

本勉強会における検討課題例について

2021年12月28日

資源エネルギー庁

本勉強会における検討課題例の全体像

- 電力システムを取り巻く環境が大きく変化する中、下記の例示のとおり、それぞれのステークホルダに着目した場合、課題の見え方が大きく異なると考えられる。
- このため、まずは、これらのステークホルダから見える課題を多角的・網羅的に挙げていただいた上で、より効率的な制度設計に向け、論点を整理していくこととしてはどうか。

<検討課題例>

1. 電力システムにおける卸電力市場の位置付け

2. 一般送配電事業者に着目した課題

- ① 需給運用業務における不確実性の拡大
- ② システム全体としての効率性の課題

3. 卸電力市場に着目した課題

- ① スポット市場における売り切れ
- ② 合理的な価格形成
- ③ 時間前市場の位置付け・業務フロー上の課題
- ④ 先渡市場・先物市場との関係

4. 小売電気事業者に着目した課題

- ① 時間前市場への応札の在り方
- ② スポット市場への応札の在り方
- ③ 先物市場の活用
- ④ 計画値同時同量の位置付け

5. 発電事業者に着目した課題

- ① スポット市場への応札の在り方
- ② 複数の市場への対応の在り方
- ③ 燃料調達上の課題

6. 再エネ事業者・アグリゲーターに着目した課題

7. DR事業者に着目した課題

8. 先物市場に着目した課題

1. 電力システムにおける卸電力市場の位置付け

1. 電力システムにおける卸電力市場の位置付け

- 電力は、他の財と異なり貯めることができないため、現状においては、一般送配電事業者が、各事業者の需給計画（主に供給力計画）を元に、調整電源の稼働計画を検討し、実需給断面においては、基準となる周波数偏差等を見ながら、365日24時間同時同量を維持。
- 一方で、卸電力市場は日本全体の電力（kWh）の約3～4割の取引が行われる場であって、相対取引と共に小売電気事業者等にとって供給に必要な電力を確保し、計画値同時同量を達成するための手段として位置づけられるが、一般送配電事業者による需給管理とは直結しない（卸電力市場で約定した電源であっても、一般送配電事業者による発電抑制指令はありうる）。※

※需給調整市場は、一般送配電事業者が必要な調整力を効率的に調達する手段として位置づけられるが、需給調整市場での約定結果を基に一般送配電事業者が必要な指令を行うこととなる。

- また、2024年には容量市場が開始され、日本全体で必要な供給力・調整力が原則確保され、それを前提として、各市場が運営されることとなる。
- こうした点や、以降で示す課題も踏まえ、**卸電力市場は、中長期的に、日本の電力システムにおいてどのような位置付けで、どのような目的の下で、実質的にどのような機能・役割を果たすべきものと考えられるか。**

