

「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
(案)

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
に関する勉強会

目次

1	勉強会の背景等	3
1.1	勉強会設置の背景・目的	3
1.2	議論の進め方等	3
2	燃料確保	6
2.1	長期契約を含めた燃料調達ポートフォリオ	6
2.1.1	検討に当たっての基本的な考え方	6
2.1.2	今後の検討方針（長期のヘッジ取引が行いやすい環境の整備）	8
2.2	2か月前までの確実な燃料調達	10
2.2.1	検討に当たっての基本的な考え方	10
2.2.2	今後の検討方針①（ヘッジ取引の活性化）	11
	【参考】現物取引と先物取引	13
2.2.3	今後の検討方針②（発電事業者への情報開示・提供）	13
2.2.4	今後の検討方針③（小売電気事業者のヘッジ取引の促進）	15
2.2.5	今後の検討方針④（不確実性への対応）	16
3	安定供給のための電源起動とメリットオーダー	17
3.1	検討に当たっての論点	17
3.1.1	週間断面での電源の確実な起動等	17
3.1.2	社会的費用最小化のための電源の出力増減、起動・停止等	18
3.1.3	メリットオーダーの追求（複数市場の在り方）	19
3.1.4	全体を通して見た際の論点	22
3.1.5	約定価格の形成	23
3.2	今後検討すべき具体的な仕組みのイメージと今後検討が必要な論点	24
	【参考】新たな仕組みを導入することにより解決が見込まれる課題	26
4	まとめ	29
	委員等名簿	30
	開催実績	31

1 勉強会の背景等

1.1 勉強会設置の背景・目的

エネルギーは、国民生活や経済社会活動の基盤をなすものであり、我が国においては、環境保全や効率化の要請に対応しつつ、安定的なエネルギーの供給を実現することが求められている。このためには、電力の効率的・安定的な調達が必要となるが、卸電力市場の在り方・運営上の課題、一般送配電事業者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。

こうしたことを踏まえ、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会（以下、「小委員会」という。）において取りまとめられた「今後の電力システムの新たな課題について 中間取りまとめ（2021年12月）」において、電力の効率的な調達・確保の在り方や、各事業者が果たすべき役割について、今後、具体的な対応策の検討のために、勉強会を立ち上げることが提起され、「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」（以下、「勉強会」という。）が設置された（勉強会の委員等の構成については、「委員等名簿」を参照）。

勉強会においては、再生可能エネルギー（以下、「再エネ」という。）が主力電源化する電力市場において、今後は容量市場等により日本全体として必要な供給力（kW）が確保されることを前提とした場合に、

- ① 発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者それぞれの立場から、需給運用及び各市場（卸電力市場、需給調整市場など）の課題を整理し、
 - ② 日本の現状の電源構成や電源特性、これまでの制度・市場設計に伴うシステム改修が進行中である実態も踏まえ、
 - ③ 先行事例として様々な諸外国の例も学びつつ、
- これら全体を俯瞰して望ましい仕組みは如何にあるべきか、及びその実現に向けた時間軸をどのように置くべきか等について検討を行うこととされた。

1.2 議論の進め方等

勉強会は、2021年12月27日から2022年6月20日までの期間で行われ、全6回開催された（詳細は「開催実績」を参照）。勉強会の進め方については、「電力システムの目指すべき姿」を常に念頭に置いた上で、以下の方針で進めることとされた（図1）。

- ① 需給運用及び各事業者の立場から見えてくる各市場（卸電力市場、需給調整市場など）の課題を整理した上で、

- ② 中長期的な観点から電力システム全体のあるべき仕組みを整理し、
- ③ あるべき仕組みを前提としつつ、足元で対応可能な施策を検討する。

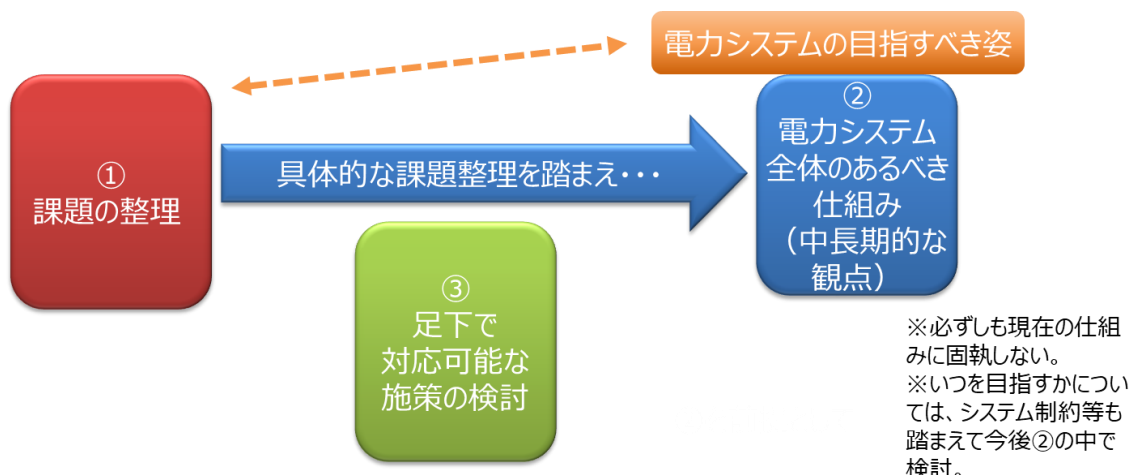


図 1 勉強会の進め方の方針

また、「電力システムの目指すべき姿」については、図 2 のとおり整理された。

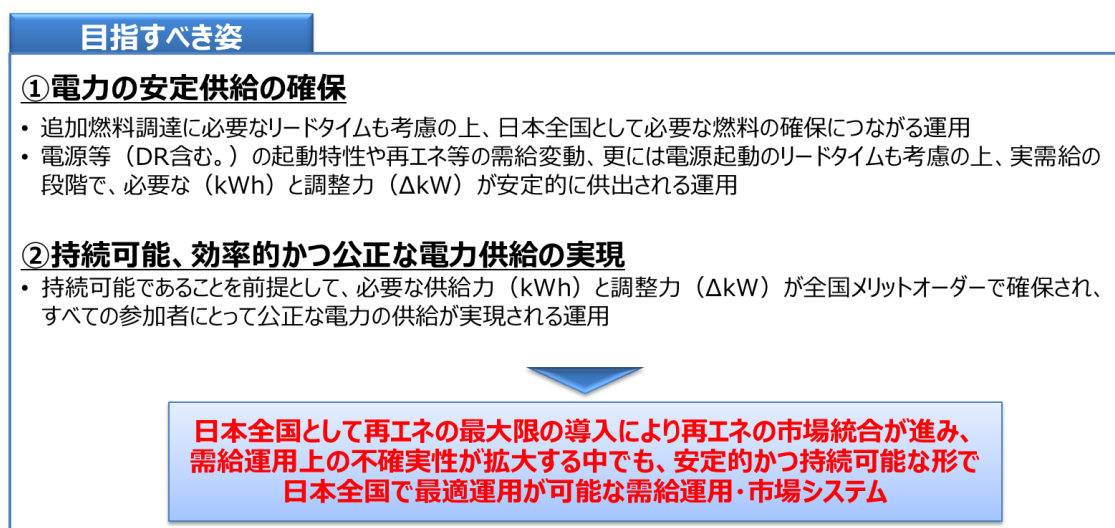


図 2 電力システムの目指すべき姿

第 1 回から第 3 回勉強会においては、勉強会に参加の各事業者等からそれぞれの課題認識や海外事例等について、プレゼンテーションが行われた（表 1）。

表 1 各事業者等からの発表

	プレゼンター	タイトル
第 1 回	送配電網協議会	需給運用・調整力調達等の現状と再エネ大量導入を踏まえた検討課題について
	一般社団法人日本卸電力取引所	卸電力市場のあり方について～卸電力市場運営者の課題認識～
	株式会社 Looop	電力事業の現況における課題認識
	株式会社 JERA	火力発電事業者の観点から見た電力市場制度の課題
第 2 回	送配電網協議会	現状の需給運用および一般送配電事業者が把握している電源等の情報について
	東京ガス株式会社	電力システムの課題改善に向けた仕組みについて
	関西電力株式会社	電力市場における BG（発電・小売事業者）からみた課題について
	大阪ガス株式会社	DR の拡大に向けた市場制度課題の拡大に向けた市場制度の課題
第 3 回	一般財団法人電力中央研究所	欧米の卸電力市場の役割・機能について
	株式会社東京商品取引所	電力市場における先物市場の役割と課題
	EEX グループ	電力システムの目指すべき姿～先物市場が貢献できること～
	一般社団法人日本風力発電協会	再エネ発電事業者からみた電力市場等における課題について
	一般社団法人太陽光発電協会	太陽光発電の大量導入及び「電力市場への統合」に向けた視点での課題

