

作業部会の取りまとめ等について

2023年4月25日 資源エネルギー庁

I. 電力・ガス基本政策小委員会への 報告について

Ⅱ. 取りまとめ(案)の概要

- 1. 作業部会の背景等
- 2. 燃料確保 ※LNGを念頭に検討
- 3. 安定供給のための電源起動とメリットオーダー
- 4. おわりに

電力・ガス基本政策小委員会への報告について

● 前回までの「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。)の議論において、大きな方向性や今後更に検討を進めるべき事項については、ある程度明確となってきたことから、これまでの議論について、取りまとめを行い(取りまとめ案は資料 4 を参照。)、電力・ガス基本政策小委員会(以下「小委員会」という。)にその内容の報告を行うこととしたい。

I. 電力・ガス基本政策小委員会への 報告について

Ⅱ.取りまとめ(案)の概要

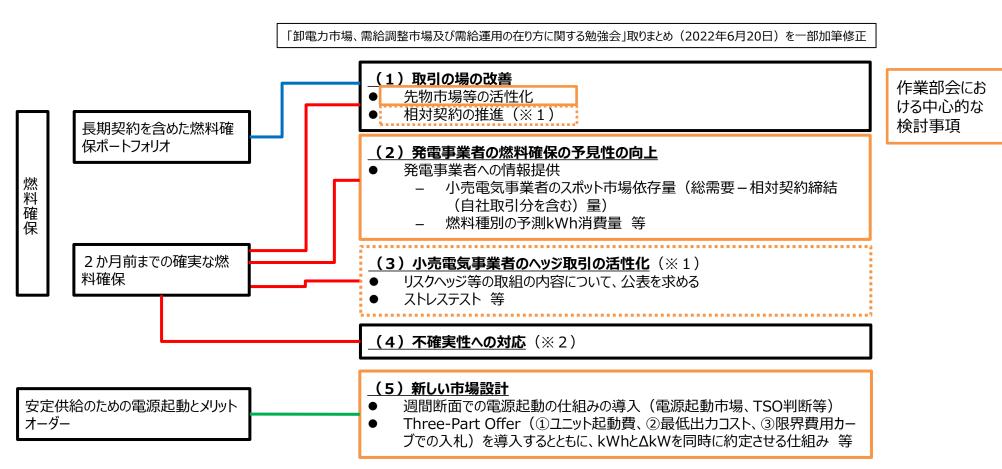
- 1. 作業部会の背景等
- 2. 燃料確保 ※LNGを念頭に検討
- 3. 安定供給のための電源起動とメリットオーダー
- 4. おわりに

作業部会の背景・目的

- 電力の効率的・安定的な調達が求められる一方、卸電力市場の在り方・運営上の課題、TSOにおける需給運用上の課題や発電事業者・小売電気事業者における計画値同時同量・市場取引上の課題など、様々な課題が顕在化していることを踏まえ、以下のとおり検討を進めてきたところ。
 - 第41回小委員会において、勉強会設置の提起(2021年11月18日)
 - 勉強会(※)の実施(2021年12月28日から2022年6月20日)(※)卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会
 - 第51回小委員会において、勉強会取りまとめの報告、新検討体制の提起(2022年6月 30日)
 - <u>作業部会の実施(2022年7月29日から2023年4月25日)</u>
- 作業部会においては、「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」を将来目指すべき姿とした上で、以下2点を目的とし、検討を 実施。
 - **中長期(実需給の数年~2 か月程度前)**の断面に関して、**確実な燃料確保**という観点から、あるべき姿と具体的な対応策について検討を行う。
 - **短期(実需給の1週間前以降)**の断面に関して、**安定供給のための電源起動とメリット オーダーの追求**の観点から、あるべき姿と具体的な対応策について検討を行う。

議論の進め方等

勉強会の取りまとめを踏まえ、下図の内容について検討を実施。



- (※1)相対契約の推進や小売電気事業者のヘッジ取引の活性化については、電力・ガス取引監視等委員会での議論を前提として、必要な検討を行う。
- (※2)不確実性への対応については、市場の在り方の枠を超えた問題であるため、別途小委員会等における議論に委ね、作業部会における検討対象外とする。

議論の進め方等

- 作業部会において検討を深めていくにあたっては、市場における具体的な約定ロジックなど高度に専門的・技術的な検討が必要なものや、発電事業者の燃料確保の予見性向上に資する情報の具体的内容など実務的に詳細な検討が必要なものが存在する。また、これらの検討に当たっては、個社情報に関わるものなども存在すると考えられる。このため、このような検討を行う場として、作業部会の下に、実務者による非公開のWGを組成することとなり、燃料確保に関して議論する燃料WGと、安定供給のための電源起動とメリットオーダーに関して議論する市場WGが組成された。
- また、作業部会においては、各WGで整理した内容を踏まえて議論を行い、具体的な方針を決定していき、小委員会に対しては、適時のタイミングで報告をする形で、議論が進められることとなった。



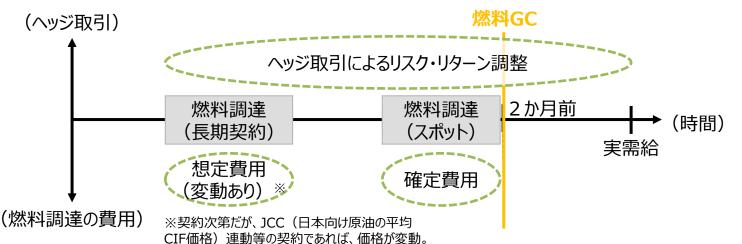
I. 電力・ガス基本政策小委員会への 報告について

Ⅱ.取りまとめ(案)の概要

- 1. 作業部会の背景等
- 2. 燃料確保 ※LNGを念頭に検討
- 3. 安定供給のための電源起動とメリットオーダー
- 4. おわりに

(1)取引の場の改善:基本的な考え方

- 燃料調達の費用以上の売電収入を得なければ、発電事業者は損失を被る。発電事業者は、燃料長期契約を含め、電力実需給のかなり手前から燃料調達を行うが、最終的には2か月前(燃料GC)において、実需給における発電量を予測し、それに基づき燃料スポット市場での燃料調達を実施。
- 燃料GCと実需給の間には2か月のタイムラグがあり、不確実性が存在。①調達量を確定する段階における燃料消費量の予測精度の向上(⇒(2)に関連)及び②燃料調達量に対する価格のリスクヘッジが重要。
- 燃料調達をしやすくなる環境を整備する観点からは、燃料調達の意思決定の前のタイミングで収益を固定できる取引(ヘッジ取引)を行う環境を整備することが必要。



- 想定売電収入や想定調 達費用にはボラティリティが 存在。
- 任意の断面において、将 来収益のリスク・リターンの 評価を行い、調整。

(1)取引の場の改善:長期~短期取引

作業部会で整理された内容は以下のとおり。

長期取引(燃料の長期契約に資する取引)

- 特定の時期や契約期間(※1)に限定すること なく、電力長期相対取引が締結しやすい環境を整備すべき。
 - (※1)発電事業者にとって好ましい契約期間は3年先以降から15~20年程度。
- ヘッジ取引の機会の増加等の観点からは、セカンダリ市場の流動性の拡大が重要であり、転売は自由に行える環境を整備すべき(※2)。
 - (※2) 一部の電力相対取引の契約には他社への電気の転売が禁止されている条項(転売禁止条項)が含まれている場合がある。
- ・信用力も競争力の源泉の一つ。信用補完の方法は、特定の手段に限定するのではなく、小売電気 事業者のヘッジ取引を活性化することを促し、その 信用力を高めることが重要。

短期取引(燃料GCにおける最終取引)

- ブローカー市場等の活性化により、 LNG1カーゴ分の売電を迅速に集約
 - することが重要。(※3)
 - (※3)作業部会では、「小売のニーズと発電事業者の期中での発電余力をうまくマッチングさせることができれば、個社単位での相対取引では行えない燃料調達が可能となるのではないか。実需給断面での燃料確保の不確実性の低減や、発電事業者の将来予測の精度向上にも、寄与するのではないか。」といった意見もあった。
- 足下は先物市場の価格の下落等により、 流動性は拡大している状況。引き続き 総合的な検討が求められる。
 - (※4) 先物取引については、短期取引に限るものではないが、諸外国の事例を見ると、3 年以上の先物取引は流動性が低い。

(1)取引の場の改善:取引相互の関係

● 作業部会で整理された取引相互の関係は以下のとおり。

十数年前~4年前

3年前~1年前

1年前~燃料GC

燃料GC

燃料GC~実需給

長期的な取引と短期的な取引の関係性

 ・短期的な取引の流動 もにポジション調整・リ め、長期相対取引を厚

 相対取引

 ・現状、流動性は低い。

 でロー

力一取引

先物取引

・短期的な取引の流動性があれば、発電・小売と もにポジション調整・リスク調整が行いやすくなるため、長期相対取引を厚めに行うことも可能となる。

- ・実態として、1年間の 通年契約が相対契約 のボリュームの大部分。
- より短期的な取引の 流動性があれば、ポジション調整・リスク調整 のための相対取引が 行いやすくなる。

燃料調達に直結する 最後の取引機会(発電事業者とっては、価格へッジをした上で、最終的な燃料調達の判断を行うことが可能)。

- 契約のための事務手 続きの期間を考えると、 実需給に近づくほどニー ズは下がる。
- ・燃料調達には影響な
- 一方、変動数量契約 の場合は、実需給の近くまで通告変更による 量の変更が可能。
- JEPXスポット市場のタイミングまで、最終的なポジション調整・リスク調整が行われる。
- 燃料GC前の取引が 活発化すれば、燃料 GC後の取引の活性 化や、多様な主体間 の取引に繋がる。

・相対取引等で調達した電源の転売やポジション調整・リスク調整を行うことができる。よって、相対取 引等は先渡取引の流動性に関係する。

諸外国の事例を見ても、 3年以上の先物取引 は流動性が低い。

- ・機能はほぼ先渡取引と同じだが、金融機関等が市場に参加できるため、流動性が向上する可能性。
- ・期跨ぎの取引となると、 会計上の問題が生じる。

上記各種取引と最終的な スポット市場取引との関係性

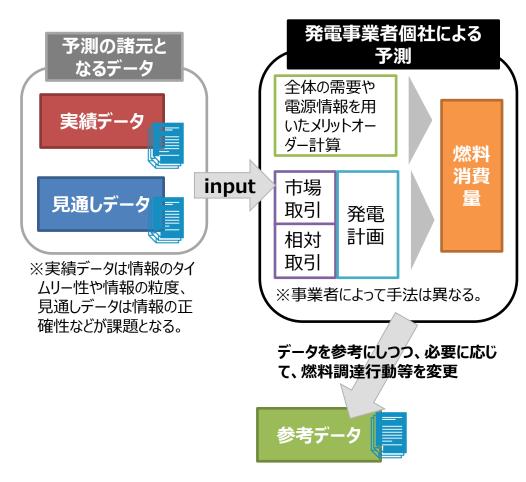
スポット 市場

・発電事業者は電源差し替え、小売電気事業者は変動需要に対するポジション調整等のニーズがあり、ヘッジ取引の流動性の拡大は、このポジション調整・リスク調整等のニーズの拡大と対応する。

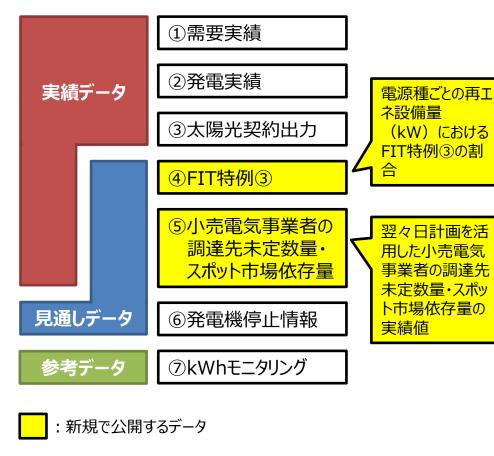
(2)発電事業者の燃料確保の予見性の向上

● 発電事業者の燃料確保の予見性の向上のため、取りまとめでは、**公開済みのデータの** 紹介と新規のデータ公開について整理。

燃料消費量予測と各情報との関係



燃料調達に資する情報の詳細



(3) 小売電気事業者のヘッジ取引の活性化

● 作業部会においては、<u>ヘッジ比率等の情報公開が小売電気事業者のヘッジ取引やリスク管理を</u> **促す効果があるのではないか**といったことや、<u>小売GL等に望ましい行為として、情報公開を位置</u> **づけることの是非**等について、議論が行われた。

基本的な考え方①:

長期の燃料調達においても、燃料GCにおける燃料調達においても、燃料調達の意思決定の前のタイミングで収益を固定できる取引を行う環境整備が必要。

⇒燃料調達のためにヘッジ取引の活性化が重要



十分なリスクマネジメントを行っていない事業者が一定程度存在していることなどを踏まえると、現状、発電事業者・小売電気事業者にとってのヘッジ取引の経済的インセンティブや先物価格のシグナルだけで、確実な燃料調達を担保することは困難

②小売電気事業者がヘッジ取引をしやすい環境を整備すること ((1)を参照。)を前提として

基本的な考え方②:<u>④小売電気事業者にヘッジ取引やリスク管理を</u> 促すことが重要

ヘッジ取引やリスク管理を促す手法として何が考えられるか(※1)

情報公開はヘッジ取引やリスク管理の促進に繋がる(※2)

(※1) 勉強会においては、対応策として、「自社需要に対して一定割合以上の先物取引や相対契約の締結によるヘッジ取引を義務付ける」といった内容についても議論が行われたが、反対の意見も多く、情報公開等が提案されていた。

(※2)情報公開の効果としては以下が想定される。

- 情報公開をすることによって、小売電気事業者が自 社のヘッジ取引や、リスク評価手法、管理体制を見 直す契機となること。
- 一般的に小売電気事業者とって、顧客である需要家からの評価や要求は極めて重要であるところ、需要家にとって分かりやすい情報公開によって、仮に需要家が安定的な電気料金を提供する小売電気事業者を高く評価するようになったり、需要家が小売電気事業者に対して、安定的な電気料金を求めるようになると、小売電気事業者は安定的な電気料金メニューを安定して提供するためのヘッジ取引をより追求するようになること。
- ヘッジ取引が活性化することを通じて、リスク管理の手法が精緻化されれば、小売電気事業者の信用力評価の一材料として活用されることも考えられ、直近の財務状況等だけではなく、小売電気事業の安定性を適切に評価することにつながりうること。

(3) 小売電気事業者のヘッジ取引の活性化(続き)

一方で、ヘッジ取引やリスク管理に関する定量的な情報については、以下の通り、ヘッジ比率等の内容の正確性や需要家に与える影響に関する懸念や公開を求める場合の位置づけについて意見があった。

<公開をすることによる懸念>

- リスクは、売り側と買い側の価格のフォーミュラの差。リスクマネジメントの指標として、ヘッジ比率を定義するのは非常に難しい。相対比率が高いほど、ヘッジをちゃんと行っているかというと、必ずしもそうではない。そのため、ヘッジ比率を公開することが、燃料調達の予見性の向上や需要家への十分な情報提供になるかは不透明。

<公開を求める場合の位置づけ>

- ム開範囲や望ましい行為として強く規定するかは議論があってしかるべき。情報公開を求められた時に、説明責任を果たすことは必要だが、公開する必要があるかは疑問。
- ガイドラインにおいて、義務がかかるのは問題となる行為であり、望ましい行為は義務ではないので、この考え方の整理をしておかないと、(本論点の)整理が難しくなるのではないか。
- ◆ 本論点については、<u>燃料調達の観点だけでなく、需要家の利益保護にも関係していると考えられるため、最終的な方向性は、上記の指摘も踏まえ、小委員会で議論を行う</u>。

I. 電力・ガス基本政策小委員会への 報告について

Ⅱ.取りまとめ(案)の概要

- 1. 作業部会の背景等
- 2. 燃料確保 ※LNGを念頭に検討
- 3. 安定供給のための電源起動とメリットオーダー
- 4. おわりに

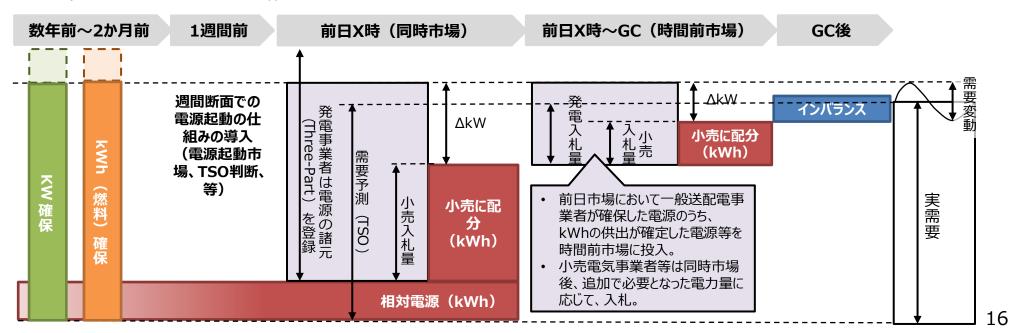
勉強会において提案された仕組みのイメージ

中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿として、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