2. 一般送配電事業者に着目した課題

2. 一般送配電事業者に着目した課題

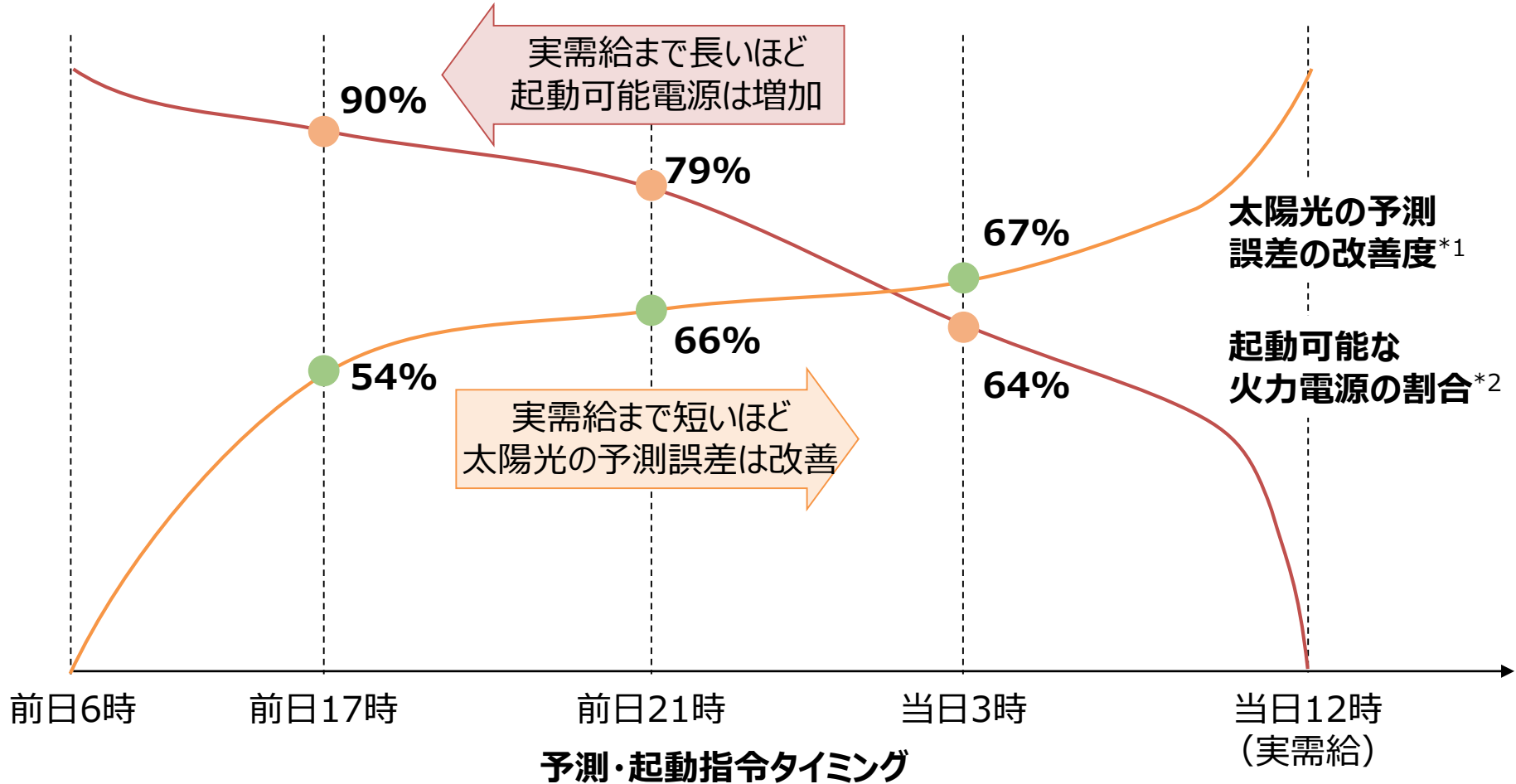
① 需給運用業務における不確実性の拡大

- 電源の起動停止には一定のリードタイムが必要なため、一般送配電事業者は、翌日の需要を予測し、各事業者の需給計画（主に供給力計画）を元に、電源の起動停止計画を作成し、その上で、実需給までに電源に対して必要な指令を行う。また、日本においては、諸外国と比較して、起動停止に時間を要する火力電源が多いという特性がある。
- こうした中、一般送配電事業者は、小売電気事業者のゲートクローズに先だって、調整力を確保。また、一般送配電事業者は、エリア需要変動や再エネの出力変動への備えに加え、各発電・小売電気事業者がゲートクローズまでにどれだけのインバランスを生ずるかも予測の上、調整力を確保しなければならない。
- 現行制度上、インバランスは各事業者が最小化する努力をすることを前提としているものの、とりわけ、電力需給のひっ迫等によりスポット市場において売り切れが発生する場合には、その量は拡大し、日本全国どの小売電気事業者がインバランスが発生するかは、日々のスポット市場の約定結果次第となる。
- 本年1月の電力需給ひっ迫時には、燃料制約のために発電事業者が売り入札を行わなかった電源Ⅱの火力電源について燃料の先使いをして指令を行い、不足インバランスに必要な調整力を確保。また、エリアに必要な調整力を確保するため、累計218回の電力広域機関による融通指示が行われた。
- このように不確実性が拡大する中、中長期の課題として、一般送配電事業者は、需給調整市場を通じ、調整力をどのように確保し、どのように電源の起動停止が行われることが合理的か。