また、第 2 回勉強会において、卸電力市場や需給調整市場といった「市場」は、「電力システムの目指すべき姿」を実現するためのメカニズムを提供する手段であることを踏まえ、その手段の実現に結びつくよう、時系列に応じ、その役割・機能を明確化すること、この際、発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者がはたすべき役割・機能を整理することの必要性が示され、こういった点について議論を深めていくこととされた。

それを踏まえて、勉強会の検討の視点として、図 3 が提起され、第 4 回勉強会以降、これらの項目に従って、具体的な対応策等について、議論が行われた。

その議論の結果について、第2章以降に記載する。

なお、勉強会では、2024年以降の容量市場の開始後の望ましい需給運用・市場の仕組みの在り方に焦点を当てて議論をするものであり、必要な供給力(kW)・調整力・慣性力・同期化力確保の課題については、取り扱わない。

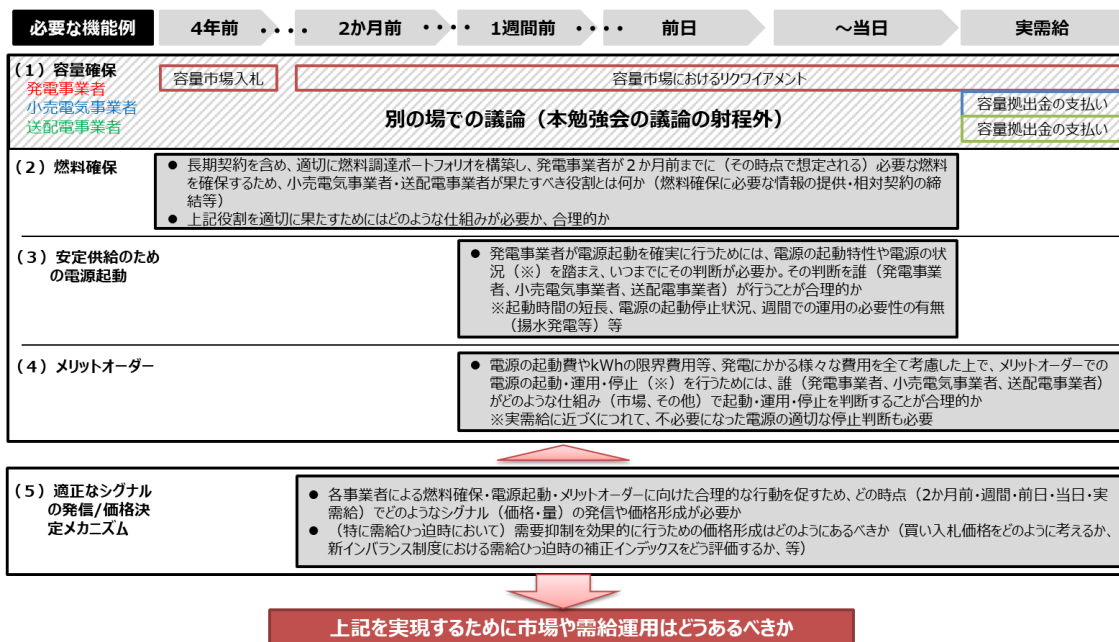


図3 検討の視点

2 燃料確保

燃料確保¹については、主に2つの観点（長期契約を含めた燃料調達ポートフォリオを適切に構築するという観点、2か月前までに確実に燃料調達を行うという観点）から議論が行われた。本章ではそれぞれの観点について、基本的な考え方や今後検討が必要な内容等について示す。

2.1 長期契約を含めた燃料調達ポートフォリオ

2.1.1 検討に当たっての基本的な考え方

燃料調達には、長期契約やスポット契約等、様々な方法が存在するところ（図4）、量・価格いずれの面からも燃料調達を安定的に行うためには、調達ポートフォリオを適切に構築することが重要である。

¹ 勉強会では、LNGを念頭に置いて議論を行った。

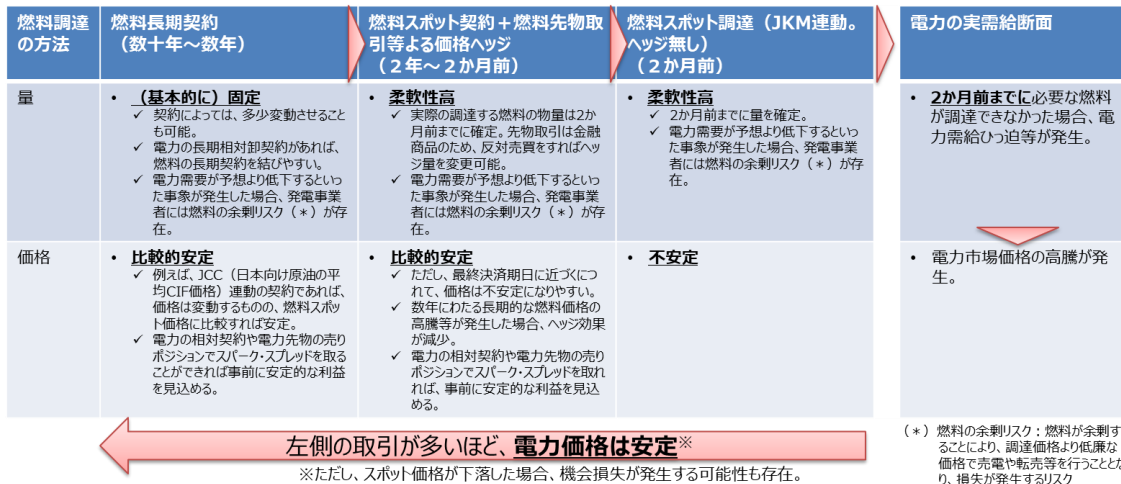


図 4 燃料調達の方法と量・価格の関係

発電事業者が長期契約を含め、どのようなポートフォリオで燃料を調達するかについては、基本的には、中長期的な電源稼働・燃料消費見通しや市場環境等を踏まえた経営判断によるものであると考えられる。そのため、発電事業者にとってどのような調達ポートフォリオが適切かということは一概には言えない。

一方で、発電事業者にとっては、再エネの導入拡大の程度や 2050 年までのカーボンニュートラル（以下、「CN」という。）を見据えた電源の稼働見通しなど、化石燃料消費に関する不確定要素が多く、余剰燃料という形で経済リスクに直結することが懸念されることから、基本的には、電力の先物・先物取引や相対契約を通じて、ある程度収益（価格・量）の見通しが立つ場合に、その売電量の見通しに応じて、新規の燃料長期契約を締結する経済的なインセンティブが存在すると考えられる。

また、発電事業者による燃料の長期契約が減り、燃料のスポット調達比率の増加が進んだ場合において、燃料や電力のスポット市場価格のボラティリティの影響を受けるのは、小売電気事業者（とその需要家）²であるため、小売電気事業者にとっては、電力調達価格の中長期的な安定化にも繋がるという意味で、長期のヘッジ取引（先物取引、相対取引、等）を行い、発電事業者に長期の燃料調達契約を締結させる経済的なインセンティブが存在しているといえる。

加えて、昨今のウクライナ情勢などを踏まえると、日本全体として、燃料の長期契約が著しく減少し極端なショートポジションとなると、エネルギーセキュ

2 市場連動型メニューは全契約数の約 0.78%（2021 年 2 月時点）であり、現状は、電力市場価格の急騰などが発生した場合、一義的には小売電気事業者が損失を被ることとなる（2021 年 7 月 30 日第 63 回制度設計専門会合資料 6 を参照）。ただし、中長期的には需要家の電気料金にも影響するものであり、需要家の受容性の観点も重要といえる。

リティの観点からも問題が生じる可能性も存在する³。

したがって、適切なポートフォリオを構築する観点からは、一定程度燃料の長期契約が必要といえ、燃料の長期契約を締結しやすい環境であれば、発電事業者としては、短期的な燃料調達と組み合わせて、適切なポートフォリオの構築がしやすくなることにつながり、小売電気事業者の調達価格の安定化ひいてはその需要家の小売価格の安定化につながるといえる。

以上より、発電事業者・小売電気事業者双方にとって経済リスクの軽減を行いやすくすることにより、発電事業者による燃料の長期契約に結び付くような取引を行いやすい環境整備が必要であると考えられる。

2.1.2 今後の検討方針（長期のヘッジ取引が行いやすい環境の整備）

発電事業者による燃料の長期契約に結び付くような取引とは、具体的には、①長期の電力相対卸契約、②先渡取引、③先物取引、が想定される⁴。国内の事業者の活動状況や海外事例の把握などを通じ、これらの取引環境を整備するための、より具体的な方策や進め方を検討する必要がある⁵。なお、これらの検討にあたっては、各取引が果たす役割や機能、それぞれの取引が他の取引に与える効果・影響などを踏まえて検討を進めることが必要と考えられる。

