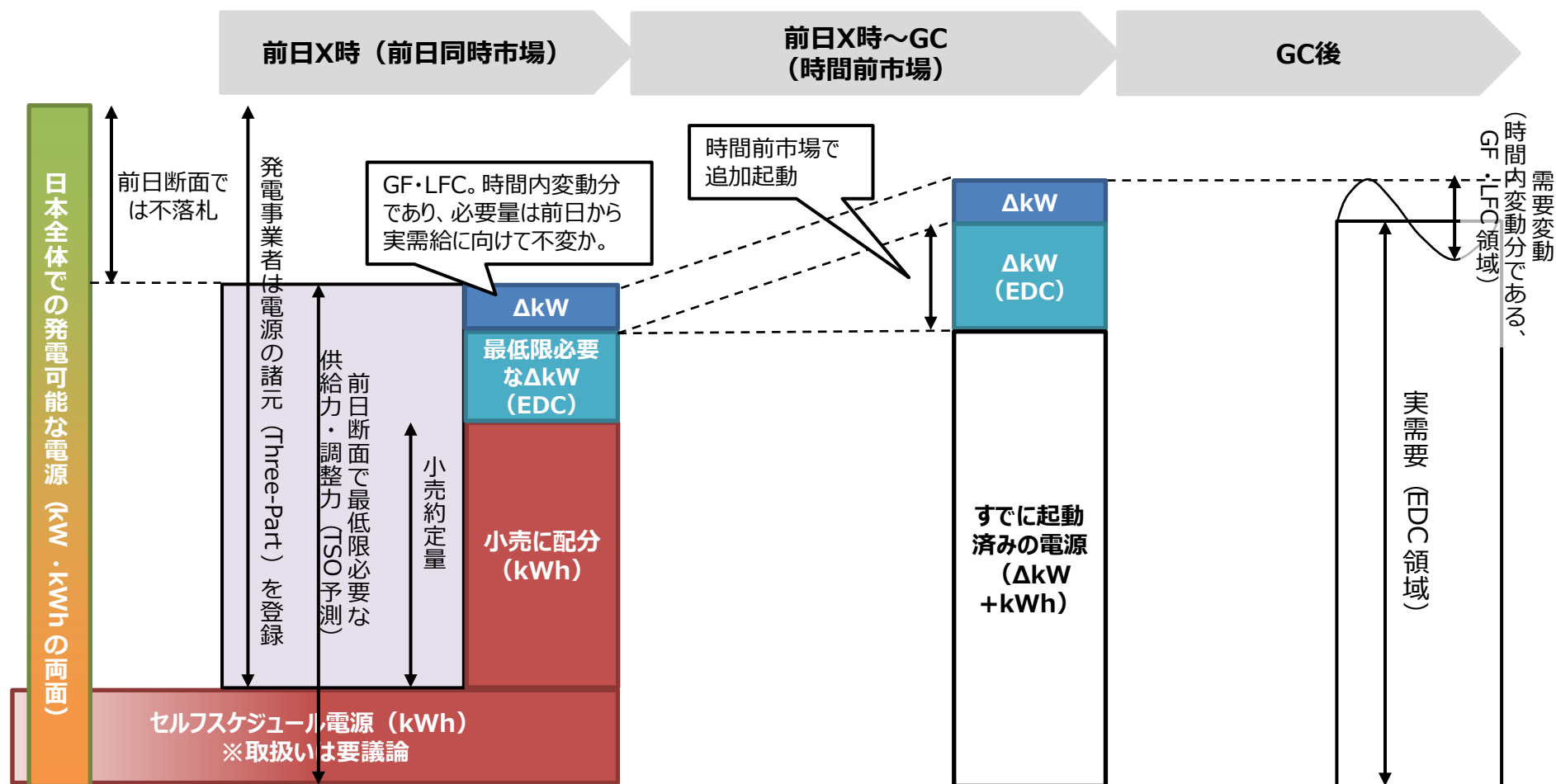


※時間前同時市場が1度だけ開場している図になっているが、複数回行うことも考えられるか。

(参考) 補足：起動速度が速い電源の有効活用

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

- 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) 第2回検討会の意見概要 (時間前市場の設計等)

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、両イメージでどう違う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は本当にできるのかが最大の問題。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、誰がどう動くか、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)

時間前同時市場における入札義務

- 第7、8回検討会（2024年3月18日、4月19日）で議論したとおり、電源入札の在り方については、「入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量を相対契約や同時市場の取引を含めた広義の電力市場に供出し、同時市場においては、kWh市場とΔkW市場の両方にThree-Part入札する」ことを基本的な規律としたところ（※1）。

（※1）ただし、DRといったkWhとΔkWのどちらか片方にしか入札できないリソースや、調整機能を持っていない電源、逆に調整機能に特化している電源（揚水等）等、様々な電源種が存在していることも踏まえつつ、市場への入札義務を課す場合に、何を根拠に（例：市場支配力、容量市場リクワイアメント）、どの対象の電源に義務を課すかは、今後、丁寧に整理していく必要がある。

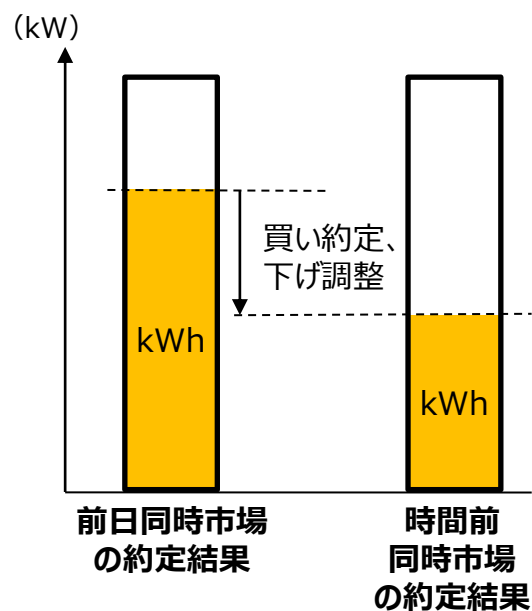
- 需要や変動性再生電源の出力が実需給まで変化しうることを踏まえ、安定的・効率的に需給・系統運用を行う観点からは、前日同時市場における約定電源・未約定電源についても、引き続き、時間前同時市場の断面において入札を継続することを求めることが考えられる。その場合の入札の在り方についてどのように考えるべきか。
- 前日同時市場の断面における約定電源・未約定電源について、時間前の断面で追加的に起動停止・出力変更が可能な電源（※2）としては、①前日同時市場で約定した電源で下げ調整（出力減少、電源停止）が可能な電源、②前日同時市場で一部約定し、起動は確定したものの、未約定の領域（出力余力）がある電源と、③前日同時市場で全く約定せず、停止状態の電源の3つが考えられる。これらについて、時間前の断面においては、以下のような点について留意することが必要か。

（※2）その他、前日同時市場の断面における計画から変更不能な電源（絶対出力（Must Run）の電源等）が考えられる。

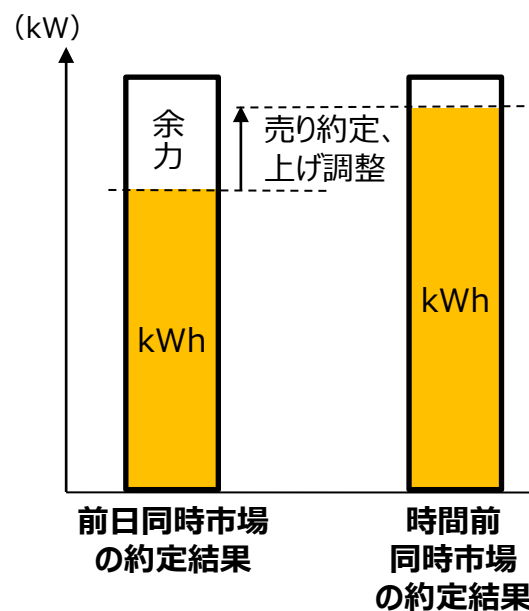
 - ①② 出力変化速度等を考慮し、時間前同時市場における約定量（①買い約定・下げ調整、②売り約定・上げ調整）が発電機の運用制約を満たすように約定処理を行う必要がある。
 - ③ 実需給が起動時間よりも手前に迫ると、起動・出力は不可能となるので、入札を継続していても約定することはない（別の言い方をすると、起動時間を過ぎると、入札状態を解除すると考えてもよい）。
- ①から③のいずれについても、発電機の運用制約を考慮しつつ、約定ロジック（SCUC・SCEDロジック）をうまく設計する必要があると考えられる。

(参考) 前日同時市場の断面における約定電源・未約定電源のステータス

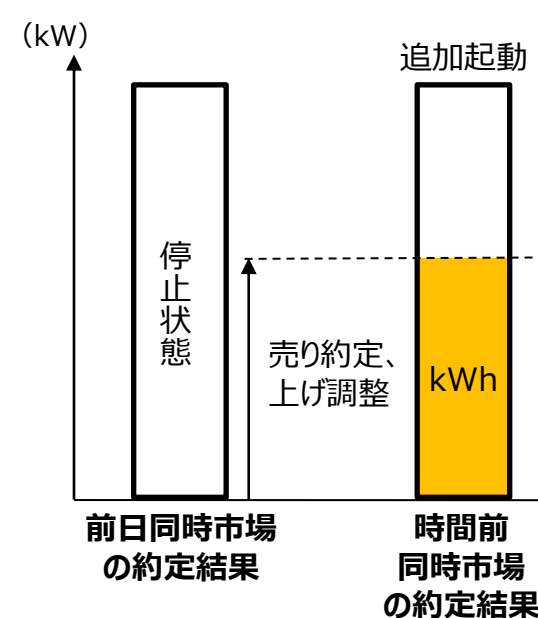
① 前日同時市場で約定した電源で下げ調整（出力減少、電源停止）が可能な電源



② 前日市場で一部約定し、起動は確定したもの、未約定の領域（出力余力）がある電源



③ 前日市場で全く約定せず、停止状態の電源



※その他、前日同時市場の断面における計画から変更不能な電源（絶対出力（Must Run）の電源等）が考えられる。

※簡単のため、図にはΔkWの売買は記載していないものの、時間前の断面でΔkWの売買が行われることもあり得る。

時間前同時市場における入札義務（続き）

- 特に③について、「起動時間」をどう観念するかが問題となる。一つは発電機自体の機能的な制約を起動時間として考慮するやり方が考えられる（※）。
（※）停止継続時間によって、起動に要する時間は変化することに注意。
- 一方、発電機の起動における電源トラブルのリスクを考慮すると、起動の際には、関係会社含め発電所の人員配置その他電源起動に必要な準備作業を行う必要があり、常に起動が指示され得る状況であれば、常に余分な人員配置等の必要が生じることも考えられる。このような発電機の運用に係る負担を考慮すると、「起動時間」を人員配置等の変更の必要性も踏まえて対応可能な時間として設定することを認めることも考えられる。
- 問題は、安定的・効率的な需給・系統運用の観点からは、できるだけ実需給直前まで柔軟に起動停止が可能であることが望ましいものの、発電所の人員配置等も含めた運用を考慮すると、短時間での起動指示を随時行うことは負担が大きく、実務としてワークしない可能性があるという、トレードオフの関係にあることである。
- この点については、まずは実態の把握が必要だと考えられ、発電所の人員配置等を含めた運用も考えたときにどの程度の柔軟性をもって、現行において運用されているか、事務局において、発電事業者や一般送配電事業者へのヒアリングを行ってはどうか。
- また、できる限り、柔軟な運用（素早い起動）を発電事業者が行うインセンティブを高める観点からは、どのような仕組みが考えられるか（例：Three-Part Offerとして入札する起動費に一定程度の上乗せを認めるなど）。

(参考) kWh市場・ΔkW市場への入札義務

第8回同時市場の在り方等
に関する検討会（2024年4
月19日）資料3-2より抜粋

kWh市場・ΔkW市場への入札義務（続き）

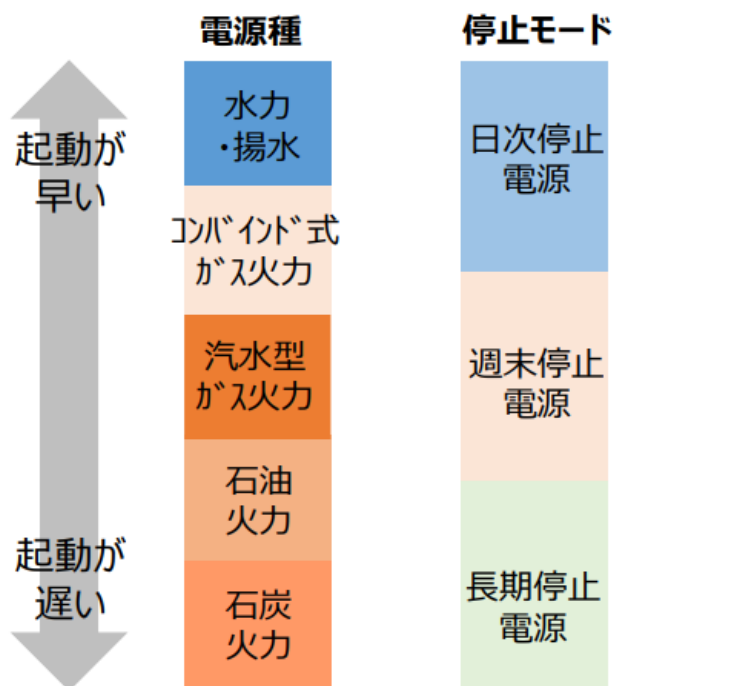
- 前ページまでの内容をまとめると以下のとおり。

	適取GL（相場操縦の観点） ※支配的事業者：以下を満たさなければ相場操縦 と強く推認、その他：望ましい行為	容量市場リクワイアメント ※容量市場で落札した安定電源
現行制度	● 予備力や入札制約（燃料制約等）、 自社想定需要を除いた余力の全量を <u>スポット市場</u> に入札	● 発電余力（※）を <u>スポット市場・時間 前市場又は需給調整市場</u> に入札 （※）応札時に登録した供給力－発電計画値
同時市場	● 入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量を相対契約や同時市場の取引を 含めた広義の電力市場に供出し（※）、 <u>同時市場においては、kWh市場とΔkW 市場の両方</u> にThree-Part入札 （※）第7回同時市場検討会（2024年3月18日）で議論済み	