発電機の起動特性・太陽光の予測誤差の分析まとめ（イメージ図）

- 前頁の①前日17時（時間前市場開場時） ②前日21時 ③当日朝3時のタイミングで起動指令が発令された場合のうち、当日12時の需給に対する分析結果は下図の通り。

起動可能電源・太陽光の予測誤差改善度の推移（イメージ図）



*1：予測誤差の改善度合いは全国での最大予測誤差平均値を記載。

*2：ガス・石油火力の総容量に対する起動割合。平均起動可能容量として、各停止モードの起動可能容量の平均値を計算。

2. 一般送配電事業者に着目した課題

②システム全体としての効率性の課題

- 不確実性が高まれば、保守的に起動が行われることとなり、日本全国で考えた場合に最適となる電源起動台数に対し、過剰な台数の電源が起動されることによって、社会全体として非効率が発生し、その非効率性が一般送配電事業者の収支あるいは託送料金に影響を与える可能性があることをどう考えるか。
- また、先述のような電源特性がある中で、日本全国でより合理的な電源運用を行う方策はあるか。

3. 卸電力市場に着目した課題

3. 卸電力市場に着目した課題

① スポット市場における売り切れ

- 一般送配電事業者が事前に調整力を確保した結果として、卸電力市場で売り切れが生じ、需要曲線側の価格で約定が行われる事象が発生。
- 2024年度には、容量市場の運用が開始されるところ、この運用によって、スポット市場での売り切れは、基本的に回避できると考えられるか。できない場合があるとすれば、どのような場合が考えられ、また、これに対してどのように考えるべきか（下記②）。

② 合理的な価格形成

- 卸電力市場で売り切れが生じる場合、需要曲線側の価格で約定が行われるが、こうした中でも、需要曲線が、DR価格などに応じた合理的な価格によって応札が行われている限り、卸電力市場では一定の合理性のある価格形成が行われる。
- 現実として、このようなメカニズムの下での価格形成が行われていると考えられるか。行われていないとすれば、どのような対応を行うべきか。