【①長期の電力相対卸契約】

2021年度より、旧一般電気事業者各社は、社内外・グループ内外無差別の卸取引について、コミットメントを行っている。この点、電力・ガス取引監視等委員会において、「発電事業者において、複数年契約を設定する場合においても内外無差別に門戸が開かれていることが必須」とされているところであり、現在、旧一般電気事業者に対して、通年契約の卸標準メニューの作成等を求めるといった検討が進められているところである。

こういった現在取り組みが進められている内外無差別の確保や、その他、長期の相対契約を締結しやすい環境の整備のために、検討すべき課題（小売電気事業者の信用力等）の深堀や具体的な対応策の検討が必要である。

【②先渡取引】

3 経済リスク軽減の観点からは、燃料スポット市場を原資産とした先物取引の活用が考えられるが、燃料スポット市場の流動性（厚み）には留意が必要である。燃料スポットでの現物調達の比率が高まる場合、足元のウクライナ情勢のような事象が発生すると、燃料スポット市場で現物を確実に調達できるか、不透明となる可能性が生じる。なお、エネルギーセキュリティの観点から、国が果たすべき役割等については、小委員会（2022年5月17日開催の第49回小委員会等）においても議論が行われているところ。

4 この他、国内でLNGを転売しやすくする仕組みの構築が重要といった意見があった。

5 最終的なオフテイカーである需要家が、脱炭素の流れの中でどの程度火力の電気への長期契約のニーズがあるのかといった最終需要家までの電力バリューチェーン全体を見据えた検討が必要との意見があった。

一般社団法人日本卸電力取引所（以下、「JEPX」という。）の先渡市場は最大3年前から取引が可能である。他方、これまで先渡市場の活性化のために、様々な対応⁶を行ってきているが、現状、あまり活性化しているとはいえない状況である。これまでの対応を踏まえつつ、相対取引や先物取引と比較したときの先物取引の機能の分析や、必要に応じて更なる対応などが求められる。

【③先物取引】

比較的長期の先物商品としては、株式会社東京商品取引所（以下、「TOCOM」という。）においては最長2年先の商品が、European Energy Exchange（以下、「EEX」という。）においては最長6年先の商品（東京エリアベースロード年先物に限定）が存在している。本来、数年先の電力卸市場価格のボラティリティの増大が想定される場合、小売電気事業者（買い側）のヘッジニーズが高まり、電力先物の価格が上昇し、流動性も十分に増した場合、発電事業者はスパークスプレッドを安定的に取りやすくなり、電力先物売り＋電力スポット市場への現物売りを念頭においた発電事業者による燃料の長期契約の締結に繋がることも想定される⁷。

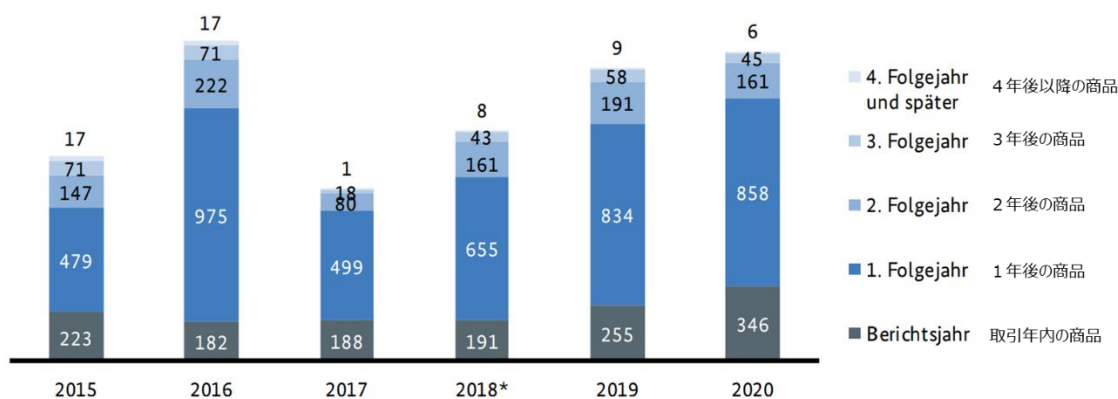
一方で、現状、このような比較的長期の先物取引が活性化しているとはいえない状況である。その原因や、燃料の長期契約に先物取引が果たす役割について、引き続き、分析や検討が必要である。

なお、先物取引が活性化されており、総発電量⁸の約2.5倍の取引量となっているドイツにおいても、1年後の先物商品ボリュームが最も多く、次に多いのは取引年内商品や2年後の商品であり、それより長期の商品については、比較的少量の取引に留まっているという実態がある（図5）。こういった点も踏まえて、検討することが必要である。

6 市場範囲を全国統一から東日本・西日本の2エリアとし、精算価格をシステムプライスから東京エリア・関西エリアプライスに変更するといった対応や、手数料水準を10,000円/件から1,000円/件に引下げるといった対応がJEPXにより行われている。

7 発電事業者が電力の先物取引で売りを行う場合、燃料の長期契約でなく、燃料先物の買いで価格ヘッジを行った上で、燃料スポットで現物を調達するといったことも考えられるが、燃料スポット市場の流動性（厚み）が高く無いことを踏まえれば、長期契約に一定程度繋がることも期待できると考えられる。

8 ドイツの2020年の国内総発電量は530.7TWhである。



*ab 2018 nur noch Phelix-DE

図 5 先物市場の商品と流動性について (EEX ドイツ) 9

2.2 2 か月前までの確実な燃料調達

2.2.1 検討に当たっての基本的な考え方

我が国は燃料調達を LNG 船による海外からの輸入に依存しており、電力の実需給断面の 2 か月前までに燃料スポット調達の意思決定や長期燃料契約の配船調整を行い、必要な燃料を調達しなければ、燃料制約を起し、電力需給の逼迫や電力卸市場価格・インバランス料金の高騰、ひいては、電力の安定供給に支障をきたすこととなる。

LNG の調達は実需給の 2 か月前までに行う必要があり、2 か月後の電力需要や自然変動電源の出力量 (kWh) の確実な予測は現実的に困難である。そのため、安定的な燃料調達の観点からは、ある程度余裕を持った LNG の在庫管理が望ましいが、例えば、冬季に想定外に暖冬となることなどにより LNG 消費量の予測が外れ LNG の余剰が生じた場合、非常に低い価格で LNG を処分せざるを得ない可能性があるため、発電事業者にとっては、こういった余剰が生じた場合

9 ドイツの電気・ガス・通信・郵便・鉄道連邦ネットワーク庁 (bundesnetzagentur für elektrizität gas telekommunikation post und eisenbahnen) と連邦カルテル庁 (Bundeskartellamt) のモニタリングレポート 2021 (Monitoringbericht 2021) を参照。本レポートの URL は以下を参照 (2022 年 6 月アクセス)。
https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2021.pdf?__blob=publicationFile&v=4

の価格リスクをいかにヘッジできるかが重要である^{10・11}。

また、本来は、実需給断面での需給ひっ迫・電力卸市場価格の高騰が想定される場合、小売電気事業者（買い側）のヘッジニーズが高まり、電力先物価格が高騰し、発電事業者はスパークスプレッドを取りやすくなるため、燃料確保のインセンティブが生じ、必要な燃料の追加スポット調達が行われることとなる。

従って、先物市場の厚みがあり、十分に機能していれば、価格ヘッジの機会の増加や燃料確保のインセンティブに繋がり、2 か月前の時点で必要と見込まれる燃料調達が行われることが期待される¹²。

他方、電力先物については、まだ取引量が少なく、流動性や適切な価格指標の観点から課題が存在。また、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。加えて、前述のとおり、LNG の調達は実需給の 2 か月前までに行う必要があり、2 か月後の電力需要や自然変動電源の出力量 (kWh) の確実な予測は現実的に困難である。

これらの点を踏まえると、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であると考えられる。

従って、市場メカニズムを十分に機能させると共に確実に燃料調達を行うために、2.2.2 以降で提示するような対応策の検討が必要であると考えられる。

2.2.2 今後の検討方針①（ヘッジ取引の活性化）

先物市場や先渡市場の厚みがあり、十分に機能していれば、2 か月前の時点で必要な燃料調達が行われることが期待されることから、先物取引等の活性化が重要と考えられる。近年、先物取引への参加者数や取引量が増加しているところであるが（図 6、図 7）、先物取引等の活性化のためにどのような取り組み（先

10 発電事業者は、「需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドライン（資源エネルギー庁、2021年10月25日）」（※1）や容量市場のリクワイアメント（※2）に基づき、JEPX の取引想定量なども踏まえた燃料調達をすることが期待されるが、不確実性があり一定の限界がある。

※1：「事業者が相場操縦行為に該当しない行動をするためには、需給のひっ迫を防止し、燃料制約を発生させないような調達努力が求められる。」「燃料調達の需要見通しを立てるにあたって、小売電気事業者通告量に加え、最新の気象見通しや JEPX 取引量想定など自社としての見解も取り入れた上で在庫管理を実施することで、小売電気事業者通告量の変動に柔軟な対応を取ることは、需給ひっ迫を予防する観点からも望ましい。」といった記載がある。