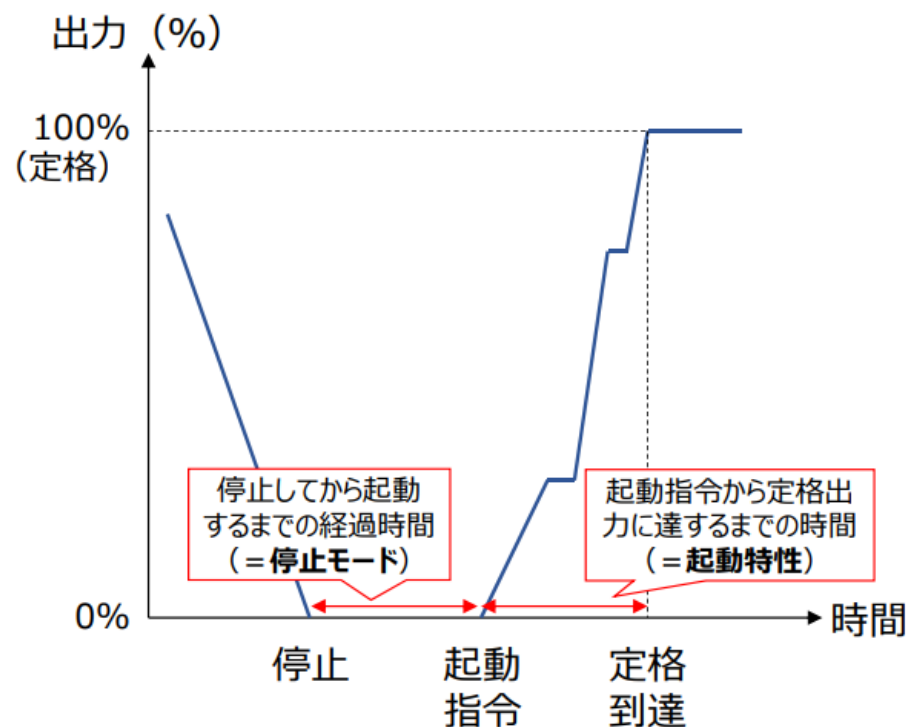
(参考) 発電機の起動特性の調査内容について

- 起動指令をかけてから、定格出力に達するまでの時間（＝起動特性）は、一般に**電源種と停止してから起動するまでの経過時間（＝停止モード）**の2つの要素によって決定されるため、旧一電・JERA・電源開発に対し、**発電ユニット毎に電源種や停止モードに応じた起動特性**を調査した。

発電機の起動特性の構成要素



発電機の起動特性のイメージ



(参考) 発電機の起動特性 (続き)

第62回制度設計専門会合 (2021年6月29日) 資料7より抜粋

分析結果 電源種、停止モード別の発電機の起動特性

- 起動指令後一定時間経過後における起動可能容量を計算した結果、**起動指令の12時間後**には **日次停止・週末停止状態の石油火力と、コンバインド式ガス火力**を中心として、**全石油・ガス火力の70%以上が起動可能**であることが確認された。
- 更に、**起動指令後18～24時間後**には、**日次停止・週末停止状態の石油火力・汽力式ガス火力の80%以上が起動可能**であることが確認された。

電源種毎の起動特性の分析結果

70%～85%、85%～100%

電源種	総容量 (GW)	停止モード	起動指令からの経過時間毎の起動電源の割合					
			3時間後	6時間後	9時間後	12時間後	18時間後	24時間後
石油・ガス火力計	85GW	全停止モード平均*1	24%	47%	64%	71%	88%	91%
		日次停止	81%	87%	93%	93%	100%	100%
		週末停止	34%	71%	93%	93%	100%	100%
	46GW	定検等	0%	39%	73%	87%	98%	98%
		日次停止	19%	45%	51%	63%	95%	95%
		週末停止	0%	18%	32%	42%	73%	85%
	30GW	定検等	0%	6%	26%	26%	52%	66%
		日次停止	19%	66%	71%	93%	93%	93%
		週末停止	0%	8%	45%	72%	82%	82%
		定検等	0%	0%	0%	7%	62%	62%
石炭火力*2	26GW	全停止モード平均	3%	9%	16%	33%	46%	51%
水力・揚水	32GW	全停止モード平均	100%					

起動指令後**12時間**以上経過すると、**70%以上起動可能**。

コンバインド式ガス火力の方が汽力式よりも起動が早く、9時間後には日次停止・週末停止ユニットの90%以上が起動可能。

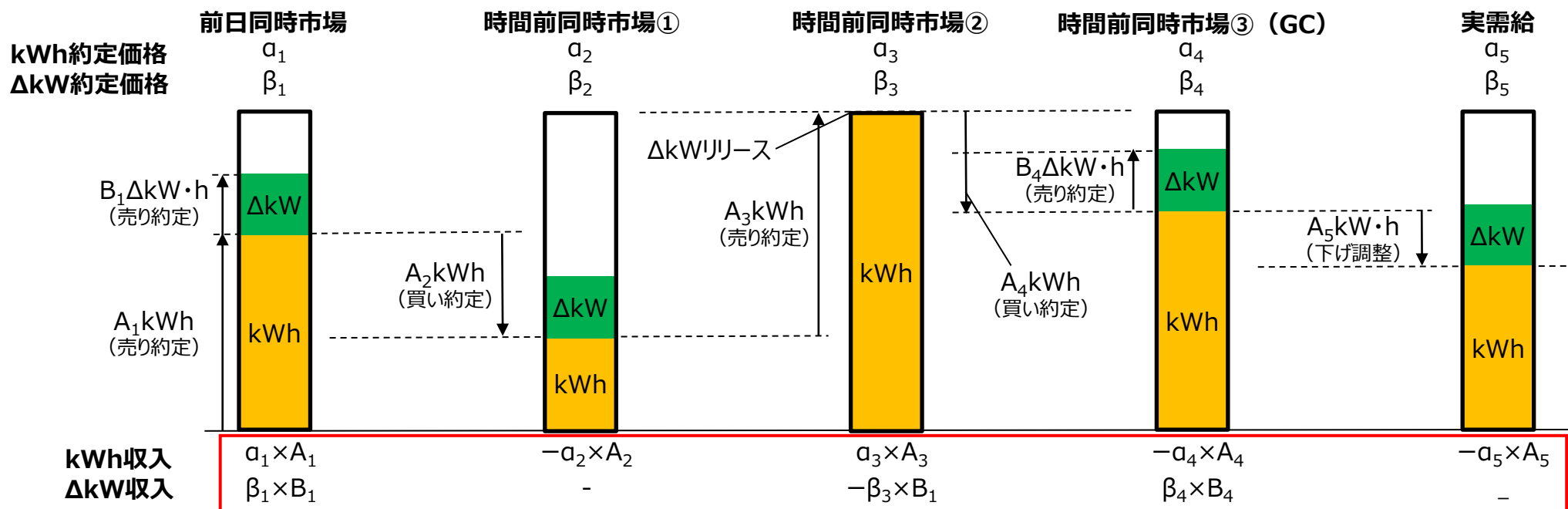
石油火力も**12時間**以上経過すると、**日次停止・週末停止**のユニットの起動可能容量が増加。

*1：全停止モード平均は3種類の停止モードの起動電源割合の平均値。 *2 石炭火力は限界費用の低いベースロード電源であり、基本的にはスポット市場時点で約定するため、詳細分析の対象外とした。 11

時間前同時市場における決済対象の取引

- 前日同時市場において行ったSCUC・SCEDの結果を引き継ぎ、時間前の断面で変更された需要予測や再エネ出力予測を元に再度SCUC・SCEDを行い、電源態勢の修正を行うこと自体は、もちろん検証は必要なものの、技術的には可能であると考えられる。
- 問題は、時間前の断面で実際の売買及び決済処理を如何に行うかであるが、仮に、時間前市場でkWhも Δ kWhも取引を行い、前日市場との差分を決済するとすると、特に約定点近辺の電源はkWhと Δ kWhが頻繁に差し変わるため、決済が非常に煩雑になり、何を取引していて、それが何の意味を持つのか、かなり分かりづらい。
- このため、時間前同時市場でどのような取引のニーズがあるか、まずは整理する必要がある。

約定点近辺にある電源の約定推移イメージ（例） ※かなり極端な形で例を記載



→ これらを全てを足し合わせたものが当該電源の総収入。

時間前同時市場における決済対象の取引（続き）

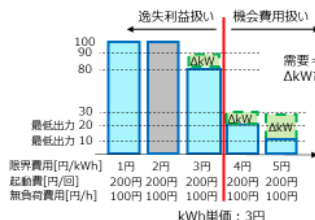
- 加えて、資料3の ΔkW 価格のケーススタディのとおりに、 ΔkW 価格は、時間前同時市場において約定したkWh価格との関係で、価格の構成要素（機会費用と逸失利益）が頻繁に入れ替わる可能性がある。

ΔkW のTwo Settlement（ケーススタディ）

37

■ 今回、 ΔkW のTwo Settlementの意味（お金の流れ）を検討するにあたり、以下3ケース（評価軸）を設定。

No	前日同時市場	時間前市場（初回）	評価軸
ケースⅠ	【電源態勢①】 需要：300 ΔkW ：30	【電源態勢②】 需要：400 ΔkW ：30	当該電源の ΔkW 確保量が変化（確保あり→なし） （1円電源に着目）
ケースⅡ	【電源態勢①】 需要：300 ΔkW ：30	【電源態勢③】 需要：470 ΔkW ：30	当該電源の ΔkW 確保量は変化しないが、 ΔkW 価格指標が機会費用から逸失利益に変化 （4円電源に着目）
ケースⅢ	【電源態勢②】 需要：400 ΔkW ：30	【電源態勢①】 需要：300 ΔkW ：30	当該電源の ΔkW 確保量は変化しないが、 ΔkW 価格指標が逸失利益から機会費用に変化 （4円電源に着目）

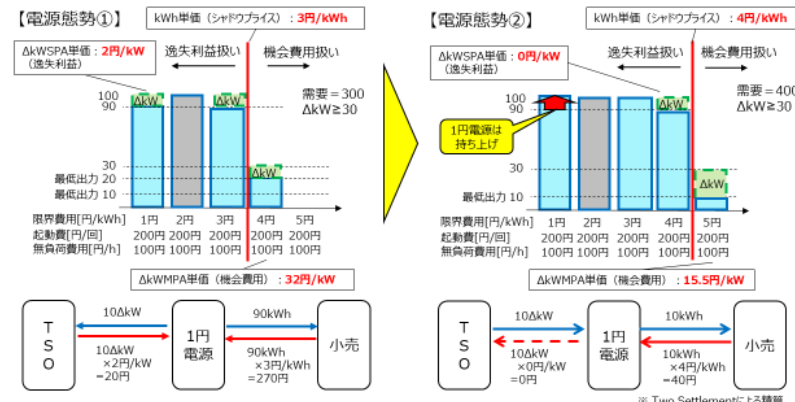


電源（限界費用）	最低出力	ΔkW 供出可能量
1円	20	10（最大）
2円	20	0（非調整電源）
3円	20	10（最大）
4円	20	10（最大）
5円	10	20（最大）

【ケースⅠ】当該電源の ΔkW 確保量が変化

41

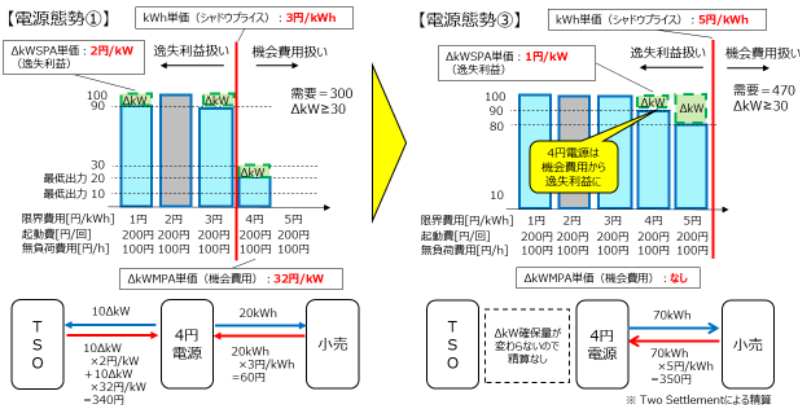
■ ケースⅠにおいて、1円電源は、前日市場で ΔkW 確保したため、逸失利益として20円の収入があった一方、時間前市場においては、 ΔkW をリリース（数量偏差が発生）したため、Two Settlementの精算がなされるも、時間前の ΔkW 約定価格が0円のため、精算額（還元額）も0円となる（また逆に、時間前の ΔkW 約定価格が前日より以上となる場合も想定される）ことをどのように考えるか。



【ケースⅡ】 ΔkW 価格指標が機会費用から逸失利益に変化

42

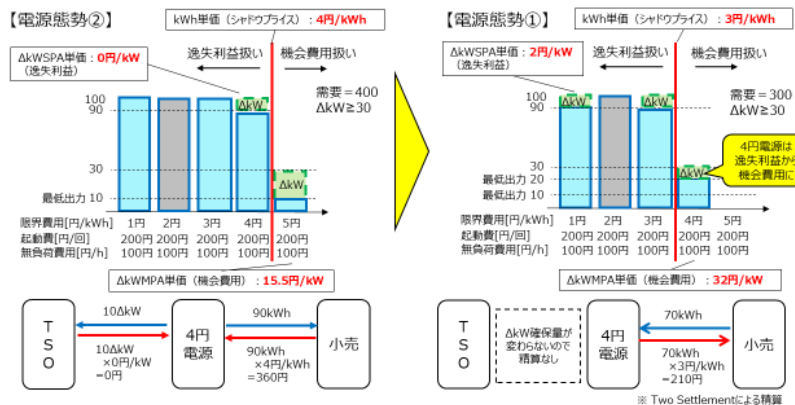
■ ケースⅡにおいて、4円電源は、前日市場では機会費用電源であったことから、 ΔkW 収入として起動費等を回収した上で、更に逸失利益SPA分の20が利益としてあった一方、時間前市場において、逸失利益電源に変化したものの、 ΔkW 確保量が変わらず、Two Settlementの精算がなされない。他の電源は逸失利益電源として、Uplift（利益と相殺の上、事後補填）でしか、起動費等の回収はできないことと比較して、どのように考えるか。



【ケースⅢ】 ΔkW 価格指標が逸失利益から機会費用に変化

43

■ ケースⅢにおいて、4円電源は、前日市場では逸失利益電源であり、 ΔkW 収入ゼロ（逸失利益が0円のため）であった一方、時間前市場においては、4円電源は機会費用電源に変化したものの、 ΔkW 確保量が変化しないことから、Two Settlementの精算がなされる（ ΔkW 収入はゼロのままとなり）、 ΔkW 収入では機会費用の回収ができない（利益と相殺の上、事後補填のUpliftでしか回収できない）ことをどのように考えるか。