3. 卸電力市場に着目した課題

③時間前市場の位置付け・業務フロー上の課題

i) 位置付け

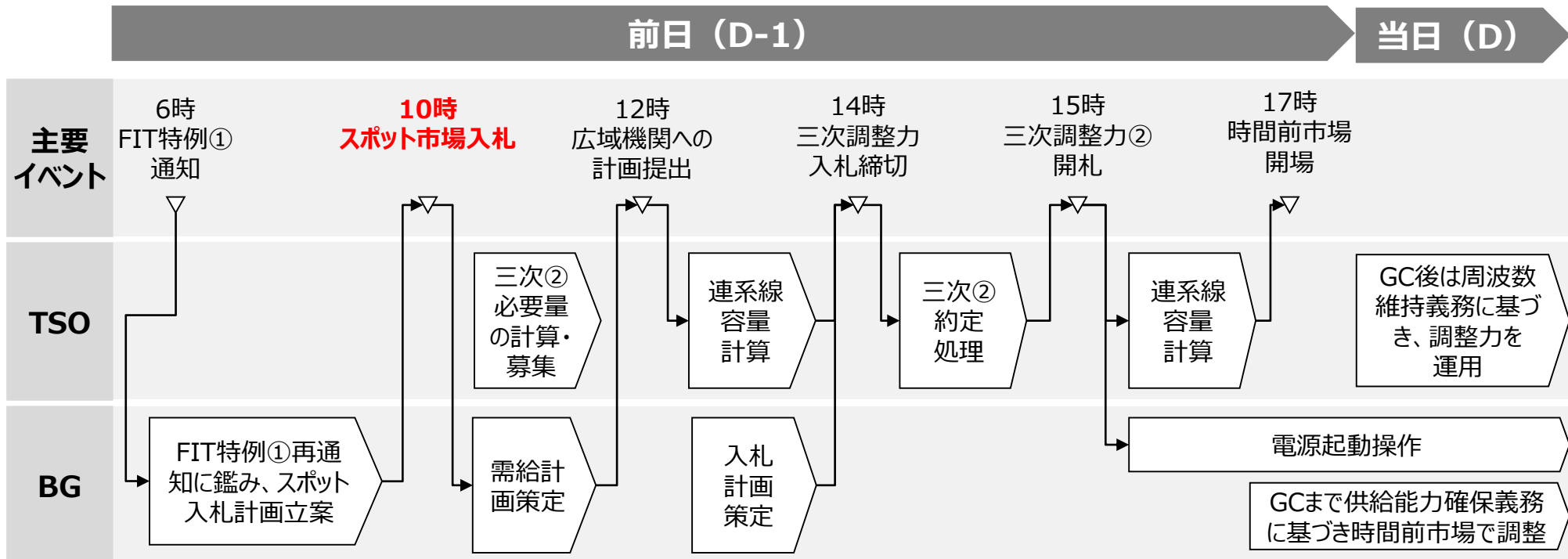
- 火力発電については、スポット市場後には需給調整市場（三次調整力②）によって ΔkW の調達が行われることや、日本における電源の起動停止特性を踏まえれば、現状のザラバ市場である時間前市場への電力供出のために追加的に電源が起動されることは考えにくい。
- このような環境を前提とした場合、日本の電力システムにおいて、時間前市場はどのような位置付けで、どのような機能・役割を果たすべき市場と考えられるか。

ii) 業務フロー上の課題

- FIP制度の導入および再生可能エネルギーの増加や、インバランス料金制度の見直しを踏まえ、時間前市場の活性化が必要。このため、電力・ガス取引監視等委員会では、時間前市場へのシングルプライスオークションの導入について検討が行われている。
- しかしながら、現状、スポット市場の約定後、時間前市場の開場前のタイミングで、需給調整市場（三次調整力②）が開かれる業務フローとなっている。このため、
 - － 発電・小売電気事業者は、ブロック入札を含めてスポット市場で kWh の取引が行われ、
 - － 一般送配電事業者は、需給調整市場（三次調整力②）において、翌日の再エネ発電量予測に照らして必要な調整力(ΔkW)を確保するとともに、これに必要な電源の起動停止計画を立案・指令し、
 - － 時間前市場には、これらの必要な調整力以外の電力が供出される。
- 時間前市場の活性化を行うためには、上記一連の業務フローの見直しを含め、どのような方策が考えられるか。

(参考) 現在の市場取引のタイムライン

第65回制度設計専門会合（令和3年10月1日）資料9より抜粋



3. 卸電力市場に着目した課題

④ 先渡市場・先物市場との関係

- 垂直統合型事業者における自社電源や、電気事業者間の相対取引に加え、近年では、卸電力市場のボラティリティの増加に伴い、電力先物市場の取引や、仲介業者を経由した相対取引も増加。
- 他方、卸電力取引所における先渡市場の活用は限定的であるところ、その課題は何か。また、卸電力取引所における先渡市場は、今後、如何にあるべきか。
- また、先物市場との関係を含めた市場監視や、市場参加者ニーズを踏まえた商品設計等の観点から、卸電力市場において取り組むべき課題はあるか。