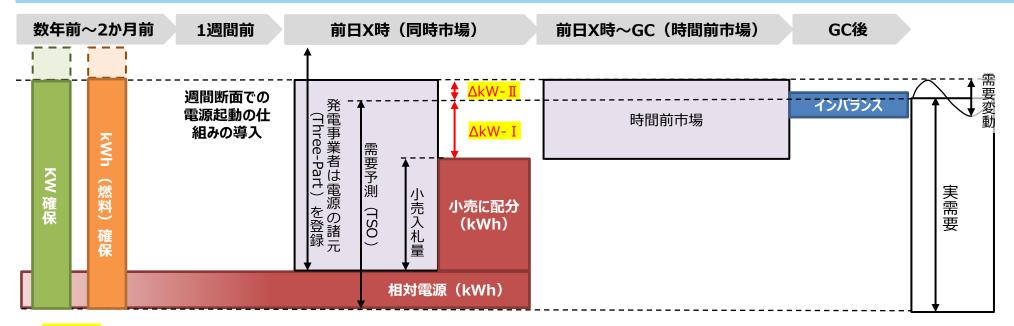
メージ(※)

- 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AkW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∆kW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 Δ kWが確保されていることを前提。



前日同時市場:調達する電力の範囲

- 作業部会においては、前日時点におけるTSO予測需要と小売電気事業者の需要想定のそれぞれの精度について、確認が行われ、前者の精度が高いことが分かった。これを踏まえると、TSO予測需要に合わせての電源起動が合理的。便宜的に、調達する電力の用語は下図のとおり定義した。
- また、小売調達需要の方がTSO予測需要よりも大きい場合は、市場での売り切れを回避する 観点から、小売調達需要に合わせて約定させることが適切。一方、その結果、過剰な電源起動 が発生する場合、その取り扱い(余力活用契約等の整理)は別途検討が必要。



ΔkW-Ⅰ:前日断面においてTSOが予測する不足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)のこと。

<mark>∆kW-Ⅱ</mark>:GC後の最終的な需給変動対応のための調整電源のこと。現行制度における需給調整市場の一次調整力から三次調整力①がこれに 該当する。

△kW-Ⅲ:上図では、記載していないが、GC前の変動性再エネ(FIT特例①及び③)の変動対応に必要な調整電源のこと。現行制度における需

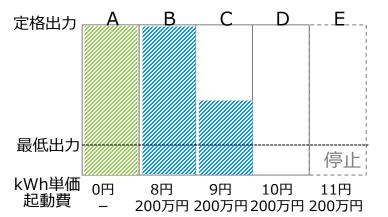
給調整市場の三次調整力②がこれに該当する。

前日同時市場:約定電源等・約定価格の決定方法

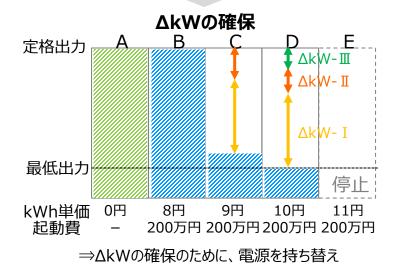
約定電源等の決定方法や約定価格の決定方法のイメージ・論点は以下のとおり。

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



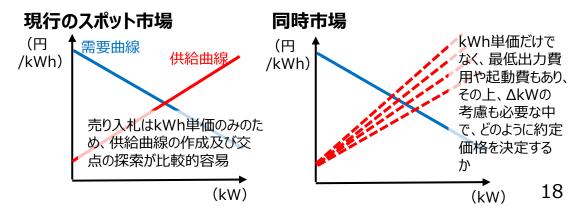
約定電源等の決定方法に関する今後検討すべき論点

筡

- 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

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)

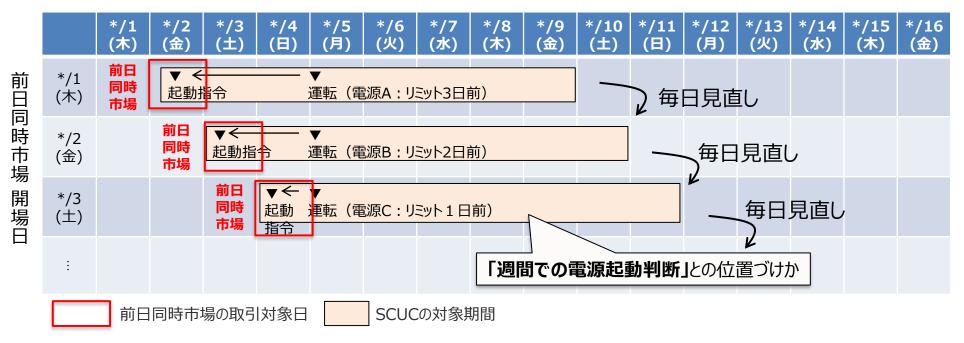
- kWhの約定価格はシングルプライスオークションを基本線に検討。
- kWhの約定価格への起動費の織り込み方法(kWh単価に反映、別途回収、等)
- 最低出力費用の取り扱い(限界費用カーブと平均費用カーブの どちらを用いてkWhの約定価格を決定するか、等)
- 供給曲線をどのように作成し、価格弾力性のある買い入札カーブと の交点を探索するか
- ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮して供給曲線を作成するか否か 等
 (ΔkW-Ⅰ・Ⅱ・Ⅲの価格関係)
- 価格の決定方法(起動費等の取り扱い、シングルプライスか、マルチプライスか、等)、時間前市場への投入方法 等



週間運用

- 1日以上の起動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。

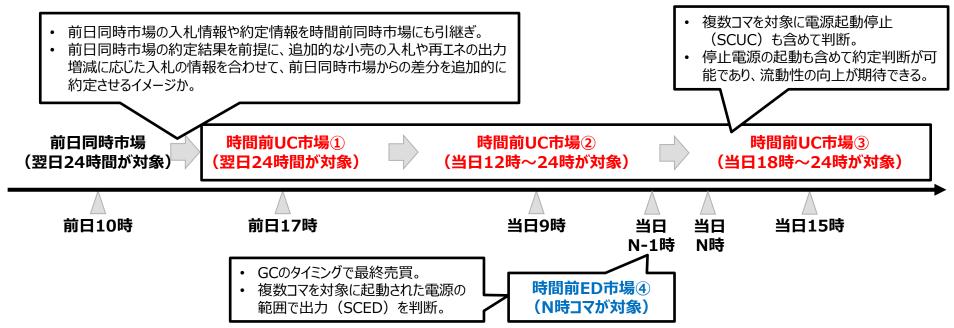
前日同時市場と電源起動判断の対象期間の関係



時間前市場

- 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。



(X)

- 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。

その他横断的な論点

● 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 させたい電源の取り扱いは論点(詳細は下表)。

再エネ電源やDRの取り扱い

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。

電源の差し替え

• TSOが把握できない形での電源差し替え(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 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 21
	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	

I. 電力・ガス基本政策小委員会への 報告について

Ⅱ.取りまとめ(案)の概要

- 1. 作業部会の背景等
- 2. 燃料確保 ※LNGを念頭に検討
- 3. 安定供給のための電源起動とメリットオーダー
- 4. おわりに

おわりに

実需給直前まで出力が変動する再工ネ電源の大量導入などの電源構成の変化に加え、2020年度冬期の電力需給ひつ迫及び市場価格の高騰、2022年3月や6月の季節外れの寒波や猛暑による需給ひつ迫、ロシアのウクライナ侵攻等国際情勢の変化に伴う燃料価格の高騰・変動など、近年益々需給運用の困難さは拡大しており、カーボンニュートラルの実現をしつつ、安定供給を担保するためには、それに対応する電力システムの不断の見直し・アップデートが求められる。そのため、以下について今後対応が求められる。

<燃料確保>

- <u>作業部会の取りまとめも踏まえつつ、小委員会において、更に議論を深めること</u>。
 - (※) 現在、小委員会において、①長期〜短期の取引について、発電事業者・小売電気事業者に対するアンケート調査を通じ、実態調査を行うとともに、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について議論が行われているとともに、②小売電気事業者に対する規律の在り方や消費者の選択肢と安定性の確保についても検討が進められているところ。

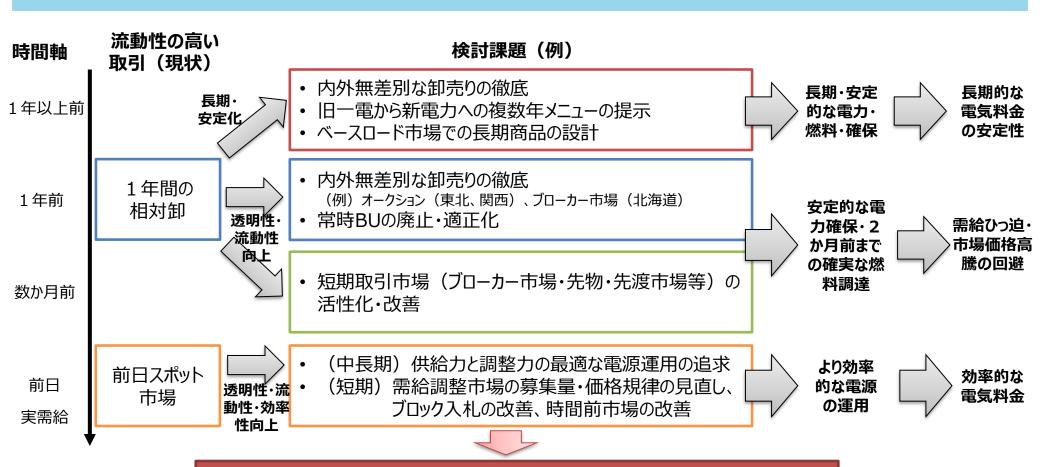
<安定供給のための電源起動とメリットオーダー>

- 今後、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、同時市場を導入した際の費用便益分析などの検証が必要であるため、**早期に実務 的な検証が可能な新たな検討体制の構築を行うこと**。
 - (※) 同時市場は、短期的な視点のみならず、作業部会の燃料確保の議論や現在小委員会で行われている中長期 的な観点も含めた安定と競争に資する市場・取引環境の整備の議論と整合的であることが重要。

(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。



様々な取引機会があることで、発電事業者は売電収益の最大化・安定化が、小売電気事業者は調達の効率化・安定化が可能。ひいては、需要家への効率的・安定的な電力供給につながる。

(参考) 論点①:需要家への情報提供の充実化について

- 国際的な燃料価格の高騰や、それを受けた卸電力取引市場価格の高騰などにより、小売電気事業・供給契約そのものや、料金水準の変動のリスクが顕在化してきている。その中で、市場価格変動を反映する料金メニューの増加等の料金メニューの多様化も進みつつあり、どの事業者からどういうメニューで電気の供給を受けるかについて、リスクやメリット・デメリット、事業者・商品の特性などが十分に需要家に理解されるよう、情報提供を充実することはますます重要となっている。
- 検討の視点としては、例えば、
 ①需要家が、契約前に料金メニュー等のリスクについて説明を受けられること
 ②小売電気事業者の経営の状況について開示されること
 ③需要家が小売電気事業者の情報について容易に比較できることが考えられるか。
- 需要家が、リスクを認識しつつ、適切に契約先となる小売電気事業者を選択するためには、どのような情報内容が考えられるか(次ページも参照)。
- また、情報提供の方法として、①事前説明の項目とすること、②ウェブサイトで情報を 掲載すること、の大きく2つの方法が考えられるが、どの情報をより重視して①の対象とするか、改めて整理が必要ではないか。

(参考)論点②:需要家への情報提供・開示の追加項目候補

第58回 電力・ガス基本政 策小委員会 (2023年1 月) 資料5-1より抜粋

- <u>料金の変動性については、個々の契約を締結しようとする段階において需要家に対して説明を</u> 行うことととすることで、例えば、市場価格に完全に連動する料金メニューについては、需要家が市場 価格の変動に伴う料金の変動リスクについて理解した上で契約を締結することができるとともに、小 売事業者にとっては電源調達の価格変動リスクを料金に転嫁できることとなる。
- 他方、多くの料金メニューがこのように電源調達の価格変動リスクの全てを需要家に対して転嫁しているものではなく、小売事業者において、燃料費調整の仕組みなどを活用して毎月料金を変動させながらも、電源調達の価格変動リスクを一定程度負うことで、一定の安定性のある料金メニューを提供しながら競争している。
- このため、料金の変動性について説明することに加えて、需要家にとって、契約している(一定の安定性のある)料金メニューがどの程度維持可能かの予見性を知る手がかりとなる情報も、 選択を行う上では重要性を有するのではないか。
- 具体的には、例えば、
 - (1) 電源構成(卸電力取引所からの調達比率を含む。)
 - (2) <u>価格変動がある電源調達のコスト変動への対応方針・取組</u>(定性的な内容)
 - (2-2) 対応方針や取組について、さらに深めて定量的に整理した情報 (リスクヘッジ割合等) が考えられるか。
- 加えて、電源調達・需給管理を自社で行うか/他社に委ねるかという点はエネルギー供給事業者としての有り様が大きく異なる。また、連帯責任から破産等に至る事例も発生していることから、BG に関する情報(電源調達・需給管理の体制等)の提供についても、比較情報としては、一定の重要性を有するのではないか。

(参考1)燃料確保に関する作業部 会や燃料WGでの議論

(参考) 第1回・第2回燃料WG(2022年9月) における議論概要

【情報公開】

○FIT特例③

- 例えば、過去の再エネ発電実績や設備導入実績は公開されているため、これに加えて、FIT特例③の設備量の割合の最新値を追加で公開するといった対応が考えられる。こういったデータを用いつつ、データを活用する各事業者の責任で将来予測を実施するべきではないか。
- 代表的な天候ごとの発電カーブについては、TSOが公開している過去の風力や太陽光の発電実績と、当該日の気象実績を照らし合わせて確認できるのではないか。

○小売電気事業者の調達先未定数量・スポット市場依存量

- 情報公開が進むことで、市場の透明性が上がるが、小売電気 事業者からすると、競争上の懸念が出てくるのではないか。例え ば、スポット市場の依存量が大きければ、先物市場の価格が高 騰するといった懸念がある。
- 公開データを作るために追加で発生する事業者負担や情報の 正確性と得られる便益を比較考慮して公開の可否や方法を決 定するべき。
 - ⇒供給計画は1800者程度からデータを集めており、高頻度で やるのは実務的に困難で、一定の割り切りが必要。
- 競争環境と燃料確保に資する情報の取得との両立の観点から、 小売電気事業者の調達先未定数量ではなく、発電余力との 差分(広域機関が供給計画で公表している棒グラフの青とオレンジの差分)でもいいのではないか。
 - ⇒発電余力が燃料調達済みか不明なこともあり、加工された データより、1次データ、つまり、青のデータの方が価値が高い。
- 先物市場の観点からは、市場参加者に電気事業者以外にトレーダー等、様々参加しており、情報公開は市場参加者全般に広く行うべき。

- 公開データの粒度が細かい場合、一般公開でなく、公開先を 限定する必要がある。
- データ信頼度の観点で、公表した見通しと実績との比較検証も 必要。

○発電機停止情報

- HJKSについて、定期点検のように事前にわかっていそうな計画 停止が、直前になって登録されることが稀にある。
- 早期の公開を促していく必要がある。

○その他

- 需要想定の精度を高めるために特効薬的なデータは存在せず、 ファクトデータを充実させて多様な角度で検証することが重要。
- 見通しデータに関しては、データ信頼度も課題であり重要な要素。
- データが公表されるまでのリードタイムについても検討が必要。
- 他国と日本では、環境が異なるため、海外事例が日本にマッチ するとは限らない。海外事例に課題がないかも併せて、慎重に 検討していく必要。
- 公開データは粒度が細かく、頻度が高い方が有益。他方で、事業者の調達行動の類推ができないような形であることも大事であると理解。
- 欧米では先物市場の取組高がヘッジ目的か投機目的かなどで 分類してデータ公開されている。ヘッジ目的の取組高が分かると、 スポット市場の依存率を類推できる。他方で、このようなデータ が有用なものとなるには、先物市場の流動性の向上が必要。
- すでに公開されているデータも多いので、こういった情報を活用して手間をかけないことも重要。