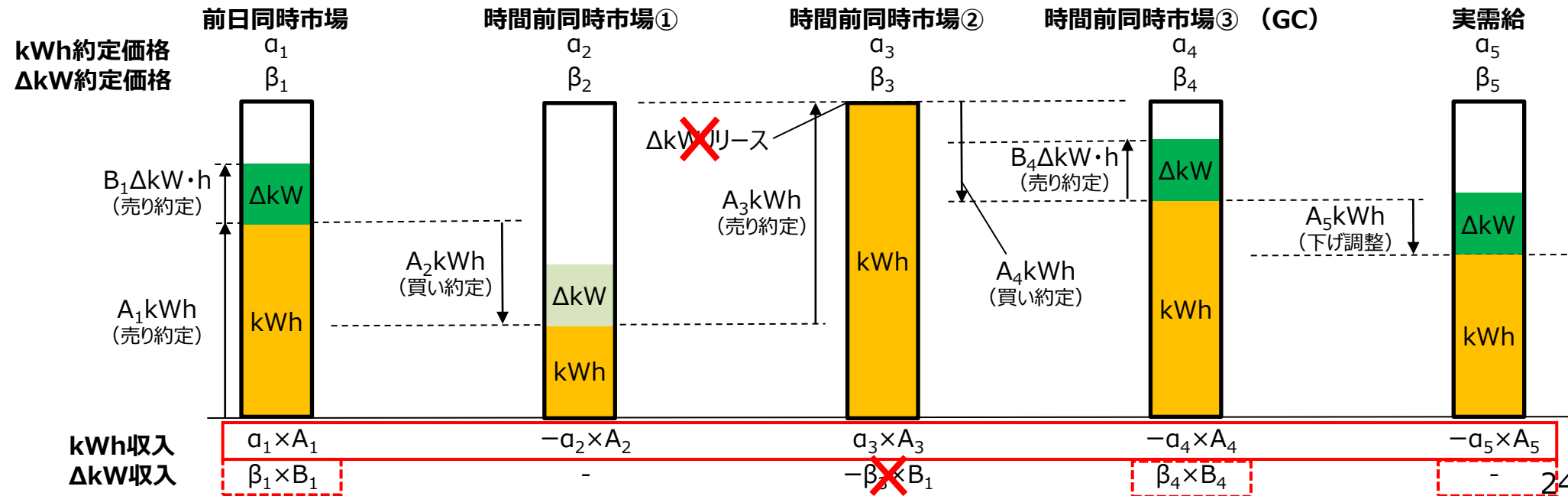


時間前同時市場における決済対象の取引（続き）

- 作業部会の取りまとめ（2023年4月25日）では、時間前市場へのニーズは主に以下の3点としており、これらは全てkWhの取引である。
 - － 小売電気事業者：需要変動に応じたポジション調整のための売買
 - － 変動性再エネ事業者：再エネ変動に応じた売買
 - － 発電事業者（変動性再エネ以外）：電源脱落時等の買い、経済差し替えのための買い、前日同時市場で約定しなかった電源の売り
- 加えて、時間前同時市場では、起動速度が速い電源を追加起動・調達することも望まれるところ。（P.14のイメージを参照）
- 以上を踏まえると、kWhについては時間前同時市場において都度売買（差分決済）を行うことが考えられるか。 Δ kWhについては、時間前同時市場において都度売買（差分決済）を行う必要は必ずしもないと思われるかどうか。その場合、 Δ kWhの決済タイミング（ Δ kWhを確保すると認識したタイミング）をどう設定するか。タイミングの候補としては、前日同時市場、GC、実需給、追加起動の時点などが考えられるか。また、様々なタイミングで発生しうる発電事業者の逸失利益や機会費用についてはどう考えるか。いずれにしろ、具体的な電源運用の事例等も考慮しつつ、引き続き、検討を深めてはどうか。

約定点近辺にある電源の約定推移イメージ（例）

※かなり極端な形で例を記載

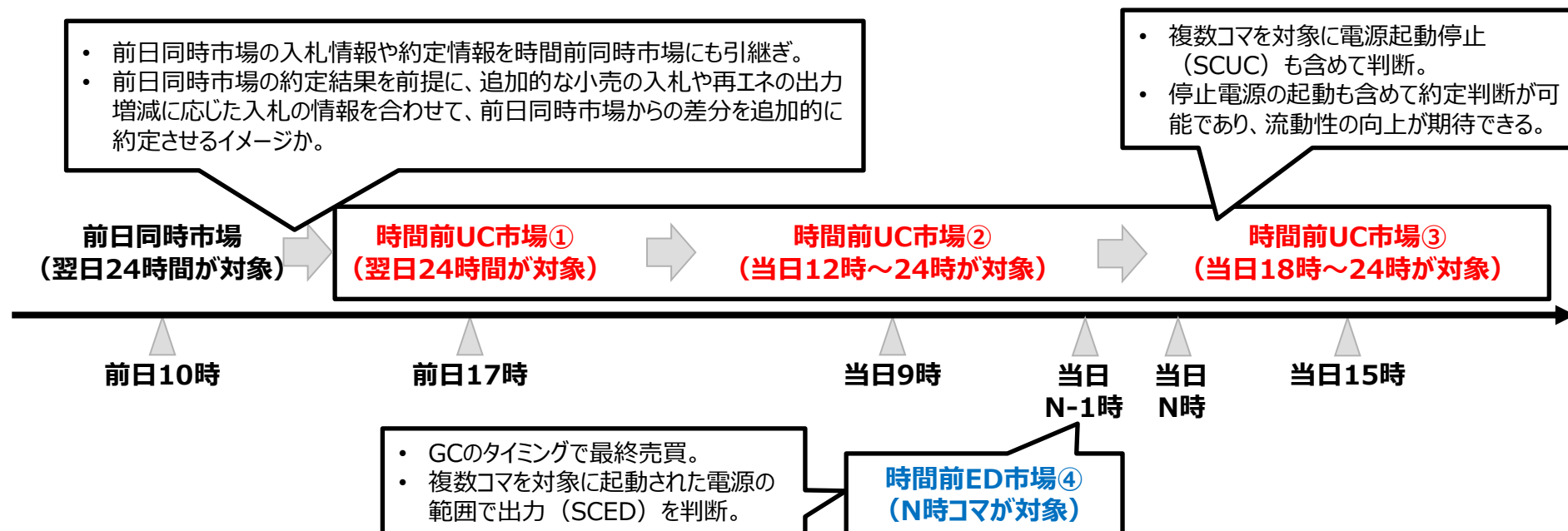


(参考) 時間前市場

「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) 時間前市場のニーズ

(参考)「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

3.6.1 時間前市場に求められること

各事業者において、時間前市場へのニーズとして、大きいと考えられるものは以下のとおりである。過去の勉強会の議論⁶⁸を踏まえると、特に再エネの出力変動に伴う調整のための売買に最も大きなニーズがあると考えられる。より具体的な売買例については「【参考2】時間前市場で想定される売買例」を参照されたい。

- 小売電気事業者：需要変動に応じたポジション調整のための売買
- 変動性再エネ事業者：再エネ変動に応じた売買
- 発電事業者（変動性再エネ以外）：電源脱落時等の買い、経済差し替えのための買い、前日同時市場で約定しなかった電源の売り

時間前同時市場における入札内容の変更

- 前日断面と時間前断面で電源の情報が大きく変更されることは基本的にはないため、原則としては、前日の入札情報を引き継ぐ形で時間前同時市場においても追加の約定処理を行うことが考えられる。
- 一方、例えば、発電事業者については、以下のような状況において、入札情報を変更したり、追加の入札を行うことが考えられる。
 - － 変動性再生電源の出力予測に合わせて、追加の売買を行う。（詳細は後述の3. ①を参照）
 - － 前日断面で約定したにもかかわらず、電源トラブルが発生し、出力減してしまう電源の埋め合わせのために、前日市場で約定しなかった他の余力がある電源を自己計画電源として入札（登録）しなおす。
 - － 前日で約定しなかった電源について、安い価格で入札しなおし、時間前同時市場での約定可能性を高める。
- 小売電気事業者についても、需要予測に応じて、追加の売買をしたり、前日で約定しなかった買い札の価格を見直し、高い価格で入札し直したりすることが考えられる。
- この際、例えば、米国においては、前日市場以降の売り札の情報変更については、一定の規律がかかっているため、こういった海外諸制度も参考にしつつ、時間前同時市場において、不正な取引が発生しないように、適切な取引規律の設計や監視を行うことが必要だと考えられる。

(参考) 前日同時市場後の自社電源の余力の活用

第7回同時市場の在り方等
に関する検討会（2024年3
月18日）資料3-1より抜粋

前日同時市場後の自社電源の余力の活用

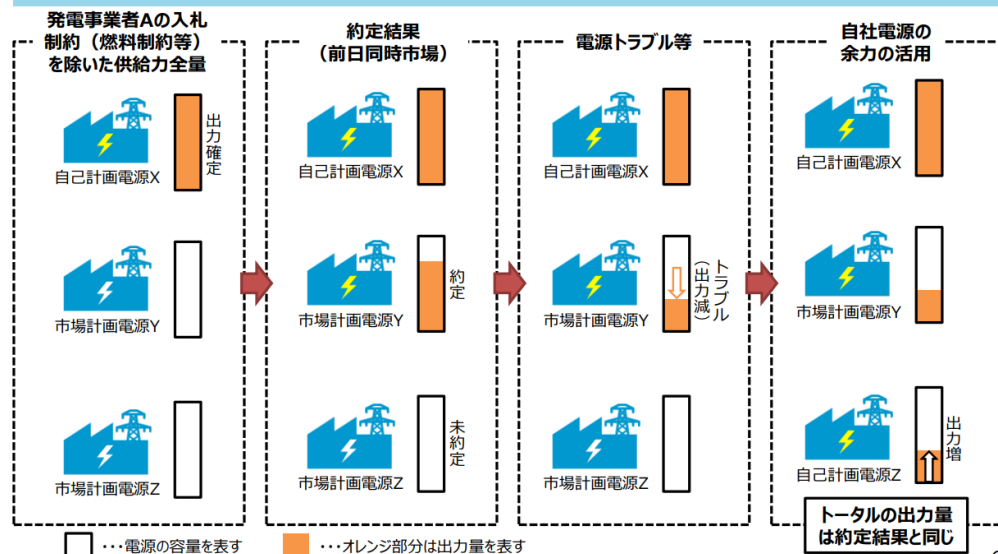
- 発電BGは、一般送配電事業者との契約上、GCにおいて、当該BGの計画発電量と実発電量とを一致させる義務を負っている。
- 前日同時市場における約定後に、電源脱落、出力低下等が発生した場合、発電BGは、埋め合わせのため、**時間前市場において買い入れをすることや、自社電源の余力**（前日同時市場で約定しなかった電源）を**追加起動・出力することが考えられる。**
- 後者の方法は、前日同時市場の約定結果と異なる電源運用を認めることとなるものの、発電BGの負担で行う限りにおいては、他の市場参加者のコスト増となるものではない。また、電源トラブル等の場合に発電BG内で対応可能との予見可能性を確保することにより、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思われる。
- 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。**

62

第7回同時市場の在り方等
に関する検討会（2024年3
月18日）資料3-1より抜粋

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）。



63

参考 | 前日市場でセルフスケジュールで入札した電源がリアルタイム市場で入札情報を変更する場合

MRI



- PJMでは、前日市場でリソースをセルフスケジュールとして登録していた場合、前日市場の約定結果の公開から前日14:15までのリアルタイム市場の入札期間中、起動方法をプールスケジュール(Economic)へ変更することはできない。
- その後、前日22:00以降から実運用65分前までセルフスケジュール電源のスケジュール調整が可能である。

前日市場～実運用65分前までの市場タイムライン

前日11:00	・ 前日市場の入札期間終了。すべての買い入札と売り入札はPJMに提出されなければならない。 ・ PJMは11:00時にDay-ahead market clearing softwareの実行を開始し、前日市場の1時間ごとの約定スケジュールと市場価格を決定。 ・ Fixed demand, price sensitive demand bid, demand reduction bid, Day-ahead Scheduling Reserveの目標調達量を満たす、発電機起動停止計画を策定し、エネルギーとリザーブの総コストは最小化される（一定の制限を受ける）。 ・ この起動停止計画分析は、PJMの外部の相対取引スケジュールや前日市場への外部リソースの売入札も含まれる。
前日13:30まで	・ 前日13:30までに、PJMはMarkets Gateway Systemに、前日市場の毎時間のスケジュールと市場価格の約定結果を掲載する。PJMは、これらの結果をダウンロード可能なファイル、Markets Gateway System、または専用の通信リンクを介して利用可能にする。
前日市場結果公開 ～前日14:15	・ PJMがリアルタイム市場の入札期間を開始する(rebid period)。 ・ 期間中、市場参加者は売入札を修正して提出することができる。 ・ ただし、市場参加者が前日市場でリソースをセルフスケジュールしていた場合、再入札期間中にユニットのステータスを“Economic”に変更することはできない。
前日14:15	・ リアルタイム市場の入札期間が終了。 ・ PJMは、Reliability Assessment and Commitment (RAC) Run(信頼度評価・起動停止計画実行) と呼ばれる第2の発電機起動停止計画の策定を行う。 ・ このリソースコミットメントには、更新された売入札、更新されたリソースの利用可能性(availability)情報、更新されたPJM需要予測情報と需要予測偏差が含まれる。 ・ この発電機起動停止計画の焦点は信頼度(reliability)であり、追加的に起動停止計画の対象とされる発電機の起動コスト(start-up cost)と最低出力コスト(no-load cost)を最小限に抑えることを目的としている
前日14:15～ 実運用日	・ PJMは、更新されたPJM需要予測と最新のリソース利用可能性情報に基づき、必要に応じて追加の発電機起動停止計画を策定することができる。 ・ PJMは、必要に応じて、特定の発電所有者に対して個別に更新された発電スケジュールを送信する。
前日18:30～ 実運用65分前	・ 前日18:30以降のReliability Assessment and Commitment (RAC) Run(信頼度評価・起動停止計画実行)完了後から実運用時間の65分前までに、修正された売入札がPJMに提出される可能性がある。 ・ 前日22:00以降、セルフスケジュールリソースはスケジュールを調整することができる。ただし、緊急時にはPJMがセルフスケジュールリソースをスケジュールし、ディスパッチする権利に従う必要がある。

1. 小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札
2. 時間前市場の設計、調整力の確保方法
- 3. 特殊な電源の取り扱い**
 - ①変動性再生電源**
 - ②DER
 - ③大規模揚水・蓄電池
4. 他制度・他市場への影響
5. 同時市場運営主体の役割