4. 小売電気事業者に着目した課題

4. 小売電気事業者に着目した課題

① スポット市場への応札の在り方

- 小売電気事業者は、自社電源、相対契約、市場からの電力調達等により、ゲートクローズ（実需給 1 時間前）までに、自らの需要予測に応じて計画値を調整し、これに応じた供給力を確保しなければならない。
- しかしながら、日本全体では需給バランスは維持されている一方、電力需給のひっ迫等により卸電力市場において売り切れが発生。
- 売り切れが発生するとしても、小売電気事業者がDRなどの根拠に基づく合理的な買い価格での応札する限り、市場価格は合理的に形成されることになるが、小売電気事業者はそのような行動をとっているか。そうでないとすれば、どのような方策をとるべきか。

② 時間前市場への応札の在り方

- 小売電気事業者は、仮にスポット市場において必要な供給力が確保できず、DRなど他の手段もなければ、時間前市場において必要な供給力を確保することが求められるところ、こうした行動がとられているか。取られていないとすれば、今後、どのような方策をとるべきか。

4. 小売電気事業者に着目した課題

③先物市場の活用

- 電力市場価格のボラティリティが高まる中、小売電気事業者が、予め自社の市場リスクを定量的に評価し、社内のリスク管理方針の下、電力先物市場も活用して日々のリスク管理を行うことがより一層重要となると考えられるところ、こうした行動がとられているか。取られていないとすれば、今後、どのような方策をとるべきか。

④計画値同時同量の位置付け

- 一方、前述のとおり、2024年には容量市場が開始され、日本に必要な供給力・調整力が原則確保されるとともに、需給調整市場における広域需給調整が本格開始。最終的なインバランス調整は、日本全国の広域メリットオーダーで行われることとなる。
- こうした中、小売電気事業者は、中長期的に、日本の電力システムにおいてどのような位置付けで、実質的にどのような機能・役割を果たすべきものと考えられるか。

5. 発電事業者に着目した課題

5. 発電事業者に着目した課題

①複数の市場への対応の在り方

- スポット市場、需給調整市場（3次②）、時間前市場という順※に市場が開場される中、調整能力を持つ供給力を保有する**発電事業者は、経済合理性をどのように判断して各市場への入札を行っているのか。**

※2022年度以降は、需給調整市場（順次3次①～1次）、スポット市場、需給調整市場（3次②）、時間前市場の順。

- 特に大手発電事業者は、自主的取組としてスポット市場への余剰電力の供出を行っているが、**需給調整市場、時間前市場にはどのような考え方で応札を行うことになるか。また、こうした応札は、全体のメリットオーダーに資すると考えられるか。**

②スポット市場への応札の在り方

- 発電事業者は、電源特性に応じ、ブロック入札を組み合わせ、市場への応札を実施。
- 他方、**そのブロックを、何時から何時の間に応札すべきかをどのように判断しているか。また、このような判断を発電事業者側が行うことが合理的か。より合理的な価格形成に向けた方策が考えられるか**（cf.米国の3-part-offer、欧州のスマートブロックの仕組み等）。

(参考) 各社の売りブロック入札実態

第68回制度設計専門会合
(2021/12/21) 資料7

- 各社の売り入札量全体に占めるブロック入札の割合及びその約定率を見ると、下表の通り。
- 一部の事業者においては売り入札量全体に占めるブロック入札の割合が5割を超えていながらその約定率が0～10%台となっている一方で、ブロック入札の約定率が8割を超えている事業者も複数見られるなど、事業者ごとに大きな差が確認された。
- ブロック入札の割合や約定率は、各社の電源構成やエリア・時間帯ごとの約定価格、地域間連系線の空き容量をはじめ様々な要素によって左右されるため、一概に比較することは難しいものの、各社がそれぞれの所与の条件の中で合理的な考えに基づき、約定機会の最大化に取り組んでいるのか、確認する必要がある。
- そのため、今回はまず、なぜ入札割合や約定率が事業者ごとに大きく異なるのか、各社のブロック入札に関する考え方やブロックを作る際の工夫などを確認しつつ、初期的な分析を実施した。