(参考)第1回・第2回燃料WG(2022年9月)における議論概要(続き)

【契約種別と燃料調達】

- 契約期間とオプションについては、販売と調達のバランスを取る ことによって、燃料調達の予見性や安定性が高まる。タンクバッ ファ等との関係も重要。量だけでなく、価格面でもバランスを取 ることが重要。
- 確定数量契約を増やすというのは、変動数量契約を減らすということか、JEPXでの売買を減らすということか。⇒ある程度予測できるものは数量確定するものを増やしていくことが重要。
- 相対契約を増やそうとしても供給力に限りがあるのではないか。⇒供給力の確保は、燃料調達の予見性向上と並ぶもう一つの重要な課題。
- 変動数量契約が減った場合、最終的なポジション調整のために、前日スポット市場や時間前市場での取引量が増えるということも考えられないか。

【その他】

- 先物市場での価格ヘッジやポジションの変更をLNG先物、電力先物の両面で行うことも可能。
- 先物を使う上で、ヘッジ会計が利用できないことが課題。ヘッジ会計が利用できる場合の好事例を提示いただきたい。
- 欧米だけでなく、韓国、台湾の燃料環境の情報も有益ではないか。
- kWh公募はあくまで社会的保険として実施と認識。kWh公募の範囲が広がると、モラルハザードが発生し、また、長期燃料契約の数量が減る可能性も存在。kWh公募に依存することなく、各事業者が責任を持って自らの判断で燃料を調達する環境を構築することが必要。
- 価格ヘッジだけでなく、実物の量がしっかりと調達されているかが 重要であり、国全体でどれだけの電力需要があるのか予測し、 予測と異なった分のリスク分をどのように調達するのか、どう費用 負担するのかの検討が必要。
- 限界費用入札における限界費用とはなにか、明確にルール化する必要。

(参考)第2回作業部会(2022年10月)における議論概要

(1)取引の場の改善

- 変動数量契約を減らせばいいという単純な話ではない。それぞれの主体が確定要素・未確定要素を含めて市場で取りたいポジションを最適に取れるのが望ましい姿。その際にネックとなる部分があれば取り除くことが重要。
- 合理的な制度・プレイヤーの行動があれば、相対・スポット関わらず、発電パターンは同じになるはず。つまり、相対だから数量が固定でき、燃料が確実に消費できる、数量に関する未確定情報が減っているという考えは違うのではないか。基本的に発電事業者は自身で発電量を決定できる。価格の固定効果は相対だけでなく、先物も同じ。
- 相対契約はほぼ売り切れの状態。現状の供給力を所与とすると、相対契約を大幅に増やすのは難しい。また、内外無差別の議論の中で、複数年にわたる相対契約等、燃料調達のリスク分散の在り方を考えることも重要。

(2)発電事業者の燃料確保の予見性の向上

○FIT特例③

- FIT特例③は非常に有用なデータ。3か月先にどの程度の量の再エネが市場に投入されるかが予測できれば、市場取引量、燃料消費量の想定の精度が向上する。他方で、TSOが予測データを公開するのも難しいので、最新の設備情報の公開だけでもありがたい。
- 公開が望ましい。

○小売電気事業者の調達先未定数量・スポット市場依存量

- 競争上の懸念が挙げられているが、具体的にどういう問題なのか、どの程度の問題なのかが不明。
- 公開の粒度はエリア別にできればいいのではないか。
- スポット市場の依存量といった情報は貴重な情報。他方で、 燃料調達の文脈でこの情報が必要なのかは不明。また、経営 情報だから情報公開できないというような議論が横行するのも 問題。なぜこの情報が必要なのかの理屈の整理をした上で、 本当に必要な情報を出すことが重要。
- 供給計画など既存のデータをうまく活用して手間をかけずに行うことが一つの方法ではないか。
- 予測精度向上に有用なデータ。発電余力のデータは補修計画やトラブル等で変わり得るので、発電余力と小売の調達先未定数量の差分を公開するのでなく、調達先未定数量をそのまま公開するのが望ましい。他方で、データ公開の負担が大きいのも問題であり、例えば、高需要期に絞って年数回公開するといった取組も考えられるか。
- まずは、エリア全体の需要想定からモデル分析を行うが、これが正しいかどうかのバックチェックとして、相対契約のデータを参考にする。この際、スポット市場の想定量も合算できると参考になる。一方、データの精度が担保されなければノイズとなるので、精度がどの程度かは重要。
- スポット市場の依存量のようなものが公開されることは電力市場の透明性の観点からは問題ないと思うが、海外事例や他のLNG輸入国のケース、トレーダーへのインタビュー等を通じて、LNGマーケットとの関係でリスクがないのかの検証が必要ではないか。

(参考) 第2回作業部会(2022年10月)における議論概要(続き)

○発電機停止情報

2か月前までに計画停止が反映されることが重要。きちんと監視をしてほしい。

○その他

- 再エネ導入に伴う予測精度の課題や実務負担の課題もあると思うが、長期の予見性の向上に資する情報公開も検討してはどうか。例えば、容量市場での約定結果に基づくkWh消費量の予測を行い、適切なタイミングで事業者に通知する等。
- 全体として、少なくとも実績データにはアクセスできるような環境が必要。
- 新たなデータ公開については費用対効果を踏まえた検討が必要。
- 変動性再エネについては、次の1か月や3か月で日射量がど うなるか等、将来の見通しが立てられると有用ではないか。

(3) 小売電気事業者のヘッジ取引の活性化

• リスクヘッジ等の取り組みの内容は企業の経営戦略の一部。 電気取引の監視の観点から取得する情報を個別に公表する ことは難しい。現在、監視等委で検討中の小売電気事業者 のストレステストについては、事業者が自ら事業上のリスク管理 の実施等の確認を行うという方向性で議論されており、そうした 点に留意しつつ議論を進めてほしい。

その他

- 予見性の向上も大事だが、発電事業者の燃料調達インセン ティブの確保も大事。昨年、限界費用の見直しをしたが、同時 市場における限界費用の定義等も今後の課題。
- 天候予測の精度が上がっていると言えども限界があり、燃料 GCのタイミングでは燃料を厚く買うしかない。この際の余剰リスクを誰が取るのかは引き続き課題。

(参考) 第3回燃料WG(2022年11月) における議論概要

(1)取引の場の改善

- 旧一電は、2023年度卸売りについて、オークション方式等を採用しているが、長期契約のメニューはなく、内外無差別との関係でどう評価されるのか。
- 2、3か月前に取引を固定したとしても気象条件によっては想定通りの需要にはならないため、 余剰リスクが存在。これをどう担保するかが取引の活性化には重要。
- 正確な需要予測は小売電気事業者としても課題。この変動のリスクをどうシェアするか。
- 短い期間である程度予見性のある取引をする ために、EEXにおいてDaily商品を導入予定。
- EEXでは欧米参加者を中心に時価会計をベースに取引をしている。ヘッジ会計の問題で躊躇している場合は、会計士と相談した上で、時価会計に切り替えたり、年度末までに建玉を整理するとPLのブレも回避できるのではないか。
- 「確定的な取引」だけでなく、取引の自由度など は必要。電源差し替えや電力の転売といった柔 軟な運用の可能性は否定してはならない。
- 全電源メリットオーダーでの電源稼働による燃料 消費予測を行っているため、先物・先渡取引が 活性化したとしても、メリットオーダーで動いてい ない電源があると、消費燃料の予測が難しい。

(2)発電事業者の燃料確保の予見性の向上

○FIT特例③

• TSOの対応として、電源種ごとの再工ネの設備量、kWにおけるFIT特例③の割合を公開することは可能。ただし、公開に当たってのタイムラグの短縮や頻度については、システム改修等が伴うため、対応の準備期間も考慮しつつ、検討を進めたい。

○小売電気事業者の調達先未定数量・スポット市場依存量

- 自社需要ですら先行きを予測するのは非常に難しい。
- 情報が燃料予見性向上にどの程度寄与するかがまだ分からないため、事業者の手間やコストも考慮し、先ずは既存のデータを使って情報の有用性の検証を進めるべきではないか。
- 将来的な予測情報(案A)は、燃料在庫情報ほど直接的な情報ではないが、日本の電力が不足しているのではないかというノイズのようなメッセージが燃料市場に送られるリスクがあるのではないか。将来のポジションを開示することについては、市場に悪影響を及ぼす可能性があり、公開の範囲は留意が必要。一方、第三者が見通しデータと実績データを比較し検証することは、各社が需要予測の精度を上げるインセンティブに繋がるのではないか。
- 先行きの予測にあたっては、先行きのデータがあるのが望ましい。なお、先行きのデータでもデータが案AのようにkWの評価なのであれば、kWhに展開するのが難しく、また、情報公開がちょうど2か月先のデータだと燃料調達の準備の余裕がない。
- 案Aについて、データ自体を作成することは可能だが、kWベースでの情報公開になることや、小売調達計画やその積み上げの精度の問題などが存在しており、発電事業者の調達行動に真に影響を与えられるかは不透明。
- 実績データ(案B)については、参考データとして公開されれば、エリア需要に対する自社の電源の競争力の評価などに活用でき、将来予測に有益。
- 案Aにおいて、緻密な想定が難しいのであれば、案Bのような実績値を集約化して 公開を検討してはどうか。
- エリア単位でなく、市場分担した範囲での公開もあり得るか。

(参考) 第3回燃料WG(2022年11月)における議論概要(続き)

(3) 小売電気事業者のヘッジ取引の活性化

- リスクのセルフチェックも重要だが、未成熟の小売電気事業者も多いため、 そのような事業者の指導やガイダンスも重要。
- ドイツのRWE社はVaRの公開を、スウェーデンのVATTENFALLはヘッジ 比率やヘッジ価格の公開を行っている。財務公開の一環だと思うが、積 極的にリスクマネージについて定量的に公開しているため、このようなプラク ティスを日本でも広めていくことが肝要。
- ガイドライン等で「望ましい行為」に規定するという事務局案には懸念があり、十分慎重に検討するべき。事業者にとってリスクヘッジの取組やヘッジ比率は機微な情報のため、広く一般に公開すべきではない。リスクヘッジの情報が独り歩きしないよう、情報の信頼性や客観性の担保も重要。また、担保されたとしても事業者のリスクコントロールは事業環境や戦略次第であり、情報を見た需要家が安易な判断をしないかは留意が必要。情報公開は電力・ガス基本政策小委員会でも慎重意見が出ていたと思うので、ここでも丁寧な議論をした方がいいのではないか。まずは、監視委のリスクチェックの取組で小売電気事業者の意識を高めるところからスタートするのがいいのではないか。
- ヘッジ取組を評価するのは金融機関になるのではないか。金融機関が電力業界のリスクヘッジ状況を評価して、きちんと投資・融資する用意があるのかが重要。また、日本の電力のリスク対策が欧州ほどには浸透していない中で、どういう順番で対策を進めるかの検討が必要。例えば、金融機関に求められたときにきちんと説明することを望ましいとしたり、ガイドラインでなく、グッドプラクティスとしてまとめるといったことであれば問題ないのではないか。
- 燃料GCの時点で、各社で真摯に需要想定をし、それに対するヘッジ取引を行っているかという観点で評価がされることが重要。燃料調達に資するヘッジ取引を促すという観点からは一般公開でなく、第三者によるチェック機能があれば一定のインセンティブになるか。

(参考) 第3回作業部会(2022年12月)における議論概要

(1)取引の場の改善

○長期相対取引(数年~数十年)

- 長期取引を阻害する要因があるのなら、それを排除し、燃料調達の意思 決定の前のタイミングで収益を固定する取引を行う環境を整備する方針 に賛成。ボトルネックがマッチングの問題であれば、取引の場を作ることが 有用だが、小売の信用力が問題になっているのであれば例えば保険商品 なども解決になるか。
 - ⇒ (enechain回答) 与信の問題は存在。契約期間が1年か10年かでも全く違う話になる。適正に評価が必要。保険商品や別の手立てを検討していく必要がある。
- 発電・小売双方が相手方の交渉に応じないのであれば、その要因をしっかりと聞き取るべき。
- 内外無差別との関係で、グループ内では長期契約があるのに、他の事業者にはないのであれば、大問題。その上で、内外無差別は満たしているが、長期契約が無い場合に、これがいいことがどうかは別問題として存在。
- 契約の相手方によって信用力も異なるので全く同じ契約を結ばないといけないわけではないと思うが、契約条件が無差別な必要があり、そういった観点からも検討が必要。
- 制度設計専門会合においても、複数年契約は発電・小売双方にとってのリスクヘッジの観点から重要という議論が行われた。発電事業者からは中長期的な供給力の見通しが不透明といったような説明があり、複数年契約の具体的なメニューが示されていない状況だが、今後各社で更なる検討・対応を期待。複数年契約についても、内外無差別が重要で、コミットメントのフォローアップ等を通じて、更なる取り組みを各社に促す。
- BL市場の活用の検討が進むことは賛成。ただし、現状のBL市場(特に 長期契約)には課題が存在。例えば燃調や預託金。
- 長期契約は必ずしも安くはない。2010年代後半、長期契約はスポット に比べて高かった。一方、価格の安定性が高いことは事実。これを小売 電気事業者がどう評価するか。マーク・トゥ・マーケットの評価が難しく、取 引事例・合意事例も乏しく、流動性が低い。意思決定が難しい世界。

○長期相対取引(数年~数十年) (続き)

• 足下、2020年代の後半のLNGの商戦の最中。GCの3年か5年程度 前には、燃料長期契約の商談は完全に終わっている。よって、(電力 の)長期契約は今から見て5年先、10年先の話。小売電気事業者が どういうリスクアペタイトを持って、どういうポートフォリオを作りたいかに関係 する。小売電気事業者のリスクヘッジと、長期ポートフォリオを作ることが、 時間軸の観点で繋がっているかは、やや慎重に考えるべき。

○短期取引(数か月~1年)

- 3か月前に一斉に取引する場を作るか否かはブローカー市場がどの程度 機能するかと関係。併せて、価格シグナルについて検討が必要。現状の 仕組みで果たし得ないことがあるとすれば、その問題が提供情報なのか提 供範囲なのかなどを確認する必要。
 - ⇒ (enechain回答) enechainでは、参加事業者に1日最低3回、成約情報や動いている売り買いの注文情報を提供しているし、オンラインプラットフォーム上で常に確認できる状態にしている。また、欧州にも事業所を作っており、ガスの動き等のニュースをまとめて毎日11時に発信している。
- 短期取引については、透明性・流動性の高い市場を作ることが重要で、 プライスが全て。
- 先物市場は短期取引に分類されているが、もっと中長期に広がるべき。
- 先物市場の参加者の多くが時価会計だが、ヘッジ会計が認められないので、致し方なく、ということと理解。時価会計だと年度内の取引に限定されがち。これを改善するには会計の問題をクリアする必要。公認会計士協会等との話し合いの中で、ヘッジ会計やデリバティブではない形で認められるような方向が模索できないか。長期戦になると思うが、行政・取引所・事業者で協力し、働き掛けを行うことが重要。

(参考) 第3回作業部会(2022年12月)における議論概要(続き)

○取引相互の関係

- 転売禁止の条項について、発電機そのものを貸し出すといったことを除いて、このような条項があるのは非常に不思議。一つ間違えれば、カルテルや市場分割だと疑われかねず、監視等委でもしっかり確認する必要。
- 転売禁止だとインバランスの調整などに問題が出る。何等か合理的な目的があれば必要かもしれないが、あらゆる転売を禁止する必要は無いか。
- 新電力の立場だと、5年後の需要を予見するのは、非常に難しく、過不足が出る。 転売するのは、一定程度の合理性があり、認めるべき。
- 転売の議論の際は、デリバティブに該当しない形とする必要。

○その他(株式会社enechainの資料へのコメント等)