変動性再エネの分類と同時市場における論点

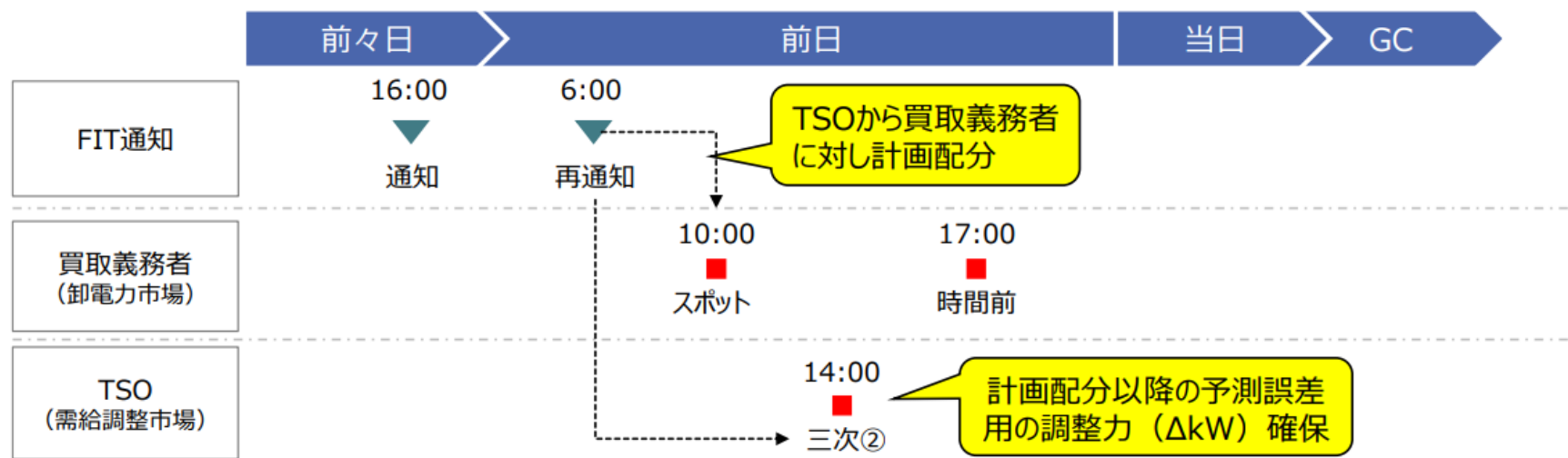
- 変動性再エネ電源にはFIT電源・FIP電源・非FIT電源が併存しており、これらは大きく、FIT特例①（小売（特例発電BG）がインバランス精算主体、インバンスリスクなし）と、FIT特例③（TSOがインバランス精算主体、スポット市場投入）、BGにインバンスリスクがあるFIT特例②（小売がインバランス精算主体、インバンスリスクあり）・FIP・非FIT（以下「FIP電源等」という。）に分類される。
- これらの電源について、BGサイドの入札行動やそれに伴う需給曲線の変化と、市場全体を見たときの予備力・調整力の確保の在り方の両面から議論する必要。
- 後者の予備力・調整力の在り方については、第3回検討会（2023年10月23日）においても一定程度議論を行ったところ。これも踏まえつつ、P.34以降にBGサイドの入札行動等も含めた上記の分類ごとの取引や約定のイメージを記載したので、御議論いただきたい。
 - － 特にFIT特例①③については、現行制度上は前日 6 時の通知から特例発電BGの発電計画（FIT特例①）やスポット市場への投入量（FIT特例③）を変動させないという運用になっているものの、予備力・調整力を柔軟に運用する観点からは、実需給が近づくにつれて精緻になる再エネ出力予測に応じて、FIT電源の発電予測量を変化させた方が良いという考え方もあり得る。一方、特にFIT特例①については、特例発電BGの発電計画の随時変更を求める形とすると、小売電気事業者のインバンスリスクとなるとという問題が生じる。実需給が近づくにつれて精緻になるFIT電源の発電予測量・発電量と元の特例発電BGの発電計画とが乖離し、市場の約定量や価格に影響を与え得ることについて、どう考えるか。
- なお、本論点については、時間前同時市場を前提に作成しており、時間前市場がザラバ市場（現行制度と同様の市場）の場合は、基本的には現行の運用を継続するということが考えられる。

【FIT電源①③】制度の概要（同時同量達成義務）

12

- 通常であれば、発電事業者が発電（GC時の同時同量）計画を策定するところ、FIT電源①③を保有する事業者に関しては、発電事業者自身で計画策定することなく、買取義務者（FIT特例①であれば小売電気事業者。FIT特例③であればTSO。）が代行で計画策定することになっている。
- また、FIT特例①では、買取義務者（小売電気事業者）についても、FIT発電量の計画配分に対し、それ以降の当該FIT電源の変動に関する同時同量達成義務は免除され、FIT特例③では、買取義務者（TSO）が卸電力市場を通じた売電を行う。
- FIT発電量の計画配分については、TSOから買取義務者に対し前日6時頃に行われており、これは取引量の多い前日スポット市場で確実に売電すべく、前日スポット市場の締切（10時）を踏まえて設定※されている。
- また、計画配分以降の下振れ（予測誤差）に備え、TSOは前日需給調整市場で、三次調整力②として ΔkW を調達しており、この締切時間（14時）については、再通知時間および調整力提供者の応札準備時間を踏まえて設定されている。

※ 制度設計当時、時間前市場の取引量は十分でなく、計画上振れ時の売電（あるいは下振れ時の買電）が上手く行かない際の混乱が懸念された。



(参考) 第3回検討会の意見概要 (変動性再エネの取り扱い)

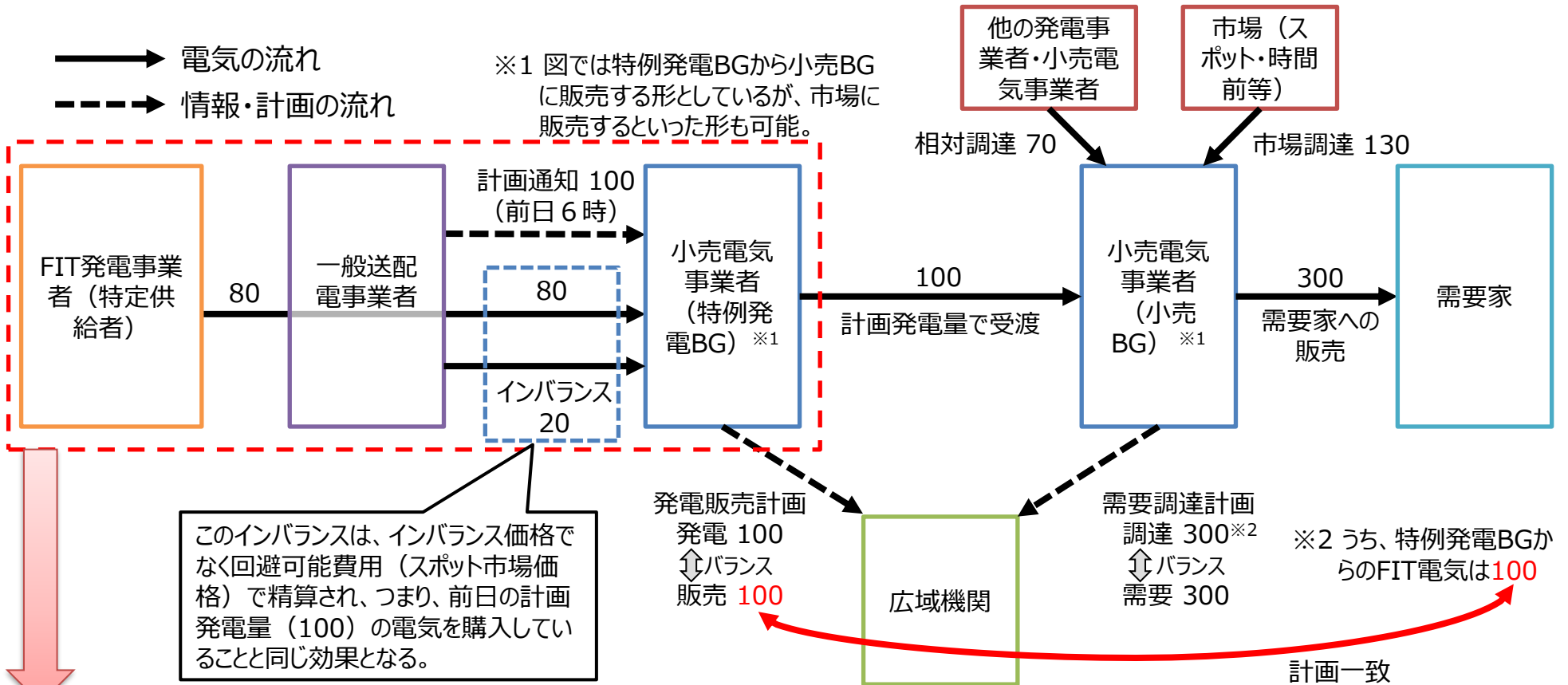
委員・オブザーバーからの意見 (概要)

変動性再エネの取 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かと。(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踏まえて、議論する必要。(エナジープール)
- 変動性再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)

現行のFIT特例①の計画提出実務と同時市場における論点のイメージ

- 現行のFIT特例①における計画提出実務のイメージについては下図のとおり。なお、FIT特例③については、図の左部について、FIT発電事業者から一般送配電事業者に電気が渡り、スポット市場に投入されるといったシンプルな形となる。



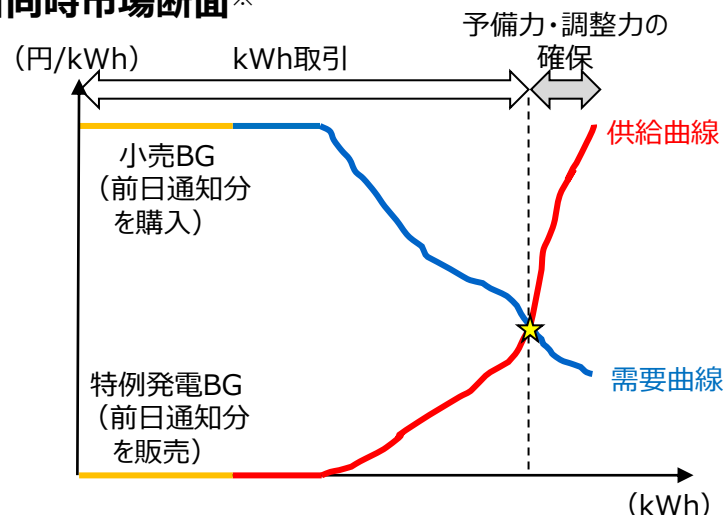
問題意識

時間前同時市場のSCUC・SCEDにおいて、実需給に向けて改善する出力予測に応じて、FIT電源の発電量を都度見直せると、より効率的に市場取引できるようにも思えるものの、特例発電BG（ひいては電気の受け渡し先の小売BG）にインバランスリスクが生じるという問題が発生する。

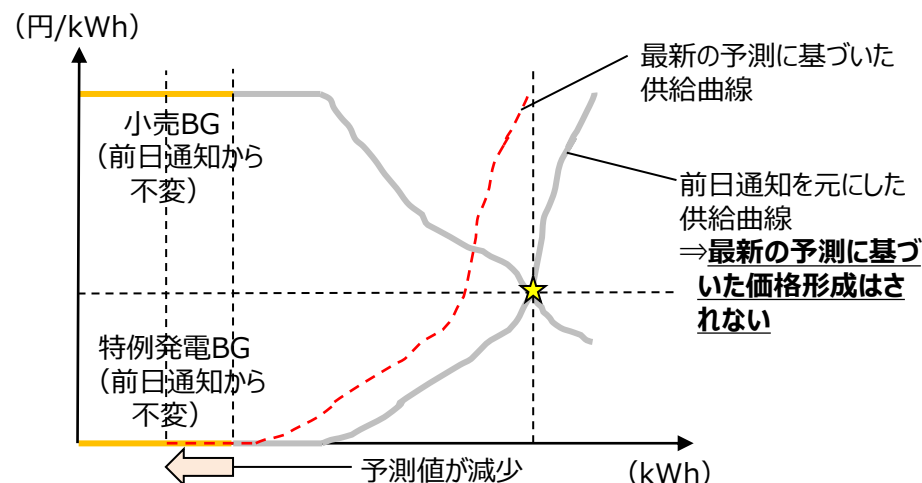
FIT特例①（小売がインバランス精算主体、インバンスリスクなし）の論点

- 現行制度と同様、小売買取分は前日のFIT通知のまま動かさない場合（インバンスリスクなし）、市場取引（価格・量）として、FIT電源の誤差分が反映されないことについてどう考えるか。

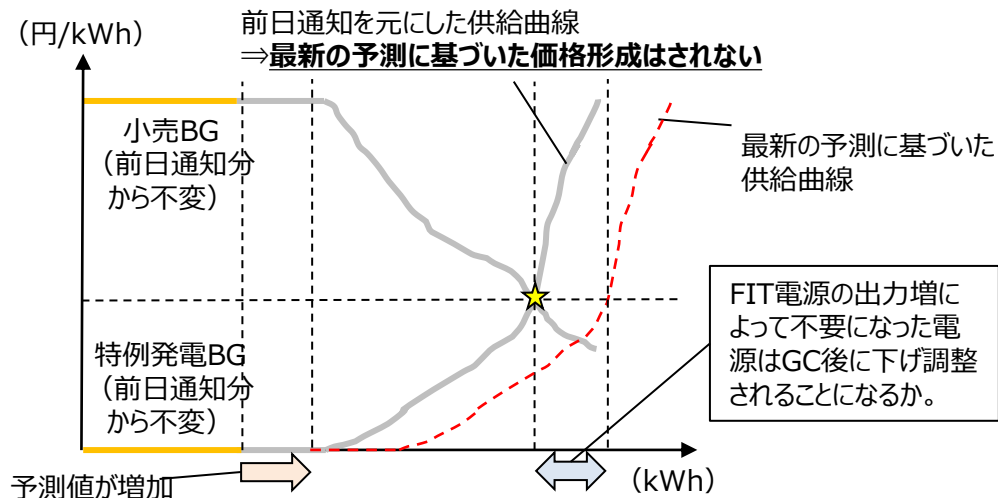
前日同時市場断面※



時間前同時市場断面（FIT再予測・出力減パターン）



時間前同時市場断面（FIT再予測・出力増パターン）



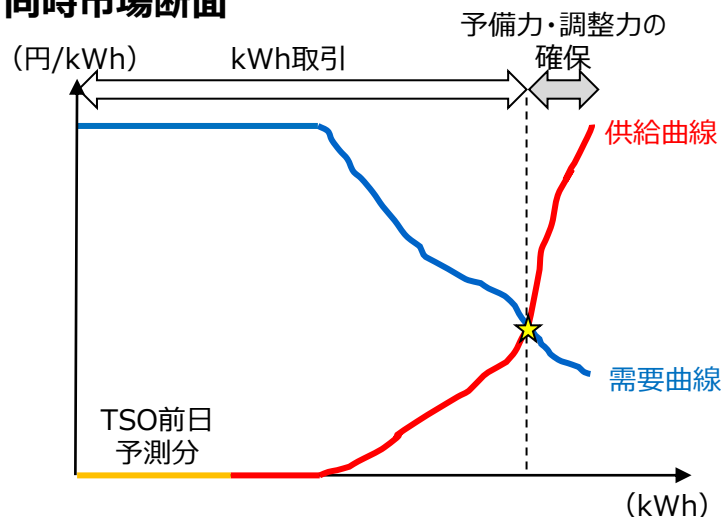
予測値が減少した分は、予備力・調整力（図の灰色⇔）で対応することになる。
⇒ただし、需要誤差の対応分や電源脱落対応分等、**他の予備力・調整力と一体的に運用することによって、現行の三次調整力②（FIT外れ対応に特化）に比して、より効率的な予備力・調整力の運用は可能となるか。**

※（左上の図の※印）この図は、小売電気事業者がFIT特例①の発電前日通知分を当該小売電気事業者の需要に全て充てることを前提に記載。当該通知分が当該小売電気事業者の需要を上回る場合には、当該小売電気事業者は上回った分を市場に売り入れをする（供給曲線が右に伸びる）といった行動を行うことが想定される。

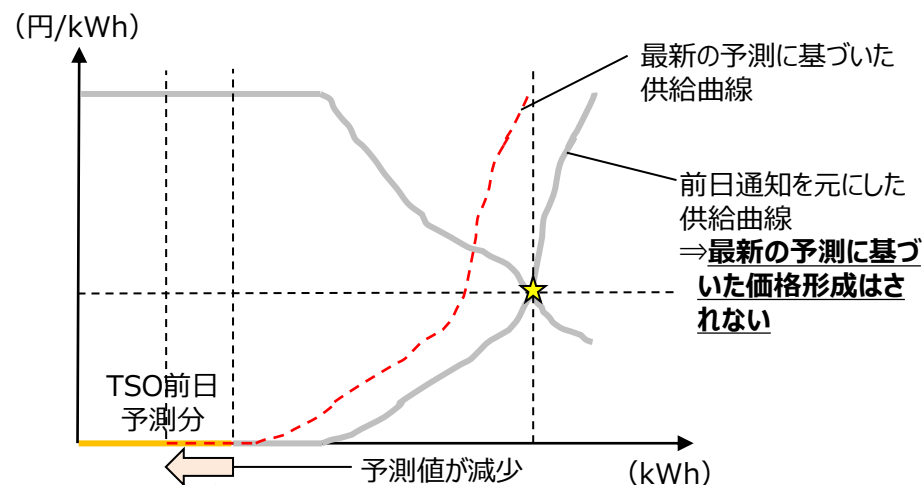
FIT特例③（TSOがインバランス精算主体）の論点

- 買い札が前日通知で固定されないことを除けば、基本的に前ページと同じ需給曲線のイメージでとなる。
市場取引（価格・量）として、FIT電源の誤差分が反映されないことについてどう考えるか。