	A社	B社	C社	D社	E社	F社	G社	H社	I社	J社
売り入札量全体に占めるブロック入札の割合	85%	63%	34%	97%	55%	94%	69%	45%	94%	44%
ブロック入札約定率	15%	7%	1%	58%	40%	99%	85%	74%	0%	96%

※1 報告徴収対象期間（10/1～11/8）における全てのブロック入札について確認。

※2 ブロック入札比率としては、実質売り入札量（a）に対して、売り先が決まっていない実質ブロック入札量（b）の割合を計算。

（a）実質売り入札量＝全売り入札量－グロス・ビディング高値買い戻し量－間接オークション売り入札量

（b）実質ブロック入札量＝通常ブロック入札量（間接オークション、グロス・ビディングを除く）＋グロス・ビディング実質売りブロック量（＊）

（＊）グロス・ビディング実質売りブロック量＝グロス・ビディング売りブロック量－グロス・ビディング高値買い戻し量。マイナスとなる場合はゼロとしてカウント。

※3 売り入札量全体に占めるブロックの割合が5割以上かつ約定率が2割以下の事業者を青色、ブロック入札の約定率8割以上の事業者を赤色で着色している。

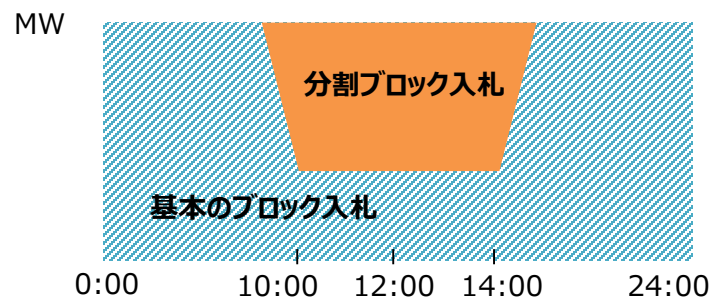
(参考) 売りブロック入札の約定率が高い事業者による入札時の工夫

第68回制度設計専門会合（2021/12/21）資料7

- 約定率の高い事業者においては、市場価格の安い昼間時間帯のみのブロックと、昼間時間帯の入札量を低く抑えたブロックとを分割して入札を行っている例があった。
- また、一つのユニットに紐付くブロックを複数に分割し、1ブロックあたりの入札量を低く抑えることで、約定機会を最大化している例があった。

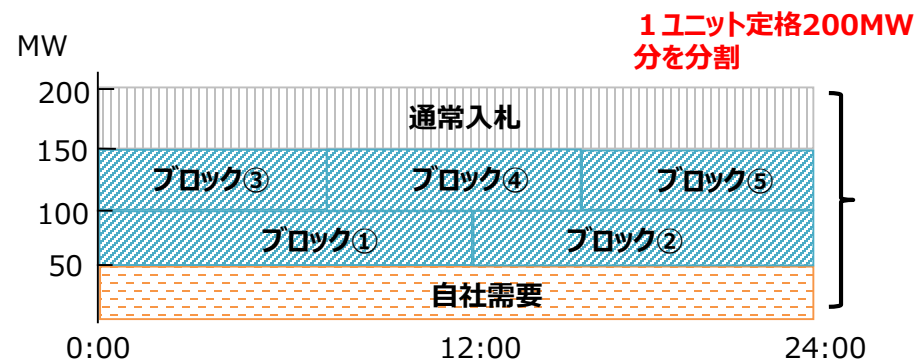
事例①

- ✓ 市場での約定価格が低くなる昼間時間帯についてブロックを分割すること等により、約定率を引き上げる工夫を行い、高いブロック約定率を継続的に維持しているケース。