※2：需給ひっ迫のおそれがある場合（広域予備率が8%を切る場合）においては、燃料制約等の制約により発電余力が供出できなかつたとしてもペナルティが課されることになる。なお、ペナルティについては、免責事項の規定にも一定留意をしながら、今後、具体的なケースの発生を踏まえて、実務的な観点の検討を更に深めていくこととされている。

11 例えば冬季の場合、1月のLNGの価格が最も高く、春に向けて価格が下がっていくため、発電事業者にとっては、需要が多い1月の在庫を最も薄くし、春に在庫の積み上げを行うインセンティブが存在することにも留意が必要といった意見があった。

12 小売電気事業者の電力先物によるヘッジは、2 か月前以降も可能だが、実物の燃料調達に繋げるには、2 か月前までのヘッジが必要となる。

物取引活用の重要性についてガイドラインへ明記すること等) が考えられるか、引き続き、分析や検討が必要である。

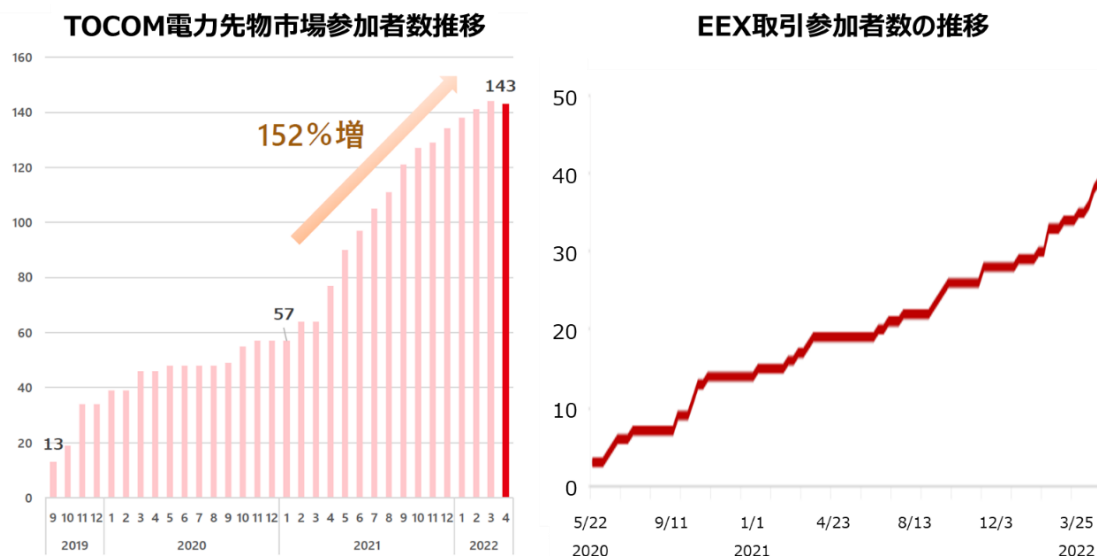


図 6 TOCOM と EEX の参加者数の推移¹³

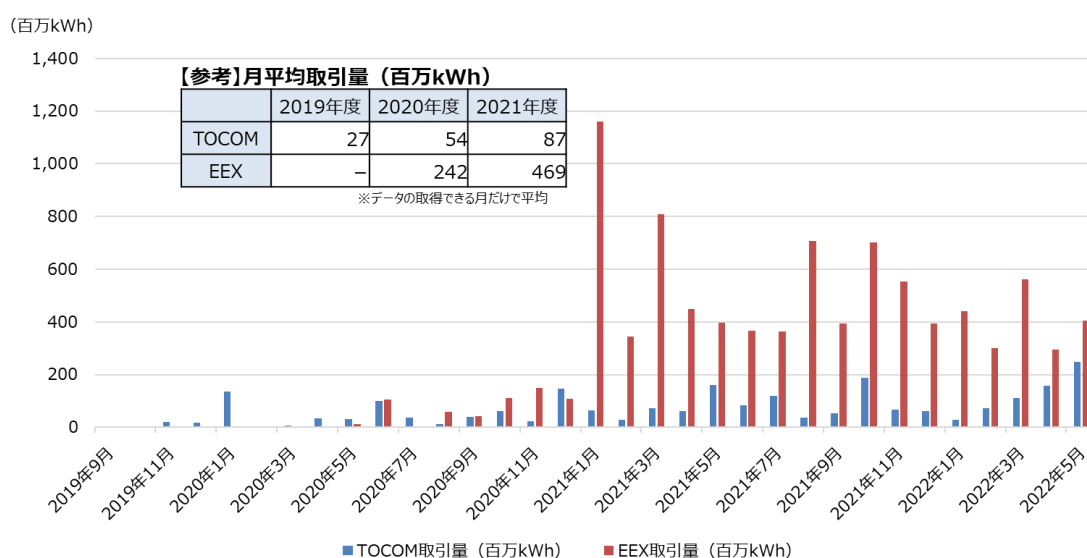


図 7 先物市場における取引量

また、現物の相対取引については、2021 年度より、旧一般電気事業者各社は、社内外・グループ内外無差別の卸取引について、コミットメントを行っており、現在、電力・ガス取引監視等委員会において、環境整備が進められている。

¹³ TOCOM、EEX よりデータ提供。TOCOM は取引口座開設済社数、EEX は取引実施社数である。

【参考】現物取引と先物取引

勉強会では、「燃料の余剰リスク等に関しては、価格効果が重要。よって取引の方法としては、相対取引でなく、先物取引でも効果が得られる」という意見もあったところ。表 2 の通り、現物取引と先物取引両方に燃料調達を促進する機能があり、それぞれのメリット・デメリットを鑑み、事業者が適切なヘッジ取引を選択することが重要だと考えられる。

表 2 現物取引と先物取引の比較

	現物取引（相対契約等）	先物取引
価格	価格の固定機能が存在。そのため、発電事業者にとっては、燃料の余剰リスクが低減され、燃料調達のインセンティブとなる。	
契約条件や価格の透明性	基本的には公開されない。 ※旧一般電気事業者の内外無差別との関係で、卸標準メニュー（ひな型）の作成・公表などの議論があることに注意。	フォワードカーブが存在し、価格シグナル機能がある。
量	取引の量だけ、確実に kWh（燃料）が調達できる。	売り側が発電事業者でなく、金融機関やトレーダー等の場合、必ずしも燃料調達が紐づいたわけではない。そのため、「先物取引量＝燃料調達量」とはならないことに注意が必要。現物取引以上に、取引量の増加や流動性の拡大が求められる。
期間	数か月～数十年	数日～数年
柔軟性	個別に契約条件を設定できる。	先物取引所が用意した商品に限定。

2.2.3 今後の検討方針②（発電事業者への情報開示・提供）

2.2.1 に記載の通り、現状、先物市場の価格シグナルのみで発電事業者が確実に燃料の調達を行うのは困難と考えられる。他方で、「需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドライン（資源エネルギー庁、2021年10月25日）」や容量市場のリクワイアメント等に基づき、発電事業者には、燃料制約を発生させないような燃料の調達努力が求められている¹⁰。

また、発電事業者が把握している情報は限定的であることや実需給の 2 か月前までに必要量を予測することが必要であることなどから燃料消費量が合理的

に予測できないといった燃料調達上の課題があるところ。このため、発電事業者による燃料調達を促すために必要な情報が開示・提供することが必要だと考えられる。

具体的には、例えば、2 か月より前の時点で、全国の燃料調達の状況と、燃料種別の予測 kWh 消費量を比較・評価し、それを開示・提供することなどが考えられる。

また、各発電事業者は、自ら需要予測を行い、全電源メリットオーダーにより自社の発電量・燃料消費量を予測しており、かかる予測精度を高める情報として、表 3 のような情報を開示・提供することが考えられる¹⁴・¹⁵。

表 3 発電事業者への情報提供例と論点

	①	②
提供情報例	小売電気事業者のスポット市場依存量（総需要－相対契約締結（自社取引分を含む）量）	燃料種別の予測 kWh 消費量
提供情報	<ul style="list-style-type: none"> ● 何か月先までの情報か ● 日本全国か、エリアごとか 	<ul style="list-style-type: none"> ● 何か月先、何年先までの情報か ● 日本全国か、エリアごとか¹⁶
情報収集方法	<ul style="list-style-type: none"> ● 小売電気事業者から調達先未定量を収集するか ● 発電事業者から相対契約締結量を収集するか 	<ul style="list-style-type: none"> ● 全国の発電事業者から Three-Part¹⁷ の情報を収集し、kWh 消費量を予測する形が良いか
情報開示先	<ul style="list-style-type: none"> ● 全国に公開か、発電事業者のみに開示するか 	<ul style="list-style-type: none"> ● 全国に公開か、発電事業者のみに開示するか