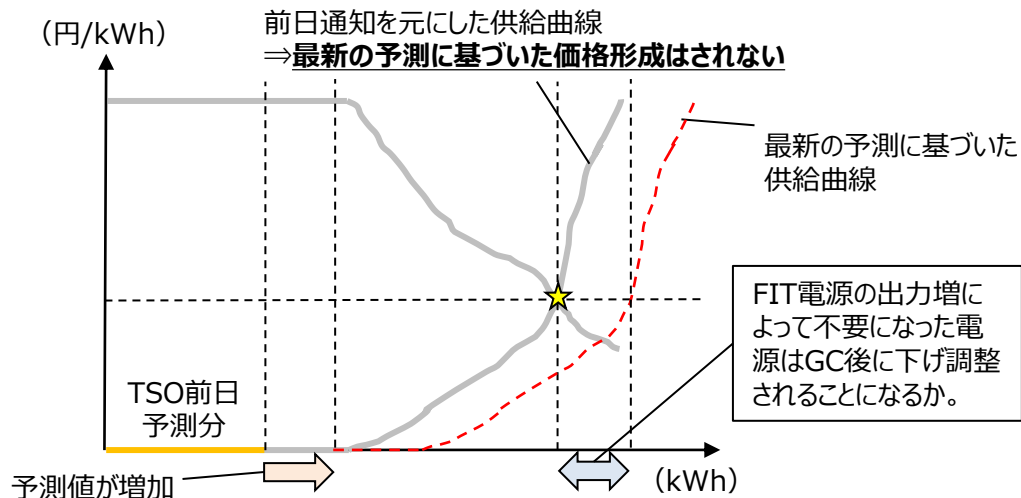
前日同時市場断面



時間前同時市場断面（FIT再予測・出力減パターン）



時間前同時市場断面（FIT再予測・出力増パターン）



予測値が減少した分は、予備力・調整力（図の灰色⇔）で対応することになる。
⇒ただし、需要誤差の対応分や電源脱落対応分等、**他の予備力・調整力と一体的に運用することによって、現行の三次調整力②（FIT外れ対応に特化）に比して、より効率的な予備力・調整力の運用は可能となるか。**

(参考) FIT電源①③と予備力・調整力

第3回同時市場の在り方等
に関する検討会（2023年
10月23日）資料4より抜粋

【FIT電源①③】同時市場における取り扱い（1 / 2）

18

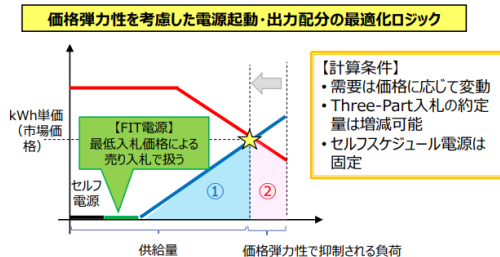
第3回同時市場の在り方等
に関する検討会（2023年
10月23日）資料4より抜粋

【FIT電源①③】同時市場における取り扱い（2 / 2）

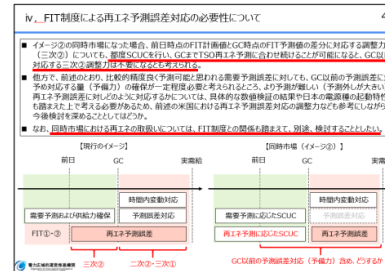
22

- 前回の本検討会資料3において、時間前市場の設計と調整力確保のタイミングについて、2つのイメージ（「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」を以下「イメージ①」、「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」を以下「イメージ②」という。）を提示したところ。
- どちらのイメージにしても、FIT制度における同時同量達成義務やインバランスリスクが現行制度と同じと仮定するのであれば、FIT電源①③（買取義務者による買取分）の前日同時市場における取り扱い自体は、現行と大きく変わらないと考えられる。具体的には、TSO予測に基づく計画配分値について前日同時市場を通じて取引する場合は、限界費用のみの最低入札価格（現行0.01円/kWh）で売り入札することになるため、同時市場（SCUCロジック）においても、成行約定に近い※通常の電源と同じように取り扱うことになると考えられる。
- 一方で、時間前断面でどのような取り扱いをすべきかについては、時間前市場の仕組み等によっても変わり得るため、それらと合わせて検討を進めていく必要がある。

※ 最低入札価格である0.01円/kWhで入札したとしても、同価格の売札量が買札量を上回った場合、約定はプロラタ按分となり売れ残りが発生する（エリアプライス0.01円/kWhの時、発生している事象）



- また、調整力の取扱いについて、イメージ①の場合、前日同時市場において、その時のFIT電源①③の再エネ予測誤差に応じたΔkW（EDC）を確保することが考えられる。この際、前日同時市場においては、他の用途のΔkW（EDC）やkWhと同時に調達することも可能であるため、全体の電源の起動量や出力余力を見て、調達量を決定することができれば、現行の三次調整力②と全く同じ考え方でΔkW（EDC）を調達する必要は必ずしもない。
- 加えて、前日同時市場のタイミングから実需給に向けて、TSOの再エネ予測にに合わせて、都度SCUCを行うといったやり方も考えられる。この場合、前日段階で予測した再エネ出力からの変動対応のため三次調整力②（調整力）を固定的に確保するやり方ではなく、予備力を一定確保しつつ、時々刻々と変動する再エネ予測誤差に対して、より効率的に全体の電源の運用を行うことも考えられる。
- このやり方について、イメージ①のザラバ中心の市場で調整することも考えられるが、イメージ②の時間前同時市場における追加的なSCUC・SCED（入札・約定情報を引き継ぎ、実需給に向けて都度繰り返す）により対応することで、より効率的に運用できる可能性もある。いずれにしても当該論点については、「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」において、深堀り検討を進め、適切なタイミングで本検討会にフィードバックしたい。



出所) 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6より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/douji_shou_kento/pdf/002_06_00.pdf

FIP電源等

- 第3回検討会（2023年10月23日）においては、需要家主導型（コーポレートPPA）等、新たな再エネの調達手段にも触れつつ、同時市場におけるFIP電源等の入札方法としてはいくつか方法があることを示した。また、第7回検討会（2024年3月18日）においては、自己計画電源を選択した場合の入札方法についても方向性が議論されたところ。これらを合わせると、FIP電源等の入札方法については以下のような形が考えられるか。

「発電量を市場約定の結果に委ねる」といっても、約定結果としては、基本的には「全量約定する※」か、「約定しない」かの2択となる。
※市場価格が0.01円/kWhの場合、プロラタ約定となることには留意。

	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
市場計画可能領域として入札する変動性再エネ電源	<市場約定> 自社の出力予測量 + 価格（限界費用（例:0.01円/kWh））	
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）として入札する変動性再エネ電源	<市場約定> 自社の出力予測量のみ入札	（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> 自社の出力予測量を入札
		（２）相対契約が紐づいている場合 <市場外> 自社の出力予測量を登録

FIP電源等（続き）

- その上で、FIP電源等は前日同時市場での約定量から時間前同時市場・実需給の断面で天候に左右され変動することが想定される。
- 出力増する場合は、パワーコンディショナーで出力を制御する（前日の約定量を維持する）、増加分を時間前市場で売り入札する、増加した分だけ自社の他の電源の出力を下げる（※）などの方法を使い、バランスを取ることが考えられるか。
- 逆に出力減する場合は、減少分を埋め合わせるために時間前市場で買い入札する、減少した分だけ自社の他の電源の余力を活用し埋め合わせをする（※）などの方法を使い、バランスを取ることが考えられるか。

（※）第7回検討会（2024年3月18日）資料3-1の「前日同時市場後の自社電源の余力の活用」の論点と同様に系統全体の電源バランスが変わるので、混雑が発生するなど、安定供給上問題が生じ得、この問題を解決するための技術的な検討が必要。

- BGによる同時同量が前提であるが、最終的にバランスがとり切れなかったものは、インバランスとして、実需給でTSOが調整することになる。また、第3回検討会（2023年10月23日）で提示した通り、この誤差分については、同時市場で需要誤差の対応分や電源脱落対応分等、他の予備力・調整力と一体的に運用することによって、より安定的・効率的な運用を目指すことが肝要ではないか。

(参考) 新たな再エネの調達手法の増加と同時市場での取引との関係

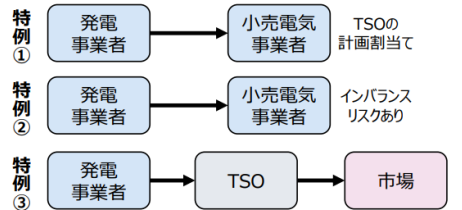
第3回同時市場の在り方等
に関する検討会（2023年
10月23日）資料4より抜粋

新たな再エネの調達手法の増加

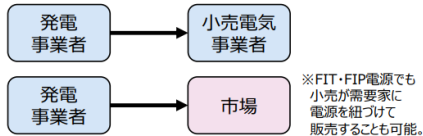
29

- 脱炭素化に対する世界的な取り組みが加速化するなか、我が国においても再エネ電源の導入拡大が求められており、再エネ電源への投資やその電源からの電力調達に関する手法も多様化している。具体的には、従来のFIT電源やFIP電源に加え、需要家主導型で、発電事業者・小売電気事業者が長期の電力購入契約を結ぶ電力取引形態（コーポレートPPA）について注目が集まりつつある。
- 同時市場の導入後において、それぞれの取引形態に関して、各事業者間の契約がどのように変化するのか、また、発電事業者や小売電気事業者が、市場に対してどのような入札を行うかなどを丁寧に整理することが必要。

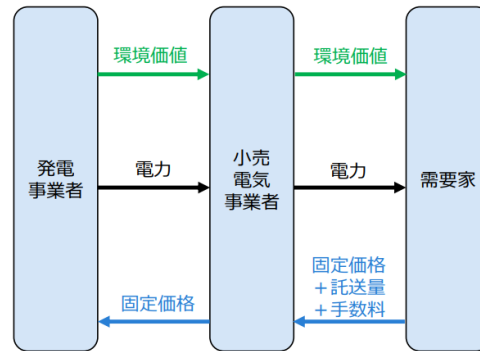
【FIT電源】



【FIP電源】



【需要家主導型（コーポレートPPA）（一例）】

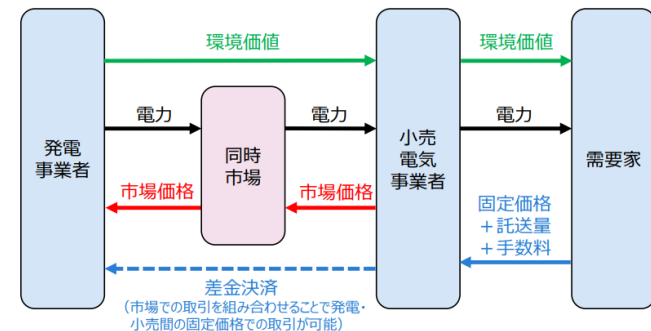


第3回同時市場の在り方等
に関する検討会（2023年
10月23日）資料4より抜粋

発電事業者・小売電気事業者間の取引と市場との関係

30

- 前ページ左下の例のように発電事業者が市場に売り入札を行う形の場合については、同時市場における入札方法（発電量を市場約定の結果に委ねるか、自社で確定させたいか）や、入札量の設定の方法（次ページで詳細を記載）は、変動性再エネ電源以外の電源の入札の方法との関係も考慮しつつ、整理が必要。
- また、前ページ右下のコーポレートPPAの例のように、発電事業者と小売電気事業者で事前に相対契約を締結している場合について、同時市場への入札を必須とするか（次ページの選択肢①又は②）否か（次ページの選択肢③）は、今後の同時市場の設計次第と考えられる。仮に、同時市場への入札を必要とした場合には、下図のとおり、取引のプロセスに変化が生じる。この場合について、発電事業者が同時市場に対して、どのような入札の方法（発電量を市場約定の結果に委ねるか、自社で確定させたいか）や入札量の設定の方法（次ページで詳細を記載）を行うか、整理が必要。



(参考) 変動性再エネ電源の同時市場への入札量の設定の方法

第3回同時市場の在り方等に関する検討会
(2023年10月23日) 資料4より抜粋

変動性再エネ電源の同時市場への入札量の設定の方法

31

- 変動性再エネ電源の出力量を同時市場に入札又は登録する場合、その量の設定方法については、いくつかやり方が考えられる。
- FIP電源等について、変動性再エネ電源の自立化の観点からは、基本的には、発電事業者（もしくは相対契約を締結している小売電気事業者）が自社で発電量を予測した上で、予測した出力量を市場に入札又は登録することが考えられるか。また、その場合の入札内容については下表のように考えられるか。

作業部会における入札に関する選択肢の整理

		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い電源	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	

変動性再エネ電源に当てはめた場合

		選択肢①	選択肢②	選択肢③
発電量を市場約定の結果に委ねる変動性再エネ電源		<市場約定> 自社の出力予測量 + 価格（限界費用（例:0.01円/kWh））		
発電量を自社で確定させたい変動性再エネ電源		<市場約定> 自社の出力予測量のみ入札	<市場約定> 自社の出力予測量 + 価格（低価格）	<市場外> 自社の出力予測量を登録

「発電量を市場約定の結果に委ねる」といっても、約定結果としては、基本的には「全量約定する※」か、「約定しない」かの2択となる。
※市場価格が0.01円/kWhの場合、プロラタ約定となることには留意。

(参考) 自己計画電源を選択した場合の入札方法

第7回同時市場の在り方等に関する検討会
(2024年3月18日) 資料3-1より抜粋

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。
			(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。

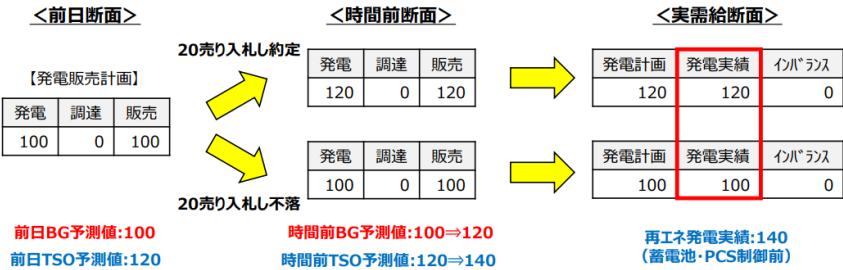
(参考) FIP電源等と予備力・調整力

第3回同時市場の在り方等
に関する検討会（2023年
10月23日）資料4より抜粋

【FIP電源等】再エネ上振れ時の同時市場における取り扱い 24

- ここでは簡単のために、FIP電源等は市場を通じて取引するケースを想定する（相対取引時にどのように取扱うか、次章の論点も含めて、検討が必要。）。
- まず前日同時市場において、FIP電源等は収益最大化のため（発電量に応じたプレミアムを得るため）、その時点の再エネ予測値（以下「前日BG予測値」という。）を0円に近い費用で入札^{※1}し、全量約定する^{※2}と考えられる。
- その後、時間前断面における再エネ予測値（以下「時間前BG予測値」という。）が上振れした場合には、販売先を探すべく時間前市場に売り入札を行い、約定すれば発電計画の書き換え、不発となれば発電計画はそのまま、実需給断面においては「単独型」「併設型」ともに、上振れ抑制を実施^{※3}することで、発電計画通りに発電される。
- 上記について、仮にTSO予測値が、前日BG予測値・時間前BG予測値を上回っていたとしても、基本は発電実績に反映されることはないため、同時市場における供給力（kWh）計上はBG計画を所与とすることが望ましいか。