事例②

- ✓ 1ブロックあたりの入札の量を50MW以下などの小さい単位に分割し、各ブロックの約定可能性を最大化し、同規模の電源を有する他社と比べ相対的に高い約定率となっているケース。



※数字はイメージ

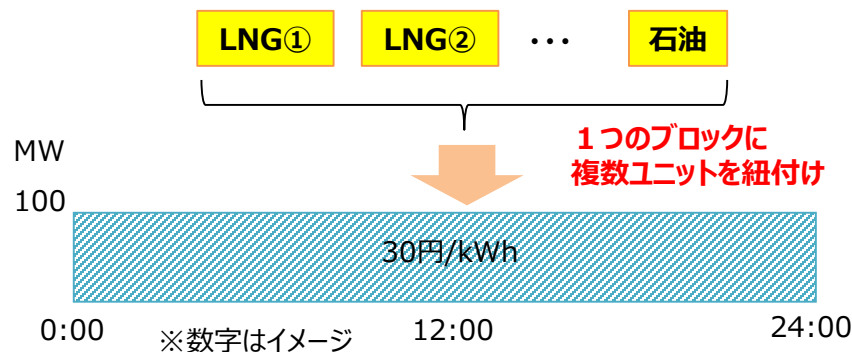
(参考) 売りブロック入札の約定率が低い事業者による入札の実態

第68回制度設計専門会合（2021/12/21）資料7

- 一方で、約定率が極めて低い事業者においては、実際のユニットとブロックが1対1で紐付いておらず、燃料も混在したユニット群が1つのブロックと紐付けられていた事例も確認された。
- また、1つのブロックの入札量が多い、コマ数が多い（全48コマ等）等、約定率を高める工夫が見えない事例や、約定率が継続して低いにも関わらず長らくブロックの作り方の見直しが行われていない事例など、改善の余地がある事例が複数見られた。

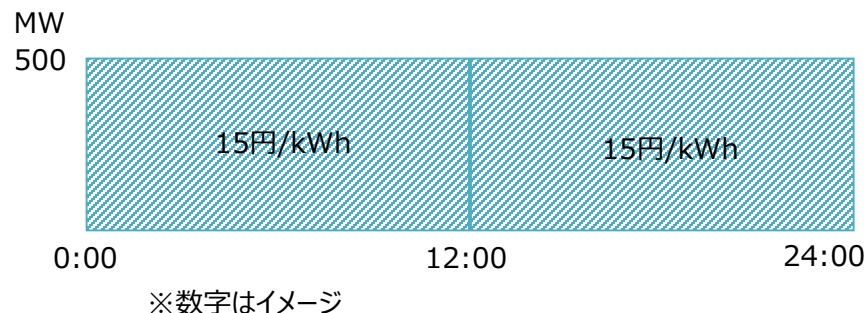
事例①

- ✓ 1ブロックにLNG、石油等の燃種の混在した複数ユニットを紐付けているケース。
- ✓ こうした事業者からは、入札に関するシステムの仕様による制約があるため、このような入札を行っているとの説明があった。現在、当該事業者の約定率は長期にわたって極めて低い水準で推移している状況。



事例②

- ✓ 1つのユニットに紐付いたブロックを長さ、高さの両面で分割する工夫を行わず、500MW、24コマずつなどの大きなブロックで入札を行い、結果として約定率が極めて低い水準で推移しているケース。
- ✓ こうした事業者の中には、継続的に未約定の状態が発生しているにも関わらず、1年に1度程度しかブロックの作り方の見直しを行っていない事業者も存在。