なお、これらの発電事業者へ開示・提供する情報の具体的な検討にあたっては、以下の点も踏まえた上で、十分な検討が必要である。

- 得られる効果（開示・提供する情報によって、発電事業者はどの程度燃料調達を行いやすくなるか）
- 実務上の負担（事業者から情報を集めることになるが、実務上の負担がどの

14 その他、各発電事業者の予測精度を高める情報として、調整電源としての揚水発電の稼働状況や、電源Ⅱの待機状況の情報も考えられるといった意見もあった。

15 情報開示・提供によって、より需給の実態を反映した価格シグナルが発せられるということも考えられる。

16 燃料種別だけでなく、発電所別等、より細かい粒度の情報とすべきといった意見もあった。

17 Three-Part の情報の詳細については、3.1.3 を参照。

程度生じるか)

- 各事業者から収集する情報の信頼性（情報の正確性を担保する方法（インセンティブ設計・ペナルティー等））
- 発電事業者へ提供する情報の信頼性（提供情報を作成するためには、一定の仮定を置いた計算が必要になるが、その情報の確実性をどのように担保するか。そもそも技術的に精度の高い計算が可能か）
- 競争上の公平性（例えば、情報公開先を限定した場合、競争上の公平性をどのように担保するか）
- 上流の燃料調達への影響 等

2.2.4 今後の検討方針③（小売電気事業者のヘッジ取引の促進）

小売電気事業者は、経済的なインセンティブに加え、計画値同時同量義務を確実に遵守する観点から、あらかじめ相対契約や先物取引といったヘッジ取引を行っている。もっとも、2.2.1に記載のとおり、現状、確実な燃料調達を小売電気事業者にとってのヘッジ取引のインセンティブや先物価格のシグナルだけで担保することは困難である。

そのため、例えば、表4のような対策を通じて、小売電気事業者のヘッジ取引を更に促すことが考えられる。

表4 小売電気事業者のヘッジ取引の促進

①	②
<p>リスクヘッジ等の取組の内容について、公表を求める</p> <p>(公表内容例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● リスクヘッジの方針や計画、ヘッジ取引の割合等 ● ストレステスト(②を参照)の結果 ● 安定的な電気の調達日数の評価結果(※) <p>(※) 需要の30%を1年契約、70%を前日市場依存の場合、110日(=30%×365日+70%×1日)と評価。日数が長ければ、安定的な調達を行っていることとなる。</p>	<p>ストレステスト(※)を通じて、小売電気事業者によるヘッジ取引を促す</p> <p>(※) 現在、小売電気事業者が自社の体力に見合わない調達ポートフォリオを組み、倒産等が発生することを防止し、需要家の利益を保護する観点から、小売電気事業者に対して、ストレステストを実施することを検討しているところ。ストレステストについては、現在、電力・ガス取引監視等委員会において具体的な検討をすることとされている。</p>

なお、このようなヘッジ取引を促すためには、ヘッジできる手段へのアクセスを担保していくことが重要であり、2.2.2の検討を合わせて進めていくことが必要となる。

また、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、「義務付けは慎重に考えるべき」「義務の水準の設定が難しい。誤った水準を設定すると大きな非効率を生む可能性や、それを恐れて低すぎる水準とした場合に期待した効果が得られない可能性が存在」「小売電気事業者によるヘッジの方法としては、需要家との間で卸市場価格連動の料金を設定するといった方法もあるため、そのような事業者にヘッジ取引を義務付けるのもおかしいのではないか」といった義務付けに慎重な意見も多くあったところ。

こういった意見も踏まえつつ、今後、具体的な対応策の検討が必要である。

2.2.5 今後の検討方針④（不確実性への対応）

LNGの調達の実需給の2か月前までに行う必要があり、2か月後の電力需要や自然変動電源の出力量（kWh）の確実な予測は現実的に困難であり、一定の不確実性は存在する。加えて、市場メカニズムの中で各事業者が合理的な行動をとったとしても、合成の誤謬（全体最適が図られない可能性）が生じ、結果として、燃料が不足するリスクや、足元ではウクライナ情勢等を踏まえた、エネルギーセキュリティの問題も存在する。以下に記載のこれまでの対応や議論を踏まえつつ、不確実性に対する対応策も検討することが必要だと考えられる。

- 2021年度冬季については、日本全体で燃料調達リスクに備える観点から、一種の社会的保険として一般送配電事業者がkWh公募を実施した¹⁸。
- 第49回小委員会（2022年5月17日開催）においても、国際市場で燃料調達を行う事業者がビジネスベースでは負担しきれないリスクとしてどのようなものがあり、どのような対応策が考えられるかや、その際、究極的なリスクテイカーとして国が果たす役割について、どのように考えるかといった点について、議論が行われているところ。

¹⁸ 2022年度夏季も同様の措置を予定。

3 安定供給のための電源起動とメリットオーダー

3.1 検討に当たっての論点

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ためには、以下に列挙した論点について、具体的に検討を深める必要がある。

3.1.1 週間断面での電源の確実な起動等

電力・ガス取引監視等委員会の調査¹⁹によると、起動指令後 18～24 時間後には、日時停止・週末停止状態のコンバインド式ガス火力の 100%、石油火力・汽力式ガス火力の 80%以上が起動可能という結果が出ている。現行のスポット市場が前日 10 時であり、当日の需要が上昇し始めるのが朝方であることを考えると、多くの火力電源にとって、起動に必要な時間が確保されていると考えられる。

他方、一部の電源（石炭火力の約半数等）は 1 日以上の上昇時間がかかる。また、揚水発電について、安定的・効率的な運用を行うためには、週間断面から計画が必要である。

このため、このような 1 日以上の上昇時間がかかる電源を確実に効率的に起動・運用するために具体的な仕組みを検討する必要がある。併せて、電源の起動・揚水発電の運用の判断主体（発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者）についても検討が必要である。これらの点に関する具体的な論点（例）として、図 8 に記載内容が考えられる。

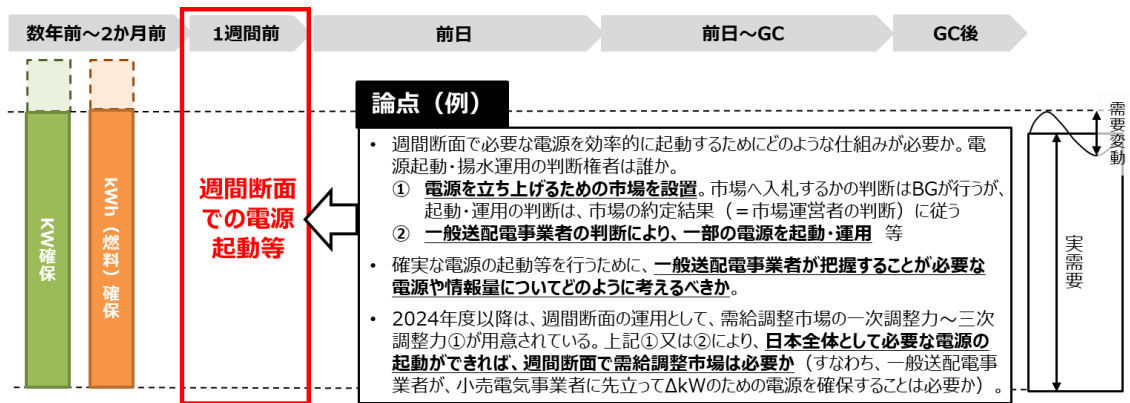


図 8 週間断面での電源の確実な起動等に関する具体的な論点例²⁰

19 第 62 回制度設計専門会合（2021 年 6 月）資料 7 を参照。

20 論点（例）の 1 つ目の論点に関しては、①を前提とすると、必要な量が確保されない場合には、一般送配電事業者による発電機の追加起動ができる仕組みがセットで必要になるといった意見があった。また、3 つ目の論点に関して、週間断面で供給力・調整力を含めて必要な電源等が起動される仕組みが導入されれば、需給調整市場の取引時期を見直すことも考えられるといった意見もあった。

なお、現行制度における仕組みは以下のとおりである。

- 小売電気事業者が確保している相対電源については、発電事業者との合意（自社電源は自社の判断）に基づき、必要に応じて1日以上前から電源の起動の意思決定が行われると考えられる。
- 2024年度以降においては、週間断面で調達がなされる需給調整市場の一次調整力～三次調整力①等で落札した電源については、電源の性質を踏まえ、必要に応じて1日以上前から電源の起動を行うこととなる。
- 揚水発電について、2024年度以降²¹は発電事業者が任意にスポット市場や需給調整市場に入札し、ポンプ・発電を行う運用となる（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、一時的に一般送配電事業者が運用することも認められている）。
- その他、緊急時に限定して、需給調整市場において必要な Δ kWを確保できていない場合などは、余力活用契約に基づき、必要な電源の起動が行われる。