※1 市場に入札するだけでなく、蓄電池等に蓄電することで、より市場価格の高いタイミングでの売電を試みる場合もある。
※2 系統余剰時には、最低価格の売り入札で買い入札量を上回るため、按分（プロラタ）約定となる場合もある。
※3 合わせてインバランスを出さない適切なインセンティブ設計となっていることが重要。

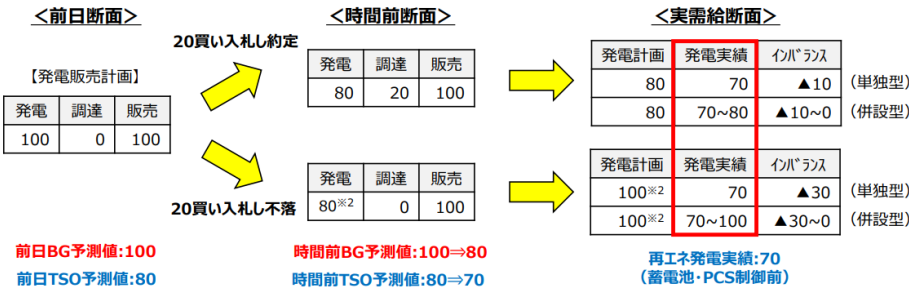


第3回同時市場の在り方等
に関する検討会（2023年
10月23日）資料4より抜粋

【FIP電源等】再エネ下振れ時の同時市場における取り扱い 26

- 続いて、前日同時市場において前日BG予測値が全量約定した後に、時間前断面において、時間前BG予測値が下振れした場合について検討する。
 - この時、調達先を探すべく時間前市場に買い入札^{※1}を行い、発電計画の書き換えを行った上で（約定時は、調達計画も書き換え）、実需給断面において、「単独型」であれば成行の発電実績を、「併設型」であれば蓄電池放電により一定程度（可能な範囲で）発電計画通りに発電される。
- 上記について、仮にTSO予測値が、前日BG予測値・時間前BG予測値を下回っていた場合、そのまま発電実績に反映されるケースも存在するため、同時市場における供給力（kWh）計上はBG計画を所与とした上で、これらの下振れリスクに対応するための予備力・調整力を一定程度確保する等の対応が必要になると考えられるか。

※1 時間前断面の前に蓄電池等の放電を決定することで、市場で追加調達（買い入札）しない場合もある。



※2 広域機関システム上、計画不一致でも受付するが、適切なインバランス算定のために、広域機関側にて書き換える（発電計画は販売計画に合わせる）仕様となっている。

(参考) 前日同時市場後の自社電源の余力の活用 (再掲)

第7回同時市場の在り方等
に関する検討会 (2024年3
月18日) 資料3-1より抜粋

前日同時市場後の自社電源の余力の活用

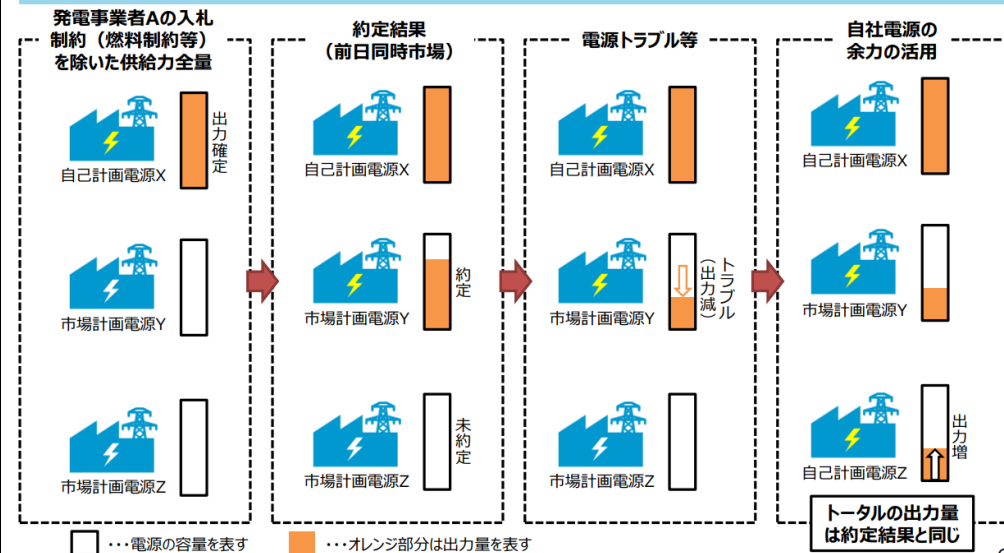
- 発電BGは、一般送配電事業者との契約上、GCにおいて、当該BGの計画発電量と実発電量とを一致させる義務を負っている。
- 前日同時市場における約定後に、電源脱落、出力低下等が発生した場合、発電BGは、埋め合わせのため、時間前市場において買い入れをすることや、自社電源の余力 (前日同時市場で約定しなかった電源) を追加起動・出力することが考えられる。
- 後者の方法は、前日同時市場の約定結果と異なる電源運用を認めることとなるものの、発電BGの負担で行う限りにおいては、他の市場参加者のコスト増となるものではない。また、電源トラブル等の場合に発電BG内で対応可能との予見可能性を確保することにより、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思われる。
- 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。

62

第7回同時市場の在り方等
に関する検討会 (2024年3
月18日) 資料3-1より抜粋

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)。



63

1. 小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札
2. 時間前市場の設計、調整力の確保方法
3. **特殊な電源の取り扱い**
 - ① 変動性再生電源
 - ② **DER**
 - ③ 大規模揚水・蓄電池
4. 他制度・他市場への影響
5. 同時市場運営主体の役割

DERの取り扱い

- これまで主に従来型の大規模電源（火力発電等）を想定して、議論を行ってきたものの、将来の電力市場においては、小規模な電源や需要側リソース（変動性再エネ、蓄電池、DR等を想定。以下「DER」（Distributed Energy Resources、分散型エネルギー源）という。）が増加することが想定される。DERについては、その名のとおり、小規模なリソースが広範囲に分散して存在しており、市場に参加するにあたっては複数のリソースを組合わせて（アグリゲーション）、入札されることが想定される。従来型の大規模電源とは、小規模である点や分散している点、系統接続の電圧階級が様々存在している点等で異なる性質を有していると考えられ、**DERについても、同時市場における取り扱い（入札方法・規律、約定ロジック（SCUC・SCED）上の取り扱い等）を議論する必要があると考えられる。**
- 本検討会においては、関連する論点として、DR（需要側リソース）の取り扱いについて、第3回（2023年10月23日、エナジープールジャパン株式会社）や第5回（2023年12月27日、事務局から資料提示）でも、一部議論を行った。DRの取引形態としては、**同時市場において売買を行う「市場向けDR（Explicit DR）」とBG内やBehind-the-meter（BTM）で取引が閉じる「市場外DR（Implicit DR）」**があると整理するとともに、以下のような論点について議論したところ。

＜市場向けDR（Explicit DR）＞

- － DRの入札情報（売り入札・買い入札・ ΔkW ）、価格規律（プライスベースの可否）
- － DRの入札方法（売り・買い）に応じた約定ロジック（SCUC・SCED）の取り扱い
- － kWh取引と ΔkW 取引におけるDRのベースラインの取り扱い
- － DRのアグリゲーションの規律（最低入札量の在り方等）

＜市場外DR（Implicit DR）＞

- － 市場取引に促す環境整備、需給ひっ迫時等の情報提供の在り方等

DERの取り扱い（続き）

- DRのみならず、変動性再エネや（発電側リソースとしての）蓄電池なども含めた**DER全体という観点からも、第3回や第5回検討会で議論したDRの論点と同じように、入札やアグリゲーションの方法・規律等について、引き続き議論を行うことが重要と考えられる。**
- この点、DERの入札については、諸外国においても、どのような入札規律を設けるか等の議論が進んでいるところ。例えば、米国のFERC（Federal Energy Regulatory Commission、米国連邦エネルギー規制委員会）のOrder No.2222（※）では、DERの電力市場への参入促進について議論がなされている。FERCにおいては、DERの例として、蓄電池システムや屋根置き太陽光、スマートサーモスタットのような電力利用を削減できる商品、EVなど様々な例を挙げている。
（※）参照：FERC HP（<https://www.ferc.gov/ferc-order-no-2222-explainer-facilitating-participation-electricity-markets-distributed-energy>）[2024年5月8日アクセス]

FERCにおけるDERの例（上記HPより抜粋）



- FERCは各RTO/ISOに対して、市場参加の障壁を取り除くように要求しており、具体的には、より低い最小入札容量要件を設定することや、混雑管理のため地理的な入札単位などが論点。
- 我が国においても、**DERの市場参入の促進と計算時間等の技術的な要件のバランスを考えつつ、諸外国の事例も踏まえ、同時市場におけるDERの各種規律等の議論を行っていくことが重要であると考えられる。**

(参考) 同時市場でのDRの取り扱いにおける論点

第5回同時市場の在り方等
に関する検討会（2023年
12月27日）資料5より抜粋

同時市場でのDRの取り扱いにおける論点

19

- 作業部会での事業者からの提案内容等も踏まえ、DRの取引形態（市場向けDR・市場外DR）毎に論点整理し、次ページ以降で具体的な検討を行った。

DRの取引形態		項目	論点
市場向けDR (Explicit DR)	kWh取引 ΔkW取引	入札情報	【論点①-1】 DRのkWh市場への入札情報は何か必要か 【論点①-2】 DRのΔkW市場への入札情報は何か必要か 【論点①-3】 kWh市場かΔkW市場か入札指定可能な仕組みとするか
		価格規律	【論点②】 DRにプライスベースでの入札を認めるか
		入札の扱い	【論点③】 下げDR・上げDRの買い入札・売り入札の扱い
		その他	【論点④】 同時市場におけるベースラインはどのように設定するか 【論点⑤】 同時市場においてアグリゲーションをどのように扱うか
市場外DR (Implicit DR)	インバランス調整 (同時同量達成)	把握の 必要性	【論点⑥】 TSOから把握できないDRをどのように扱うか

PJM・CAISOにおける最小入札容量・最小取引単位



- PJMの最小入札容量要件は通常の発電機・DERともに100kW以上と設定されている。
- CAISOの最小入札容量要件は、通常の発電機は500kW以上、DERは市場参加モデルや参加する市場に応じて100kW以上・500kW以上のいずれかと設定されている。
- PJMの最小取引単位は100kW、CAISOの最小取引単位は10kWと設定されている。

PJMにおける最小入札容量要件

市場参加モデル	通常の発電機	Curtailment Service Provider (CSP)	DER Aggregator (DERA) (2026年スタート予定)	Energy Storage Resource (ESR)
リソース種	・ DER以外の電源	・ 需要削減	・ DER ・ 需要削減	・ 蓄電リソース (FOM、BTMいずれも含む)
容量	・ 100kW以上 (エネルギー市場、容量市場、アンシラリーサービス市場)	・ 100kW以上 (エネルギー市場、容量市場、アンシラリーサービス市場)	・ 100kW以上 (エネルギー市場、容量市場、アンシラリーサービス市場)	・ 100kW以上 (エネルギー市場、容量市場、アンシラリーサービス市場)

PJM・CAISOにおける最小取引単位

市場	最小取引単位
PJM	・ 100kW
CAISO	・ 10kW

CAISOにおける最小入札容量要件

市場参加モデル	通常の発電機	デマンドレスポンス (PDR、PDR-LSR、RDRR)	DERプロバイダー (DERP)	非発電リソース (NGR)
リソース種	・ DER以外の電源	・ 需要削減	・ DER	・ 蓄電リソース
容量	・ 500kW以上	・ 100kW以上 (エネルギー市場) ・ 500kW以上 (アンシラリーサービス市場)	・ 500kW以上	・ 100kW以上

出所) PJM, "PJM Manual 11 (revision 12.7)", "PJM tariff". CAISO, "CAISO Fifth Replacement FERC Electric Tariff Section 4", "Proxy Demand Resource (PDR) & Reliability Demand Response Resource (RDRR) Participation Overview" 等より三菱総合研究所作成

(参考) 本検討会におけるDRに関する意見概要 (抜粋)

○第3回検討会 (2023年10月23日)

- ・ 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市場に出し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。

○第5回検討会 (2023年12月27日)

- ・ 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、ΔkW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ΔkW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、ΔkW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。(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のが原則か。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。(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。(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ΔkW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。また、DRリソースは負荷だと考え議論することが多いが、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、幅広な議論をしたい。(エナジープール)

(参考) 米国PJMにおけるDRの入札

- 米国PJMにおいては、エネルギー市場（kWh市場）の入札情報ではあるが、火力等の電源の入札情報と概ね同様であり、Incremental Cost（限界費用カーブ）やShutdown Cost（入札単位としては起動費と同じであり、1回発動するときに係るコスト）が入札されている。

DRにおける入札項目は発電側の入札情報と概ね同様であり、Incremental CostやShutdown Costの他、最小停止時間等の制約条件に関する項目等がある

第2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10月4日）参考資料5より抜粋

エネルギー市場におけるDRの主な入札情報^{*1,2}

米国(PJM)



入札項目	概要
<u>Incremental Cost (\$/MWh)</u>	■ 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^{*3} (\$)</u>	■ 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 (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} 出所：PJM、PJM Markets Gateway User Guide、2022年2月、p.143~150、<https://www.pjm.com/~media/etools/markets-gateway/markets-gateway-user-guide.ashx>

^{*2} 出所：PJM、Manual 11、2022年3月、p.153~158、<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx>

^{*3} 出所：PJM、Shutdown Costs for Demand Response Resources、2012年8月、p.2、<https://www.pjm.com/~media/committees-groups/subcommittees/cds/20120813/20120813-item-03b-shut-down-costs.ashx>

1. 小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札
2. 時間前市場の設計、調整力の確保方法
3. **特殊な電源の取り扱い**
 - ①変動性再生電源
 - ②DER
 - ③**大規模揚水・蓄電池**
4. 他制度・他市場への影響
5. 同時市場運営主体の役割

大規模揚水・蓄電池の取り扱い

- 作業部会の取りまとめ（2023年4月25日）においては、大規模な揚水や系統用蓄電池（以下「揚水等」という。）については、**発電事業者が、①他の電源と同じように市場に入札を行い、自ら池全体の水位（充電量）を運用すること、②同時市場に運用を任せることを任意に選択できること**とすることが考えられる、としていたところ（※）。