(参考) 諸外国におけるブロック入札について

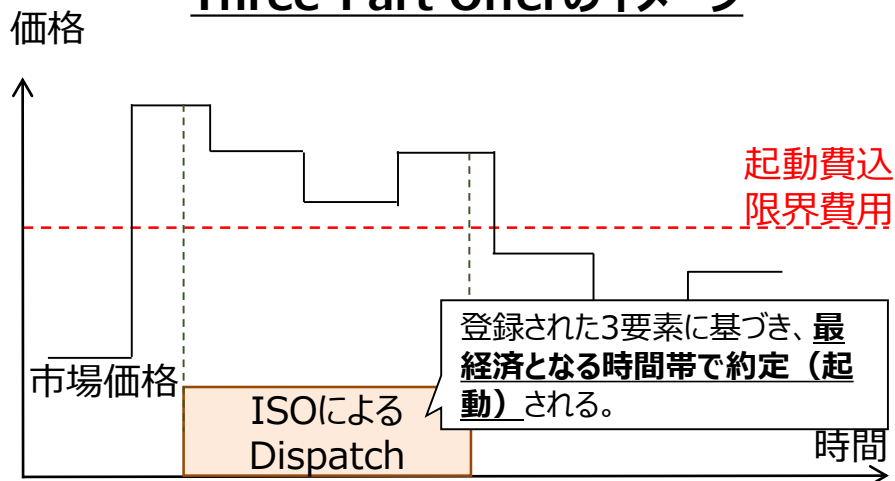
第65回制度設計専門会合
(2021/10/1) 資料9

- 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



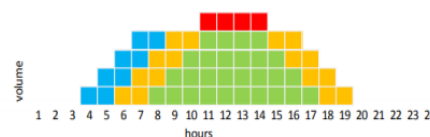
出所：各取引所HPより

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



5. 発電事業者に着目した課題

③燃料調達上の課題

- 大手電力会社の小売シェアが約 8 割にまで低下する中、発電事業者が、自社需要や相対取引先の需要だけでなく、電力市場の動向も踏まえた形で燃料調達を行わなければ、電力需給はひっ迫することとなる。加えて、調整力の広域運用開始に伴い、他エリアに流れる電力で、燃料消費が想定以上に進んでしまう等、電力の需要の予測はより一層難しくなっている状況。
- 一方、発電事業者は、価格・量の変動リスクを踏まえて燃料調達を検討することとなる。LNGへの依存度が高い状況の中、LNGの追加調達のためには、1 ～ 2 ヶ月のリードタイムが必要であることに加え、発電事業者は、電力市場価格次第では、在庫余剰を抱えるリスクもある。このため、積極的な燃料調達のインセンティブが働きにくい市場構造にあると考えられる。
- このため、日本の電力市場において安定的に電力が供出されるためには、**日本の電力市場が発電事業者にとって魅力的な市場であるとともに**（発電事業者が電力先物市場及び燃料先物市場でリスクヘッジを行った上で収益を得られる市場）、**発電事業者が利益最大化を目指した行動をとることが重要**と考えられるのではないかと。

※電力先物価格 < 燃料先物価格という関係にある場合、経済合理的には燃料の追加調達が行われない点に留意が必要。

6. 再エネ事業者・アグリゲーターに着目した課題

7. DR事業者に着目した課題

8. 電力先物市場に着目した課題

6. 再エネ事業者・アグリゲーターに着目した課題

- 2022年度からFIP制度が開始され、自ら需給調整や市場取引を行う再エネ事業者やアグリゲーター等の増加が見込まれる。こうした変化を踏まえ、どのような計画値同時同量・市場取引上の課題が考えられるか。

7. DR事業者に着目した課題

- 前述（⇒3. 4.）のとおりに、スポット市場において売り切れが発生する状況においては、適切な価格形成の実現のため、買い入札曲線において、DRの価格が反映されることが重要。
- DR事業者がこうした価格形成に、より大きな貢献を行うための方策として、どのようなものが考えられるか。

8. 先物市場に着目した課題

- 前述（⇒4. 5.）のとおりに、先物市場の重要性はより一層高まると考えられるところ、電力市場と先物市場の関係は今後如何にあるべきか。