- 契約書の標準化がされれば交渉が捗る側面はあるが、このひな形でないと絶対に 契約に応じないということになると逆に交渉の阻害にもなる。特に不可抗力条項な どは注意が必要。
 - ⇒ (enechain回答) 標準化できない部分も確かにあり、メンテナンスが重要。例えば第三者団体のようなものを作って、事業者が集まって、使い勝手の良いものを定期的に作っていくことなどを検討することも必要か。
- 市場をプライマリー・セカンダリーに分けて理解し、それぞれ活性化させていくことには 替成。
- 今の先物の流動性では燃料 1 カーゴに見合う電力を一気に売買する流動性が無い。少量の売買を重ねていき、1 カーゴになれば燃料調達するというオペレーションは実際に行われているか。
 - ⇒ (enechain回答) 行われている。1か月の取引で考えると分量が多いが、例えば、3か月分の取引なら、量が薄まるので対応しやすくなる。JKMだけでなく、石炭でも同様の問題があり、BL市場後にはグローバルな金融機関やトレーダーに足元を見られるということも起こっており、発電事業者の視点から考えると、リスクプレミアムなどは見てほしいポイントとなる。
- PPAについて、どの程度の動機が存在するのか。売り手、買い手側で動機が違うのか。
 - ⇒ (enechain回答) 市場価格のボラティリティが高まっており、ニーズは存在。 複数の新電力から交渉の間に入ってほしいというお願いがあった事例もある。 数社でなく、日本全体として、こういう取引をする場を設けた方がいいのではないかと思う。
- 内外無差別の実現の定義について、関係者で認識を合わせることが重要。
- ブローカー市場が拡大することは先物市場の発展にもつながる。

(2)発電事業者の燃料確保の予見性の向上

○FIT特例③

- TSOが電源種ごとの再工ネ設備利用におけるFIT特例③の割合を公開することは可能。公開のタイムラグの短縮や頻度については、システム改修などの対応準備期間も考慮しつつ検討を進める。
- 実績より先行きのデータが好ましいが、今回の事務局の提案に異論はない。実績データをどう活用して、予測精度の向上につなげるか、発電事業者としても試行錯誤したい。

○小売電気事業者の調達先未定数量・スポット市場依存量

- 案Bの通り、実績値を月間エリア単位の粒度で公開することを念頭に検討するのは有力。一方、競争上の懸念という話が資料に記載されているが、具体的にどのような問題があるのか分かっていないし、言葉だけ資料に載っているのだとするとそれは望ましくない。
- 案Bで検討を進める形で良いと思う。情報公開の頻度だが、月次でおおむね違和感はない。ただ、もし高頻度でやるのであれば小さい事業者の負担については配慮が必要。
- ①不確かな情報は参考にならない、②海外トレーダーが(将来の)情報を手にするとLNGの取り合いで支障が出る可能性がある、という2点の観点から案Bの公開で賛成。
- 案Aは、kWのデータであり、kWhに展開は難しく、また、2か月先のデータはリードタイムとして難しく、活用が難しい。
- 案Bは、スポット依存率の公表の仕方次第で、予測精度向上に つなげることができるのではないか。具体的にどのような内容を公開 するか、WGでさらに具体的な検討を深めてほしい。

○情報公開一般

• 基本的には情報は公開することをベースとして、どうしても無理なものは非公開にするという方向で考えるべき。JEPXでもなるべく出す情報を増やしてほしい。

(参考) 第3回作業部会(2022年12月)における議論概要(続き)

(3) 小売電気事業者のヘッジ取引の活性化

- 第三者によるチェック機能が十分に機能するのであればよいが、不十分ならば、何らかの形で公開を求めていくこともあり得る。こういった情報が需要家にとって重要というのも事実。ヘッジが不十分でリスクを抱える事業者がいたとして、需要家の観点からそれを観察できないとすると、情報の非対称性の観点から問題。
- このような情報が公開されていることは需要家にとっても望ましく、ガイドライン等で規定されることは特に問題ないと考える。
- 開示範囲や望ましい行為として強く規定するかは議論があってしかるべき。 情報開示を求められた時に、説明責任を果たすことは必要だが、公開す る必要があるかは疑問。
- リスクは、売り側と買い側の価格のフォーミュラの差。リスクマネジメントの指標として、ヘッジ比率を定義するのは非常に難しい。相対比率が高いほど、ヘッジをちゃんと行っているかというと、必ずしもそうではない。そのため、ヘッジ比率を公開することが、燃料調達の予見性の向上や需要家への十分な情報提供になるかは不透明。ヘッジ比率がどういうものを指すかを議論すべき。
- 望ましい行為として規定ではなく、例えば、事業者がリスクヘッジに取り組むことや、関心の高いステークホルダーに適切に説明することを期待するという文言で整理するのも一案か。

その他

• 日本全体のkWhのマクロバランスを管理する者が存在しているかどうか。 市場設計を考える際には市場管理者の問題も併せて考えるべき。

(参考) 第4回燃料WG(2023年1月) における議論概要

(1)取引の場の改善

○長期相対取引(数年~数十年)

- 長期の燃料調達のプロジェクトを新規に立ち上げる場合、大体年間100万トン、電力換算で100万kWのコミットが求められる。発電事業者のヘッジのためには、3年先以降から15年~20年程度の(電力の)長期契約が最も望ましいが、他の期間のものを様々組み合わせるというのも考えうる。一方、稼働の見通しについては、原発の稼働状況や脱炭素の流れなどもあり読みづらく、予見性を持たせる環境整備が重要。
- 小売は現状 1 年程度の契約しか締結できていない。いきなり15年以上の契約でなく、まずは 3 ~ 5 年程度の契約を締結することが小売の立場からは望ましい。
- 価格のリスクについて、一般的な燃調はJLCリンクだが、LNGの調達は別の指標とリンクしており、(電力の)売りと(燃料の)買いで差が出てしまう。
 - (→【事務局】従来からこの問題があるように思うが、近年状況が変わってきているのか。)

状況の変化としては2点。①これまで一般的なLNGの調達は油価リンクが太宗だった。しかし、LNGマーケット自体の多様化が進み、欧米のガス価格にリンクする契約も増加。②LNG火力がベース・ミドル需要からミドル・ピーク需要への利用に変化してきて、燃料消費量が読みづらい。

(→【事務局】長期契約は固定的な消費だけでなく、変動的な消費に も充てられるか。)

基本的には長期契約はベース需要に充てられる。また、ベース需要とスポット需要の比率によって、長期契約のLNGとスポット調達のLNGの平均価格と、JLCの価格で高い・低いが生じる。

- 長期契約だと、ヘッジ対象とする価格が、これまで小売がヘッジしてきた電力のスポット価格ではなくて、LNGだと油価連動が多くなるのではないか。 この価格の差には留意が必要ではないか。
- 契約期間が長期になるほど、売り主と買い主の間でリスク分担を協議することになる。与信や取引実績などを踏まえて、契約の保証なども事業者ごとに差が生じてしかるべき。1年を超えるような長期の相対取引の場合は、入札形式ではマッチしない可能性が高く、相対取引の交渉の場が設けられることが重要。

- プロジェクトの立ち上げや交渉のタイミング・期間等を画一的な形で用意するのはほぼ不可能であり、このような特殊性も鑑みつつ、内外無差別な機会の提供が必要。与信も同じで、状況に応じて様々な手段を講じるべきで、かつ、どうしても通らない与信があることも理解しておくべき。
- 信用保証の方法は可能な限り様々用意されていることが望ましく、取引 活性化にもつながるのではないか。
- ヘッジ比率を高めると小売の信用力が高まるかは確認が必要。
 - → (発電事業者の意見) 特に長期契約であれば、10~15年間オフテイクしてくれる小売の信用力を評価。ヘッジ取引の活性化がどの程度長期の信用力の向上に寄与するか次第。相対契約の条件も踏まえて、売り手が許容できる範囲を交渉で詰めていくということに尽きる。
- 10年を超えるような見通しがあることによって、このような見通しが無いよりは交渉がしやすくなるのではないか。

○短期取引(数か月~1年)

- enechianとしては、プライスシグナルは基本的に多ければ多いほどいいと思って取り組んでいる。一方、プライスシグナルの出し方自体がブローカー個社の競争優位性になっている側面もあり、個社毎に取り組み方が異なる点には留意・配慮が必要か。
- 短期の取引の流動性は価格要因に左右される印象。一方、早めにポジションを固めると、発電か小売に余剰リスクが発生。余剰リスクに対する国や事業者間のリスク分担の在り方は引き続き整理が必要。
- 船1隻分の燃料を1か月で消費するには、ベースだと50~60万kW、ミドルやピークだと100~150万kWの高さとなる。これを一つの事業者で引き受けるのは難しく、3か月前に実需給で必要となる1か月分の電力を一斉に取引するよりは、数か月といった契約期間を積み重ねていく方がいいのではないか。
- ブローカーが船 1 隻分の電気の売買をかき集めるというオペレーションは実際にやっている。逆に集められず売買が成立しないと、国全体でショートとなるリスクがある。ショートの場合の価格高騰リスクを回避するために余剰リスクを一定考慮しておくという考え方もあり得るか。

(参考) 第4回燃料WG(2023年1月)における議論概要(続き)

(1)取引の場の改善(続き)

○先物取引

 ヘッジ会計については各社の経営方針に基づいて決められるべきもの。 期中の取引も含め流動性が低いのは、売りの価格が低く、買いを固めると損が確定してしまうことが要因ではないかと考える。また、先物の日独比較について、EEXでは外銀・邦銀の参入も進んできている。取引プラットフォームは欧州では現物取引市場の情報開示に該当し、先物取引所の領域ではないことに注意が必要。

○取引相互の関係

- 転売禁止条項は基本的には無くしていく方向が望ましいが、発電事業者側にも事情はあると思うので、相互理解を深めながら議論を進めていくことが重要。
- 転売禁止条項について、転売の用途が需給調整なのか、さや抜きを 念頭に置いているかによって変わる。最終的には需要家にどういう影響 があるかで検討する必要。

(2)発電事業者の燃料確保の予見性の向上

○小売電気事業者の調達先未定数量・スポット市場依存量

- 本来的には先行きのデータが重要だが、実績のデータも補足的な情報にはなるか。
- JEPXのデータについて、入札参加者は分断エリアごとの売買量をすでに入手することができるため、追加的情報にはあまりならないか。
- 月間計画や週間計画のBG計画は、2点のみの情報となるため活用が難しい。一方、2025年に向けては、1日48点の翌々日計画の提出が求められるようになるので、こういったものは成り行き調達量の特定の参考になるか。
- 個社の情報が推測されないよう、留意が必要であり、JEPXでの公表 データの粒度を参考にしてはどうか。ただ、燃料調達の観点からはコマ ごとでなく、月ごとぐらいの粒度で十分ではないか。

(3) 小売電気事業者のヘッジ取引の活性化

- 議論の目的が燃調調達でなく、需要家保護になっているのではないか。
- 小売が倒産や休止をしそうかどうかというのを評価するのであれば、財務情報を確認することが必要で、ヘッジ比率などは不要ではないか。
- ヘッジ比率等の公開は事業者の自由な裁量に委ねられるべき。
- ・ ガイドラインの「望ましい行為」に規定するか否かの議論がなければ、案Aから案Cのどれを採用するかという議論自体が存在しないはず。よって、「望ましい行為」に規定するか否かでこの議論の方向性は大きく変わることに留意すべき。「望ましい行為」への規定という視点で見た場合、案C(VaR等)は、需要家を困惑させるだけ。案A(ヘッジ比率)や案B(シナリオ分析)は、基本的にファイナンシャルの話であり、フィジカルの燃料調達に結び付く効果があるのか疑問で、かつ、需要家を困惑させるだけ。
- 本件は、需要家の代表も参加している電力・ガス基本政策小委員会に諮るべき。
- 新電力の多くは、需要家への分かりやすさを重視した結果として、事業者がリスクを 負う形で、旧一電の燃調単価に合わせたメニューを提供しているのが実態。そのた め、多くの新電力にとっては、調達価格変動のリスクヘッジは、必ずしも簡単なことで はない。
- 誰に対する情報公開が相応しいのか(需要家なのか、事業者なのか)の議論が 十分になされていないように感じる。仮に投資家や専門家向けではなく需要家向け の情報公開であれば、ヘッジ比率の公開が需要家にとって有益なのか疑問。小売 が市場のボラティリティに晒されて倒産しないかを見るならば、既存の電源構成の開 示などでも目的は果たされているのではないか。
- 案A~Cはリスクマネジメントの観点からは一般的。例えば、案Aであればヘッジする こと自体はいいこと、案Bはシンプルな方法、C案はグローバルだと当たり前の考え。 発電事業者や保証を出す金融機関の視点で見ると、リスクマネジメント観点からは フィットしている。一般公開するかどうかは、整理が必要かもしれない。
- 金融業界ではすでに厳しくスタンダートとして実施されている。電力と金融は等しく議論することはできないかもしれないが、リスク管理のメソッドを電力事業者が実行することは、日本の電力マーケットを国際スタンダートに近づける良いこと。情報公開すべきかどうかは議論があるかもしれないが、電力業界にもリスクマネジメントが浸透していくことは良いこと。
- 燃料調達に資する信用力に繋げるのであれば、情報公開先は金融機関ではないか。需要家に電気事業者のヘッジ取り組みを評価させ、小売に圧力をかけるのはハードルの高い取り組みではないか。38

(参考) 第4回作業部会(2023年1月) における議論概要

(1)取引の場の改善

○長期相対取引(数年~数十年)

- 事務局資料では、特定の時期や契約期間に限定することなく、長期相対取引が締結しやすい環境を整備することが望ましいと整理されており、この方針に賛同。長期相対取引のボトルネックになる要因を取り除くという方針が重要。
- 転売禁止条項が取引の障壁なのであれば、転売を認めることも十分検討する余地がある。
- 転売禁止条項は合理的な理由が無い限り外していくのが良い。
- 転売禁止も信用補完の問題も非常に重要であり、この検討を進めること に強く賛同。
- 3年~5年程度であれば、信用力を見ることも可能であるし、コーポレート PPAやプロジェクトファイナンスのようなオフテーカーであれば、10年~20 年というような信用力を見ることも実態としてあると理解。実態を見つつ、 内外無差別・外外無差別な卸売りができているかに注目すべき。
- 再エネ電源がコーポレートPPAを締結しようとするときに、10年~20年という期間での価格を決める必要がある。プロジェクトファイナンス等を提供しようとしている金融機関からも「長期の契約における価格の合理性」についてTOCOMによく問い合わせがある。取引所取引は、せいぜい2年程度にLiquidity Horizonがあるので、それ以上は明確な指標が無い。長期の取引を行う上では、指標価格や価格の透明性が問題になる。
- 10年超の電力需給のシナリオ作成するという試みは予見性を高める観点で重要。誰がこの実務を行うのかが重要な問題。日本の市場管理者は燃料まで見る必要があり、そもそも市場管理のストラクチャーをどうするのかという深淵な問題につながる。また、長期だけでなく、短期でさえも想定は難しく、23年度についてでさえ、様々な想定リスクやシナリオがある。長期のほうが短期よりさらに想定が難しいだろうから、先ずは、短期の予測をして、同じビークルで長期に転換していくことが自然か。

- 長期相対契約が発電事業者の燃料調達の観点から好ましい面があるということについては、同意。ただし、長期相対契約についても、旧一般電気事業者によって、内外無差別に卸が行われることは、極めて重要。自社小売、グループ内小売しか購入することができないメニューを提供する等、実質的に内外差別に繋がるようなことがないよう、競争環境の整備の観点も含めて、丁寧に検討する必要がある。監視委事務局としても、しっかりと確認する必要があると思っている。
- コーポレートPPA等で再工ネ開発をしようとしている事業者はかなり存在しており、今後も増えるだろう。コストのほとんどが固定費である太陽光発電については、長期間、売電単価を固定したいというニーズがある。小売電気事業者としても、再工ネも長期相対契約のポートフォリオに加わり、ヘッジできると良い。これは、FITでない形での再工ネの電力市場への統合という意味でも、日本の将来の再工ネ普及に好ましいと思う。
- 燃料の長期契約に長期相対契約が資する面があるのは事実だと思うが、かなり間接的な効果であり、さらにそれがヘッジということまでくると、強い関連があるか、疑問。他にも直接的に燃料長期契約に結び付ける手段があるのに、間接的な議論をこの作業部会で行うことに疑問。例えば、直接的な手段としては燃調がある。ある寡占的な事業者が燃料スポット調達の比率を増やすと、全日本平均の価格に占めるスポット調達の比率が上がってきて、他の事業者もスポット比率を高くすることが合理的な行動になる。これが今の燃調制度であり、これについて考えた方が強力な対応策がとれる。
- 長期相対契約について、どのような契約期間や条件であれば、契約が成立するようになるか、小売電気事業者の観点での課題に加えて、発電事業者の観点からも、より詳細な検討を進める必要。実際の長期相対取引はLNGのみならず、さまざまな電源種があることも踏まえて検討する必要。

(参考) 第4回作業部会(2023年1月)における議論概要(続き)

(1)取引の場の改善(続き)

○短期取引(数か月~1年)