（※）米国PJMにおいても、発電事業者が自ら価格等の情報を入札し、市場で約定する方法だけでなく、発電機の機器特性（貯水量制約や揚水効率等）を踏まえて最適計画を作成する方法（PJM Pumped Hydro OPTIMIZER）もある。

- 一方、以下の環境変化を踏まえると、**大規模揚水や大規模蓄電池といった技術的に系統運用者から指示が可能な電源**（つまり、先述のDERのような、1つ1つの電源単位で約定計算（起動停止・出力配分）を行うことが計算の収束等の観点から難しいリソースではない、大規模な電源のこと。）**については、むしろ積極的に同時市場において運用すること（上記における②）を追求した方がいいのではないか**。この際、揚水等の保有主体は発電事業者であることを踏まえると、**揚水等を市場で運用することに対する適切な対価性も必要か**。例えば、**一定期間市場運営者等に対して容量を供出する契約（市場で運用する契約）を締結し、市場運用に対する対価を別途支払う仕組み等を検討することも考えられるのではないか**（参考となる前例：電源Ⅰ契約）。
- － 現行の需給調整市場においては、揚水の入札が不調であり、一つの改善方策として、公募調達実施の検討について提起されていること。
- － 今後、変動性再エネがさらに拡大した環境下では、発電事業者の予見性は更に低下する可能性があり、また、市場運用者・系統運用者にとっては、更に柔軟な需給・系統運用が求められること。
- － 検証Aにおいては、基本ロジックにおいて、揚水等も含めた計算に一定程度成功していること（計算精度を高めるためには今後も研究開発が必要。週間運用についても計算の工夫を実施し、検証中。）。

(参考) 揚水・蓄電池に関する作業部会における取りまとめ

(参考)「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

3.5.3 揚水・蓄電池の取り扱い

揚水発電について、2024年度以降（注釈67）は発電事業者が池全体の水位の運用を行うこととされている（ただし、再エネの出力抑制回避や需給ひっ迫時の周波数維持のために、一時的にTSOが運用することも認められている。）。

2024年度以降の運用に合わせるのであれば、発電事業者が他の電源と同様に、市場への入札等（Three-Part 情報（価格）での入札や、第3.7.3項の表18に記載の発電量を自社で確定させたい電源のうち長期固定電源等以外に記載の入札。）を行い、池全体の水位を運用し、その上で、再エネ出力抑制の回避や需給ひっ迫時の周波数維持のために、一時的に TSO が運用することを認める形が考えられる。

または、前項の通り、1週間先までの需給バランスを見て電源の起動停止判断を行う（SCUCを1週間の期間で回す）ことを前提とすれば、発電事業者が入札したThree-Part情報等を踏まえて、揚水や蓄電池もこのSCUCに合わせて、1週間での効率的な運用をする形も考えられるか。具体的には、週間のSCUCの中で、最適なポンプ（蓄電）と発電のタイミングを計算し、それらの量を決定し、それに基づき前日同時市場における約定処理をすることが考えられる。

いずれとするかについては、発電事業者が任意に選択できることとすることが考えられる。

また、系統用の蓄電池については、需要（DR）とアグリゲートをしない場合は、揚水と同様に考えることが適切といえる。

（注釈67）2023年度以前は、揚水発電の運用をTSOが行うエリアと調整力提供者が行うエリアが存在し、BG計画の策定の方法などが異なる。詳細は、第67回電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合（2021年11月26日）資料7を参照されたい。

(参考) PJMにおける揚水発電の取り扱い

第2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10月4日）参考資料5より抜粋

一般的に揚水発電は市場入札を通して運用が決定されているが、PJMが最適運用できる仕組みも導入されている

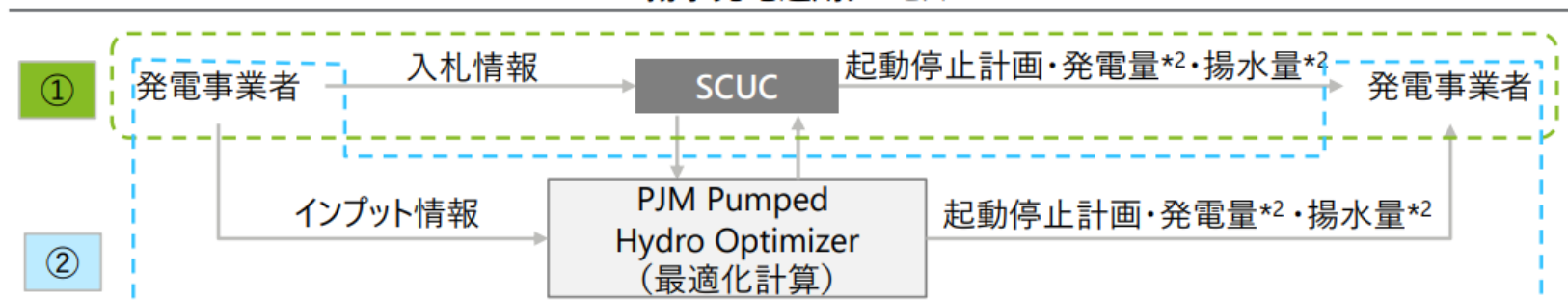
揚水発電の取り扱い*1

米国(PJM)



①市場メカニズムによる運用	②PJMによる運用
【概要】 前日市場、リアルタイム市場へ入札し、市場メカニズムで運用を決定	【概要】 PJM Pumped Hydro OPTIMIZER（PJMの揚水発電運用プログラム）で運用を決定する
【入札情報】 発電設備のモード、Incremental Cost、最小稼働時間、ランプレート、発電可能量（運転制約）等 【発電設備のモード】 Continuous Mode：揚水・発電ともに許可するモード Charge Mode：揚水のみ実施するモード Dis-Charge Mode：発電のみ実施するモード	【発電事業者のインプット情報】 貯水量制約、揚水効率、定格出力等 【最適化計算】 揚水発電所の利益（売電収入－買電支出）が最大化されるように各時間帯の運転計画を決定

揚水発電運用プロセス

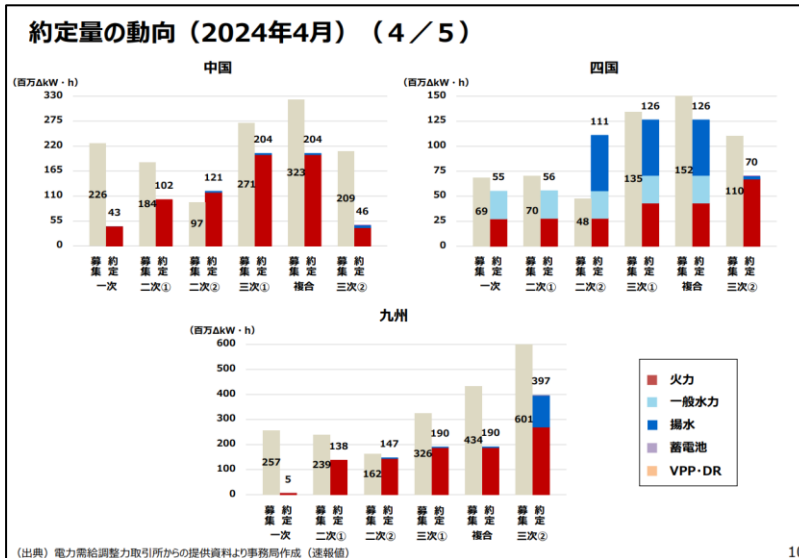
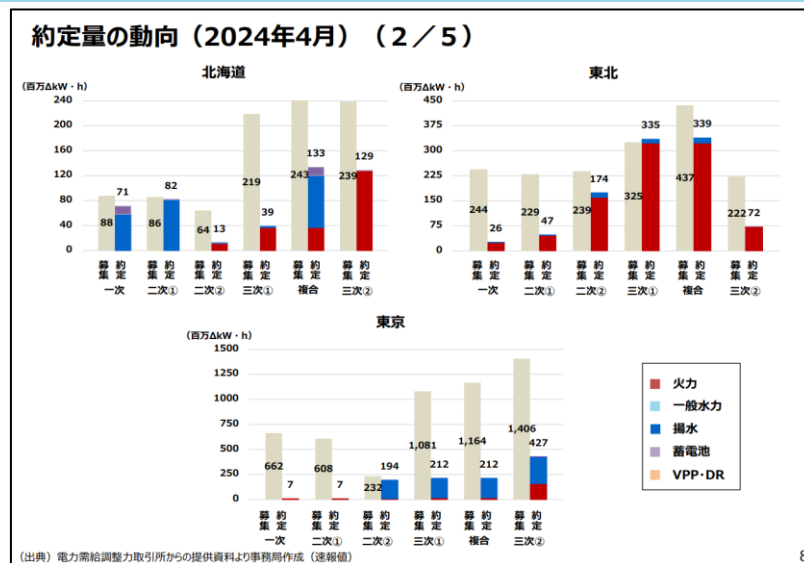
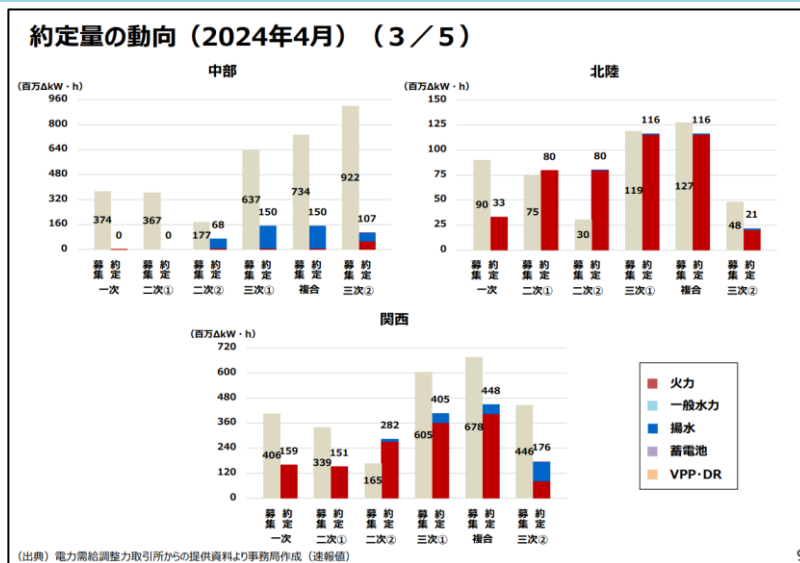


*1 出所：PJM、PJM Energy Storage Participation Model：Energy Market、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20190315-special-esrc/20190315-item-03a-electric-storage-resource-model.ashx>

*2 最終的な発電量や揚水量はリアルタイム市場後、SCEDを経て確定する

(参考) 現行の需給調整市場における揚水の入札状況

- 揚水は、本来、応動時間の短い一次や二次①に適したリソースであるが、北海道以外では一次及び二次①での応札が極めて少ない。また、北陸及び中国では、全商品について揚水の約定がほとんどなく、東北、関西、九州においても約定量が少なくなっている。



第92回制度検討作業部会 (2024年5月10日) 資料4より抜粋

(参考) 需給調整市場における揚水の取り扱い (最新の議論の動向)

- 第92回制度検討作業部会 (2024年5月10日) において揚水の公募調達実施に関する検討について提起されている。

第92回制度検討作業部会 (2024年5月10日) 資料4より抜粋

対応策の基本的考え方③

- 前頁で取り上げた各対応例に伴い想定される効果・懸念点は以下の通り (それぞれについて、適切な場で今後詳細な検討が必要となる)。

		対応所要期間	想定される効果	懸念点
募集量の削減	A. 調達募集量の見直し	短 取引規程改定等は不要	・ 調達量を何らかの水準を以て削減することで、直接的に調整力の調達未達を防止	・ 対象商品や適切な削減水準について十分に検討する必要がある
	B. 揚水発電の公募調達実施		・ 現行の需給調整市場の取引規程を变えずに、揚水リソースの公募調達により、一定程度需給調整市場の募集量を削減できるか	・ 公募は直近2024年3月に沖縄エリアを除き終了しており、その整理と逆行する動き ・ 公募要件や実効性等について精査要
応札量の増加 (誘導的)	C. (余力活用比で魅力ある) 価格規律の見直し	中～長 技術的な検討に加え、適切な水準の検討、需給調整市場ガイドラインや取引規程改定等が必要	・ 支配的事業者による応札をより促すこととなり、供出量が増加	・ 需給調整市場における調達コスト増加に直結するため、需給調整市場での調達意義を損なわない範囲での調整が必要 ・ 効果の顕在化に時間を要する
	D. 一次・二次①に関する並列必須要件の見直し		・ 揚水発電事業者にとって、一次・二次①に対する供出がしやすくなり、当該商品の供出増加に貢献	・ 並列必須要件の存在意義に十分着目し、対応の可否、実効性についての十分な検証が必要 ・ 効果の顕在化に時間を要する
応札量の増加 (規制的)	E. 需給調整市場における制度的な供出義務化	[慎重な検討が必要]	・ 需給調整市場に対する出し惜しみがなく、一定の規律の下市場供出量が増加 ・ 高単価応札が自ずと市場から押し出されることとなる	・ リソースにとっては個別事情で供出不可な場合もあり、義務化の線引きをどのようにするか検討が必要 ・ 義務に見合った確実な費用回収と収益の確保体制に関する検討が必要
価格面の対応	F. 三次②上限価格設定		・ 高単価応札を市場から押し出すことが可能。調達価格の高騰防止に寄与	・ 設定価格次第では非支配的事業者の新規リソースを中心に退出事業者が存在。

30

B. 揚水発電の公募調達実施

- 揚水発電においては、揚水発電所の上池容量を踏まえた運用の制約などを主因に、一次・二次①における並列必須要件への適応が困難である (後述 D 参照) 課題があり、需給調整市場における揚水リソースの供出にはハードルがある。
- そこで、揚水リソース由来の調整力については、需給調整市場ではなく公募等で調達を行う方式に変更し、調達に自由度を一定程度設けることも一案か。本対応により、公募での調達を行う分需給調整市場での募集量の削減にも繋がらうか。
- ただし、需給調整市場での調整力調達を促し市場競争によりコストを低減すべく、調整力公募は沖縄エリアを除き2024年3月に終了した中、リソース限定での公募復活による効果や公募調達の対象・公募要件などについては検討が必要である。

32

(参考) 検証Aにおける揚水の挙動

- 検証Aの基本ロジックの構築において、揚水は太陽光発電の出力を吸収し、需要ピークで発電されることが確認されており、市場全体として効率的な活用ができていると考えられる。