3.1.2 社会的費用最小化のための電源の出力増減、起動・停止等

実需給断面に近づくにつれて、太陽光等の自然変動電源の出力が増減することにより供給力が増減したり、需要が想定よりも上下したりすることとなる。そうした需給見通しの変化にあわせて、追加的な起動や、立ち上げた電源の出力を増減させたり、停止させたりしなければ、余計に燃料費や運転費用が掛かり、社会全体として余計なコストを負担することとなる。

加えて、勉強会において、時間前市場の流動性の向上等の課題が指摘されているところ。この点の評価については、議論がありうるところであるが、特に非FITの再エネが大量導入されることを念頭に置けば、より一層活性化を図ることが必要だと考えられる。

そのため、前日以降の断面で、適切な電源の出力増減や起動・停止を行うために、どのような仕組みが考えられるか、電源の運用の判断は誰（発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者）が行うことが合理的か、時間前市場の活性化のためにどのような仕組みが考えられるかといったことについて、検討を深める必要がある。これらに関する具体的な論点（例）として、図9に記載の内容が考えられる。

²¹ 2024年度前は、揚水発電の運用を一般送配電事業者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。

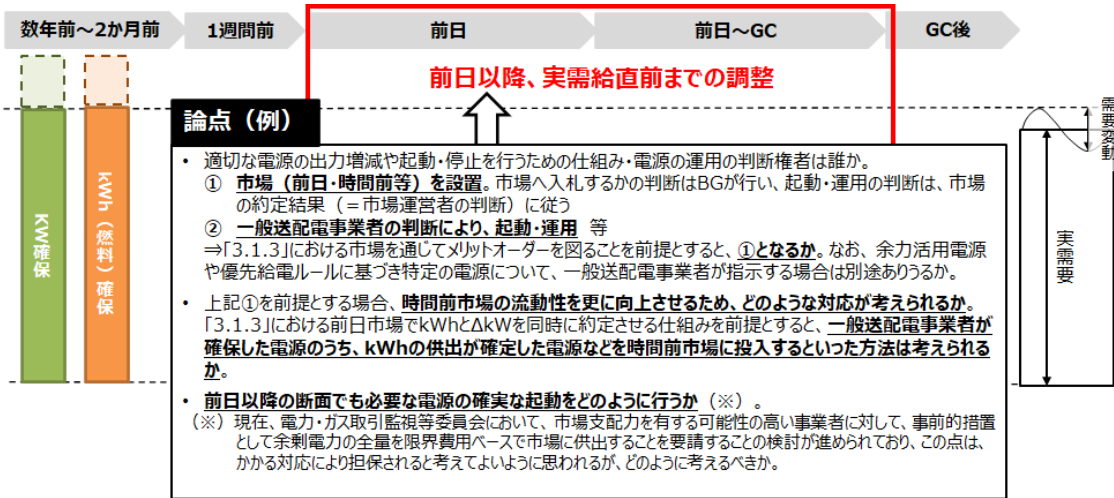


図 9 社会的費用最小化のための電源の出力増減、起動・停止等に関する具体的な論点例

なお、現行制度における仕組みは以下のとおりである。

- 再エネ予測誤差については、三次調整力②(需給調整市場)を通じ、一般送配電事業者による調整が行われている。
- 相対契約がある電源については、インバランスを発生させないよう、発電事業者との相対契約に基づき小売電気事業者によって判断(自社電源は自社によって判断)される。
- 2024年度以降は、すべての調整力について需給調整市場を通じ、一般送配電事業者による調整が行われることとなる。
- その他、余力活用電源や優先給電ルール²²に基づき特定の電源について、一般送配電事業者が指示する場合などがありうる。

3.1.3 メリットオーダーの追求(複数市場の在り方)

2024年以降の仕組みでは、小売電気事業者は相対契約やスポット市場・時間前市場(スポット市場等)での電力の調達を行い、一般送配電事業者は需給調整市場での調整力の調達を行う。スポット市場等・需給調整市場それぞれの市場で、メリットオーダーでの約定がなされているものの、複数の市場に分かれていることで、以下の課題例のような問題も発生しうる(課題例の詳細は、「【参考】新たな仕組みを導入することにより解決が見込まれる課題」を参照)。

²² 優先給電ルールは電源種などによりあらかじめ決められた順に抑制されていくため、必ずしも社会的費用が最小化される形で抑制されていないことに注意が必要。

(勉強会において指摘された現行制度の課題例)

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

加えて、勉強会においては、各市場に導入されているブロック入札について、売り残りによる逸失利益の存在やスポット市場の売り切れ等の問題が指摘されたところ。

以上を踏まえると、電源等 (ディマンドレスポンス (以下、「DR」という。) を含む) の起動費や kWh の限界費用等、発電にかかる様々な費用を全て考慮した上で、全体としてメリットオーダーを追求するために、図 7 のとおり、前日市場において、入札方法として **Three-Part Offer** (①ユニット起動費、②最低出力コスト、③限界費用カーブでの入札)²³を導入するとともに、kWh と ΔkW を同時に約定させる仕組みが考えられる。勉強会においては、**Three-Part** 情報に加えて、ΔkW 対価の情報も入札することが必要といった意見や **Three-Part Offer** における DR や自然変動再エネの取り扱いについての意見があった。必要な kWh や ΔkW を効率的に調達する観点からは、DR や自然変動再エネの入札を前提とした制度設計をすることが重要と考えられるが、入札主体や入札にあたって入力が必要な情報など、こういった点も含め、詳細について、今後検討を深めていく必要がある。なお、この際、kWh と ΔkW の性質の違いや需給調整市場で調達されている調整力の区分なども鑑みた制度設計やシステム設計の検討が必要だと考えられる。

²³ 米国の PJM や ERCOT において、導入されている入札手法。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。**Independent System Operator** (ISO。「独立系統運用機関」と呼ばれ、主に米国や欧州の一部で採用されている。) 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。

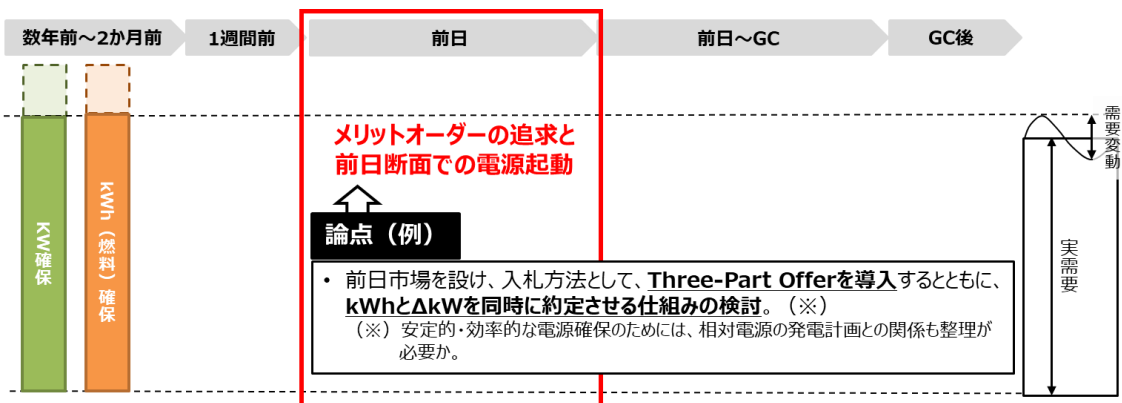


図 10 メリットオーダーの追求（複数市場の在り方）に関する具体的な論点

【補論】

ブロック入札や需給調整市場の意義・役割については、以下のとおり。今後のあるべき姿の検討にあたっては、課題のみならず、こういった仕組みが果たしている意義・役割を踏まえた検討が必要である。

● ブロック入札について

現在、卸電力取引所のスポット市場においては、火力電源の起動費を加味して複数コマでのブロック入札、具体的には、2 時間以上の時間帯を指定し、時間帯毎の量、加重平均価格を指定して入札を認める方法が認められている。これは、火力電源の起動には相当の経費（起動費）を要したり、短時間で出力を大きく増減させることができないといったことを踏まえて、2013 年 2 月から卸電力市場活性化の観点から認められているものであり、バランス停止火力の入札や段差制約を考慮した歯抜け約定を防ぐことが可能となる。これにより、ブロック入札での売り入札量が大幅に増加し、バランス停止火力の起動を促すなど、卸電力市場活性化に寄与している側面もある。

● 需給調整市場について

需給調整市場は、 ΔkW を取引する市場、すなわち、発電事業者等が電源等を供出し、一般送配電事業者は、調整力として必要な量の電源等を事前に調達（予約）するための市場であり、当該入札においては、事業者の判断で必要な起動費や固定費を加味して入札することが認められている。また、新規参入事業者の増加によって競争を促進し、調整力の調達コストを低減させることを目的として、特定の能力だけを持つリソース等であっても市場への参加を可能とすべく、調整力に求める要件を 5 つに細分化し商品毎に調整力を調達している。加えて、単一の電源等が同一領域を共用して複数商品に入札することが可能であれば、こうした電源等を活用することで調達量をより低減することができるため、調整力の調達コストの低減を目的として、こうした要素を最適に組み合