- 金融取引においては、金商法の改正を経て、取引情報蓄積機関(トレード・レポジトリー)があるが、コモディティの方は整備されていない。一方、例えば、ロンドンでは、ロンドン・ブローカーズ・アソシエーションというブローカー団体が価格などを提示するという取組をしていると聞いており、こういった取組によって、ブローカー市場の価格の透明性の向上に繋がるのではないか。
- enechainとしては、プライスシグナルは、フェアで多ければ多いほど良いという考え。その上で、短期取引のポイントは2点。①取引の機会が均等に提供されているか。②LNG1カーゴ分の需要をアグリゲーションできるか。この2点をしっかり担保する形で、場の設計を行うことが重要。
- 小売電気事業者のニーズを集約して、燃料GC前にLNG1カーゴ分の買い手が集まれば、取引が成立するというような場が整備されることが効果的。小売のニーズと発電事業者の期中での発電余力をうまくマッチングさせることができれば、個社単位での相対取引では行えない燃料調達が可能となるのではないか。実需給断面での燃料確保の不確実性の低減や、発電事業者の将来予測の精度向上にも、寄与するのではないか。

○先物取引

• 先物の流動性が低い要因として、会計上の問題の他に明確なものは2つ、①卸価格と小売価格が逆ザヤになっており、ヘッジすると損が確定すること、②証拠金の高騰。その他、中長期的な問題としては、投資家的な行動を行うトレーダーが不足していることや、リスク管理を社内でどのようにやるべきかわからないこと等がある。会計の問題については、時価会計や電力取引におけるヘッジの重要性を金融機関に理解してもらうような取り組みや働きかけが重要ではないか。

○取引相互の関係

- 資料3のP.23は全体のフレームが非常によくまとまっている。短期はいろいる策があるが、長期は策が難しいというのが実態か。
- エリア限定での販売は市場分割の懸念があり、早急に無くすことを検討すべき。

(2)発電事業者の燃料確保の予見性の向上

- ○小売電気事業者の調達先未定数量・スポット市場依存量
- BG計画を利用した方法に比べて、JEPXの約定データを用いた方法に付加的な情報なく、それぞれについてシステム改修が必要なのであれば、BG計画を利用した方法に絞って検討することでよいのではないか。
- JEPXの約定データは、間接オークション等、いろいろな情報が混在するリスクがあるので、BG計画を利用して集計をする方が簡単ではないか。
- BG計画を利用した方法の方が参考にできるのではないか。月間計画や週間計画は、2点のみのデータのため、分析に限界があるが、2025年度に導入が検討されている48点の翌々日のBG計画であれば、スポット市場取引前のデータであり、かつ、週間計画のデータよりも実需給に近いデータのため、将来予測に有用なデータになる可能性がある。
- 将来的な予見データも実績データも燃料調達に寄与するかが疑問であり、 手間がかかるなら情報提供の必要性はあまりない。

(参考) 第4回作業部会(2023年1月) における議論概要

(3) 小売電気事業者のヘッジ取引の活性化

○全体に関連する意見

- 公開情報としては、定性的なものだけでなく、定量的なデータも重要。定性的なものだと、各事業者で大体同じような内容になり、事業者のリスクを評価する上で、適切に機能するかどうかに懸念。
- 3 案について、優劣は判断しづらいので、指標を1つに絞るのでなく、ある 程度柔軟性を持った形で、事業者が選択する余地を残した形で、情報 公開を求めるということもあり得るか。
- 具体的な公表の仕方の議論となると、燃料調達の予見性を高めるという 議論に、直接結びつけづらく、需要家保護の観点がメインになるので、別の場で議論すべき。
- 事業者はリスクヘッジをした方がいいが、強制されるものではない。ヘッジを 促す目的で情報公開をさせるのは論理的ではない。
- 電力・ガス基本政策小委員会に諮るのは賛成だが、何を諮るかを明確 にするべきであり、望ましい行為として規定するか否かを諮るべきではない か。
- 情報公開の受け手となる発電事業者や需要家が、ヘッジ比率等の公開を望むのかが重要な判断基準になるのではないか。
- 需要家は一般家庭も含めた全ての需要家という定義なのかを明確にすべき。
- 安定的な電気料金はファイナンシャルな話であってフィジカルな燃料調達に結びつく効果があるのかが理解できない。安定的な電気料金という言葉の定義を明確にし、それが燃料調達環境の改善とどう結びつくのか明確にすべき。
- ガイドラインにおいて、義務がかかるのは問題となる行為であり、望ましい 行為は義務ではないので、この考え方の整理をしておかないと、(本論 点の)整理が難しくなるのではないか。
- 望ましい行為は義務ではないので、公開するのが望ましいのか、望ましくないのか、という観点が重要。定性的な情報は公表してもいいと思うが、定量的な情報は、逆にミスリーディングになったり、営業秘密に該当するといった問題があるかもしれないので、慎重な議論があってもいいか。

○案A:ヘッジ比率

- 分かりやすく、解釈はしやすい気はするが、様々なヘッジ取引(価格固定、上限設定、等)が同一に評価されていいのかや、仮に同一に評価しない場合に重み付けをどうするか等、難しい点も残る。
- 市場価格連動メニューのような分かりやすいメニューでなく、エリア旧一電 燃調を使っている事業者が多く、ヘッジ比率の定義が困難。
- 価格は上昇することもあるが、下落することもあり、下落リスクを考えると変動しにくい契約はむしろ不適切。
- ヘッジは売価とのバランス。比率を公開することに意味があるかが疑問。

○案B:シナリオ分析

• 意味のないシナリオを各社が設定しても情報として使えないので、ある程度シナリオを提示する必要。

○案C: VaR、EaR

- VaR等がどの程度の大きさであれば十分なのか等、基準を示すことが一案。
- 需要家に分かりやすい情報かが疑問。

(参考) 第5回燃料WG(2023年3月)における議論概要

(1)取引の場の改善

○エリア限定販売

• 燃料調達と大きく関わりがあるものではない。一方、競争政策や需要家 保護等とは関係があり、特に経過措置規制料金等との整合性等は重 要な論点のため、他の審議会で議論が必要。

(2)発電事業者の燃料確保の予見性の向上

○小売電気事業者の調達先未定数量・スポット市場依存量

- 計画の提出に伴う問い合わせ等は広域機関にとってかなりの業務量。逆に言うと、BGの負荷にもなっている。翌々日計画の48点化については、かなり丁寧に説明会や適正化に向けた対応を行う必要がある。特に、発電計画については、容量市場等にも関わりの出てくる話。
 - 一般的には、翌々日計画は翌日計画の前の段階のため、BGにとっても不確実な部分が多く、その数値自体が適正かどうかは慎重に取り扱う必要。広域機関の調整力等委員会においても、週間計画の非調整電源のスポット市場の想定値については、確からしさの評価をした上で広域予備率の算出に使用するということを決めた。

また、全体の需要から調達計画を引き算するのでなく、BGに直接スポット市場の依存量を提出してもらうという方法もありえるかもしれない。いずれにしろ、情報公開をする場合は、対応の選択肢や作業負荷を検討する必要。

- この情報の公開によって、劇的に燃料調達上の懸念が解決するかどうかや、定量的にどの程度精度が高まるかについて現時点で断定できるわけではないが、現時点で入手できている情報にプラスアルファの情報として効果があるのではないかと考えているし、予測向上に向けた取り組みを行っていきたいと考えている。情報公開の手間にも考慮した上で、詳細なルールを設計する必要がある。
- 翌々日計画については、成行買いが推計できる可能性があり、現在、公開されているJEPXのデータに比べて追加的な価値がある。
- 公開される情報は過去の情報になるため、その時点ではすでに燃料の調達量や在庫量が決まっており、この情報公開が直接的に安定的な燃料調達に資するわけではない。一方、需要想定は多角的に情報をとらえることが肝要であり、これらの情報の過去のトレンドを踏まえて一定の分析を行うことは考えられ、その意味では有益な情報といえる。
- 小売電気事業者がどの程度スポットに依存しているかが分かると、発電事業者が売りの入札量を調整でき、ブラインドシングルプライスオークションに与える悪影響があるのではないか。(→事務局:これまでの議論を踏まえると、過去のデータ1か月分ぐらいを集計して公開する形となると思うが、それでも悪影響はあるのか。)それであれば、悪影響はない。

(参考) 第5回燃料WG(2023年3月)における議論概要(続き)

(3) 小売電気事業者のヘッジ取引の活性化

- 「ヘッジ取引」という言葉の定義を明確にすべき。
- 企業が抱える価格のリスクエクスポージャーが他の誰かに転嫁できていることが、ヘッジの一般的な考え方。そのため、先物や相対で売り・買いすることもヘッジであるし、JPEXスポットの価格連動で需要家に販売するのもヘッジの一種。
- ヘッジは小売電気事業者だけでなく、発電事業者も行うべき。例えば、 燃料が余剰しそうになれば電力先物を売ってヘッジしてほしい。また、ヘッ ジに関する情報の公表の議論となっているが、公表の有無でなく、リスクマ ネジメントを行っているか否かが重要。
- 事務局のまとめ方には同意。燃料WGの結論として、価格のリスクヘッジが燃料確保に繋がるというメッセージが出るのは大きな意義がある。情報公開については、小売電気事業者の立場からすると慎重になるし、一方、金融機関やサプライヤー、需要家の立場からは安心感につながると思う。電が小委で議論が進めばいいと思う。リスクマネジメント(ストレステストやEaR・VaR等)はグローバルで見ると当たり前であり、これを促すべく取り組んでいく必要。
- 最終的な方向性が議論される電が小委では、情報公開が望ましいとする意見と、慎重な意見を併記し、ニュートラルな議論を求む。
- ガイドラインの望ましい行為は法令上の義務ではないと理解するが、小売 電気事業者の立場からすると実質的には義務であると認識。
- 小売電気事業者の健全な事業運営のためには、リスク管理は必要な行為であり、目的に応じて、国や投資家等に適切な説明を行うことも必要と認識。一方、電気の調達価格は、上下するため、価格決定を中心としたヘッジ取引が必ずしも小売事業の安定に資するとは限らないと考えている。同様にヘッジリスク等の情報公開が本質的に需要家の利益保護に資するのかも疑問。基本政策小委員会でのご意見も踏まえて、慎重な議論を求む。
- 燃料WGの議論としては、ヘッジ取引をすることが重要なのでなく、燃料 調達につながるヘッジ取引を行うことが重要と認識。また、画一的なリスク 管理を求められたとして、その結果の責任は事業者が負うことになるので、 事業者の創意工夫も尊重すべきだと考える。

- 燃料調達時点での収益を固定化するための対応としては、フィナンシャルなヘッジ取引だけではなくフィジカルな相対取引によってヘッジ効果が実現される場合もあるので、フィナンシャルな取引だけを対象とした話ではないということを明確化すべき。
- 発電事業者としては、燃料調達時点で、収益が固定できることは燃料 調達のインセンティブになる。一方、リスクを小売電気事業者に取ってもら うことを促しており、これは重要なものの、最終的な数量のリスクをどうする のかを明確に議論することで、小売電気事業者も安心してポジションを取 れるようになるのではないか。
- 価格ではなく、量の不確実性の問題のほうが重要かもしれない。

(参考) 第5回作業部会(2023年3月)における議論概要

(2)発電事業者の燃料確保の予見性の向上

- ○小売電気事業者の調達先未定数量・スポット市場依存量
- 小売電気事業者のスポット市場依存量の実績値について、 2025年度48点化に合わせて広域機関において提示すること に賛同。公開の粒度についても、事業者の負担および識別可 能性の観点から、月ごと・エリアごとというのが適切。
- 特定契約等をスポット市場等の調達想定量から分離する形による計画提出であれば、成行買いが必要な量を特定できるため、燃料調達に資する情報として活用できる可能性がある。

<u>(3)小売電気事業者のヘッジ取引の活性化</u>

- 最終的に需要家保護の観点も含むため、電力・ガス基本政策小委員会で議論するということに異存はない。適切なリスクマネジメントへの誘因は必要であり、この点で最終的に出てくるものが、有効性のないものにならなければよい。
- 発電事業者としては燃料調達が行いやすくなるという環境整備が整ってくるかと考える。長期における燃料取引確保に関しては、エネルギーミックス等の関係もあり、不確実性があるた、え、事業者の判断、行動のみで対応できる範囲は限られている。そう考えると、国の安定供給の観点からすると、LNGの所要量の不確実性にどう対応していくのかを、国、事業者の責任分担の在り方も含めて整理する必要がある。
- 発電事業者との相対取引がより活発に行われ、燃料調達につながる可能性がある一方、公開する内容に対する需要家の反応も考慮する必要があるた、え、電力・ガス基本政策小委において、需要家保護全体との関係の中で議論する必要がある。

(参考2)同時市場に関するの作業 部会や市場WGでの議論

(参考) 第1回・第2回市場WG(2022年9月) 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、メリットオーダー、 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牛じないことが重要。
- 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。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(2022年9月)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

- ΔkW- 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、どういう費用回収になるのかの検討が必要。
- ΔkW- 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。
- ΔkW-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。
- ΔkW-Iの受益者と負担者の関係を整理して欲しい。
- ∆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、△kW-Ⅲは不要ではないか。
- ΔkW-ⅢはΔkW-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△kW-Ⅲの ため、△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(2022年9月)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∆kW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、ベーシ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、どのよう抑制量を 算定するべきか、コストの低減につながるかについて、検討が必要。
- 古い再工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、市場でのメリット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の設計が重要。

【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。

(参考)第2回作業部会(2022年10月)における議論概要

【全体の進め方等に関する意見】

同時市場に移行した場合の各ルールがどのように適用されるのかを電力市場構造を踏まえ検討する必要。市場の運営者や監視ルール等も検討が必要。

【電源起動、出力の確定】

○TSO予測需要と小売調達需要

- TSOの方が小売に比較して予測精度がいい理由はどこにあるか。両者の保有している情報の差や、インセンティブの差、諸元の提出タイミングの差などが考えられるか。
- TSO予測需要と小売予測需要の大小にかかわらず、TSO予測需要をベースとすることも考えられるか。他方で、これは売り切れの問題をどの程度重視するかに依存する。
- TSO想定需要に頼った場合に、小売の調達インセンティブがどうなるかという規律の問題を整理する必要。
- TSO想定需要に合わせることで替成。

【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
- 調整力確保のタイミングはメリデメ踏まえて検討が必要。
- 同時市場以降の時間帯で追加で調達するか、それとも、先に調達したものを放出するか、現行の市場設計も見ながら検討が必要。
- 時間前市場でも同時市場を行うということや、約定タイミングを実需 給に近づけるということ、再エネ出力や需要予測の変化に合わせて都 度需給計画を修正するPJMのやり方を参考にしつつ余力活用の仕 組みを検討すること等は、経済性や供給信頼度の向上に資するので はないか。
- 調整力の確保タイミングを実需給に近づけると、必要な調整力を少なくできる一方で、起動できる電源が限られるという側面もあり、両面で検討が必要。
- 前日市場と時間前市場のそれぞれの位置づけや役割、スケジュールの検討が必要。例えば、時間前市場の方が取引が多くなった結果、 全体として非効率になるといったことはあり得る。

○調整力の取り扱い

- ΔkW- I は前日断面で考えられる最適な電源構成を構築したことで 生じるコストと考えられ、こういった点を踏まえつつ、受益者と負担者の 関係を整理して欲しい。
- ΔkW- I はTSOのインバランス想定分と考えれば、調整力としてとらえられるのではないか。

○その他

• 電源起動はTSO予測需要でなされて、ΔkWも含めて計画が作られ、 実需要が近づくにしたがって、調整力の動かし方が指示されるという形 なのではないか。そうであれば、時間前市場は必要ないのではないか。

(参考)第2回作業部会(2022年10月)における議論概要(続き)

【セルフスケジュール電源の在り方】

- セルフスケジュールが増えると、効率化が図れない。
- ΔkWについても、セルフスケジュール電源からどうやって調整力を供出してもらうかを考える必要。
- セルフスケジュール電源を認めることは所与ではない。kWhの入札 価格について、下限値で複数の入札があった場合、どう落札を決 定するかというルールの問題はあり得るものの、マイナス無限大の 入札が認められればほぼ確実に出力できる。セルフスケジュールを 認めるのであれば、議論・整理が必要。
- 長期的な相対や自社電源の保有によって、発電事業者の事業 予見性を高めることが重要で、全量プールはリスクがある。
- どのような電源がセルフスケジュールになるかによって、市場の絵姿が変わる。
- セルフスケジュール電源を0円やマイナス価格で入札して、確実に 約定させたとしても、市場の外で価格へッジの必要性は生じる。そ ういったヘッジ取引が法律面からも可能かどうかの検証が必要。
- PJMにおけるセルフスケジュール電源はマストラン電源のようなものを想定しており、相対電源はセルフスケジュールのルールが必ずしも適用されているわけではない。また、過去、英国で全量プールがうまくいかなかった例や、米国でも相対契約を尊重しているという例もある。
- 間接送電権の例の通り、相対契約を尊重することと市場取引で 発電スケジュールが決まることは矛盾しない。英国の例は本当にセ ルフスケジュールの問題だったかどうかは疑問がある。