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4より抜粋

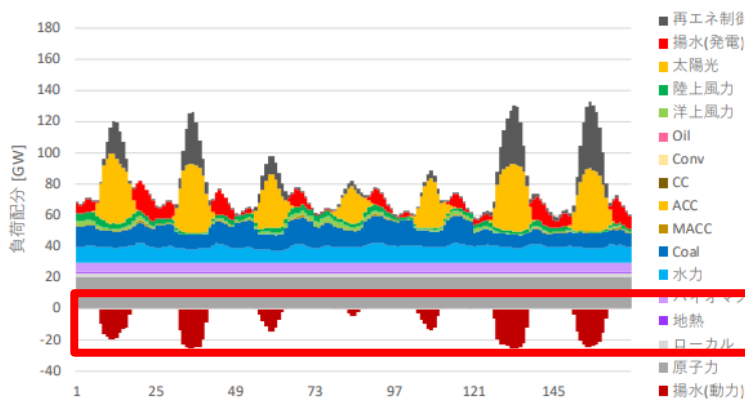
シミュレーション結果の評価（2 / 2）

22

- 全体の需給バランス（電源ラインナップや出力配分量）については、運用上妥当な結果が確認できた。
 - 電源の出力配分量は概ね想定したメリットオーダーの通りとなっていた
(固定供給力（原子力・地熱等）> 再エネ（PV・風力・水力・バイオ等）> 石炭 > MACC > ACC/CC > LNGコンベ > 石油)
 - 揚水は経済運用を行い、PV出力を吸収し、需要ピークで発電
 - PV出力増等で生じる余剰電力（軽負荷時）および系統混雑に対し、調整電源・再エネ等の出力を制御することによって解消を実現

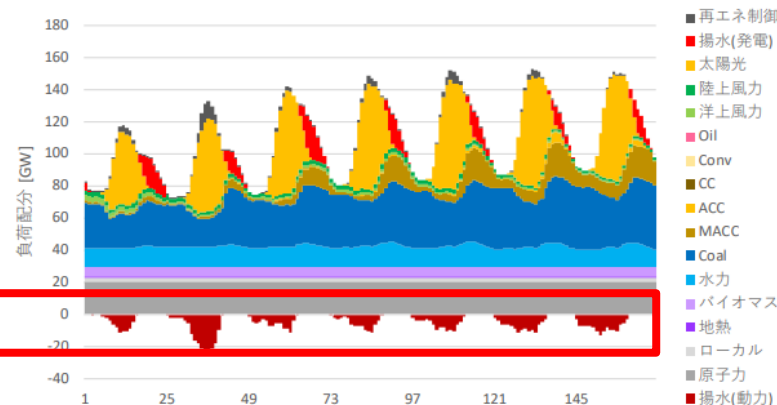
【全体の需給バランスの概要】

【春期7日間】



燃料費：820,800[万円]
起動停止費：8,650[万円]

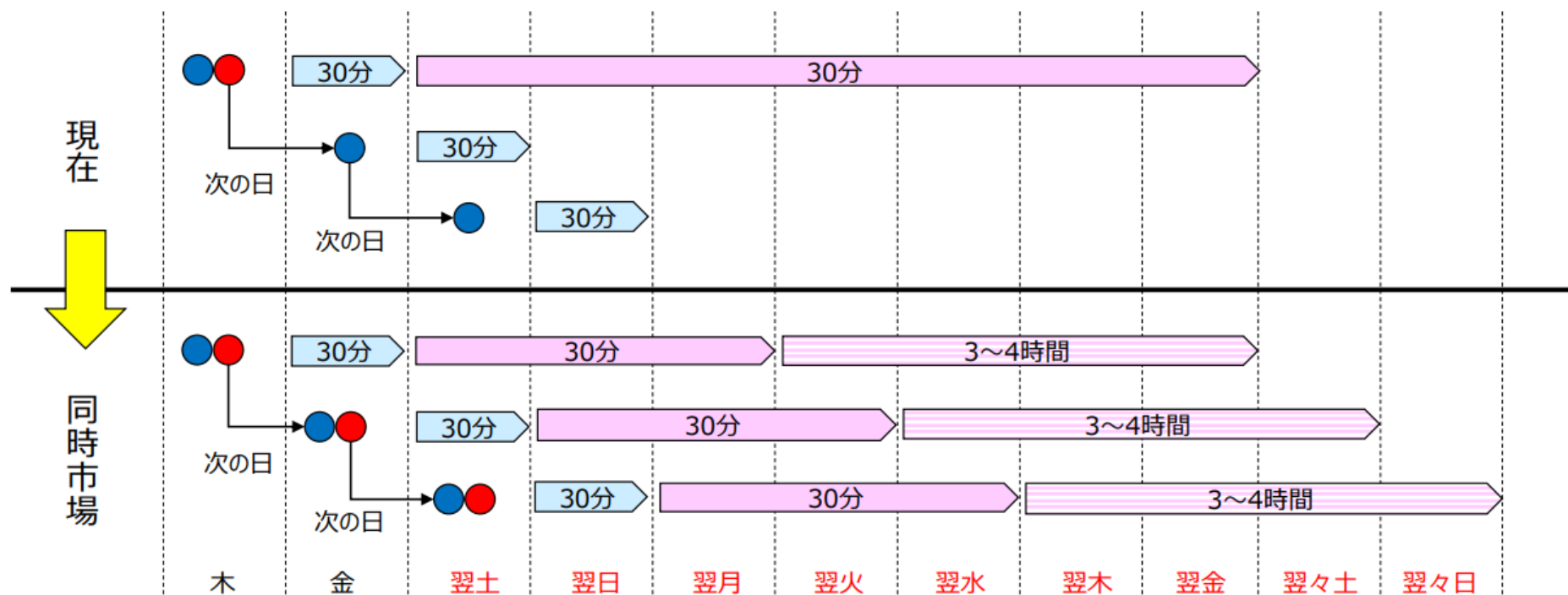
【夏期7日間】



燃料費：3,006,722[万円]
起動停止費：49,150[万円]

70

- ：計画作成日（●：週間、●：翌日） □：計画作成対象期間（□：週間、□：翌日、枠内の数値は作成粒度）



1. 小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札
2. 時間前市場の設計、調整力の確保方法
3. 特殊な電源の取り扱い
 - ①変動性再生エネルギー
 - ②DER
 - ③大規模揚水・蓄電池
- 4. 他制度・他市場への影響**
5. 同時市場運営主体の役割

他制度・他市場への影響

- 同時市場の導入は週間から実需給までの市場・需給運用等を大きく変更しうる制度変更のため、導入に当たっては、きわめて細かい論点も含め、丁寧に整理をすることが求められる。その上で、他制度・他市場との関係で大きく影響を及ぼす点は以下のとおりか。
 - － **同時市場以前の断面で電力取引を行う市場（相対取引、先渡市場、ベースロード市場）**：安定供給（電源投資、燃料調達）や価格安定性、競争促進の観点からは、同時市場以前の断面での電力取引の環境を整備することが重要。一方、同時市場が中長期の電力取引の阻害にならないように注意しつつも、実需給に近い断面でより安定的・効率的に電源を活用することも重要。その観点から、第7回検討会（2024年3月18日）においては、Three-Part Offer（売り入札）を行う形で電源差替を行う方法も提案しているところ。引き続き、こういった安定的・効率的な入札方法を模索しつつ、中長期の断面と整合的な同時市場を構築する必要がある。
 - － **間接送電権市場**：現行の間接送電権市場は、一部の連系線を対象に、運用容量等をベースに設定された販売量を対象に、買い側がシングルプライスオークションで買い札を入れる、という設計になっている。同時市場においても、同様の設計で問題ないかどうか、制度変更すべきならばどのような変更を行うべきか、今後、議論・整理する必要がある。
 - － **先物市場**：先物取引の最終決済価格を同時市場における約定価格とすれば、現行の先物商品と似たような設計が可能と考えられる。なお、米国においても、ICE Futures U.S、NYMEX、Nodal Exchangeといった取引所が電力先物商品を提供しており、こういった事例も参考になる。

他制度・他市場への影響（続き）

- **FIT・FIP制度**：先述の3. ①のとおり、特にFIT特例①（小売（特例発電BG）がインバランス精算主体、インバンスリスクなし）については、特殊な運用になり得ることも考慮しつつ、適切な設計を行う必要がある。
- **容量市場**：同時市場導入の4年前までには容量確保契約約款等の変更が必要。これまでの本検討会の議論をベースにすると、「入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量を相対契約や同時市場の取引を含めた広義の電力市場に供出し、同時市場においては、kWh市場とΔkW市場の両方にThree-Part入札を求める」といった内容を規定する必要がある（規定の詳細は、電源ごとの特性等も踏まえつつ、今後検討が必要である。）。また、今後詳細に設計されるkWh市場及びΔkW市場の価格算定方法や価格規律を踏まえつつ、容量市場への入札事業者は他市場収益を適切に見積もる必要がある。

(参考) 同時市場における電源差替の取り扱い (再掲)

第7回同時市場の在り方等
に関する検討会 (2024年3
月18日) 資料3-1より抜粋

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)。

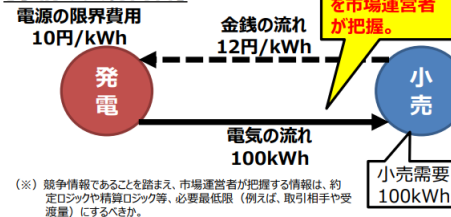
(※) このような仕組みを導入した場合における商先法上・会計上の取り扱いについては、今後の同時市場の詳細設計の議論と並行して、引き続き、確認が必要。なお、デリバティブに該当した場合、商品先物取引法上の許可・届出や会計上時価処理が求められるなど、事業者の実務負担が増加する可能性。

69

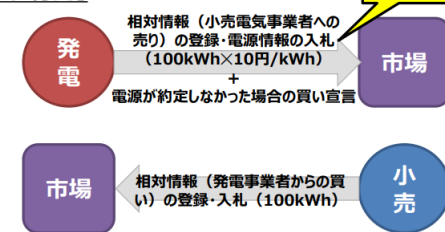
第7回同時市場の在り方等
に関する検討会 (2024年3
月18日) 資料3-1より抜粋

(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】

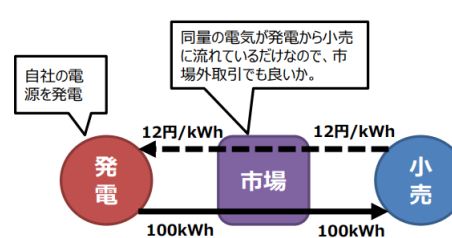


【入札行動】



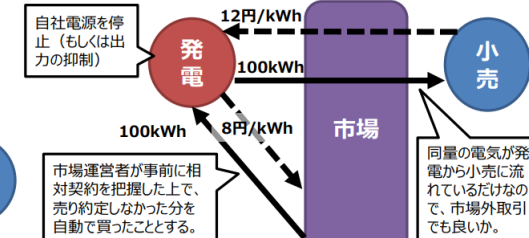
【市場価格が14円/kWhの場合

⇒ 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)】



70

(参考) 米国における電力先物取引所

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29日）資料6より抜粋

1. 概要

諸外国における主な電力先物取引所一覧 米国

		ICE Futures U.S	NYMEX	Nodal Exchange
市場概要				
	設立経緯	2007年にNYBOT買収により誕生	1996年より電力先物商品を上場	2007年に大手エネルギー取引会社等の数社により設立。2017年にはEEXグループにより買収
	主な株主	ICE Group	CME Group	EEX Group
市場設計				
	売買仕方	ザラバ方式	ザラバ方式	ザラバ方式
	マーケットメイカー	導入していない	導入していない	導入（流動性提供プログラム）
	取扱商品	電力、農産物、その他多数（注：電力商品の割合は小さい）	電力、天然ガス、原油、ガソリンなど他多数（注：電力商品の割合は小さい）	電力、ガスなど
	対象エリア	北米におけるRTO/ISO	北米におけるRTO/ISO	北米におけるRTO/ISO
商品設計				
	対象商品	RTO/ISOにおける前日・リアルタイムのLMP価格（Future: Peak/Off-Peak、Day-average/Monthly averageなど）	RTO/ISOにおける前日・リアルタイムのLMP価格（Future: Peak/Off-Peak、Day-average/Monthly averageなど）	RTO/ISOにおける前日・リアルタイムのLMP価格（Future: Peak/Off-Peak、Day-average/Monthly averageなど）
	決済方法	現金決済	現金決済	現金決済
	参照価格	RTO/ISOにおけるLMP平均価格（Hubベース）	RTO/ISOにおけるLMP平均価格（Hubベース）	RTO/ISOにおけるLMP平均価格（ノードルベース）
	契約単位	1MW	5MW	1MW
	清算機関	ICE Clear Europe	CME Clearing	Nodal Clear
主な市場活性化策		－	・広域的な市場・展開・拡大	・流動性提供プログラム

出所：経済産業省 令和2年度産業経済研究委託事業「諸外国の卸電力市場における時間前市場及び先渡市場・先物市場調査」（https://www.meti.go.jp/medi_lib/report/2020FY/000345.pdf）、経済産業省 令和3年度商取引・サービス環境の適正化に係る事業「電力先物市場等の在り方に関する調査」（https://www.meti.go.jp/medi_lib/report/2021FY/000354.pdf）、その他各取引所公開データより作成（2022年7月25日アクセス）

(参考) kWh市場・ΔkW市場への入札義務 (再掲)

第8回同時市場の在り方等
に関する検討会 (2024年4
月19日) 資料3-2より抜粋

kWh市場・ΔkW市場への入札義務 (続き)

- 前ページまでの内容をまとめると以下のとおり。

	適取GL (相場操縦の観点) ※支配的事業者：以下を満たさなければ相場操縦 と強く推認、その他：望ましい行為	容量市場リクワイアメント ※容量市場で落札した安定電源
現行制度	● 予備力や入札制約 (燃料制約等)、 自社想定需要を除いた余力の全量を <u>スポット市場</u> に入札	● 発電余力 (※) を <u>スポット市場・時間 前市場又は需給調整市場</u> に入札 (※) 応札時に登録した供給力－発電計画値
同時市場	● 入札制約 (燃料制約等) を除いた供給力全量を相対契約や同時市場の取引を 含めた広義の電力市場に供出し (※)、 <u>同時市場においては、kWh市場とΔkW 市場の両方</u> にThree-Part入札 (※) 第7回同時市場検討会 (2024年3月18日) で議論済み	

1. 小売電気事業者の売り入札及び発電事業者の買い入札
2. 時間前市場の設計、調整力の確保方法
3. 特殊な電源の取り扱い
 - ①変動性再生電源
 - ②DER
 - ③大規模揚水・蓄電池
4. 他制度・他市場への影響
5. **同時市場運営主体の役割**

同時市場運営主体の役割

- 同時市場の運営者は、市場参加者（発電事業者、小売電気事業者、DR事業者、一般送配電事業者等）が供給力（kWh）及び調整力（ ΔkW ）の取引を行うために、入札情報を受け付け、系統の運用状況や電源の稼働情報・費用情報を把握し、それを元に約定処理を行うとともに、決済、精算、市場監視等を行うことが想定され、取引市場の運営から電力の広域需給・系統運用に関連する業務まで幅広く行うことになると考えられる。加えて、同時市場を導入後も、日本全体の電源構成・電源種・系統状況の変化やテクノロジーの発展、電力市場に求められる社会的・政策的な要請などが随時生じると考えられ、このような環境変化に対して、適切に約定計算等の仕組みを改善していく高度なシステム開発能力も必要と考えられる。
- 取引参加者の利便性の確保、円滑な資金決済、適切な市場監視、安定的な広域需給運用等を実現するため、同時市場の運営者には、強靱かつ安定的な事業運営能力、取引参加者の信頼を得られる中立性・透明性、高度なシステム開発能力を有し、必要なガバナンス、人材、経理的基礎等が確保されていることが求められると考えられる。
- 以上を踏まえつつ、今後、具体的な運営主体について、検討していく必要がある。