わせて落札リソースを決定するロジック（複合約定ロジック）についても導入する方向で検討が進められている。

3.1.4 全体を通して見た際の論点

3.1.1 から 3.1.3 に記載の論点を踏まえつつ、週間断面からゲートクローズ（以下、「GC」という。）までの全体を見たときに、図 11 のような論点についても検討を深めていくことが必要である。なお、一般送配電事業者が現在把握している情報については、図 12 のとおりである。

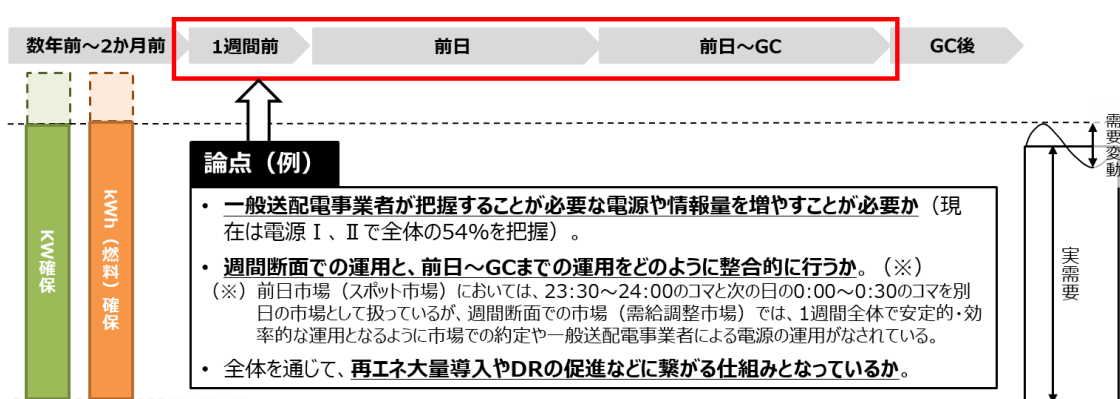


図 11 全体を通して見た際の具体的な論点例

- 一送が把握している代表的な電源等の情報は以下のとおり。
需給調整に活用する電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ'は調整単価等多くの情報を把握しています。
- また、一送は調整電源等（電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ'）に対し起動・停止の指令が可能であり、2021年度の電源Ⅰ・Ⅱの電気事業者の発電設備出力合計に占める割合は約54%（電源Ⅰ：約4%、電源Ⅱ：約50%）

		電源Ⅰ	電源Ⅱ	電源Ⅰ'	電源Ⅲ・自家発
		一送の専用電源として、 常時確保する電源等	小売の供給力等と一送の調 整力の相乗りとなる電源等	厳気象H11需要における電源 トラブル等に備えた供給力等	一送からオンラインで 調整ができない電源等
一送が把握している電源等の情報	定格出力	○	○	○	○※1
	最低出力	○	○	—	○※1
	運転継続可能時間	○	○	○	—
	運転制約	○	○	○	—
	調整単価（V1,V2）	○	○	○	—
	起動費（V3）	○	○	—	—
	起動カーブ	○	○	—	—
	起動時間	○	○	—	—
	出力変化速度	○	○	—	—
	一送による起動停止可否	可	可	可	否
設備量※2	1,111万kW（約4%※3）	13,381万kW（約50%※3）	427万kW※4	—	

※1 電源の系統連系に伴い取得
 ※2 2021年度向け調整力公募結果（第58回制度設計専門会合 資料6-1参照）
 ※3 電気事業者の発電設備出力の合計27,059万kW（エネ庁電力調査統計（2021年9月）参照）に対する該当設備出力の割合
 ※4 DR含みの量

Transmission & Distribution Grid Council

図 12 一般送配電事業者が把握している電源等の情報²⁴

3.1.5 約定価格の形成

3.1.3に記載のとおり、Three-Part Offerを導入するとともに、kWhとΔkWを同時に約定させる仕組みを導入し、一般送配電事業者が総需要の予測を行い、それに従った電源の起動や出力を行う場合、買入札価格に関係なく、メリットオーダーの追求が可能だと考えられる。加えて、上記の仕組みにより市場における売り切れが発生する可能性が下がることから、売り切れにより、売り入札カーブが垂直に立ち上がり、買入札価格で約定価格が決まる形は基本的には想定されなくなる可能性がある。

従って、このような仕組みにおいては、電源起動・出力との関係で、買入札価格が果たす役割は極めて限定的といえる。このような中で、電力市場における約定価格はどのように形成されるべきか、また、約定価格と電源起動・出力はどのような関係にあるか等、買入札価格が果たす役割・機能について、今後検討を深める必要がある。

なお、足元、新電力の買入札の中央値は継続的に80円/kWhで推移するとともに、200円/kWhの買入札が増加するといった現象も発生している²⁵。このような中で、スポット市場の価格が形成されるときに、市場価格はどのような

²⁴ 第2回勉強会資料4から抜粋。

²⁵ 第72回制度設計専門会合（2022年4月21日開催）資料5などを参照。

意味を持つか、という点についても併せて検討する必要がある。

3.2 今後検討すべき具体的な仕組みのイメージと今後検討が必要な論点

3.1 の各論点に基づく方向性を前提とすると、中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿としては、図 13 のような仕組みが考えられる。

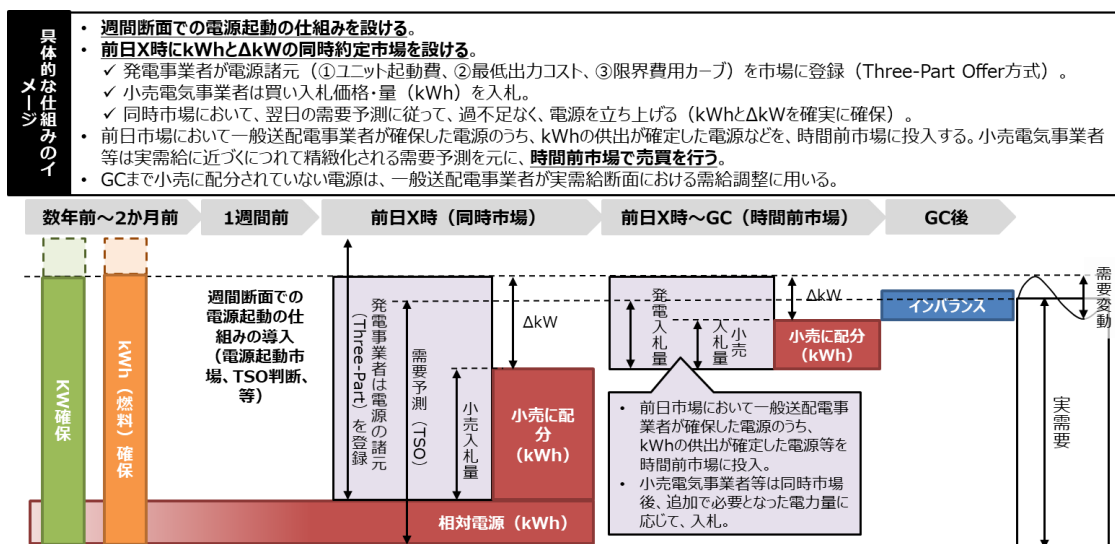


図 13 中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿

今後、検討が必要な論点は表 5 のとおりである。今後、さらに踏み込んで実務的に詳細かつ具体的な議論・検討を行うべく、具体的な約定ロジックの検討²⁶や海外における類似の仕組みの調査、時間軸の検討等を行い、引き続き、あるべき姿の検討を進めることが必要である。なお、勉強会で議論されたあるべき姿はひとつの姿であることから、今後具体的に検討を進める中で他の合理的な選択肢が出てくる場合は、そのような選択肢を排除するものではない。

表 5 今後、検討が必要な論点

項目	論点
週間断面	● 週間断面で電源を起動する仕組み
同時市場・時間前市場	● 入札の具体的な方法
	● kWh と ΔkW を同時に約定させるロジック ※需給調整市場で調達されている調整力の区分も踏まえ

26 現在、一般送配電事業者において、中給システム仕様統一の検討をしており、緊急時の対応として、Three-Part Offer と同じ機能を具備することなどが議論されている（詳細は第 5 回勉強会の資料 5 を参照）。こういった議論も参考にしながら、今後のあるべき姿を検討する必要がある。

項目	論点
	<p>た上での検討が必要か。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 市場運営主体 <ul style="list-style-type: none"> ➤ 市場を運営する際の JEPX、一般送配電事業者、電力広域的運営推進機関等の体制・役割 ● システム改修の内容・コスト等の精査²⁷ ● 時間前市場の在り方
スケジュール	<ul style="list-style-type: none"> ● 制度改正、体制構築、システム改修、周知期間等を踏まえた導入スケジュール
その他	<ul style="list-style-type: none"> ● 足下の対策として、措置すべき内容 ● 新しい仕組みの効果の検証²⁸