【発電の買い、小売の売り】

- 電源差し替えでセルフスケジュール電源の供給力が減少し、必要な供給力が不足しないようにする必要。
- 前日市場と時間前市場のそれぞれの位置づけや役割、スケジュールの検討が必要。例えば、時間前市場の方が取引が多くなった 結果、全体として非効率になるといったことはあり得る。(再掲)

【約定価格の決定方法、費用負担】

- どうやって調整機能を優遇するかの検討が必要。
- ΔkW- I も含め、調整力の待機の価値や発電の価値が適切に 評価される必要。

【再エネやDRの取り扱い】

• DRや蓄電池、再エネの導入のためには同時市場の価格シグナルをしっかりと出すことが重要。

【その他】

- BG制が残った状態で、セントラルディスパッチは実現できるのか、 疑問。
- 需給ひつ迫時の対応として、電源Ⅲの余力把握は重要。
- 同時市場の導入で大きく制度が変わると、各社のオペレーション等 に影響が出ることには配慮が必要。
- kWh、∆kW-I・II・IIのそれぞれで権利・義務の整理が必要。

(参考) 第3、4回市場WG(2022年10月、11月) における議論概要

【同時市場におけるkWhの価格決定方法】

- ○シングルプライス・マルチプライス
- シングルプライスにすべき。
 - ✓ 価格指標性の観点から賛成。
 - ✓ 多数の事業者が参加する中での簡便な精算という観点から賛成。
 - ✓ 再エネやDRがマルチプライスでの約定だと収入が無くなる。
 - ✓ マルチプライスだとFIP制度の抜本修正が必要で、電源ごとに参照価格が 変わると、投資回収の判断も難しくなる。
 - ✓ マルチプライスだとザラバ市場のようになり、実務的に非常に困難。またザラバ市場だと入札システムへの投資によって、市場の活用の度合いが変わり、ザラバ市場をどこまで有効活用できるかに疑問が生じる。また、生産者余剰と消費者余剰の最大化の観点からはシングルプライスの方がいいのではないか。
 - ✓ 先物市場は最終決済価格の参照価格が一定(シングルプライス)でないと設計が難しく、また、シングルだからこそ現物価格と先物の最終決済価格が完全に一致することで会計上もメリットがあり、先物市場の参加者の安心にもつながる。
 - ✓ マルチプライスだと、プライスベースでの入札になり、価格高騰の原因にもなり得る。
 - ✓ シングルプライスだと過剰な利益が生じるのではないか、という懸念だが、容量市場では、kWh市場での利益を控除することになるため、必ずしも過剰な利益が出ることは無いのではないか。
 - ✓ 1日でSCUCの計算をすると起動費が高くなるが、例えば1週間等であれば、価格が高騰するといった問題は防止できるのではないか。

- マルチプライスにすべき。
 - ✓ 買い手が支払う価格と売り手が受け取る価格が一致する必要は無い。
 - ✓ 同時市場はシングルバイヤーなので、マルチプライスが選択可能。
 - ✓ セルフスケジュール電源をどの程度許容するかという議論と合わせて、シングル・マルチの議論をするべき。
 - ✓ 起動費を含めて最大効率で運転することを考えると、発電事業者にはマルチでの支払いをし、買い手は平均費用で精算するといいのではないか。 短時間の稼働電源について起動費が織り込まれることにより、市場価格が高騰するのではないか。
 - ✓ 同時市場により電力市場の姿は大きく変わるので、FIP制度などはその姿に合わせて変更すればいいのではないか。

○起動費の取り扱い

- kWhに起動費を漏れなく載せ、起動費を織り込んだ市場価格の計算を追求するべき。
 - ✓ これによって、電気の価値を適切に反映できるのではないか。起動費を入れ込む期間は1週間程度で、極力起動費を反映できる計算方法を検討してほしい。
 - ✓ これによって、従来は起動していなかったような電源も起動できるようにする ことが重要ではないか。
- 起動費を市場価格に反映し、かつシングルプライスにするのであれば、安い電源の利益が大きくなるのではないか。
- 前日市場で起動停止費用を入れて市場価格を計算する場合は、前日市場が高くなると、時間前市場が相対的に安くなり、前日市場で高く売り、時間前で安く買うといったモラルハザードが発生する可能性があるため、工夫が必要ではないか。
- 起動費をkWh単価に割り戻して単位を合わせることが足下の価格高騰の一因。SCUCでThree-Part情報で社会費用最小化をしているにも関わらず、市場価格の計算で起動費をkWh単価に戻すことでメリットが無くなるのではないか。

(参考) 第3、4回市場WG(2022年10月、11月)における議論概要(続き)

○起動費の取り扱い(続き)

- 起動費の負担者は、受益と負担が一致するように整理が重要。
 - ✓ 市場で約定した電源は、市場調達者へのkWh供給という側面と、ΔkW は実需給断面での調整力やインバランス供給に利用される側面がある。
 - ✓ kWhと∆kWの両方で使う電源の負担の配分や、バランス停止後に起動 する電源の起動の起因者が市場参加者なのかどうか、などは整理が必要。
 - ✓ 仮に、ΔkW-II・IIIはTSO側で負担すべきものであるとすると、それが kWh価格に現れないという考え方もあり、起動費の受益と負担が整理さ れれば、シングルプライスで過剰に価格が高くなるという問題も解消される のではないか。
- 現行の需給調整市場において、起動するといって入札したのに実際は起動していないというケースも多々あり、市場価格の影響が出たときにどうするかというのも論点ではないか。

○限界費用カーブと平均費用カーブ

- DR等、必ずしも費用カーブが右肩上がりでないものもあることを考えると、限 界費用で約定させるという考え方もあるか。また、ドイツ等は平均費用を使っ ているが、安い風力発電がたくさんあり、多額の利益を得ることを回避する意 味もあると思慮。日本の電源構成を考えると、限界費用での価格形成が良 いか。
- 限界費用カーブは第一区分が高くなるといった問題はあるものの、PJMでも限界費用は最低出力より上の価格となっているし、(最低出力は)起動費の一部という形で認識するのも一案ではないかと思う。
- 例えば、定格で出力している電源の費用には何が含まれているのか。単純に限界費用や起動費なのか、何等か利益みたいなものも含まれているかなどの観点も重要か。

○価格弾力性のある需要の取り扱い

• 市場分断が発生する中で、繰り返し計算を行いながら供給曲線を作成する 方法は難しい可能性もあり、そういったことも考慮しつつ、最適化ロジックを考 える必要。

○△kW-II・IIの取り扱い

- kWhだけでなく、ΔkWに係る費用も含めた総コストを最小化するアルゴリズムが理想。 ※約定電源等の決定方法(SCUC)にも関連。
- 電気の価値を反映するためにも、ΔkW-Ⅱ・Ⅲも考慮した上で、kWhの価格を決定する必要。案B-2については、需要が増えると限界費用が上がったり下がったりするので、価格指標性の観点からは歪になる可能性。
- 約定価格の決定方法によって、価格が変わり得る。価格決定手法によって、 どの程度価格が変わるのか、ユーザーへの影響はどうなるかなど、様々な観点 から検討が必要。特に、価格が高価になった場合に、どういうメリットがあるの かは考える必要。

○その他

• 同時同量のインセンティブの観点から、特に需給がタイトなタイミングでは、前日市場とインバランス料金を比較したときに後者の方が高くなる設計である必要。

(参考) 第3、4回市場WG(2022年10月、11月)における議論概要(続き)

【同時市場における△kW-I·Ⅱ·Ⅲの価格決定方法】

OΔkW-I

- BG制であれば、時間前市場は重要で、今後全体像を踏まえた議論をしてほしい。
- ΔkW- I はΔkWとして確保が良い。時間前市場に投入する範囲は、安定供給の観点から、TSOが不要なものを投入して、安ければ小売電気事業者が差し替えに活用するのが良いか。また、現状の電源 II のように追加並列してΔkW- I を確保しないことで社会的費用を少なくするということも考えられるか。他方で、その場合に、ΔkW- II やIIIも必要ないという議論になるのは問題があり、ここには一定のルールが必要ではないか。
- 費用負担については、ΔkW- I について、TSOの想定が過大な場合もあるので、託送料金の負担ではないか。 kWhが発生したときは時間前市場やインバランスでBGの負担が良いか。
- 時間前市場への投入の範囲は、ΔkW-IがΔkW-IIなどと重複があるかといった観点からも検討が必要。重複がなければ全量投入することもあり得るか。
- ΔkW- I の受益者については、ΔkW- I を確保しない場合に時間前市場で起動が間に合わない電源についても前日同時市場でΔkW- I を確保することで時間前市場以降においてもそれらの電源を活用できるということになるため、時間前市場で調達した事業者やインバランスを受給した事業者が受益者であり、受益者に賦課するのがよいのではないか。
- 機会費用や逸失利益については、kWh市場における差し替えや起動との関係を一貫線を持って整理していくことが大事。
- ΔkW- I が大きくなる (小売の想定需要が外れる) ということであれば、イン バランスの負担に載せるということも考えられるか。
- ΔkW- I で起動された電源が最終的にkWhとして使われたのか否かなど、起動された電源の受益に基づき起動費の負担者が誰なのかは議論が必要。
- 容量市場の費用分担において、小売とTSOの分担がどうかという論点とも関係するか。

$\bigcirc \Delta kW - II \cdot III$

- 現行のΔkWはかなり価格差があるので、マルチプライスの方がいいか。ただし、 kWhがシングルプライスでΔkWがマルチプライスのロジックをどう組むかは工夫 が必要であり、海外調査なども必要か。
- 固定費については、容量市場での回収が望ましいが、供給力kWhとΔkWでの適切な負担についても検討が必要。
- 低廉な需給運用の観点からはマルチプライスが良いのではないか。
- 機会費用や逸失利益については、kWh市場における差し替えや起動との関係を一貫線を持って整理していくことが大事。(再掲)
- 同時市場では逸失利益が市場運営者によって一意に算出できる。
- マージナル電源については、期待される値差や約定確率が低いため、固定費の回収予見性も低い。そのため、事業予見性の観点から、しっかり固定費が回収できるような仕組みとして、シングルプライスなのかマルチプライスなのかというのを選択してほしい。
- 固定費については、容量市場やスポット市場での費用回収も含めて全体の 整理が必要。
- 固定費を載せられない仕組みになると発電機の廃止に繋がり、安定供給に 支障を来たす可能性がある点には注意が必要。
- ΔkW-IIやIIがBGの調達後に余った電源で確保されるのだとすると、全国のメリットオーダーや再エネ大量導入に備えるというという観点からは問題がある。
- 調整力の入札の追加情報としては、燃料制約に伴う発電可能量や出力変化速度等、第2回作業部会で議論した情報などが必要。

【その他】

- ・ 同時市場において、様々な選択肢がある中で、現行のルールの課題がしっかり解決されているかや、費用対効果がどの程度かや市場価格の水準等の定量的な評価があると、選択肢を絞りやすい。
- 複雑な約定システムの場合に、本当にシステムを実装できるかを考えておく必要。最善策でなかったとしても、前例の有無や簡素かどうかなどで仕組み選択してもいいのではないか。
- 仕組みを作るときはメカニズムの分かりやすさも重要。
- 地内混雑や市場分断も考慮した約定価格の決定方法の検討が重要。

(参考)第3回作業部会(2022年12月)における議論概要

【同時市場におけるkWhの価格決定方法】

○起動費の取り扱い

- 基本的には先行事例、特にPJMを踏まえて仕組みを作るのが良いか。ただ、 価格算定と約定を分離した上で、透明性があり、効率的な仕組みを構築するのは困難か。 理想的には価格算定についても、起動費等は考慮するのが 望ましい。
- 現在の需給調整市場三次調整力②においても、起動費に起因した価格高騰が生じるケースあった。現在の需給調整市場はマルチプライスのため、この問題は特定のユニットの価格付けの問題だが、今後シングルプライスの市場ということになると、この問題が他のユニットの価格にも影響し、さらに大きな問題になると理解。今回、PJMの仕組みも参考に現実的な提案が事務局から行われていることについて、評価。前例のない最も効率的な手法を追求するよりも、参考にできる前例が存在しているシンプルな手法のほうが、市場参加者にとっても理解をしやすいのではないか。

○価格弾力性のある買い入札の取り扱い

- 価格弾力性を考慮するためには、Three-Part情報に基づく、混合整数非線形計画問題を解く必要があるか。これを単一の時間断面でなく、最低でも1日程度の複数時間断面で同時最適することを考えると、計算が時間内に収束しない可能性もあるので、計算量の削減を図った簡略的な方法も併せて検討することが必要。
- よほど計算上の問題があるということでない限り、起動する電源を効率的に決定するという点が肝要なため、簡易供給曲線でなく、価格弾力性を考慮した形とするべき。

○ΔkW-Ⅱ·Ⅲの取り扱い

• kWhとして出力できる領域で考える案Bが自然か。特に案B-2を念頭に考えてはどうか。

【同時市場における△kW-I·Ⅱ·Ⅲの価格決定方法】

OΔkW- I

• 費用負担は、受益者と負担者の一致を図ることが基本。ΔkW-Iの受益者は、時間前市場で調達した事業者や、インバランスを発生させた事業者であり、ΔkW単価にそれらの料金を付加するのがよい。

$\bigcirc \Delta kW - \Pi \cdot \Pi$

- ∆kW-II・∆kW-IIIの取り扱いに関連し、その限界価格の求め方について複数の案が挙がっている。調整力確保のための費用の負担者の考え方に整合的に考えるべきか。託送料金や発電側課金のような形で回収するのであれば、案Aが望ましいが、調整力確保のための費用をkWh市場の参加者で按分するのなら案Bが望ましい。
- 同時市場であれば、kWh市場との関係で、機会費用を補填することが可能であり、固定費を別途回収するという議論は理屈に合わない。
- 調整力の時間前供出について、現行制度とは大きく議論が違う。時間前市場での購入者が自社の電源を無秩序に止めるということがかなり限定されている。
- ・ 固定費の織り込みについて、固定費は容量市場からの回収が望ましいが、 設備はkWhを供するためにも必要であり、容量市場やkWh市場での回収 の観点や、現状のΔkW価格には逸失利益分が考慮されていることも踏まえ て、全体の整理が肝要。
- 逸失利益について、同時市場のkWh価格と限界費用の差額により、市場 運営者が一意に算出することが可能。
- Three-Part情報以外で必要な追加情報としては、第2回作業部会の資料4に記載のとおり、燃料制約に伴う発電可能量や出力変化速度等がある。
- 低廉な需給運用を実施する観点からマルチプライスがよいが、kWh単価の議論を踏まえつつ検討が必要。

(参考) 第3回作業部会(2022年12月)における議論概要

【その他】

- 実際の電源の起動停止の判断は約定結果に基づくのか、それとも経済性と 供給信頼度の追求という観点から、TSOの需要予測に基づくのか。BG制を 残す意義にも関連する。TSOの需要予測に基づくのであれば、小売電気事 業者に前日段階で需要予測を正確に行ってもらうインセンティブとしては、電 源ⅢのようなTSO側から制御できない電源に自主的に動いてもらうことが挙 げられるか。余力活用に関する今後の整理の結果によっては、前日段階で 約定させる必要性も変わってくるし、約定を実需給に近づける検討も進み得 るか。
- 同時市場は、スポット市場と需給調整市場の単純な統合ではない。ほぼ全電源がThree-Part情報で運用が決められる。運転計画が決まった後の費用負担については、PJMのやり方もあれば、全額を応分負担させることもあり得る。よって、約定価格は必ず売りと買いが同じ価格である必要は無い。セルフスケジュールという形で相対電源を別に取っておいて、余剰電力だけでThree-Part約定をやるのはあり得ない。
- 複数案が存在するときに、容易に別の案に変更が可能なのか、膨大なコストがかかるのか等は明確にして議論をしてほしい。今メリットだと思っていたものが実は小さく、小さなデメリットだと思っていたものが非常に大きいということは発生しうる。また、現在の制度に固執しないように注意してほしい。
- 広域機関の資料のP.13のように、コミットメントの量を安定サイドで決めると、コストがかかるということを示している。足下の調整力調達でも発生していて、足下の市場改革も一層努力して行うべき。

(参考) 第5回市場WG(2023年1月)における議論概要

【約定電源等の決定方法と約定価格の決定方法との関係性】

- (売り切れの場合の最適化計算と約定価格の決定について)現行のスポット市場は売り切れると買い札で値が決まる。同時市場で社会的余剰最大化を目的関数にするのであれば、価格は売り札で決めても買い札で決めても社会的余剰の大きさは変わらない。どういう価格決定になるのか議論が必要。
- 約定価格のルールは、端的には、「約定価格以上の買いは必ず買える、約 定価格よりも安い売りは必ず売れる、約定価格と同額のものは部分的に約 定する可能性がある」が原則。買いが多い場合は高い札を入れた者から買え るのは当たり前か。
- 電源ラインナップの確定において、重要なのは社会コストの最小化。Pass 1 における起動・出力の調整を余力活用契約で解決することも考えられるかもしれないが、前日市場の価格と余力活用契約の価格には差があるため、この差の取り扱いを考えなければ、社会コストを最小にする仕組みは難しいのではないか。

【電源等情報の一元的な把握・管理】

- 発電情報の一元管理は必要。長期固定電源等以外の電源の入札方法としては、②(Three-Part情報(価格)を入札するが、いずれの情報(価格)も実際に発電に係る費用にかかわらず、より低い価格で入札し、落札させやすくすることを認める。)の方向か。系統混雑やノーダル・ゾーンの議論の状況を見据えながら検討が必要か。
- 全ての電気のやり取りを市場を通じて行うか、情報だけ同時市場に登録するか、について、記載のとおり会計上の課題等もあると思われることから、課題の解決方策や実務面の効率性、システムの効率性考慮して詳細の検討・整理していくことが肝要。
- 市場外での取引はあり得ないのではないか。情報管理をすることによって、カーボンニュートラルやエネルギーセキュリティーの担保が可能なのではないか。 発電事業者がどうしても電源を売りたいのであれば、安値で入札すればいいだけ。 高値の入札は約定価格のつり上げの問題があるかもしれないか、安値の入札は認めればいいのではないか。 相対電源をThree-Part Offerで入札しないのであれば、電源はあるのに市場が売り切れるといったことが発生することも考えられる。

【電源等情報の一元的な把握・管理(続き)】

- BG制は残るものと認識している。同時市場へのBGの関わり方がどうなるかを整理してほしい。BG制が残るのであれば、需給バランスを維持する主体はBGであり、相対と市場の2つを通じて、バランスを取るのだと理解している。そうであれば、同時市場へ入札しない電源を認めるのが原則。安定供給のためにTSOで情報を把握することは重要だが、市場を通じた情報収集に限る必要は無い。
- 全量市場を通す場合の会計上の問題について、現状、先物市場では時価会計を使っている事業者も多い。そのため、時価会計を使う余地が事業者にも生まれてきているのではないか。
- 小規模な小売電気事業者は時価評価に慣れていない。また、地方の小さな 金融機関なども対応できないことが想定される。
- 全量市場を通す場合の売買した電源の特定の問題についてだが、再エネに関しては、コーポレートPPAスキームが脚光に浴びており、電源の特定を認める必要がある。
- 全量市場を通す場合の決済の問題について、取引相手の信用力に疑義がある場合はクリアリングハウスを通すことは解決先の一つ。むしろ、コストメリットが生じる可能性もあるので、一長一短あるか。
- 電源Ⅲの発電余力について、自家発の情報を集めるのは難しいのではないか。
 - →発電計画の上限値と計画値の差分から余力を把握すべく、現在、広域機関でも検討を進めている。同時市場においても、発電機の入札情報と約定量から余力の把握ができるのではないかと考えている。

(参考) 第5回市場WG(2023年1月)における議論概要(続き)

【長期固定電源等を前提とした制度設計】

- 長期固定電源等を優先約定し、それ以外は相対価格と市場価格の差額を 特殊契約で調整するという方向性に賛成。承認電源等は燃料制約等を考 慮していないので、燃料制約等の取り扱いは今後議論が必要。
- 電源特有の制約や、事業者の発電量を確定させたいニーズなどを踏まえた 柔軟性のある運用が認められる方向で議論を進めてほしい。一方、長期固 定電源等以外にも出力量の制約がある電源は存在(例えば、再エネ出力 抑制時に稼働している火力電源など)。仮に優先約定の対象を長期固定 電源等のみに限定した場合、同様の制約を持つ電源のうち、長期固定電源 等だけが優先されるので、全ての電源がイコールフッティングとなるような方向 で検討が必要。
- 落札の可能性を高める入札方法として、量だけ入札と低価格での入札が挙げられているが、選べる形にするのがいいのではないか。米国では風力は dispatchableな形で入札されているが、税額控除制度によって、ネガティブ プライスだとしても利益を得られる水準までは低い価格で入札したいというニーズだと理解している。そのため、低価格の入札も認めるべきではないか。
- 発電量を自社で確定させたいニーズについて、例えば、産業用で自家発の余剰電力を販売(逆潮)している事業者は、構内の消費電力や熱利用の観点から発電量を確定させたいニーズがあると考えられる。こうした電力事業を本業としていない事業者の存在にも留意した制度設計が必要。

【再エネ電源やディマンドリスポンスの取り扱い】

- インバランスが単なるペナルティーではなく、取引の要素が強まるのであれば、 需給管理は小売電気事業者にとって、競争力の一つ。小売電気事業者の 戦略的な活動を活性化するには、BG制の機能を確保していくことが重要。
- 再工ネ誤差の調整のために、時間前市場の流動性向上、調整力の確保、 SCUCの運用方法の検討が重要。また、同時同量を求める粒度について、 再工ネ変動の均し効果を考えると、電源単位でなく、BG単位としてほしい。 SCUCの諸元はFIP電源等の導入量やアグリゲートの実態に応じて検討する という方針には賛成。
- SCUCの諸元は、精度が高いものを採用するのが効率的。当面はTSOの方が精度が高いと思うが、将来的には蓄電池等の導入でBG計画を活用することになるか。
- 従来の出力抑制の考え方とは大きく変わる可能性。時間前市場の考え方や、 オンラインで制御できる再エネは下げ調整力と考えるか等、様々検討する必要。
- 太陽光の場合、自家消費が増えている。系統接続されていない場合、BG 計画に反映されるのか、自家消費の電源も含めてTSOが把握するか、等は 一つの課題になり得る。
- 時間前市場の流動性の向上について、足下の議論なのか、将来を想定した 議論なのかが重要。足下の流動性が低いと言うが、安い売りや高い買いなら 約定できるので、流動性を簡単に説明するのは難しい。

(参考) 第5回市場WG(2023年1月)における議論概要(続き)

【週間断面での電源起動の仕組みの導入と揚水・蓄電池の取り 扱い】

- SCUCの期間が1週間でいいかは、ケーススタディが必要ではないか。1週間ではなく、より短い期間やより長い期間がいいかもしれない。
- 容量市場のリクワイアメントは逼迫時の安定供給のためで、メリットオーダーが目的でなく、市場に間に合う発電機を多めに並列することが目的か。よって、常時の運用として、容量市場のリクワイアメントが使えるかは疑問。常時の運用としては、週間でのメリットオーダーで並列を決め、かつ、並列可能な時間のぎりぎりまで引き付ることで、経済性を追求していくのが良いのではないか。
- 揚水や蓄電池について、カーボンニュートラルのためには再エネは出力抑制を しない方がいいため、電力需給の管理者が揚水等を最大限有効活用する のがいいのではないか。
- 容量市場のリクワイアメントについて、市場で約定するかが不透明な中で、起動準備までするのかは悩ましい。前日市場に絡めて先々を予想しながら、起動を判断する方が、発電事業者にとっても予見性が高まるのではないか。
- 起動指令があったが、同時市場で約定しなかった場合、起動準備にかかった 費用の取漏れが発生するので、これに配慮して検討してほしい。

【その他】

• PJM・NYISO・CAISOと比べて、ERCOTは異質。参考事例として今後紹介いただくのがいいのではないか。

(参考) 第4回作業部会(2023年1月) における議論概要

【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】

- 同時市場を通して必要な情報を把握する仕組みとするという方向性に賛同。
- 発電量を自社で確定させたい電源としては、長期固定電源等に加え、電圧 や送電線の熱容量などの系統制約の維持の観点から起動しなければならな いマストラン電源や相対契約に基づき稼働する電源が含まれると認識。これ らの電源について、あえて市場を通して約定させることの意義がどこにあるのか が気になる。市場を通して約定させた場合でも、市場外で精算可能ではある が、システムの構築等にかかる費用や預託金・手数料の問題を考えると、こ れらの影響は無視できないのではないか。
- 全ての電源等に同時市場への入札を求めた場合、事務局が挙げている課題が生じる。また、差金決済を認めれば、選択肢①~③で差が生じない中で、現状では自由に市場外取引を行うことを認めているにもかかわらず、敢えて、制限をして、事業者に入札を求める必要性は無いのではないか。
- 経済的に等価であれば、選択肢①~③までどれでもあり得る。一方、差金 決済の場合、商先法やデリバティブ会計が実務上課題になる。また、全て市 場約定であれば、そのための資金を用意することになる上に、市場で信用リス クを取れないのであれば、キャッシュオンデリバリーに近い形で決済することにな り、通常のPPAと比べてキャッシュの用意が必要となる。様々な事情を総合的 に勘案して今後検討していくことが必要。
- 市場介した取引がデリバティブと整理されると、事業者には大きな負担。法律上・会計上の問題をクリアできるかをセット議論してほしい。
- 電源としては同時市場に全量を投入し、小売・発電間の相対契約の値差を 精算をしていく形について、これによって、発電事業者の投資の予見性という 課題はクリアできるか。一方、業界全体、金融機関も含めて、差金決済のよ うな取引がベースになるということを前提とした理解醸成が必要となる。

- 事務局資料に、電源Ⅲの発電余力を把握する等の観点からも、市場で一元的に発電情報を収集することが望ましいと記載いただいており、感謝。需給逼迫時の発電余力の把握や系統の混雑管理のためにも、発電情報は必要だが、その情報を収集する手段としては、入札情報として取り扱うか、情報登録のみとするか、いずれもあり得、それぞれの課題や実務面の効率性などを比較して議論することが肝要。
- ・ 市場外の取引があってもいいが、値差から逃れることはできない。過去に間接オークションを導入したということは、値差は支払うという考え方に統一したということ。今後、ゾーン制やノーダル制を考える場合、今の地域間の値差の考えが、さらに細かい部分に適用されることが必然。混雑を許容して、コストベネフィットで(系統を)増強していくと、一般負担で増強するという考えになるにも関わらず、無料で使えるというのも考えづらい。値差の支払いを考えつつ、検討が必要。
- 市場外の取引を敢えて認める理由が分からない。全て市場内での取引の場合にシステム負荷が増えるようにも思えず、市場外の取引で不透明性が高まるだけなのではないか。今後、ノーダル制に移行するといったことを考えると、市場を介するのが自然。
- 発電量を自社で確定させたいというニーズについて、どういう電源なら認められるのか、今後詰めていく必要がある。
- 一元的に発電情報を収集することは望ましい。その上で、情報管理が重要。 発電量を自社で確定させたいニーズについて、何らかのルールの中で認められ る電源を決めなければおかしい。
- 相対契約として契約はしているが、同時市場において、稼働が許諾されない 電源が出てきた時に、発電・小売間の契約がどうなるのかが疑問。

(参考) 第4回作業部会(2023年1月)における議論概要(続き)

【再エネ電源やディマンドリスポンスの取り扱い】

- FIP電源はBGが出力予測することが前提であり、再エネ予測誤差はGCまでにBGサイドで調整することになる。一方で、SCUCの際は、FIP電源等の導入量が増加し、蓄電池併設電源が増加すると、発電量を合理的に判断できるのはBGであり、BG計画を所与とすることが適当と考えるが、移行期を考慮すると、FIP電源等の導入量やアグリゲートの実態に応じて、安定的・効率的な運用方法を検討することでよい。
- カーボンニュートラルを目指すに当たって、再エネ・DRはさまざまなビジネスモデルが出てくる。再エネ・DRはまだ支配的でない状況のため、プライスベースの入札を認めるなど、新しいビジネスモデルが出やすい形が希望される。
- ネガティブプライスの議論を行うべき。特にFIP電源や非FIT電源については、 事業者の行動が大きく変わる。需給バランスが市場原理に基づいて取れるようになる。DRや蓄電池についても同様。長期固定電源についても、可能な 限り出力を下げるインセンティブや、そのための再投資にもつながり、電力価格 の最適化やコストの低減にもつながるのではないか。
- 予測誤差がある風力発電や太陽光発電については、前日市場の他、時間 前市場、インバランス料金制度までトータルで見て、発電事業へのインパクト が決まると認識。再エネの市場動向、最大限の導入を見込んだ需給運用、 市場システムを実現できるよう、議論を進めてほしい。

【週間断面での電源起動の仕組みの導入と揚水・蓄電池の取り 扱い】

- 週間運用は電源の情報があれば可能だと考えている。電源情報の把握が重要。
- 安定供給のための電源起動とメリットオーダーのためには、揚水や蓄電池の 週間での運用も考慮した上で、前日同時市場の中で、1週間先までの需給 バランスを見て、毎日ローリングしながら電源の起動リミットに合わせて起動判 断を行い、前日同時市場で適切な電源ラインナップを整えられるよう準備し ていくことが有効。
- 起動指令された電源について、すでに起動をしているため、入札する時は起動費ゼロで入れることになる。約定したとしても、結果的に起動費が回収できなかったということがあり得る。一方で、指令された電源は起動指令がなければ起動しなかった電源であり、従って収入もゼロだった電源ということ。収入が過回収の場合もあるため、過回収時・未回収時トータルでマイナスの場合だけ補填するということになると考えられる。自発的な起動を阻害するインセンティブが無いようにするべき。
- 実際の運用を念頭に置きながらルールの検討を行うことが必要。実態に応じた柔軟な運用は重要である一方、ルールが複雑化していくと、監視も難しくなることが想定される。それぞれのルールについて、どのような目的の下でそうした取り扱いを行うのかと、それをどう監視するのかと、監視する必要があるのかどうか等、本検討が具体化していく中で今後詰めていく必要がある。
- 電源の起動判断の頻度やタイミングを毎日1週間先までを対象に実施することで起動判断をより実需給に引き付けて安定性・経済性の追及を目指すことは理解するが、発電事業者の業務負担の増加が懸念される。今後、実務面の負荷や実現性も含めて詳細検討を進めてほしい。

(参考) 第6回市場WG(2023年3月) における議論概要

【時間前市場の基本的な考え方】

- 時間前同時市場において、Three-Part情報を元に全ての電源の計算をし直すと、時間前同時市場に全ての事業者が参加して売買することになり煩雑という問題や前日同時市場と結果が変わったときにどう清算するかという課題が出ると考えられる。一方で、追加の札だけをThree-Part情報で約定するとなると、TSOに特別なロジックが必要になり、また、TSOは全ての電源でSCUCをしているため、これと異なる結果になってしまう。以上を踏まえると、ザラバでいいかもしれない。
- 小売電気事業者は現在のところ、あまり時間前市場を活用できていない。①時間前市場の流動性が低い、②ザラバでオペレーションミスがあると大量に約定してしまうリスクがある、という2点が要因。また、情報公開も課題であり、時間前市場はエリアごとの数値が出ていない。また、約定量は出ているが、入札量は出ていない。こういった課題の先に、時間前同時市場か、ザラバか、といった議論があると思う。また、BGのオペレーションコストについても配慮が必要。
 - →流動性の定義は明確にすべき。また、情報についても、シングルプライスと 違い、ザラバの場合、何度も入札ができるので、カウントは難しいという実態も ある。
- 今後の再エネの大量導入を見据えると、時間前市場によって、より実需給に 近いタイミングでの取引が促されるし、BGにとっても、より実需給に近いタイミン グまで需給を合わせる動きにつながり、創意工夫も促される。時間前同時市 場か、ザラバかも含めて、関連する具体的な方法については、システムや事業 者の手間なども考慮しながら、さまざまな視点で議論を深める必要。
- 時間前同時市場か、ザラバか、については、前提条件次第。前日同時市場で確保されたΔkW-Iのラインアップの範囲で(時間前市場での)取引をし、足りなくなれば余力活用契約で新たに電源を立ち上げるということを前提に置くのか、それともΔkW-Iも足りない前提を置くのか。余力活用契約で起動できるというセーフティーネット的な仕組みがあるのであれば、煩雑性の観点からも、kWh単価のみで売買していく方法でいいのではないか。また、時間前UC市場とED市場が併設されると両方売買するタイミングが出てくるので煩雑になる。時間前ED市場だけやればいいかもしれないが、それであればなおさらkWh単価のみで売買していく方法でいいのではないか。