²⁷ 市場運営サイドだけではなく、発電事業者や小売電気事業者も含めた費用対効果の検証が必要といった意見があった。

²⁸ 再エネ大量導入や DR の活性化に対応できる仕組みとなっているか、将来のあるべき電力系統との整合性の確認が必要、燃料確保への影響等を含め発電ビジネス全体を俯瞰した多面的な検証が必要といった意見があった。

【参考】新たな仕組みを導入することにより解決が見込まれる課題

3.2 に記載の中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿を前提にすると、勉強会で挙げられていた現状の各課題は、表 6 に記載のとおり、解決されることが見込まれる。

表 6 新たな仕組みを導入することにより解決が見込まれる課題

分類	現状の仕組みの課題	Three-Part Offer を前提とした同時市場のメリット
安定供給の観点 ①	<p>需給調整市場とスポット市場が異なった時間軸で存在しており、かつ、入札する市場を BG が選択できる場合、以下のような課題が生じる可能性。</p> <p>(課題例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ BG が需給調整市場(マルチプライスオークション)に入札せず、調整力の調達が確実に行えない。 ※需給調整市場の価格は固定費や機会費用が織り込めることや、調整力が不足すると需給調整市場の価格が上昇することから、必要な ΔkW が確保されることとなるのが本来だが、三次調整力 ①や②の現状を踏まえると、現実はそのようにならない可能性。 ➤ BG が需要を過度に低く見積もり、スポット市場等での電気の調達が過小にしか行われず、電源等の起動が十分になされなかった場合、一般送配電事業者が調達した調整力だけでは不足インバランスの穴埋めができない。 <p>⇨不足インバランスを想定して厚めに調整力を確保すると、⑦の課題が生じる。</p>	<p>週間断面での電源起動に加え、前日市場における同時市場において、必要な電源を全て約定させることにより、左記の課題は解決可能か。</p>

分類	現状の仕組みの課題	Three-Part Offer を前提とした同時市場のメリット	
メリットオーダーの観点	②	ブロック入札による約定機会の最大化。	Three-Part Offer の導入により、現行のスポット市場等におけるブロック入札制度と比較し、約定機会をより大きくすることができるか。
	③	kWh 市場と ΔkW 市場が異なる市場として運営されていることや市場スケジューリング、前日以降の電源起動停止の計画更新頻度が少ないことにより、過剰な台数の起動等、電源の運転が非効率になる懸念。 ※例えば、現行の仕組みにおいて、需給調整市場で一定の台数を起動させた上で、その後開場されるスポット市場において、買い約定が想定よりも多かった場合などは過剰に起動台数が増える可能性。	日本全体で必要な台数の電源を起動させた上で、起動している電源を同時約定させることにより、kWh と ΔkW で合理的に割り付けることができれば、現状よりも最適に近い電源起動が可能か。
	④	kWh 市場と ΔkW 市場のオークション方式および価格規律の関連が薄く、調整力も含めた電源のメリットオーダーが成立しにくい構造となっている懸念。	同時約定により、(市場に応札された)すべての電源によるメリットオーダーを追求可能か。
	⑤	本来、系統不足であれば、スポット市場よりも実需給断面に近い需給調整市場の方が、kWh 単価が高くあることが電源全体のメリットオーダー上望ましいが、需給調整市場が週間調達であることにより、必ずしもそのような大小関係とはならないといった課題。	同時市場とすることにより、kWh 単価の安い電源から小売需要に当てていけば、解決可能か。
	⑥	需給調整市場（一次調整力～三次調整力①）の連系線枠の事前確保により、広域的なメリットオーダーが成立しにくい構造となる懸念。	同時約定により、市場ごとの連系線枠の事前確保は不要となるか。
その他の観点	⑦	BG の立場からすると、調整力として確保された電源がスポット市場や時間前市場に売り入札されず、市場の売り切れに伴う価格高騰や、再エネが市場統合されていく中における再エネ予測誤差への対応の困難さが課題。	同時約定により、供給力と調整力の取り合いが解決するのではないか。

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

4 まとめ

第2章、第3章に記載の内容についてまとめると、図14のとおりである。

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・市場システムを構築するためにも、今後更に実務的に詳細かつ具体的な検討を深めることが必要であり、早期に新たな検討体制の構築と検討の開始が求められる。

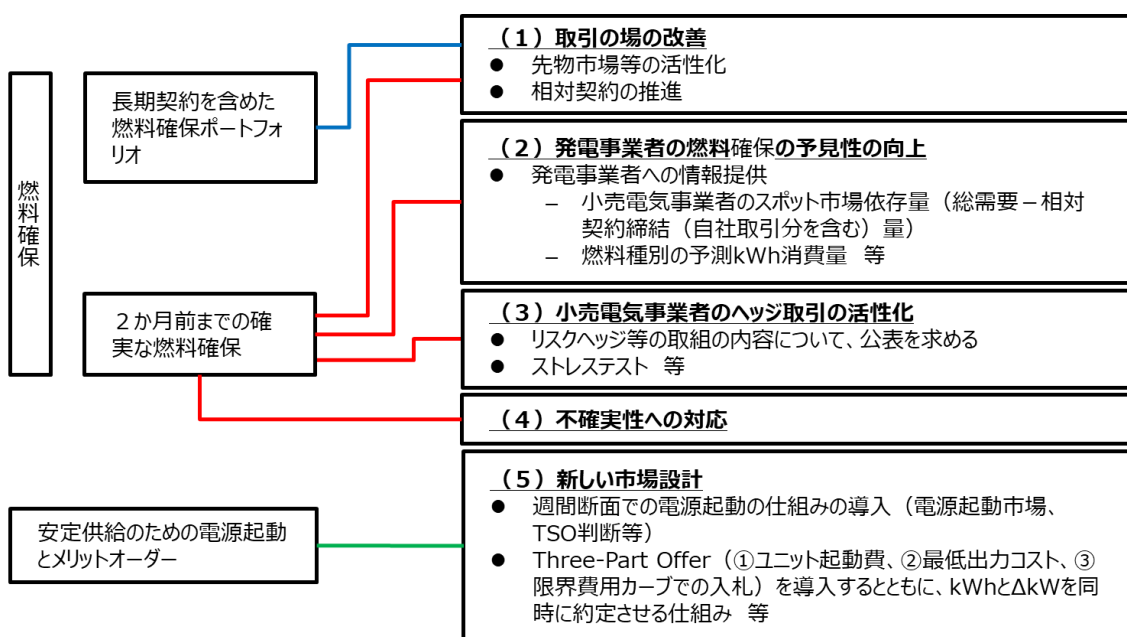


図 14 今後検討が必要な論点（全体像）

委員等名簿

(委員)

- 五十川大也 大阪公立大学 経済学研究科 准教授
◎大山 力 電力広域的運営推進機関 理事長
河辺 賢一 東京工業大学 工学院 電気電子系 助教
木山 二郎 森・濱田松本法律事務所 パートナー 弁護士
國松 亮一 一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
平岩 芳朗 送配電網協議会 理事・事務局長
松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授

(オブザーバー)

- 石坂 匡史 東京ガス株式会社 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長
小川 博志 関西電力株式会社 執行役員 エネルギー・環境企画室長
小嶋 祐輔 株式会社 Looop 取締役 電力事業・技術開発管掌
仲尾 国広 大阪ガス株式会社 ガス製造・発電・エンジニアリング事業部 電力事業推進部 電力ソリューションチームマネジャー
※第3回勉強会までは、久保田泰基（大阪ガス株式会社 ガス製造・発電・エンジニアリング事業部 電力事業推進部 次世代事業チームマネジャー 部長）が参加。
佐藤 悦緒 電力・ガス取引監視等委員会 事務局長
多和 淳也 株式会社 JERA 経営企画本部 企画部長
西浦 寛 一般社団法人日本風力発電協会 政策部会 副部長
増川 武昭 一般社団法人太陽光発電協会 企画部長

(五十音順・敬称略・◎は座長)

開催実績

第1回（2021年12月28日）

- （1）本勉強会の設置等について
- （2）本勉強会における検討課題例について
- （3）各事業者の課題認識について

第2回（2022年2月14日）

- （1）前回の勉強会の振り返りと今後の進め方について
- （2）現状の需給運用および一般送配電事業者が把握している電源等の情報について
- （3）各事業者の課題認識について

第3回（2022年3月25日）

- （1）具体的な課題を踏まえた検討の視点と欧米の卸電力市場の役割・機能について
- （2）各事業者等の課題認識について

第4回（2022年4月22日）

- （1）燃料確保について
- （2）安定供給のための電源起動とメリットオーダー等について

第5回（2022年5月23日）

- （1）燃料確保について
- （2）安定供給のための電源起動とメリットオーダー等について

第6回（2022年6月20日）

- （1）本勉強会の取りまとめ等について