- SCUCは1週間程度前から複数回行うと理解。これを市場と呼ぶと、時間前の断面では時間前同時市場という名前になるかもしれないし、BGを残した上で他の市場でバランスさせるといった別の考え方もあるのかもしれない。BGを残しながらThree-Part情報を基にした約定を行うイメージがまだできない。
- FITの場合、TSOが三次②の売買などを行うことになるのか。
 - → (事務局) 現行制度のままであれば、TSOがFIT電源をスポット市場に 投入した上で、予測誤差は三次②で調整していくということになると考える。
- 再エネ予測誤差について、TSOが対応する電源を用意するのか。BGはインバランスを出したくないので、前日市場・時間前市場を活用したいニーズはある一方、小規模な電源もある中で、全てをBGが予測するのも大変。
 - → (事務局) 蓄電池の併設型等、アグリゲートもされていくと発電量の調整はTSOでは行えず、BG主体になる。今後の実態の変化に合わせて考える必要。
- リアルタイム市場のような選択肢はあるのか。
 - → (事務局) リアルタイム市場とBG制を基にした現行の市場の二項対立ではないと考えている。考えられる仕組みにグラデーションがある中で、市場の機能として、どのようなものが望ましいのかを議論していきたい。
- ・流動性や経済性の観点からは、時間前同時市場の仕組みの方が優れていると考える。Three-Part情報を基にした約定について、Three-Part電源全ての売買が可能のため、流動性を最大化できる。また、TSOが一括で管理した上で計算した方が社会コスト最小化にも資する。また、地内混雑の観点も重要。全ての送電線の空き容量を管理してザラバを行うのは困難。混雑を考慮せずに売買されると、それを調整するための調整力等が発生することになり、社会コストは上がるのではないか。
- 時間前同時市場か、ザラバか、に関連して、実需給に近い断面の時間前市場の流動性を増すことが、BG制・市場統合を前提として、再エネ導入を図るという観点からは不可欠。ただ、実務的な運用が回るか等は十分なシミュレーション等が必要になるのではないか。時間前同時市場は流動性の拡大に対して期待が持てるところ。
- ザラバよりは時間前同時市場の方が、その時点での需要予測や電源ラインアップに応じて、Three-Part情報を用いて、起動停止も含めたメリットオーダーで電源を構成できるため、望ましいと思われるが、発電事業者や小売電気事業者のニーズや、混雑管理の観点なども踏まえて、整理・検討・議論が必要。

(参考)第6回市場WG(2023年3月)における議論概要

【電源の差し替えの考え方】

- 普段から予備率 8 %で運用を目指すといったことになる場合、電源差し替えで供給力が足りなくなる可能性はあり、対策は考えるべき。いくつか事務局から案が出ているが、前日から当日に向けて事業者が混乱している中では省力化も重要。一番簡素なのは、TSOが不要と考えるΔkW- I や調整力を時間前市場に入札する形かと思う。
- セルフスケジュール電源の差し替えのニーズが高いと考えており、であれば、事務局提案の①はそもそも成立しない。また、④は、経済性を考えると、少し踏み込みすぎで、TSOに認めてもらえれば停止できるといった形が妥当なのではないか。となると、②③が候補か。また、個別電源でなく、一定の電源群で登録していくというやり方も一つではないか。
- 電源差し替えによって、セルフスケジュール電源の停止等に関して、TSOが事前に情報を把握できない場合に、想定需要に対して供給力・調整力が不足しないように、電源停止に関する情報の適切な把握と電源確保の仕組みの検討が必要。事務局提案の①②については、会計面等の検討をした上で実務面での選択肢となるかどうかの整理が必要。③については、追加の起動が実需給に間に合わないことがないよう、電源差し替えに伴う電源の停止はTSOの予測需要を用いた計算後に停止することとすれば、候補になりうる。④は安定性には寄与するが、経済性の観点からは劣るため、緊急時の電源起動が可能な仕組みを併存する形とするのであれば、一律に停止を認めないことを求めることまでは必要ないのではないか。

【市場全体(前日市場、時間前市場、インバランス)の価格決定の在り方】

• BGが需要を小さく見積り、ΔkW-IでTSOが発電機を起動させて、後から BGが時間前市場で電気を確保すると、起動費はTSOが払うということができ るのではないか。ΔkW-Iを最終的に使ったBGが起動費を支払うといった仕 組みを入れる必要。また、実需給に近づくにつれて安くなると、時間前市場で 小売が電気を確保しないこともあり得るので、供給力の不足時にインバランス が高騰するといった仕組みも必要ではないか。

- 供給力確保義務については、小売の立場からも重要なテーマ。金銭的な話だけでなく、この観点からも議論が必要ではないか。
 - → (事務局) 計画値同時同量は前提として、経済的なインセンティブを生じさせるための市場全体 (インバランス含む) の価格決定の在り方について、 議論をしたい。
- 本論点は重要。また、地内混雑の観点なども重要であり、これらの観点を踏まえて時間前市場の設計の検討が必要。
- 各市場で価格規律が異なる場合は、各市場の電源のメリットオーダーリストが変わるため、同じ価格規律とすることが望ましい。また、計画値同時同量インセンティブの観点からは、インバランスに頼るようなことのない仕組みとすることが肝要。また、前日同時市場と時間前市場の関係においても、前日同時市場で供給力・調整力を確保した上で、前日からの予測需要や供給力の変化に対して、時間前市場で小売及びTSOの調達量確保と、経済性が両立し得る、合理的な価格決定の在り方を検討していくべき。
- ・ 自然変動電源は、GCや各コマの開始時刻に出力予測をしてから計画が変更できたとしても、30分コマの間で予測が外れることもあり得、一定程度のインバランスは生じうる。これに対して直ちにペナルティにならないような制度を希望。

【計画提出と同時市場の関係】

- 約定システムの計算時間や、需要予測の更新頻度、計画再提出に要する時間など、実務面を考慮したスケジューリングとすることが肝要。
- 約定結果を自動的にBG計画に反映する仕組みは、時間前市場にこそ導入してほしい。また、GCをより実需給に近づけることも併せて検討をお願いしたい。

(参考) 第5回作業部会(2023年3月)における議論概要

【時間前市場の基本的な考え方】

- 前日時点で翌日必要な調整力を仮決めし、準備することは必要。一方、実需給に向けて再エネの予測値の確度が高まると、追加・不要の調整力が見えてくる。加えて、系統制約も考慮する必要。こういった点を踏まえると、前日同時市場以降もSCUCを行い、発電機の起動停止判断を行うことが、安定性・経済性の両面で重要。
- 案① (現行の時間前市場と同様の仕組み) は、余力活用契約の対象範囲の見直しなど追加の工夫が必要になる。案② (前日同時市場と同様の仕組み) は、前日X時の同時市場の後の時間において、再エネ出力や需要の予測値の変化に合わせてkWhとΔkWの持ち替えを行うことで、系統混雑などの制約を満たしながら効率的な電源運用が期待できるが、不要と判断された調整力の扱いをどうするかは気になる点。最終的な調整力の調達費用に影響するため、社会コスト最少化の観点も意識しながら制度設計を進めることが肝要。
- 発電資産の所有権は、法律上、発電会社が持っている中(基本、ΔkW、kWhの収入は発電会社に帰属する)で、金銭の清算をどのように整理するかは、リーガル面での検討も必要。
- 同時市場の設計思想は、供給力と調整力は同時の約定ではあるものの、 理屈としては調整力は後で行うもの。また、スポット市場で約定電源が得られるはずの収益は、結果的に調整力として使われたとしても、スポット市場で売った時と同じだけの収益は少なくとも確保できるようにするという思想であり、調整力の調達は柔軟な側面を持っているといえる。時間前市場でも同じような情報を使うことによる親和性の高い仕組みができるのではないか。また、ΔkWは早めに確保し、余ったら市場に放出するというのが現行の発想だが、ΔkWの調達を後ろに倒すことも本来は可能なはず。
- 案②であれば、その時点での需要予測や電源ラインアップに応じて、Three-Part情報を用いて、起動停止も含めたメリットオーダーで電源を構成できるため、望ましい仕組みだと考えるが、同時市場を導入した場合の計画提出やシステムの計算負荷などの実務的な検証や、時間前市場へのニーズ面も考慮の上、総合的に検討する必要がある。

- 流動性と効率性、双方のバランスが取れた仕組みの在り方の検討を行うことが重要。特に足元の流動性という大きな課題をいかに解決するかが喫緊に求められている。その点で、案①も理解できるが、SPAとザラバ方式を併存する仕組みがうまくいくかという整理は必要。また、1つのネックとなっているアイスバーク方式の入札がSPA方式の導入によって、ザラバ方式を併存していても解決する種の問題なのだろうか。その点のロジックが曖昧なのであれば、案②についても十分検討する余地がある。
- 短期と長期の時間軸を意識したほうが良い。最終的な姿としては、案②のように前日市場やリアルタイムの実務と整合性を取りながら、地点制約も入れたThree-Partで約定していくことが理想形。ザラバだけになると、地点制約も勘案した起動が確保できず、さらには調整力、再給電費用などの確保のための社会的コストも残る。一方で、短期・短中期で見た時には、同時市場が完成する前の段階において、時間前にSPAを導入する事も考えられる。SPA導入は、コマごとのその電気の価値、あるいは参加のインセンティブ、流動性も含めて優れている。地点制約付きのThree-Partのロジックをどこまで現実的に、いつ頃入れられるかについては、現実的な判断かつ実務的な検討が必要。いずれにしても、TSOが迅速かつ合理的に対応できることが最低限必要。
- ・特に再エネの出力減少が発生した時の電源の追加起動は、Three-Part 情報があることによって可能になるため、案②の仕組みが良いと考える。一方 で、前日同時市場において、△kW-I、II、IIIをTSOが確保することを前提 に考えると、基本的には需要変動に対応する電源は、起動済み、もしくは起 動できる状態になっている。そう考えると、実体としてはkWh単価での入札と 類似したSPA形になるのではないか。また、セーフティネットとして、余力活用 契約による起動も可能と認識すれば、安定供給を確保できる仕組みである と整理できる。

(参考) 第5回作業部会(2023年3月)における議論概要(続き)

【時間前市場の基本的な考え方】(続き)

- 案①について、ザラバ方式は、計画値同時同量の達成に向けて、必要なタイミングでタイムリーに取引が可能であるというメリットがある。また、今後の再エネや蓄電池の導入拡大の中で、これらのリソースの突発的な変動を調整するために、ザラバ方式へのニーズが高まるだろう。一方で、流動性の向上が課題だと認識。案②については、Three-Part情報を基にした処理を行い、札を集約化することで、流動性の向上が期待できる。しかし、前日同時市場からの差分のみを取引対象とした場合、全体取引をする場合と比べ、新たに起動できる電源が限られることが課題としてある。また、時間前同時市場のみとし、ザラバ方式をやめる場合、BGとしての計画値同時同量を達成するための取引機会が減ることがデメリットになる。
- 短期的には今の時間前市場の流動性を高めるために早めにSPA等の導入をする事が必要。中長期的には、これから混雑処理、ロケーションのマージンプライスというような考え方が必要になってくる中で、案②のような仕組みが必要になると考えられる。特に再エネの場合は、需給断面に近づくほど予測誤差が小さくなるため、調整力の調達としては、前日市場だけではなく、より実需給に近い断面で確保をしてもよい。また、変動性再エネにおいては、調整力として活用することも可能のため、案②の仕組みを目指すのが良いのではないだろうか。
- 流動性と効率性相互のバランスが取れた仕組みの在り方を検討することが重要。再エネの主力電源化を進めるにあたっては、時間前市場の流動性を増すことが不可欠。案②については、時間前UC市場で、必要となれば追加的な電源起動が確保され、時間前ED市場によって、GCのタイミングで最終売買となるのであれば、再エネ変動の調整機会が増すことが期待されるが、現実的にオペレーションが回るかは十分な検証が必要。
- VREやDR等が増えていく中で、時間の粒度をより細かくしていくことが重要。 需要等が刻々と変わっていくため、それに合わせた調整力の確保がしやすい 市場設計が求められる。案②だと現状のザラバより時間の粒度が荒くなると 感じる。そのため、場合によってはザラバを残すか、時間粒度を細かく、いつで も取引できるようにしないと、その時刻と、変わっていく発電・需要に追従でき ないことによる不経済が生まれてしまう可能性がある。

• 時間前市場に都度の調整が求められている中で、SPAの仕組みが適当なのか。特にオープニングセッションという形であれば、前日の10時~17時の間に変化は少なく、もう一度オークションをやることに、あまり意味はないのではないか。案①か案②については、案②のThree-Part情報で起動を見直しながら、発電機の出力も見直していくという方法の方が、調整機会が増すという観点で良いと考える。

(参考) 第5回作業部会(2023年3月)における議論概要(続き)

【電源の差し替えの考え方】

- 経済性の追求の観点から電源の差し替えは有効と考える。一方で、変動性 再エネと安定電源では、現状、確実に発電できるかという度合いが異なり、 蓄電池やDRとアグリゲートする形を取らない限り、安定電源と同等とみなす のは難しい。また、電源差し替えによって系統混雑の状況も影響を受けるだ ろう。そのため、電源種の違いを考慮できる仕組みやシステムとする他、TSO が把握できる形で電源の差し替えが行われることが望ましい。
- 電源差し替えを原則として自由とすることに疑問を感じる。電源差し替えはセルフスケジュール電源をどこまで認めるかという議論とセットで考えていく必要があり、セルフスケジュール電源が自由に認められるのであれば、差し替えは安直に認めてはならない。原則は制約があり、例外的に認められるとしなければならないのではないか。もし、原則自由とするのであれば、セルフスケジューリングが認められる場合の類型を整理する必要がある。
- 市場約定に伴う電源差し替えによるセルフスケジュール電源の停止等の情報を、系統運用者が事前に把握できない場合、想定需要に対する供給力、調整力が不足することが懸念される。このため、系統運用者が電源停止に関する情報を適切に把握し、市場を通じた手当てや電源確保の仕組みの検討が必要。会計面などの課題や同時市場での約定計算の時間なども踏まえ、選択肢となり得るか引き続き検討が必要。
- メリット・デメリットを考えると、④については制約が入る分、経済性の観点から 劣後する。また、①から③についても、意思決定のタイミングが異なってくるため、 アウトカムが同一とはみなせない。各方式の実現可能性に加えて、安定性と 経済性について議論する必要性がある。
- 法律上、商先法の適用はあるかや、会計上、デリバティブ会計の適用があるかが重要。法律上、会計上の問題がないかを具体的に検討し、どういった方式を取るべきか検討する必要がある。

【市場全体(前日市場、時間前市場、インバランス)の価格決 定の在り方】

- 市場ごとに価格規律が異なる場合、市場ごとに電源のメリットオーダーが変わってしまうことで、仮に需要や変動性再エネ出力が変わらないとしても、市場間で約定結果が異なる可能性があるため、同じ価格規律とすることが望ましい。計画値同時同量のインセンティブの観点からは、インバランスに頼ることのない仕組みとすることが肝要。
- インセンティブを持たせて同時同量を達成していくことは、事業者として非常に 重要。決定された市場価格によって、結果的に発電事業者や小売電気事 業者にどのような行動を促すかという観点も考慮する必要がある。
- 変動性再エネはGC後でも変動があり、ある程度のインバランスは生じる。再 エネの市場統合、あるいは市場へのソフトランディングを実現できるよう検討す る必要がある。

【計画提出と同時市場の関係】

- BGによる計画提出の効率化・迅速化を図る観点から、市場における約定結果をBG結果に簡易に引用できる仕組みを導入することも考えられる。特に時間前市場でも、市場での売り買いと同時に、その約定結果に基づいた計画を提出する必要があるが、事務手続きも大変になるため、効率化を進めることで、結果的に流動性も上がると考える。
- 時間前市場にこそ、市場における約定結果をBG計画に簡易的に引用できる仕組みを導入してほしい。また、GC自体を実需給1時間前から、より実需給断面に近づける議論も併せて行ってほしい。
- 広域機関と調整の上、取引所のデータをBG計画に実際に引用できるか、検討したい。現行では、代表、経営者コードをひも付けて提出しており、その上で再度、発電機ごとの計画を広域期間に提出しなければならないが、その程度の粒度のデータを入札時点で入手できれば、自動的に連携できる事になるため、同時市場の検討の中だけでなく、現状の中でも検討していきたい。